REC

000382

ESTATUTO E GOVERNANÇA: NORMAS DE ORGANIZAÇÃO E GESTÃO DA PETROBRAS

ILDO LUÍS SAUER

INTRODUÇÃO

Este texto sobre ESTATUTO E GOVERNANÇA: NORMAS DE ORGANIZAÇÃO E GESTÃO DA PETROBRAS apresenta um breve resumo das normas de governança, estrutura de organização e gestão definindo a divisão de responsabilidades entre os gestores, aprovadas nas instâncias superiores da Empresa, que abrangiam a ação dos gestores, e, em particular, do Diretor de Gás e Energia, na condição de membro da Diretoria Executiva da Petrobras. Abordo, no contexto do Estatuto Social e das normas de organização e de gestão, aprovadas pelas instâncias superiores da Petrobras, as responsabilidades individuais no exercício de cada função, neste caso a de Diretor de Contato responsável pela Área de Negócios de Gás e Energia, , assim como as responsabilidades dos demais dirigentes, das demais Áreas de Contato, diretamente envolvidas no processo de avaliação e decisão.

O ESTATUTO E A GOVERNANÇA: NORMAS DE ORGANIZAÇÃO E GESTÃO

A Petrobras, conforme explicitado em seu Estatuto Social, é uma sociedade de economia mista – sob controle da União com prazo de duração indeterminado – regida pelas normas de Lei das Sociedades por Ações (Lei no 6.404, de 15 de dezembro de 1976) e pelo seu estatuto. O controle da União é exercido mediante a propriedade e posse de, no mínimo cinquenta por cento mais uma ação do capital votante. Sua administração é dirigida por um Conselho de Administração, com funções deliberativas, e uma Diretoria Executiva. O Conselho de Administração é integrado por, no mínimo cinco membros até dez membros eleitos, cabendo à Assembleia Geral dos Acionistas designar dentre eles o Presidente do Conselho, todos com prazo de gestão que não poderá ser superior a uma ano, admitida a reeleição. A Diretoria Executiva é composta de um Presidente, escolhido dentre os membros do Conselho de administração, e sete Diretores (até recentemente, em 2006 eram seis), eleitos pelo Conselho de Administração, dentre brasileiros residentes no País, com prazo de gestão que não poderá ser superior a 3 anos, permitida a reeleição, podendo ser destituídos a qualquer tempo**. O Conselho de Administração deverá observar na escolha e eleição dos Diretores a sua capacidade profissional, notório conhecimento e especialização nas respectivas áreas de contato em que esses administradores irão atuar, observado o Plano Básico de Organização.** Antes de tomar posse, e ao deixar o cargo, o membro do Conselho de administração e da Diretoria Executiva apresentarão declaração de bens, que será arquivada na Companhia. A Companhia assegurará a defesa em processos judiciais e administrativos aos seus administradores presentes e passados, além de manter contrato de seguro permanente em favor desses administradores para resguarda-los das responsabilidades por atos decorrentes do exercício do cargo ou função, cobrindo todo o prazo de exercício dos respectivos mandatos.

O Conselho de Administração é o órgão de orientação e direção superior da Petrobras, competindo-lhe: aprovar o plano estratégico, bem como os respectivos

Subsecretaria de Apoio às Comissões Especiais e Parlamentares de Inquerito.
RECEBI O ORIGINAL
Em 03/12/2024 às ____ horas.
Nome MARCELO LOPES
MAT. 264785

planos plurianuais e programas anuais de dispêndios e de investimentos; fiscalizar a gestão dos Diretores e fixar-lhes as atribuições, examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia; avaliar resultados de desempenho; aprovar, anualmente, o valor acima do qual os atos, contratos ou operações, embora de competência da Diretoria Executiva, especialmente aqueles previstos no Estatuto Social, deverão ser submetidos à aprovação do Conselho de Administração; deliberar sobre a emissão de debêntures; fixar políticas globais da Companhia, incluindo a de gestão estratégica comercial, financeira, de investimentos, de meio ambiente e de recursos humanos.

Compete privativamente ao Conselho de Administração deliberar sobre: Plano Básico de Organização e suas modificações, bem como a distribuição aos Diretores, por proposta do Presidente, dos encargos correspondentes às áreas de contato definidas no referido plano; autorização para aquisição de ações de emissão da Companhia para permanência em tesouraria ou cancelamento, bem como posterior alienação dessas ações, observadas as disposições legais, regulamentares estatutárias; aprovação da permuta de valores mobiliários de sua emissão; eleição e destituição dos membros da Diretoria Executiva; ***constituição de subsidiárias, participação em sociedades controladas ou coligadas, ou a cessação dessa participação, bem como a aquisição de ações ou cotas de outras sociedades;*** convocações de Assembleia Geral dos acionistas, nos casos previstos em lei, publicando o edital de convocação com, no mínimo, quinze dias de antecedência; aprovação de um Código de Boas Práticas e de seu Regimento Interno, o qual deverá prever a indicação de Relatos e a constituição de Comitês do Conselho composto por alguns de seus membros, com atribuições específicas de análise e recomendação sobre determinadas matérias; aprovação das Diretrizes de Governança da Petrobras; escolha e destituição de auditores independentes, os quais não poderão prestar à Companhia serviços de consultoria durante a vigência do contrato; relatório da administração e contas da Diretoria Executiva; criação do Comitê de Negócios e aprovação e regras de funcionamento desse Comitê, consistentes com o Plano Básico de Organização, as quais devem ser divulgadas ao mercado, resumidamente quando da publicação das demonstrações financeiras da Companhia, ou quando de sua alteração; assuntos que, em virtude de disposição legal ou por determinação da Assembleia Geral, dependam de sua deliberação, o Comitê de Negócios submeterá à Diretoria Executiva seu parecer sobre matérias corporativas que envolvam mais de uma área de negócios, bem como aquelas cuja importância e relevância demandem um debate mais amplo; o Conselho de administração reunir-se-á com a presença da maioria de seus membros, mediante convocação do seu presidente ou da maioria dos Conselheiros, ordinariamente, no mínimo a cada trinta dias e, extraordinariamente, sempre que necessário; as matérias submetidas à apreciação do Conselho de administração serão instruídas com decisão da Diretoria Executiva, as manifestações da área técnica ou Comitê competente, e ainda o parecer jurídico, quando necessário ao exame da matéria; o Presidente do Conselho, por inciativa própria ou por solicitação de qualquer Conselheiro, poderá convocar Diretores da Companhia para assistir às reuniões e prestar esclarecimentos ou informações sobre as matérias em apreciação; as deliberações do Conselho de Administração serão tomadas pelo voto da maioria dos Conselheiros presentes e serão registradas no livro próprio de atas; no caso de empate, o Presidente do Conselho terá o voto de qualidade.

Cabe à Diretoria Executiva exercer a gestão dos negócios da Companhia, de acordo com a missão, os objetivos, as estratégias e diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração. Compete a Diretoria Executiva:

I - elaborar e submeter à aprovação do Conselho de Administração:

a) as bases e diretrizes para elaboração do plano estratégico, bem como dos programas anuais e planos plurianuais;
b) o plano estratégico, bem como os respectivos planos plurianuais e programas anuais de dispêndios e de investimentos da Companhia com os respectivos projetos;
c) os orçamentos de custeio e de investimentos da Companhia;
d) a avaliação do resultado de desempenho das atividades da Companhia;

II - aprovar:

a) critérios de avaliação técnico-econômica para os projetos de investimentos, com os respectivos planos de delegação de responsabilidade para sua execução e implantação;
b) critérios de aproveitamento econômico de áreas produtoras e coeficiente mínimo de reservas de óleo e gás, observada a legislação específica;
c) política de preços e estruturas básicas de preço dos produtos da Companhia;
d) planos de contas, critérios básicos para apuração de resultados, amortização e depreciação de capitais investidos, e mudanças de práticas contábeis;
e) manuais e normas de contabilidade, finanças, administração de pessoal, contratação e execução de obras e serviços, suprimento e alienação de materiais e equipamentos, de operação e outros necessários à orientação do funcionamento da Companhia;
f) normas para cessão de uso, locação ou arrendamento de bens imóveis de propriedade da Companhia;
g) plano anual de seguros da Companhia;
h) a estrutura básica dos órgãos da Companhia e suas respectivas Normas de Organização, bem como criar, transformar ou extinguir órgãos operacionais ou correspondentes, bem como órgãos temporários de obras, agências, filiais, sucursais e escritórios no País e no exterior;
i) planos que disponham sobre a admissão, carreira, acesso, vantagens e regime disciplinar dos empregados da Petrobras;
j) a lotação de pessoal dos órgãos da Companhia;
k) a designação dos titulares da Administração Superior da Companhia;
l) os planos anuais de negócios;
m) formação de consórcios, de "joint-ventures", e de sociedades de propósito específico, no País e no exterior;

III - autorizar a captação de recursos, contratação de empréstimos e financiamento no País ou no exterior, inclusive mediante emissão de títulos;

IV - autorizar a prestação de garantias reais ou fidejussórias, observadas as disposições legais e contratuais pertinentes;

V - autorizar a aquisição, na forma da legislação específica, de bens imóveis, navios e unidades marítimas de perfuração e produção, bem como gravame e a alienação de ativos da Companhia;

VI - autorizar a alienação ou gravame de ações ou cotas de sociedades nas quais a Companhia detenha mais de 10% (dez por cento) do capital social, bem como a cessão de direitos em consórcios ou "joint-ventures" em que a Companhia possua mais de 10% (dez por cento) dos investimentos, podendo fixar limites de valor para delegação da prática desses atos pelo Presidente ou Diretores;

VII - autorizar a celebração de convênios ou contratos com a União, Estados, Distrito Federal e Municípios, podendo fixar limites de valor para a delegação da prática desses atos pelo Presidente ou Diretores;

VIII - autorizar, na forma da legislação específica, atos de renúncia ou transação judicial ou extrajudicial, para pôr fim a litígios ou pendências, podendo fixar limites de valor para a delegação da prática desses atos pelo Presidente ou Diretores;

IX - acompanhar e controlar as atividades das subsidiárias e empresas das quais a Petrobras participe ou com as quais esteja associada;

X - deliberar sobre marcas e patentes, nomes e insígnias;

XI - criar outros Comitês, vinculados ao Comitê de Negócios, aprovando as respectivas regras de funcionamento e atribuições, consistentes com o Plano Básico de Organização.

A Diretoria Executiva reunir-se-á, ordinariamente, uma vez por semana, com a maioria de seus membros, dentre eles o Presidente ou o seu substituto, e, extraordinariamente, mediante convocação do Presidente ou de dois terços dos Diretores. As matérias submetidas à apreciação da Diretoria Executiva serão instruídas com as manifestações da área técnica, do Comitê de Negócios, e ainda do parecer jurídico, quando necessários ao exame da matéria. Além das matérias de competência originária de deliberação colegiada previstas no art. 33 do Estatuto Social, a Diretoria Executiva poderá deliberar sobre os atos de gestão de negócios de responsabilidade individual de cada um dos Diretores, dentro das áreas de contato fixadas pelo Conselho de Administração no Plano Básico de Organização.

Compete ainda aos Diretores:

I - instruir os representantes da Companhia nas Assembleias Gerais das suas subsidiárias, controladas e coligadas, em conformidade com as diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração;

II- admitir e demitir empregados e formalizar as designações para cargos e funções gerenciais, aprovadas pela Diretoria Executiva; Companhia, sempre em conjunto com outro Diretor.

As deliberações da Diretoria Executiva serão tomadas pelo voto da maioria dos presentes e registradas no livro próprio de atas. Em caso de empate, o Presidente terá o voto de qualidade. A Diretoria Executiva encaminhará ao Conselho de Administração

cópias das atas de suas reuniões e prestará as informações que permitam avaliar o desempenho das atividades da Companhia.

Cabem ao Presidente a direção e a coordenação dos trabalhos da Diretoria Executiva, competindo-lhe:

I- convocar e presidir as reuniões da Diretoria Executiva;

II- propor ao Conselho de Administração a distribuição, entre os Diretores, das áreas de contato definidas no Plano Básico de Organização;

III- propor ao Conselho de Administração os nomes para Diretores da Companhia;

IV- designar, dentre os Diretores, seu substituto eventual, em suas ausências e impedimentos;

V- acompanhar e supervisionar, através da coordenação da ação dos Diretores, as atividades de todos os órgãos da Companhia;

VI- designar os representantes da Companhia nas Assembleias Gerais das suas subsidiárias, controladas e coligadas, em conformidade com as diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração;

VII- prestar informações ao Ministro de Estado ao qual a Companhia está vinculada, e aos órgãos de controle do Governo Federal, bem como ao Tribunal de Contas da União e ao Congresso Nacional.

A Assembleia Geral Ordinária realizar-se-á, anualmente, no prazo previsto no art. 132 da Lei nº 6.404, de 1976, em local, data e hora previamente fixados pelo Conselho de Administração, para deliberar sobre as matérias de sua competência, especialmente:

I- tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;

II- deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos;

III- eleger os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.

A Assembleia Geral fixará, anualmente, o montante global ou individual da remuneração dos administradores, bem como os limites de sua participação nos lucros, observadas as normas da legislação específica.

Os empregados da Petrobras estão sujeitos à legislação do trabalho e aos regulamentos internos da Companhia, observando-se as normas legais aplicáveis aos empregados das sociedades de economia mista. A admissão de empregados pela Petrobras e por suas subsidiárias e controladas obedecerá a processo seletivo público, nos termos aprovados pela Diretoria Executiva.

As funções da Administração Superior e os poderes e responsabilidades dos respectivos titulares serão definidos no Plano Básico de Organização da Companhia. As funções a que se refere poderão, excepcionalmente e a critério da Diretoria, ser

atribuídas a técnicos ou especialistas estranhos ao quadro permanente da Companhia.

As funções gerenciais que devam integrar o quadro organizacional da Companhia, nos demais níveis, terão os poderes e responsabilidades dos titulares definidos nas normas dos respectivos órgãos.

Sem prejuízo das requisições previstas em lei, a cessão de empregados da Petrobras e de suas subsidiárias ou controladas dependerá de autorização, em cada caso, da Diretoria Executiva e será feita, sempre que possível, mediante o reembolso dos custos correspondentes.

A Companhia destinará uma parcela dos resultados anuais a ser distribuída entre seus empregados, de acordo com os critérios aprovados pelo Conselho de Administração, observada a legislação em vigor.

Na prática, cada Diretor, com base no Plano Básico de Organização da Companhia, estava em 2005 dividida por seis. Três Diretorias de negócios: Diretoria de Exploração e Produção (DE&P), Diretoria de Abastecimento (DABAST) e Diretoria de Gás e Energia (DG&E). Três Diretorias de suporte: Diretoria Financeira e de Relações com Investidores (DFIN), Diretoria Internacional (DINTER) e Diretoria de Serviços (DSERV). A DINTER além de concentrar todas as atividades administrativas fora do Brasil, atuava em articulação com as áreas de negócio quando as atividades internacionais envolvia técnicos das atividades correspondentes, por exemplo na compra de Refinarias de Pasadena, EUA e Nansei, Japão, e na construção e operação de ativos de produção offshore Chinook e Cascade no Golfo do México.

A Diretoria Executiva, conforme prevê o Estatuto Social, se reunia semanalmente para apreciar de 20 a 30 pautas (da ordem de 1200 por ano), previamente submetidas pelos Diretores a maioria originária das áreas de negócios. As pautas são originadas nas respectivas Gerencias Executivas de cada Diretoria e submetidas, pelo Diretor de Contato, ao colegiado para deliberação.

De acordo com o Plano Básico de Organização da Companhia, cada Diretoria responde e se responsabiliza por um conjunto de atividades previsto e determinado no citado Plano, que é definido pelo Conselho de Administração. A Diretoria Executiva define regularmente uma tabela de Limites de Competência para os Diretores individualmente e para cada uma das Gerencias Executivas, delegando poderes aos Gestores para aprovar e assinar dispêndios e contratos dentro do seu limite de competência.

A tabela de Limites de Competência define os valores de que dispõem o presidente, os diretores e as funções da Administração Superior da Petrobras para o cumprimento de suas atribuições e gestão da companhia. As funções de Administração Superior são aquelas preenchidas pelos titulares das unidades organizacionais da estrutura geral da Petrobras, conforme definido no Plano Básico de Organização. Não fazem parte deste documento as estruturas internas das unidades organizacionais da companhia, bem como as estruturas organizacionais das subsidiárias, controladas e coligadas.

Os Gerentes Executivos podem desdobrar seu limite de competência para Gerentes Gerais dependendo da necessidade do Plano Organizacional. Entretanto, mensalmente cada Diretor submete à aprovação do colegiado uma pauta especial chamada de Atos de Gestão, na qual estão explicitados todos os seus atos, inclusive aqueles delegados aos seus Gestores, praticados no mês anterior, que não foram previamente aprovados pela Diretoria por estarem dentro do seu limite de competência.

Cada Diretoria dispõe de até três Assistentes diretos e duas secretárias. Aos Assistentes cabem as atividades administrativas da Diretoria filtrando e processando os documentos internos para despacho do Diretor, e ainda a verificação da aderência das pautas propostas ao Plano Estratégico, Plano de Negócios, Plano de Gastos, além de conter Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE), parecer jurídico, e demais documentos pertinentes como Relatório do Grupo de Trabalho que conduziu o processo de licitação e análise tributária. Todas as pautas submetidas durante a semana anterior eram examinadas e detalhadas para serem apreciadas e aprovadas na reunião semanal (usualmente quinta-feira).

Em função do volume e da diversidade de assuntos, as matérias específicas submetidas à aprovação da Diretoria Executiva, já vinham com pareceres das áreas de suporte, como parecer jurídico, analise econômica, análise tributária/modelo de negócio, avaliação de mercado, "*due dilligence*", avaliações de consultorias especializadas, e todos os pareceres que cada matéria necessitava para aprovação no colegiado. As pautas mais complexas eram sistematicamente acompanhadas de uma apresentação específica, realizada pelos técnicos correspondentes durante a reunião deliberativa da Diretoria Executiva, e poderiam ser mantidas em pauta quando demandavam pareceres ou esclarecimentos complementares para deliberação na semana seguinte,

Diretores individualmente discutiam as matérias e sustentavam as suas respectivas pautas perante os demais Diretores. Não compõe este rol de atribuições nem tampouco há previsão em norma o questionamento, por parte de Diretores, sobre a condução e a fiscalização dos processos e procedimentos internos de outra Diretoria, esta é uma tarefa exclusiva do Conselho de Administração. Os questionamentos objeto de discussão nas reuniões deliberativas eram sempre relacionados com a aderência dos processos e procedimentos as normas internas e administrativas. Portanto, a verificação por parte dos Assistentes e do respectivo Diretor visava à verificação do cumprimento das normas e procedimentos internos para elaboração da pauta e não entrava no detalhe interno de cada Diretoria na condução, nomeação de responsáveis, contratação de consultores e demais especificidades que deram origem a pauta, assumia-se que as normas internas garantiam através de documentos e aprovações prévias a lisura dos processos.

Em adição, cada Diretor bem como seus respectivos assistentes examinavam as pautas das outras áreas partindo, obviamente, do princípio que as mesmas uma vez submetidas à apreciação da Diretoria Executiva eram construídas de boa fé e dentro dos princípios e normas da Companhia. As citadas pautas continham todos os documentos e fatos relacionados com suas proposições ficando a cargo das diretorias não envolvidas diretamente com a pauta a questão do alinhamento estratégico e ao

cumprimento dos procedimentos administrativos para deliberação da Diretoria Executiva. Cabe a cada Área de Contato, com apoio de todos os órgãos pertinentes ao tema da pauta, submeter as mesmas, instruídas com todas as informações relevantes, dados e análises, pareceres internos e externos necessários para que os membros do Colegiado possam formar juízo sobre o mérito da matéria e proferir sua decisão. As apresentações complementares durante a reunião da Diretoria Executiva propiciavam complementar a documentação escrita e dirimir dúvidas.

Os Gerentes Executivos das respectivas áreas elaboram as pautas, entretanto, as pautas relativas a negócios são previamente submetidas ao Comitê de Negócios, do qual fazem parte Gerentes Executivos de diversas áreas no intuito de avaliar sua implicação e impacto nos negócios da Companhia que transcendem a área específica.

Para exemplificar listamos abaixo as Normas, Manuais e Sistemáticas para condução e procedimentos internos, em vigor, que devem ser obedecidos:

A Estratégia Corporativa mantém manuais com o objetivo de orientar as áreas de negócio, dar diretrizes e uniformizar os procedimentos de submissão e metodologia utilizados pelos processos da Companhia.

Análise Sócio-Econômica de Projetos de Investimentos

A implementação da análise sócio-econômica para os atuais projetos da Petrobras permite avaliar como estes impactam a sociedade e a economia do país, em termos de postos de trabalho, arrecadação de tributos e mudanças no PIB.

Diretrizes para a Elaboração de Pós-EVTE

As Diretrizes para a Elaboração do Pós-EVTE apresenta a metodologia e as orientações para a análise do Pós-EVTE. Estes procedimentos têm por objetivo garantir a abordagem homogênea dos dados e premissas a serem utilizados no acompanhamento corporativo dos projetos de investimento e aquisições.

Manual de Análise Empresarial de Projetos de Investimento

O Manual de Análise Empresarial de Projetos de Investimento é uma referência metodológica para as diversas áreas e unidades de negócio da Companhia na avaliação de projetos.

Manual do Modelo de Planejamento de Investimentos (PLANINV)

Com o objetivo de proporcionar maior transparência ao processo de avaliação de projetos na Petrobras, foi elaborado o Manual do PLANINV, concebido no início da década de 70 por técnicos da Petrobras, o Modelo vem sendo constantemente aprimorado a fim de estar sempre próximo da realidade atual e futura da Empresa da Indústria do Petróleo.

Sistemática Corporativa de Projetos de Investimentos do Sistema Petrobras

Documento que orienta o Planejamento, Aprovação e Acompanhamento de Projetos de Investimento no Sistema Petrobras.

Sistemática de Investimentos Sociais

Esta sistemática propõe a adoção de uma metodologia corporativa padronizada para orientar as decisões de investimento social, assegurando seu alinhamento às Estratégias e à Disciplina de Capital da Companhia, priorizando projetos sociais que tragam benefícios para o país, para as comunidades e para a empresa, conforme a Política de Responsabilidade Social da Companhia.

Sistemática para Aquisição de Empresas pelo Sistema Petrobras

A sistemática tem como objetivo orientar as áreas de negócio, dar diretrizes e uniformizar os procedimentos de submissão e metodologia de avaliação aplicados ao estudo de aquisições, contribuindo com o processo de tomada de decisão na Companhia e com os princípios da gestão do conhecimento, aumentando a eficiência do processo de aquisição e da futura gestão, sem comprometer sua agilidade.

Sistemática para Investimentos em Projetos de Patrocínios/Convênios Ambientais

Diante do cenário de crescente preocupação da sociedade com relação à conservação do meio ambiente, a Petrobras tem a oportunidade de contribuir para a construção de uma agenda ambiental brasileira, reafirmando seu compromisso estratégico de alinhar crescimento econômico com proteção aos ecossistemas em todos os locais onde atua.

Orientações para o Processo de Lições Aprendidas em Projetos de Investimento Petrobras

Organizado pela Estratégia Corporativa busca garantir uma melhoria contínua no desempenho dos projetos da Petrobras potencializando a aprendizagem e a retenção dos conhecimentos durante seu desenvolvimento, através da repetição dos acertos decorrentes de experiências de sucesso, na prevenção de erros e na supressão de retrabalhos.

O Manual de Análise Empresarial de Projetos de Investimento é uma referência metodológica para as diversas Áreas e Unidades de Operação da Companhia na avaliação de projetos. Considerando a diversidade de atividades da Companhia, este Manual visa a proporcionar a uniformização metodológica dos estudos de modo a homogeneizar a avaliação das oportunidades de investimento.

O Manual será atualizado sempre que novos conceitos de análise de projetos surgirem, quando for constatada a necessidade de um maior detalhamento destes e também quando o ambiente no qual a Petrobras atua exigir mudanças na metodologia.

Em complemento a este Manual, outras publicações, disponibilizadas no site da Estratégia Corporativa, servem de orientação às Áreas e às Unidades de operação na condução dos estudos de projetos de investimento: Sistemática Corporativa de Projetos de Investimento do Sistema Petrobras; Boletim de Análise Empresarial de Projetos de Investimento; Relatório de Análise Sócio–Econômica de Projetos de Investimento; Sistemática para Aquisição de Empresas pelo Sistema Petrobras;

Sistemática de Investimentos Sociais do Sistema Petrobras; Sistemática para Investimentos em Projetos de Patrocínios/Convênios Ambientais do Sistema Petrobras; Diretrizes para a Análise Econômica de Projetos de Infraestrutura de Produção de óleo e Gás.

As sistemáticas corporativas de projetos e aquisições do Sistema Petrobras visam a subsidiar os gerentes quanto às normas e aos procedimentos para a apresentação e o encaminhamento de projetos, contribuindo com o processo de tomada de decisão na Companhia, com os princípios da gestão do conhecimento e com a disciplina de capital.

O Boletim de Análise Empresarial de Projetos de Investimento mantém atualizadas as premissas, os valores e os indicadores necessários para elaborar as avaliações de projetos.

A Análise Sócio-Econômica de Projetos de Investimento, apresentada no Relatório de Análise Sócio–Econômica de Projetos de Investimento, visa proporcionar a uniformização metodológica de estudos com ótica sócio-econômica, buscando mensurar as externalidades sócio-econômicas decorrentes de futuros empreendimentos da empresa.

As sistemáticas de investimentos sociais e para investimentos em projetos de patrocínio/ convênios ambientais do Sistema Petrobras buscam orientar corporativamente as unidades organizacionais quanto à padronização dos procedimentos para a análise, aprovação, acompanhamento e avaliação desses investimentos específicos na Companhia.

As Diretrizes para a Análise Econômica de Projetos de Infraestrutura de Produção de óleo e Gás objetivam orientar o cálculo de custos unitários para a utilização em análises econômicas, permitindo o rateio dos projetos de infraestrutura entre os projetos de desenvolvimento da produção que os demandam, estabelecendo uma base para o cálculo de tarifas.

NOTA TÉCNICA DE ILDO LUÍS SAUER

VISÃO ESTRATÉGICA E ANTECEDENTES

A decisão de investir em refino fora do Brasil estava alinhada ao planejamento estratégico da companhia. Desde 1999, o planejamento estratégico da Petrobras já previa expandir sua capacidade de refino adquirindo refinarias no exterior. Na época, crescia o potencial de produção de petróleo no Brasil, sobretudo com a exploração do óleo pesado do Campo de Marlim, mas o mercado interno de derivados estava estagnado desde 1999. Depois de crescer com a estabilidade da moeda a partir de 1994, as vendas de combustíveis no Brasil praticamente pararam de crescer, oscilando entre 85 mil a 90 mil barris por metros cúbicos, segundo dados da ANP, entre 1998 e 2006. Também não havia capacidade de refino para o volume de óleo pesado descoberto. A última refinaria construída no Brasil era de 1980. O óleo pesado é mais denso e exige refinarias mais complexas, para que dê origem a produtos mais leves e valorizados. Ele era exportado, por exemplo, para os EUA com elevado deságio por ser pesado e ácido, embora conter baixo teor de enxofre. A aquisição de refinarias e sua adaptação para processar o óleo Marlim (pesado) no exterior permitiriam, portanto, agregar valor ao óleo pesado, entregando derivados valorizados localmente. Esse posicionamento foi formulado em 1999 (Visão 2010) e confirmado em 2004 (Visão 2015) no Plano Estratégico da empresa. Investir em refino nos Estados Unidos tornou-se um negócio mais atraente a partir de 2004/5. O mercado doméstico norte-americano estava muito aquecido e refinar petróleo localmente garantia margens elevadas para as empresas do setor, especialmente para produtores de óleo pesado, cuja demanda era crescente. Na época, a maior parte das aquisições de refinarias no mercado norte- americano foi feita por outros produtores de óleo pesado (como era o caso da Petrobras) e empresas comercializadoras (*tradings*) que também procuravam aumentar seus lucros investindo em refino e surfando a era dourada das refinarias norte-americanas.

A Petrobras, conforme decisão do Conselho de Administração, seguiu a mesma estratégia de outros grandes produtores globais de óleo pesado à época: pagar mais barato por uma refinaria de óleo leve nos Estados Unidos e, em um segundo passo, adaptá-la para processar óleo pesado. Tratava-se, portanto de dois processos independentes, a compra e o investimento para processar Marlim – o revamp.

VISÃO ESTRATÉGICA: ESTUDOS EXTERNOS À PETROBRAS

São citadas nesta seção as contribuições técnicas e análises de professores especialistas da COPPE/UFRJ, que produzira, estudos anteriores e simultâneos ao período da aquisição de Pasadena. Entre 2004 e 2007 professores e especialistas da COPPE/UFRJ estudaram a precificação do óleo Marlim e analisaram estratégias de

sua valorização. Três estudos liderados pelo Professor Alexandre S. Szklo, da COPPE/UFRJ, que indicavam que **estratégia geral da Petrobras** fazia muito sentido. O WTI e o Brent, dois tipos de petróleo marcadores de preço do mercado, seguiam a sua correlação básica de renda ricardiana dos anos 1990s (um pouco de qualidade e posição), e o Marlim tinha um desconto alto, com potencial de abertura diante do aumento de produção de canadense extra-pesado e do crescimento da demanda por derivados leves no mundo, pressionando a demanda por óleos leves, diante da inflexão nos anos 2004 da produção fora da OPEP.

Alexandre Salem Szklo, Giovani Machado, Roberto Schaeffer, André Felipe Simões e Jacqueline Barboza Mariano publicaram em 2004 o artigo "Placing Brazil's heavy acid oils on international markets" ou em português, "Colocando óleos ácidos pesados do Brasil nos mercados internacionais" na revista especializada "Energy Policy", relatando sua pesquisa sobre nichos para introduzir óleos ácidos pesados, particularmente Marlim:
Dois trechos do artigo:
Em português:
"Esta análise indica a competição internacional mais aguda entre os óleos ácidos produzidos no Brasil, o Mar do Norte e da costa oeste da África, até 2010. No entanto, a longo prazo, a capacidade de conversão das refinarias é o fator chave para canalizar grandes volumes de óleos ácidos pesado para no mercado internacional. Neste caso, o futuro dos produtores de petróleo ácido dependerá de investimentos em refinarias próximas de centros de consumo de produtos petrolíferos. Para o Brasil, isso significa investimentos em modificar suas refinarias e criação de parcerias no segmento downstream para os centros de consumo que absorvem todos os produtos de alto valor agregado, como os EUA e até mesmo o Sudeste da Ásia e Europa Ocidental."
...
"Na verdade, o aumento da participação detida por óleos pesados nas misturas processadas nos EUA são particularmente significativas para a colocação de um óleo de tipo Marlim no mercado global (EIA / DOE, 2002). Isso revela a estratégia de longo prazo de diversas refinarias norte-americanas que estão explorando as vantagens econômicas (descontos) de processamento de óleos ácidos pesados em refinarias complexas. No entanto, a longo prazo esta estratégia transforma óleos não-convencionais em óleos convencionais, o que, em princípio, reduz os níveis de rentabilidade das refinarias equipadas para processar esses óleos. Portanto, no futuro produtores de petróleo ácido deve incluir não só as estratégias de exportação de petróleo, como tal, mas também investimentos em refinarias próximas aos centros de consumo de derivados de petróleo, agregando valor a sua fonte primária de energia e reduzindo os riscos de produção de óleos de menor valor em um ambiente muito incerto. Para o Brasil, isso significa investir não só na conversão e modernização de refinarias do país, mas também estabelecendo parcerias no segmento downstream nos centros de consumo de produtos de petróleo com alto valor agregado, como os EUA e até mesmo o Sudeste da Ásia e Europa Ocidental.
Em suma, a integração de atividades em toda a cadeia de refino de petróleo agrega valor aos óleos não convencionais ao mesmo tempo, garantindo um fluxo normal para este óleo, independentemente de variações nos mercados de petróleo bruto e produtos petrolíferos internacionais. Isso requer: esforços para expandir as atividades a jusante ao longo da cadeia da indústria de petróleo e concentrando as atividades de produção de commodities com maior valor agregado; procura de mercados de consumo nos EUA, Sudeste da Ásia e da Europa por meio de projetos de joint ventures ou leasing que abrangem refino de petróleo, transporte, distribuição e atividades de vendas."

No 4o Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, PDPETRO, realizado em Campinas, SP, em 21-24 de Outubro de 2007, os Professores e Pesquisadores Alexandre SZKLO, do PPE-COPPE/UFRJ, Giovani MACHADO, da EPE, Alexandre MORAIS, da UFRJ/PETROBRAS apresentaram o trabalho "O CASO MARLIM: DESCONTOS DA CORRENTE DE EXPORTAÇÃO EM RELAÇÃO AO BRENT E POLÍTICAS DA PETROBRAS PARA REDUZIR ESTA PERDA" (ANEXO 01)

O trabalho contemplou: "A formação dos preços para os diversos tipos de petróleo vigente no mercado internacional baseia-se em parâmetros que utilizam como referência os preços de certos petróleos denominados marcadores. A fórmula de preço de um determinado tipo de petróleo negociado no mercado internacional é parametrizada de acordo com a diferença de preço (desconto ou bônus) em relação a um petróleo de referência como o West Texas Intermediate (WTI), Brent ou Dubai. Este diferencial de preço reflete basicamente as diferenças de qualidade (leve/ pesado, azedo/ doce ou ácido/ não ácido) e de custos de refino e transporte destes óleos. O volume do mix de origem nacional de petróleos utilizados pelas refinarias no Brasil é inferior à produção interna. Ainda que haja importação de petróleo, desde 2000 o Brasil exporta com regularidade um óleo conhecido como Marlim Crude Oil, cuja característica de óleo pesado e ácido tem ocasionado descontos frente ao Brent no mercado internacional.

Para se apropriar deste desconto e aumentar a utilização do Marlim no processamento das refinarias brasileiras a Petrobras investiu na adequação destas refinarias para obter também derivados de maior valor agregado. Além disso, novas refinarias estão na carteira de projetos da empresa (Comperj e Pernambuco) e foi adquirida uma refinaria no exterior (Pasadena).

Este trabalho apresenta o histórico de descontos do Marlim ao longo da sua série de exportação contrapondo com a flutuação do Brent no mercado internacional, e discute também as políticas que são adotadas por parte da Petrobras (exportadora deste petróleo) para se apropriar deste desconto aumentando sua lucratividade."

Afirmam que: "A recente aquisição de 50% da refinaria de Pasadena, no Texas (EUA), com capacidade para processar 100 mil barris por dia, será mais uma contribuição para alavancar o refino na Petrobras, que prevê a adaptação da unidade para possibilitar o processamento de 80% de petróleo pesado. Além disso, até 2010, haverá aumento de sua capacidade, que passará a ser de 200.000 bpd. O objetivo é exportar óleo pesado brasileiro para ser processado e produzir derivados a serem vendidos no mercado americano, agregando valor ao petróleo nacional. As reformulações na refinaria exigirão cerca de US$ 580 milhões em investimentos nos próximos cinco anos."

E, finalmente concluem que: "O volume do mix de origem nacional de petróleos utilizados pelas refinarias no Brasil é inferior à produção interna. Ainda que haja importação de petróleo, desde 2000 o Brasil exporta com regularidade um óleo conhecido com Marli Crude Oil, cuja característica de óleo pesado e ácido tem ocasionado descontos frente ao Brent no mercado internacional. Para se apropriar deste desconto e aumentar a utilização do Marlim no processamento das refinarias brasileiras a Petrobras investiu na adequação destas refinarias para obter também derivados de maior valor agregado. Novas refinarias também estão na carteira de projetos da empresa (Comperj e Pernambuco) e foi adquirida uma refinaria no exterior (Pasadena). A Petrobras está investindo para manter um nível de produção dos campos da corrente Marlim, sua corrente de exportação sustentáveis por pelo menos mais dez anos, podendo até estimar um crescimento da exportação deste óleo."

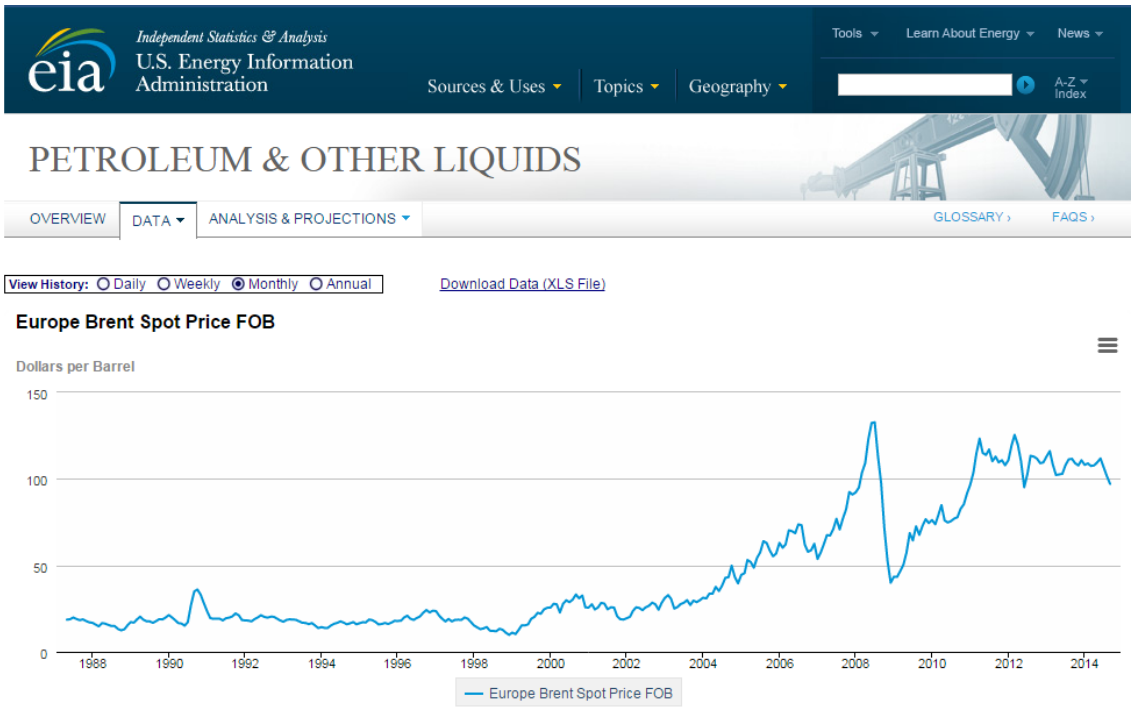
O terceiro trabalho oriundo da COPPE/UFRJ, é: "OPORTUNIDADES E DESAFIOS DA COLOCAÇÃO DE ÓLEOS BRASILEIROS NO MERCADO INTERNACIONAL: O REFINO E O MERCADO NORTE-AMERICANO DE COMBUSTÍVEIS",(ANEXO 02) dissertação submetida ao Corpo Docente da Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade

Federal do Rio De Janeiro como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Planejamento Energético, por Victor Cohen Uller, sob orientação do Prof. Alexandre S. Szklo, em Dezembro de 2007.
O resumo da dissertação apresentada diz que: “Atualmente, o Brasil exporta mais de 400 mil barris por dia de crus pesados nos mercados internacionais, importando um volume semelhante de óleos leves de maior valor. Mesmo que haja a expansão do parque refinador brasileiro e ampliação da utilização dos crus pesados do tipo Marlim na carga nacional, há previsões, inclusive da própria Petrobras, de ocorrência de excedentes exportáveis, da ordem de 500 mil a 1 milhão de barris por dia. Estes volumes podem ser ampliados pela recente descoberta de óleos intermediários na província de Tupi, em águas ultraprofundas do sudeste do Brasil. Neste sentido, prevalecerá um volume que legitima uma estratégia da Petrobras de colocação e agregação de valor destes óleos pesados e seus derivados no mercado internacional, uma vez que a atual se baseia na comercialização à vista e não satisfaz este objetivo. A presente dissertação tem como principal objetivo analisar a possibilidade de colocação e agregação de valor dos excedentes de óleo pesado e ácido do tipo Marlim (em torno de 19º API) no parque refinador dos EUA e seu mercado de combustíveis. Deste modo, a dissertação estudou a estratégia de integração vertical da produção de crus pesados e ácidos do tipo Marlim com refinarias nos EUA, de participação acionária da Petrobras. Foram sugeridas as modalidades mais apropriadas de inserção no refino americano, assim como foi realizada uma prospecção de refinarias nas regiões de melhor aproveitamento para a empresa.”

Esta dissertação, concluída em 2007, mas a pesquisa foi desenvolvida no período da aquisição da refinaria de Pasadena, não somente reforça o acerto da estratégia, como sinaliza opções adicionais de aquisições, demonstrando a superioridade da região da Costa do Golfo do México nos EUA. Confirma que a estratégia geral foi correta e seguia a lógica que dera resultado altamente positivo para a Valero, grande operador de refino.

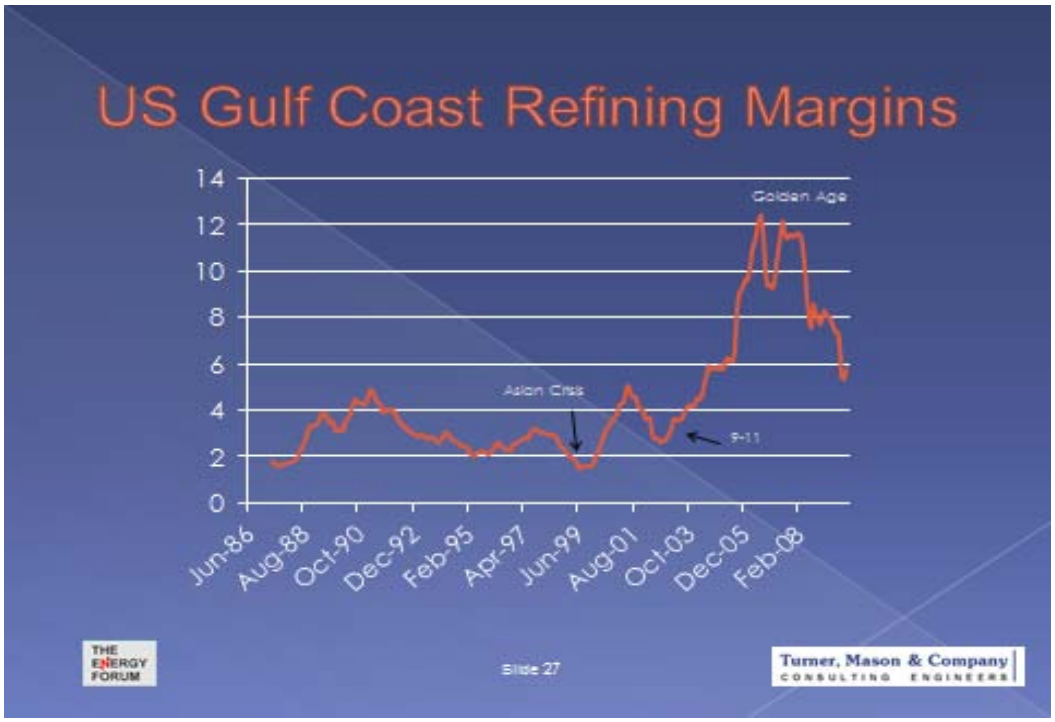
CONTEXTO DO NEGÓCIO: EVOLUÇÃO DO MERCADO DE PETRÓLEO E DO REFINO

Desde os anos 1980 após os choques de petróleo de 1973 e 1979 os preços de petróleo oscilavam em patamares baixos, tipicamente em entre 15 e 22 dólares americanos por barril, e também as margens de refino estavam baixas, tipicamente entre 2 e 4 dólares por barril. Em 12 de abril de 1998 a cotação do Brent alcançou a mínima de 9,73 dólares por barril. A partir de março de 2003 iniciou-se um processo de ascensão de preços em razão da invasão do Iraque pelos Estados Unidos da América, com o preço do Brent partindo de 34,94 dólares por barril, em março daquele ano, ultrapassando 50 dólares em outubro de 2004 e alcançando a máxima de 76 dólares por barril em julho de 2006 e, posteriormente, para mais de 100 dólares em fevereiro de 2008, patamar em que vinha se sustentando, exceto por breve oscilação na crise de 2008 e pela recente redução do segundo semestre de 2014. A figura abaixo, mostra a evolução do Brent, óleo leve de referência como marcador de preços, e sua evolução, a partir dos dados da US Energy Information Administration, (http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm).



As grandes margens de retorno na produção do petróleo também influenciaram a indústria do refino, cujas margens, de certa forma, acompanharam a trajetória ascendente dos preços do petróleo.

Para a compreensão do contexto em que a aquisição da participação em Pasadena foi desenvolvida e concretizada é relevante revisar as mudanças estruturais na indústria de refino dos Estados Unidos após 2000, e principalmente a mudança de patamar nas margens de refino a partir de 2005 até a crise de 2008, a chamada era de ouro do refino. Segundo o consultor especializado J. Auers, da Turner, Mason & Company (Ver apresentação de 22 de fevereiro de 2010, no ANEXO 03) a indústria do refino nos EUA passou pela era das trevas (dark ages) nos anos 1980s e 1990s, experimentando alteração após o ano 2000 e atingiu a era de ouro (Golden Age) entre janeiro de 2005 e 2008 (ser slides 10, 11 e, principalmente o slide 27 – reproduzido abaixo - da apresentação), quando a partir de crise econômica de 2008 voltou a enfrentar período de margens de refino reduzidas. Esses períodos são caracterizados em função das margens, brutas e líquidas, obtidas no negócio do refino, que, por sua vez tem relevância preponderante na valoração dos ativos de refino nas transações. Na figura fica clara a oscilação das margens de refino, no período anterior a 2005, majoritariamente entre 2 e 4 dólares. Já nos anos de 2005 a 2007 um novo patamar se caracteriza, majoritariamente entre 8 e 12 dólares. Posteriormente em 2010, as margens se aproximam dos 6 dólares.



FONTE: ANEXO 03

A capacidade de refino dos EUA aumentou desde 2000 porque as de nova capacidade superaram a perda da capacidade fechamentos três grandes e refinarias. No entanto, o número de refinarias e de empresas tem diminuído ao longo do mesmo período, assim como a concentração da propriedade da capacidade de refino.

AVALIAÇÃO DA ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE PETROQUÍMICA & REFINADORES (NPRA) dos EUA SOBRE CUSTOS DE EXPANSÃO E INVESTIMENTOS EM REFINO.

Associação Nacional de Petroquímica & Refinadores (NPRA) dos EUA congrega a indústria de refino e tem divulgado análises sobre a evolução e a dinâmica do setor. Particularmente, são importantes as informações divulgadas sobre as estimativas dos custos de investimentos para revamp e para novas refinarias, em 2005 e 2006, em depoimento do seu presidente Bob Slaughter ao Senado dos EUA. A partir de meados da década dos anos 2000, de acordo com Slaughter (2006), a expansão de refinarias existentes custava, nos EUA, de US$ 9 mil a US$ 12 mil por barril/dia, podendo ser completada em três ou quatro anos, enquanto uma nova planta requeria nos EUA em média US$ 17 mil por barril-dia, tomando até dez anos para o início de sua produção. [SLAUGHTER, B. “Written Statement of the National Petrochemical & Refiners Association (NPRA) Delivered by Bob Slaughter, NPRA President, Before the Senate Commerce, Science and Transportation Committee concerning “Price Gouging”” (2006). Disponível http://www.npra.org/cms/PDFUpload/PressRelease/NPRA_Testimony_on_Price_Gouging_5-23.pdf]. (ANEXO 04)

Trecho do depoimento escrito da Associação Nacional de Petroquímica & Refinadores (NPRA) por Bob Slaughter, Presidente da NPRA, perante o Comissão de Transportes Comércio, Ciência Senado em audiência a respeito de "manipulação de preço". Senado dos Estados Unidos, em 23 de maio de 2006:
"CAPACIDADE E MAIS CONCORRÊNCIA. Muito tem sido falado do fato de que uma nova refinaria de base não foi construída nos Estados Unidos em mais de 30 anos. Há razões fortes para isso: obstáculos para licenciamento e construção de uma instalação

desse tipo incluem enormes necessidades de capital de investimento inicial, regulamentos ambientais, uma história de baixa rentabilidade da indústria de refino, e a atitude pública “Não no Meu Quintal “(NIMBY). Igualmente importante, os custos para a construção de ***uma nova refinaria exigiriam um investimento médio de 17.000 dólares por barril de capacidade diária de refino e, no mínimo, levaria 10 anos para ser concluída***. Por outro lado, as ***expansões de capacidade em instalações existentes custam na faixa de US $ 9.000 a US $ 12.000 por barril diário de capacidade de refino e podem ser concluídas em 3-4 anos***. Em suma, as expansões podem ajudar a atender a demanda de forma mais rápida e econômica do que a construção de um complexo de refino inteiramente novo. Isso significa mais combustível para os consumidores em um período de tempo mais curto do que uma hipotética nova refinaria poderia fornecer. " Em depoimento anterior no Senado dos EUA (ANEXO 04) o Presidente da NPRA, referiu-se aos custos de investimento para novas refinarias de média escala: Audiência sobre preços da gasolina perante a Comissão de Energia e Recursos Naturais do Senado dos Estados Unidos, em 06 de setembro de 2005. Em trecho de sua declaração Bob Slaughter, presidente, Associação Nacional de Petroquímica & Refinadores (NPRA) afirma: "Os lucros da indústria refino, como percentual do capital investido, não são excessivos. Em dólares, eles parecem grandes, devido à escala necessária para competir em uma indústria grande de capital intensivo. ***Por exemplo, uma nova refinaria de média escala (100.000 a 200.000 b/d) custaria US$ 2 a US$ 3 bilhões***. Em suma, o faturamento da empresa pode estar na casa dos bilhões, mas assim também estão os custos das operações". Portanto, a depender do grau de complexidade a avaliação do Presidente da NPRA era de que o custo unitário do ***investimento em nova refinaria poderia variar de US$10.000 a US$30.000 por barril diário de capacidade de refino***.

REVISÃO DAS PRINCIPAIS TRANSAÇÕES DE ATIVOS DE REFINO

A propriedade de capacidade de refino dos EUA mudou substancialmente nos últimos anos, não obstante as mudanças relativamente lentas em capacidade de refino e do número de empresas envolvidas no setor de refinação. Uma análise de informações em nível de empresa e dados transacionais desde 2000 mostra tanto a consolidação como a dispersão. A EIA, U.S. Energy Information Agency do Departamento de Energia, através do documento “Ownership of U.S. petroleum refineries has changed significantly since 2000” (ANEXO 05) (www.eia.gov/todayinenergy/detail,cfm?id=14791) , faz uma análise retrospectiva da indústria do refino nos EUA e sintetiza as questões e estratégias que orientaram a dinâmica das empresas de refino mudaram substancialmente após 2000.

Algumas estratégias e questões-chave foram:

Especialização. Vários grandes produtores de petróleo e gás, com operações de refino, transferiram seus ativos de refino para as empresas de refino autônomas;

Refocalização em Setores Fora da Refinação. Algumas empresas reduziram sua participação na refinação outras reduziram sua capacidade de refino, porém sem abandonar totalmente o refino. Total, a Exxon Mobil, e Access Industries tiveram uma ligeira redução na capacidade de refino dos Estados Unidos.

FOCO NO REFINO. Outras empresas tiveram aumentos notáveis em capacidade. Valero e as joint ventures Motiva (Shell e Saudi Refining) e Deer Park (Shell e PMI Norteamerica do México) aumentaram a capacidade de refino. Valero cresceu com aquisição de empresas e de ativos, enquanto Motiva cresceu através do investimento em seus próprios ativos, principalmente na expansão de refinaria em Port Arthur, Texas, que é hoje a maior refinaria nos Estados Unidos. Um grupo de empresas focou extensamente na aquisição de refinarias e sua adaptação para processar óleos pesados (oriundos principalmente do Canadá, Venezuela e Mexico) para tirar proveito da defasagem entre os preços dos óleos leves, como Brent, e os pesados.

Historicamente, as empresas integradas alienaram ativos de refino porque a sua rentabilidade foi volátil e relativamente baixa, principalmente quando comparada com o retorno na exploração e produção de petróleo e gás. Os compradores estavam dispostos a adquirir os ativos de refino alienados a preços atraentes. Outras empresas viram a rentabilidade potencial do setor de refino mais favoravelmente, levando-os a adquirir outras empresas ou ativos, especialmente para tirar proveito de situações emergentes como a defasagem entre óleos pesados e leves.

A alteração da estrutura de propriedade das refinarias reflete várias mudanças desde 2000. Por exemplo, em janeiro de 2000 Tosco (quinto maior refinador dos EUA), Conoco (10º.-maior refinador dos EUA), e Phillips (17º.-maior refinador dos EUA) eram todas as empresas separadas, autônomas, e a Suncor não tinha operações de refino dos EUA.

Posteriormente, Phillips adquiriu Tosco em 2001, se fundiu com a Conoco em 2002 (tornando-se ConocoPhillips), vendeu sua refinaria de Denver para Suncor (pelo qual ela entrou US refino), em 2003, desmembrou duas de suas refinarias para criar WRB Refino em 2006. Essas e outras operações são todas registradas no documento Genealogia dos maiores refinadores dos EUA. O documento anexo "Genealogy of major U.S. refiners" (Genealogia dos Grandes Refinadores dos EUA), publicado pela Agência de Informação Energética do Departamento de Energia dos EUA (ANEXO 06), disponível em http://www.eia.gov/finance/genealogy/pdf/genealogy_refiners.pdf) apresenta a evolução societária e as transações de aquisições e alienações de ativos de refino nos EUA. A partir deste documento é possível rastrear as principais transações ocorridas nos períodos entre 2000 e 2004, e entre 2005 e janeiro de 2008, respectivamente, a era precedente e a chamada era de ouro do refino.

Seguindo o roteiro cronológico registrado no documento, foi possível recuperar as informações sobre a capacidade e valores envolvidos nas transações. Algumas transações envolveram além da capacidade de refino, ativos complementares, como postos de serviço, contratos de suprimento a redes fidelizadas, instalações como dutos ou terminais. Nestes casos não se torna possível discernir exatamente o valor específico do ativo de refino, mas de qualquer maneira serve de indicação para ordem de grandeza. Em transações de refino existe uma unidade padrão de comparação conhecida como Valor monetário (US$) por capacidade de refino diária em barris por dia (b/d), US$/b/d. Esta figura de mérito foi recuperada para transações publicadas e será apresentada a seguir. Normalmente esta figura de mérito varia com o ambiente de negócios, especialmente as margens de refino da época, e também com grau de complexidade da refinaria, conhecido também com índice de Nelson, que indica a capacidade de conversão de petróleos pesados, normalmente mais baratos, em produtos de alta qualidade. São raros, porém, os casos em que este índice é publicado.

PERÍODO 2000 A 2004:

Em 02 de março de 2000 Valero adquiriu da Exxon Mobil a refinaria Benicia, de alta complexidade, localizada na baía de San Francisco, California, com capacidade de 160.000 barris diários, pelo valor de US$895 milhões. A transação incluiu 80 postos de serviços e contratos de suprimentos fidelizados para 260 postos da marca Exxon. Assim a figura de mérito, sem descontar o valor dos postos e dos contratos de suprimento, é de ***US$5.593,75/b/d***. Fonte: www.sec.gov/Archives/edgar/data/..., (ANEXO 07)

Em 06 de julho de 2000, Ultramar Diamond Shamrock Corp (UDS) adquiriu da Tosco Corp., em Stanford, Conecticut, pelo valor de US$650 milhoes, mais participação de

US$150 milhões a ser paga em 8 anos, a Avon refinery, na baía de San Franscisco, com capacidade de 168.000 barris diários (b/d), resultando numa figura de mérito de ***US$4.719,00/b/d***. Fonte: Oil&Gas Journal, 2000/07 www.ogi.com/articles/2000/07/ultramar-diamond-shamrock-to-by-toscos-avon-rifinery.html (ANEXO 08).

Em 05 de Fevereiro de 2001, a Phillips Petroleum incorporou a Tosco Corporation, pelo valor de US$7 bilhões mais assunção de US$2bilhões em dívidas, atingindo o valor total de US$9bilhões, compreendendo 8 refinarias com capacidade de 1.350.000 barris por dia e 6.400 postos de serviço em 32 estados. Desconsiderando o valor dos postos de serviço, o indicador de mérito da aquisição é de ***US$6.666,66/b/d***. Fonte: PRNewswire Old Greenwich, Conn. www.prnewswire.com/news-releases/phillips-petroleum-company-to-acquire-tosco-corp-71196202.html (ANEXO 09)

Em 04 de Junho de 2001 a Valero assinou contrato de leasing, por 18,5 milhões de dólares anuais, por dois anos com opção de compra por US$294 milhões, da refinaria Corpus Christi, com capacidade de 115.000 barris/dia. A transação também incluiu dutos de produtos refinados e terminais. Desconsiderando estes ativos complementares, cujo valor não foi discriminado, a figura de mérito da transação atinge *US$2.878,26/b/d*. Fonte: Valero News Room. www.valero.com/NewsRoom/Pages/PR_20010604_0.aspx (ANEXO 10)

Em Outubro de 2001 Shell adquiriu os 44% da Texaco na joint venture estabelecida em1998, a Equilon Enterprises, entre a Shell Oil e Texaco, 56/44 respectivamente, que operava no oeste dos Estados Unidos. Shell contribuiu com a suas Refinarias da Califórnia, de 288 mil bpd em Wood River, Illinois e 154.800 bpd em Martinez. Texaco contribuiu com a suas refinarias de 142 mil bpd em Anacortes, Washington;de 98.750 bpd em El Dorado, Kansas, de 90.600 bpd em Wilmington, Califórnia ; e de 63.000 Bakersfield, Califórnia. A Equilon opera 9.000 postos de serviço, metade de cada marca, também incluídos na transação. O valor da aquisição dos 44% da Texaco foi de US$2,1 bilhões, por 44% da capacidade de refino de 836.350 barris por dia. Desconsiderando o valor dos postos de serviço, a ordem de grandeza da transação indica um valor máximo de US$5.706,61/b/d.

Fontes: "Genealogy of major U.S. refiners" http://www.eia.gov/finance/genealogy/pdf/genealogy_refiners.pdf (ANEXO 06) e Los Angeles Times, http://articles.latimes.com/2001/oct/10business/fi-55451 (ANEXO 11)

Em 20 de Maio de 2002 a Tesoro adquiriu da Valero a refinaria Golden Eagle, em Martinez, California, com capacidade de 168.000 b/d, mais 70 postos de serviço, por US$1,075 bilhão. Abstraindo o valor dos postos, não publicado, o indicador da aquisição é de ***US$6.398,81/b/d***.

Fonte: Sacramento Business Journal, www.bizjournals.com/sacramento/stories/2002/05/20/daily2.html (ANEXO 12)

Em 02 de Dezembro de 2002 a Holly Corp. adquiriu da ConocoPhillips a refinaria Woods Cross, de Salt Lake City, com capacidade de 25.000 b/d por US$25 milhões,

resultando em figura de mérito da ordem de ***US$1.000,00/kb.d***. Fonte: Oil&GasJournal, www.ogj.com/articles/2002/12holly-corp-to-acquire-conocophillips-woods-cross-refinery.html. (ANEXO 13)

Em Março de 2003 a Williams Company anunciou a venda, para a Premcor, de sua refinaria em Memphis, Tennessee, com capacidade média de 180.000 b/d (variando entre 170 e 190 mil), com significativa capacidade de conversão, para a Premcor por US$315 milhões, com provisão de pagamento adicional de US$75 milhões, num período de 7 anos, dependendo das margens de refino. Também foram incluídos no valor outros ativos como infraestrutura de carregamento de caminhões, três terminais de petróleo, dutos de petróleo e produtos, tancagem, além de uma termoelétrica de 80 MW. A foi venda concluída em 26 de Novembro, gerando indicador estimado entre ***US$1.750,00/b/d e US$2.166,66/b/d***.

Fonte: PRNews, Nov. 26, 2003. www.prnewswire.com/news-releases/premcor-announces-agreement-to-acquire-williams-memphis-refinery-76970922.html (ANEXO 14)

Em Abril de 2003 a Suncor Energy adquiriu da ConocoPhillips a refinaria de 60.000 b/d, em Commerce City, Colorado por US$150 milhões, resultando num indicador de ***US$2.500,00/b/d***. Fonte: MBendi Information Services (www.mbendi.com/indy/oilg/ogrf/am/us/p0005.htm); (ANEXO 15) Suncor Denver Refinery Overview, disponível em: www.coqa-inc.org/docs/default-source/meeting-presentations/06102010_Segato.pdf) (ANEXO 16) e "Genealogy of major U.S. refiners" http://www.eia.gov/finance/genealogy/pdf/genealogy_refiners.pdf. (ANEXO 06)

Em 30 de Dezembro de 2003 a Sunoco completou a aquisição da refinaria Eagle Point, da El Paso em Houston, Texas, com capacidade de 150.000 b/d, por US$111 milhões, o que resulta numa figura de mérito de US$740,00/b/d. Fonte Alexander's Gas and Oil Conections. www.gasandoil.com/news/2004/01cnn40244. (ANEXO 17)

Em 01 de Junho de 2005 a Suncor Energy adquiriu da Valero a Refinaria situada em Commerce City, Colorado, com capacidade de 30.000 b/d por US30 Milhões, resultando num indicador de *US$1.000,00/b/d*. Fonte: The Free Library by Farlex www.thefreelibrary.com/Suncor+Energy+acquires+second+refinery+_near+Denver,+Colorado.-0132900480 (ANEXO 18)

Em Maio de 2004 a Premcor adquiriu a Motiva Delaware Cityu Refining Complex, que compreendia a refinaria com capacidade para 180.000 b/d, com elevado grau de complexidade, 160MW de capacidade de cogeração, além de uma unidade de gasificação de coque, de 2.400 t/d. O valor pago foi de US$435 milhões, mais até US$75 milhões em 3 anos dependendo das margens de refino, além da assunção de dívida de US$365 milhões relativa à unidade de cogeração e de gasificação, e um adicional em 2 anos de até US$50 milhões, dependendo da performance da unidade de gasificação. Uma estimativa razoável é atribuir à aquisição da refinaria US$510 milhões, o que resultaria num indicador de ***US$2.833,33/b/d***.

Fonte: PRNewswire-Firstcall. www.prenewswire.com/news-releases/remcor-to-acquire-motiva-delaware-city-refiening-complex-58966987.html. (ANEXO 19)

PERÍDO DE 2005 A 2007

Em 05 de Setembro de 2005 a Valero anuciou a aquisição da Premcor, com capacidade de refino de 790.000 barris diários por US$ 8 bilhões. Essa transação resulta num indicador de ***US$10.126,58/b/d***. Fonte: Blackstone Press Releases. www.blackstone.com/news-views/press-relases/details/valero-toacquire-remcor-in-$8-billion-transaction. (ANEXO 20)

Em 03 de Junho de 2005 a Ashland Inc. anunciou a transferência de sua participação de 38% na Marathon Ashland Petroleum LLC (MAP), com capacidade de refino de 1 milhão de barris diários, para a Marathon por US$ 3,7 bilhões, o que equivale a um pagamento de US$3,7 bilhões por capacidade de refino de 380 mil barris diários. Resulta num indicador de ***US$9.736,84/b/d***. Fontes: Ashland, www.investor.ashland.com/releasedetail.cfm?releaseid=334363 e TRIPLE POINT, www.tpt.com/press_release.aspx?id=16_(ANEXO 21)

Em 31 de Março de 2006 a CONNACHER Oil and Gas Limited anunciou a aquisição da refinaria da Montana Refining Company Inc., localizada em Great Falls, Montana, de apenas 8.300 barris por dia, por US$55 milhões, o que resulta num indicador de ***US$6.626,50/b/d***. Pela reduzida dimensão esta transação não consta do documento "Genealogy of major U.S. refiners".

Fonte: Connacher, Press Release. www.conacheroil.com (ANEXO 22)

Em 01 de Maio de 2006, a ALON anunciou ao mercado a aquisição de duas companhias com um conjunto três refinarias na Costa Oeste. http://library.corporate-ir.net/library/19/190/190387/items/195426/FinalPar-EdAcquisitionAnnouncement.pdf (ANEXO 23). A Paramount Petroleum Corporation, com duas refinarias: a de Paramount, CA, de 54.000 barris diários a Paramount Refinery, **com índice de complexidade de 6.4,** produzindo asfalto, querosene de aviação e óleo combustível e outra de 12.000 barris diários em Portland, OR Topping Refinery em Portland, Oregon, 12 mil b/d, índice de complexidade de 1.3, produzindo principalmente asfalto ambas por um total de 407 milhões de dólares. Esta transação resulta num indicador médio de ***US$6.166,66/b/d.*** A Edgington Oil Company, Long Beach, com **índice de complexidade de 2.4**, produzindo principalmente asfalto, óleo combustível, diesel não tratado e querosene de aviação, com capacidade nominal efetiva de 24.000 barris por dia, pelo valor de US$52 milhões, dando um indicador de ***US$2.166,66/b/d***. Os analistas de mercado avaliaram de forma positiva a compra conjunta por um "very reasonable price", ou seja, ***preço muito razoável, de US$5.100,00/b/d.*** http://www.fool.com/investing/small-cap/2006/05/08/a-gusher-for-alon-usa.aspx (ANEXO 24). Trata-se de um conjunto de refinarias de muito baixa complexidade, em três localidades, compondo capacidade total de 90.000 barrias por dia, por preço total de US$459 milhões. ALON USA News Release, www.sec.gov/Archives/edgar/data/1325955/000095013/d35623exv00w1.htm (ANEXO 25)

Em 17 de Agosto de 2006 anunciou a aquisição da participação de 41,25% da CITGO, na refinaria de 268.000 barris diários, situada no Houston Ship Channel, por US$2,1 bilhões, o que equivale este valor por 110.550 barris diários, resultando num indicador

de ***US$18.996,00/b/d***. Trata-se de uma refinaria de elevada complexidade, com capacidade para processar óleo pesado, suprido pela PDVSA, proprietária da CITGO.

Fonte: CNNMoney, http://money.cnn.com/2006/08/17news/companies/lyondell_citgo.dj/ (ANEXO 26)

Em 23 de Agosto de 2006 a Harvest Energy anunciou a aquisição da refinaria Come by Chance, da North Atlantic Refining/Vitol, com capacidade de 115 mil barris diários, situada em Newfoundland, Canada, por 1,6 bilhões de dólares canadenses, equivalentes na data, pelo câmbio de 0,899 C$/US$, a US$1,438 bilhões. Essa transação corresponde a um indicador de ***US$12.507,82/b/d***. Por estar situada no Canada esta transação não consta do documento "Genealogy of major U.S. refiners".

Fontes: www.resourceinvestor.com/2006/08/23/harvest-energy-pays-c16b-for-vitols-north-atlantic, (ANEXO 27) e CBC News www.cbc.ca/news/canada/newfoundland-labrador/come-by-chance-refinery-s-future-remains-in-doubt-1.2417865 (ANEXO 28) e Yahoo Finance, Exchange rate (ANEXO 29).

Em 05 de Outubro de 2006 a EnCana e ConocoPhillips anunciaram uma parceria para juntar ativos de produção de petróleo pesado da EnCana no Canda, com refino da ConocoPhillips nos EUA. A ConocoPhillips aportou as refinarias de Wood River, localizada em Roxana, Illinois, e de Borger, localizada em Borger, Texas. A estratégia do negócio anunciado é refinar óleo pesado do Canadá e vender seus derivados no mercado norte-americano, incluindo a expansão da capacidade de refino de óleo pesado. A capacidade de ambas refinarias era de 450.000 barris por dia, dos quais 90.000 de óleo pesado. O valor atribuído às refinarias na parceria foi de US$7,5 bilhões, o que resulta num indicador médio de ***US$16.666,66/b/d***.

Fontes: Press Release da EnCana, www.encana.com/news-stories/news-releases/details.html?release=611487.(ANEXO 30) E Apresentações do negócio aos investidores em slides. (ANEXO 31)

Em 29 de Janeiro de 2007 a TESORO anunciou a aquisição da refinaria de Wilmington, CA, com capacidade de 98.000 barris por dia, da Shell, pelo valor de US$1,63 bilhão, estando inclusos neste valor 250 postos de serviço. Sem a discriminação do valor dos postos, pode-se estimar a ordem de grandeza do indicador da aquisição, em ***US$16.632,65/b/d***.

Fonte: The Wall Street Journal, http://royaldutchshellplc.com/2007/01/29/the-wall-street-journal-tesoro-acquires-shell-refinery-near-la-for-163-billion (ANEXO 32)

Em 02 de Maio de 2007 a Husky Energy divulgou a aquisição da refinaria de Lima, Ohio, da Valero Energy Corporation, com capacidade de 165.000 barris diários, por US$1,9 bilhão, resultando num indicador de ***US$11.515,15/b/d***.

Fontes: Husky Energy – News Releases, www.huskyenergy.com/news/2007/husky-energy-to-acquire-lima-refinery-from.valero-energy-corporation.asp e Husky Energy News, May 2, 2007 (ANEXO 33)

Em 04 de Dezembro de 2007 a BP anunciou a formação de 50/50 joint venture com a Husky Energy, visando produção de óleo pesado do Canada, da Husky, e seu refino

na refinaria de Toledo, Ohio, EUA, de propriedade da BP. A valoração dos ativos de produção de óleo e da Refinaria de Toledo, com capacidade de 155.000 barris diários, foi de US$5,5 bilhões, correspondendo, portanto 50% desse montante à refinaria, o que resulta num indicador de ***US$17.741,00/b/d***. (ANEXO 34)

A tabela abaixo sintetiza as principais informações das transações revisadas e apresenta o indicador de comparação, em US$/b/d, mesmo para os casos em que ativos adicionais, como postos de serviços, estavam inclusos na transação, o que nestes casos, torna o indicador um parâmetro de referência maior, mas presumivelmente em pequena monta, cuja quantificação demandaria esforço adicional.

TABELA COMPARATIVA DE TRANSAÇÕES COM REFINARIAS OCORRIDAS ENTRE 2000 E 2004 E ENTRE 2005 E 2007 NA AMÉRICA DO NORTE

Data do anúncio	Refinaria/ Localização	Vendedor	Comprador	Capacidade (barris/dia)	Preço US$ milhões	Indicador US$/b/d	Observações
02/03/2000	Benicia / San Frascisco, California	Exxon Mobil	Valero	160.000	895	5.593,75	Inc.80 postos, Ind.Nelson=11,0
06/07/2000	Avon Refinery / San Frascisco, California	Tosco Corp	Ultramar Diamond Shamrock Corp (UDS)	168.000	800	4.719,00	
05/02/2001	Diversas/ Estados Unidos	Tosco Corp	Phillips Petroleum	1.350.000	9.000	6.666,66	6.400 postos
04/06/2001	Corpus Christi / Corpus Christi, Texas	El Paso Corp	Valero	115.000	312,5	2.878,26	Inc. dutos e terminais; Ind. Nelson=10,6
10/2001	Diversas / Estados Unidos	Texaco	Shell Oil	368.000	2.100	5.706,61	44% de 836.350b/d e 9.000 postos
20/05/2002	Golden Eagle / Martinez, California	Valero	Tesoro	168.000	1.075	6.398,81	70 postos
02/12/2002	Woods Cross / Salt Lake City, Utah	Conoco Phillips	Holly Corp	25.000	25	1.000,00	Refinaria pequena
03/2003	Williams Co./ Memphis, Tennessee	Williams Company	Premcor	180.000	390	1.750,00 a 2.166,66	Inclui 80MW, e terminais
04/2003	Commerce City / Commerce City, Colorado	Conoco Phillips	Suncor Energy	60.000	150	2.500,00	

30/12/2003	Eagle Point / Houston, Texas	El Paso	Sunoco	150.000	111	740,00	
05/2004	Motiva City Refining Complex / Delaware City, Delaware	Motiva Enterprises	Premcor	180.000	510	2.833,33	Complexa,
01/06/2005	Commerce City / Colorado	Valero	Suncor Energy	30.000	30	1.000,00	
03/06/2005	Diversas/ Estados Unidos	Ashland Inc.	Marathon	380.000	3.700	9.736,84	38% de 1 milhão b/d
05/09/2005	Diversas/ Estados Unidos	Premcor	Valero	790.000	8.000	10.126,58	Toda Premcor adquirida
31/03/2006	Montana / Great Falls, Montana	Montana Refineing Company Inc	Connacher Oil and Gas Limited	8.300	55	6.626,50	Ref. pequena
01/05/2006	Edgington (24.000b/d) Long Beach, California	Edgington Oil Company	ALON USA	24.000	52	2.166,66	Refinaria pequena, simples Indice de Nelson= 2,4
01/05/2006	Paramount/ Paramount, California (54.000b/d) e Portland, Oregon (12.000b/d)	Paramount Petroleum Corporation	ALON USA	66.000	407	6.166,66	Ind.Nelson=6,4; 1,3, media=5.5
17/08/2006	Houston Ship Channel/ Houston, Texas	Citgo	Lyondell	110.000	2.100	18.996,00	Ref. complexa
23/08/2006	Come by Chance/Canadá	North Atlantic Refining/ Vitol	Harvest Energy	115.000	1.438	12.507,82	Canada
05/10/2006	Diversas/ Estados Unidos	e Conoco Phillips	EnCana	450.000	7.500	16.666,66	Joint venture 50/50
29/01/2007	Wilmington / California	Shell	Tesoro	98.000	1.630	16.632,65	250 postos Ind. Nelson=12,4
02/05/2007	Lima / Ohio	Valero	Husky Energy	165.000	1.900	11.515,15	Ind. Nelson=9,0
04/12/2007	Toledo/Ohio, EUA	BP	Husky Energy	155.000	5.500	17.741,00	Joint venture 50/50 Ind.Nelson=8,4

Como já foi mencionado o índice de Nelson mede a complexidade das refinarias, compreendendo o tipo de unidades e capacidade de realizar diferentes processos requeridos para refinar diferentes tipos de petróleo, o que, por sua vez, influencia o custo de investimento de sua construção, mas permite que óleos menos valiosos, por serem mais pesados, ácidos e conterem enxofre, possam ser convertidos em produtos refinados de alta qualidade. A tabela abaixo foi elaborada pelo Consultor João Alberto Vieira Santos, com base em dados da Dissertação de Mestrado de Victor Cohen Uller, já referida acima.

Capacidades em mil barris/dia

Empresa Refinaria	Husky Toledo	Tesoro Wilmington	Husky Lima	Alon Paramont	Alon Edgington	Alon Willbridge	Valero Benicia	Valero Corpus Christi	Petrobras Pasadena
Unidades									
Destilação Atmosférica	**160**	**107**	**170**	**54**	**24**	**12**	**135**	**205**	**106**
Destilação Vácuo	**72**	**65**	**52**	**20**	**12**	**2**	**85**	**97**	**38**
Coqueamento	**35**	**42**	**23**				**30**	**17**	
FCC	**55**	**35**	**38**				**75**	**93**	**56**
HCC	**31**	**32**	**25**				**34**	**48**	
HDS/HDT	**22**	**61**	**91**	**40**	**3**		**73**	**126**	**78**
Reforma	**40**	**33**	**55**	**12**			**37**	**49**	**23**
Isomerização/Alquilação	**11**	**12**	**23**	**8**				**21**	**10**
Índice de Nelson	**8,4**	**12,4**	**9,0**	**6,6**	**2,3**	**1,3**	**11,0**	**10,6**	**8,5**

Fonte: João Alberto Vieira Santos, comunicação

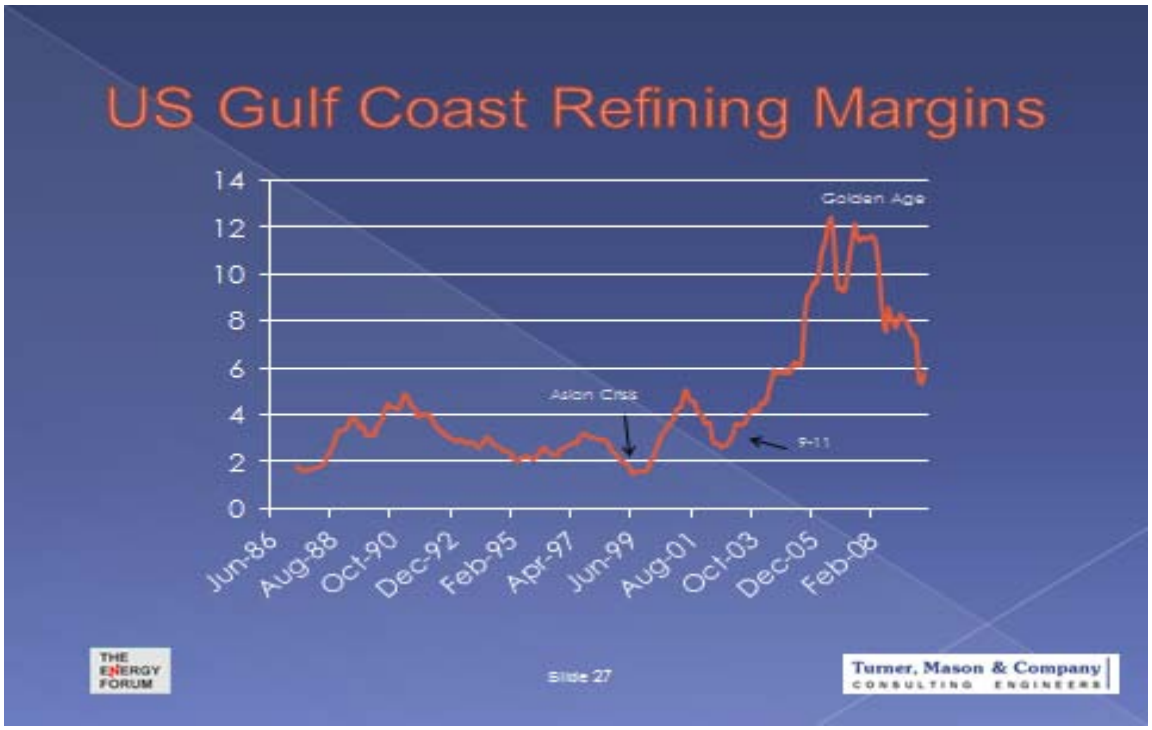
Esta tabela permite verificar que a refinaria de Pasadena tinha um índice de Nelson de 8,5, que é substancialmente superior à da refinaria de Paramount (6,6), adquirida pela Alon, comparável a das refinarias de Toledo (8,4) e Lima (9,0), adquiridas pela Husky. Além do índice de complexidade, obviamente, os valores envolvidos nas transações de refinarias, levam em conta as margens de lucro de refino existentes e projetadas no contexto de cada negócio.

Para refinarias com complexidade semelhante e comparável à de Pasadena (8.5), cujo indicador da aquisição inicial, para 50%, foi de US$6.863,00/b/d, para o conjunto da PRSI e PRSI Trading, transacionadas no mesmo período, no auge da era de ouro do refino, são relevantes os casos de Lima, em 2007, com complexidade de 9,0 transacionada por US$ 11.515 b/d, e Toledo, em 2007, com índice de complexidade de 8,4, transacionada por US$ 17.741/b/d. Igualmente é relevante a comparação com a aquisição do conjunto de três refinarias pela ALON USA, logo após de Pasadena: a de Paramount, CA, de 54.000 barris diários a Paramount Refinery, com índice de complexidade de 6.6, produzindo asfalto, querosene de aviação e óleo combustível e outra de 12.000 barris diários em Portland, OR Topping Refinery em Portland, Oregon, 12 mil b/d, índice de complexidade de 1,3, produzindo principalmente asfalto ambas por um total de 407 milhões de dólares resultando num indicador médio de US$6.166,66/b/d, e, a da Edgington Oil Company, em Long Beach, CA, com índice de complexidade de 2,3, produzindo principalmente asfalto, óleo combustível, diesel não tratado e querosene de aviação, com capacidade nominal efetiva de 24.000 barris por dia, pelo valor de US$52 milhões, dando um indicador de US$2.166,66/b/d. Os analistas de mercado (ANEXO 24) avaliaram de forma positiva a compra do conjunto de três refinarias extremamente simples, com índice médio de 4,6, por um "very reasonable price", ou seja, preço muito razoável, de US$5.100,00/b/d. Adicionalmente é ilustrativo outro exercício: supondo que os 12.000 barris da refinaria

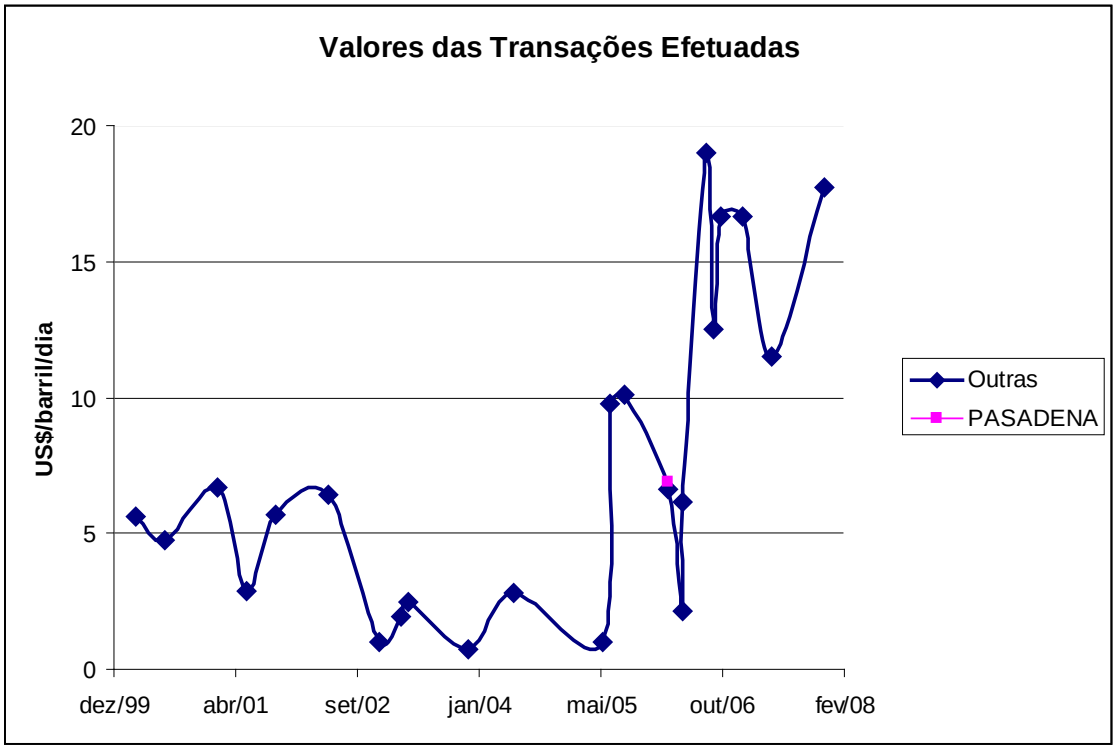
de Portland, Oregon, embora tivesse complexidade ainda inferior à de Long Beach, adquirida da Edgington, tivesse preço unitário igual, seus 12 mil barris valeriam 26 milhões de dólares, que descontados dos 407 milhões, daria 381 milhões, pelos 54 mil barris da Paramount, ou seja cerca de 7.056 dólares por barril de refinaria com complexidade 6,4. Este indicador, portanto, mostra que mesmo esta transação, avaliada por analistas como favorável ao adquirente, pode ser comparado aos US$6.863,00/b/d de Pasadena, com índice de Nelson (complexidade), superior, de 8.5, transacionada no mesmo semestre de 2006. É muito relevante observar ainda que o indicador para uma refinaria de baixa complexidade, índice de 2,4, produzindo essencialmente asfalto, óleo combustível, diesel não tratado, com capacidade de processar 24.000 b/d, tenha sido de US$2.166,66/b/d, que é superior ao indicador adotado pelo Ministro Relator de US$1.860,00/b/d, para Pasadena, com 100 mil barris diários de capacidade e índice de complexidade de 8.5. A análise das transações realizadas entre 2006 e 2007 demonstra que o valor adotado pelo Senhor Ministro Relator, de US$186 milhões para 100% da refinaria, está deveras longe da realidade para o contexto da indústria de refino no período e no dinâmico mercado da Costa do Golfo do México nos Estados Unidos.

Merece ênfase a comparação com a avaliação da NPRA, citada acima, segundo a qual no contexto dos EUA, o custo de ***investimento em nova refinaria poderia variar de US$10.000 a US$30.000 por barril diário de capacidade de refino***, e a expansão de refinarias existentes custava, nos EUA, de US$ 9 mil a US$ 12 mil por barril/dia. O custo orçado para o revamp era de 520 milhões de dólares, para 72.000 barris diários de óleo Marlim, o que resulta num indicador para a expansão, aumento da complexidade, de US$7.222,22/b/d. Assim a refinaria adquirida e reformada atingiria um indicador de US$6.863,00 + 7.222,22 = 14.085,22/b.d, parâmetro compatível com a avaliação da NPRA e em comparação com as transações revisadas acima. Também, hoje em 2014, não deixa de ser relevante registrar que a Refinaria Abreu e Lima, com capacidade prevista de 230.000 barris diários já teve investimentos anunciados de US$20 bilhões, o que resulta num indicador de US$ 86.956,00/b/d, quase o triplo do máximo estimado pela NPRA para refinarias complexas, 12,6 maior que Pasadena e seis vezes mais do que Pasadena adquirida e reformada.

As figuras abaixo ilustram de forma sintética o comportamento dos preços indicadores das transações, em US$/b/d, do final da "dark age" do refino, que vai até o início de 2005, a "golden age" que vai de meados de 2005 a final de 2007, início de 2008, e sua forte correlação com as margens de refino, que assume a caraterística de variável explicativas dominante. Também tem influência a complexidade de cada refinaria, que determina, junto com a posição geográfica no mercado, as margens individuais de cada negócio. As margens, por sua vez, como ilustrado acima guardam proporção com a exuberância dos preços do petróleo e do estado da economia. Mas há também um fator imponderável que é o poder de barganha e da estratégia de negociação individual das empresas envolvidas na transação.



FONTE: ANEXO 03



FONTE: ELABARADO COM DADOS TRANSAÇÕES REVISADAS, CONSTANTES DA TABELA ACIMA, CONSIDERANDO SEPARADAMENTE OS DADOS DA ALON USA

O PROCESSO DECISÓRIO DE PASADENA

Em Agosto de 2005 a o Diretor da Área Internacional submeteu à Diretoria Executiva a proposição de aquisição parcial da Refinaria de Pasadena, no Texas, Estados Unidos. Informou que visando dar cumprimento à determinação do Plano Estratégico da Petrobras, aprovado pelo Conselho de Administração, a Área de Negócios vinha analisando oportunidades de aquisição, dentre as quais já haviam sido consideradas, em diferentes graus de detalhe, as seguintes: A Refinaria de San Nicolas (Aruba) foi oferecida em 2003 à Petrobras pela El Paso/Citibank, porém vendida para a Valero, logo após o início de avaliação pela Petrobras; Refinarias de Port Arthur, Coastal e Orion, mas sem apresentação de propostas; parceria oferecida pela Marathon à Petrobras para fazer um "revamp" na Refinaria de Garyville para o processamento de petróleo Marlim.

A Área Internacional também informou que nos processos de análise de aquisições é cumprido o procedimento de fazer a avaliação de prováveis parceiros como uma etapa prévia de qualquer negociação. São analisados a capacidade financeira, o perfil de investimentos, endividamento e litígios, sendo esse um trabalho de rotina e na maioria dos casos não são gerados relatórios apenas apresentações em reuniões.

A Área Internacional informou que entre 29 e 31/3/2005, representantes da Petrobras visitaram as instalações da refinaria Pasadena que é um complexo de refino e comercialização, localizado no Texas, às margens de importante via navegável, fazendo parte de um centro refinador de 2 milhões de barris por dia que integra ainda um polo logístico – com cais, tanques e dutos – vitais para a comercialização dos derivados para o mercado norte-americano. As conclusões do relatório de visita demonstraram aspectos positivos caso a Petrobras decidisse adquirir participação societária na Unidade. Face a este resultado recomendaram a execução de due diligence com assessoria especializada. Em 4/5/2005, após estabelecimento de um acordo de confidencialidade, as empresas firmaram um Memorando de Entendimentos, que fixou os termos e condições gerais de uma potencial aquisição, por parte da Petrobras, das ações da Pasadena Refining System, Inc. (PRSI), incluindo uma cláusula estabelecendo que a refinaria iria processar 70 000 bpd de petróleo Marlim.

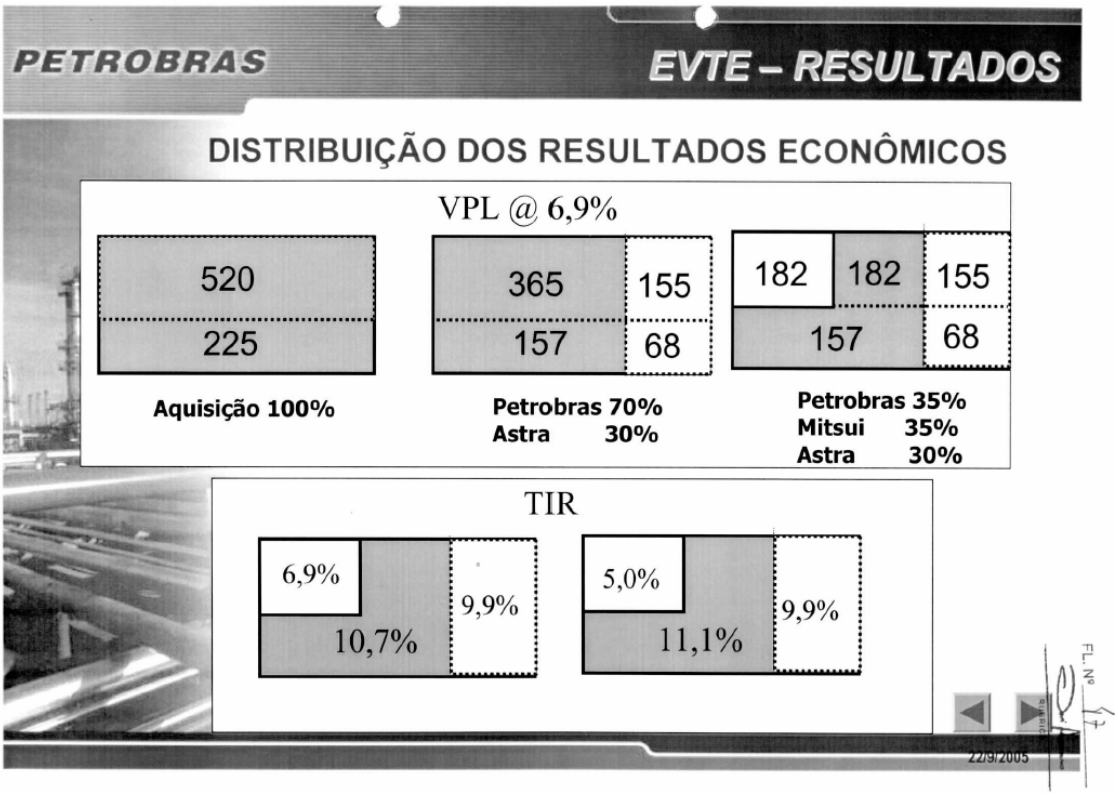
A Área Internacional informou também que no período compreendido entre 23/05/05 e 17/06/05 uma equipe multidisciplinar da PETROBRAS, mobilizada pela Área Internacional de Negócios, representando AUDITORIA/AF, INTER-DN, TRIBUTARIO/TIF/OI, INTER-DN/AB, UN-EUA/CM, CONTABILIDADE/INTERCON, FINANCAS/CS/GSP, JURIDICO/JFT, INTER-DN/AB, SMS/SMS/MA, CONTABILIDADE/CORP/CONINT, AB-RE/TR/TPOU, TRIBUTARIO/PTR, INTER-

TEC/RP, UN-EUA/HR, INTER-CORP/QSMS, INTER-CORP/RH E JURIDICO/JIN assessorada pela Deloitte & Touche LLP, MUSE STANCIL & Co, THOMPSON & KNIGHT LLP E Jacobs Consultancy Inc. realizou em Houston uma "due diligence", como passo inicial para avaliar a aquisição.

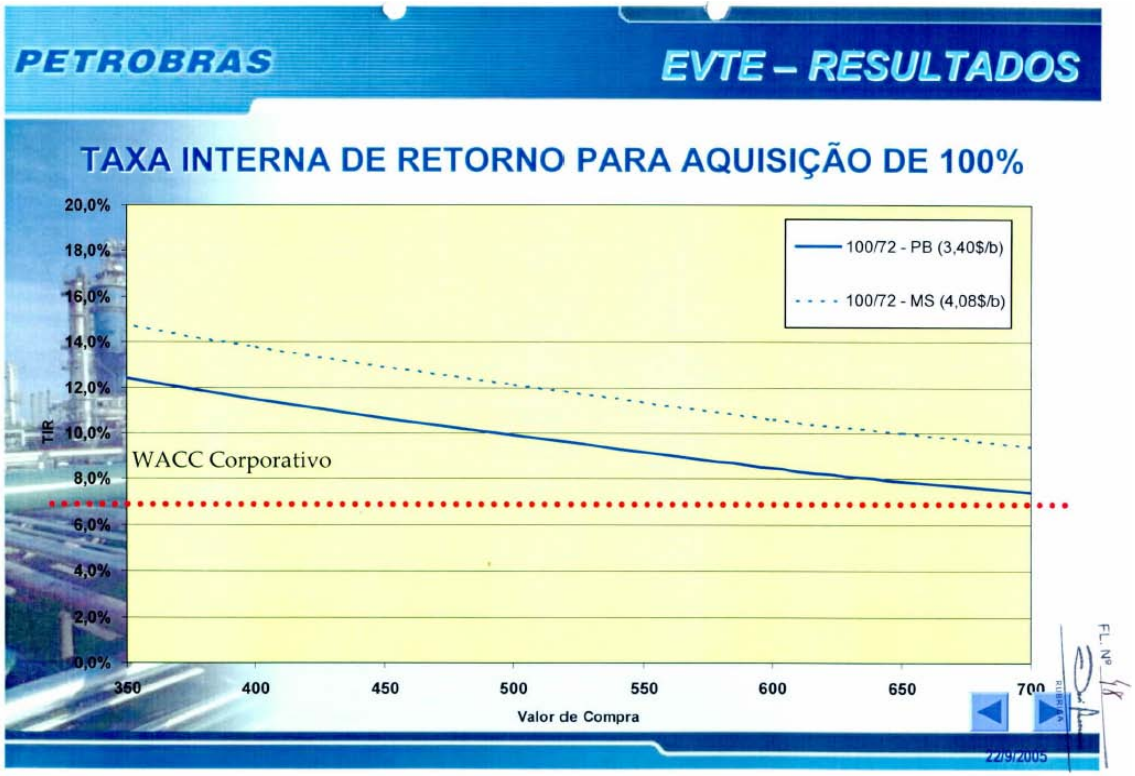
Em 18 de Agosto de Setembro de 2005 foi submetida à DE, Pauta 627, item 21, o DIP INTER-DN 54/2005, solicitando a Diretoria Executiva da Petrobras autorização para a apresentação de oferta à Astra para a compra de 70% das ações da PRSI ou dos ativos, por US$ 365 milhões. O valor referido acima foi obtido a partir do EVTE do projeto segundo o qual a valoração da refinaria era de US$520 milhões, com taxa interna de retorno o valor presente líquido (VPL) da refinaria atingia US$ 745 milhões, considerando o spread de longo prazo do óleo de Marlim em relação ao Brent, sempre usando as premissas corporativas nas análises, destacando-se os preços de robustez para o petróleo Brent e Marlim e para derivados, conforme projeções de preço da Estratégia Corporativa/Petrobras, bem como a taxa de desconto real de 6,9%aa, definida para o negócio de refino nos EUA, pelo PLAFIN e aprovada pelas instâncias superiores da Companhia.

Na pauta e na apresentação do EVTE à Diretoria Executiva na em 18 de Agosto de 2005, Ata DE 4.542, item 21, Pauta no. 627,foram dados a conhecer as seguintes informações e resultados do EVTE. O EVTE elaborado pela Área Internacional, com o apoio dos órgãos pertinentes, atendendo as premissas corporativas. No caso base do EVTE foram adotadas as seguintes premissas corporativas: Brent 2006: 30$/bbl e de longo prazo $25/bbl. Desconto do Marlim: 2006, $5,89/bbl e no longo prazo 3,4$/bbl. WACC: 6,9% aa (real). O EVTE não considerou sinergias de comercialização, fretes, ativos de armazenamento local, negócios de E&P da Petrobras na região, entre outros. A capacidade da refinaria considerada foi 100 mbpd, com proposta de revamp para 72 mbpd de Marlim, cujo investimento (só) para Marlim seria de 519 MMUS$. As premissas de preços do óleo cru das cargas foram estimadas com base nos dados da Estratégia Corporativa da Petrobras e valor de Marlim no modelo foi calculado CIF a partir do valor FOB fornecido pela Estratégia Corporativa, usando a projeção de preços de transporte de Consultoria externa. O valor dos produtos no modelo do EVTE provem da Estratégia Corporativa, corrigido conforme “due diligence”. Para estimativa de preços dos produtos sem estimativa pela Estratégia corporativa, foram assumidos os valores estimados pela Consultoria externa, a partir das projeções da Petrobras para os demais derivados.

O valor de 100% da refinaria de 520 Milhões de dólares, a ser ajustado em função do valor do inventário da refinaria no dia do fechamento do negócio, para uma taxa de desconto real de 6,9%aa, e nesta condição a taxa interna de retorno do investimento ficaria em 10,7% aa. Adicionalmente, o estudo de sensibilidade apresentado indicava que o valor do negócio poderia atingir cerca de 745 Milhões de dólares, observadas as premissas corporativas, quando a taxa de retorno de investimento se aproximasse da taxa real de desconto de 6,9%aa, ou seja, a taxa mínima de atratividade para investimentos de capital (ver fls 47 e 48, da Pauta, apresentação anexa, reproduzidas abaixo. Isto significa que, pelo estudo de sensibilidade apresentado, que caso o preço de 100% da Refinaria fosse de 745 milhões de dólares, ainda assim o investimento teria um retorno de 6,9% aa, que é custo médio ponderado de capital da Petrobras (WACC). Ou seja, 50% da refinaria poderiam chegar até 375 MM de dólares valor presente de então, considerando margens de refino conservadoras, seguindo as premissas corporativas para a operação da refinaria nas condições então existentes.


PETROBRAS
EVTE – RESULTADOS
DISTRIBUIÇÃO DOS RESULTADOS ECONÔMICOS
VPL @ 6,9%
520
225
Aquisição 100%
365
155
157
68
Petrobras 70%
Astra 30%
182
182
155
157
68
Petrobras 35%
Mitsui 35%
Astra 30%
TIR
6,9%
10,7%
9,9%
5,0%
11,1%
9,9%
22/9/2005

A


PETROBRAS
EVTE – RESULTADOS
TAXA INTERNA DE RETORNO PARA AQUISIÇÃO DE 100%
20,0%
18,0%
16,0%
14,0%
12,0%
10,0%
8,0%
6,0%
4,0%
2,0%
0,0%
TIR
100/72 - PB (3,40$/b)
100/72 - MS (4,08$/b)
WACC Corporativo
350
400
450
500
550
600
650
700
Valor de Compra
22/9/2005

A Diretoria Executiva aprovou as proposições formuladas pela Área Internacional: a) autorizar o Gerente Executivo da INTER-DN, para em nome da Petrobras, apresentar Oferta para aquisição de 70% dos bens e direitos da PRSI, nos termos do DIP; b|) determinar que a INTER-DN coordene as negociações com vistas a firmar o Contrato de Compra e Venda e demais contratos subordinados dentro dos prazos estabelecidos na Oferta.

Em 29/09/2005, através pauta com DIP INTER-DN 72/2005, Área Internacional informou à DE que a proposta feita pela Petrobras à Astra foi rejeitada e propôs a continuidade dos estudos e negociações, com base na "Sistemática para Aquisição de Empresas pelo Sistema Petrobras" para a compra de 60 a 70% dos bens e direitos da Pasadena Refining System Inc. (PRSI), através de nova oferta. Na ocasião foi informado que a Astra apresentou uma contraproposta à Petrobras para negociação de 70% da participação por US$ 475 milhões (ou 60% por US$ 407 milhões). A justificativa apresentada foi que as margens de refino nos EUA estariam no patamar mais elevado dos últimos vinte anos, o que aumentaria a expectativa de lucro da PRSI.

Nesta proposição constante do DIP INTER-DN 72/2005 a Área Internacional apresentou estudo adicional, com reavaliação do fluxo de caixa do negócio tendo em vista a elevação das margens de refino, associada à estratégia de reduzir as incertezas quanto a sua realização, no curto e médio prazo do mercado americano, mediante a contratação de hedge, por contratos no mercado futuro (NYMEX) para a compra e venda de petróleo e venda de derivados. A aquisição, aprovada anteriormente pelo valor de US$ 520 milhões para 100% do negócio, para taxa interna de retorno, TIR, de 9,6%aa, com valor presente líquido previsto, após revamp, de $745 MM, subiria para US$680 milhões, com TIR de 7,6%, e mantendo o mesmo VPL. ***Segundo o estudo, o Valor Presente Líquido (isto é o resultado líquido, abatidos todos os investimentos e custos, trazidos ao presente) com taxa de desconto real de 6,9% aa, aumentaria para, respectivamente, de 745 para 911 e 1061 MM de dólares, mediante a estratégia de hedge de 50% e 100% da carga refinada.*** Os resultados adicionais apresentados estão reproduzidos na figura abaixo, retirada da apresentação feita.



Na proposição final, após 5 meses de negociações, apresentada à Diretoria Executiva em 2 de fevereiro de 2006, a Área Internacional no DIP-INTER-DN-20/2006, parágrafo 10, Ata 4567, item 27, pauta 115, afirmou que " O impacto das modificações decorrentes da negociação sobre o EVTE é positivo, motivo pelo qual o mesmo não foi refeito."

Conforme relatado no referido DIP, nessa nova rodada de negociações, em razão de a Astra exigir participação igualitária na governança das empresas, ficou acordado que a PAI adquiriria 50% das ações da PRSI (empresa detentora dos ativos da refinaria) e 50% da PRSI Trading Company, empresa que ainda seria criada e deteria os direitos de comercialização dos produtos, em vez dos 70% que estavam sendo inicialmente negociados.

A Diretoria Executiva aprovou a submissão ao Conselho de Administração da aquisição de 50% do negócio mediante o valor de 350 MM dólares, parte à vista e o restante em duas parcelas, o que equivale ao pagamento, em valor presente, pela taxa real de 6,9%aa, 343.153.468,17 dólares. A grande vantagem para a Petrobras, mesmo pagando por 50% preço próximo de sua avaliação para taxa de desconto de 6,9% aa, viria da possibilidade de processar óleo Marlim, ou outro definido pela Petrobras, em até 70% da carga, depois do revamp..

Em 3/2/2006, por meio da Ata CA 1.268, item 5, Pauta 05, o Conselho de Administração da Petrobras, exercendo sua autoridade privativa, autorizou a Companhia a adquirir, por meio da Petrobras America Inc. (PAI), 50% dos bens e direitos da PRSI e a participar, através da PAI, com 50% na PRSI Trading Company, empresa que ainda seria constituída. A decisão do Conselho de Administração ratificou a opinião da Diretoria Executiva, manifestada por intermédio da Ata DE 4.567, item 27, Pauta 115, de 2/2/2006, que, por sua vez, aprovou as proposições formuladas no DIP INTER-DN 20/2006.

É extremamente importante registrar que, uma vez definido, o valor a ser ofertado numa aquisição, este é cercado de muito sigilo. Assim também o processo final dos estudos de valoração, que nas etapas anteriores conta com apoio multidisciplinar externo, é executado por uma equipe pequena só com pessoal da Petrobras, visando a manutenção do sigilo e resguardar o interesse da Companhia. Desnecessário ressaltar o pressuposto da boa fé e zelo de todos envolvidos para que não aconteçam vulnerabilidades.

Antes do fechamento (após a aceitação da oferta pelas Partes) a proposta aprovada previa a realização de uma “due diligence”, na qual todas as premissas e avaliações adotadas no processo de valoração seriam confirmados, antes do fechamento do negócio. Também estava prevista a contratação de uma empresa financeira (nesse caso o Citibank) para fazer uma avaliação independente do preço ofertado e dos termos dos contratos (“fairness opinion”).

Nas avaliações realizadas na Petrobras devem ser utilizados os Critérios Corporativos, pois estes são aprovados pelas instâncias superiores como DE e CA e são mandatórios para todos. Não pode nem o Gerente nem o Diretor discricionariamente definir taxas de desconto, cenários de preços de petróleo ou de produtos. Estes critérios são definidos de maneira sistêmica para todas as áreas da Petrobras. Desta forma a DE e ao CA podem avaliar a atratividade do negócio apresentado em comparação com outros negócios da Petrobras. Estes Critérios Corporativos são aprovados pela DE e pelo CA.

Os contratos foram analisados pela equipe responsável da Petrobras, designada nos termos do Sistema de Governança da distribuição de responsabilidades entre as Áreas de Contato e seus órgãos, definidas por decisão do Conselho de Administração, com relação aos aspectos jurídicos, gerenciais e financeiros. Essa análise contou com o suporte externo de escritórios de advocacia com grande experiência internacional, de empresas de auditoria financeira e contábil com experiência da legislação aplicável e da contabilidade pelo USGAAP. Finalmente foi solicitado ao Citigroup que emitisse uma “Fairness Opinion”. Para tal uma equipe multidisciplinar do Citigroup analisou todos os documentos do negócio e os considerou adequados nos termos das Normas e Diretrizes da Petrobras.

FATOS POSTERIORES À DECISÃO INICIAL E À MINHA SAÍDA DA PETROBRAS - A ALTERAÇÃO DE CENÁRIOS: CRISE NTERNACIONAL E A MUDANÇA NAS PRIORIDADES DA PETROBRAS COM OS INVESTIMENTOS NO PRÉ-SAL E REFINO NO BRASIL

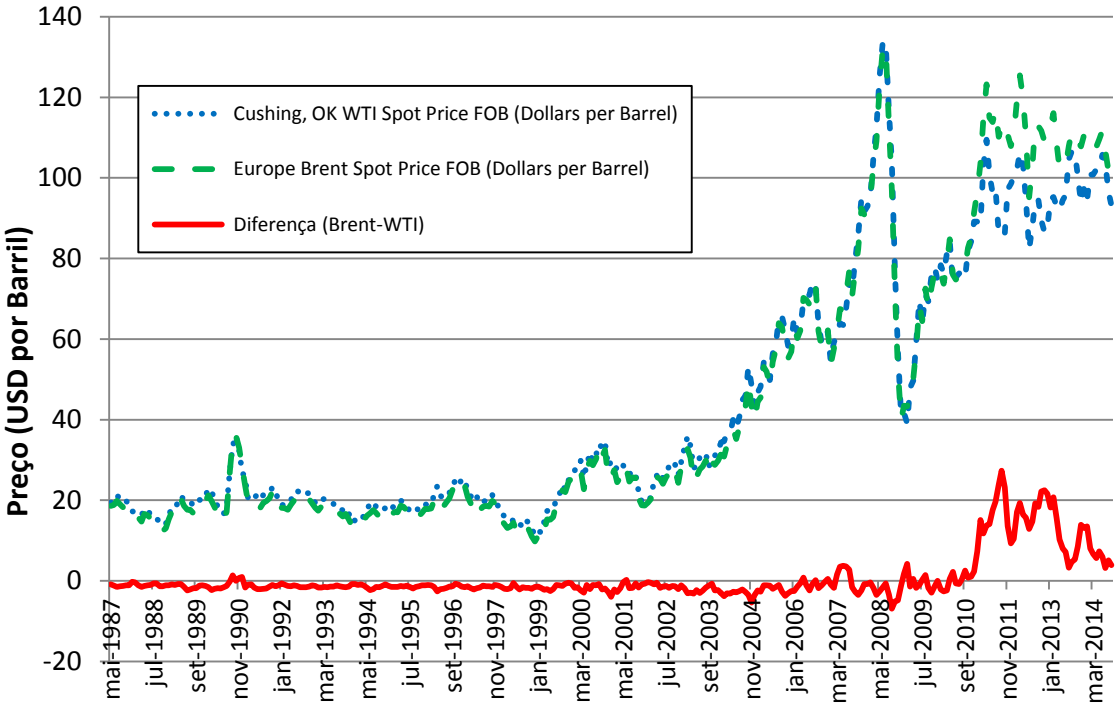
Três fatores que mudaram o cenário após 2006: a descoberta do Pré-Sal e a crise financeira mundial de 2008, e produção de tight oil (shale oil) na região próxima à localização da refinaria, com preços vantajosos, no âmbito do "boom" do "shale" instaurado a partir do início da década de 2000, e que prossegue até hoje nos EUA, influenciando a retomada econômica e favorecendo refinarias do tipo da de Pasadena.

Com a crise econômica nos EUA a partir de 2008 e consequente queda momentânea na demanda de derivados, as margens de refino caíram. Há um movimento cíclico natural no mercado de refino em virtude do aquecimento ou não do mercado consumidor. Os EUA são os maiores consumidores do mundo de derivados e a crise de 2008 impactou drasticamente a venda de combustíveis e outros derivados. O consumo caiu quase um milhão de barris por dia e as refinarias amargaram margens negativas, o que aconteceu também com Pasadena, mas somente em 2008. Mais que um simples ciclo de queda, a queda mostrou-se um "ponto fora da curva", portanto atípico e imprevisível para os analistas do setor e da própria companhia. Logo a seguir, nos anos seguintes, no entanto, começou uma nova reviravolta na atividade de refino diante do crescimento da produção do tight oil norte-americano e o reaquecimento da demanda nos Estados Unidos. Com isso, um negócio que era potencialmente bom, deixou de ser temporariamente, porém recuperou a força logo depois, mantendo-se como uma operação rentável. Nesta nova situação a Petrobras poderia optado manter o investimento em revamp, com produção que se iniciaria em julho de 2010, ou, alternativamente, se beneficiar da oportunidade emergente, para processar o tight oil local, principalmente Eagle Ford. Poderia ainda ampliar a capacidade, para 200 mil barris diários, possibilidade prevista em 2006, para processar Marlim e o óleo leve local. Tratava-se de uma nova situação, permitindo nova avaliação e nova decisão, revendo e reformando a anterior, à luz dos interesses da Petrobras neste contexto emergente. Nada disso guarda nexo direto e causal com a decisão da aquisição, de Fevereiro de 2006.

Contudo, segundo informações divulgadas, não foi a volatilidade do mercado de derivados nos Estados Unidos nem o preço ou o tipo de óleo a ser processado (seja o leve, americano, seja o pesado, de Marlim) que fizeram a Petrobras a rever seu investimento e aposta no refino no exterior. A Petrobras anunciou que dois outros fatores impactaram profundamente as diretrizes estratégicas da companhia em relação ao negócio. A descoberta de vastos recursos de petróleo no pré-sal, anunciadas em 2007 e o acentuado crescimento da demanda de derivados no mercado brasileiro, levaram à decisão de dar prioridade a investimentos no segmento de exploração e produção de óleo e na expansão do refino no Brasil. Dessa forma, segundo anúncio da Petrobras, os investimentos previstos para adaptar a refinaria de Pasadena para processar óleos pesados brasileiros perderam a prioridade, não só por causa da falta de rentabilidade decorrente da crise mundial como também pela melhor

oportunidade para processar esses óleos no Brasil. A refinaria, comprada com base em duas premissas estratégicas, decidiu apoiar-se em apenas uma: a atuação no rentável mercado dos Estados Unidos, processando óleo leve de origem local. A decisão tem produzido resultados positivos, olhando pelo retrovisor, e boas perspectivas também na projeção futura. O crescimento na produção do tight oil americano, hoje processado lucrativamente em Pasadena, juntamente com o aquecimento da demanda nos Estados Unidos pelos derivados, foram decisivos para que a refinaria operasse com resultado líquido operacional positivo nos últimos anos (com exceção de 2006 e 2008) mesmo sem adaptação para processar o óleo pesado de Marlim.

Quando a aquisição foi recomendada ao Conselho de Administração era crucial, o Revamp da refinaria que seria adquirida, sobretudo, para ampliar bastante a UDV (unidade de destilação a vácuo) e o coqueamento/HDT-I (unidade de hidrotratamento). Trata-se de uma refinaria cuja conversão se baseia em FCC (craqueamento catalítico em leito fluidizado), sobretudo, logo com capacidade limitada para processar crus pesados para gerar margem. Hoje a refinaria de Pasadena se beneficia de margens positivas, porque parou de processar Akpo-blend (Nigeriano, API 46) para processar Eagle-Ford (light tight oil, API 42-50). Porém com o "shale oil boom", a defasagem de preço do Marlim em relação ao óleo leve dos EUA (WTI, Light Louisiana Sweet–LLS e Eagle Ford) não equivale mais à sua defasagem em relação ao Brent, porque, nos últimos anos, o óleo leve nos EUA tem se valido de um boom de oferta (ou um desconto em relação ao Brent). Isto tem feito inclusive com que Pasadena (assim como outras refinarias de menor complexidade do meio-oeste e da Costa do Golfo, obtenha margens positivas, processando óleo leve doméstico. A comparação da evolução dos preços do Brent, do WTI, do LLS (Lousiana Light Sweat) e do Eagle Ford indica que houve uma mudança relevante no contexto sobre a qual os gestores tomaram novas decisões.



Sabe-se que a necessidade de autorização governamental para exportação de petróleo dos EUA, combinada com a elevação da produção local, influenciou a

mudança nos preços relativos do Brent, do WTI do LLS e do Eagle Ford, fato que ensejou decisões sobre a implantação ou abandono do revamp, sobre a ampliação ou não da capacidade da refinaria entre outros. Ocorreu uma notável inversão nas tendências de preços onde o WTI progressivamente foi reduzindo sua diferença em relação ao Brent, passando a ter um spread negativo, como pode ser visto na figura acima, na linha vermelha que apresente a defasagem Brent-WTI, a partir dos dados da US Energy Information Administration, (http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=M.) Essa defasagem influenciou os preços dos outros tipos de petróleo como o Lousiana Light Sweet e o recente Eagle Ford. Essa disponibilidade de petróleo local, compatível com a capacidade de Pasadena certamente influenciou as decisões dos gestores.

AVALIAÇÃO RETROSPECTIVA DA AQUSIÇÃO

COMPARAÇÃO ENTRE AS PROJEÇÕES DOS PARÂMETROS E SUA EVOLUÇÃO REAL

A plataforma ALICEWEB (SISTEMA ALICEWEB - MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR, SECRETARIA DE COMÉRICO EXTERIOR), fornece dados sobre exportações Brasileiras de petróleo em peso (kg) e respectivo valor em dólares americanos, em base anual, reproduzidos abaixo. Esses dados foram convertidos, respectivamente, em barris a razão de 7,23 barris/1.000kg, o que permitiu estimar os preços médios FOB em dólares por barril do petróleo brasileiro exportado via marítima que contém majoritariamente o petróleo do tipo Marlim(19,2º API). Essa estimativa confrontada com a cotação do petróleo Brent (38,1ºAPI), permite calcular a diferença (“spread”) entre o Brent e o petróleo médio brasileiro, preponderantemente Marlim.

Ano	Quantidade	Líquido (Kg)	US$	Barris/ano	US$/bbl	Brent US$/bbl	Spread
2014	15.676.415	14.508.788.321	9.417.046.604	104.898.540	89,77	108,00	18,23
2013	21.265.234	19.854.481.009	12.956.600.777	143.547.898	90,26	108,66	18,40
2012	30.782.513	28.647.621.198	20.305.866.555	207.122.301	98,04	111,67	13,63
2011	34.086.502	31.257.641.522	21.603.299.328	225.992.748	95,59	111,26	15,67
2010	38.764.573	32.928.305.142	16.293.233.396	238.071.646	68,44	79,50	11,06
2009	33.369.197	27.367.369.026	9.350.875.926	197.866.078	47,26	61,67	14,41
2008	115.925.896	22.587.812.007	13.682.756.139	163.309.881	83,78	97,26	13,48
2007	23.830.498	21.973.800.172	8.905.061.663	158.870.575	56,05	72,39	16,34
2006	20.794.643	19.191.393.926	6.894.278.863	138.753.778	49,69	65,14	15,45

2005	15.537.656	14.313.302.639	4.164.449.196	103.485.178	40,24	54,52	14,28
2004	13.125.416	12.036.268.886	2.527.654.503	87.022.224	29,05	38,27	9,22
2003	13.578.729	12.606.963.448	2.121.929.016	91.148.346	23,28	28,83	5,55
2002	13.042.254	12.135.263.114	1.691.370.222	87.737.952	19,28	25,02	5,74
2001	6.141.042	5.721.475.688	720.871.467	41.366.269	17,43	24,44	7,01
2000	1.034.252	964.851.580	158.584.922	6.975.877	22,73	28,50	5,77
1999	34.131	28.821.527	1.525.043	208.380	7,32	17,97	10,65
1998	90.026	71.689.000	9.997.008	518.311	19,29	12,72	-6,57
1997	59.794	46.017.446	5.889.613	332.706	17,70	19,09	1,39

Os dados da tabela acima indicam que a premissa corporativa de considerar a diferença entre Brent e o petróleo médio brasileiro exportado, em 3,4 US$/barril, foram extremamente conservadoras. Quanto maior a diferença, maior se torna o potencial de ganho para a empresa que o refina em refinaria de maior complexidade e vende seus produtos pelo preço equivalente de quem usa óleo leve, como o Brent, em refinaria menos complexa. No caso do acordo previsto, mas não implementado de adaptar Pasadena para refinar 72 mil barris por dia de óleo definido pela Petrobras, este ganho seria partilhado pelos sócios na proporção de sua participação na refinaria, 50%. Na hipótese da Petrobras assumir 100% todo o ganho iria para a empresa. Portanto quanto maior a defasagem maior o ganho potencial com refino próprio ao invés da venda à terceiros, com esta defasagem. Isso esclarece um ponto fundamental do auditor que, equivocadamente, afirma que as defasagens foram superiores às projetadas pela Petrobras, o que seria danoso ao negócio. Ao contrario, projeção de defasagens reduzidas como US$3,4/barril são conservadoras, e quanto maior for a defasagem real com relação a esta estimativa, maior o ganho para a Petrobras (e sócio). Haveria ainda um outro ganho: quanto maior o volume de Marlim processado pela Petrobras, que não precisa ser destinado ao mercado de exportação aberto, menor tende a ser a defasagem, pois com isso se reduz a oferta de Marlim em relação à demanda.

Os valores da tabela abaixo são os mesmos apresentados pela Petrobras ao TCU no documento de ESCLARECIMENTOS protocolado em 07/01/2014. No primeiro semestre de 2014 o lucro anunciado foi de US$73 milhões pelo jornal Valor Econômico. Do mesmo documento constam as margens líquidas projetadas nos estudos de viabilidade e as margens líquidas realizadas no mesmo período, reproduzidas na tabela abaixo. **Entre 2006 e 2012 a refinaria acumulou um resultado operacional líquido de US$ 776,2 milhões, faltando a divulgação do resultado oficial de 2013**.

Na pauta da Área Internacional de 29 de Setembro de 2005 estava prevista a contratação de hedge, mediante opções de contrato futuro, tanto para a aquisição de

óleo a ser refinado quanto para a venda de produtos refinados, com o objetivo de garantir as margens de refino elevadas da indústria naquele período. Se tal opção tivesse sido implementada (não há informações sobre isso) os resultados negativos dos anos de 2006 e 2008 poderiam teriam também sido positivos. Dessas decisões não participei e, portanto, assim como em muitas outras situações que poderiam ter afetado o resultado, não me cabe responder pelas mesmas, e sim aos gestores que exerceram a administração do negócio.

Mesmo sem estimativa do ganho com o hedge e sem o resultado operacional de 2013 e 2014, pode-se fazer estimativas do Valor Presente Operacional Líquido do negócio de Pasadena, desconsiderando também o valor presente operacional líquido é obtido pela divisão do Resultado Operacional Líquido anual pela taxa de desconto. O resultado operacional médio anual nos sete anos, incluindo 2006 e 2008, foi de US$110,88 milhões o que resulta num valor do negócio de US$1,607 bilhão; e, para taxa de desconto real de 10% ao ano, em US$1,108 bilhão. Quando se desconsidera os resultados negativos de 2006 e 2008, pois caso o hedge tivesse sido contratado (não há informações) eles também poderiam ter sido positivos, e também pelo fato de que, em condições normais, não se opera a indústria de processamento quando as margens são negativas, os valores são superiores: resultado operacional médio anual de US$ 182,6 milhões o que conduz a um Valor Presente Operacional Líquido esperado de US$ 2,65 bilhões para a taxa de desconto de 6,9%aa e de US$1,82 bilhão para a taxa de 10% aa. Estes resultados servem para comprovar a razoabilidade do processo de avaliação e a prudência dos parâmetros utilizados nos critérios corporativos de valoração adotados pela Petrobras.

Resultados Operacionais Líquidos (US$ milhões)		
Ano	Projetado	Realizado
2006	68,06	-18,32
2007	100,66	171,90
2008	84,21	-118,44
2009	71,70	145,00
2010	72,53	195,78
2011	53,88	192,98
2012	45,49	207,33
2013		
2014		

Fonte: Petrobras, ESCLARECIMENTOS AO TCU

.

Margem líquida de refino, projetada e realizada

Margem Líquida de Refino (US$/bbl)		
Ano	Projetado	Realizado
2006	2,18	-2,18
2007	2,90	5,19

2008	2,43	-4,7
2009	2,07	4,07
2010	2,09	4,99
2011	1,55	5,86
2012	1,31	5,79
2013		
2014		

Fonte: Petrobras, ESCLARECIMENTOS AO TCU

Além de avaliar retrospectivamente o desempenho potencial da refinaria, mesmo sem ter realizado o revamp, é possível estimar o resultado que poderia ter sido obtido caso a razão principal que levou a realizar a aquisição tivesse sido concretizada. Para tal fim pode-se obter a evolução dos preços do óleo de referência Brent e do óleo Marlim. A tabela abaixo apresenta as cotações médias móveis calculadas até a data citada para o Brent UK e para Marlim, cujos dados foram obtidos da Bolsa Mercantil de Nova York, Bloomberg European Dated Brent, Bloomberg West Intermediate Cushing Spot, Platts Marlim FOB e Platts OPEC Basket Crude Oil Close FOB. Elaborados pela Gerencia de Marketing da Diretoria de Gás e Energia da Petrobras. A tabela apresenta também o cálculo da diferença bruta entre essas cotações médias para o intervalo de dias entre as datas sequenciais. Como a cotação de Marlim é FOB, mediante a adoção de custo de frete de US$2,5 por barril entre Brasil a Pasadena, TX, EUA é possível estimar a diferença líquida entre a cotação do Brent e Marlim CIF Pasadena. Multiplicando-se esta diferença líquida pelos 72.000 barris diários previstos pelo revamp pode-se estimar o ganho que teria sido obtido caso o revamp tivesse sido concretizado na data prevista, Julho de 2010, razão pela qual a data de início da tabela é 30/06/2010 e se estende até 23 de Outubro de 2014, data em que o exercício foi realizado.

	Cotação média mensal Brent UK	Cotação média mensal Marlim		Diferença Bruta Brent - Marlim	Diferença Liquida descontado o frete estimado US$2,5/bbl	Valor por período para 72 mil bbl/dia
Data	US$/bbl	US$/bbl	Dias	US$/bbl	US$/bbl	US$
30/06/2010	74,09	67,67	15	6,42	3,92	4.233.600,00
15/07/2010	74,59	68,15	14	6,44	3,94	3.971.520,00
29/07/2010	74,96	68,69	18	6,27	3,77	4.885.920,00
16/08/2010	76,84	69,80	15	7,04	4,54	4.903.200,00

31/08/2010	76,61	68,95	15	7,66	5,16	5.572.800,00
15/09/2010	76,20	68,04	15	8,16	5,66	6.112.800,00
30/09/2010	77,06	68,36	15	8,70	6,20	6.696.000,00
15/10/2010	80,51	72,45	14	8,06	5,56	5.604.480,00
29/10/2010	81,78	74,29	17	7,49	4,99	6.107.760,00
15/11/2010	84,41	77,03	15	7,38	4,88	5.270.400,00
30/11/2010	84,94	76,84	15	8,10	5,60	6.048.000,00
15/12/2010	87,60	79,15	14	8,45	5,95	5.997.600,00
29/12/2010	89,86	80,63	16	9,23	6,73	7.752.960,00
14/01/2011	93,66	83,69	17	9,97	7,47	9.143.280,00
31/01/2011	95,67	84,65	15	11,02	8,52	9.201.600,00
15/02/2011	98,76	85,51	13	13,25	10,75	10.062.000,00
28/02/2011	102,14	87,63	15	14,51	12,01	12.970.800,00
15/03/2011	108,37	94,37	15	14,00	11,50	12.420.000,00
30/03/2011	113,67	100,94	16	12,73	10,23	11.784.960,00
15/04/2011	117,45	104,79	14	12,66	10,16	10.241.280,00
29/04/2011	121,14	108,26	17	12,88	10,38	12.705.120,00
16/05/2011	120,14	107,64	11	12,50	10,00	7.920.000,00
27/05/2011	117,04	105,67	19	11,37	8,87	12.134.160,00
15/06/2011	114,60	103,54	15	11,06	8,56	9.244.800,00
30/06/2011	113,79	102,61	15	11,18	8,68	9.374.400,00
15/07/2011	114,36	102,11	14	12,25	9,75	9.828.000,00
29/07/2011	114,78	102,76	17	12,02	9,52	11.652.480,00
15/08/2011	113,92	101,49	15	12,43	9,93	10.724.400,00
30/08/2011	111,78	99,17	16	12,61	10,11	11.646.720,00
15/09/2011	110,98	99,65	15	11,33	8,83	9.536.400,00
30/09/2011	110,60	102,28	14	8,32	5,82	5.866.560,00

14/10/2011	110,08	102,20	17	7,88	5,38	6.585.120,00
31/10/2011	109,21	102,13	15	7,08	4,58	4.946.400,00
15/11/2011	111,36	105,50	15	5,86	3,36	3.628.800,00
30/11/2011	110,71	105,49	15	5,22	2,72	2.937.600,00
15/12/2011	109,43	103,42	14	6,01	3,51	3.538.080,00
29/12/2011	108,10	100,41	19	7,69	5,19	7.099.920,00
17/01/2012	109,31	100,72	13	8,59	6,09	5.700.240,00
30/01/2012	110,26	102,04	16	8,22	5,72	6.589.440,00
15/02/2012	113,24	104,21	14	9,03	6,53	6.582.240,00
29/02/2012	117,93	108,35	15	9,58	7,08	7.646.400,00
15/03/2012	122,44	112,90	15	9,54	7,04	7.603.200,00
30/03/2012	124,68	115,26	17	9,42	6,92	8.470.080,00
16/04/2012	123,77	113,71	14	10,06	7,56	7.620.480,00
30/04/2012	121,56	111,77	15	9,79	7,29	7.873.200,00
15/05/2012	116,98	107,86	16	9,12	6,62	7.626.240,00
31/05/2012	111,92	103,08	15	8,84	6,34	6.847.200,00
15/06/2012	104,02	94,81	14	9,21	6,71	6.763.680,00
29/06/2012	98,25	88,86	17	9,39	6,89	8.433.360,00
16/07/2012	97,22	87,41	14	9,81	7,31	7.368.480,00
30/07/2012	100,21	89,15	16	11,06	8,56	9.861.120,00
15/08/2012	107,23	94,25	15	12,98	10,48	11.318.400,00
30/08/2012	111,57	98,02	15	13,55	11,05	11.934.000,00
14/09/2012	114,73	101,04	14	13,69	11,19	11.279.520,00
28/09/2012	113,61	100,53	17	13,08	10,58	12.949.920,00
15/10/2012	113,22	99,31	15	13,91	11,41	12.322.800,00
30/10/2012	111,96	96,65	16	15,31	12,81	14.757.120,00
15/11/2012	110,59	95,00	15	15,59	13,09	14.137.200,00

30/11/2012	109,75	94,03	14	15,72	13,22	13.325.760,00
14/12/2012	109,47	94,60	17	14,87	12,37	15.140.880,00
31/12/2012	110,21	95,83	15	14,38	11,88	12.830.400,00
15/01/2013	110,31	96,54	15	13,77	11,27	12.171.600,00
30/01/2013	112,44	98,32	16	14,12	11,62	13.386.240,00
15/02/2013	115,08	100,55	13	14,53	12,03	11.260.080,00
28/02/2013	115,64	102,28	15	13,36	10,86	11.728.800,00
15/03/2013	113,86	102,13	13	11,73	9,23	8.639.280,00
28/03/2013	110,40	101,42	18	8,98	6,48	8.398.080,00
15/04/2013	107,27	99,68	14	7,59	5,09	5.130.720,00
29/04/2013	104,43	96,81	16	7,62	5,12	5.898.240,00
15/05/2013	102,33	93,98	15	8,35	5,85	6.318.000,00
30/05/2013	102,78	93,60	15	9,18	6,68	7.214.400,00
14/06/2013	103,27	94,19	14	9,08	6,58	6.632.640,00
28/06/2013	102,84	93,63	17	9,21	6,71	8.213.040,00
15/07/2013	104,65	95,34	15	9,31	6,81	7.354.800,00
30/07/2013	106,26	102,10	16	4,16	1,66	1.912.320,00
15/08/2013	108,59	102,10	15	6,49	3,99	4.309.200,00
30/08/2013	110,52	102,10	17	8,42	5,92	7.246.080,00
16/09/2013	112,08	103,54	14	8,54	6,04	6.088.320,00
30/09/2013	112,18	103,07	15	9,11	6,61	7.138.800,00
15/10/2013	110,55	101,51	15	9,04	6,54	7.063.200,00
30/10/2013	109,48	99,67	16	9,81	7,31	8.421.120,00
15/11/2013	108,21	97,46	17	10,75	8,25	10.098.000,00
02/12/2013	108,41	95,97	14	12,44	9,94	10.019.520,00
16/12/2013	109,13	96,41	15	12,72	10,22	11.037.600,00
31/12/2013	110,68	98,44	15	12,24	9,74	10.519.200,00

15/01/2014	109,16	97,29	14	11,87	9,37	9.444.960,00
29/01/2014	108,58	96,73	16	11,85	9,35	10.771.200,00
14/02/2014	107,63	96,47	13	11,16	8,66	8.105.760,00
27/02/2014	108,67	98,34	15	10,33	7,83	8.456.400,00
14/03/2014	108,67	99,13	14	9,54	7,04	7.096.320,00
28/03/2014	108,18	99,17	18	9,01	6,51	8.436.960,00
15/04/2014	106,86	98,50	16	8,36	5,86	6.750.720,00
01/05/2014	107,50	100,01	14	7,49	4,99	5.029.920,00
15/05/2014	107,99	100,62	15	7,37	4,87	5.259.600,00
30/05/2014	109,58	101,30	17	8,28	5,78	7.074.720,00
16/06/2014	109,90	101,44	14	8,46	5,96	6.007.680,00
30/06/2014	111,69	102,97	15	8,72	6,22	6.717.600,00
15/07/2014	110,85	102,14	14	8,71	6,21	6.259.680,00
29/07/2014	109,16	100,26	17	8,90	6,40	7.833.600,00
15/08/2014	105,43	96,63	13	8,80	6,30	5.896.800,00
28/08/2014	103,22	94,89	18	8,33	5,83	7.555.680,00
15/09/2014	100,72	92,40	14	8,32	5,82	5.866.560,00
29/09/2014	98,58	90,82	16	7,76	5,26	6.059.520,00
15/10/2014	94,77	86,89	6	7,88	5,38	2.324.160,00
21/10/2014	92,68	85,03	2	7,65	5,15	741.600,00
23/10/2014			1561			846.986.400,00

Fonte: Dados obtidos da Bolsa Mercantil de Nova York, Bloomberg European Dated Brent, Bloomberg West Intermediate Cushing Spot, Platts Marlim FOB e Platts OPEC Basket Crude Oil Close FOB. Elaborados pela Gerencia de Marketing da Diretoria de Gás e Energia da Petrobras.

Em valores históricos a estimativa da defasagem entre Brent e Marlim CIF Pasadena, portanto da diferença líquida multiplicada pelos 72.000 barris diários que seriam processados corresponde a um valor de US$847 milhões de 01/07/2010 até 23/10/2014 e a média anual de US$198 milhões e uma média de desconto líquido de US$7,54/bbl já deduzido o valor de US$2,50/bbl de frete, tudo em valores históricos, correntes, sem levar em o valor temporal do dinheiro e a inflação, o que não altera substancialmente a ordem de grandeza do resultado, dado o curto período de 4 anos.

Isso significa que, se ao longo de 2006 a 2010, o revamp tivesse sido implantado, orçado em 520 MM dólares, somente pela margem entre Brent e Marlim, utilizando o frete estimado em US$2,5 por barril para converter preços FOB em CIF, o ganho de 01 de julho de 2010 até 23 de outubro de 2014, teria superado significativamente o investimento, em valores históricos em mais de 320 MM de dólares, para 70% da capacidade convertida para operar com Marlim. Os outros 30% da capacidade de refino teriam o ganho com operação de óleo leve, cujos ganhos, para 100% da capacidade constam da tabela que informa os resultados operacionais líquidos da PRSI. Ao resultado potencial com o revamp há que acrescentar o resultado operacional até a metade de 2010, que segundo a tabela pode ser calculado em US$278 milhões, e 30 % dos resultados de 211 e 212 e da metade de 2010, o que resultaria em mais US$150 milhões. Assim com o revamp o resultado operacional líquido até 2012 teria alcançado cerca de 1,275 bilhão, sem abater o investimento do revamp, sempre em valores correntes. Adicionalmente, persistia também a alternativa de ampliar a capacidade para refinar 100 mil barris diários, o que permitiria outros arranjos de partilha entre refinar Marlim ou óleo leve, como constava dos estudos iniciais apresentados à Diretoria Executiva em 2005. Fica demonstrado, com estes exercícios, que o resultado obtido no negócio guarda vínculo substancial com as decisões posteriores à aquisição, portanto, para o bem ou para o mal não cabe imputar ao participante daquela decisão nem o resultados negativos nem os positivos oriundos da deliberada mudança de curso no negócio projetado em 2006.

.

SOBRE A “PUT OPTION”

Os contratos foram analisados pela equipe responsável da Petrobras, designada nos termos do Sistema de Governança da distribuição de responsabilidades entre as Áreas de Contato e seus órgãos, definidas por decisão do Conselho de Administração, com relação aos aspectos jurídicos, gerenciais e financeiros. Essa análise contou com o suporte externo de escritórios de advocacia com grande experiência internacional, de empresas de auditoria financeira e contábil com experiência da legislação aplicável e da contabilidade pelo USGAAP. Finalmente foi solicitado ao Citigroup que emitisse uma “Fairness Opinion”. Para tal uma equipe multidisciplinar do Citigroup analisou todos os documentos do negócio e os considerou adequados nos termos das Normas e Diretrizes da Petrobras. Resumindo, todos os aspectos dos contratos assinados foram devidamente analisados e considerados adequados pelos órgãos pertinentes e assim submetidos à Diretoria Executiva.

As principais fórmulas previstas no Addendum A do Shareholders Agreement constituem apenas elementos para cálculo do put price do contrato e teriam aplicação, em caso do exercício do "put option", mecanismo de solução de impasses entre sócios, de aplicação excepcional. O acionamento do "put option" estava sujeito a diversas condições: (i) surgimento de um impasse insuperável no âmbito do Board of Directors da PRSI; (ii) submissão de tal impasse à decisão do Senior Owners Committee daquela sociedade; (iii) não resolução do impasse pelos membros do Senior Owners Committee; (iv) decisão unilateral do impasse pela PAI; (v) exercício formal da opção de venda "put option" pela Astra.

Conclui-se, portanto, que o fato de o "put option" ser um direito da Astra sujeito a diversas condições e, portanto, de implementação, após uma sequência de medidas, somado ao princípio de que joint- ventures são formadas com o objetivo de constituir relações do interesse de ambas as partes, e não para serem encerradas prematuramente, explicam a ausência de registros formais de sensibilidade no processo de valoração da PRSI e da PRST. Vale frisar ainda que, no exercício de suas obrigações cabia às equipes e órgãos responsáveis pela negociação do preço e dos contratos, avaliar as fórmulas e leva-las em consideração quando da realização das diversas análises a respeito da operação. A documentação submetida à deliberação da DE e do CA e as apresentações feitas indicam que isso foi feito.

Salvo engano, foram previstas sete situações para saída do sócio, com fórmula de precificação do valor a ser pago, segundo cada caso:

O primeiro (default call price) e o segundo (dilution on default of capital contribution) referem-se aos casos em que um dos acionistas deixa de contribuir com aporte de capital autorizado pela sociedade. Pela omissão, o inadimplente pode ter sua participação diluída. Caso a contribuição de capital se refira ao Projeto Revamp, o acionista adimplente pode exercer opção de compra das ações do acionista inadimplente. Em ambos os casos, o preço de transferência das ações tem como base o valor pago inicialmente pela Petrobras à Astra. No caso da diluição, caso haja acordo entre as partes, pode-se ter por base “valor de mercado justo”.

O terceiro (selling of ownership interest on Revamp project decision) e o quarto (dilution of ownership interest on Revamp project decision) referem-se ao direito da Astra de, no momento de aportar capital para o projeto Revamp, decidir manter, diluir ou vender sua participação à Petrobras. Em ambos os casos, o preço de transferência das ações tem como base o valor pago inicialmente pela Petrobras à Astra.

O quinto método (minority put exercised on PRSI or Trading Company – Petrobras’s right to override a major decision under section 3.6 or a decision under section 3.5) refere-se ao exercício da opção de venda pela Astra caso a Petrobras utilize o direito de impor sua decisão (right to override). Aplica-se caso (i) a Astra tenha menos de 25% de participação e a Petrobras faça uso de seu direto, se não tiver havido resolução por maioria no Board of Directors ou caso (ii) a Astra tenha ao menos 25% e a Petrobras faça uso de seu direto, se não tiver havido solução majoritária no Board of Directors e tampouco no Senior Owners Committee. Em ambos os casos, o preço de transferência das ações tem como base o valor pago inicialmente pela Petrobras à Astra se a opção de venda for exercida em até dois anos após o Revamp. Caso exercida após esse prazo, o preço de transferência terá por base “valor de mercado justo”, definido conforme regra estabelecida.

O sexto (minority put exercised on PRSI or Trading Company – Petrobras’ decision violates company principles) refere-se à opção de venda exercida pela Astra em razão de decisão da Petrobras que violasse os princípios da companhia delimitados no artigo 2º do acordo de acionistas. O preço de transferência das ações tem como base 120% do valor pago inicialmente pela Petrobras à Astra se a opção de venda for exercida em até dois anos após o Revamp. Caso exercida após esse prazo, o preço de transferência terá por base 120% do “valor de mercado justo”.

O sétimo (minority put exercised on PRSI or Trading Company – Petrobras' right to override a decision and Astra has 50% ownership interest) refere-se ao exercício da opção de venda pela Astra caso a Petrobras utilize o direito de impor sua decisão (right to override) e a Astra detenha 50% de participação acionária. Nesse caso, o preço de transferência das ações será basicamente o maior valor entre aquele baseado em 120% do valor pago inicialmente pela Petrobras à Astra ou 106% do "valor de mercado justo". Todavia, se a decisão violar os princípios da companhia e a Astra detiver 50% do capital, poderá esta sócia optar pelo maior valor calculado com base no sexto ou no sétimo métodos.

A precificação de saída era para os quatro primeiros casos; o quinto, o sexto e o sétimo casos teriam como base o valor pago inicialmente pela Petrobras, caso o evento acontecesse até dois anos após o revamp (que jamais aconteceu) ou valor justo de mercado. No sexto e sétimo casos haveria um multiplicador: 120% do preço de transferência das ações tem como base o valor pago inicialmente pela Petrobras.

A correta aplicação da fórmula prevista prevê que o maior valor que poderia ser pago seria um preço 20% maior que o preço dos 50% iniciais, exceto nas condições em que se aplicaria o valor justo de mercado. A fórmula é: Ownership Interest x 120% of PRSI Total Price. Então, substituindo os valores para uma participação de 50% da Astra ter-se-á: Preço pago para as ações da PRSI = 50% x 120% x 378.000.000 = 226.800.000 US$. Assim o preço total para 100% das ações da PRSI = 226.800.000 + 189.000.000 = 415.800.000 US$. Ou seja, um incremento de 10% sobre o valor total da refinaria, pela transferência conflituosa do controle do empreendimento.

Porém, toda ação que pudesse levar ao "put option" deriva de uma ação da Petrobras e o seu impacto era de aumentar o preço pago inicialmente pelas ações em 10%. Embora esse cenário tenha sido considerado no processo de negociação pelos responsáveis, esse impacto potencial deveria ser reavaliado por ocasião da tomada da decisão (right to override) que poderia levar ao "put option". O fato relevante é que todas as ações passíveis de provocar o "put option" tem como origem ações da Petrobras. Segundo a Área Internacional o efeito do "put option" foi considerado na avaliação da aquisição. Mais ainda sua existência deveria ser levada em consideração a cada ação da Petrobras após o início da operação compartilhada que pudesse levar a um impasse nas decisões dos Boards da PRSI ou da Trading Company. O exercício da "put option" só é possível a partir de uma ação de "right to override" da Petrobras. Portanto essa análise deveria ser feita antes dessa decisão ter sido tomada. Esta ação de exercer o right to override, deu direito ao exercício do "put option" pela Astra. A DE da Petrobras e da PAI deveriam ter autorizado formalmente essa ação e levado ao conhecimento do CA.

CONLUSÃO

Esta nota técnica demonstra que do ponto de vista do Diretor de Gás e Energia, um dos sete integrantes da Diretoria Executiva, em 2006, as determinações do Plano Estratégico, os Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica, os pareceres jurídicos internos e externos e a "fairness opinion" indicavam que a aprovação da submissão da proposta de aquisição da Área Internacional, com apoio da Área finalística de Abastecimento e Refino, ao Conselho de Administração, instância com poder privativo para aprovação, estava dentro das normas corporativas e sinalizava

potencial de resultado positivo para a Petrobras. Para um membro da Diretoria Executiva, não diretamente envolvido nas análises, avaliações e sem nenhuma conexão com as negociações, somente havia duas opções: endossar a proposta ou rejeitá-la de forma justificada, e neste caso, privar a Petrobras de uma oportunidade estratégica que vinha sendo buscada por um longo período. Resumindo, todos os estudos e análises e todos os aspectos dos contratos assinados foram devidamente analisados e considerados adequados pelos órgãos pertinentes nos termos do Sistema de Governança da Petrobras. Toda decisão corporativa é tomada mediante o pressuposto de que todos os estudos, avaliações e negociações foram conduzidos de boa fé. Não haveria por que supor que o Sistema de Governança não estive funcionando adequadamente ou que poderiam existir comportamentos viciados por parte de gestores encarregados da condução da negociação e da elaboração dos estudos, análises e avaliações segundo as normas vigentes. Parte-se do pressuposto que todos devem ter o comportamento probo e responsável no interesse da Petrobras, agindo sempre de boa fé. Caso este pressuposto não vigore a instância de solução do problema está nos órgãos de auditoria interna, nos termos do Sistema de Governança e, também de autoridades externas à Petrobras. Caso dados, informações, análises, documentos relevantes para o processo decisório não tenham sido submetidos ao conhecimento da Diretoria Executiva ocorreria grave violação da responsabilidade solidária entre as Áreas de contato e gestores na condução dos negócios da Petrobras nos termos do Estatuto e do Sistema de Governança. Não há nexo causal automático entre a decisão de submeter a proposta ao Conselho de Administração e os desdobramentos posteriores, frutos de atos de gestão e de decisões posteriores.

4º PDPETRO, Campinas, SP
21-24 de Outubro de 2007

O CASO MARLIM: DESCONTOS DA CORRENTE DE EXPORTAÇÃO EM RELAÇÃO AO BRENT E POLÍTICAS DA PETROBRAS PARA REDUZIR ESTA PERDA

SZKLO, Alexandre[1] (PPE-UFRJ), MACHADO, Giovani[2] (EPE), MORAIS, Alexandre[3] (UFRJ/PETROBRAS)

[1]Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Centro de Tecnologia – Bloco C – Sala C-211 – Cidade Universitária – Ilha do Fundão – Rio de Janeiro – RJ, szklo@ppe.ufrj.br
[2]Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Av. Rio Branco, 1 – 11º andar, Centro, Rio de Janeiro – RJ, giovani.machado@epe.gov.br
[3]Petrobras, Avenida Chile 500 – 29° Andar, Centro, Rio de Janeiro – RJ, abmorais@petrobras.com.br

Resumo – A formação dos preços para os diversos tipos de petróleo vigente no mercado internacional baseia-se em parâmetros que utilizam como referência os preços de certos petróleos denominados marcadores. A fórmula de preço de um determinado tipo de petróleo negociado no mercado internacional é parametrizada de acordo com a diferença de preço (desconto ou bônus) em relação a um petróleo de referência como o West Texas Intermediate (WTI), Brent ou Dubai.
Este diferencial de preço reflete basicamente as diferenças de qualidade (leve/ pesado, azedo/ doce ou ácido/ não ácido) e de custos de refino e transporte destes óleos.
O volume do mix de origem nacional de petróleos utilizados pelas refinarias no Brasil é inferior à produção interna. Ainda que haja importação de petróleo, desde 2000 o Brasil exporta com regularidade um óleo conhecido como Marlim Crude Oil, cuja característica de óleo pesado e ácido tem ocasionado descontos frente ao Brent no mercado internacional.
Para se apropriar deste desconto e aumentar a utilização do Marlim no processamento das refinarias brasileiras a Petrobras investiu na adequação destas refinarias para obter também derivados de maior valor agregado. Além disso, novas refinarias estão na carteira de projetos da empresa (Comperj e Pernambuco) e foi adquirida uma refinaria no exterior (Pasadena).
Este trabalho apresenta o histórico de descontos do Marlim ao longo da sua série de exportação contrapondo com a flutuação do Brent no mercado internacional, e discute também as políticas que são adotadas por parte da Petrobras (exportadora deste petróleo) para se apropriar deste desconto aumentando sua lucratividade.

Palavras chave: Petróleo, preços, petróleo pesado, Marlim Crude Oil

1. INTRODUÇÃO

O Brasil, a partir da década 80, deparou-se com um desafio tecnológico e econômico, a partir da descoberta e a produção de petróleos com características de óleos pesados, com preponderância para a corrente denominada Marlim (Marlim crude oil). Tal fato engendrou a necessidade de se desenvolver continuamente o parque de refino nacional, tornando-o capaz de processar óleos pesados e/ou não convencionais. Este esforço de adequar seu parque de refino ainda não foi suficiente para absorver toda a produção nacional e desde 2000 o país exporta com regularidade parte de sua produção, conforme pode ser observado no gráfico a seguir.

Copyright © 2007 ABPG

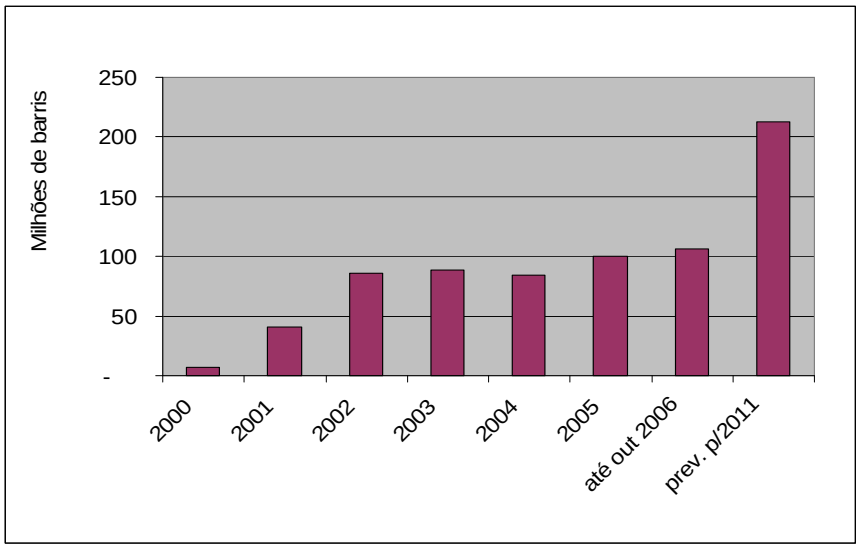


Gráfico 1 – Histórico da Produção Nacional de Petróleo e Previsão para 2011
Fonte: ANP (2006a) e PETROBRAS (2006a)

2. CORRENTE MARLIM

A portaria ANP nº 206/2000, definiu a composição das correntes de petróleo, dentre elas a corrente Marlim. O Anexo II desta portaria, que define os campos e suas proporções em cada corrente, é atualizada através de despacho anualmente.

Esta corrente é atualmente formada pelos campos de Marlim e Voador. Seu histórico de composição, teor de enxofre e Grau API, desde 2000, pode ser observado na Tabela abaixo.

Tabela 1 – Evolução das Características da Corrente Marlim

Atualização		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GRAU API			19,2			19,6		
Teor de Enxofre			0,78%			0,67%		
composição dos campos na corrente	Marlim	87,31%	97,19%	99,24%	96,56%	98,42%	98,28%	98,59%
	Voador	6,84%	0,00%	0,00%	3,44%	1,58%	1,72%	1,41%
	Marlim Leste	1,05%	0,80%	0,76%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Marlim Sul	4,80%	2,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: ANP (2006b)

3. ANÁLISE DE PREÇOS E DESCONTOS

O preço de um petróleo no mercado internacional é relacionado com seu custo de oportunidade. Cada mercado atribuirá um diferente valor a petróleos de diferentes qualidades, na medida em que estas qualidades são requeridas. Os petróleos pesados geram mais derivados pesados (“de fundo”), combustíveis residuais e asfaltos, mas poderão também ser craqueados ou transformados em produtos leves através da utilização de processos de conversão. Entretanto as refinarias só poderão utilizar este processo através de altos investimentos na complexidade de suas unidades de conversão (SCHAEFFER et al., 2003).

As diferenças de preços entre óleos leves e pesados variam em função dos seguintes fatores: variações no mercado de petróleo, capacidade de conversão das refinarias e variação no mercado de derivados. A influência de tais fatores é detalhada a seguir.

3.1 Variações no Mercado de Petróleo

Se a oferta de óleo leve aumenta em relação à oferta de óleo pesado, a tendência é de que a diferença se reduza, na medida em que não haverá pressão de preços sobre o leve e as refinarias que processam óleo pesado não alterarão sua demanda por leve.

Por outro lado, se a oferta de óleo pesado aumenta em relação à oferta de petróleo leve, a tendência é de que tal diferença se acentue. Geralmente refinadores com a habilidade de processar as frações mais pesadas de petróleo passarão a operar próximo ou na sua capacidade.

Copyright © 2007 ABPG

Se há uma oferta adicional de petróleo pesado no mercado, os refinadores que compram este tipo de óleo podem processar mais cortes pesados nas suas unidades de conversão, e, desta forma produzirão mais óleo combustível. A menos que a demanda por óleo combustível esteja crescendo, haverá um excesso de oferta neste mercado, e conseqüente queda nos preços deste derivado. Assim sendo, o mercado tenderá a pagar menos por mais petróleo pesado (gerador do óleo combustível), o que ocasionará um aumento na diferença de preços de óleos pesados e leves.

3.2 Capacidade de Conversão das Refinarias

Quando a diferença de preço do óleo leve para o pesado é elevado, há um incentivo para que os refinadores tornem suas plantas mais complexas, de forma a processar o petróleo mais barato e também diminuir a produção de óleo combustível.
O investimento em complexidade da refinaria não é uma questão simples, pois o aporte necessário é muito elevado e o retorno dependerá também da decisão dos outros refinadores, pois quanto mais refinadores aumentarem a complexidade de suas refinarias através da adição de novas unidades de conversão, menor será o diferencial entre o preço do óleo pesado e do leve, visto que estes refinadores "mais complexos" usarão o óleo mais pesado (SZKLO, 2006).

3.3 Variações no Mercado de Derivados de Petróleo

Se a demanda por óleo combustível aumenta, seu preço tenderá a subir, e os refinadores ficarão, então, dispostos a pagar preços maiores pelo petróleo pesado (que gera maior quantidade de óleo combustível), o que, desta forma, acarretará uma redução na diferença entre os preços dos petróleos leves e pesados, caso não ocorra variação no preço dos derivados leves e médios (SCHAEFFER et al., 2003).

Da mesma forma, se a demanda por derivados leves aumentar, os refinadores estarão empenhados em obter estas frações leves e elevarem seus lucros com a venda destes produtos. Desta forma, demandarão petróleo leve que gerem este derivado e assim a diferença de preços entre os petróleos leves e pesados tenderá a aumentar. Contudo, como o óleo combustível tem demanda mais elástica do que os cortes nobres do petróleo, um aumento de preço de óleo combustível pode ser respondido com a sua substituição e não exatamente com o estreitamento do desconto entre crus pesados e leves. Ao contrário, quando cresce a demanda por cortes nobres do petróleo, como gasolina, diesel e QAV, deve-se esperar a abertura do desconto.

4. HISTÓRICO DE PREÇOS E DESCONTO – O CASO MARLIM

Para a análise do desconto do Marlim frente ao Brent serão utilizadas três fontes distintas para apurar os preços da corrente Marlim: O preço mínimo divulgado pela ANP, o preço FOB de exportação e o valor do mercado spot cotado pela PLATT'S. Tais metodologias são descritas a seguir.

4.1 Preço Mínimo - ANP

A Portaria ANP nº 206, de 29 de Agosto de 2000, estabeleceu critérios para fixação do Preço Mínimo do Petróleo, para fins de cálculo das participações governamentais.

Esta portaria estabelece a metodologia de cálculo do Preço Mínimo para cada tipo de petróleo nacional, utilizando como referência a média mensal das cotações diárias do preço do petróleo tipo Brent Dated e de cinco derivados de petróleo, também cotados internacionalmente. Esta portaria fixa ainda a proporção de participação de cada campo nas correntes de petróleo nacional.

O Preço Mínimo do petróleo nacional, em reais por metro cúbico, é obtido através do preço do petróleo Brent Dated, em dólares por barril, somado a um diferencial de qualidade entre os tipos de óleo.

A conversão para a moeda nacional é feita pela média mensal das taxas de câmbio diárias de compra do dólar norte-americano, segundo o Banco Central do Brasil e divulgado também pela ANP.

O Preço Mínimo do petróleo nacional produzido em cada campo (produção do mês anterior), segundo cálculo desta metodologia, é publicado mensalmente pela ANP, por meio de portaria específica.

A relação dos tipos de petróleo nacional consta do Anexo II da Portaria 206/2000, e é atualizada por Despachos anuais da ANP (nos 347/2001, 441/2002, 486/2003, 361/2004, 621/2005 e 703/2006).

Para obtenção do Preço Mínimo da corrente Marlim foi utilizada a seguinte fórmula.

$$\mathbf{Pmín}_{\text{Corrente no mês}} = \mathbf{Pmín}_{\text{Campo1 no mês}} * \%_{\text{Campo1 naquele ano}} + \ \ldots + \mathbf{Pmín}_{\text{Campo n no mês}} * \%_{\text{campo naquele ano}}$$

Copyright © 2007 ABPG

Os preços apresentados para o período de Janeiro de 1999 até Julho de 2000 (antes da portaria), foram calculados tomando-se por base a hipótese de que as correntes, neste período, teriam as mesmas características e composição daquela determinada na Portaria 206/00.

4.2 Preço de Exportação - FOB

O Preço FOB foi consultado no Sistema ALICE-Web, da Secretaria de Comércio Exterior (SECEX). As informações são expressas em dólares dos Estados Unidos, na condição de venda FOB (Free on Board), em quilograma líquido e na quantidade da mercadoria expressa na unidade de comercialização (unidade estatística) e os respectivos preços médios. Devida a observação de diferenças em relação ao valor direto expresso em volume e peso (convertido para volume, no caso do petróleo Marlim 0,89002 tonelada por metro cúbico), uma fonte da ANP assegurou que estes valores têm maior precisão em seus dados em quilograma. Portanto os valores FOB, por barril, que serão considerados, estarão coerentes com a relação do valor total com seu peso em quilos.

Os dados do Sistema Alice referentes a "OLEOS BRUTOS DE PETROLEO" cujo código da mercadoria é 2709.00.10. foram apurados de acordo com sua periodicidade mensal. Assim os preços mensais a serem comparados foram considerados como a média ponderada dos preços apurados para os países considerados, apenas do porto do Rio de Janeiro.

A fim de qualificar a consulta foram selecionados os 13 maiores importadores do petróleo brasileiro, acrescidos da Argentina e Antilhas Holandesas (para aumentar a proporção dos selecionados – rankeados - em 2000 e 2001). Os volumes muito abaixo dos usuais com preços também "fora da curva" foram desconsiderados (total de 3 eventos). A proporção de cada um destes países para o total exportado através do porto do Rio de Janeiro está disposta anualmente na tabela a seguir.

Tabela 2 – Importadores do Petróleo Brasileiro via Rio de Janeiro – Países Rankeados

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ANTILHAS/ BAHAMAS	8%	2%	6%	17%	14%	17%	12%
ARGENTINA	6%	12%	1%	0%	0%	0%	0%
CHILE	0%	11%	5%	11%	14%	12%	17%
CHINA	24%	4%	0%	1%	9%	15%	13%
COREIA DO SUL	0%	0%	0%	7%	5%	5%	4%
EMIRADOS ARABES UNIDOS	0%	16%	20%	7%	4%	0%	0%
ESTADOS UNIDOS	23%	3%	10%	13%	14%	16%	27%
FRANCA	8%	10%	4%	4%	6%	0%	2%
INDIA	0%	0%	22%	15%	0%	2%	2%
HOLANDA	0%	1%	12%	5%	3%	7%	1%
PORTUGAL	0%	5%	3%	7%	11%	6%	11%
SANTA LUCIA/ ARUBA	29%	25%	11%	1%	7%	7%	4%
TRINIDAD E TOBAGO	0%	0%	2%	2%	6%	9%	1%
Rankeados	0,97	0,91	0,96	0,90	0,92	0,95	0,93

Fonte: A partir de Aliceweb (2006)

4.3 Preços PLATT's SARUS

A Platt's apura diariamente o valor da cesta de derivados (preço netback) da corrente Marlim, este Histórico para o Marlim Crude Oil se iniciou em março de 2002 e é disponível para os assinantes da Platt's.

4.4 Dados Agregados

Pode-se então comparar as três referências de preços para o Marlim: PLATT's, ANP e ALICE – FOB, conforme gráfico a seguir:

Copyright © 2007 ABPG

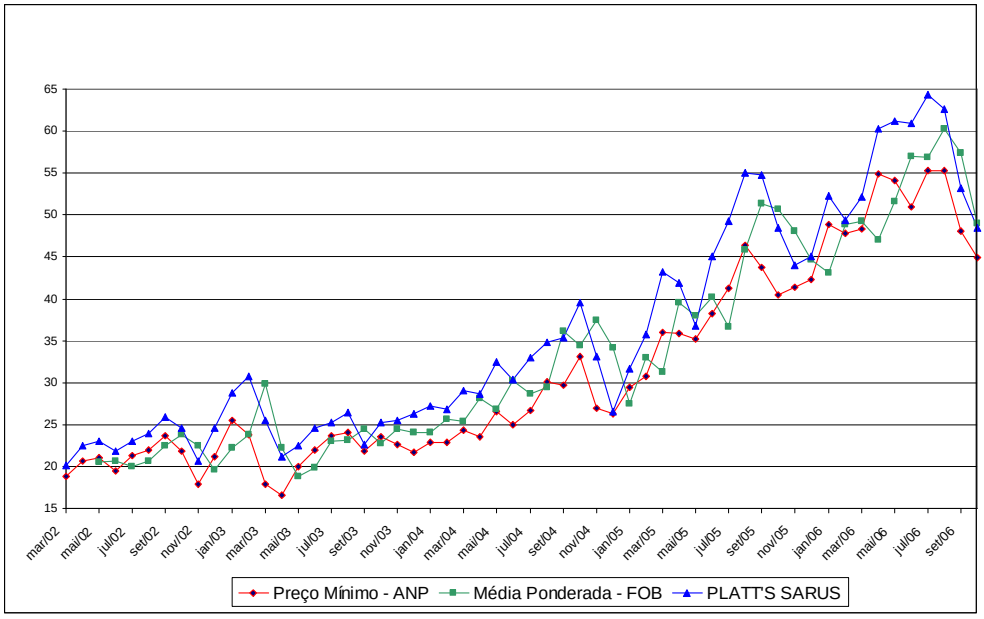


Gráfico 2 – Histórico de Preços Diversas Metodologias - Marlim
Fonte: A partir de ANP (2006b), Aliceweb (2006) e Platt's (2006)

Apesar do aparente sincronismo entre as curvas, pode-se observar um desvio constante de 1 mês para os valores apurados na SECEX. De acordo com informações obtidas junto a ANP (SCHAEFFER et al., 2003), tal "defasagem" parece estar relacionada ao fato de a SECEX utilizar como critério de registro das exportações a entrada no caixa dos valores pecuniários associados à carga física exportada. Isto ocorre, em geral, cerca de 30 dias após a saída da carga física. Assim, de acordo com as informações obtidas, a saída da carga física só é registrada no ALICE com defasagem de 30 dias, quando os valores da transação são efetivamente registrados na SECEX; de tal forma, que o preço médio do petróleo exportado apurado no ALICE num dado mês encontra-se, de fato, relacionado aos preços vigentes no mercado no mês anterior. Para efeito de análise pode-se então adiantar esta série de forma a representar mais fielmente a volatilidade, exercício feito no gráfico seguinte.

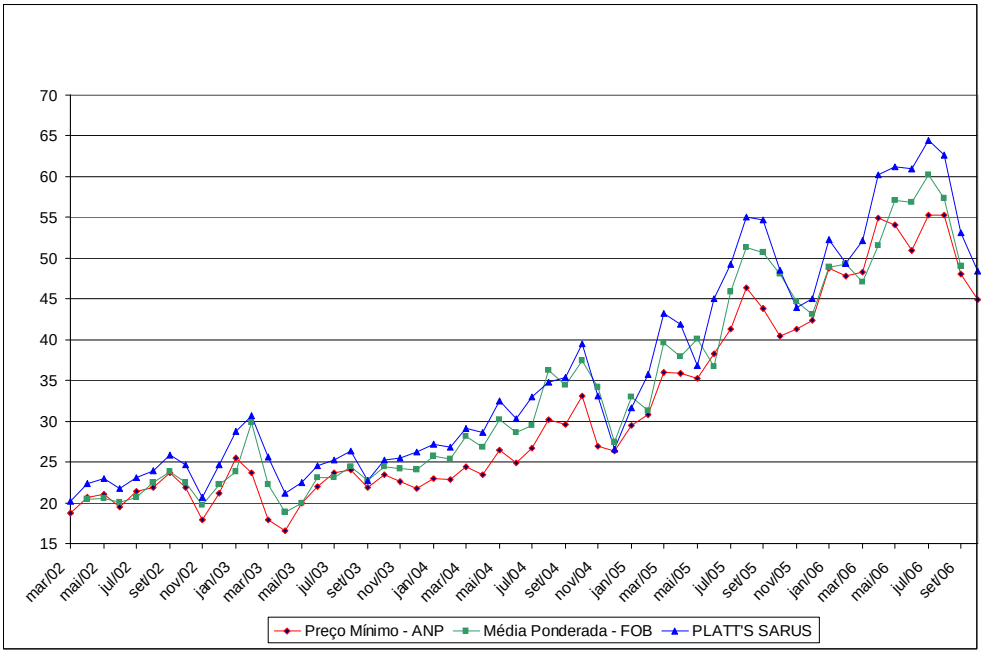


Gráfico 3 – Histórico de Preços Diversas Metodologias – Marlim – Ajustado para FOB
Fonte: A partir de ANP (2006b), Aliceweb (2006) e Platt's (2006)

Copyright © 2007 ABPG

Ressalta-se nesta curva o sincronismo entre as curvas do Preço Mínimo do Marlim e dos valores médios apurados na PLATT's. Os preços da ANP tendem a ser menores por considerar uma refinaria menos complexa do que a média das refinarias que processam o Marlim, ou seja, seu preço Netback será inferior.

Os preços da Platt's tendem a ser o ponto máximo por considerarem também o preço netback, só que neste caso em refinarias adaptadas para processar este óleo, o que pode-se computar como um preço de oportunidade.

Os preços FOB, ou efetivamente realizados, tendem a ter como limitador o preço da Platt's. Na prática a relação FOB-Platt's funciona como um medidor de eficiência de comercialização da própria Petrobras. Quando o preço FOB se equivale ao preço Platt's significa dizer que a oportunidade de venda está sendo praticada plenamente ao valor da cesta de derivados que a corrente Marlim possibilita ao refinador, daí ser a Platt's este teto, acima dele o refinador não estará disposto a arcar com o custo.

Ao inserir os dados históricos do petróleo tipo Brent pode-se observar o desconto que o Marlim sofre por ter características de óleo pesado e ácido.

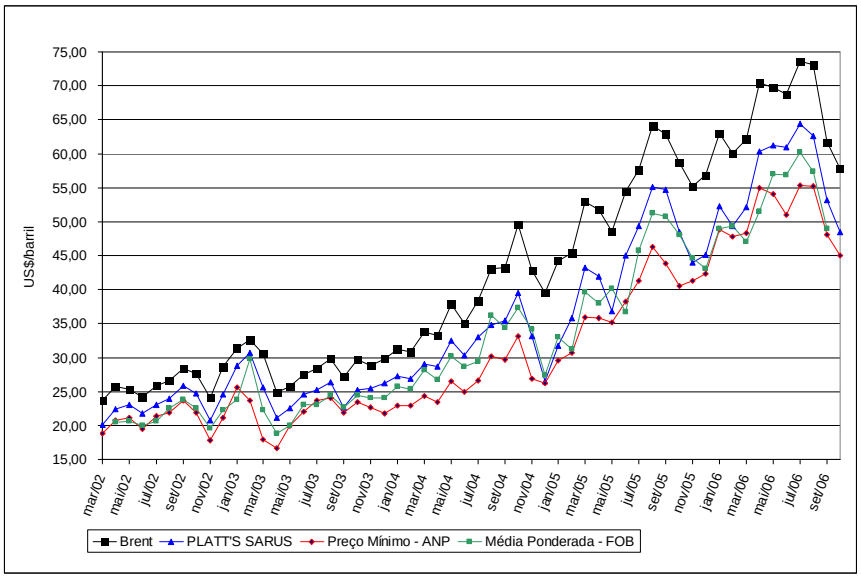


Gráfico 4 – Histórico de Preços Diversas Metodologias – Marlim – Ajustado para FOB e Brent
Fonte: A partir de ANP (2006b), Aliceweb (2006) e Platt's (2006)

À medida que o preço do petróleo Brent sobe, o diferencial bruto aumenta incentivando o investimento em complexidade das refinarias. Contudo, como já foi dito antes, este incentivo ainda encontra as barreiras do alto investimento para ser de fato implementado.

Se, em termos brutos, este aumento fica evidente, em termos percentuais este reflexo também é notado porém em escalas e relações diferentes.

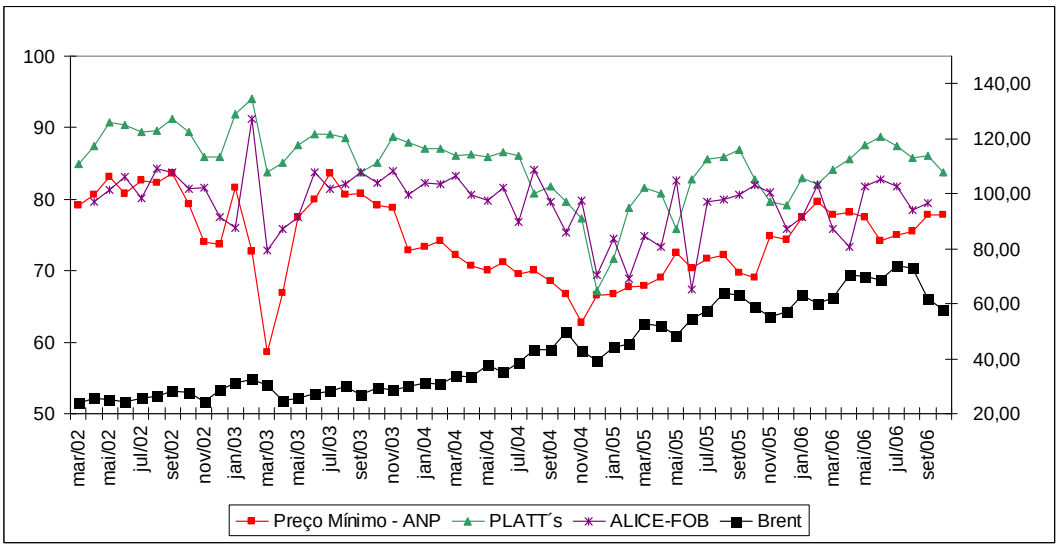


Gráfico 5 – Histórico de Proporção de Preços Marlim/ Brent (%) e Brent (US$/b)
Fonte: A partir de ANP (2006b), Aliceweb (2006) e Platt's (2006)

Copyright © 2007 ABPG

Conforme pode ser notado no gráfico, há uma primeira fase, onde a subida de preços do Brent era moderada e a proporção do desconto aumentava. Quando passa a ser um crescimento elevado, estrutural, há uma tendência de leve recuperação deste percentual de desconto. Tal recuperação deve estar associada em uma melhoria da capacidade de conversão das refinarias, melhorando a adaptação aos óleos pesados. Cabe ressaltar ainda dois pontos destacados no gráfico.

1- O pico (menor desconto) no gráfico acima observado, referente a fevereiro de 2003: este pico reflete os efeitos da greve da Venezuela que reduziram sua produção, e consequentemente sua exportação, melhorando a colocação do petróleo brasileiro.
2- A temporada de furacões nos Estados Unidos que paralisaram algumas unidades de produção nos Estados Unidos.

5. ESTRATÉGIA DA PETROBRAS

O petróleo exportado pela Petrobras sofre um desconto em seu valor por ser um petróleo pesado e ácido. Para se apropriar da perda gerada por estes descontos frente ao Brent e melhorar sua lucratividade, a Petrobras tem atuado em duas frentes, adaptar as plantas de refino brasileiras e adquirir ou construir novas plantas para processamento do óleo pesado nacional.

Como uma empresa verticalmente integrada, com atuação desde a exploração e produção de petróleo até a distribuição de derivados, a atividade que faz a ponte entre a produção e a distribuição, o refino, tem papel estratégico. A meta de processar o máximo de óleo nacional, otimizando seu aproveitamento e produzindo derivados de padrão internacional, torna o parque de refino uma prioridade no conjunto de investimentos da Petrobras.

A adaptação das refinarias propicia maior quantidade de produtos médios e leves, como óleo diesel, querosene de aviação, gasolina e GLP, e maior proporção de óleo nacional no mix de insumos para as refinarias (PETROBRAS, 2006c). Dentro desta adaptação, também se torna relevante a produção de derivados mais especificados.

Ainda visando ampliar a capacidade de refino, a Petrobras está investindo em duas novas unidades. A primeira, resultado de parceria com a Petróleos Venezuela (PDVSA), entrará em operação em 2011, em Pernambuco. Trata-se de uma refinaria que processará exclusivamente óleo pesado e terá capacidade de refinar 200 mil barris de óleo por dia, dos quais 100 mil serão de óleo brasileiro (PETROBRAS, 2006c).

A segunda unidade, o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), será instalada no Rio de Janeiro. A unidade processará 150 mil barris por dia de petróleo pesado e produzirá matéria-prima petroquímica, como eteno, propeno e aromáticos, além de derivados de petróleo (PETROBRAS, 2006c).

A recente aquisição de 50% da refinaria de Pasadena, no Texas (EUA), com capacidade para processar 100 mil barris por dia, será mais uma contribuição para alavancar o refino na Petrobras, que prevê a adaptação da unidade para possibilitar o processamento de 80% de petróleo pesado. Além disso, até 2010, haverá aumento de sua capacidade, que passará a ser de 200.000 bpd. O objetivo é exportar óleo pesado brasileiro para ser processado e produzir derivados a serem vendidos no mercado americano, agregando valor ao petróleo nacional. As reformulações na refinaria exigirão cerca de US$ 580 milhões em investimentos nos próximos cinco anos (PETROBRAS, 2006c).

6. COMENTÁRIOS FINAIS

O volume do mix de origem nacional de petróleos utilizados pelas refinarias no Brasil é inferior à produção interna. Ainda que haja importação de petróleo, desde 2000 o Brasil exporta com regularidade um óleo conhecido com Marli Crude Oil, cuja característica de óleo pesado e ácido tem ocasionado descontos frente ao Brent no mercado internacional.

Para se apropriar deste desconto e aumentar a utilização do Marlim no processamento das refinarias brasileiras a Petrobras investiu na adequação destas refinarias para obter também derivados de maior valor agregado. Novas refinarias também estão na carteira de projetos da empresa (Comperj e Pernambuco) e foi adquirida uma refinaria no exterior (Pasadena).

A Petrobras está investindo para manter um nível de produção dos campos da corrente Marlim, sua corrente de exportação sustentáveis por pelo menos mais dez anos, podendo até estimar um crescimento da exportação deste óleo.

Os descontos em termos absolutos têm crescidos com o aumento dos últimos anos do preço do Brent, entretanto em termos percentuais, após um aumento inicial de abertura, há alguma tendência de recuperação. Esta tendência, entretanto, pode não ser definitiva uma vez que efeitos extraordinários nos EUA (furacões) foram propícios para a colocação do óleo brasileiro.

Copyright © 2007 ABPG

6. AGRADECIMENTOS

7. REFERÊNCIAS

ALICE-WEB, 2006, Sistema de Análise das Informações de Comércio Exterior via Internet. Disponível em http://aliceweb.desenvolvimento.gov.br, MDIC.

ANP, 2006a, Dados Estatísticos, disponível em http://www.anp.gov.br

ANP, 2006b, Pesquisa Legislativa, disponível em http://www.anp.gov.br

PETROBRAS, 2006a, Planejamento Estratégico 2006-2011, Consulta ao site: Disponível em http:://www.petrobras.com.br

PETROBRAS, 2006b, Apresentação P-35, Campo Marlim,não disponível on line

PETROBRAS, 2006c, Consulta ao site: Disponível em http:://www.petrobras.com.br

PLATT'S SARUS, Histórico de Preços do Marlim Crude Oil, disponível para assinantes

SCHAEFFER R., SZKLO A. S., MACHADO, G. V. (coord.), 2003, Inserção Internacional de Óleos Pesados Brasileiros. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SZKLO A. S., MACHADO, G. V., Notas de Aula da Disciplina Mercado Internacional de Petróleo e sua Geopolítica, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2000.

Copyright © 2007 ABPG

OPORTUNIDADES E DESAFIOS DA COLOCAÇÃO DE ÓLEOS BRASILEIROS NO MERCADO INTERNACIONAL: O REFINO E O MERCADO NORTE-AMERICANO DE COMBUSTÍVEIS

Victor Cohen Uller

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

_____
Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

_____
Prof. Giovani Vitória Machado, D.Sc.

_____
Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

_____
Prof. Peter Rudolf Seidl, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
DEZEMBRO DE 2007

ULLER, VICTOR COHEN
Oportunidades e Desafios da Colocação de Óleos Brasileiros no Mercado Internacional: O Refino e o Mercado Norte-Americano de Combustíveis.
[Rio de Janeiro] 2007
XIII, 226 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2007)
Dissertação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE
1. Refino de Petróleos 2. Petróleos Pesados
3. Exportações de Petróleos 4. Petróleos do Tipo Marlim
I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

AGRADECIMENTOS

Ao professor Alexandre Szklo pela esplêndida e paciente orientação desta dissertação, a quem devo os ótimos resultados alcançados pela pesquisa. Por vezes, alguns conselhos que pareciam impossíveis de se cumprir tornaram-se grandes inspirações para a conclusão do trabalho e para minha vida profissional. Ao professor Giovani Machado, pelo companheirismo e condução durante a dissertação. Aos dois devo meus conhecimentos tecnológicos e econômicos do setor petrolífero e ao método de análise empreendido. Mesmo com o fim da dissertação, duas grandes amizades continuarão.

Aos demais professores do Programa de Planejamento Energético da COPPE, com destaque ao professor Roberto Schaeffer, cujas aulas dadas com entusiasmo e presteza completaram a minha base teórica para o resto do setor energético.

Aos funcionários do Programa de Planejamento Energético, pelo ótimo funcionamento da infraestrutura do programa, em especial à Sandra pelo carinho e ajuda aos alunos.

Aos colegas da Superintendência de Petróleo, da Empresa de Pesquisa Energética, de maneira especial à Marisa Maia de Barros e ao Ernesto Ferreira Martins pelas inúmeras travessias de corredor até o professor Giovani. Também devo a eles as respostas a diversas dúvidas técnicas dos processos de refino.

À Silvia, pelas horas de conforto e cumplicidade.

Aos meus, pais pelos incentivos de fazer um mestrado, sobretudo na área tecnológica.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo apoio financeiro de abril a dezembro de 2006.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

OPORTUNIDADES E DESAFIOS DA COLOCAÇÃO DE ÓLEOS BRASILEIROS NO MERCADO INTERNACIONAL: O REFINO E O MERCADO NORTE-AMERICANO DE COMBUSTÍVEIS

Victor Cohen Uller

Dezembro/2007

Orientadores: Alexandre Salem Szklo
Giovani Vitória Machado

Programa: Planejamento Energético

Atualmente, o Brasil exporta mais de 400 mil barris por dia de crus pesados nos mercados internacionais, importando um volume semelhante de óleos leves de maior valor. Mesmo que haja a expansão do parque refinador brasileiro e ampliação da utilização dos crus pesados do tipo Marlim na carga nacional, há previsões, inclusive da própria Petrobras, de ocorrência de excedentes exportáveis, da ordem de 500 mil a 1 milhão de barris por dia. Estes volumes podem ser ampliados pela recente descoberta de óleos intermediários na província de Tupi, em águas ultraprofundas do sudeste do Brasil. Neste sentido, prevalecerá um volume que legitima uma estratégia da Petrobras de colocação e agregação de valor destes óleos pesados e seus derivados no mercado internacional, uma vez que a atual se baseia na comercialização à vista e não satisfaz este objetivo. A presente dissertação tem como principal objetivo analisar a possibilidade de colocação e agregação de valor dos excedentes de óleo pesado e ácido do tipo Marlim (em torno de 19º API) no parque refinador dos EUA e seu mercado de combustíveis. Deste modo, a dissertação estudou a estratégia de integração vertical da produção de crus pesados e ácidos do tipo Marlim com refinarias nos EUA, de participação acionária da Petrobras. Foram sugeridas as modalidades mais apropriadas de inserção no refino americano, assim como foi realizada uma prospecção de refinarias nas regiões de melhor aproveitamento para a empresa.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

OPPORTUNITIES AND CHALLENGES OF PLACING BRAZILIAN CRUDES ON INTERNATIONAL MARKETS: THE NORTH AMERICAN REFINING SYSTEM AND FUEL MARKET

Victor Cohen Uller

December/2007

Advisors: Alexandre Salem Szklo
Giovani Vitória Machado

Department: Energy Planning

Currently, Brazil exports more than 400 thousand barrels per day of heavy acid crude, importing a quite similar volume of light crudes, which perceive higher prices at the international market. Even with the expansion of the refining system and the wider use of Marlim type heavy crude in Brazilian refineries, studies, including the very Petrobras's assessment, forecast exportable surpluses in the order of 500 thousand to 1 million barrels per day. These volumes can be increased by the recent discoveries of intermediate oil in the province of Tupi, in ultra-deep waters of southeastern Brazil. Therefore, the surplus that is estimated to exist legitimizes a Petrobras's strategy of placing and adding value to Marlim type crude and its products on the international market, since the current marketing, which is based on spot marketing, does not match this goal. The dissertation's main objective is to examine the possibility of placing the surpluses of Marlim type heavy acid crude (in the order of 19° API) and adding up its value in the US refining system and fuel market. Thus, the dissertation assesses the strategy of vertically integrating the Marlim type heavy acid crude production to refineries in the United States, with equity participation of Petrobras. The most appropriate alternatives to achieve this target were suggested. The most suitable locations in US and the most promising refining assets to the Brazilian oil company were analyzed as well.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO 1

CAPÍTULO 1 – O PETRÓLEO, SUA VALORAÇÃO E AGREGAÇÃO DE VALOR 7

1.1 Caracterização Física do Petróleo 7

1.1.1 Composição do Petróleo 8

1.1.2 Impurezas 10

1.2 O Refino e as Frações da Destilação 13

1.3 Processos de Refino e Esquemas Típicos 16

1.3.1 Índices de Complexidade 19

1.3.2 Refinarias Típicas 20

1.3.2.1 Refinaria Hydroskimming 21

1.3.2.2 Refinaria Cracking 22

1.3.2.3 Refinaria Hydrocracking/Coking 23

1.3.2.4 Refinaria Hycon-IGCC 24

1.4 Preços, Complexidade e Agregação de Valor ao Petróleo 26

1.4.1 Óleos Marcadores e Diferenciais de Preços 27

1.4.2 Margens, Agregação de Valor e Esquemas Típicos 33

CAPÍTULO 2 – O PETRÓLEO BRASILEIRO, SUA AGREGAÇÃO DE VALOR E EXCEDENTES 42

2.1 O Petróleo Brasileiro 44

2.1.1 Produção Brasileira 46

2.1.1.1 Correntes e Características Físicas da Produção 47

2.1.2. Recursos e Reservas no Brasil 50

2.2 Comércio Exterior de Petróleos 52

2.2.1 Importações Brasileiras de Petróleos 53

2.2.2 Exportações Brasileiras de Petróleos 54

2.2.3 Evolução do Saldo em Balança Comercial e Agregação de Valor 55

2.3 O Refino Brasileiro e a Agregação de Valor 56

2.3.1 O Parque de Refino Brasileiro, Suas Características e Limitações 59

2.3.2 A Produção de Derivados e Agregação de Valor 65
2.3.3 As Margens de Refino do Parque Brasileiro 68
2.4 Perspectivas do Petróleo Brasileiro e do Parque de Refino 73
2.4.1 Perspectivas para a Produção de Petróleos Brasileiros 73
2.4.2 Perspectivas para o Mercado Brasileiro de Derivados 77
2.4.3 Perspectivas para o Parque Refinador Brasileiro 79
2.4.4 Perspectivas para o Excedente de Petróleo Brasileiro 87
2.5 Possíveis Estratégias de Agregação de Valor ao Petróleo Brasileiro Excedente 92
CAPÍTULO 3 – O MERCADO AMERICANO DE PETRÓLEOS E DERIVADOS . 96
3.1 O Mercado Americano de Petróleos 97
3.2 O Refino Americano e o Mercado de Derivados 101
3.2.1 Margens de Refino nos EUA 107
3.3 Características Regionais – Os PADDS 115
3.3.1 PADD I 116
3.3.2 PADD II 117
3.3.3 PADD III 119
3.3.4 PADD IV 121
3.3.5 PADD V 122
3.4 A Tendência dos Óleos Pesados no Refino Americano 125
3.4.1 PADD I 127
3.4.2 PADD II 128
3.4.3 PADD III 130
3.4.4 PADD IV 132
3.4.5 PADD V 133
3.5 Oportunidades e Desafios para os Exportadores de Óleos Pesados no Mercado Americano 135
CAPÍTULO 4 - OPORTUNIDADES E DESAFIOS NA COLOCAÇÃO DO ÓLEO PESADO BRASILEIRO NO REFINO AMERICANO 138
4.1 Contratos de Longo Prazo, Construções, Aquisições e Ampliações de Refinarias nos EUA 140
4.1.1 Contratos de Longo Prazo com o Refino nos EUA 143
4.1.2 Refinarias *Greenfield* nos EUA 146
4.1.3 Aquisições e Projetos de Re-adaptação de Refinarias Existentes nos EUA 153

4.1.4 *Joint Ventures* e Projetos de Re-adaptação de Refinarias Existentes nos EUA 158
4.2 Regiões Potenciais à Entrada da Petrobras nos EUA 165
4.2.1 A Entrada da Petrobras na Costa do Golfo do México (PADD III) 165
4.2.2 A Entrada da Petrobras na Costa Oeste (PADD V): Califórnia 171
4.3 Competidores Potenciais à Entrada da Petrobras no Refino dos EUA 177
4.3.1 Competição Potencial da Pemex à Entrada da Petrobras no Refino dos EUA 177
4.3.2 Competição Potencial da PDVSA à Entrada da Petrobras no Refino dos EUA 178
4.3.3 Competição Potencial das Empresas Canadenses à Entrada da Petrobras no Refino dos EUA 179
4.3.4 Considerações Finais à Entrada da Petrobras no Refino do EUA 184
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 186
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 198
APÊNDICE - CONCEITOS DE RECURSOS E RESERVAS 217
ANEXO I – PRODUÇÃO E CONSUMIDORES DESIGNADOS DA PEMEX 221
ANEXO II – PRODUÇÃO E CONSUMIDORES DESIGNADOS DA PDVSA 223
ANEXO III – ESQUEMA DE REFINO DA REFINARIA DE YUMA 225
ANEXO IV - E & P DE AREIAS BETUMINOSAS NO CANADÁ 226

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Derivados de Petróleo e Faixas de Corte Típicas 14
Tabela 1.2 - Custos e Complexidades de Unidades de Tratamento/Conversão 20
Tabela 1.3 - Diferencial Leve x Pesado e Fatores de Mercado 30
Tabela 1.4 - Um Exemplo para o Cálculo de Margens de Refino 35
Tabela 2.1 - Origem da Produção de Petróleo no Brasil (2006) 47
Tabela 2.2 - Correntes de Petróleos Brasileiras e Caracterizações em 2005 48
Tabela 2.3 - Origem das Reservas Provadas e Totais de Petróleo no Brasil 51
Tabela 2.4 - Saldo Comercial Brasileiro de Petróleos 56
Tabela 2.5 - Desconto Relativo do Comércio Exterior Brasileiro de Petróleos 56
Tabela 2.6 - Refinarias Brasileiras e Capacidade de Refino 59
Tabela 2.7 - Parque Nacional de Refino – Capacidades Nominais Máximas em 2007 (m^3/d) 63
Tabela 2.8 - Perfis de Produção e Consumo Aparente Brasileiros 66
Tabela 2.9 - Comércio Exterior de Derivados (Dispêndio e Receita) 68
Tabela 2.10 - Margem Bruta Contábil das Refinarias da Petrobras (US$/b) 69
Tabela 2.11 - Margens de Refino Globais do Parque Brasileiro 70
Tabela 2.12 - Previsão da Produção Anual de Petróleo Brasileiro no Decênio 2007-2016 (mil b/d) 75
Tabela 2.13 - Previsão da Produção Anual de Petróleo Brasileiro no Decênio 2007-2016, Segundo Sua Densidade (mil b/d) 77
Tabela 2.14 - Estimativas da Evolução da Demanda Interna de Derivados 79
Tabela 2.15 - Principais projetos previstos pela Petrobras para as refinarias existentes – Capacidade Adicionada 81
Tabela 2.16 - Evolução do Perfil de Produção de Derivados Segundo as Metas de Investimento da Petrobras 85
Tabela 2.17 - Evolução do Parque de Refino Brasileiro Segundo as Metas de Investimento da Petrobras (2007-2016) 86
Tabela 2.18 - Evolução Projetada do Excedente Líquido de Petróleo Brasileiro 89
Tabela 2.19 - Simulações de Excedentes para 2016 91
Tabela 3.1 - Produção e Importação de Óleos Brutos por PADDs (2005). 98
Tabela 3.2 - Principais Correntes de Petróleo Produzidas nos EUA (2005). 99
Tabela 3.3 - Capacidade das Unidades Refinadoras dos EUA (em 1º de Janeiro) 101

Tabela 3.4 - Oferta e Consumo de Derivados dos EUA, 2005 (milhões de b/d) 103
Tabela 3.5 - Evolução da Capacidade de Refino dos Refinadores Norte-Americanos 108
Tabela 3.6 - Perfil do Refino Norte-Americano (2005)..... 111
Tabela 3.7 - Capacidade das Unidades Refinadoras do PADD I (em 1º de Janeiro) ... 116
Tabela 3.8 - Oferta e Consumo de Derivados do PADD I (2005)..... 117
Tabela 3.9 - Capacidade das Unidades Refinadoras do PADD II (em 1º de Janeiro) .. 118
Tabela 3.10 - Oferta e Consumo de Derivados do PADD II (2005) 118
Tabela 3.11 - Capacidade das Unidades Refinadoras do PADD III (em 1º de Janeiro)120
Tabela 3.12 - Oferta e Consumo de Derivados do PADD III (2005) 121
Tabela 3.13 - Capacidade das Unidades Refinadoras do PADD IV (em 1º de Janeiro) 122
Tabela 3.14 - Oferta e Consumo de Derivados do PADD IV (2005)..... 122
Tabela 3.15 - Capacidade das Unidades Refinadoras do PADD V (em 1º de Janeiro) 123
Tabela 3.16 - Oferta e Consumo de Derivados do PADD V (2005) 124
Tabela 4.1 - Refinarias Simples ou Semi-Complexas (*Hydroskimming ou Cracking*) do PADD III..... 168
Tabela 4.2 - Refinarias Complexas (*Coking* ou *Hydrocracking*) do PADD III 169
Tabela 4.3 - Refinarias UltraComplexas (*Coking* + *Hydrocracking*) do PADD III 171
Tabela 4.4 - Refinarias *Hydroskimming* da Califórnia 175
Figura 4.5 - Refinarias Complexas da Califórnia 176
Tabela I.1 - Petróleos Mexicanos Exportados (2005)..... 221
Tabela I.2 - Consumidores Designados da Pemex nos EUA 222
Tabela II.1 - Petróleos Venezuelanos Exportados (2004)..... 223
Tabela II.2 - Consumidores Designados da PDVSA nos EUA (2004)..... 224

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Curva de Destilação de Petróleo 14
Figura 1.2 - Curvas de Destilação para Distintos Petróleos 15
Figura 1.3 - Fluxos Clássicos de Processos de Refino 17
Figura 1.4 - Esquema *Hydroskimming* 22
Figura 1.5 - Esquema *Cracking* 23
Figura 1.6 - Esquema *Hydrocracking/Coking* 24
Figura 1.7 - Esquema *Hycon-IGCC* 25
Figura 1.8 - Qualidade do Óleo e seus Rendimentos 28
Figura 1.9 - Evolução das Cotações do Petróleo WTI e do Seu Prêmio Relativo ao Maya 29
Figura 1.10 - Relação do Diferencial Leve-Pesado com o Preço do Marcador Leve 30
Figura 1.12 - Relação entre os Diferenciais Leve x Pesado de Combustíveis e Crus 33
Figura 1.14 - Retornos Marginais e Capacidade Utilizada 36
Figura 1.15 - Tendência de Margens para Dois Esquemas de Refino Distintos no Mesmo Mercado 38
Figura 1.16 - Tendência de Margens para Dois Esquemas de Refino Distintos e Três Crus 39
Figura 2.1 - Produção de Petróleo no Brasil (b/d) 46
Figura 2.2 - Participação da Produção por Peso 48
Figura 2.3 - Evolução das Reservas Brasileiras 50
Figura 2.4 - Evolução do Comércio Exterior de Petróleos Brasileiros 52
Figura 2.6 - Exportações Brasileiras de Petróleos 55
Figura 2.7 - Evolução da Carga Processada nas Refinarias Brasileiras pela Origem do Cru 60
Figura 2.8 - Principais Projetos de Produção de Petróleo da Petrobras (2007-2011) 74
Figura 2.9 - Curvas de Hubbert para o Caso Brasileiro 76
Figura 2.10 - Evolução Prevista do Mercado Interno de Derivados Brasileiros 78
Figura 2.11 - Metas de Investimento da Petrobras no Período 2007-2011 80
Figura 2.12 - Balanço de Oferta e Demanda no Brasil Projetado para 2011 87
Figura 2.13 - Árvore de Decisões que a Petrobras se Depara com Relação ao Excedente de Crus 93
Figura 3.1 - Os Distritos Petrolíferos Americanos (PADDs) 98

Figura 3.2 - Entrada de Petróleos por Países de Origem, nos EUA (2005) 100
Figura 3.3 - Entrada de Petróleos por Países de Origem, na União Européia (2005)... 100
Figura 3.4 - Carga Processada versus Capacidade Utilizada do Refino Americano 102
Figura 3.5 – Produção e Demanda de Deivados nos EUA e na Europa 103
Figura 3.6 - Relação Simbiótica EUA-Europa Ocidental no Comércio de Gasolina (b/d) 104
Figura 3.7 - Conteúdos Máximos de Enxofre na Gasolina e no Diesel (ppm)..... 105
Figura 3.8 - Distribuição Espacial do Refino nos EUA 106
Figura 3.9 - Malhas de Dutos de Crus nos EUA 107
Figura 3.10 - Malha de Dutos de Derivados nos EUA 107
Figura 3.11 - Fusões e Aquisições no Refino Norte-Americano (1995-2006) 109
Figura 3.12 - Margens e Custos do Refino Norte-Americano 110
Figura 3.13 - Margens Líquidas de Refino na Ásia, na Europa e nos EUA e suas Relações com o Preço do Petróleo..... 112
Figura 3.14 - Margens de Refino Reais (Refinarias da British Petroleum) (2005) 113
Figura 3.15 - Margens Líquidas de Refino na Costa Oeste dos EUA e suas Relações com o Preço do Petróleo..... 114
Figura 3.16 - Margens Líquidas de Refino na Costa do Golfo do México dos EUA e suas Relações com o Preço do Petróleo 114
Figura 3.17 - Lógica do Comportamento das Margens de Refino nos EUA 115
Figura 3.18 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados dos EUA 125
Figura 3.19 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream nos EUA 126
Figura 3.20 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados para o PADD I 128
Figura 3.21 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream no PADD I... 128
Figura 3.22 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados para o PADD II..... 129
Figura 3.23 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream no PADD II . 130
Figura 3.24 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados para o PADD III 131
Figura 3.25 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream no PADD III 132
Figura 3.26 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados para o PADD IV 133
Figura 3.27 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream no PADD IV 133
Figura 3.28 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados para o PADD V..... 134
Figura 4.1 - Diagrama de Construção de uma Refinaria *Greenfield* (250 mil b/d) nos EUA (em dólares de 2004)..... 152
Figura 4.2 - Refinarias da Valero Energy Corporation..... 154

Figura 4.3 - Integração da Husky Energy com o Refino Americano 156
Figura 4.4 - Integração da Petrobras com o Refino Americano 159
Figura 4.5 - Integração da Pemex com o Refino Americano 160
Figura 4.6 - Integração da PDVSA com o Refino Americano 161
Figura 4.7 - Integração da EnCana com o Refino Americano 163
Figura 4.8 - Malha de Oleodutos de Produtos com Origem no PADD III..... 167
Figura 4.9 - Fluxos de Derivados na Califórnia 172
Figura 4.11 - Projeções de Produção de Óleos Canadenses para 2015..... 180
Figura 4.12 – Oferta de Óleos Canadenses por Tipo 182
Figura 4.13 – Projetos de Oleodutos Conectando o Canadá com os PADDs III e V ... 182
Figura A.1 - Sistema de Classificação de Recursos..... 219
Figura I.1 - Destino dos Petróleos Mexicanos (2005) 221
Figura II.1 - Destino dos Petróleos Venezuelanos (2004) 223

INTRODUÇÃO

Após os Choques do Petróleo, na década de 1970, a cadeia produtiva petrolífera mundial passou por inúmeras transformações tecnológicas e econômicas, ocasionadas pela ruptura do fornecimento contínuo e de baixo custo de óleo cru, especificamente, a indústria refinadora. Os países industrializados foram compelidos a redesenhar suas políticas energéticas, buscando novas fontes energéticas e desestimulando o consumo de derivados do petróleo. Contudo, o setor de transportes destes países continuou fortemente dependente do insumo, pois não havia solução imediata crível para a substituição do uso de automóveis movidos a combustíveis fósseis (MARTIN, 1992).

Os governos europeus e o norte-americano tiveram de buscar novas fontes de suprimento de petróleo alternativas à OPEP[1], de modo a reduzir suas incertezas e riscos associados à disponibilidade do insumo. Paralelamente, os refinadores destes países atingidos pela crise, com destaque aos independentes[2] americanos, investiram em suas plantas, de sorte a deter maior flexibilidade quanto às suas cargas, agora formadas por diversas correntes de crus mundiais. O caso americano é ainda mais notável, já que houve sucessivas re-configurações para o processamento de maiores volumes de óleos mais viscosos e pesados (alta densidade) mexicanos e canadenses, em adição à oferta de crus da OPEP, venezuelanos e árabes. O refino europeu, por contar com grandes disponibilidades de crus de boa qualidade do Mar do Norte e da ex-URSS, desenvolveu-se de maneira menos complexa *vis-à-vis* o americano (EC, 2005).

No Brasil, os altos preços dos petróleos no mercado internacional estimularam os investimentos da Petrobras na prospecção de reservas não-convencionais em águas profundas. Em 1974, descobriram-se reservas comerciais na Bacia de Campos, no litoral fluminense. O campo inicial foi o de Garoupa, seguido pelos campos maiores de Marlim, Albacora, Barracuda e Roncador, iniciando, assim, uma nova era para a atividade petrolífera brasileira, em termos de reservas e produção. Embora a produção de crus nacionais estivesse crescendo, tornando-se assim mais pesada, as refinarias

[1] Organização dos Países Produtores e Exportadores de Petróleo; cartel atualmente composto por Angola, Arábia Saudita, Argélia, Emirados Árabes Unidos, Equador, Indonésia, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Qatar e Venezuela.
[2] Agentes cujo suprimento de petróleo não é integrado à sua cadeia produtiva.

brasileiras estavam projetadas para o processamento do óleo leve importado do Oriente Médio.

Ao final década de 1970 e início da seguinte, outro marco ocorreu na indústria: o governo americano desregulamentou o seu mercado de combustíveis do país e recrudesceu a legislação referente à qualidade ambiental, afetando diretamente as especificações dos derivados e as regras de permissões para novas refinarias no EUA (AALUND, 2005; MAPLES, 2000). Estes movimentos foram responsáveis pela drástica redução de capacidade primária no refino americano e por um longo processo de ajustamento daquele parque refinador. Assim, no final da década de 1970, o refino dos EUA, que era composto por mais de 300 refinarias, caiu para menos da metade nas três décadas seguintes, chegando em 2007 com menos de 150 plantas em operação. Desta forma, o excesso de capacidade do refino americano na década de 1970 foi completamente suprimido nos anos 1990.

Não obstante, o parque refinador americano consolidou-se como o mais complexo existente, adaptando-se à escassez de capacidade, assim como às novas exigências de qualidade dos combustíveis e aos novos tipos de petróleos importados, que eram pesados e de pior qualidade, particularmente em termos de teor de enxofre. Contudo, após o Contra-Choque do Petróleo, na segunda metade da década de 1980, os parques refinadores mundiais, especialmente o americano, novamente se ajustaram devido aos baixos patamares das margens de refino, conseqüências das baixas cotações do óleo bruto. A alta complexidade também prejudicou os refinadores, já que o petróleo leve, barato e abundante dos produtores da OPEP passava a não mais justificar este investimento. Como resultado, houve diversas trocas de propriedades de ativos no setor refinador americano. Algumas empresas integradas fundiram-se, ao passo que alguns refinadores independentes foram absorvidos e outros, notadamente a Valero, se sobressaíram e expandiram seus parques em destilação e complexidade, aproveitando-se dos baixos preços das refinarias americanas (EIA, 2004b).

Simultaneamente, algumas empresas estatais, como a mexicana Pemex e a venezuelana PDVSA, diversificaram seus mercados consumidores, instalando-se em parques refinadores de outros países. Desta forma, na década de 1990, estas companhias integraram suas produções de óleos pesados com o refino americano, estabelecendo *joint ventures* ou adquirindo plantas de refinadores em situações financeiras críticas.

No mercado brasileiro, a partir da década de 1990, o consumo de derivados voltou a crescer, como decorrência, da crise do PRÓ-ÁLCOOL e do crescimento econômico advindo da estabilização monetária. Com o decorrer daquela década, o refino brasileiro passou para uma fase de expansão e adaptação, de modo a suprir as necessidades do país e processar o óleo pesado da Bacia de Campos, que tinha sua produção aumentada. Portanto, fez-se necessária a adição de unidades conversoras na década de 1990, de sorte a sustentar o consumo crescente de combustíveis, em piores condições de processamento.

Após novo período de baixos preços (1998-1999), no decorrer dos anos 2000, com a escalada de preços do petróleo leve, o refino mundial novamente entrou em uma fase de margens altas e crescentes. Validamente, os refinadores equipados de unidades complexas voltaram a estar em vantagem sobre os refinadores simples, já que processam crus com descontos em relação às cotações dos óleos leves. No mercado americano, o centro refinador da Costa do Golfo do México, porta de entrada de óleos pesados latino-americanos, pôs-se a auferir margens de refino extraordinárias e sem precedentes na história. Do mesmo modo, o complexo refino californiano, beneficiado por seu isolamento e pela alta qualidade dos derivados produzidos, requerida pela legislação local, vêm obtendo margens extraordinárias (IEA, 2007a).

O refino brasileiro, entretanto, beneficiou-se parcialmente do desconto de sua produção de óleos do tipo Marlim (em torno de 19º API) frente aos preços óleos leves, pois ainda não detém a complexidade necessária à maximização de valor destes crus – e os preços de derivados no Brasil não segue estritamente a evolução de preços do mercado internacional. Atualmente, à luz da auto-suficiência do consumo interno de petróleo, a Petrobras preocupa-se em reduzir as importações de óleos leves, de modo a processar cargas cada vez mais pesadas, utilizando o óleo do tipo Marlim. Com efeito, a Petrobras pretende investir em maior complexidade seu *downstream*, conforme será contemplado ao longo da dissertação. Atualmente, o Brasil exporta mais de 400 mil barris por dia (b/d) de crus pesados nos mercados internacionais, importando um volume semelhante de óleos leves de maior valor (ANP, 2007). Ao comercializar óleos brutos livremente, sem integração com refinarias de sua propriedade, a Petrobras depara-se com os consideráveis descontos de preço destes óleos.

Porém, mesmo que haja a expansão do parque refinador e ampliação da utilização dos crus pesados do tipo Marlim na carga nacional, há previsões, inclusive da própria Petrobras, de ocorrência de excedentes exportáveis, da ordem de 500 mil a 1 milhão de barris por dia. Estes volumes podem ser estendidos pela descoberta de óleos intermediários na província de Tupi, em águas ultraprofundas do sudeste do Brasil. Estimativas apontam para um eventual crescimento de 50% nas reservas disponíveis brasileiras (PETROBRAS, 2007e). Caso a Petrobras venha a aumentar a utilização destas novas reservas nas refinarias brasileiras, haverá um excedente exportável superior a 1 milhão de barris por dia de crus do tipo Marlim. Neste sentido, prevalecerá um volume que legitima uma estratégia da Petrobras de colocação e agregação de valor destes óleos e seus derivados no mercado internacional, uma vez que a atual se baseia na comercialização à vista e não cumpre com este objetivo.

A estratégia da Petrobras aos moldes venezuelanos, com o refino do óleo tipo Marlim em plantas complexas nos EUA, permitiria, em princípio, a obtenção de margens elevadas. A própria Petrobras já incorporou esta alternativa de agregação de valor do cru do tipo Marlim a sua estratégia comercial. Em 2006, a empresa estabeleceu uma *joint venture* com um refinador independente americano, adquirindo a participação de 50% da refinaria de Pasadena (Texas), de modo a duplicá-la e reconfigurá-la ao processamento do óleo pesado brasileiro, entrando em operação em 2010.

Resta, contudo, testar a hipótese de que a estratégia de pequeno porte realizada em Pasadena poderia e deveria se expandir a outras refinarias nos Estados Unidos. Testar esta hipótese implica, outrossim, em saber em quais refinarias, em que localidades e de que forma.

A presente dissertação tem como objetivo analisar a possibilidade de colocação e agregação de valor dos excedentes de óleo pesado e ácido do tipo Marlim (em torno de 19º API) no parque refinador dos EUA e seu mercado de combustíveis. Cabe ressaltar que no futuro próximo, por conta do declínio do campo de Marlim que já atingiu seu pico produtivo, a Petrobras poderá manter a corrente *Marlim Crude* como marca de exportação, realizando *blends* com óleos diversos de sua produção. Deste modo, a dissertação estudará a estratégia de integração vertical da produção de crus pesados e ácidos do *tipo* Marlim com refinarias nos EUA, de participação acionária da Petrobras. A dissertação está dividida em quatro capítulos.

O primeiro, para uma melhor compreensão do problema levantado pela dissertação, realizará a caracterização geral do petróleo, bem como a descrição dos fatores determinantes de seu preço no mercado, diretamente influenciado por sua natureza física e de processamento. Serão ainda abordados neste capítulo, esquemas típicos de refino e aspectos teóricos de avaliação de agregação de valor, como as margens de refino. Conclui-se o capítulo através do confronto entre a ótica do risco e a da complexidade das refinarias, analisando-se os fatores que afetam a viabilidade econômica dos centros refinadores em função da dinâmica do mercado de petróleo e derivados.

O escopo do segundo capítulo é responder a pergunta-chave "haverá excedente de óleo?". Inicialmente, analisar-se-á o panorama atual da produção nacional de petróleo e seu processamento. Para isto, serão enumerados os óleos produzidos no Brasil, suas reservas, bem como o comércio internacional de crus brasileiros com o resto do mundo. Em seguida, a situação atual do parque refinador brasileiro será descrita, avaliando suas características, conforme sua carga processada e seu rendimento global, de modo a averiguar as condições de agregação de valor do parque atual. Posteriormente, serão expostas as intenções da Petrobras, como maior produtor brasileiro de petróleo e derivados, em expandir suas atividades de E&P e refino, conforme seu plano estratégico. Junto a isto, serão apresentados alguns estudos que avalizam as iniciativas da estatal em seus investimentos futuros. Por fim, com base nas perspectivas em exposição, os volumes exportáveis de petróleo bruto excedente serão analisados e se discutirão as possíveis estratégias de agregação de valor ao insumo brasileiro.

O terceiro capítulo avaliará as condições de entrada de petróleos pesados no mercado norte-americano, com ênfase nas transformações tecnológicas do refino para seu processamento, ao longo dos últimos anos. O capítulo será composto de cinco seções. Nas duas primeiras, serão descritas as principais características físicas e econômicas do mercado americano de petróleos e derivados e de seu parque refinador. Aprofundando a análise, o capítulo descreverá as características regionais do país, tendo como unidade de perfil, os distritos ou PADDs, assim como suas logísticas de transporte de óleos e combustíveis. Posteriormente, serão expostas as adaptações do parque refinador norte-americano ao processamento de petróleos pesados. Como fechamento do capítulo, será feito um balanço de oportunidades e desafios para novos entrantes na realização de

estratégias de colocação de seus óleos pesados nos Estados Unidos, conduzindo a dissertação para o quarto capítulo.

Por fim, último capítulo analisará a entrada do produtor brasileiro de óleos pesados Petrobras, no parque refinador dos EUA, avaliando as modalidades mais favoráveis à estratégia de maior adição de valor aos petróleos em questão. Estas opções são: construir novas refinarias nos EUA, adquirir refinarias existentes, ou formar parcerias em modelos de *joint venture*, tal como Pasadena. Posteriormente, serão definidas as regiões mais adequadas à inserção da Petrobras no refino dos EUA e seu mercado de combustíveis; e serão identificadas refinarias para futura avaliação por parte da Petrobras. Finalmente, serão estudadas as possibilidades de compra de refinarias pelos maiores competidores da Petrobras no território americano: os produtores de crus pesados mexicanos, venezuelanos e canadenses.

CAPÍTULO 1 – O PETRÓLEO, SUA VALORAÇÃO E AGREGAÇÃO DE VALOR

Ao estudar as condições de agregação de valor ao petróleo, torna-se imprescindível o conhecimento de sua composição física, seus centros de transformação em produtos finais, e suas inter-relações com o mercado. O petróleo não se constitui uma *commodity* homogênea e, a partir desta concepção, há a possibilidade de produção de uma diversificada "cesta" de derivados (com suas próprias especificações técnicas), segundo a cadeia de processos a que o insumo é submetido. Por sua vez, as refinarias, responsáveis pelos processos de produção e adequação de combustíveis ao consumo final, diferem entre si, conforme os seus *blends* de carga e sua tecnologia de produção, o perfil dos mercados em que estão situadas, bem como suas estratégias produtivas.

Neste sentido, impende a caracterização geral do petróleo, bem como a descrição dos fatores determinantes de seu preço no mercado, diretamente influenciado por sua natureza física e de processamento. Serão ainda abordados neste capítulo, esquemas típicos de refino do recurso e aspectos teóricos de avaliação de agregação de valor, como as margens de refino. Conclui-se, o capítulo através do confronto entre a ótica do risco e a da complexidade da refinarias, analisando os fatores que afetam a viabilidade econômica dos centros refinadores em função da dinâmica do mercado de petróleo e derivados.

1.1 Caracterização Física do Petróleo

Do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho claro (THOMAS, 2001). De acordo com a Teoria Orgânica, o petróleo é uma cesta de hidrocarbonetos (95 a 90% da composição)[3] originários da deposição de matéria orgânica, geralmente de origem marinha (fitoplâncton), associada a sedimentos inorgânicos, em condições termodinâmicas propícias. Sua qualidade é determinada pelos processos de formação, que variam em função das características de seu reservatório, podendo apresentar impurezas em maior ou menor grau, como enxofre,

[3] Compostos cuja cadeia principal é formada por átomos de carbono e hidrogênio.

nitrogênio, oxigênio e metais. Por estas combinações de elementos e hidrocarbonetos, óleos brutos podem compor diferentes colorações, densidades, viscosidades, entre outros.

1.1.1 Composição do Petróleo

Como sua composição típica é constituída majoritariamente por hidrocarbonetos, o petróleo pode ser classificado segundo a proporção de frações específicas na mistura. Como exemplo, petróleos classificados como parafínicos são misturas em que a ocorrência de alcanos (parafinas) totaliza um valor acima de 75% no peso total, enquanto no petróleo típico a faixa é de 15 a 20%. Sendo assim, petróleos leves, ou seja, menos densos, são constituídos, de forma geral, por uma cesta de hidrocarbonetos de cadeias pouco extensas, com grande incidência de butanos (C_4H_{10}) ou pentanos (C_5H_{12}), por exemplo. No contrário, em um óleo pesado, de maior grau API[4], haverá maior probabilidade de encontrar hidrocarbonetos de cadeias longas e complexas em sua composição, como o $C_{35}H_{50}$ ou o $C_{48}H_{98}$ (THOMAS, 2001; SZKLO, 2005).

A classificação do cru, de acordo com a quantidade de certos hidrocarbonetos em sua composição, é vital ao refinador, já que este adquirirá o insumo segundo suas condições de processamento, com vista nos derivados que deseja produzir, como será abordado posteriormente. Caso o objetivo seja uma eventual maximização de óleo diesel, em uma refinaria simples, a carga será composta por um *blend* de petróleo com propriedades parafínicas, pois estas fornecem um combustível de melhor desempenho (maior número de cetanas). Entretanto, os hidrocarbonetos parafínicos, quando refinados, produzem frações de gasolina de qualidade inferior (com menor octanagem) àquela produzida com óleos do tipo aromático ou naftênico, embora o rendimento em volume seja maior[5].

---

[4] O grau API, criado pelo American Petroleum Institute, é apenas uma forma de expressar a densidade do petróleo, através de um índice adimensional. Quanto maior for a densidade do petróleo, menor será seu grau API, ou mais pesado será o petróleo, como mostra a expressão abaixo API = [141,5/dr (60/60)] – 131,5, onde dr(60/60) é a densidade da amostra a 60º F, em relação à densidade da água a 60º F (densidade relativa). De acordo com o instituto, óleos com API superior a 31,1 são *leves*; 22,3 a 31,1, *médios*; 22,3 a 10 API, *pesados*; API inferior a 10, *extra-pesados*. Então, quanto maior o grau API, maior o valor comercial do petróleo, pois com óleos leves é possível produzir, em princípio, uma parcela maior de derivados nobres, de elevado valor comercial, tais como a gasolina, o diesel e o GLP, relativamente a outro tipo de óleo, mais pesado (SZKLO, 2005).

[5] O número de cetanas (cetanagem) é definido por Maples (2000) como uma função do tempo da admissão do diesel no pistão até sua ignição. Quanto menor esta duração, mais alto será a cetanagem (definida por 100 como o composto n-hexadecano), e melhor o óleo. Nos EUA, para o diesel comercializado o número de cetanas varia de 25 a 65. Similarmente a gasolina tem seu número de referencial de qualidade como o número de octanas (octanagem) estabelecido como a propensão anti-

Abaixo, segundo Thomas (2001), estão expostas as classificações, e alguns exemplos de regiões produtoras de cada classe[6]:

Classe parafínica *(75% ou mais de parafinas)*

Nesta classe estão os óleos leves, fluidos ou de alto ponto de fluidez, com densidade inferior a 0,85, teor de resinas e asfaltenos menor que 10% e viscosidade baixa, exceto nos casos de elevado teor de n-parafinas com alto peso molecular (alto ponto de fluidez). Os aromáticos presentes são de anéis simples ou duplos e o teor de enxofre é baixo. A maior parte dos petróleos produzidos no Nordeste brasileiro é classificada como parafínica.

Classe parafínico-naftênica (50 – 70% parafinas, >20% de naftênicos)

Os óleos desta classe são os que apresentam um teor de resinas e asfaltenos entre 5 e 15%, baixo teor de enxofre (menos de 1%), teor de naftênicos entre 25 e 40%. A densidade e viscosidade apresentam valores maiores do que os parafínicos, mas ainda são moderados. A maioria dos petróleos produzidos na Bacia de Campos, Rio de Janeiro, é deste tipo.

Classe naftênica *(>70% de naftênicos)*

Nesta classe enquadra-se um número muito pequeno de óleos. Apresentam baixo teor de enxofre e se originam da alteração bioquímica de óleos parafínicos e parafínico-naftênicos. Alguns óleos da América do Sul, da Rússia e do Mar do Norte pertencem a esta classe.

Classe aromático-intermediária *(>50% de hidrocarbonetos aromáticos)*

Compreende óleos freqüentemente pesados, contendo de 10 a 30% de asfaltenos e resinas e teor de enxofre acima de 1%. O teor de monoaromáticos é baixo e em

---

detonante do combustível. O valor 100 foi arbitrariamente dado ao composto iso-octano(2,2,4-trimetilpentano). Quanto mais próxima do iso-octano, maior será a octanagem e melhor será a gasolina, utilizando o método Research Octane Number – RON.

[6] É usual caracterizar a classe do petróleo por meio de um fator (KUOP) definido pela expressão abaixo: $KUOP = \sqrt[3]{T_B} / d$, onde T_B é o ponto de ebulição médio molar em graus Rankine e d a densidade da amostra a 60º F, em relação à densidade da água a 60º F. De acordo com Szklo (2005), esta correlação indica a natureza do óleo. Valores iguais ou superiores a 12,0 indicam um cru preponderantemente parafínico. Já os óleos naftênicos têm o fator KUOP inferior a 11,8, enquanto os aromáticos iguais ou inferiores a 10,0.

contrapartida o teor de tiofenos e de dibenzotiofenos é elevado. A densidade usualmente é maior que 0,85. Alguns óleos do Oriente Médio, África Ocidental, Venezuela, Califórnia e Mediterrâneo são desta classe.

Classe aromático-naftênica *(>35% de naftênicos)*

Óleos deste grupo sofreram processo inicial de biodegradação, no qual foram removidas as parafinas. Eles são derivados dos óleos parafínicos e parafínico-naftênicos, podendo conter mais de 25% de resinas e asfaltenos, e teor de enxofre entre 0,4 e 1%. Alguns óleos da África Ocidental são deste tipo.

Classe aromático-asfáltica *(35% de asfaltenos e resinas)*

Estes óleos são oriundos de um processo de biodegradação avançada em que ocorreria a reunião de monocicloalcenos e oxidação. Podem também nela se enquadrar alguns poucos óleos verdadeiramente aromáticos não degradados da Venezuela e África ocidental. Entretanto, ela compreende principalmente óleos pesados e viscosos, resultantes da alteração dos óleos aromáticos intermediários. Desta forma, o teor de asfaltenos e resinas é elevado, havendo equilíbrio entre ambos. O teor de enxofre varia de 1 a 9% em casos extremos. Nesta classe encontram-se os óleos do Canadá ocidental, Venezuela e sul da França.

1.1.2 Impurezas

Com relação aos constituintes do óleo cru considerados como impurezas (não-hidrocarbonetos), tais como compostos sulfurosos e nitrogenados, descritos abaixo, suas presenças não podem ser desconsideradas. Isto ocorre pelo fato de impurezas olefínicas serem partes contraproducentes ao refino (contaminação de catalisadores e necessidade de processos de tratamento requerentes de maior gasto energético), e à emissão de gases danosos, quando presentes na combustão do derivado em seu uso final. Geralmente, são aparentes nas frações mais pesadas do petróleo, não deixando de estarem presentes em menores quantidades, em mais leves. A seguir são apresentados os principais compostos impuros do óleo bruto, com base em Thomas (2001) e Szklo (2005):

Compostos Sulfurados

No geral, quanto maior a viscosidade do óleo, maior seu teor de enxofre (à exceção de óleos ácidos), pois como já explanado, as partículas de enxofre tendem a se agrupar nas

cadeias de hidrocarbonetos mais longas. A presença de enxofre em certo petróleo é um fator que o desvaloriza como *commodity*, já que no seu processamento, há a contaminação dos catalisadores da refinaria e, quando queimados na forma de combustíveis, contribui para a poluição atmosférica na gênese de óxidos de enxofre (SO_x). Petróleos com alto teor de enxofre (proporção de enxofre superior a 1,5%) são denominados *azedos*. Óleos com baixa participação do elemento em sua estrutura (menos de 0,5%), por outro lado, são ditos *doces*.

Há de se enfatizar que a ocorrência de compostos sulfurados em frações mais pesadas dos crus corresponde a uma reatividade menor a processos de tratamento e especificação de combustíveis. Em outras palavras, frações mais leves da destilação atmosférica, normalmente, contêm compostos sulfurosos alifáticos, como as mercaptanas, que são muito reativos, sendo facilmente removidos na hidrodessulfurização (HDS) convencional e mesmo em outros processos de tratamento, como o Merox. Frações mais pesadas, como a nafta pesada ou o diesel de coqueamento, concentram compostos sulfurosos predominantemente menos reativos (tiofenos, benzotiofenos, dibenzotiofenos e outros compostos poliaromáticos com enxofre) que, ao serem removidos em busca do atendimento de especificações de qualidade, requerem uma maior severidade do HDS (SZKLO, 2005). A remoção destes compostos menos reativos além de adicionar custos operacionais ao refino (com catalisadores e energia), pode reduzir a qualidade dos derivados e o rendimento em produtos nobres (e.g. redução da octanagem da gasolina e formação de coque) [7].

Compostos Oxigenados

Assim como no caso dos sulfurados, compostos oxigenados tendem a se concentrar nas frações mais pesadas do petróleo. Por formarem ácidos como o ácido carboxílico e o ácido naftênico, petróleos com alta concentração de compostos oxigenados são usualmente tratados como *óleos ácidos*. Isto é observável quando o teor de acidez, medido por meio do índice TAN (*total acid number*), do petróleo é superior a 1,0 mg KOH/g. De uma forma genérica, em petróleos caracterizados como ácidos, a relação usualmente linear entre a graduação API e o teor de enxofre dos diferentes tipos de

[7] Constata-se que a ultra-especificação de derivados gera um *trade-off* entre emissão de poluentes com impactos locais contra emissões de poluentes com impactos globais, já que a maior severidade dos processos de remoção de enxofre, nitrogênio e outras impurezas acarreta em maior gasto energético da refinaria e, conseqüentemente, maiores emissões de CO_2. Para mais detalhes, vide Szklo e Schaeffer. (2007).

petróleo não necessariamente é válida. Isto não apenas caracteriza uma peculiaridade destes petróleos, que são, em geral, pesados, mas com baixos teores de enxofre, como indica um potencial de valorização dos mesmos no mercado internacional.

Resinas e Asfaltenos

São impurezas que incluem moléculas grandes, com alta relação carbono/hidrogênio, com presença de enxofre, oxigênio e nitrogênio (6,9% a 7,3%). A estrutura básica das resinas e asfaltenos são semelhantes, mas enquanto as primeiras estão dissolvidas no cru (são facilmente solúveis), os segundos encontram-se dispersos em colóides. Os asfaltenos são as estruturas moleculares mais complexas do petróleo, com altos pesos moleculares, de caráter polar e altamente aromáticas. Geralmente, as moléculas de asfaltenos são formadas por diversas camadas aromáticas empilhadas de alto peso molecular, associadas a cadeias de metaloporfirinas (compostos metálicos de nitrogênio, vanádio e oxigênio) e tiofenos incrustados entre elas (RANA *et al*. 2007). Tal fato, como discutido anteriormente, representa um desafio adicional na especificação dos derivados para baixos teores de impurezas, quando obtidos pelo processamento de asfaltenos.

Compostos Nitrogenados

Também se concentrando nas frações mais pesadas no petróleo, os compostos nitrogenados aumentam a capacidade do óleo de reter água em emulsão e tornam instáveis os produtos do refino, formando gomas e envenenando catalisadores. A presença destes compostos em combustíveis é danosa, já que propiciam o aumento das emissões de poluentes, como os óxidos de nitrogênio (NO_x).

Compostos Metálicos

Sob a forma de sais orgânicos dissolvidos na água emulsionada no petróleo, são compostos facilmente extraídos por meio de processos de dessalgação. Dentre os metais, os mais usuais são o níquel e o vanádio, ambos responsáveis pela contaminação de catalisadores no processo de refino.

1.2 O Refino e as Frações da Destilação

Fundamentalmente, o refino é um conjunto de processos físicos e químicos que objetivam a transformação de petróleo[8] em produtos para o uso final, incluindo GLP, gasolina, querosene, querosene de aviação (QAV), óleo diesel, óleo combustível, lubrificantes, carga para a indústria petroquímica, entre outros. Seu primeiro estágio, além dos processos iniciais como a dessalgação, é a destilação atmosférica, que consiste no fracionamento do óleo cru a ser processado. Tal operação é realizada em colunas de fracionamento, de dimensões variadas, que possuem vários estágios de separação, um para cada fração desejada.

Novamente, para a ótica do refinador, é essencial o tipo de petróleo que entrará como carga em sua torre de destilação. Dado que a obtenção de um "bom" combustível é feita pela mistura de determinados hidrocarbonetos[9], assim como pelo fato de o processo de separação por destilação ser determinado pela ebulição no petróleo, convencionou-se adotar pontos de corte ou frações entre duas temperaturas dadas.

Assim, ao aquecer o petróleo a uma temperatura entre 40ºC e 175ºC, obtêm-se, ao final do processo de ebulição, frações de gasolina. Observa-se que nesta faixa de temperatura, a quase totalidade dos hidrocarbonetos C_5 a C_{10} sublimou ao fim procedimento. Com efeito, a faixa típica de corte da gasolina, formada por um *pool* de hidrocarbonetos com maior ocorrência de pentanos a decanos, ocorre a este ponto de corte. De forma análoga, o ponto de corte do gasóleo leve (C_{13}-C_{17}) tem como temperaturas de 235ºC a 305ºC suas faixas de corte. Na Tabela 1.1 se encontram alguns exemplos de derivados de petróleo, suas faixas de corte típicas e suas utilizações usuais.

[8] Com eventual adição de óleos residuais, líquidos de gás natural, oxigenados e outros hidrocarbonetos.
[9] Uma boa gasolina, por exemplo, deve situar-se em uma faixa de hidrocarbonetos (HC) entre 3 e 12 carbonos, embora esteja concentrada nos HCs entre 6 e 9 carbonos. A razão disto está na impossibilidade de se abrir mão dos cortes mais leves e pesados da gasolina, sem um devido ajuste. Ilustrando, as frações mais leves da gasolina devem ser ajustadas para partida rápida a frio do motor ciclo Otto, no inverno ou em regiões temperadas, também evitando *vapor lock* em grandes altitudes ou perdas evaporativas quando a temperatura ambiente é alta; as frações médias para proteção contra *carburator icing* (formação de gelo); e as frações mais pesadas (entre 10 e 12 carbonos) para boa economia de combustível após o motor aquecer-se, além da redução de depósitos.

Tabela 1.1 - Derivados de Petróleo e Faixas de Corte Típicas

Fração	Temperatura de Ebulição (oC)	Composição	Usos
Gás Residual	-	C1-C2	Gás Combusível
GLP	<40	C3-C4	Gás Combusível, uso doméstico e industrial
Gasolina	40-175	C5-C10	Combustível, solvente
Querosene	175-235	C11-C12	Iluminação, combustível
Gasóleo Leve	235-305	C13-C17	Diesel, fornos
Gasóleo Pesado	305-400	C18-C25	Combustível, matéria-prima para lubrificantes
Lubrificantes	400-510	C26-C38	Óleos lubrificantes
Resíduos	>510	C38+	Asfalto, piche, impermeabilizantes

Fonte: SZKLO (2005).

Pode-se, com base nos volumes extraídos a cada faixa de corte, mapear curvas de destilação, com seus pontos de ebulição verdadeiros (PEV). Com isto, cada petróleo possui uma curva de destilação própria, já que óleos distintos apresentam diferentes volumes para cada fração, ao final do processo de destilação. Igualmente, é possível determinar as temperaturas de cada fração de derivados (Figura 1.1).

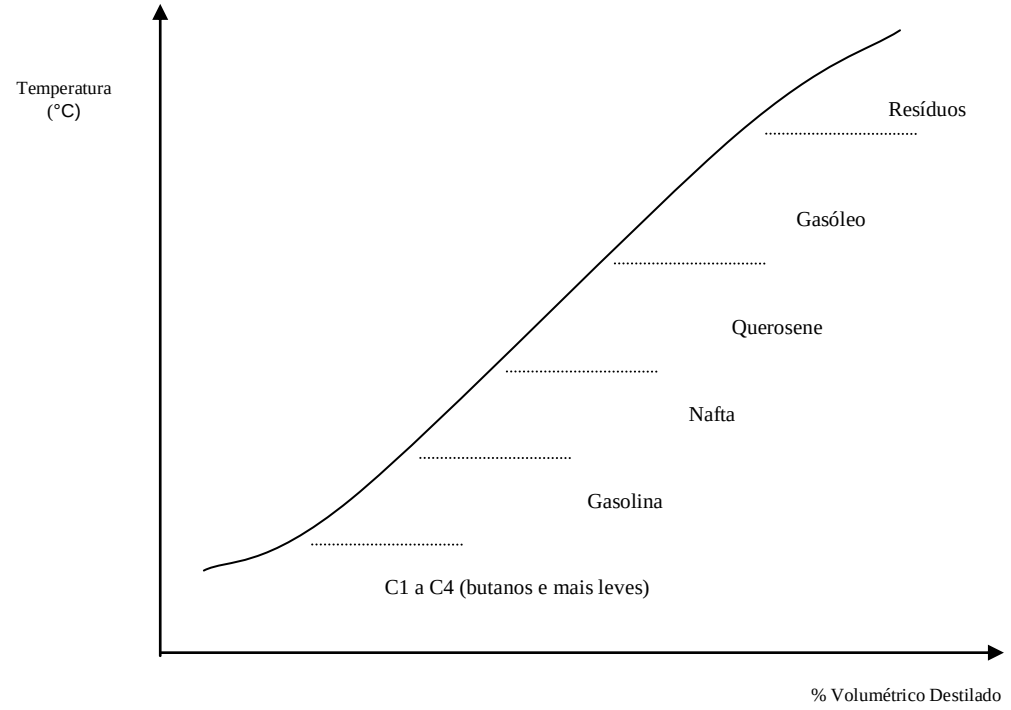


Figura 1.1 - Curva de Destilação de Petróleo
Fonte: Leffler (2000).

Como petróleos mais pesados são constituídos por frações mais densas, ou seja, por uma maior gama de hidrocarbonetos complexos, uma curva de destilação para estes crus deve situar-se à direita de uma curva de destilação de petróleos leves (Figura 1.2). Tal fato se dá em decorrência de um maior rendimento em derivados leves, demonstrando que a uma determinada temperatura, maior volume da carga inicial da torre de destilação atmosférica foi separado.

Ainda, como derivação lógica, o processo de refino de petróleo, que basicamente constitui a obtenção de derivados a partir do petróleo, numa especificação predeterminada, é mais simples quando se trata de óleos leves *vis-à-vis* os pesados (SZKLO, 2005).

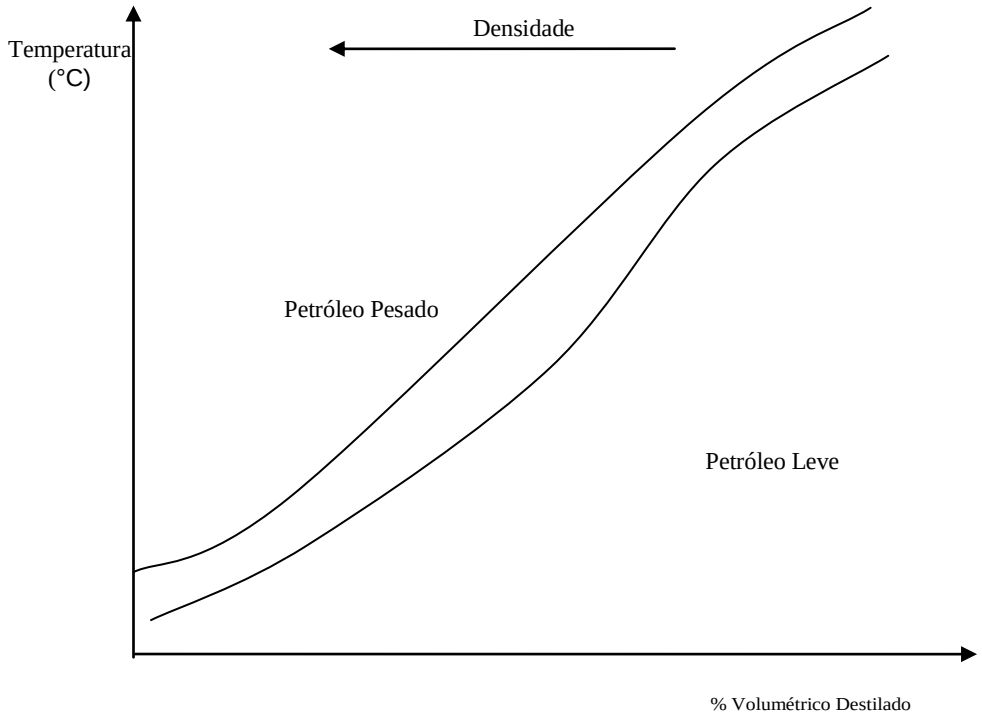


Figura 1.2 - Curvas de Destilação para Distintos Petróleos
Fonte: Elaboração Própria.

As curvas de destilação, de modo genérico, referem-se a um petróleo ou usualmente a alguma corrente exclusiva, quando destilada. Não obstante, titula-se por "corrente de petróleo", uma denominação específica referente à origem do cru, quanto às especificidades do óleos daquela região, e outros fatores como a utilização de um mesmo oleoduto, como no caso do brasileiro Marlim ou o texano WTI[10]. Por aproximação, é possível estabelecer a curva de destilação para um *blend* de carga de petróleo, visto que o refinador poderá fazer uma cesta de crus com características próprias, como insumo. Em outras palavras, o refinador vai se defrontar com uma curva própria de seu *mix* de correntes maximizador do produto final desejado.

[10] A corrente Marlim é proveniente dos campos Marlim (97,07%) e Voador (2,93%), na Bacia de Campos, Rio de Janeiro (ANP, 2007). Já o WTI (West Texas Intermediate) é oriundo de diversos campos texanos, que utilizam a mesma malha de oleodutos.

Há mais de 200 correntes existentes no mercado, estando as refinarias ativas projetadas ao processamento de uma mistura de duas a seis destas qualidades. Entretanto, após os Choques do Petróleo da década de 1970, refinadores foram obrigados a utilizar como carga um coquetel mais abrangente de crus (MASSERON, 1990).

1.3 Processos de Refino e Esquemas Típicos

O processo de transformação do petróleo em derivados não depende apenas do processo de destilação. Uma refinaria contemporânea, mesmo que simples, possui unidades que acrescentam rendimento e especificações ao produto final, se comparado ao resultado de uma torre de destilação em isolado. Assim, de modo simplificado, os derivados produzidos na destilação (gás, GLP, nafta, gasolina, querosene, óleo diesel e resíduo atmosférico) serão tratados, para se transformarem em produtos finais, ou ser enviados como matéria-prima para outros processos de refino, que as beneficiarão, como no caso do resíduo atmosférico (RAT - fração mais pesada obtida no fundo da torre de destilação atmosférica) (Figura 1.3). Normalmente, após novo aquecimento, o RAT é submetido a um segundo fracionamento[11], agora sob vácuo, no qual são gerados cortes de gasóleos e um resíduo de vácuo, que pode tanto ser vendido como produto final quando adicionado ao pool de óleo combustível, quanto ser re-processado em unidades de conversão.

A técnica de aproveitamento de resíduos ocorre de sorte que as frações geradas na torre de destilação a vácuo são utilizadas como cargas de outros processos de refino que visam, principalmente, a obtenção de produtos de menor peso molecular e maior valor agregado. Exemplos clássicos desses processos são o craqueamento catalítico fluido (FCC) de gasóleos de vácuo, que apresenta como principais produtos o GLP e a gasolina (além de óleo decantado e óleo leve de reciclo), e o coqueamento de resíduo de vácuo, que gera GLP, nafta de coque e gasóleo de coque. As correntes obtidas nesses processos de craqueamento (catalítico, no primeiro exemplo, e térmico, no segundo) são também enviadas para unidades de tratamento, onde se transformam em produtos acabados, como no caso do gasóleo de coque, que poderá ser especificado, via HDT, para tornar-se diesel.

[11] Outra opção seria fracionar este RAT diretamente em um processo de RFCC (FCC de resíduos).

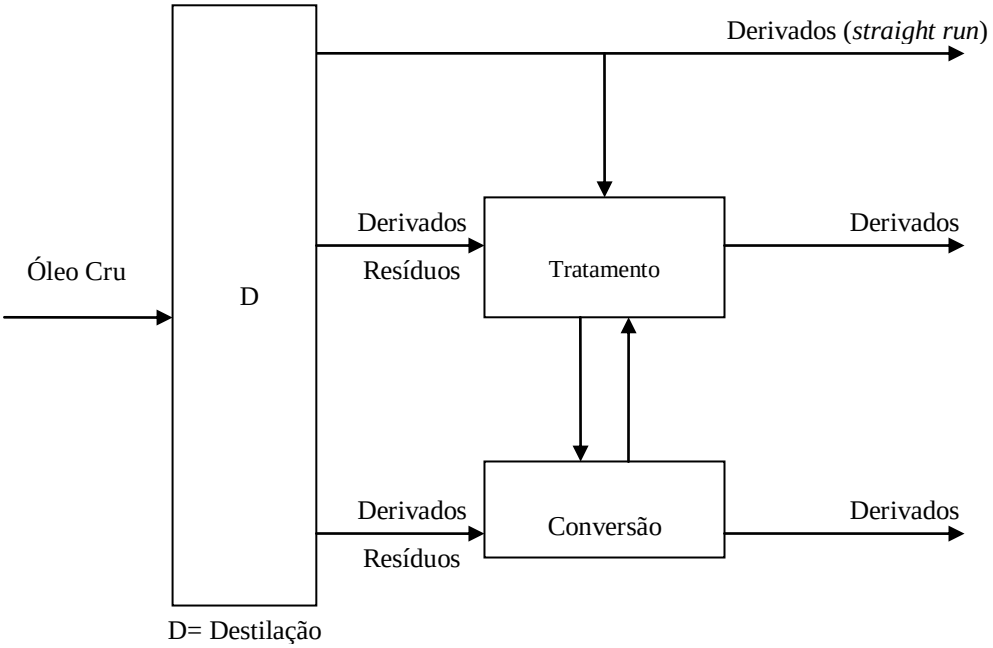


Figura 1.3 - Fluxos Clássicos de Processos Convencionais de Refino
Nota: Há unidades em *estado-da-arte* que incorporam em um único equipamento dois ou três tipos de processo. A destilação catalítica, por exemplo, combina a destilação com a hidrodessulfurização catalítica.
Fonte: Elaboração Própria.

Não obstante, tecnologias mais avançadas em módulos de refino, igualmente, são factíveis. Usualmente, enquadram-se as unidades de uma refinaria em quatro grandes grupos, de acordo com Abadie (2002) *apud* Tavares (2005):

• Processos de separação: são sempre de natureza física e têm por objetivo desdobrar o petróleo em suas frações básicas ou processar uma fração previamente produzida no sentido de retirar dela um grupo específico de componentes (destilação em suas várias formas, desasfaltação a propano, desaromatização a furfural e a desparafinação/desoleificação a solvente entre outros);

• Processos de conversão: são sempre de natureza química e visam transformar uma fração em outra ou alterar profundamente a constituição molecular de uma fração (craqueamento, hidrocraqueamento, alcoilação, reformação e a isomerização, todos estes catalíticos; dentre os não catalíticos estão o craqueamento térmico, a viscorredução, o coqueamento retardado ou fluido).

• Processos de tratamento: são de natureza química, porém não provocam reações profundas nas frações e causam a melhoria de cortes de produtos semi-acabados, eliminando ou reduzindo impurezas presentes em suas constituições; são bastante utilizados em frações leves (gases, GLP e naftas) não requerendo condições operacionais severas nem de grandes investimentos para sua implantação (tratamento cáustico simples e regenerativo - Merox, tratamento com etanolaminas – MEA/DEA e tratamento Bender); quando se necessita adequar a qualidade de frações médias (querosene, óleo diesel) ou pesadas (gasóleos, lubrificantes, resíduos) são necessários processos que operam em condições mais severas e em que o agente responsável pela remoção de impurezas é o hidrogênio, atuando na presença de um catalisador; embora não converta frações em outras, pode aumentar o rendimento de certas frações ao especificar corte segundo diferentes qualidades – Hidrotratamento (HDT), Hidrodessulfurização (HDS), Hidrodenitrogenação (HDN) e etc.

• Processos auxiliares: são aqueles que se destinam a fornecer insumos à operação dos outros anteriormente citados ou tratar rejeitos desses mesmos processos (geração de hidrogênio, recuperação de enxofre, utilidades).

Destarte, é improvável que uma refinaria seja idêntica a outra no mundo, assim como sua carga de petróleo e produto final a aperfeiçoar. Em 2001, existiam aproximadamente 700 refinarias no mundo (732, totalizando uma capacidade total de refino de 82.205 mil b/d), porém, cada uma com combinação de unidades de processo e produção própria (SZKLO, 2005).

É possível, no entanto, definir determinada refinaria como simples ou complexa. Com um perfil de alta complexidade, uma refinaria é capaz de processar um óleo em adversas condições de refino (e.g. óleos pesados, azedos ou ácidos), com significativo grau de rendimento em derivados leves e médios, apesar de um maior custo operacional e ambiental. O centro refinador complexo, para tal, detém uma configuração aprovisionada de unidades de conversão e tratamento em número considerável que, dadas estas restrições (de insumo e ambiental) maximizará a receita do refinador.

Métodos de comparação física de refinarias têm como base, genericamente, a utilização de índices de complexidade e tipologias. Há, ainda, comparações econômicas como as

margens de refino contempladas no tópico 1.4.2, que podem ser utilizadas ao comparar não só refinarias, mas regiões.

1.3.1 Índices de Complexidade

Um exemplo clássico de conceito de complexidade é o índice de Nelson, concebido por Wilbur L. Nelson, que avalia o balanço entre custos de investimento e operação de refinarias e suas configurações. Este índice relaciona cada unidade do esquema de refino ao seu custo de investimento, usando-se como referência a unidade de destilação atmosférica, cujo índice tem valor unitário. Nelson atribui a cada processo de refino um peso específico, em que cada um possui um índice de complexidade, calculado pela razão entre o custo do barril de capacidade da unidade de processo e o custo do barril da unidade de destilação atmosférica[12]. Assim, a complexidade de cada unidade de processo é dada pela fração volumétrica relativa à capacidade de destilação atmosférica (EC, 2001; SZKLO, 2005)[13].

Em uma refinaria hipotética com uma coluna de destilação e uma unidade de reforma catalítica, se obteria um índice de complexidade de 1,6. Considera-se a destilação como numerário (valor 1,0), e a reforma catalítica como responsável por 15% do rendimento final, porém, de custo quatro vezes superior à unidade destiladora. Assim, a reformação adicionaria (0,15 X 4 = 0,6) ao fator de complexidade total de 1,6. A Tabela 1.2 denota o custo dos módulos de tratamento/conversão, com seus índices de complexidades.

A despeito de toda controvérsia que esta técnica de comparação recebe, ainda é muito útil na análise comparativa, na medida em que a adição de unidades conversoras, mesmo que sem um devido ajuste de participação no produto final, proporcionará uma maior envergadura ao centro refinador[14]. Nesta metodologia, refinarias simples teriam

[12] Desta maneira, o Índice de Nelson da refinaria será dado pela expressão $\Sigma\ IN_i \times (C_i/DA_i)$, onde IN_i é o Índice de Nelson de cada unidade; C_i é a capacidade da unidade na refinaria real; e DA_i a capacidade da destilação atmosférica da refinaria real. Assim, o custo ISBL (Inside Batteries Limits – apenas das instalações internas) da refinaria será estimado por: IN x (Capacidade da refinaria real - DA/ Capacidade DA do IN de referência)^a * (custo da unidade de referência de DA (ou US$300 milhões). Onde "a" é o fator de escala e DA de referência é 200 mil b/d. O fator de escala da DA segundo os dados de engenharia de processo é 0,67. O custo OSBL (*offsite*) da refinaria acrescenta o custo ISBL em 30 - 60% dependendo da refinaria.

[13] Há exceções, como a unidade de alquilação, cujo custo é definido em barril de produto e não de carga.

[14] O Índice de Nelson (IN), por exemplo, supõe que as unidades de processo estão conectadas em série, o que nem sempre é tido como verdade. Ademais, por constituir-se como um índice baseado em custos, o IN está sempre se alterando no tempo, na medida em que os custos dos investimentos variam, modificando a ponderação das unidades no valor global do índice.

índices de Nelson variando de 2 a 5; refinarias complexas com fatores de 8 a 12; e, por fim, refinarias muito complexas com valores superiores a 15 (LEFFLER, 2000). Na Tabela 1.2, estão ilustradas algumas unidades de processo, com seus respectivos custos e Índices de Nelson.

Tabela 1.2 - Custos e Complexidades de Unidades de Tratamento/Conversão

Unidades de Refino	Mil b/d	Custo ISBL (US$ 10^6)	Índice de Nelson
Destilação Atmosférica	200	300	1,0
FCC	60	440	4,9
HDT (severo e brando)	30	150	3,3
HCC severo	30	390	8,7
Coqueamento Retardado	30	200	4,4

Fonte: HYDROCARBON PROCESSING (2005).

Uma abordagem similar é a expressão de cada unidade de processo em uma "capacidade de destilação equivalente" (CDE), de valor unitário que, ao serem somados, quantifica-se a complexidade global da refinaria. Outra forma é exprimir a conversão de cada unidade conversora na sua "equivalência de craqueador catalítico", definindo a complexidade da refinaria como as suas somas (EC, 2001).

1.3.2 Refinarias Típicas[15]

Com a evolução do processo de refino no mundo e a entrada de cargas mais pesadas, deixou-se de utilizar exclusivamente torres de destilação atmosférica, em favor de tecnologias que agregassem maior valor ao petróleo e atendessem demandas por combustíveis específicos. Novos acoplamentos à destilação, como a destilação a vácuo e o craqueamento térmico no início do século XX, ou o hidrocraqueamento catalítico (HCC), na segunda metade do mesmo século, foram decisivos para este objetivo. Desta maneira, a adição de unidades de conversão e tratamento no pós-Segunda Guerra permitiu estabelecer escalas de diferenciação entre refinarias.

Entretanto, em que pesem as localizações dos centros refinadores (próximos aos núcleos consumidores), eventuais possibilidades de compra de cargas pelo menor custo de transporte e perfis de consumo dos derivados, observa-se a improbabilidade de haver refinarias iguais no mundo. Neste raciocínio, a convenção de tipos e índices como metodologias de comparação entre distintas refinarias são largamente utilizados pela literatura.

[15] Texto e tipologia baseados naqueles desenvolvidos pelo Institute for Prospective Technological Studies, utilizada pela Comissão Européia (EC, 2001). Para maiores detalhes dos esquemas, vide Szklo (2005). Os rendimentos em derivados são relativos a uma carga de 100% de óleo WTI.

1.3.2.1 Refinaria *Hydroskimming*

Como primeiro exemplo típico, uma refinaria simples (*Hydroskimming*) é composta pela unidade de destilação atmosférica, reforma catalítica, isomerização e hidrotratamento de destilados; trata-se de uma refinaria com unidades em série.

Estas refinarias, em grande parte, foram instaladas nos anos 1950-60, no momento em que a demanda por todos os combustíveis aumentava significativamente, e o custo do petróleo encontrava-se relativamente baixo, assim como a procura por óleos combustíveis. As *hydroskimmings* possuem um perfil de produção bastante rígido e, como não há unidades de conversão anexadas, a cesta de derivados final é caracterizada pela especificidade da carga de insumo.

De uma forma geral, como mostra o esquema de refinaria (Figura 1.4), na unidade de destilação, o óleo fraciona-se em nafta, querosene, gasóleo e resíduos. A corrente e nafta é processada por uma unidade de HDT, tornando-se mais estável e passível de sofrer a reformação catalítica. Nas unidades de isomerização, o produto destas unidades aumenta o índice de octanagem do *pool* da nafta leve em 20-25%. As frações pesadas da nafta, por sua vez, após o HDT, vão para a reforma catalítica, em cuja unidade se produz o hidrogênio necessário à dessulfurização da nafta e do gasóleo. Normalmente, nesta refinaria, dois graus de gasolina podem ser são produzidos: regular e *premium*.

O diesel, por seu turno, é obtido a partir do *blending* do querosene com o gasóleo, ambos dessulfurizados. Já o óleo combustível origina-se pelo resíduo da destilação atmosférica, após sofrer um ajuste de viscosidade e teor de enxofre.

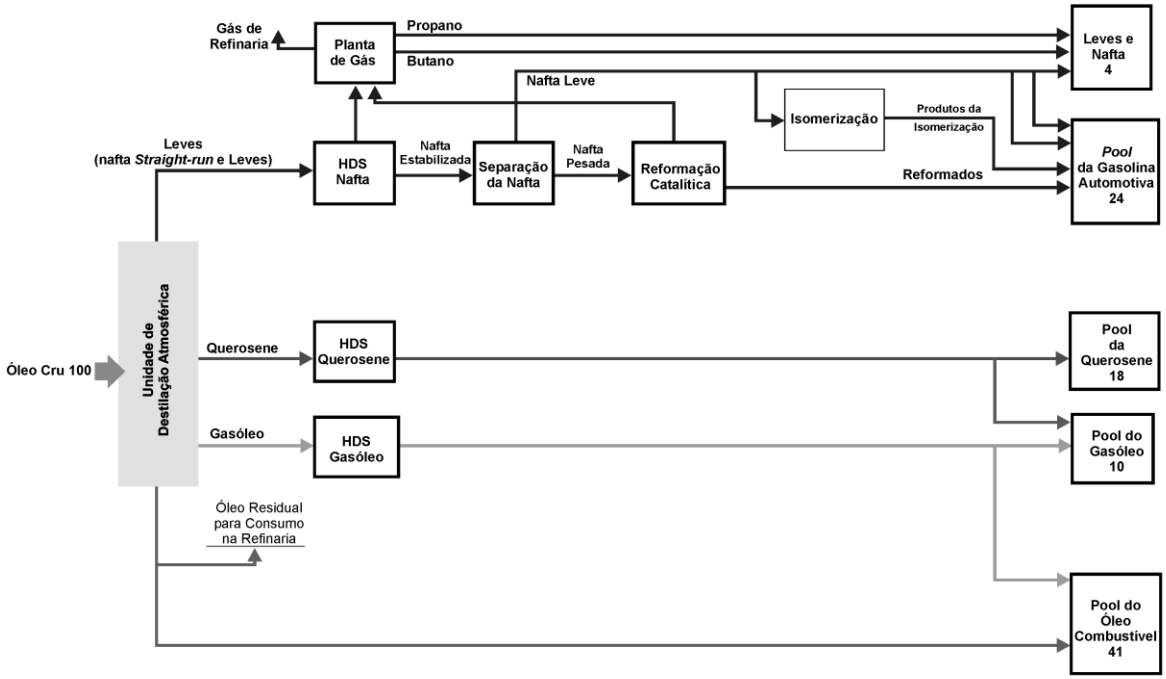


Figura 1.4 - Esquema *Hydroskimming*
Fonte: EC (2001).

1.3.2.2 Refinaria *Cracking*

Um segundo tipo de refinaria refere-se, em grande parte, ao resultado de adaptações sofridas pelas *hydroskimmings* instaladas no Pós-Segunda-Guerra, denominadas *cracking*. Estes centros refinadores, predominantes na Europa como resultados de re-configurações dos anos 1970-80, incluem, além da configuração simples, unidades de FCC, destilação a vácuo e visco-redução (Figura 1.5).

Nas *crackings*, grande parte do resíduo atmosférico se converte em combustíveis mais leves. Com a presença do craqueador, compete a este tipo de refinaria maior flexibilidade em relação ao esquema anterior, maximizando o rendimento de gasolina.

A unidade de FCC é a grande responsável pela adição de valor neste tipo de refino, podendo, além da gasolina, garantir a uma importante quantidade de querosene, quando a fração pesada da nafta, após o FCC, é separada e hidrotratada junto com as correntes de querosene. Ainda, é importante mencionar a possibilidade de hidrotratar o LCO (óleo leve de reciclo - entre 10-15 % v/v da carga num FCC típico) para aumentar o *pool* do diesel.

No que toca a visco-redução, a unidade é responsável pelo acréscimo em frações médias, pois converte o resíduo de vácuo em derivados menos densos, também produzindo nafta e gás.

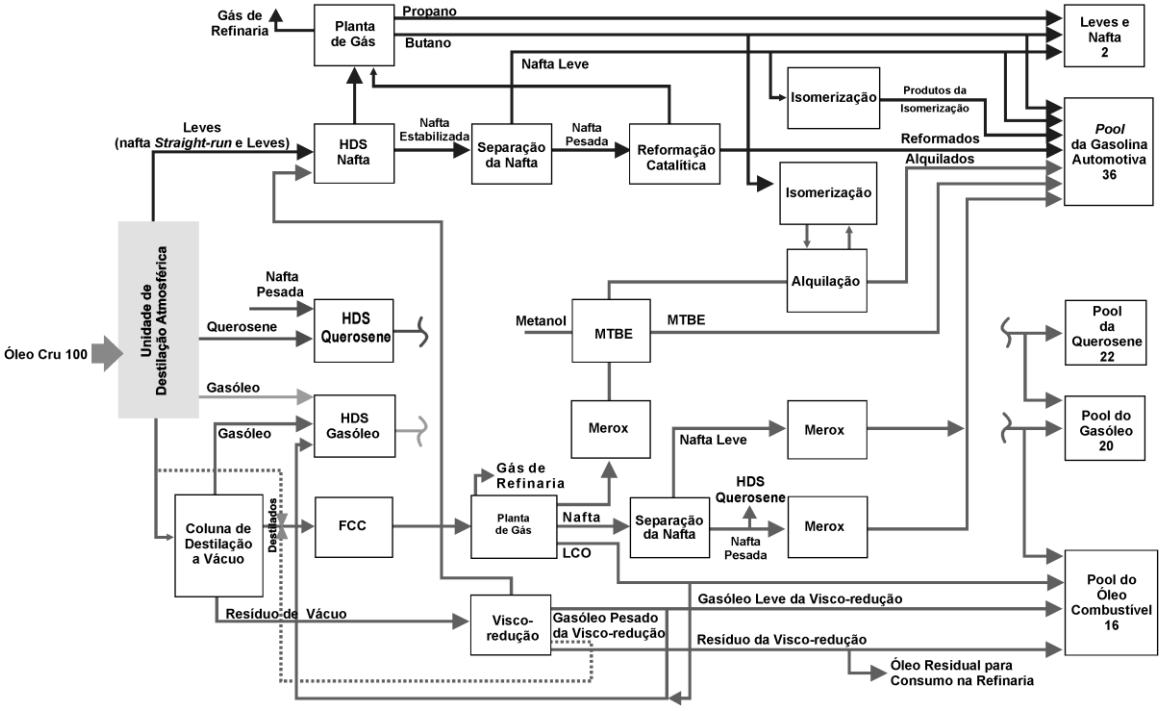


Figura 1.5 - Esquema C*racking*
Fonte: EC (2001).

1.3.2.3 Refinaria *Hydrocracking/Coking*[16]

Este tipo corresponde à refinaria *cracking* adicionada de unidades de fundo-de-barril (coqueamento retardado e/ou hidrocraqueamento catalítico - HCC), conferindo ao rendimento final uma maior conversão de resíduos da destilação (Figura 1.6). A função do coqueador é converter resíduos pesados em frações de hidrocarbonetos leves e médios e coque de petróleo, enquanto o HCC maximiza a produção de nafta e destilados médios, como o diesel (neste caso, diesel de alta qualidade).

As refinarias do tipo *hydrocracking/coking* possuem um altíssimo grau de flexibilidade, podendo maximizar a produção de gasolina ou de destilados médios, se necessário; enquanto o esquema anterior, provido com uma unidade de FCC, possui foco no primeiro combustível, sobretudo. No entanto, esta flexibilidade representa um *trade-off*,

[16] Muitas vezes são apresentados como esquemas separados *hydrocracking* e *coking*. Vide BP (2006) e IEA (2007a).

logo que requer altos investimentos de capital e grandes consumos energéticos, tendo, inclusive, pelo alto gasto de hidrogênio de elevada pureza, uma unidade exclusiva de produção e purificação deste gás.

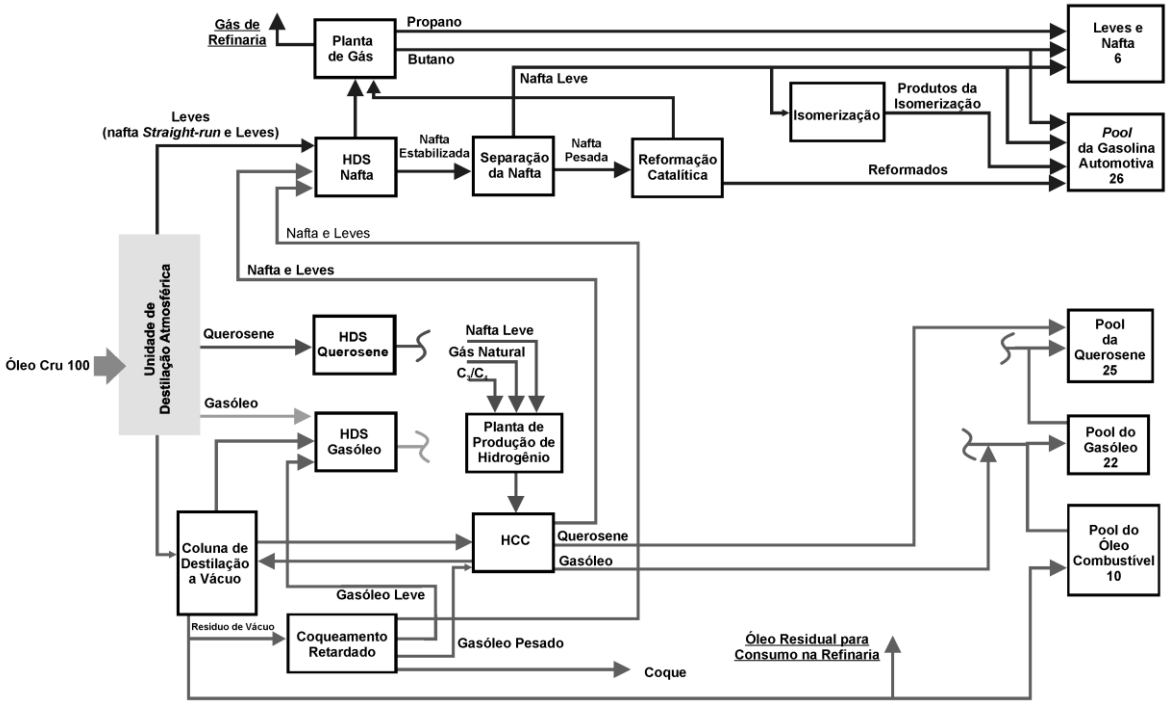


Figura 1.6 - Esquema *Hydrocracking/Coking*
Fonte: EC (2001).

1.3.2.4 Refinaria *Hycon-IGCC*

Esta refinaria representa o *estado-da-arte* do refino mundial. Basicamente, trata-se do esquema *hydrocracking/coking* adicionado a uma unidade de hidroconversão de resíduos (*Hycon*) e/ou uma unidade de gaseificação para geração de hidrogênio e/ou eletricidade em ciclo combinado (IGCC - *Integrated Gasefication Combined Cycle*). A presença destas unidades pode, a princípio, reduzir significativamente a proporção de resíduos pesados no produto final, uma vez que o *hycon* converte resíduo de vácuo em gasolina, querosene e diesel, com alta flexibilidade, em detrimento do óleo combustível (Figura 1.7).

O IGCC, por seu turno, é responsável pela conversão do resíduo da unidade visco-redutora em eletricidade, calor e hidrogênio, por meio da cogeração, aproveitando o gás de síntese obtido. A principal vantagem deste arranjo é a produção de hidrogênio a

partir do uso de resíduos de baixo valor agregado, ao invés de hidrocarbonetos leves como a nafta e o metano. Assim, o H_2 é passível de ser utilizado no HCC ou no Hycon da refinaria, enquanto o gás de síntese restante pode ser queimado em uma turbina a gás, combinada com uma turbina a vapor, ambas gerando energia elétrica.

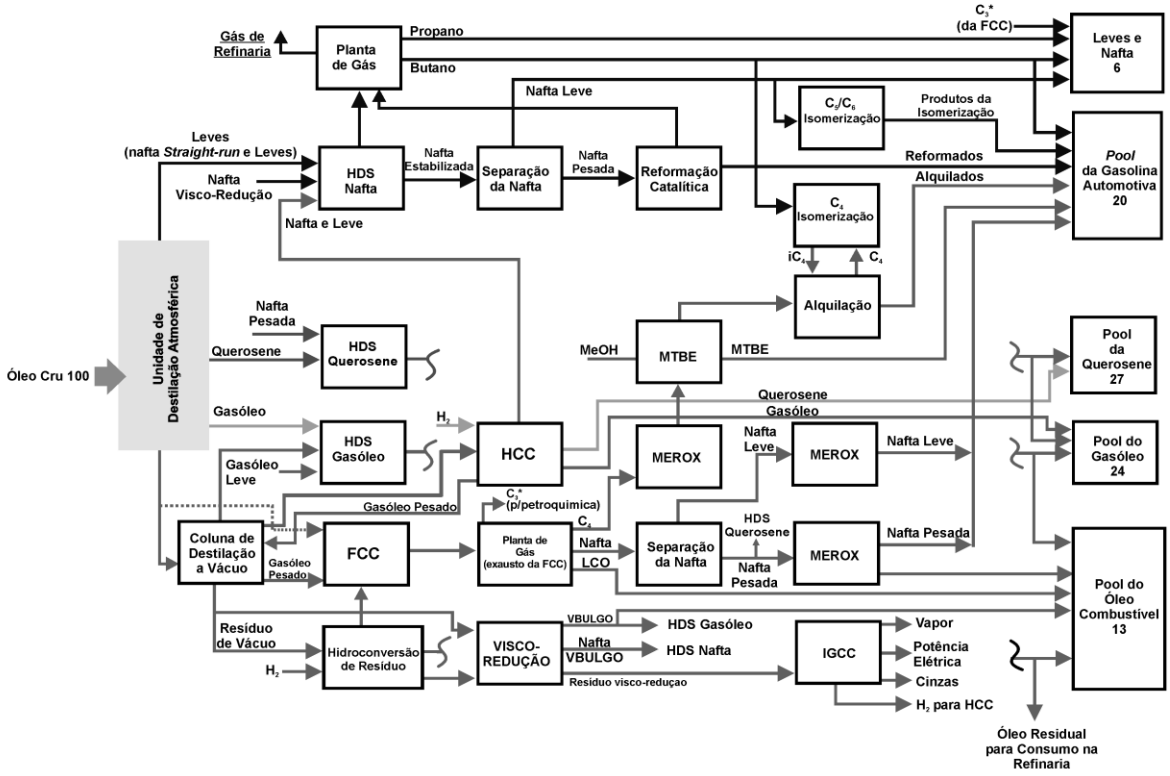


Figura 1.7 - Esquema *Hycon-IGCC*
Fonte: EC (2001).

Conclui-se que, pelos diferentes perfis apresentados, os refinadores podem obter ganhos de competitividade, por meio de uma maior complexidade de seu centro. Em Quick (1996), esta flexibilidade manifesta-se na habilidade de trocar o tipo de óleo cru, em um curto espaço de tempo, utilizando cargas quando disponíveis, alterando proporções de produtos, de sorte a igualmente produzir novos derivados, em situações em que seus preços estão favoráveis.

Há, por esta análise, uma possibilidade de apropriação de valor aos refinadores, já que, quando processados em refinarias específicas (complexas), os petróleos de maior densidade podem representar uma oportunidade, pois seus custos são inferiores e as produções de derivados leves e médios são maximizadas.

Como elucidado, diferentes esquemas de refino proporcionam rendimentos distintos em termos de produto final. De mesmo modo, diversos petróleos, em uma dada configuração de refino, geram uma miríade de possibilidades em derivados, com rendas distintas para o refinador. Neste sentido, as condições de demanda por determinado tipo de óleo cru, do ponto de vista do refinador, cujas unidades produtivas detêm características próprias (como escalas e complexidades), variam de acordo com suas receitas esperadas, em face do diferencial de preço (leve-pesado), que será abordado a seguir.

1.4 Preços, Complexidade e Agregação de Valor ao Petróleo

Na consolidação da indústria petrolífera, o refino exerceu um papel estratégico, não apenas na função de transformador do cru em produtos finais especificados, permitindo a sua utilização, como também na garantia de uma demanda cativa para a matéria-prima. Segundo Martin (1992), como o bruto pode oferecer diversos produtos em quantidades variáveis, a refinação é um meio excepcional para adaptações de oferta e demanda. Em outras palavras, o refino é uma forma de acesso aos mercados às firmas produtoras de petróleo. Neste sentido, a organização e fortalecimento desta indústria deram-se de maneira a concentrar a cadeia produtiva em empresas que integrassem verticalmente as atividades de exploração, produção, transporte e refino/distribuição.

A partir desta lógica, as firmas verticalizadas, ao anular custos de transação e impetrar economias de escala e escopo ao longo da cadeia do petróleo, não buscavam uma margem de retorno específica por segmento, mas do negócio como um todo, podendo, inclusive, realizar margens de refino negativas.

Com as transformações sofridas pela indústria do petróleo, a partir da Segunda-Guerra, o refino passou a representar novos objetivos, dentre eles a busca pelo lucro na atividade[17]. Não por acaso surgiram os refinadores independentes, majoritariamente nos EUA, atores cuja finalidade principal é a adição de valor ao óleo bruto, assim como a disputa pelos mercados de derivados com as companhias verticalizadas. Para este objetivo, a complexidade nas refinarias, por meio da introdução de tecnologias de conversão, tornou-se essencial. Neste paradigma, a busca dos refinadores está na

[17] Para informações sobre as transformações da indústria petrolífera, desde o seu surgimento, à formação dos cartéis das *majors* e a OPEP, os Choques do Petróleo e conseqüências, ver Martin (1992) e Masseron (1990).

obtenção dos diferenciais de valor dos óleos de menor qualidade, frente aos marcadores leves, em um ambiente de crescente demanda por derivados nobres. É em tal contexto que a definição de diferencial de preço entre os petróleos e margens de refino tornam-se fundamentais para a avaliação da adição de valor e avaliação econômica da atividade refinadora.

1.4.1 Óleos Marcadores e Diferenciais de Preços

As características físicas do petróleo são determinantes em sua comercialização no mercado internacional. Como o insumo não se configura como uma *commodity* homogênea, a indústria e os agentes de transação selecionaram algumas poucas correntes, denominadas "óleos marcadores", como referenciais de valor. De fato, seria demasiado complexo transacionar crus com distintos níveis de peso API e impurezas, no caso da ausência daqueles. Assim, a adoção de marcadores aumenta a transparência de preços e gera liquidez ao mercado (LONG, 2000). O principal critério para a elegibilidade de um marcador de preço é ser transacionado em volumes suficientes, provendo liquidez no mercado físico, assim como possuir qualidade especificada, para uma base de comparação frente aos outros crus. Em outras palavras, um cru *exótico* e pouco negociado não está apto a assumir o papel de um marcador nos mercados *spot* e futuro.

Destarte, a precificação de correntes de crus tornou-se cada vez mais transparente a partir da década de 1990, por meio da utilização de marcadores contratuais como o West Texas Intermediate (WTI – 40º API, 0,4% de enxofre) nos EUA, o Brent (38º API, 0,4% de enxofre) na Europa e o Dubai Fateh (31º API, 2,0% de enxofre) na Ásia.

O WTI, como comentário, é base para os contratos de derivativos na Bolsa de Mercadorias e Futuros de Nova York (Nymex), onde milhões de barris são transacionados diariamente, à vista ou no futuro, embora a produção desta corrente seja muito inferior a isto. Para o ano de 2005, por exemplo, calcula-se que a média diária foi de aproximadamente 237 mil contratos transacionados no Nymex, equivalentes a 60 bilhões de barris, enquanto a produção diária americana de todos os tipos de crus (inclusive a corrente WTI) ficou próxima de 2 bilhões (NYMEX, 2007; EIA, 2006e).

Caso semelhante se observa no mercado europeu, para o Intercontinental Exchange – ICE (outrora London's International Petroleum Institute – IPE, adquirida pela ICE em 2001), onde o Brent (corrente formada por alguns óleos do Mar do Norte, região de produção declinante) é o contrato padrão (também com base de mil barris), apesar de pouquíssimo utilizado como carga de refinaria, embora o tenha sido no passado[18]. Em 2000, foram negociados cerca de 17 bilhões de barris, quando a produção anual do Reino Unido (incluindo o Brent) foi cerca de 1 bilhão de barris (CLUBLEY, 2002; BP, 2006)

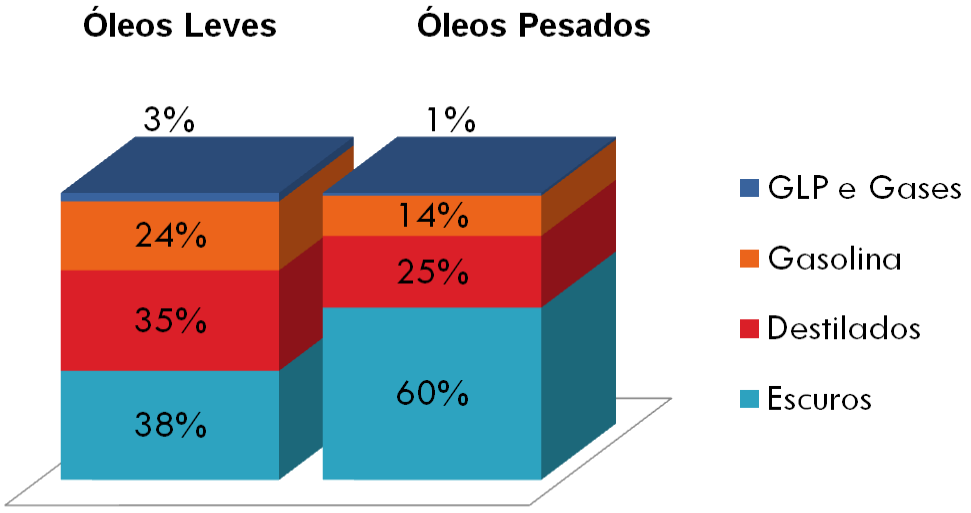


Figura 1.8 - Qualidade do Óleo e seus Rendimentos
Fonte: Elaboração própria com base em SHORE e HACKWORTH (2007a).

Ademais, as transações e cotações de petróleos diversos são abalizadas nas suas qualidades físicas *vis-à-vis* os marcadores, propondo um diferencial de preços (i.e. rendas de qualidade), de acordo com a facilidade do refino. Por exemplo, o barril de cru pesado e sulfuroso, como o mexicano Maya (22º API, 3,5% de enxofre), deverá ser comercializado a um valor inferior ao parafínico WTI, pois o primeiro renderá menor número de frações de derivados leves (em refinarias simples), além de requerer cuidados especiais em seu processamento, devido à alta proporção de impurezas em seu

[18] Observa-se que o mercado de derivativos (contratos futuros e a termo, opções, *swaps*, entre outros), não exclusivamente o de petróleo, detém a particularidade de seu montante contratado ser superior ao lastro físico, seja por não exercício de uma opção (*hedging*), por exemplo, ou por mera especulação. Para o caso do óleo bruto, segundo Clubley *et al*. (2002), o volume de óleo transacionado por contratos derivativos é mais de quatro vezes o total demandado. Ademais, os preços destes contratos diferem do praticado no mercado *spot*, e somente são iguais nas datas de vencimento. Para detalhes, ver Hull (2003) e Long (2002).

volume (Figura 1.8). Com efeito, a discrepância de preços entre o óleo leve e um mais pesado é denominada como "desconto", ou "prêmio", dependendo comparação entre o petróleo em foco e o marcador.

Geralmente, as distintas correntes tendem a seguir o movimento de flutuação dos marcadores, havendo situações, para o caso de um óleo pesado, em que há acréscimos na amplitude do desconto. Para elucidação, compara-se o óleo pesado tipo Maya com o marcador leve WTI (Figura 1.9). Observando as duas trajetórias de preço, deriva-se que, em 1998, o desconto do Maya para o WTI era diminuto (próximo a US$4,00/barril), se comparado ao realizado em 2005 (próximo de US$13,00/barril). Portanto, é possível afirmar que o desconto varia no tempo devido a condições específicas[19].

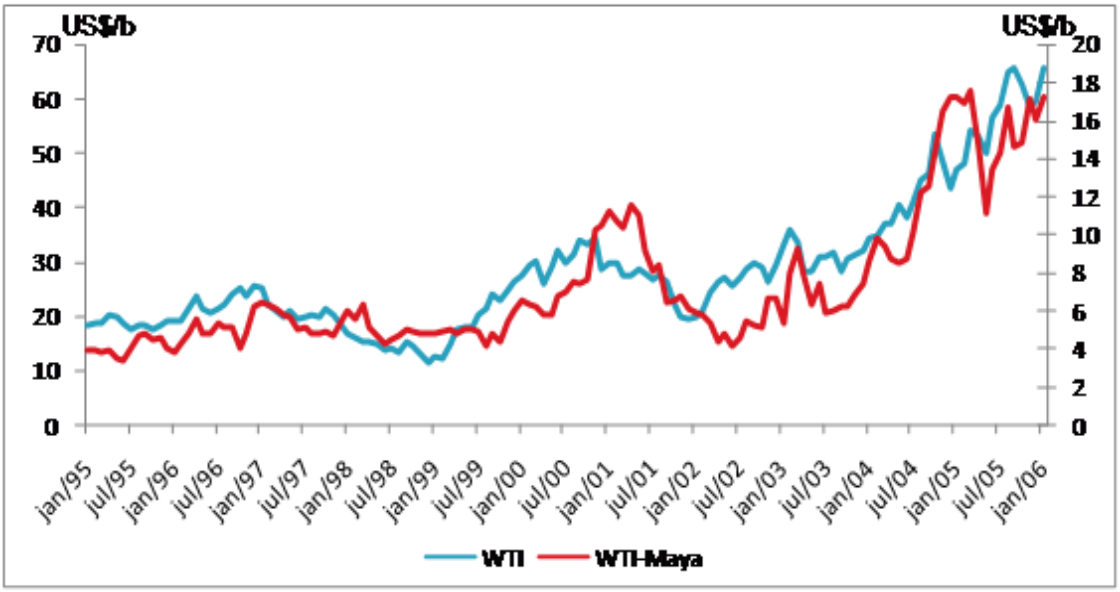


Figura 1.9 - Evolução das Cotações do Petróleo WTI e do Seu Prêmio Relativo ao Maya
Fonte: Elaboração própria baseada em SHORE e HACKWORTH (2006).

Desta análise, é factível estabelecer uma relação linear positiva entre o preço do óleo bruto leve e o seu diferencial para o pesado, visível na Figura 1.10. Esta causalidade tem seu ponto de apoio na concorrência dos combustíveis alternativos (*backstop technologies*) ao óleo combustível (e.g. gás natural e carvão), firmando um teto para os óleos pesados, conforme será tratado posteriormente nesta dissertação.

[19] Nota-se que em 1998 o barril do WTI estava a patamares historicamente baixos, ao contrário de 2005, quando o mesmo estava em momento de pico. Eventos como as crises financeiras asiática e russa no primeiro corte, e os furacões Rita e Katrina no segundo foram os fatores críticos nas cotações do WTI.

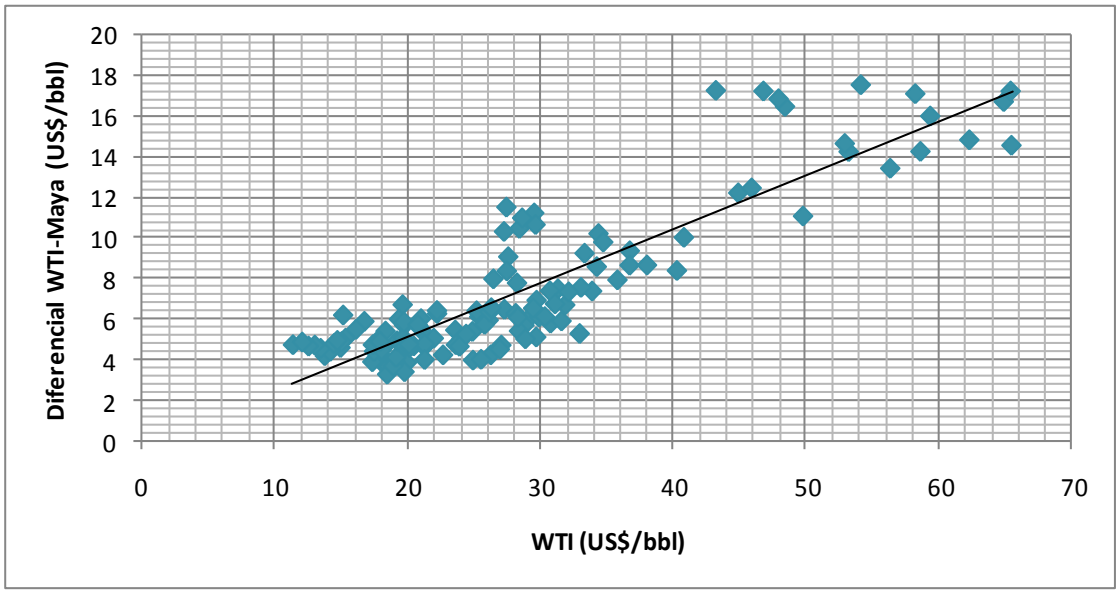


Figura 1.10 - Relação do Diferencial Leve-Pesado com o Preço do Marcador Leve
Nota: Série mensal de janeiro de 1995 a janeiro de 2006 (132 observações).
Fonte: Elaboração Própria com base em SHORE e HACKWORTH (2006) e EIA (2006k).

De acordo com Machado (2004), sintetizados na Tabela 1.3, há três fatores de mercado que afetam o diferencial de preços entre óleos leves e pesados: i) o balanço de oferta e demanda por tipo de óleo bruto; ii) o balanço de oferta e demanda por tipo de derivado (leves, médios ou residuais); e iii) a capacidade de conversão disponível das refinarias dos mercados consumidores.

Tabela 1.3 - Diferencial Leve x Pesado e Fatores de Mercado

Fator de Mercado	Mudança no Fator de Mercado	Mudança no Diferencial de Preços Leve-Pesado
Mercado de Óleo Bruto		
Oferta de Óleo Bruto Leve	+	-
Oferta de Óleo Bruto Pesado	+	+
Preço Internacional do Óleo Bruto	+	+
Refino		
Capacidade de Conversão Disponível	+	-
Mercado de Derivados		
Demanda por Derivados Leves e Médios	+	+
Demanda por Derivados Pesados e Residuais	+	-

Fonte: Hook (1997) *apud* Machado (2004).

Sinteticamente, caso a oferta de óleos leves cresça (se reduza) no mercado internacional, *ceteris paribus*, o desconto (prêmio) se reduz (amplia-se). Com um viés simétrico, caso a oferta de correntes pesadas se expanda (contraia), o desconto em relação ao leve se

amplia (reduz)[20]. Conjugado a isto, de acordo com Machado (2004), quando a cotação internacional do petróleo sobe (cai), o diferencial tende a expandir-se (estreitar-se), dado que os óleos leves, que são marcadores, em geral, apresentam maior elasticidade ao preço (conforme a observação para os anos de 1998 e 2005, na Figura 1.10). Deste modo, ainda em Machado (2004), em mercados "apertados" (demanda perto da capacidade de oferta), o diferencial tende a "abrir", enquanto em mercados "folgados" (sobra de capacidade de oferta frente à demanda), o diferencial tende a "fechar" (isto porque, em geral, níveis maiores de demanda por petróleo encontram-se associados a maiores demandas por derivados leves e médios e vice-versa, remetendo ao balanço do mercado de derivados).[21]

Genericamente, quando o refino de um determinado mercado de derivados torna-se mais complexo (maior capacidade de conversão), considerando como fixas as condições iniciais, o desconto tende a se reduzir, já que por possuírem a tecnologia propícia e flexível, os refinadores buscarão cargas de menor preço (óleos pesados), de forma a apropriar-se de maior valor adicionado. Este fato, em um equilíbrio posterior, fará com que os preços dos pesados se elevem simultaneamente a uma queda das cotações dos leves.

Por fim, um acréscimo de demanda por derivados leves e médios, sendo constante a demanda por derivados pesados e residuais, por efeito *netback*, aumentará o diferencial de preços[22]. De forma análoga, o diferencial decrescerá caso haja uma expansão de demanda por derivados pesados frente aos leves. O efeito *netback* é a influência do consumo e preços dos derivados nas cotações à vista dos petróleos. Em outras palavras, o efeito *netback* é a relação causal das variações dos diferenciais dos derivados (claros para os escuros) sobre o prêmio óleo leve *versus* pesado. Ilustrando, se por casualidade houver uma demanda crescente em derivados leves, os refinadores, objetivando atendê-la (com vista nos maiores preços causados pelo evento), demandarão maiores volumes

---

[20] É útil mencionar que a demanda por petróleos pesados é mais elástica, já que, de uma forma geral, seus maiores rendimentos em frações pesadas, cujas possibilidades de substituição são elevadas (e.g. óleo combustível e de calefação por carvão e gás natural), impõem limites nas variações de seus preços.

[21] Para detalhes sobre a correlação entre os preços dos crus e precificação segundo sua densidade API, ver Lanza *et al*.(2005) e Bacon *et al*.(2005).

[22] Porém, como afirma Asche *et al*.(2003), este efeito de *feedback* está restrito ao curto prazo, com restrições às atuações de determinados derivados (como o óleo combustível) no preço do cru. Para maiores informações a respeito do efeito do comportamento do mercado de derivados sobre os preços dos crus, ver Asche *et al*. (2003).

de cargas leves (que resultam em maiores proporções de leves nas refinarias). Conseqüentemente, esta maior procura dos refinadores, sendo constante a oferta de petróleos leves, ocasionará em um aumento de preços de tais crus.

Este fenômeno é demonstrado na Figura 1.11, com a evolução do prêmio de um destilado médio (diesel) para um residual. Nota-se que o primeiro movimento é dado pelo diferencial de derivados, para posteriormente refletir-se no diferencial de preços de petróleos, delineando claramente o efeito *netback*.

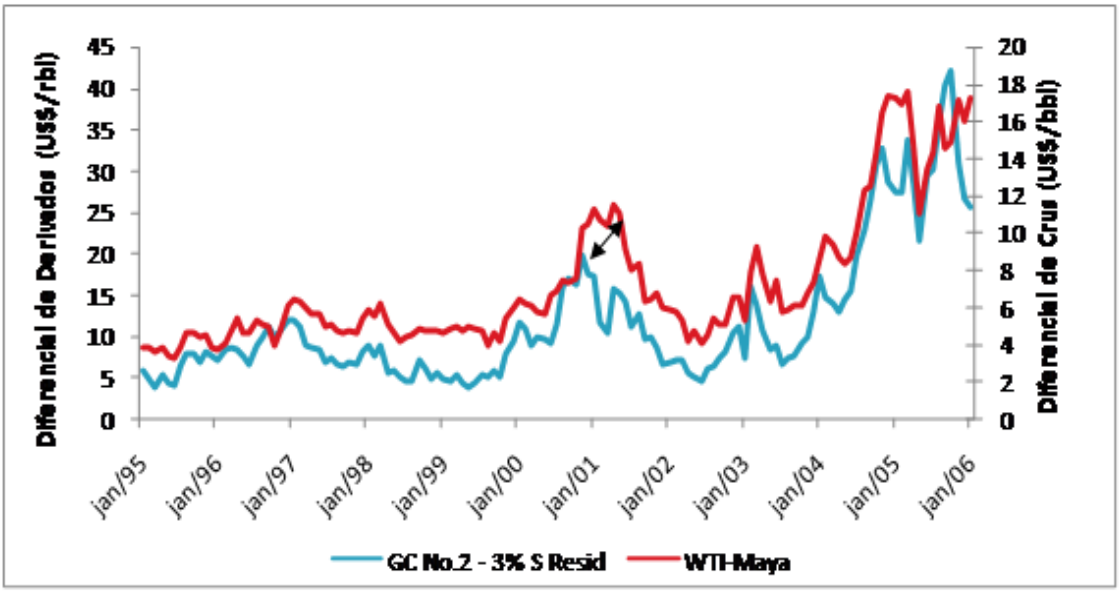


Figura 1.11 - Evolução dos Diferenciais Leve x Pesado de Combustíveis e Crus
Fonte: Elaboração própria com base em SHORE e HACKWORTH (2006)

Igualmente, a relação linear *netback* é representada na Figura 1.12, em que o diferencial WTI-Maya varia em função da variável diferencial diesel-óleo residual, para observações no mercado norte-americano[23].

[23] Embora haja um intervalo de resposta do diferencial de crus em relação ao de derivados, caracterizado na Figura 1.11, este diferencial, por ser normalmente inferior a um mês, tende a já estar incorporado à série de base mensal para dados de mesma data.

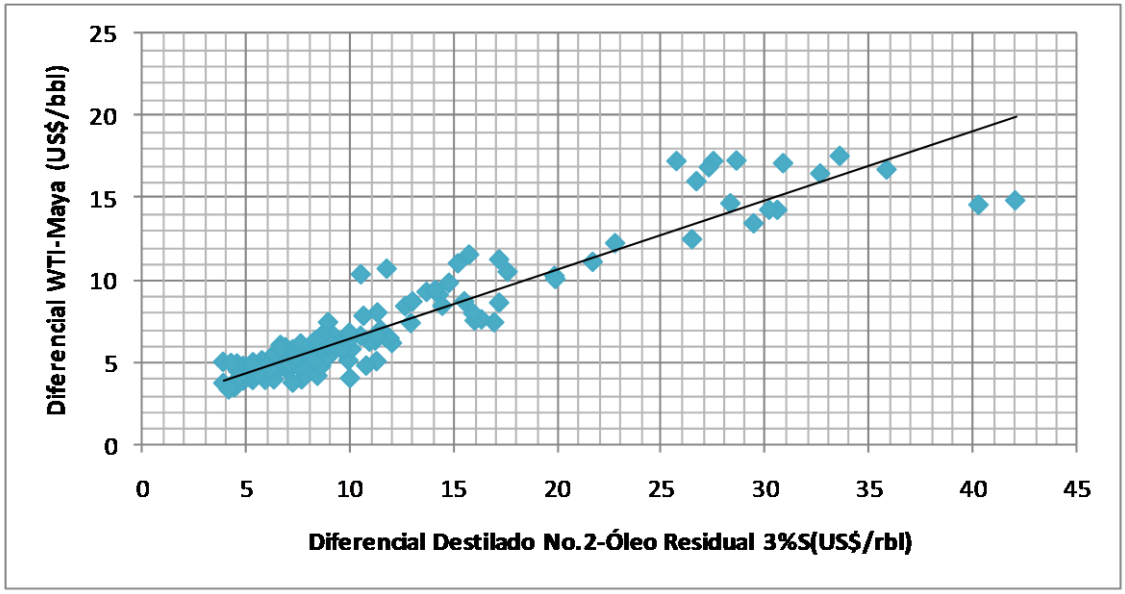


Figura 1.12 - Relação entre os Diferenciais Leve x Pesado de Combustíveis e Crus
Nota: Série mensal de janeiro de 1995 a janeiro de 2006 (132 observações).
Fonte: Elaboração própria com base em SHORE e HACKWORTH (2006).

Finalmente, depois de definidos os conceitos de complexidade das refinarias e diferenciais nos preços do óleo cru, torna-se possível derivar outra consideração essencial intrínseca ao refino, no que concerne à adição de valor e a viabilidade econômica da atividade: as margens de refino.

1.4.2 Margens, Agregação de Valor e Esquemas Típicos

Conforme descrito anteriormente, o índice de Nelson mede a complexidade da refinaria, de acordo com a participação na elaboração do produto final dos investimentos em unidades processadoras. Embora o grau de complexidade de uma refinaria seja um grande indicador de sua capacidade de agregar valor ao petróleo, nem sempre as condições de mercado são favoráveis a uma receita positiva na comercialização de derivados. Assim, o índice não reflete as condições de rentabilidade do complexo refinador em um mercado específico, ainda que seja um razoável referencial atemporal deste potencial.

Conceitualmente, margem bruta de refino é a diferença entre a receita obtida com a venda dos derivados e o custo do petróleo processado em uma refinaria, por barril. Um conceito mais aprimorado, a margem líquida, é calculado subtraindo os custos variáveis (produtos químicos, catalisadores, custo com auxiliares como energia e água, custos de

estocagem de matérias-primas e produtos) da margem bruta[24]. Em outras palavras, a margem líquida é usualmente obtida de forma a medir a lucratividade de uma refinaria para uma dada situação em que se detêm informações quanto ao preço do cru, às quantidades e tipos de derivados produzidos, assim como seus valores de mercado, inferindo, indiretamente, o retorno do investimento na atividade, como indica a Figura 1.13[25]. Deste rendimento são subtraídos os custos totais do refino para aquela situação, derivando-se a receita líquida por barril de petróleo que entra em processo.

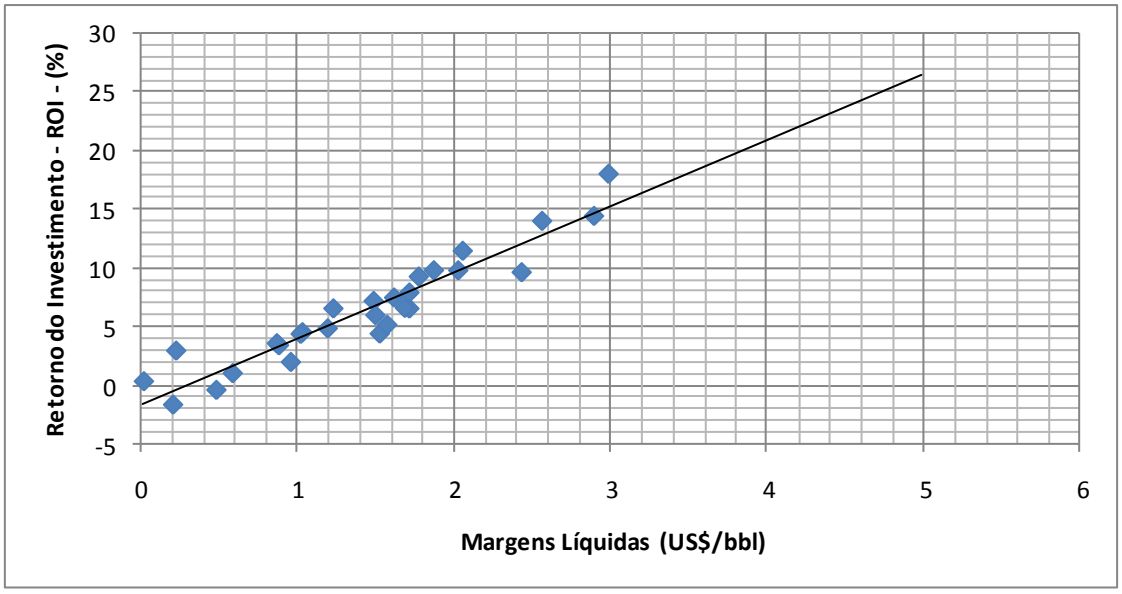


Figura 1.13 - Relação de Margens de Refino com Lucratividade
Nota: Série anual de 1977 a 2004 (27 observações), em dólares de 2000.
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006h).

Do conceito de margem, pode-se chegar a alguns fatores resultantes da dinâmica do mercado, que impactam diretamente na rentabilidade final da refinaria. Estão, neste caso incluídos a complexidade da refinaria, o tipo de petróleo consumido como carga e o rendimento de derivados auferido, os preços dos crus e dos produtos finais, variações regionais e sazonais na demanda, especificações dos combustíveis, entre outros. Com

[24] Algebricamente, Margem Líquida = $\Sigma (P_i \times Q_i) - C_p - C_o - C_v - C_{o\ \&\ m.}$ onde n representa o conjuntos de derivados produzidos, i representa um derivado específico, P_i o preço do derivado i (em volume), Q_i a quantidade comercializada do derivado i (em volume), C_p representa o custo da carga de petróleo, C_o como os custos de outras cargas, C_v os custos variáveis (incluindo o consumo próprio de combustíveis da refinaria) e $C_{o\ \&\ m}$ os custos de operação e manutenção da refinaria.

[25] Essa afirmativa se confirma com resultados de regressão para o retorno do investimento (em variação percentual – ROI) e margens líquidas, para os maiores refinadores dos EUA, apontando um coeficiente R^2 de 0,8975, para 27 observações a dólares de 2000. Para este deflator, deriva-se a expressão [ROI=5,6541(Margem Líquida) -1,6963]. Supondo um ROI de 12% como o custo de oportunidade de capital, tem-se uma margem líquida geral mínima de US$2,43 de forma a honrá-lo no mercado norte-americano.

fins didáticos, são demonstrados os resultados *ad-hoc* obtidos para as margens de dois tipos de refinarias para o ano de 2006, conforme a Tabela 1.4[26].

Tabela 1.4 - Um Exemplo para o Cálculo de Margens de Refino

	Hydroskimming			Hydrocracker		
Carga/Derivados	**%Volume**	**US$/barril**	**Receita/Custo (US$)**	**%Volume**	**US$/barril**	**Receita/Custo (US$)**
Carga de WTI	100	66,00	66,00	100	66,00	66,00
Gasolina	30	78,12	23,44	50	78,12	39,06
Diesel	20	81,69	16,34	30	81,69	24,51
QAV	10	82,05	8,21	20	82,05	16,41
Óleo Combustível	35	46,17	16,16	5	46,17	2,31
Outros	5	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Saída Total	100	-	-	105	-	-
Margem Bruta	**-**	**-**	**-1,86**	**-**	**-**	**16,29**
Custo Operacional	**-**	**2,00**	**2,00**	**-**	**8,00**	**8,00**
Margem Líquida	**-**	**-**	**-3,86**	**-**	**-**	**8,29**

Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2006k).

Observa-se que, independente do tipo de refinaria, quanto mais elevados forem os preços dos derivados nobres (e.g. gasolina, diesel e QAV), maiores serão as margens líquidas dos refinadores. Isto pode ser notado no caso do baixo rendimento para estes derivados nas refinarias *hydroskimmings vis-à-vis* as refinarias mais complexas, que produzem poucos escuros (os óleos combustíveis e residuais). É perceptível que, aos preços médios de 2006, para o mercado norte-americano, no exemplo, o refinador *hydroskimming* obteve margens negativas em sua atividade, ameaçando a sua viabilidade econômica, caso este não fosse integrado ao *upstream*. Já o refinador *hydrocracking*, por sua maior capacidade conversora, realizou margens de refino consideráveis. É de sua natureza, ademais, buscar cargas de menor grau API de sorte a obter a maior margem possível, aproveitando-se do desconto destes petróleos aos leves e, igualmente, diluir seus custos operacionais superiores.

Com efeito, quanto maior for o preço do cru (ou o diferencial de preços entre petróleos leves e pesados), maiores serão as margens líquidas do refinador complexo. Por outro lado, a refinaria simples, majoritariamente produtora de óleo combustível, mesmo possuidora de um menor custo operacional, estará inteiramente vulnerável a tais oscilações de mercado.

[26] Com rendimentos fictícios, a Tabela 1.4 demonstra margens de refino com base em uma região atendida pela rede de transporte integrada ao porto de Nova York. Preços médios anuais no mercado *spot* norte-americano são os observados em 2006, segundo EIA (2006k). A cotação do WTI refere-se ao realizado em Cushing, Oklahoma, e quanto aos derivados, as cotações para o porto de Nova York. Para a gasolina, o preço refere-se à média aritmética das cotações das gasolinas convencional, reformulada, e RBOB *(reformulated gasoline blendstock for oxygen blending*). E, para o diesel, o *Low-Sulfur No. 2 Diesel Fuel*.

Sem embargo, uma refinaria complexa não necessariamente possui margens constantes, mesmo quando as condições de mercado estão fixas. Há, no refino, retornos crescentes e decrescentes de escala (Figura 1.14). À medida que a capacidade de conversão, inferior à destilação, for saturada, a refinaria complexa irá perder, aos poucos, sua habilidade de gerar derivados nobres. No ponto de saturação das unidades de fundo de barril, a refinaria complexa passa a auferir margens semelhantes a uma de complexidade média. A um nível de utilização próximo à saturação da destilação, o rendimento marginal da refinaria provavelmente será decrescente, semelhante ao resultado de algumas refinarias *hydroskimmings*, sobretudo se o *blend* processado tender ao pesado. Assim, deriva-se a noção de um limite incremental no processamento de óleos pesados, em matéria de margem de refino.

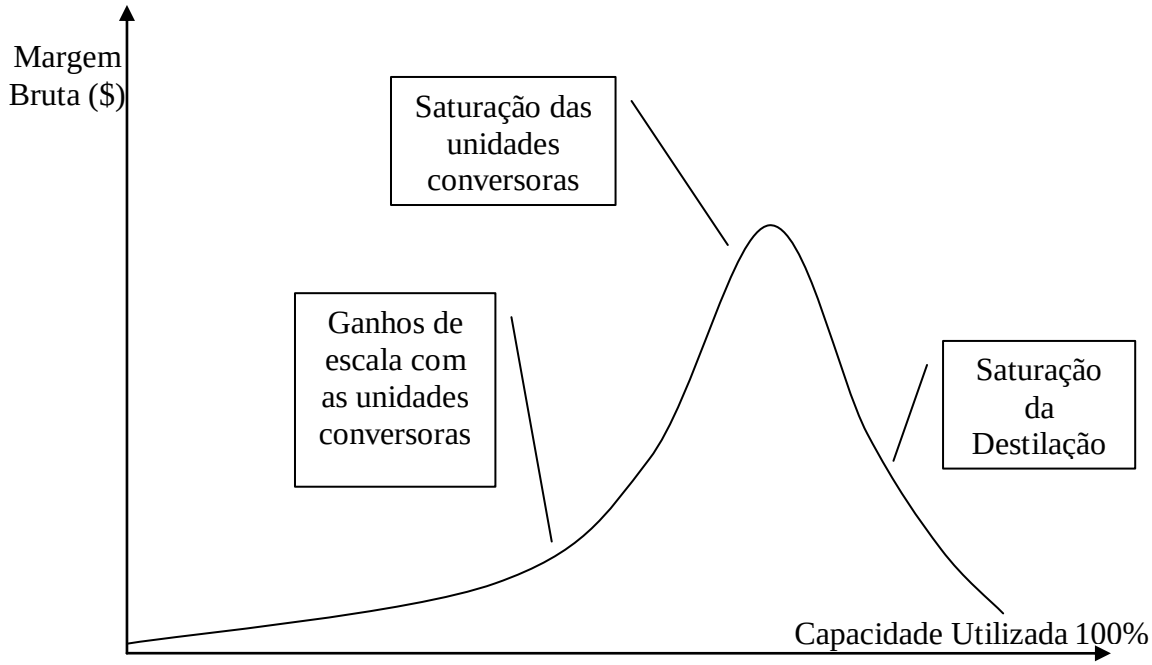


Figura 1.14 - Retornos Marginais e Capacidade Utilizada
Nota: Capacidade Utilizada da Destilação Atmosférica.
Fonte: Elaboração Própria.

Como pondera Leffler (2000), qualquer refinaria complexa ou ultracomplexa suporta dois ou três modos de rendimento: quando a unidade de destilação opera em níveis de utilização cada vez mais altos, tipicamente, o coqueador esgota sua capacidade; ao próximo incremento de carga, o retorno já será inferior, rebaixando a refinaria de ultracomplexa para complexa; ao acrescer de mais carga na destilação, chegará a vez do

FCC (ou HCC) saturar-se, e assim por diante, até o rendimento marginal ser semelhante ao de uma refinaria simples.

Desta maneira, cabe ao refinador escolher a configuração que maximize sua cesta de derivados nobres, dada a restrição física imposta pela capacidade das unidades conversoras, assim como o maior custo operacional de operação em níveis altos de utilização. Há nesta decisão o confronto de um *trade-off*, logo que um maior consumo de catalisadores e outros reagentes químicos contrabalanceia, em parte, a vantagem de custos diretos decorrente da utilização de um tipo de petróleo de qualidade inferior.

Contudo, como afirma Szklo (2005), a redução dos custos operacionais, ocorrida nas refinarias de média conversão, que consomem menores quantidades de catalisadores e apresentam menor demanda por utilidades nas unidades de processamento, tende a não compensar os ganhos de margem bruta de refino que têm as refinarias de alta conversão, que são capazes de produzir derivados de maior valor agregado.

Não menos relevante, o efeito sazonal pode cumprir um papel fundamental na formação das margens de refino, visto que em algumas regiões, como nos EUA, o refinador dará preferência à produção de gasolina no verão. Por outro lado, no inverno, o refino norte-americano privilegia o atendimento de óleo de calefação, em detrimento de gasolina e médios, afetando negativamente as margens de refino do parque refinador daquele país.

De forma sucinta, conclui-se que o comportamento das margens de refino está submetido a quatro fatores: i) a demanda por derivados leves; ii) a proporção de petróleo pesado no *blend* de carga da refinaria; iii) a capacidade de conversão disponível; iv) o custo dos crus (ou seu custo de oportunidade, caso a refinaria seja verticalmente integrada) e custos operacionais (catalisadores, oxigenados de *blend*, entre outros) (QUARLS *et al.* 2006).

Por fim, as margens de refino são indicadores adequados de agregação de valor de um centro refinador. Não obstante, margens negativas demonstram a inépcia da atividade refinadora em questão na adição de valor para o mercado em que está situada. Em alguns casos, as refinarias simples podem apresentar resultados positivos para suas margens, que, por casualidade, refletem tão-somente condições muito favoráveis de uma conjuntura específica, como uma elevação abrupta do óleo combustível, por

exemplo. Genericamente, neste panorama, as margens de refinarias complexas ainda serão superiores, evidenciando a maior potencialidade de agregação de valor destes centros de transformação.

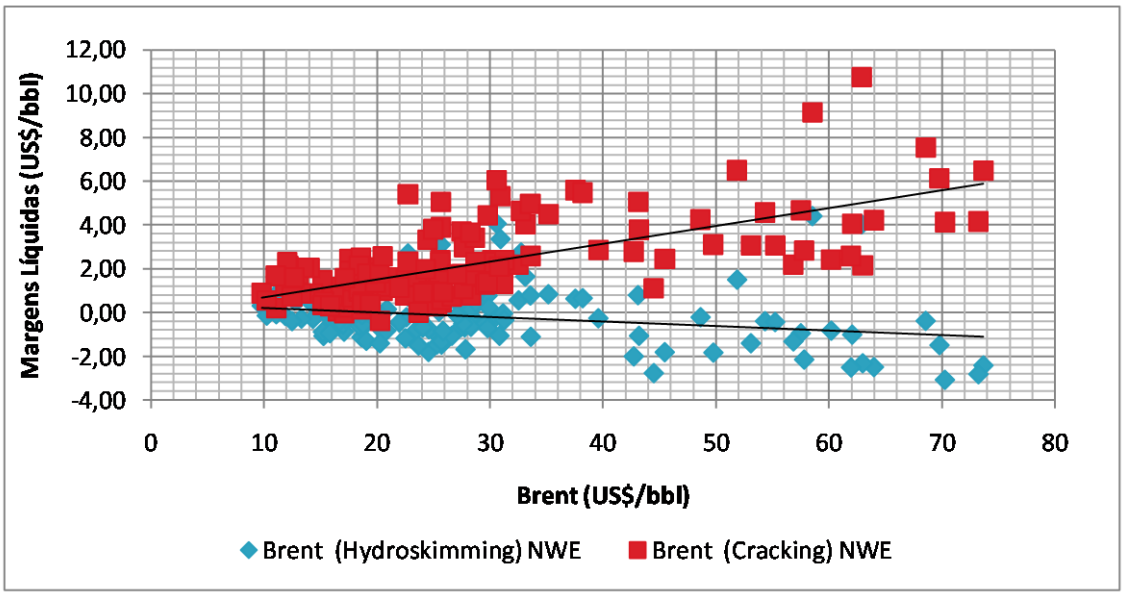


Figura 1.15 - Tendência de Margens para Dois Esquemas de Refino Distintos no Mesmo Mercado
Nota: Série mensal de janeiro de 1995 a outubro de 2006 (141 observações).
Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2007).

Com efeito, a refinaria complexa está mais preparada a lidar com choques de preço do óleo cru no mercado internacional. Ao investir em complexidade, o refinador complexo não só potencializa sua agregação de valor, mas igualmente estabelece maior robustez ao seu fluxo de caixa. Em outras palavras, o refino complexo, por sua maior versatilidade em produto final e capacidade de destruição de escuros, é capaz de obter margens positivas em momentos em que os refinadores *hydroskimmings* interromperiam suas atividades. Esta virtude é ilustrada na Figura 1.15, que compara o desempenho dos tipos simples e semicomplexo, representado pelo esquema *cracking*, para a Europa Ocidental (NWE).

Nota-se que, ao adquirir um mínimo de capacidade de conversão, o centro refinador *cracking* estará menos propenso a realizar margens negativas, em um evento de elevação no preço do Brent. Em momentos de baixo valor para o óleo leve (diferencial leve-pesado reduzido), esta vantagem do investimento em complexidade é significantemente rebaixada. Embora, à primeira vista, este fato poderia justificar um conservadorismo em alocação de recursos de investimento em unidades conversoras, a

análise das linhas de tendência prova o oposto. É demonstrado que o refinador *hydroskimming* está mais exposto ao risco em caso de elevação do preço do óleo leve, pois sua curva tendencial tem inclinação negativa, além de estar abaixo da *cracking*. Desta forma, o refinador complexo, mesmo em períodos críticos de baixo preço do petróleo leve, realizará margens superiores ao simples[27].

Entretanto, o refinador complexo, visto que já realizou custos afundados em unidades de fundo de barril, maximizará sua receita buscando crus de menor custo, que justifiquem tais investimentos. Assim, um esquema *coking*, por exemplo, em eventos de elevação das cotações do petróleo auferirá maiores margens caso seu *blend* de carga seja de custo inferior (menor grau API). Na Figura 1.16, para o mercado da região do Golfo norte-americano, pode-se comparar os rendimentos marginais em duas formas: i)uma refinaria de complexidade média (*craking*) processando um óleo leve (LLS – 36º API; 0,40 %S) em contraposição a uma refinaria complexa (*coking*) com uma carga pesada (Maya – 22º API; 3,43% S); ii) o mesmo esquema de refino (*coking*) processando dois óleos (médio e pesado) de naturezas distintas (Mars – 31º API; 2,00% S; e Maya).

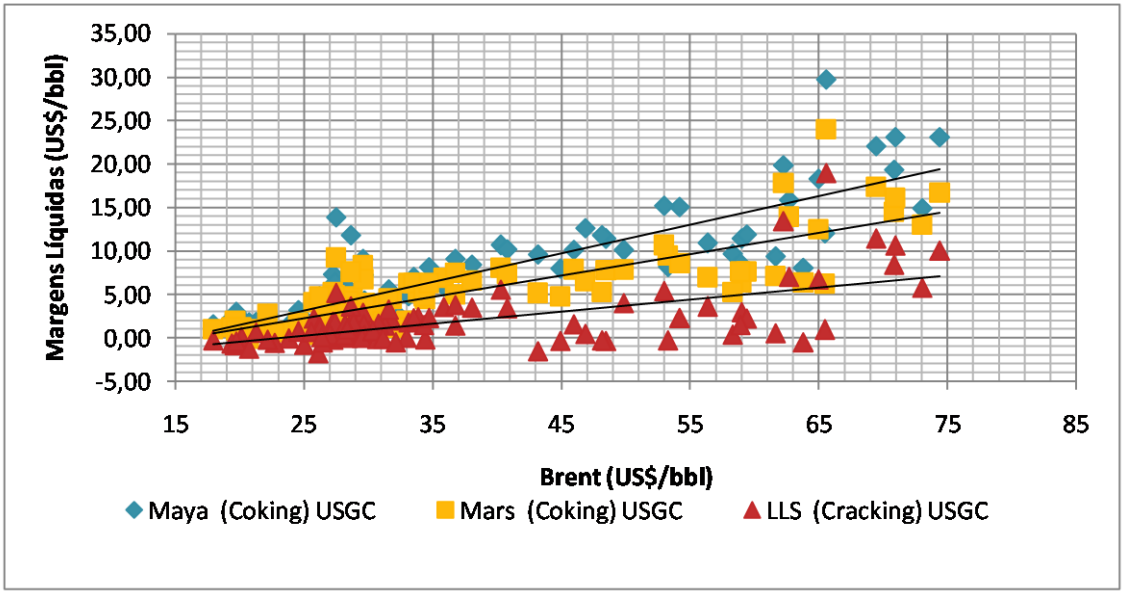


Figura 1.16 - Tendência de Margens para Dois Esquemas de Refino Distintos e Três Crus
Nota: Série mensal de junho de 1999 a outubro de 2006 (88 observações).
Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2007).

É visível que, em rendimentos marginais, o esquema *coking* é superior ao perfil menos complexo *cracking*, mesmo com custos operacionais superiores e uma vantagem na

[27] Embora isto não represente a cobertura do seu custo de oportunidade do capital, que é expressivamente superior ao do refinador *hydroskimming*.

aquisição do cru reduzida, no processamento de um óleo médio como o Mars. Inclusive, nesta comparação, é possível constatar que existe maior correlação entre a elevação do preço do cru e a obtenção de maiores margens para esquemas de refino mais complexos processando insumos de pior qualidade (esquema *coking* sempre superior ao *cracking* – independente da carga; e esquema *coking* com Maya superior a *coking* com Mars). Destarte, o esquema complexo processando o pesado Maya apresenta uma curva de margens ainda mais acima, justificando a busca por contratos de suprimento com fornecedores deste cru, caso o refinador possua expectativas de elevação no preço internacional do petróleo, conforme ensejado no terceiro capítulo[28].

Por outro lado, a apreciação *cross-section* regional de margens se faz útil na medida em que aponta oportunidades ótimas de investimento ao empreendedor refinador, nas localidades em que há permanência intertemporal de margens excepcionais, frente às demais. Isto pode ocorrer, em grande parte dos casos, por um baixo grau de competição na região imposto por barreiras à entrada, como uma maior severidade da legislação ambiental local, acesso físico ineficaz ao mercado, intervenção estatal, entre outras[29].

A Figura 1.17 exemplifica esta diferença para duas regiões: a Costa do Golfo (USGC), no sul dos EUA, e o noroeste europeu (NWE). A uma primeira análise, há um indicativo de maiores receitas para o investimento em refino na Europa. Porém, uma análise considerando acesso ao cru (contabilizando o transporte), principalmente no caso de óleos pesados sul-americanos para o processamento em refinarias *hydrocracking/coking*, poderia indicar uma vantagem de margem para o refinador do Golfo.

[28] É útil ressaltar os dois momentos críticos no preço do petróleo (quarto trimestre de 1998 com a crise russa, e terceiro trimestre de 2005 com o furacão Katrina), em que, no primeiro caso, as margens no Golfo norte-americano para o tipo *coking* chegaram a se situar próximas a US$2,00, enquanto que, no segundo caso, alcançaram os picos históricos de US$30,00.

[29] Os dois primeiros casos são evidentes no estado da Califórnia, EUA, onde os preços dos derivados, bem como as margens líquidas, são superiores às do resto do país, conforme será contemplado pelo terceiro capítulo da dissertação.

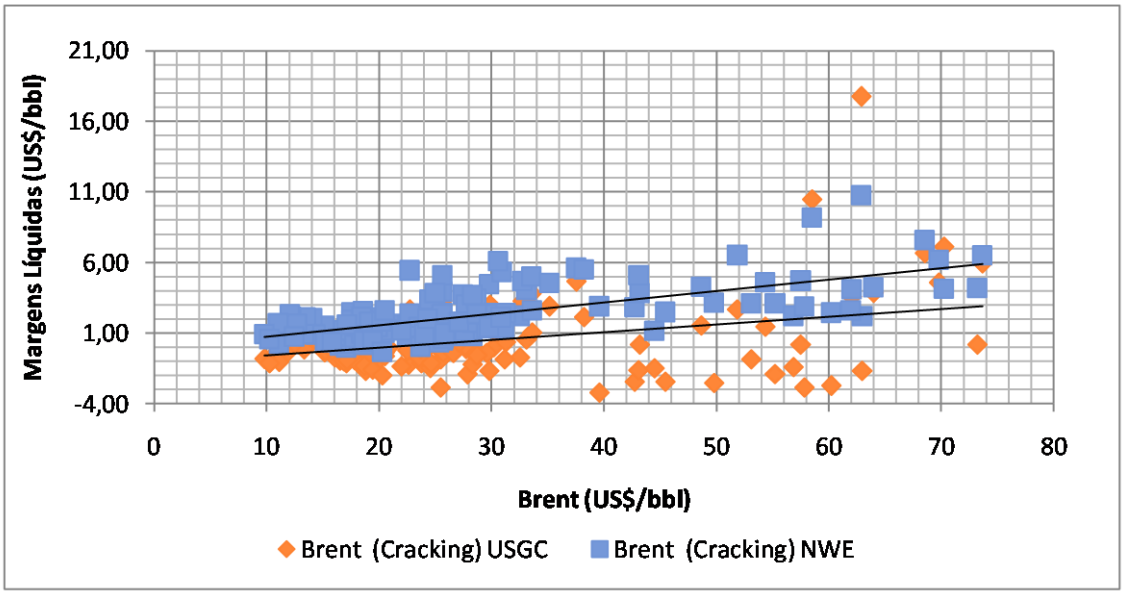


Figura 1.17 - Tendência de Margens para Dois Esquemas de Refino Semelhantes em Duas Regiões Distintas

Nota: Série mensal de janeiro de 1995 a outubro de 2006 (141 observações).
Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2007).

Há de se mencionar, contudo, que a análise marginal opera unicamente como apoio à decisão de investimento no refino, seja em ativos *greenfield* ou aquisição de instalações para expansão de capacidade. Mesmo a constância na trajetória de margens positivas para uma dada região não é garantia de permanência e manutenção de resultados favoráveis em modo *ad aeternum*. Existem incertezas que permeiam as decisões de investimento e comercialização de petróleos e derivados, inerentes à agregação de valor, como as expectativas de evolução dos preços do petróleo, dos catalisadores, de metalurgia, entre outros.

Depois de definidas teoricamente as relações dos óleos pesados com os preços de petróleo e os diversos tipos de refinarias, o próximo capítulo analisará o refino brasileiro, sua capacidade de agregação de valor ao óleo pesado nacional e as previsões de volumes excedentes para os próximos anos.

CAPÍTULO 2 – O PETRÓLEO BRASILEIRO, SUA AGREGAÇÃO DE VALOR E EXCEDENTES

No capítulo anterior, abordaram-se os diferentes tipos de petróleo encontrados na natureza e formas de processá-lo, de sorte a alcançar as especificações dos derivados ao consumo final. De uma maneira geral, foram definidos os esquemas de refino e cargas de petróleo que propiciam o maior lucro ao refinador, de acordo com a complexidade de suas plantas. O segundo capítulo busca trazer esta análise para o caso brasileiro, onde o agente principal é representado pela companhia integrada Petrobras e o petróleo médio extraído é caracterizado como pesado a intermediário.

Estudos recentes a respeito da evolução do parque de refino brasileiro demonstram que, no futuro próximo (2010-2016), o país possuirá um excedente produtivo representativo de cru com relação às suas necessidades de processamento e consumo interno. Esta afirmativa é embasada por estudos e projeções, como EPE (2007), IEA (2007b), Petrobras (2004) e Petrobras (2006a). Os dois últimos (Plano Estratégico Petrobras 2015 e Plano de Negócios 2007-2011) expressam as exportações líquidas da Petrobras, em grande montante, como uma estratégia de internacionalização da empresa. Não obstante, a despeito dos cenários de refino e premissas adotadas em quaisquer estudos, como este capítulo ainda detalhará, estima-se um superávit anual de petróleo da ordem de 400 mil b/d a 1 milhão de b/d em 2016.

Com os investimentos previstos por Petrobras (2006a) e EPE (2007) privilegiando a adequação do parque refinador brasileiro, de sorte a atender à demanda interna por derivados e suas especificações de qualidade, evidencia-se a necessidade de adicionar valor às exportações de óleo cru. Dentre as estratégias propostas por Petrobras (2006a), o foco internacional é orientado com a diretiva: *"a expansão dos negócios internacionais sempre se pautará na agregação de valor ao petróleo produzido no Brasil"*. Dado que o cru nacional, em 2010, será de qualidade predominante pesada (SCHAEFFER *et al.*, 2004), e o fato de a atual estratégia de exportação da Petrobras

basear-se, especialmente, na corrente Marlim (em torno de 19°API), há a necessidade de integração da produção deste excedente com o refino[30].

Como exposto no capítulo anterior, petróleos são valorados no mercado internacional segundo suas qualidades físicas frente aos óleos marcadores, de predominância leve. Para o caso do excedente brasileiro, se comercializado em sua forma bruta, em mercados internacionais, estar-se-á ponderando um desconto para o seu produtor, admitindo uma perda de valor à sua cadeia produtiva. Considerando a Petrobrás como a detentora do *quasi*-monopólio da produção de crus brasileiros, no processamento doméstico e comércio exterior, sobre ela recairá a decisão empresarial mais apropriada, em consonância com os interesses de seus acionistas minoritários e do governo (acionista majoritário).

O foco da presente dissertação é avaliar entre as possíveis estratégias de agregação de valor ao petróleo brasileiro a integração com o refino no mercado norte-americano. Vale mencionar que, no ano de 2006, foram exportados aproximadamente 370 mil b/d de petróleo nacional (ANP, 2007), sem qualquer espécie de integração com refinarias de propriedade da Petrobras, ou de outra empresa brasileira no exterior[31]. Entretanto, no mesmo ano, a companhia integrada brasileira adquiriu a participação de 50% da refinaria de Pasadena, Texas, com capacidade de processamento de 100 mil b/d, focando em uma expansão de 100 mil b/d adicionais até 2010, além de adequá-la ao processamento do óleo tipo Marlim (PETROBRAS, 2007a; PETROBRAS, 2007d). Com esta aquisição em território norte-americano, a estratégia de agregação de valor do cru exportado através do refino fora do país começa a ocorrer.

O objetivo do capítulo é determinar os volumes exportáveis de petróleos brasileiros e avaliar as suas alternativas de agregação de valor. Inicialmente, analisa-se o panorama atual da produção nacional de petróleo e seu processamento. Para isto, enumeram-se os óleos produzidos no Brasil, suas reservas, bem como o comércio internacional de crus brasileiros com o resto do mundo. Em seguida, descreve-se a situação atual do parque refinador brasileiro, avaliando suas características, conforme sua carga processada e seu rendimento global, de modo a averiguar as condições de agregação de valor do parque atual. Posteriormente, são expostas as intenções da Petrobras, como maior produtor

[30] Para informações sobre a atual estratégia de exportação de cru da Petrobras, vide Szklo *et al*. (2006a).
[31] Incluindo condensados e excluindo LGNs (ANP, 2007).

brasileiro de petróleo e derivados, em expandir suas atividades de E&P e refino, conforme seu plano estratégico. Junto a isto, são apresentados alguns estudos que corroboram as iniciativas da estatal em seus investimentos futuros. Por fim, com base nas perspectivas em exposição, analisam-se os volumes exportáveis de petróleo bruto excedente (subseção 2.4.4) e discutem-se as possíveis estratégias de agregação de valor a este insumo brasileiro (seção 2.5).

2.1 O Petróleo Brasileiro

As atividades de exploração e produção de petróleo (E&P) no território brasileiro, antecedentes à criação da Petrobras, remetem ao final do século XIX, quando se realizaram perfurações em Bofete, no interior de São Paulo, cuja quantidade encontrada foi considerada sub-comercial. Até a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), em 1938, e, sobretudo da estatal (1954), grande parte dos empreendimentos em busca do petróleo brasileiro era realizada por expedições privadas. Em 1939, o município de Lobato, na Bahia, então, foi sítio de descobertas pioneiras particulares, abrindo caminho para novas perfurações e a formação do primeiro campo comercial do Brasil, com o Campo de Candeias (FERREIRA, 2005; CPDOC, 2007).

A legislação promulgada por ocasião da criação do CNP preconizava a imediata nacionalização de todas as atividades já em curso (basicamente, pequenas refinarias) e o estrito controle governamental sobre todos os aspectos da indústria do petróleo. Seu corpo técnico, constituído, sobretudo, após 1941, viria a constituir a fonte mais importante de recursos humanos para a Petrobrás. Ainda que se previsse a participação do setor privado, por meio de concessões para E&P e refino, a amplitude dos regulamentos governamentais garantia, em boa medida, o controle pela União, inclusive das reservas particulares baianas (CPDOC, 2007).

Após as primeiras descobertas na Bahia, as perfurações prosseguiam em pequena escala, até que, em 3 de outubro de 1953, o presidente Getúlio Vargas assinou a Lei 2004, que instituiu o monopólio estatal da pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados, criando a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras (Petrobras, 2007b). Convém citar que, no ano de 1963, o monopólio foi ampliado, abrangendo também as atividades de importação e exportação de petróleo e seus derivados. Os investimentos em terra avançaram, até que ao final da década de 1960, iniciaram-se as

explorações de petróleo marinho, com a descoberta do campo de Guaricema, no estado de Sergipe. Em 1974, então, descobrem-se no litoral fluminense reservas comerciais na Bacia de Campos. O campo inicial foi o de Garoupa, seguido pelos campos maiores de Marlim, Albacora, Barracuda e Roncador, iniciando, assim, uma nova era para a atividade petrolífera brasileira, em termos de reservas e produção (Petrobras, 2007b).

Até 1997, a Petrobras configurava-se como a única executora do monopólio de produção e exploração de petróleo e gás natural no território brasileiro, exercido pela União. Contudo, por decorrência da promulgação da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), estabeleceu-se o fim da exclusividade do exercício do monopólio estatal pela Petrobras, de forma a contemplar a entrada de novos agentes e a competição do setor. No mesmo ato, autorizou-se a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), implantada no ano seguinte, por meio do Decreto 2.455/98, com o objetivo de regular e conceder direitos de concessão de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no país. As concessões, assim, seriam contratadas entre as a Petrobras ou empresas entrantes e a ANP, mediante rodadas de licitações realizadas pela agência reguladora.

No momento da presente dissertação, houve sete rodadas de licitação concedidas publicamente pela ANP, além de uma rodada preliminar consolidada em 1998 (Rodada Zero) [32]. Este *round* definiu a participação da Petrobras no novo modelo institucional, mediante a assinatura de contratos de concessão referentes a 231 campos em produção e 166 em desenvolvimento, já em atuação da estatal. Não obstante, mesmo com o fim do monopólio no setor, a Petrobras mantém-se como o principal agente no país, liderando tanto a prospecção quanto a produção[33]. Até 01/01/2007 (incluindo o início da oitava rodada de licitações da ANP em 2006), a estatal possuía 459 concessões (sendo 247 em produção), abrangendo uma área total líquida de 152.847 km^2 (PETROBRAS, 2007c).

O objetivo desta seção é dar um panorama do petróleo produzido no território brasileiro, com uma análise de suas características físicas, essenciais na avaliação das condições de seu refino. Em seguida, são apresentados as reservas disponíveis, a produção atual e o

[32] A oitava rodada de licitações foi suspensa por liminar. Na curta duração do *round*, a Petrobras arrematou 21 novas licitações de exploração. A nona rodada está prevista para o final de novembro e início de dezembro de 2007.

[33] Em 2006, a Petrobras detinha 98% de participação no mercado de produção, e 92% na exploração de petróleo (sozinha ou com parcerias) no Brasil (USSEC, 2007b). Desta forma, esta dissertação considerará a estatal como o agente relevante nas análises de produção e exploração em território brasileiro.

comércio de óleos crus do Brasil com o exterior, de sorte a embasar a discussão posterior de excedentes exportáveis.

2.1.1 Produção Brasileira

De acordo com IEA (2007b), o Brasil é o 15º maior produtor mundial de petróleos. Em 2006, com base em dados de ANP (2007), por meio da estatal Petrobras, o país alcançou a marca de 1,8 milhões de b/d produzidos, tornando-se auto-suficiente em produção e consumo de petróleo[34]. Desde o ano da flexibilização do monopólio (1998) a 2006, o incremento de produção foi de 50%, a partir de uma média em torno de 6% ao ano, conforme a evolução apresentada na Figura 2.1[35].

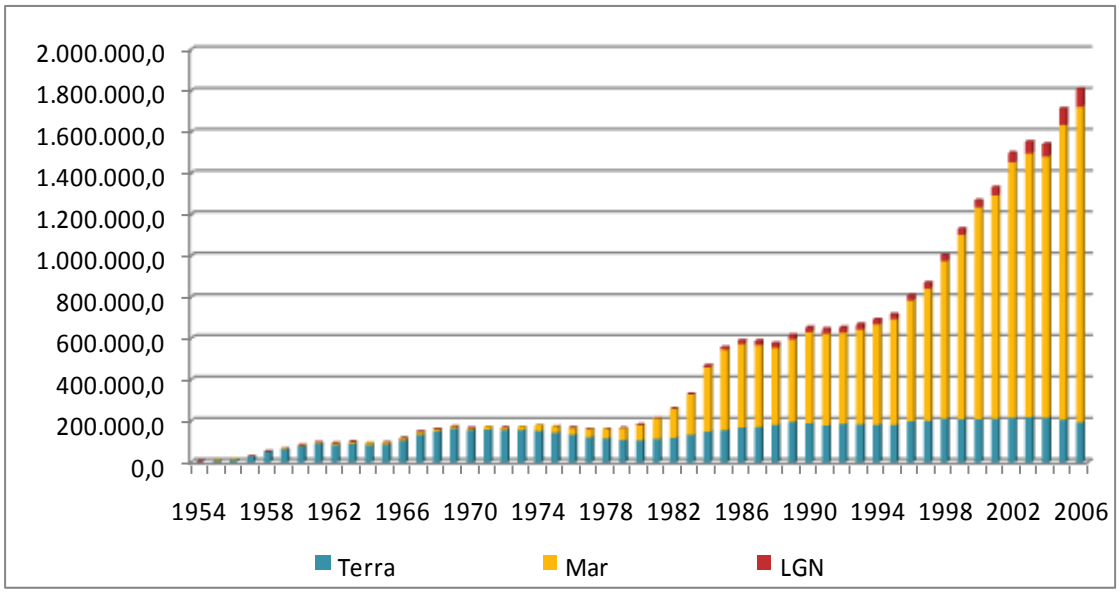


Figura 2.1 - Produção de Petróleo no Brasil (b/d)
Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2007).

Nota-se que a quase totalidade do óleo produzido no país é de origem marinha, com 89% da produção de 2006 situados em campos *off-shore*. De acordo com a Tabela 2.1, para o mesmo ano, 84% da produção brasileira foram originários de campos do estado do Rio de Janeiro, sitiados no mar. O estado também compreende 95% da produção total *off-shore*, graças ao expressivo produto extraído das plataformas da Bacia de Campos, localidade que abriga a produção fluminense.

[34] Incluindo condensados e LGN.
[35] Boa parte do incremento da produção veio de Marlim, cuja exploração e desenvolvimento antecedem a reforma. Logo, embora a reforma tenha levado claramente a mais esforço exploratório e revisão do regime fiscal, não podemos dar a ela a causalidade do incremento recente de produção

Tabela 2.1 - Origem da Produção de Petróleo no Brasil (2006)

Origem	Estado	Total (b/d)	Participação (%)
Mar	Rio de Janeiro	1.451.034	**84,23**
	Espírito Santo	45.915	**2,67**
	Rio Grande do Norte	10.222	**0,59**
	Ceará	8.903	**0,52**
	Sergipe	6.302	**0,37**
	Paraná	4.576	**0,27**
	São Paulo	1.252	**0,07**
	Alagoas	445	**0,03**
Terra	Rio Grande do Norte	55.987	**3,25**
	Bahia	43.022	**2,50**
	Amazonas	35.786	**2,08**
	Sergipe	32.997	**1,92**
	Espírito Santo	16.719	**0,97**
	Alagoas	8.042	**0,47**
	Ceará	1.530	**0,09**
	Total	1.722.733	**100**

Nota: Dados para óleos e condensados, excluindo LGN.
Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2007).

A segunda maior produção do Brasil é oriunda da bacia sedimentar de Potiguar, no Rio Grande do Norte, concentrando 3,8% de participação do total, para dados de 2006. É útil ressaltar que a maior parte do petróleo extraído (84%) no estado é de poços terrestres da bacia de Potiguar, de característica intermediária e parafínica. Os estados do Espírito Santo e Bahia surgem logo em seguida, com participações de 2,6% e 2,5% da produção, respectivamente, ambos produtores de correntes leves e parafínicas.

2.1.1.1 Correntes e Características Físicas da Produção

O cru produzido no Brasil é composto por 23 correntes predominantes, do pesado Fazenda Belém (12,7º API) ao leve Urucu (46,8º API). O peso médio do petróleo produzido é de 24,6º API, ou seja, apresenta-se como um óleo intermediário tendendo ao pesado (Tabela 2.2) [36]. Para o volume de produção realizado em 2005, segundo dados de ANP (2006), uma parcela de 93,5% é constituída por crus intermediários e pesados (Figura 2.2), na metodologia API, o que demonstra o perfil de menor valor dos óleos brasileiros no mercado internacional, já que incorrem em descontos frente aos marcadores WTI e Brent, como demonstrado, aliás, no Capítulo 1.

[36] Considerando as 23 correntes mais relevantes brasileiras. Para classificações de densidade, teor de enxofre, acidez e fator de caracterização KUOP de petróleos, vide Capítulo 1.

Tabela 2.2 - Correntes de Petróleos Brasileiras e Caracterizações em 2005[37]

Bacia Sedimentar	Estado Produtor	Corrente	Densidade API	Teor de S (% peso)	TAN	KUOP	Produção (b/d)	Produção (%)
Solimões	Amazonas	Urucu	48,50	0,05	0,01	12,4	39.381	2,41
Ceará	Ceará	Ceará Mar	29,50	1,23	0,25	12,2	10.399	0,64
Potiguar Terra		Fazenda Belém	12,70	0,39	n.d.	n.d.	1.623	0,10
Potiguar Terra/Mar	Rio Grande do Norte						63.091	3,86
Potiguar Mar		RGN Mistura	29,50	0,33	0,46	12,1	11.376	0,70
Alagoas	Alagoas	Alagoano	37,40	0,08	0,10	12,4	7.557	0,46
Sergipe	Sergipe	Sergipano Terra	24,80	0,42	0,43	12,0	32.622	2,00
		Sergipano Mar	43,70	0,14	0,08	12,3	6.321	0,39
Recôncavo	Bahia	Bahiano Mistura	36,50	0,06	0,11	12,6	43.953	2,69
Fazenda São Estevão		Fazenda São Estevão	35,22	0,02	n.d.	n.d.	271	0,02
Espírito Santo Terra/Mar	Espírito Santo	Espírito Santo	17,50	0,33	0,29	11,9	17.609	1,08
Campos		Jubarte	16,80	0,56	2,93	11,6	16.040	0,98
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	28,30	0,44	0,15	11,9	114.863	7,03
		Barracuda	25,00	0,52	0,44	11,8	124.218	7,61
		Bijupirá	27,80	0,44	0,10	11,7	17.891	1,10
		Cabiunas Mistura	25,50	0,47	0,66	11,8	254.453	15,58
		Caratinga	22,40	0,60	n.d.	n.d.	80.291	4,92
		Espadarte	27,00	0,40	0,50	11,8	23.050	1,41
		Marlim	19,60	0,67	1,09	11,6	466.111	28,54
		Marlim Sul P-38	23,10	0,67	0,59	11,7	196.937	12,06
		Roncador	28,30	0,58	0,08	11,8	83.026	5,08
		Salema	30,30	0,44	n.d.	n.d.	13.696	0,84
Santos	São Paulo	Condensado de Merluza	58,80	0,04	0,00	n.d.	1.408	0,09
	Paraná	Coral	38,50	0,08	0,10	11,9	7.174	0,44
Total Médio	**-**	**-**	**24,63**	**0,54**	**0,64**	**11,7**	**1.633.361**	**100,00**

Nota: n.d. = (não disponível).
Fonte: Elaboração própria com base em Schaeffer et al. (2004) e ANP (2006).

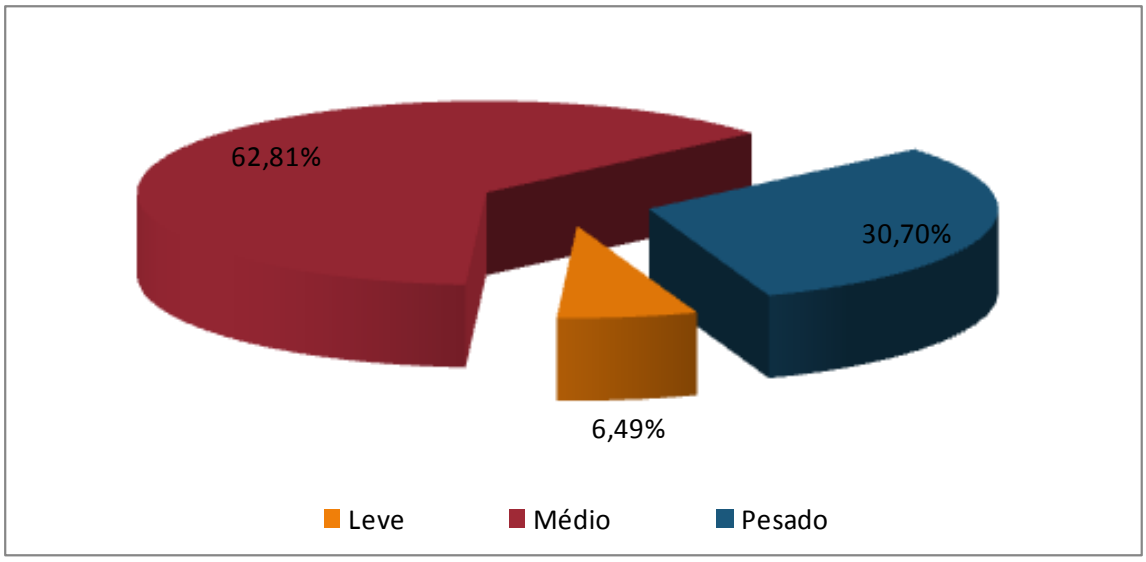


Figura 2.2 - Participação da Produção por Densidade
Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2007).

Para ilustrar este fato, cita-se a corrente Marlim (em torno de 19º API), de maior relevância para o presente estudo, que representa cerca de 30% da produção nacional

[37] Incluindo condensados e excluindo LGN.

(ANP, 2006) e praticamente todo volume caracterizado como pesado nela contido. Não obstante, o óleo tipo Marlim, é a "marca" utilizada pela Petrobras na estratégia atual de exportação no mercado *spot* internacional (SZKLO *et al*., 2006). Assim, constata-se a perda de receita em comercializá-lo livremente nos mercados internacionais, como será averiguado posteriormente.

Quanto ao teor de enxofre, a "cesta" de petróleos brasileiros apresenta uma média de 0,54% de seu peso, sendo assim denominada como pouco sulfurosa (semidoce, no caso), o que representa um bom atributo à sua adequação ao refino. Dado que o cru brasileiro médio é de tendência pesada, este teor de enxofre é uma exceção para óleos desta natureza, já que, como abordado no capítulo anterior, petróleos pesados comumente são azedos. É relevante notar que mesmo a corrente Marlim, de peso API (19,6º), inferior à média brasileira, possui um teor de enxofre de 0,67%, o que o valoriza como constituinte de *blends* de carga em refinarias no exterior.

Em contrapartida, o petróleo brasileiro é reconhecido por sua relativa acidez frente aos demais crus mundiais, motivo que o credencia com um hidrocarboneto exótico ao refino. Ainda que seu TAN médio de 0,64 mgKOH/g não o denomine como um cru ácido, contudo a corrente dominante Marlim apresenta uma acidez considerável de 1,09 mgKOH/g. Esta é uma especificidade negativa do óleo brasileiro exportado, já que para seu processamento, as refinarias deverão adequar suas metalurgias, acrescentando custos elevados ao refino e, conseqüentemente, um desconto *vis-à-vis* os óleos marcadores.

Com um fator KUOP de 11,7, pode-se classificar o petróleo médio brasileiro, em termos de viscosidade, como naftênico, devido à grande influência das correntes Marlim (com KUOP de 11,6) e Marlim Sul P-38 (com KUOP de 11,7), representantes, quando somadas, de 40% da produção petrolífera do país. A Bacia de Campos, local de origem de 85% do produto nacional, ainda produz óleos intermediários como as correntes Barracuda e Roncador, além do parafínico Albacora. Quanto a esta última classificação, as correntes parafínicas são de pequena abundância no peso da produção, com aproximadamente 20% do total, concentrados nas bacias sedimentares do norte e do nordeste brasileiro.

2.1.2. Recursos e Reservas no Brasil[38]

Os maiores avanços em adição de reservas no Brasil têm origem nas explorações oceânicas empreendida pela Petrobras, principalmente, por conta de esforços de E&P realizados a partir dos Choques do Petróleo na década de 1970. Desta forma, houve significativas adições de reservas provadas de água profundas e ultraprofundas, sobretudo com os campos de Albacora, Marlim e Roncador, em meados dos anos 1980 (Figura 2.3).

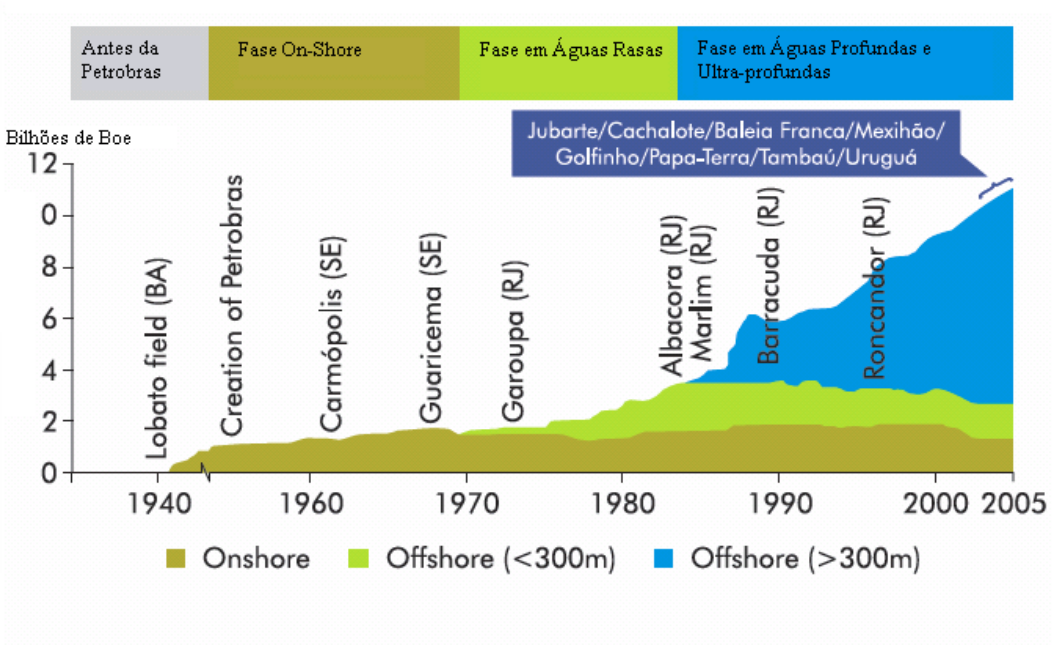


Figura 2.3 - Evolução das Reservas Brasileiras
Fonte: Adaptado de (IEA, 2007b).

O território brasileiro detém um total de aproximadamente 12,2 bilhões de barris de reservas provadas de petróleo (óleo e condensados) em 2006, duplicando em relação a 1996 [39]. É útil notar que 93% do total de reservas provadas derivam de campos *off-shore*, predominantemente da Bacia de Campos, sítio que abriga 80% das reservas do país e 87% da parcela marítima [40] (ANP, 2007).

[38] Para definições de recursos e reservas, vide Apêndice.
[39] É útil enfatizar que pela própria definição do termo "reservas", parte da evolução das reservas brasileiras pode estar associada às variações positivas, com destaque a partir de 2003, dos preços dos óleos marcadores no mercado internacional. Assim, tornou-se financeiramente viável a comprovação de "recursos contingentes" em "reservas".

[40] A ANP, seguindo a Portaria ANP n^0 9 de 2000, utiliza os critérios da SPE para classificação de reservas.

Em contrapartida, as reservas provadas em terra não apresentam uma evolução considerável como os volumes *off-shore*, situando-se em uma faixa de 700 a 900 milhões de barris, no decênio compreendido entre 1996 e 2006. Estas reservas encontram-se, majoritariamente, em bacias dos estados do Rio Grande do Norte, Sergipe, Bahia e Amazonas, com características parafínicas, diferentemente ao conteúdo das bacias de Campos e Santos que tende a um perfil naftênico (ANP, 2007).

Deste modo, a totalidade de reservas provadas oferece ao Brasil uma relação Reservas/Produção (R/P) razoável em torno de 18 anos.

Tabela 2.3 - Origem das Reservas Provadas e Totais de Petróleo no Brasil

Origem	Estado	Provadas	Participação	Totais	Participação
Mar	Rio de Janeiro	9.762,15	80,14	14.218,27	78,23
	Espírito Santo	1.286,46	10,56	1.974,06	10,86
	Rio Grande do Norte	79,60	0,65	131,03	0,72
	Ceará	69,50	0,57	79,63	0,44
	Sergipe	38,13	0,31	128,80	0,71
	São Paulo	23,76	0,20	42,41	0,23
	Paraná	6,15	0,05	27,72	0,15
	Santa Catarina	6,65	0,05	47,99	0,26
	Bahia	3,45	0,03	35,13	0,19
	Alagoas	0,90	0,01	1,31	0,01
Terra	Rio Grande do Norte	263,03	2,16	371,94	2,05
	Sergipe	226,55	1,86	334,67	1,84
	Bahia	241,15	1,98	511,92	2,82
	Amazonas	96,68	0,79	121,22	0,67
	Espírito Santo	60,66	0,50	113,58	0,62
	Alagoas	11,34	0,09	20,30	0,11
	Ceará	5,45	0,04	14,89	0,08
Total (10^6 b)		12.181,61	100,00	18.174,87	100,00

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2007).

No que concerne às reservas totais (3P), volume que incorpora além das provadas, as quantidades prováveis e possíveis, avalia-se um total de 18,2 bilhões de barris em 2006 (Tabela 2.3) [41]. Sabe-se que esta quantidade poderá expandir-se no futuro próximo, devido aos investimentos previstos pela Petrobras e por outros agentes produtores, por decorrência do desenvolvimento de campos provenientes de blocos exploratórios

[41] Dados em 31/12/2006. Incluindo as reservas dos campos de Camarupim, Carapiá, Carapicu, Carapó, Carataí, Catuá, Caxaréu, Maromba, Mangangá, Pirambú, Pirapitanga, Saíra, Seriema, Tabuiaiá e Tambuatá, ainda não formalmente reconhecidas pela ANP. Os campos de Atlanta, Oliva e Peregrino não estão contemplados na tabela acima. As reservas dos campos de Roncador e Frade estão apropriadas totalmente no Estado do Rio de Janeiro. As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no Estado do Paraná. As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no Estado de Santa Catarina (ANP 2007).

concedidos até a Sétima Rodada da ANP[42]. É bem provável, desta maneira, que maiores contingentes de recursos não-descobertos sejam incorporados ao inventário de reservas brasileiras. Soma-se ao fato, o maior conhecimento geológico obtido mediante as atividades exploratórias nas bacias brasileiras, ainda pouco exploradas. Deste modo, estimativas com maior grau de otimismo para incorporação de recursos às reservas provadas adquirem importância em cenários de produção para o Brasil.

2.2 Comércio Exterior de Petróleos

A partir de 2006, o Brasil tornou-se exportador líquido de petróleo, acontecimento inédito na trajetória de produção e transações internacionais do país e da Petrobras. Este fato deve-se, sobretudo, a um avanço notável nas exportações de crus, por conta dos avanços das atividades de E&P da estatal brasileira. Ademais, o nível de importações manteve-se em valores próximos a 400 mil barris diários. Assim, o país, cujas exportações líquidas passaram de (-480 mil b/d) em 2000, para um volume médio de 6 mil b/d, no ano de 2006, conquistou a auto-suficiência em volume negociado com o resto do mundo, conforme a Figura 2.4.

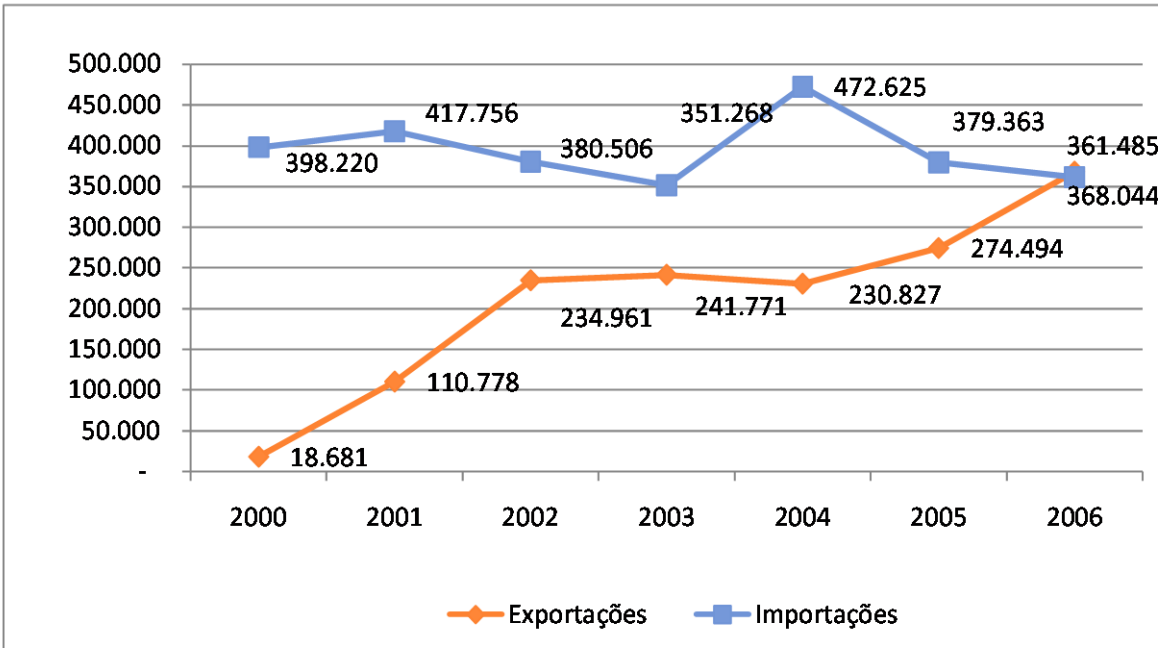


Figura 2.4 - Evolução do Comércio Exterior de Petróleos Brasileiros
Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2007).

[42] Cabe notar que isto só ocorrerá se as descobertas e as "reavaliações de reservas" forem superiores aos volumes produzidos no período. A adição de reservas é o saldo entre os volumes incorporados e aqueles deduzidos (produção).

No entanto, a despeito de uma redução da vulnerabilidade externa impetrada com os esforços de E&P, o Brasil continua apresentando déficits nas transações de petróleos com o exterior. Mesmo alcançado o *status* de exportador líquido de óleo bruto em 2006, o país ainda sofre perdas de divisas na ordem de bilhões de dólares, sendo este montante de grande peso na balança comercial brasileira. Com efeito, nota-se que o valor do petróleo brasileiro exportado é de valor inferior frente aos que o país importa. Esta seção considerará as transações de crus com o resto do mundo, avaliando a origem dos importados e o destino dos exportados, também ensejando a questão do valor do óleo na balança comercial brasileira.

2.2.1 Importações Brasileiras de Petróleos

Analisando em detalhe a evolução da origem das importações brasileiras, ressalta-se uma alteração na cesta de petróleos com relação a 1996. Neste ano, o Oriente Médio e as Américas Central e do Sul obtiveram uma participação de 80 %, quando somados. De ambas as regiões, nota-se o expressivo peso de Argentina e Arábia Saudita, configurando-se como os maiores exportadores para o país com 25% e 23% do total, para 1996. Já em 2005, o país sul-americano tem sua participação reduzida a 2%, enquanto a nação árabe decresce para 18%. Assim, ambos contribuem para a significativa redução de participação de mercado destas duas regiões que juntas reduzem-se a 30% das importações, conforme ilustra a Figura 2.5.

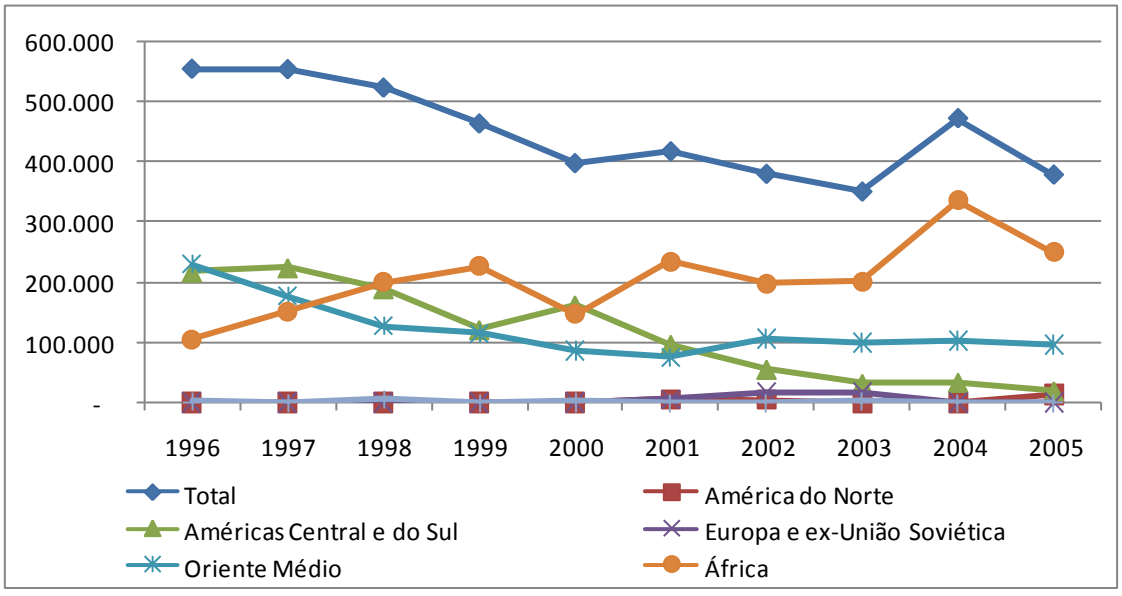


Figura 2.5 - Importações Brasileiras de Petróleos
Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2007).

Em detrimento do total importado pelo Brasil das Américas e Oriente Médio, é pronunciável o avanço dos crus africanos nesta cesta, passando de 19% para 66% de participação de 1996 a 2005. Sobressaem-se, principalmente os óleos leves da Argélia e da Nigéria, países cujas ofertas alcançam 27% e 34% dos óleos importados, respectivamente. Quanto à Europa, América do Norte e Ásia, não se configuram como regiões relevantes na origem do cru importado pelo país, já que suas importâncias foram praticamente nulas no decênio 1996-2005.

É considerável que as importações de óleos, especialmente os leves, prevalecerão nos próximos anos, mesmo que em menor nível, de forma a adequar a carga das refinarias brasileiras, processadoras do óleo nacional de caráter intermediário. Todavia, considerando a importância do aumento do consumo e da produção nacional, é evidente a redução das importações a partir de 1996, como fruto da maior adequação do parque refinador brasileiro a este tipo de cru. Ainda, cabe notar que a importação de óleos parafínicos é importante na obtenção de lubrificantes da Refinaria de Duque de Caxias, que utiliza cerca de 30% de importados leves em sua carga.

2.2.2 Exportações Brasileiras de Petróleos

No que concerne às exportações brasileiras, a Figura 2.6 demonstra a evolução do total de petróleos importados por cada região. É visível o avanço das exportações brutas no período que abrange 1999 a 2005, no qual as remessas de cru partiram de nulas a 275 mil b/d no fim do último ano, sendo que, em 2006, o volume ultrapassou 368 mil b/d. Deste total, prevalecem as remessas para as Américas Central e do Sul, com 47% em 2005, sendo expressivo o volume (110 mil b/d) que países do Caribe demandam de cru brasileiro.

Logo em seguida, os países asiáticos apresentam-se como os segundos maiores importadores do óleo brasileiro, com predominância da China, com 19% do volume de 2005. Em seguida, surgem Europa e América do Norte (EUA), com 18% e 16% de participação, respectivamente. Quanto aos EUA, sua participação tende a crescer na destinação dos crus brasileiros, já que a Petrobras adquiriu participação da refinaria de Pasadena (Texas), que está sendo adaptada a processar além da sua capacidade nominal

de 100 mil b/d, adicionais 100 mil b/d de óleo pesado até 2010, conforme será discutido posteriormente (PETROBRAS, 2007d).

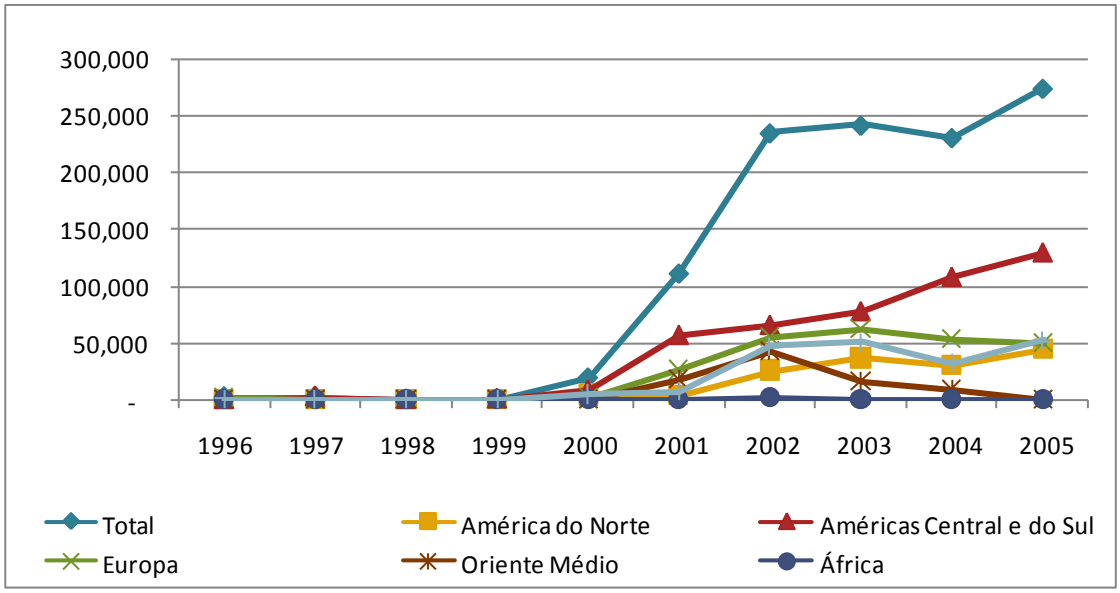


Figura 2.6 - Exportações Brasileiras de Petróleos
Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2007).

Um fato surpreendente diz respeito ao volume de crus exportados ao Oriente Médio, por excelência, a região de maior relevância em produção e reservas de óleos leves do mundo. Contudo, no período compreendido entre 2001 e 2004, o Brasil exportou mais de 30 milhões de barris aos Emirados Árabes Unidos, graças às qualidades já citadas do cru brasileiro (baixo teor de enxofre), como componente de *blend* de carga para produzir asfalto e óleo combustível. Ainda, o óleo exportado do tipo Marlim é caracterizado como naftênico, rendendo uma gasolina de maior octanagem *vis-à-vis* à procedente dos petróleos parafínicos da região.

2.2.3 Evolução do Saldo em Balança Comercial e Agregação de Valor

Um dos grandes desafios dos esforços de E&P da Petrobras em território brasileiro, desde os Choques do Petróleo na década de 1970, foi a redução da restrição externa causada pelos déficits em balança comercial, sobretudo em petróleo e derivados [43]. À luz da auto-suficiência alcançada em 2006, cabe analisar a evolução do saldo da balança comercial brasileira no que concerne às transações de petróleos e derivados com o exterior.

[43] Em 1981, os gastos do Brasil com a importação de petróleo representavam 44% do total da Balança Comercial do país (SZKLO, 2005).

Demonstra-se na Tabela 2.4, que mesmo com a condição de exportador líquido, o Brasil mantém-se deficitário em transações de petróleos, com uma perda de divisas superior a US$ 2 bilhões no ano em que conquistou a auto-suficiência. Claramente, a despeito dos esforços de E&P da Petrobras na melhoria deste saldo, o país permanece como vendedor de petróleo pesado do tipo Marlim, de grande desconto no mercado internacional, enquanto é comprador de óleos leves.

Tabela 2.4 - Saldo Comercial Brasileiro de Petróleos

US$($10^6$)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Importações	4.308	3.978	3.423	3.919	6.893	7.661	9.123
Exportações	159	721	1.691	2.122	2.528	4.164	6.894
Saldo	**(4.149)**	**(3.257)**	**(1.731)**	**(1.797)**	**(4.366)**	**(3.497)**	**(2.228)**

Fonte: Elaboração com base em ANP (2007).

Ao se averiguar os preços médios por barril dos crus comercializados pelo Brasil, cabe salientar o desconto do óleo pesado nacional frente aos leves importados. Tal como referido no capítulo anterior, o desconto dos óleos pesados em relação aos leves "abre" com a ascensão dos preços dos petróleos leves. Note-se a evidência desta assertiva para o óleo bruto brasileiro, que, em 2006, sofria um desconto de US$ 17 por barril exportado em relação ao importado (Tabela 2.5).

Tabela 2.5 - Desconto Relativo do Comércio Exterior Brasileiro de Petróleos

-	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Preço Médio das Importações (US$/b)	29,72	26,08	24,48	30,52	40,15	55,86	68,61
Preço Médio das Exportações (US$/b)	23,26	17,83	19,72	24,05	30,00	41,57	51,32
Desconto Relativo (US$/b)	**6,46**	**8,25**	**4,76**	**6,48**	**10,15**	**14,30**	**17,29**

Fonte: Elaboração com base em ANP (2007).

A seção a seguir investiga as condições de refino no Brasil, de modo a averiguar se suas refinarias são propícias à agregação de valor ao óleo produzido internamente.

2.3 O Refino Brasileiro e a Agregação de Valor

Junto aos campos petrolíferos que a Petrobras herdara do CNP, foram somadas a seu ativo inicial duas refinarias: Mataripe, hoje RLAM, na Bahia, cuja capacidade de processamento era de 5 mil b/d; e a refinaria de Cubatão, em São Paulo, atualmente RPBC, que na ocasião encontrava-se em construção. Novas plantas foram inauguradas nos anos que se seguiram, tais como a unidade de xisto SIX, no Paraná e a REMAN, no

Amazonas. Contudo, foi na década de 1960 que a Petrobras obteve o maior incremento de seu parque de refino. Em 1961 foi inaugurada a REDUC, em Duque de Caxias (RJ); em 1966 iniciaram-se as operações da LUBNOR, em Fortaleza (CE); em 1968, surgiram as refinarias REGAP, em Minas Gerais e a REFAP, no Rio Grande do Sul. Além dessas, em 1972, foi inaugurada a refinaria a REPLAN de Paulínia, em São Paulo, (PETROBRAS, 2006c).

Com efeito, as refinarias brasileiras datam nomeadamente das décadas de 1950/60, fase inicial e de aprendizado do refino no país (10 delas foram inauguradas antes da década de 1970). De acordo com Schaeffer *et al.* (2004), o refino nacional foi dimensionado de modo a atender o mercado de GLP e gasolina e à grande demanda de óleo combustível até a década de 1970. Desta forma, as refinarias foram aprovisionadas de unidades de craqueamento catalítico, que, até o presente, confirma-se como a principal modalidade de unidade conversora do parque refinador brasileiro.

O decênio de 1971-80, por sua vez, é marcado pela auto-suficiência na produção de derivados, também em função da redução do consumo interno deflagrada pela recessão proveniente dos Choques do Petróleo e pelo desgaste do modelo desenvolvimentista na conduta das políticas econômicas. Embora a produção de crus nacionais alcançasse quase 200 mil b/d ao final da década de 1970, as refinarias brasileiras estavam projetadas para o processamento do óleo leve importado, mormente do Oriente Médio, produzindo próximo a 1,2 milhão de b/d de derivados, naquele momento (CARVALHO, 2002; PETROBRAS, 2006c). Tal fato, como descrito, apresentava-se como de grande preocupação no que tange à balança comercial brasileira, sobretudo após os Choques.

Em decorrência das crises citadas, que acarretaram em redução de consumo, e pelo relativo sucesso do PRÓ-ÁLCOOL, o parque de refino brasileiro chega aos anos de 1980 em sobre-capacidade, com fator de utilização próximo a 80% em 1990 (CARVALHO, 2002). Portanto, a partir da década de 1980, com a mudança do perfil de consumo brasileiro, (introdução em massa do etanol e crescimento do modal rodoviário no setor de transporte), as refinarias voltaram-se à produção de óleo diesel. Essencialmente, o Brasil tornou-se exportador de gasolina A e de óleo combustível,

passando a importar óleo diesel com a finalidade de compensar o déficit interno deste derivado[44].

Não obstante, a partir da década de 1990, o consumo de derivados voltou a crescer, como decorrência, além da crise do PRÓ-ÁLCOOL, do maior crescimento econômico advindo da estabilização monetária. Com o decorrer daquela década, o refino brasileiro, então, passou para uma fase de expansão e adaptação, de modo a suprir as necessidades do país e processar o óleo pesado da Bacia de Campos, que tinha sua produção aumentada, com o maior sucesso exploratório dos campos em águas profundas. Destarte, fez-se necessária a adição de unidades conversoras na década de 1990, de sorte a sustentar o consumo crescente de combustíveis, em piores condições de processamento.

Portanto, foram adicionadas novas unidades de conversão (FCC, RFCC e coqueamento retardado), dando continuidade ao Programa de Fundo de Barril iniciado na década anterior[45].

Atualmente, à luz da auto-suficiência do consumo interno de petróleo, a preocupação com a redução das importações de óleo cru de modo a processar cada vez mais cargas de óleo pesado tipo Marlim, assim como com o atendimento das especificações mais rígidas dos derivados, a Petrobras pretende investir a soma de US$ 8 bilhões entre 2006 e 2010 em seu *downtream,* conforme será contemplado (PETROBRAS, 2006c).

O objetivo desta seção é descrever, em linhas gerais, o parque de refino brasileiro e o mercado de derivados, destacando suas principais características no seu estado atual, em termos de poder de conversão de "escuros", propiciando a agregação de valor dos óleos intermediários e pesados produzidos no país.

---

[44] Segundo EPE (2006), em 1989, o país importou 4% do seu consumo de diesel, exportando cerca de 30% e 23% da quantidade produzida de gasolina e óleo combustível, respectivamente.

[45] O Programa de fundo de Barril, na realidade, foi um conjunto de programas prioritários engendrados pela Petrobras a partir da década de 1980, com o objetivo de minimizar a produção de escuros. Segundo Szklo (2005), foram organizados cinco programas prioritários, além da construção de duas novas unidades de coqueamento e uma de desasfaltação e Revamp das existentes: PROMIRV – minimização da produção de resíduos da destilação e desasfaltação; PROCARP – craqueamento de resíduos pesados; PROQYERV – queima de resíduos ultraviscosos; PROQUAL – novos padrões de qualidade; PROLUP – aumento da produção de lubrificantes.

2.3.1 O Parque de Refino Brasileiro, Suas Características e Limitações

O atual parque de refino brasileiro é composto por 13 refinarias, correspondendo a uma capacidade de processamento de pouco mais de 2 milhões de b/d em 2005, em termos de capacidade de destilação atmosférica. Às exceções das refinarias de Manguinhos e Ipiranga[46], todas as plantas instaladas são de propriedade da Petrobras, que as posicionou de maneira a abastecer o mercado de combustíveis ao menor custo de transporte de insumos e produtos finais. Com efeito, a localização de grande parte das refinarias é adjacente aos grandes centros consumidores da região Sudeste, conforme a Tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Refinarias Brasileiras e Capacidade de Refino

Refinarias (Unidade da Federação)	Capacidade de Refino (b/d))					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Total (b/d)	1.946.446	1.946.446	1.950.848	2.015.939	2.015.939	2.016.568
IPIRANGA (RS) (1937)	12.578	12.578	16.980	16.980	16.980	16.980
LUBNOR (CE) (1966)	6.289	6.289	6.289	6.289	6.289	6.918
MANGUINHOS (RJ) (1954)	13.836	13.836	13.836	13.836	13.836	13.836
RECAP(SP) (1954)	53.457	53.457	53.457	53.457	53.457	53.457
REDUC (RJ) (1961)	242.127	242.127	242.127	242.127	242.127	242.127
REFAP (RS) (1968)	188.670	188.670	188.670	188.670	188.670	188.670
REGAP (MG) (1968)	150.936	150.936	150.936	150.936	150.936	150.936
REMAN (AM) (1956)	45.910	45.910	45.910	45.910	45.910	45.910
REPAR (PR) (1977)	188.670	188.670	188.670	188.670	188.670	188.670
REPLAN (SP) (1972)	352.184	352.184	352.184	364.762	364.762	364.762
REVAP (SP) (1980)	226.404	226.404	226.404	251.560	251.560	251.560
RLAM (BA) (1953)	295.583	295.583	295.583	322.940	322.940	322.940
RPBC (SP) (1955)	169.803	169.803	169.803	169.803	169.803	169.803
Total (b/d-calendário)	1.849.123	1.849.123	1.853.306	1.915.142	1.915.142	1.915.739
Fator de Utilização (%)	**86,2**	**89,4**	**87,0**	**84,2**	**89,9**	**90,7**

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2006).

Com os investimentos da Petrobras voltados às unidades de FCC e de fundo de barril, como mencionado, nas décadas de 1990 e 2000, para o processamento dos óleos intermediários e pesados, predominantes da Bacia de Campos, a carga importada processada nas refinarias brasileiras decresceu de 41% em 1996 para 21% em 2006 (Figura 2.7). Ressalte-se que o parque refinador, para o ano de 2005, trabalhava com um fator de utilização de 91%, nível considerado elevado, ou adequado se comparado com o resto do mundo, o que reflete uma evolução ao nível histórico, possibilitado por investimentos em confiabilidade operacional e "desgargalamentos" [47].

[46] Em 2007, anunciou-se a aquisição do Grupo Ipiranga pela sociedade formada pela Petrobras, Ultrapar Participações S.A. e Braskem S. A. (PETROBRAS 2007c).

[47] Para Szklo (2005), o fator de utilização médio (FT) das refinarias em todo mundo é elevado. Em 2003, os EUA, apresentaram um FT de 90,5%, Canadá, 97,8% e México, 98,2%.

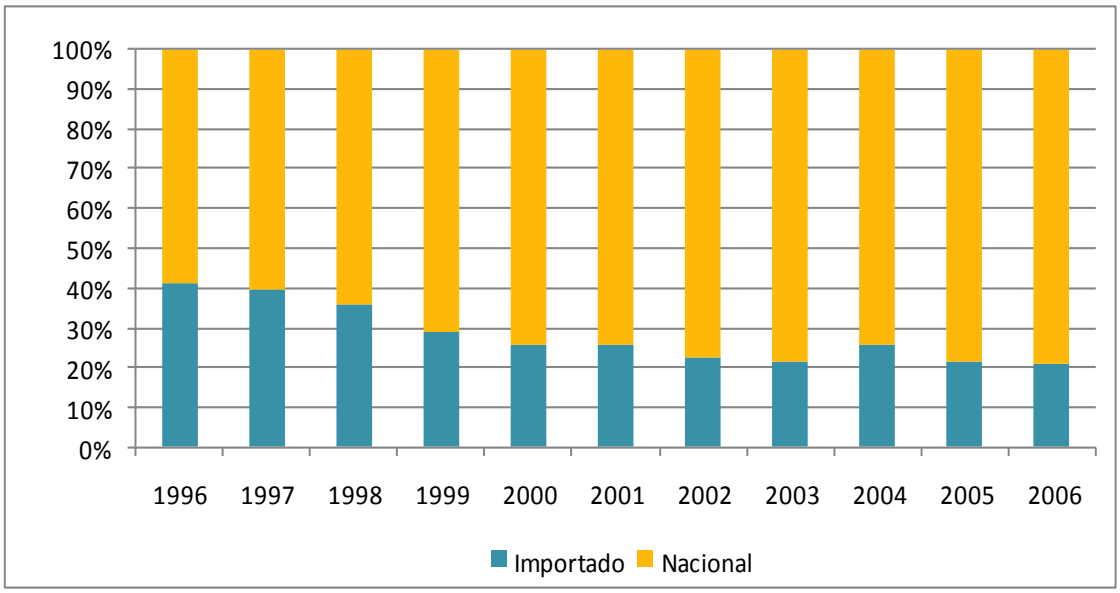


Figura 2.7 - Evolução da Carga Processada nas Refinarias Brasileiras pela Origem do Cru
Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2006).

Contudo, devido à qualidade do óleo nacional, em termos de grau API, o parque de refino brasileiro continuará a importar óleos leves, de maneira a formar um *blend* de carga compatível com sua capacidade de conversão[48]. A despeito dos investimentos em capacidade e unidades de conversão referidas, há de se enfatizar que o atual conjunto de refinarias ainda não logra a maximização da agregação de valor do cru brasileiro.

Convém ressaltar que, em 2007, a capacidade de conversão do parque de refino apresentava-se concentrada nas unidades de FCC e RFCC, representando cerca de 27% de capacidade nominal em relação à destilação atmosférica. Como explanado, as refinarias brasileiras, por conta do perfil consumidor mais intensivo em gasolina das décadas de 1960/70, e pela boa qualidade da carga da época (óleo leve importado), focaram-se na instalação de unidades de FCC como a principal unidade conversora do parque. Todavia, no presente, somente 11% deste total constituem-se de unidades de RFCC, presentes nas refinarias RECAP e REVAP.

Quanto às unidades de fundo de barril, têm representatividade nas unidades de coqueamento retardado, que totalizam 6% de capacidade em relação à destilação atmosférica. Atualmente, 5 das 13 refinarias do Brasil estão equipadas com estas unidades de conversão profunda (RBPC, REFAP, REGAP, REPLAN e REDUC). Como exemplo comparativo, em 2006, as unidades de coqueamento nos EUA

[48] A importação de óleos leves parafínicos também se faz necessária para o caso da produção de lubrificantes na refinaria REDUC.

correspondiam a 15% da capacidade de destilação atmosférica daquele país, que contava ainda com unidades de HCC (EIA, 2006f).

Note-se que até 2007, não constavam unidades de HDS de gasolina (HDS G) no parque, o que inviabilizaria a venda do combustível para mercados mais rígidos face ao brasileiro em matéria de especificações ambientais[49]. A título de ilustração, nos EUA, mercado em que o recrudescimento recente de especificações para os combustíveis é evidente, as importações de origem brasileira caíram de volumes próximos a 30 mil b/d, em 1993, para mil b/d, no ano de 2005 (EIA, 2006c). Dentre as possíveis causas desta perda de comércio, é possível citar a pouco restritiva regulação de emissões locais brasileiras *vis- à- vis* a americana, e a deficiência de HDS G nas refinarias, impossibilitando exportações de gasolinas *Premium*, se eventualmente fosse esta a estratégia de exportação da empresa[50].

As refinarias brasileiras, por outro lado, não apresentam unidades de HCC em suas configurações, o que, de acordo com Szklo (2005), caso presentes, favoreceriam a produção de diesel de alta qualidade, tanto em termos de número de cetanas, quanto em teor de enxofre. Por maior flexibilidade, como demonstrada no capítulo anterior, a instalação de unidades de HCC propiciaria maiores margens de refino ao parque nacional. Na ausência destas unidades, opta-se por hidrotratar misturas de corrente de instáveis produzidas nas unidades de conversão (*Light Cycle Oil* – LCO – de FCC e RFCC, e gasóleo leve de coque). Assim sendo, o diesel brasileiro, genericamente, é uma mistura de cerca de 50% da destilação direta (*straight-run*), 30% de LCO e 20% de gasóleo de coque (todos hidrotratados).

No que concerne ao tratamento dos derivados produzidos, o parque brasileiro contém algumas unidades como a HDS (hidrodessulfurização) D, para diesel, e HDT de instáveis. Porém, como assevera Szklo (2005), a capacidade de hidrotratamento do parque brasileiro é ainda relativamente pequena, significando que, em média, os derivados nacionais devam estar fora das especificações de regiões como a Europa

[49] No Brasil, por conta da Resolução ANP nº 6, de 24/2/2005, a gasolina automotiva (gasolina A), em suas especificações, deve conter no máximo 500 ppm de enxofre. Nos EUA, por conta do regulamento TIER 2 em vigor, o combustível deve conter apenas 30 ppm (ANP, 2005).

[50] Além de HDS G, para a obtenção de gasolina *Premium*, o parque poderia constar de unidades de isomerização e alquilação (presente apenas na refinaria RPBC).

Ocidental e os EUA. Com efeito, este é um fator agravante na exportação de derivados para estes mercados consumidores.

A Tabela 2.7 ilustra a atual configuração do parque brasileiro.

Tabela 2.7 - Parque Nacional de Refino – Capacidades Nominais Máximas em 2007 (m^3/d)

Refinaria	CT-DA	DV	FCC	RFCC	RC	HCC D	HCC L	HDT D	CR	MTBE	DSF	HDT L	HDT Q	HDT N	HDT I	LUB	HDS G	HDS D	ALQ
REDUC	43.700	17.836	7.800	0	1.900	0	0	0	5.000	168	0	0	4.000	0	0	2.180	0	5.500	0
RPBC	27.000	12.370	9.000	0	1.750	0	0	0	4.900	0	0	0	0	0	6.000	0	0	0	1.000
RECAP	8.500	0	0	3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REVAP	40.000	19.201	11.800	0	0	0	0	0	0	0	6.800	0	4.000	3.200	0	0	0	6.500	0
REFAP	30.000	5.274	3.000	7.000	0	0	0	0	2.000	0	0	0	0	0	4.000	0	0	0	0
REGAP	24.000	12.274	6.400	0	0	0	0	0	3.500	0	0	0	1.800	1.800	0	0	0	3.500	0
REPLAN	58.000	24.645	15.000	0	0	0	0	0	5.200	264	0	0	0	0	5.000	0	0	0	0
RLAM	52.800	20.042	16.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	830	0	0	0
REMAN	7.300	1.055	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUBNOR	1.000	959	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170	0	0	0	170	0	0	0
REPAR	30.000	14.129	8.500	0	0	0	0	0	0	340	5.300	0	0	0	0	0	0	5.000	0
Ipiranga	2.700	795	540	0	0	0	0	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Manguinhos	2.200	0	0	0	475	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totais (m3/d)	**327.200**	**128.580**	**78.540**	**10.000**	**4.125**	**0**	**0**	**0**	**20.600**	**1.172**	**12.100**	**170**	**9.800**	**5.000**	**15.000**	**3.180**	**0**	**20.500**	**1.000**
Totais (b/d)	**2.057.761**	**808.640**	**493.938**	**62.890**	**25.942**	**0**	**0**	**0**	**129.553**	**7.371**	**76.097**	**1.069**	**61.632**	**31.445**	**94.335**	**19.999**	**0**	**128.925**	**6.289**
% Unidades/DA	**100,00**	**39,30**	**24,00**	**3,06**	**1,26**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**6,30**	**0,36**	**3,70**	**0,05**	**3,00**	**1,53**	**4,58**	**0,97**	**0,00**	**6,27**	**0,31**

Fonte: Petrobras *apud* EPE (2007).

Legenda das Unidades de Processo da Tabela 2.7

Unidade	**Processo**
CT-DA	Capacidade Total – Destilação Atmosférica
DV	Destilação a Vácuo
FCC	Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado
RFCC	Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado de Resíduos
RC	Reforma Catalítica
HCC D	Hidrocraqueamento para Diesel
HCC L	Hidrocraqueamento para Leves
HDT D	Hidrotratamento de Diesel
CR	Coqueamento Retardado
MTBE	Obtenção de Metil-Terc-Butil Eter
DSF	Desasfaltação a Propano
HDT L	Hidrotratamento de Lubrificantes Naftênicos
HDT Q	Hidrotratamento de Querosene
HDT N	Hidrotratamento de Nafta
HDT I	Hidrotratamento de Correntes Instáveis
LUB	Lubrificantes Básicos
HDS G	Hidrodessulfurização de Gasolina
HDS D	Hidrodessulfurização de Diesel
ALQ	Alcoilação
HCC Lub	Hidrocraqueamento para Produção de Lubrificantes

Fonte: EPE (2007).

A baixa ocorrência de unidades coqueadoras, a ausência de unidades de HCC e a reduzida capacidade de hidrotratamento no parque refinador brasileiro reduzem sua complexidade, se comparado, por exemplo, ao norte-americano. Com base na tipologia apresentada no Capítulo 1, classificar-se-ia um eventual esquema geral de refino brasileiro como de predominância *cracking*, embora haja ocorrência de coqueadores, como já citado, de baixa relevância frente à capacidade de destilação atmosférica e em comparação com o que ocorre internacionalmente. Ainda assim, algumas refinarias como a REPLAN e a RPBC aproximam-se do esquema *coking*.

Com base em EPE (2007), pela menor complexidade/versatilidade frente às refinarias americanas e do noroeste europeu, é de se esperar uma relativamente maior produção de óleos combustíveis no Brasil. Tal fato indica a necessidade de intervenção profunda no *hardware* por meio da inserção de unidades "destruidoras" de escuros – fundo de barril – e de acerto de qualidade para as correntes de instáveis geradas a partir delas. Cabe à próxima seção avaliar o perfil de produção do conjunto de refinarias brasileiras, de modo a averiguar se o produto final é compatível à maximização de valor do petróleo nacional.

2.3.2 A Produção de Derivados e Agregação de Valor

A produção de derivados realizada em 2005 situou-se em torno de 1,8 milhão de b/d, com 85% deste total composto por combustíveis (Tabela 2.8). Observa-se a grande produção dos combustíveis automotivos, gasolina A (19%) e diesel (37%), correspondendo a mais da metade do produto das refinarias brasileiras. Convém ressaltar que, atualmente, a demanda por estes combustíveis é quase toda atendida pela produção interna, com exceção de diesel, que ainda depende de importações, para seu atendimento.

O excesso de gasolina no mercado interno é atribuído ao esquema médio do parque refinador intensivo em unidades de FCC, por conta do perfil produtivo planejado nas décadas de 1960/70, anteriores ao PRÓ-ÁLCOOL, de sorte a atender o alto consumo de gasolina daquela época[51]. A parcela na cesta de exportações da gasolina, em 2005, representou 20%, parte também em função do alto consumo de etanol como seu

[51] De fato, naquela época o FCC era a unidade típica de conversão do refino mundial, já que a primeira unidade de HCC só seria desenvolvida em 1959 (MEYERS, 2004).

substituto (hidratado) e aditivo (anidro).

Tabela 2.8 - Perfis de Produção e Consumo Aparente Brasileiros

Derivado	Produção	%	Importações	%	Exportações	%	Consumo Aparente	%
Gasolina A	344.221	**19,0**	1.226	**0,7**	48.788	**20,4**	296.659	**16,9**
GLP	201.441	**11,1**	16.327	**8,7**	2.622	**1,1**	215.147	**12,2**
Óleo combustível	259.753	**14,4**	912	**0,5**	160.862	**67,3**	99.802	**5,7**
Óleo diesel	661.576	**36,6**	40.858	**21,8**	5.185	**2,2**	697.248	**39,7**
QAV	70.955	**3,9**	5.591	**3,0**	6	**0,0**	76.539	**4,4**
Coque	41.264	**2,3**	39.356	**21,0**	3.708	**1,6**	76.913	**4,4**
Nafta	146.422	**8,1**	73.662	**39,4**	1.202	**0,5**	218.882	**12,5**
Óleo lubrificante	12.606	**0,7**	5.858	**3,1**	1.244	**0,5**	17.221	**1,0**
Outros	70.214	**3,9**	3.334	**1,8**	15.420	**6,5**	58.129	**3,3**
Total	**1.808.452**	**100,0**	**187.124**	**100,0**	**239.037**	**100,0**	**1.756.540**	**100,0**

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2006).

Em paralelo, ainda importaram-se quantidades de óleo diesel (22% do total importado), a despeito da elevada e crescente produção de diesel no país, associada aos resultados positivos dos programas de investimentos da Petrobras, especialmente em coqueadores[52]. Contudo, em função da deficiência de unidades de conversão profunda no parque como um todo, de acordo com Szklo (2005), era de costume, na década de 1990, estender a faixa de destilação do diesel, criando um *blend* de qualidade inferior, de maneira a atender o crescimento do transporte de carga dependente do óleo.

No presente, na carência de unidades de HCC e de uma capacidade maior de coqueadores, o diesel é obtido, como aludido, mediante o hidrotratamento de destilados e de instáveis de FCC e RFCC[53]. De acordo com Szklo e Schaeffer (2007), se o objetivo do refinador for produzir diesel de qualidade baixa (em volumes maiores) frente aos rígidos padrões europeus ou norte-americanos, como é o caso brasileiro, o *pool* deste óleo deverá ser a soma das correntes intermediárias diesel *straight-run*, diesel de HCC (caso haja), diesel de HDT, LCO de FCC e alguma fração do corte de querosene. No entanto, se a finalidade for produzir diesel com baixos teores de enxofre (*ultra-low*

[52] Há uma boa oportunidade de expandir a produção de diesel no Brasil, com a adição de biodiesel no diesel, instituída por lei. A Lei nº 11.097/ 2005 estabelece a obrigatoriedade da adição de um percentual mínimo de biodiesel ao óleo diesel comercializado ao consumidor, em qualquer parte do território nacional. Este volume obrigatório será de 5% oito anos após a publicação da referida lei, havendo um intermediário de 2%, após três anos da publicação da mesma (BRASIL, 2005). Em adição à lei, o Governo Federal estimula a produção de biodiesel com o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel. Além disso, a produção de diesel pode ser incrementada por meio da tecnologia H-BIO, que adiciona óleo vegetal no processo de hidrotratamento de instáveis (especialmente LCO e GK), formando óleo diesel puro ao final do processo.

[53] Segundo a resolução ANP Nº 15, de 17/07/2006, todo diesel e biodiesel, no Brasil, devem conter no máximo 500 ppm e 2000 ppm, para os usos urbanos e no interior, respectivamente, e cetanagem mínima de 42. Para a gasolina A, de acordo com a Resolução Nº 6, de 24/02/2005, o combustível deve conter no máximo 500 ppm de enxofre em sua composição e, ao ser misturada com etanol, formando a gasolina C, a octanagem de 93,0 a 98,0, no método RON.

sulfur diesel - ULSD), o pool deverá basear-se no diesel de HCC, no diesel severamente hidrotratado, além de alguma fração de querosene especificada e hidrotratada para fazer parte de tal *mix*.

Ainda na pauta de importados, sobressai-se o GLP (9% do total), para a complementação da demanda de domicílios e indústrias não atendida pela rede de abastecimento gás, e nafta, como insumo da indústria petroquímica. É conveniente destacar o alto valor agregado das importações de derivados por parte do Brasil, principalmente da nafta petroquímica que representa quase 40% da pauta de derivados importados.

Como exposto, o volume de óleo combustível permanece elevado na cesta de derivados produzidos internamente, correspondendo a 14,5% do total em 2005, em rendimento volumétrico[54]. Para o mesmo ano, em contraste, cabe mencionar a produção de 3,5% deste óleo no total de derivados produzidos pelas refinarias americanas, igualmente processadoras de óleos pesados (EIA, 2006f).

De fato, o refino daquele país, como será averiguado no capítulo posterior, é aprovisionado de configurações próprias à agregação máxima de valor ao óleo pesado (produção de derivados leves por meio de unidades conversoras), especialmente na região da Costa do Golfo.

Como conseqüência deste excesso de óleo combustível no mercado interno brasileiro, dois terços das exportações brasileiras de derivados são compostos pelo derivado de baixo valor, cuja utilização tanto no Brasil, como no exterior, em anos recentes, foi substituída pelo gás natural, principalmente, no que tange ao consumo do setor industrial e à geração termelétrica. Com efeito, o preço deste combustível é de tendência declinante, de correlação com os preços do petróleo no mercado internacional progressivamente mais fraca, conforme se mencionou no capítulo anterior, graças às suas diversas *backstop technologies*. Como ilustração, segundo ANP (2007), para 2006, o preço médio do óleo combustível situou-se em US$ 46 por barril[55] exportado pelo Brasil, enquanto o preço da nafta importada em US$ 64 por barril. Ainda, constata-se

[54] Note-se que parte relevante deste escuro origina-se no resíduo atmosférico, no resíduo de vácuo e em gasóleos, que não são convertidos por ausência de unidades de destilação a vácuo (primeiro caso), coqueamento (segundo caso) e RFCC, HDT ou HCC (terceiro caso).
[55] Excetuando óleos combustíveis para navios.

que o preço do barril de óleo combustível exportado é inferior ao do petróleo exportado pelo país, já que em 2006 o primeiro valia US$46 por barril, enquanto o segundo US$51 por barril.

Consolidando os totais comercializados com o exterior, compreende-se o menor valor agregado das exportações brasileiras de derivados frente às importações destes produtos. A Tabela 2.9 demonstra esta asserção, quando os volumes de derivados comercializados são convertidos em barris equivalentes de petróleo (bep), para uma comparação de mesma base de poder calorífico. Note-se que nos anos observados, o valor agregado do *bep* de derivado exportado, em termos de (US$/bep) foi inferior ao importado. Este fato, *per se*, reflete o baixo valor do petróleo brasileiro, exprimido nos excedentes de óleos combustíveis produzidos e exportados.

Tabela 2.9 - Comércio Exterior de Derivados (Dispêndio e Receita)

-	2003	2004	2005	2006
Dispêndio com Importações(US$10^6)	2.127	2.495	3.320	4.924
Volume Importado (10^{3}bep)	72.898	63.455	62.269	77.255
Dispêndio com Importações/bep (US$/bep)	**29,18**	**39,32**	**53,32**	**63,74**
Receita com Exportações (US$10^6)	2.917	3.448	5.242	6.412
Volume Exportado (10^{3}bep)	98.062	104.624	103.809	109.735
Receita com Exportações/bep (US$/bep)	**29,75**	**32,95**	**50,50**	**58,43**

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2007).

Assim, constata-se que, além da perda de valor agregado dos derivados por suas baixas especificações, o parque refinador brasileiro perde, igualmente, por comercializar com o resto do mundo, combustíveis de maior elasticidade-preço (i.e. derivados com maior desconto frente aos leves e médios).

O confronto destas informações exemplifica a relativa limitação da agregação de valor das refinarias brasileiras em suas atuais configurações, tanto no que concerne à produção, quanto às exportações de derivados, intensivas em derivados de fundo de barril, ou desprovidos de especificações que os certifique como *Premium*, como a gasolina A. No entanto, é prudente investigar o comportamento das margens de refino brasileiras de forma a averiguar a *fortiori* esta limitação.

2.3.3 As Margens de Refino do Parque Brasileiro

Como descrito no capítulo anterior, margens de refino são indicadores da rentabilidade

do refinador e da agregação de valor no *blend* de cru utilizado. No caso brasileiro, de encontro ao escopo da presente dissertação, o cálculo das margens é útil na avaliação do quanto é adicionado aos óleos dos tipos intermediários e pesados produzidos internamente. Atenta-se ao fato de a Petrobras exercer um *quasi*-monopólio na produção e no refino de crus do país, o que, de certa forma, distorceria o valor das margens brasileiras. De maneira a contornar parte deste problema, é possível, no cálculo de margem, aplicar preços praticados internacionalmente (e.g. preços de Nova York e Rotterdam) para os combustíveis produzidos pelo parque brasileiro e para o óleo bruto, por ele consumido. No entanto, há de se notar que cada refinaria brasileira processa um *blend* específico que compreende petróleos diversos, tanto nacionais como importados, representando um obstáculo ao cálculo marginal, já que são informações sigilosas dos agentes refinadores.

De posse destes elementos, como ilustração, Schaeffer *et al*. (2004) apresentam as margens brutas contábeis das refinarias da Petrobras, de quatro anos corridos (Tabela 2.10). Ressalte-se que se tratam de margens brutas, de que não são subtraídos os custos operacionais da refinaria, e contábeis, cujo cálculo admite o custo de oportunidade do cru produzido pela companhia integrada. Para os preços FOB do óleo importado foram considerados os valores apresentados pelo *Annual Statistical Bulletin* (2003) (OPEP, 2003), publicado pela OPEP; para o caso do *blend* nacional, utilizou-se o preço médio FOB do Marlim exportado, além dos valores de preço mínimo para o pagamento de *royalties*, publicados pela ANP, para o restante dos crus brasileiros; por seu turno, para o preço FOB dos derivados, foram considerados os valores dos mercados *spot* norte-americanos de Nova York e Mont Belvieu.

Tabela 2.10 - Margem Bruta Contábil das Refinarias da Petrobras (US$/b)

US$/b	2000	2001	2002	2003
REMAN	1,87	2,31	-1,1	3,28
LUBNOR	3,61	4,31	1,87	3,42
RLAM	0,26	0,4	0,02	0,75
REGAP	1,01	1,12	0,37	1,18
REDUC	0,78	0,54	0,26	0,84
REPLAN	1,43	1,31	0,52	1,25
RECAP	0,9	1,21	0,22	0,84
RPBC	0,34	0,77	-0,04	0,77
REVAP	1,44	1,06	0,61	1,55
REPAR	1,15	1,08	0,35	1,37
REFAP	0,96	0,51	0,13	1,19

Nota: A média do custo operacional das refinarias da Petrobrás em 2000 foi 1,06 US$/b, em 2001, 0,98 US$/b, em 2002, 0,94 US$/b e, em 2003, 1,14 US$/b.
Fonte: SCHAEFFER *et al*. (2004).

Observando os dados expostos, é possível afirmar que, no período de 2000-2003, o negócio da Petrobras manteve baixas margens, tal qual o nível alcançado pelo refino internacional. Algumas refinarias, inclusive, provavelmente alcançaram margens líquidas negativas, especialmente em 2002, ano em que os mercados de crus e derivados praticavam preços em baixos patamares históricos.

Conforme salientado por Schaeffer *et al.* (2004), as altas margens apresentadas pela REMAN, com exceção de 2002, são provenientes do cru processado por ela, basicamente o Urucu, que, como já exposto, é de natureza leve, o que reflete os elevados rendimentos em derivados "nobres". De igual caráter, a LUBNOR, basicamente uma refinaria de lubrificantes, devido à qualidade destes produtos finais, ensejou altas margens relativas no período. Por outro lado, as duas refinarias citadas são de pequeno volume de processamento primário, não sendo significativas na margem média do conjunto refinador brasileiro. Nota-se, também, que não há um destaque acentuado para as três refinarias que detinham coqueadores no período analisado (RBPC, REGAP e REPLAN).

De sorte a obter o desempenho global estimado das margens líquidas de refino do parque brasileiro, na ausência de determinados dados, faz-se o exercício a seguir, cujos resultados estão expostos na Tabela 2.11. Para a utilização da expressão de cálculo das margens descrita no capítulo anterior, deve-se ter ciência das seguintes entradas: i) preço do *blend* de carga processada no país; ii) preço médio ponderado do barril de produto produzido no Brasil; iii) custos operacionais médios das refinarias em questão;

Tabela 2.11 - Margens de Refino Globais do Parque Brasileiro

-	2003	2004	2005	2006	2003/04 (% a.a.)	2004/05 (% a.a.)	2005/06 (% a.a.)
Receita Média do Derivado Comercializado (US$/b)	31,69	40,02	56,75	66,85	26%	42%	18%
Preço Médio do Petróleo (US$/b)	26,71	34,94	50,67	60,61	31%	45%	20%
Nacional (US$/b)	25,65	33,21	49,26	58,29	29%	48%	18%
Importado (US$/b)	30,57	39,96	55,86	69,14	31%	40%	24%
Custos Operacionais (US$/b)	1,14	1,38	1,90	2,29	21%	38%	21%
Margem Total (US$/b)	**3,85**	**3,71**	**4,18**	**3,94**	-4%	13%	-6%

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2006), ANP (2007) e (EIA, 2007a).

Para a obtenção de "i", calcula-se a proporção da carga de crus ingressante nas

refinarias brasileiras, dentre "nacional" e "importado", com base nos dados da ANP (2006). Em seguida, busca-se o preço médio anual do barril de cru importado, na mesma base de dados da ANP, dividindo-se as despesas totais com importações de petróleos pela quantidade importada. Posteriormente, para o preço médio do barril de carga nacional, determinou-se a qualidade, em grau API, da produção de crus do país, abatida da quantidade exportada de Marlim[56]. Em conseqüência, obtém-se um *blend* dos óleos nacionais com características intermediárias (25º a 26º API e 0,5% de enxofre), o que, de certa forma, reflete o maior peso de óleos médios como o Cabiúnas e o Roncador (ambos de densidades superiores a 25º API). Por seu turno, esta mistura é precificada com a *proxy* em valor FOB, disponível em EIA (2007a), para os crus importados pelo mercado norte-americano situados na faixa de 25,1º a 30º API. Por simplificação, admite-se o *blend* de 2005 como padrão para todos os anos da série, apesar de a carga refinada de 2003 ser mais leve que a verificada em 2006, pois a proporção de crus importados (leves) no ano inicial é superior ao verificado no último[57].

De modo a deduzir "ii", buscam-se os preços médios dos barris de derivados praticados no comércio do Brasil com o resto do mundo, objetivando atribuir preços aos derivados vendidos internamente, anulando os efeitos do poder de mercado da Petrobras sobre estes valores. Às exceções de GLP, nafta e QAV, todos os derivados estão precificados de acordo com o valor FOB médio de suas exportações. Os preços dos exportados, de certa maneira, são os custos de oportunidade que recaem à Petrobras ao comercializar internamente. Destarte, para não haver arbitragem, o preço interno deve estar em paridade com o preço realizado no mercado externo. Omitiram-se, por falta de dados, os valores de querosene de iluminação e "outros derivados", cujas características, no último caso, não estão caracterizadas pela ANP.

Quanto aos custos operacionais médios do refino ("iii"), estes foram obtidos em PETROBRAS (2007c), desta forma, excluindo as despesas médias das refinarias de Manguinhos e Ipiranga, não públicas e pouco relevantes no produto global e na base de custos.

Analisando os resultados obtidos, nota-se que as margens se situaram na faixa entre

[56] Sabe-se que o cru exportado é de predominância da corrente Marlim, com base em Schaeffer *et al.* (2004).
[57] Conseqüentemente, superestima-se as margens de 2003 e 2004, enquanto se subestima as margens de 2006.

3,70 US$/b e 4,20 US$/b[58]. A despeito de refinarias próximas à caracterização de *coking* como a REPLAN e a RPBC, os resultados das margens confirmam a hipótese de que o parque refinador brasileiro seja denominado como *cracking*. Esta asserção é avalizada pela permanência das margens líquidas em um patamar estável, enquanto as margens de refinarias *coking*, em regiões importantes como o noroeste europeu e a Costa do Golfo (EUA), alcançaram valores em torno de 20 US$/b, segundo (IEA, 2007a).

Ressalte-se o crescimento da receita média da cesta de derivados comercializados é anulado pelos incrementos dos preços médios do petróleo processado e dos custos operacionais. Ainda que a maior parte da produção nacional seja de petróleo pesado, grande parte é exportada, remanescendo um *mix* de denominação intermediária, que, posteriormente, é adicionado a volumes de óleo leve importado. Sendo assim, o preço médio da carga de origem nacional seguiu de perto a escalada de preços sucedida de 2003 a 2006 do óleo importado e, igualmente, assim o fez o petróleo médio processado, cuja densidade está próxima a 30º API[59].

No que concerne à elevação dos custos operacionais de refino, atribui-se em maior grau ao tratamento dos derivados do que a um aumento do processamento de óleos nacionais (mais pesados), já que de 2003 a 2006, a participação destes crus cresce apenas 1% (de 78,5% para 79,5% da carga). Em relação ao tratamento dos produtos, na medida em que as especificações ambientais brasileiras tornarem-se mais rígidas, *ceteris paribus*, as margem tenderão a decair, devido à expansão dos custos de operação das refinarias. De certo, se o parque refinador do Brasil seguisse à risca as especificações americanas ou européias, auferir-se-iam produções inferiores em "nobres". Na conjuntura atual, o diesel nacional apresenta mais enxofre, e "cortes" de destilação maiores, assim como a gasolina. Tal especificidade permite às refinarias brasileiras rendimentos maiores nestes derivados, sobretudo, porque nos seus *pools* adicionam-se, em parte, frações não tão especificadas como o LCO e o gasóleo de coque (caso do diesel) e a nafta de FCC com alto teor de enxofre (caso da gasolina). Em outras palavras o que se denomina por óleo

[58] A queda da margem em 2004 deveu-se a crescimento do preço do barril médio processado por conta de um maior processamento de óleos importados, que representaram 26% da carga processada, enquanto o usual da série é de 20%. Este fato é evidenciado pelo não acompanhamento da receita média por barril de derivados comercializados frente à elevação descrita do cru de carga médio.

[59] Admitindo-se uma concentração de 26º API para o petróleo médio nacional processado, correspondente a 80% da carga, e supondo um API de 40º para a carga importada, chega-se a uma concentração média de 29º a 30º API para a carga total das refinarias brasileiras.

diesel no Brasil não seria, precisamente, óleo diesel em mercados mais restritos, como o norte-americano ou o europeu.

Conclui-se, assim, que as refinarias brasileiras, com as configurações recentes, não logram a maximização de adição de valor ao óleo nacional por não possuírem unidades de conversão ideais no seu processamento. Não à toa, o Brasil exporta boa parte da produção nacional de pesados do tipo Marlim, enquanto importa óleos parafínicos, reduzindo os benefícios de um aumento do desconto leve-pesado para seu parque de refino. Cabe verificar se, futuramente, com os planos de investimento anunciados pela Petrobras em E&P e adequação do *downstream*, o parque brasileiro adicionará maior valor ao óleo pesado produzido.

2.4 Perspectivas do Petróleo Brasileiro e do Parque de Refino

O objeto de análise dos próximos tópicos é avaliar preliminarmente alternativas de agregação de valor ao óleo pesado produzido no Brasil, especialmente para o caso do excedente destinado às exportações. Convém, antes de uma discussão mais profunda destas alternativas, considerar as previsões de produção para os próximos anos, assim como a configuração do parque de refino planejada pela Petrobras.

2.4.1 Perspectivas para a Produção de Petróleos Brasileiros

De acordo com o Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras (PETROBRAS, 2006a), em consonância com o Plano Estratégico 2015 Petrobras (PETROBRAS, 2004), espera-se investir US$ 40,7 bilhões em atividades de E&P, no período citado. Com este montante, de acordo com os documentos, a empresa tem como meta alcançar a produção de petróleos brutos e LGN no Brasil próxima a 2,4 milhões de b/d em 2011.

Busca-se, orientado pelas diretivas do Plano, "*o fortalecimento do posicionamento em águas profundas da companhia; a atuação nas áreas terrestres e em águas rasas com rentabilidade"*;(...) "*o aporte de práticas e novas tecnologias em áreas com alto grau de exploração, com o objetivo de aperfeiçoar o fator de recuperação*";(...) e *"o desenvolvimento do esforço exploratório em novas fronteiras para garantir uma relação reserva/produção sustentável*" (PETROBRAS, 2004).

A Figura 2.9 apresenta a previsão de produção de curto prazo, especialmente em projetos de localização situados na Bacia de Campos, portanto, considerando-se a entrada de maiores quantidades de óleo pesado no *pool* nacional[60]. Segundo o mesmo documento, a Petrobras e seus parceiros almejam atingir a produção diária de 2,8 milhões, em 2015, sustentados, entre 2011-2015, por 15 grandes projetos, com destaque, novamente, para a Bacia de Campos (PETROBRAS, 2006a) [61]. Com efeito, a maior parte dos petróleos entrantes na curva de produção brasileira é do tipo pesado, com alta acidez naftênica e baixos teores relativos de enxofre, conforme será enfatizado.

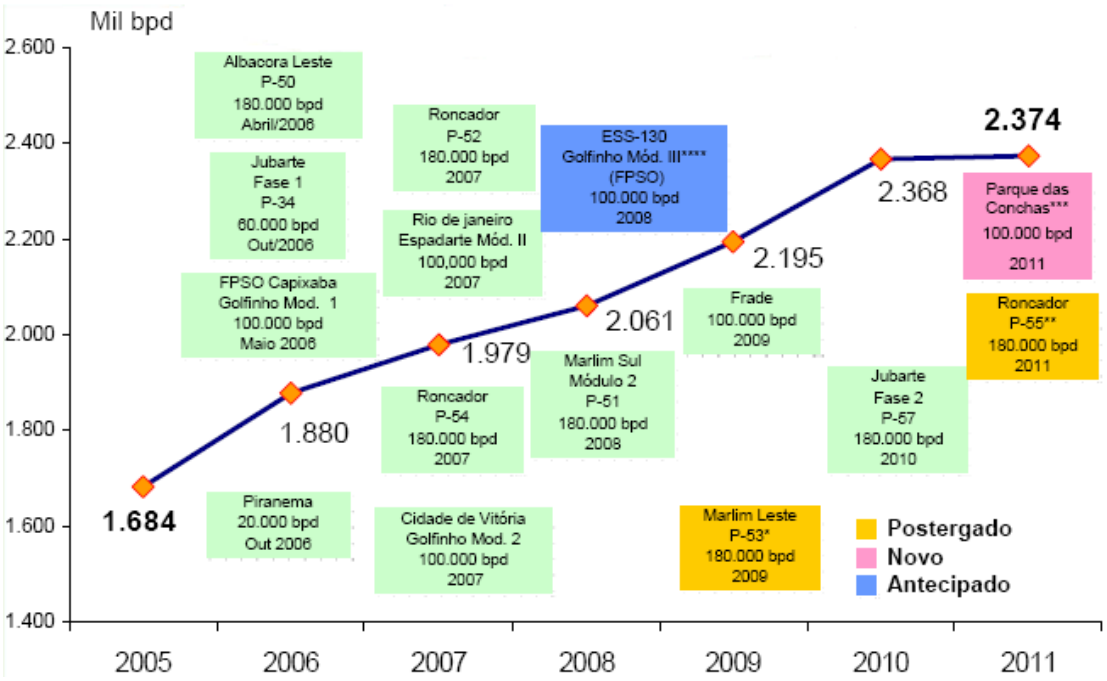


Figura 2.8 - Principais Projetos de Produção de Petróleo da Petrobras (2007-2011)
Nota: As legendas "postergado", "novo" e "antecipado" referem-se às modificações do Plano de Negócios 2007-2011 em relação ao Plano Estatégico 2015.
Fonte: Petrobras (2006a).

A previsão do Plano Decenal de Energia 2007-2016 (EPE, 2007), conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), chega a resultados muito próximos às metas da Petrobras. Ressalta-se que EPE (2007) prevê a produção de todos os agentes produtores no território brasileiro, que, além da estatal, inclui empreendimentos privados nas atividades de E&P.

[60] Os crus dos campos de Jubarte e Frade, por exemplo, têm densidade de 17º API e 18º-20º API, respectivamente.
[61] Sobressaiem-se, dentre estes projetos, os seguintes: Marlim Sul P-56, Roncador P-55, Papa-Terra Mod. 1 e 2, Marlim Sul Mod. 4, Roncador Mod 4, Cachalote e Baleia Branca e, por fim, Baleia Azul (PETROBRAS, 2006).

A partir dos dados do estudo, apresentados na Tabela 2.12, a previsão decenal aponta para a produção diária de 2,9 milhões de b/d, em 2016, sendo destes, 87% respectivos ao produto de recursos já descobertos[62]. Desta maneira, espera-se que as atividades de E&P em blocos exploratórios, a partir de recursos não-descobertos até a Sétima Rodada de Licitações da ANP, forneça ao país uma produção incremental aproximada de 400 mil b/d em 2016[63].

Sem embargo, os dados disponibilizados pela ANP confirmam a presença majoritária da Petrobras na exploração destes blocos (ANP, 2007).

Tabela 2.12 - Previsão da Produção Anual de Petróleo Brasileiro no Decênio 2007-2016 (mil b/d)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
RD	1.802	1.930	2.104	2.257	2.435	2.576	2.703	2.746	2.653	2.531
RND	-	2	5	9	10	19	64	184	305	386
Total	**1.802**	**1.931**	**2.107**	**2.266**	**2.445**	**2.595**	**2.769**	**2.931**	**2.957**	**2.917**

Nota: RD - recursos descobertos; e RND - não descobertos. Os dados excluem LGN.
Fonte: EPE (2007).

Outra análise recente de projeção de petróleo no Brasil foi realizada por *et al.* (2007a), por meio do método da Curva de Hubbert, cujas curvas projetadas estão disponíveis na Figura 2.9. Com distintas atribuições de graus de certeza na adição de recursos não descobertos às reservas provadas brasileiras (30%, 50% e 75%), Szklo *et al.* (2007a) estimam picos de produção de óleo bruto no Brasil correspondentes às medianas das três curvas de Hubbert propostas (ou em 50% do EUR). De tal modo, incorporações de recursos às reservas com 75% de certeza atingem o pico com 3,27 milhões de b/d em 2020; com 50% de certeza alcançam o pico com 3,28 milhões de b/d em 2028; e com 30% de certeza atingem o pico com 3,88 milhões de b/d em 2036 (SZKLO *et al.*, 2007a).

Contudo, é fundamental relacionar as metas de Petrobras (2006) para 2015 e a previsão decenal de EPE (2007) em 2016, com as projeções apresentadas por Szklo *et al.*

[62] Vale notar que, às previsões do estudo, é atribuído um grau de certeza moderado. Em EPE (2007), há, ainda, previsões com graus de certeza baixos e altos, que serão omitidas no presente trabalho.
[63] A Petrobras anunciou, em novembro de 2007, a descoberta de petróleo intermediário (28º API) em uma nova fronteira exploratória, denominada Tupi, que se estende pelas Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, em maior profundidade, em estruturas denominadas pré-sal. O volume descoberto, somente na acumulação de Tupi, que representa uma pequena parte da nova fronteira, poderá aumentar em 6 a 8 bilhões de barris as atuais reservas de petróleo e gás do país, caso tornem-se reservas provadas (Petrobras, 2007e). Ressalta-se que com a entrada destes novos campos, a previsão de produção incremental, a partir de recursos não-descobertos, poderá ser superior a 400 mil b/d

(2007a). Comparando-se os valores obtidos pela curva da Figura 2.9, verifica-se que as produções previstas por Petrobras (2006) e EPE (2007) estão compatíveis com os resultados de Szklo *et al.* (2007a) e vice-versa.

Destaca-se, sobretudo, a curva mais conservadora (P75), em que as produções para os anos de 2015 e 2016 aproximam-se de 3 milhões de b/d, ou seja, em valores muito próximos ao pico brasileiro para este grau de certeza. Não obstante, há de se ressaltar a possibilidade de produções consideráveis para incorporações mais otimistas, tais como a P30, que estima um pico produtivo próximo a 4 milhões de b/d na década de 2030. Ademais, torna-se imprescindível apurar a qualidade do cru a ser produzido[64].

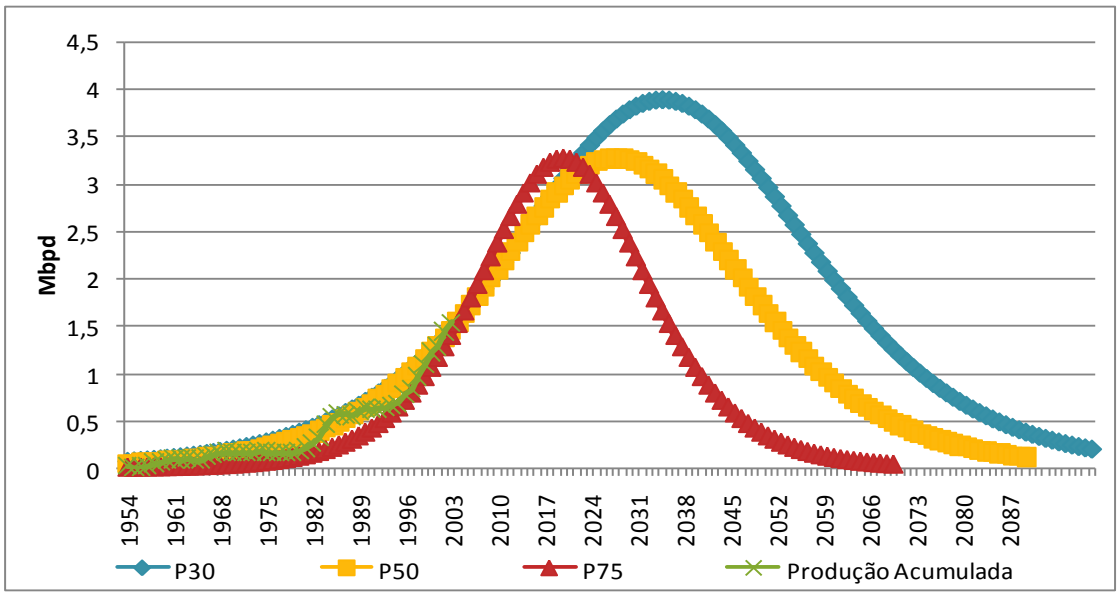


Figura 2.9 - Curvas de Hubbert para o Caso Brasileiro
Fonte: Szklo *et al.* (2007a).

Em EPE (2007), estima-se para o ano de 2016, que 85% do total produzido sejam compostos por óleos pesados e intermediários, conforme mostra a Tabela 2.13. Estes volumes de óleos de qualidades moderada a inferior, deverão ser processados em refinarias providas de unidades de conversão propícias a um bom rendimento em derivados leves e médios, de forma que haja a demanda brasileira por combustíveis no período seja atendida.

[64] A introdução de óleos do tipo Tupi na produção brasileira reforçaria o volume a incorporar, tornando o cenário P30 mais provável.

Tabela 2.13 - Previsão da Produção Anual de Petróleo Brasileiro no Decênio 2007-2016, Segundo Sua Densidade (mil b/d)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leve	179	207	224	233	227	226	246	329	410	465
Mediano	999	1.025	1.087	1.151	1.185	1.215	1.251	1.289	1.270	1.241
Pesado	624	698	796	882	1.032	1.153	1.272	1.313	1.275	1.213
Total	**1.802**	**1.931**	**2.109**	**2.266**	**2.445**	**2.593**	**2.767**	**2.931**	**2.957**	**2.917**

Nota: A partir de recursos descobertos e não-descobertos. Os dados excluem LGN. Óleo leve (^{o}API $\geq$ 31); Mediano (22 $\leq$ ^{o}API < 31); e Pesado (10 $\leq$ ^{o}API < 22).
Fonte: EPE (2007).

2.4.2 Perspectivas para o Mercado Brasileiro de Derivados

A fim de se avaliar a estrutura futura das refinarias brasileiras, cabe estabelecer o consumo de derivados do Brasil para os próximos anos. Como a estimação deste consumo foge ao escopo da presente dissertação, averiguam-se as expectativas dos agentes ligados ao tema. Assim, buscou-se esta informações de fontes ligadas ao Governo (EPE), à empresa líder em abastecimento de derivados (Petrobras) e à universidade, representando a sociedade.

Uma estimativa da variável é extraída do Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras (PETROBRAS, 2006a), que estima a demanda brasileira por derivados, no ano de 2011, atingindo 2,1 milhões de b/d. (Figura 2.10)[65] Para este montante, calcula-se que o mercado consumidor cresça a 3,1 % ao ano, no período compreendido entre os anos de 2005 a 2011[66]. Destacadamente, de acordo com as previsões da companhia, se reconhece a expansão no consumo de óleo diesel (3,1% a.a) e da gasolina (2,6% a.a), ao passo que ocorre um arrefecimento na procura por óleo combustível (- 1,8% a.a).

[65] Como premissas macroeconômicas de 2007 a 2011, Petrobras (2006a) prevê uma taxa anual de crescimento do PIB mundial de 4,2%, 3,7% para a América Latina, 4,0% para o Brasil, para uma taxa de câmbio de (R$/US$) 2,50 e o Brent de robustez de 23,00 US$/bbl.
[66] Incluindo biodiesel, cujo volume é estimado em 18 mil b/d (PETROBRAS, 2006a).

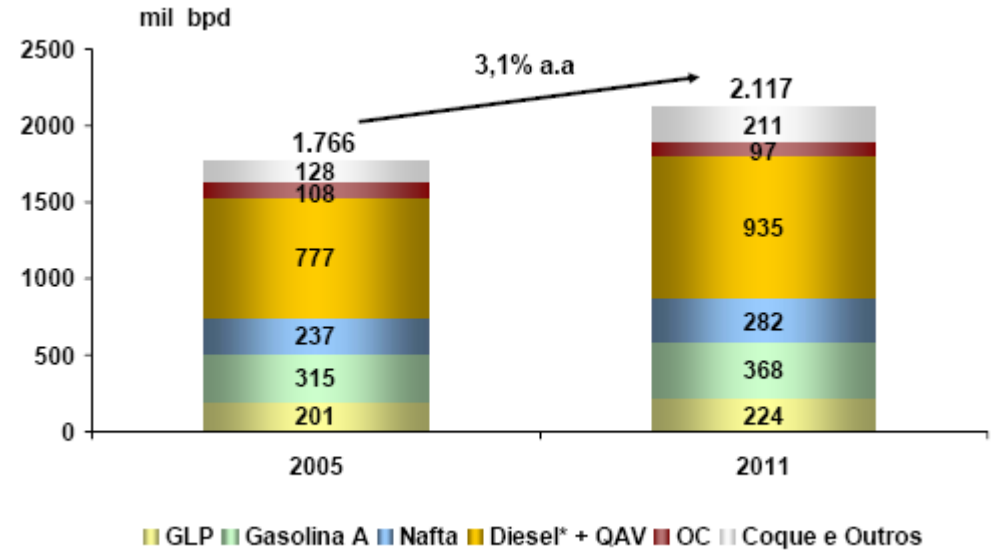


Figura 2.10 - Evolução Prevista do Mercado Interno de Derivados Brasileiros
Fonte: Petrobras (2006a).

Semelhantemente, encontram-se em EPE (2007) dois cenários de consumo de derivados (Tabela 2.14) informados em tonelada equivalente de petróleo, conforme a evolução da economia brasileira e sua demografia[67]. Atenta-se para o fato de a trajetória inferior do estudo ter maior compatibilidade com o crescimento do mercado estimado por Petrobras (2006), expandindo-se 2,9% ao ano de 2006 a 2011. Este crescimento sofre uma evolução no sexênio 2011-2016, incrementando a taxa efetiva anual de expansão do período de 2006 a 2016. Ainda, na trajetória inferior, de 2006 a 2016, nota-se uma expansão acima da média para o óleo diesel (3,9% a.a), enquanto há um arrefecimento da demanda por óleos combustíveis, igualmente previstos por Petrobras (2006a).

Com esta evolução do mercado consumidor de derivados, enfatiza-se a necessidade de investimentos no parque refinador atual, de modo que o suprimento da demanda crescente por produtos "nobres", notadamente o diesel, seja satisfatório. Por outro lado, igualmente, deve-se atentar à tendência de substituição de óleos combustíveis por outras fontes energéticas, como o gás natural[68].

[67] Na trajetória superior, considerou-se um crescimento do PIB de 4,9% de 2006 a 2016 (4,8% no período compreendido entre 2006 e 2011 e 5,0% de 2011 a 2016). Para a trajetória inferior, considerou-se uma expansão do PIB de 4,2% de 2006 a 2016 (4,0% no período compreendido entre 2006 e 2011 e 4,5% de 2001 a 2016) (EPE, 2007).
[68] Ressalte-se que uma eventual crise de abastecimento de gás natural no Brasil, em função de problemas de transporte e/ou geopolíticos com a Bolívia, pode alterar este quadro, trazendo uma perspectiva de crescimento no consumo de óleos combustíveis para geração térmica.

Diante disto, agregar valor aos crus nacionais envolve a destruição de "escuros", permitindo substituição das exportações do derivado de baixo valor por outros de menor elasticidade-preço da demanda. Cabe, a seguir, verificar as condições futuras do parque refinador brasileiro, tanto em termos de capacidade de produção de derivados leves e médios, atendendo à demanda prevista, quanto em processos de tratamento, atendendo à qualidade necessária ao cumprimento das especificações brasileiras futuras.

Tabela 2.14 - Estimativas da Evolução da Demanda Interna de Derivados

Trajetória Superior					
				2006/11	2006/16
Derivados	**2006**	**2011**	**2016**	**(% a.a.)**	**(% a.a.)**
Óleo diesel	33.688	40.784	53.156	3,9	4,7
Óleo combustível	6.329	6.783	7.493	1,4	1,7
Gasolina	13.588	15.948	19.774	3,3	3,8
GLP	7.112	8.330	9.611	3,2	3,1
Outros	10.123	12.852	16.681	4,9	5,1
Total	**70.840**	**84.697**	**106.715**	**3,6**	**4,2**
Trajetória Inferior					
				2006/11	2006/16
Derivados	**2006**	**2011**	**2016**	**(% a.a.)**	**(% a.a.)**
Óleo diesel	33.688	39.012	49.574	3,0	3,9
Óleo combustível	6.329	6.546	7.053	0,7	1,1
Gasolina	13.588	15.720	18.902	3,0	3,4
GLP	7.112	8.118	9.178	2,7	2,6
Outros	10.123	12.444	15.747	4,2	4,5
Total	**70.840**	**81.840**	**100.454**	**2,9**	**3,6**

Fonte: Elaboração com base em EPE (2007).

2.4.3 Perspectivas para o Parque Refinador Brasileiro[69]

Segundo o Plano Estratégico Petrobras 2015 (PETROBRAS, 2004), dentre as ações orientadas para o setor de abastecimento da empresa, no que concerne à presente dissertação, destacam-se: "*expandir as atividades de refino e comercialização (no país e no exterior) em sintonia com o crescimento dos mercados*"; e "*agregar valor às matérias-primas da companhia (petróleo e gás) com foco em* mix *de produtos de maior valor e melhor qualidade"*. Ademais, espera-se o incremento de 270 mil b/d na carga processada pelo parque existente, expandindo em 300 mil b/d em óleo nacional processado até 2010, tendo o ano de 2004 como base (PETROBRAS, 2004).

[69] Nesta seção, os investimentos das refinarias privadas Ipiranga e Manguinhos são nulos, senão de pouca relevância para a configuração global do parque de refino brasileiro. Sendo assim, contemplar-se-á, somente, os planos de investimento da Petrobras.

Para o sucesso das metas em questão, Petrobras (2006) prevê, no período compreendido entre 2007 e 2011, o investimento de US$ 23,2 bilhões, sendo 61 % (US$ 14,2 bilhões) destinados às refinarias da empresa no Brasil e no exterior. Do total a investir no refino, além do previsto à ampliação de suas instalações, equivalente à fatia de 19%, a Petrobras destinará 26% em capacidade conversora e 38% no aperfeiçoamento qualitativo da gasolina e do diesel, segundo ilustra a Figura 2.11. Contudo, faz-se imprescindível analisar estes investimentos em detalhe, conforme as unidades de processamento para qual são destinados.

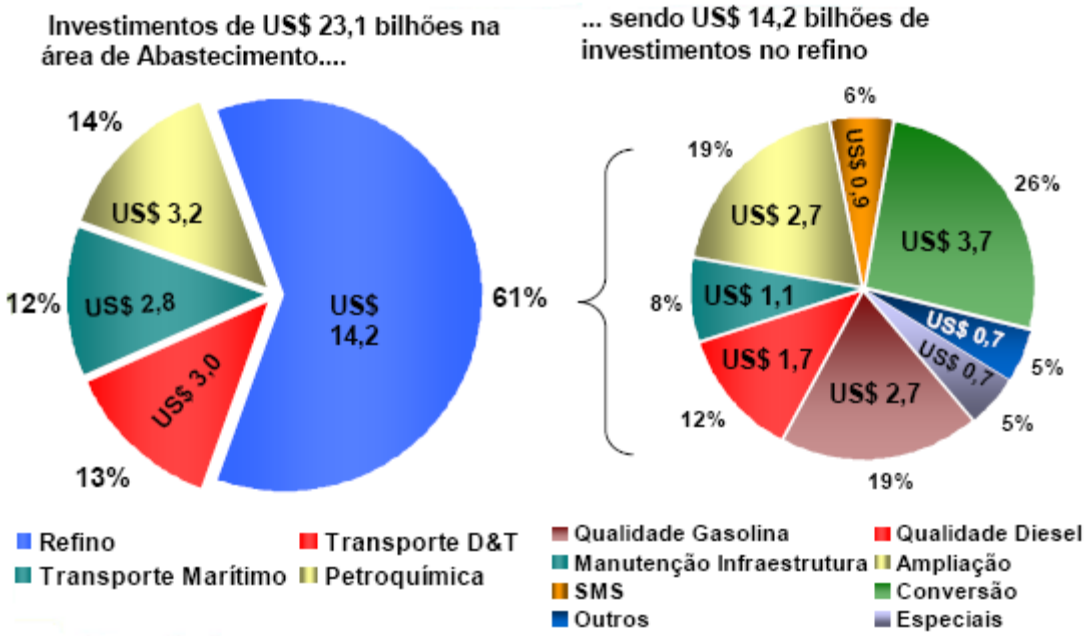


Figura 2.11 - Metas de Investimento da Petrobras no Período 2007-2011
Fonte: Petrobras (2006a).

De acordo com EPE (2007), com base em informações solicitadas à Petrobras, a estatal tem intenção de direcionar seus investimentos no refino, seguindo o roteiro exposto na Tabela 2.15.

Tabela 2.15 - Principais projetos previstos pela Petrobras para as refinarias existentes – Capacidade Adicionada

Refinaria	Unidade	Capacidade (m^3/d)	Partida
REDUC	Revamp FCC	1.200	2008
	Coqueamento	5.000	2007
	HDT (nafta)	2.000	2008
	HDS (gasolina)	5.000	2009
	HDT (instáveis)	5.000	2011
	HCC	5.000	2013
REGAP	Revamp FCC	1.000	2011
	Coqueamento	3.200	2012
	HDT (instáveis)	4.500	2011
	Reforma Catalítica	1.000	2011
	HDT (nafta)	3.000	2009
	HDS (gasolina)	4.000	2009
REFAP	HDS (gasolina)	5.000	2009
	HDT (instáveis)	6.000	2010
RLAM	*Revamp* destilação	2.000	2012
	HDS (gasolina)	8.000	2009
	Coqueamento	4.000	2012
	HDT (nafta)	2.500	2012
	HDT (instáveis)	8.500	2010
	HDT (instáveis)	7.000	2015
	Reforma catalítica	2.000	2014
REPAR	*Revamp* da U-2000	5.000	2008
	HDT (instáveis)	6.000	2009
	Coqueamento	5.000	2009
	HDT (nafta)	3.000	2009
	HDS (gasolina)	5.000	2009
	Reforma catalítica	1.000	2009
REVAP	Coqueamento	5.000	2009
	HDT (instáveis)	6.000	2009
	HDT (instáveis)	6.000	2014
	HDT (nafta)	3.000	2009
	HDS (gasolina)	7.000	2009
	Reforma Catalítica	1.500	2009
REPLAN	*Revamp* da U-200	5.000	2008
	Coqueamento	5.000	2011
	HDT (instáveis)	10.000	2011
	HDS (gasolina)	8.000	2009
	Reforma catalítica	2.500	2009
RPBC	HDS (gasolina)	5.000	2008
	Revamp Reforma Catalítica	550	2008
	Coqueamento	2.700	2011
	HDT (nafta)	2.200	2008
RECAP	HDS (gasolina)	2.000	2010
	HDS (diesel)	4.000	2010
LUBNOR	Ampliação destilação	1.000	2009

Fonte: Petrobras *apud* EPE (2007).

Como se pode observar, consta expansões relativas a unidades de hidrotratamento e coqueamento, oferecendo ao parque refinador brasileiro maior complexidade *vis-à-vis* o cenário recente.

Dentre os investimentos previstos pela Petrobras para os próximos anos, as expensas em ampliação de capacidade de destilação atmosférica são representadas por modificações nas refinarias REPLAN (2008), REPAR (2008), LUBNOR (2009) e RELAM (2012). Destaca-se que, apesar de a variação de capacidade nominal no período 2007-2015 ser moderada (inferior a mil b/d), a destilação atmosférica do parque refinador brasileiro terá um aspecto mais moderno e seguro, por conta dos projetos de *revamp*[70] em algumas torres de destilação. Ademais, o fator de utilização (FUT) global também poderá ser ampliado na medida em que entrarem unidades de HCC e mesmo coque, e algumas unidades de FCC. Isto tornará as refinarias, que hoje se baseiam em FCC, menos vulneráveis às paradas desta unidade.

Ocorre ainda um expressivo avanço no que tange às unidades de conversão, notadamente em adições de capacidade de coqueamento retardado do parque. De tal modo, em 2009, adicionam-se 5.000 m^3/d cada, nas refinarias REPAR e REVAP, antes desprovidas da tecnologia conversora. Em seguida, para 2011, se prevê a ampliação volumétrica de 2.700 m^3/d e 5.000 m^3/d nas capacidades de coqueamento das plantas RPBC e REPLAN, respectivamente. No ano subseqüente, incrementa-se a capacidade coqueadora da REGAP em 3.200 m^3/d, incorporando também 4.000 m^3/d à RELAM, não detentora da unidade conversora na configuração atual.

Validamente, frente a 2007, constata-se que o parque coqueador mais que duplica, abrangendo, ao ano de 2012, um volume de 45.500 m^3/d, enquanto no ano base, constavam 20.600 m^3/d instalados. Desta forma, a capacidade de coqueamento em relação à destilação atmosférica salta de 6,3% para 13,4%, ao decorrer do intervalo 2007-2012. Com esta razão, o parque global brasileiro aproxima-se de níveis internacionais recentes, em termos de coqueamento. Ademais, espera-se pelos processos de *revamp* das unidades de FCC da REDUC (1.200 m^3/d, para 2008) e da REGAP

[70] Revamp é definido por "modificações na estrutura das unidades de produção existentes". Por exemplo, considere-se um FCC para o qual as paradas programadas ocorrem em um intervalo de dois a três anos, após um período de funcionamento ininterrupto. Se, em uma determinada parada, houver uma decisão gerencial de realizar-se alguma modificação relevante na configuração anterior, por exemplo, aumentando-se os diâmetros das tubulações, ou alterando-se geometrias ou calibres dos vasos, das tubulações, dos *risers* de ligação entre os vasos, então ela é denominada de Revamp.

(1.000 m^3/d, para 2009) potencializar ainda mais a produção de derivados "claros" no Brasil.

Cabe observar a intenção de construção da primeira unidade de HCC do país, em 2013, situada na refinaria REDUC, para a hidroconversão em processos de obtenção de lubrificantes (HCC Lub). Esta unidade, que terá capacidade para processar 5.000 m^3/d de carga, flexibilizará o esquema de produção nacional de lubrificantes, passando a Petrobras a não depender mais de cargas leves importadas para a obtenção do derivado (EPE, 2007). Com efeito, *per se*, isto reduziria o montante de carga importada total necessária ao atendimento da demanda interna por derivados, constituindo-se como uma importante fonte de equilíbrio da balança comercial brasileira.

De sorte a sustentar a adição da nova capacidade de coqueamento instalada e a necessidade de ajustar a qualidade de correntes instáveis oriundas de processos de craqueamento, são incorporadas mais unidades de HDT de instáveis, dotando todas as refinarias de grande porte capacidade para produzir diesel de alta qualidade (baixo teor de enxofre, alto número de cetano, excelente parafinicidade, alta estabilidade, boa faixa de destilação e densidade) (EPE, 2007). Note-se que a esta capacidade sofre uma significativa evolução, saltando de 15.000 m^3/d, em 2007, para 74.000 m^3/d no ano de 2012. Em adição, está previsto um projeto de incorporação de uma unidade adicional de HDS para diesel (HDS D), com volume de 4.000 m^3/d na refinaria RECAP, incrementando, igualmente, a qualidade do diesel brasileiro.

Visando melhorar e diversificar a qualidade do *pool* da gasolina, segundo EPE (2007), são construídas quatro unidades adicionais de reforma catalítica nas refinarias REVAP (2009), REPLAN (2009) e REPAR (2009), REGAP (2011), bem como é previsto um *revamp* da unidade existente na RPBC (2008). O acréscimo de capacidade nestes processos é de 6.550 m^3/d, equivalentes a pouco mais de 40 mil b/d (EPE, 2007). Tirando proveito da característica naftênica das naftas de destilação direta oriundas de petróleo da Bacia de Campos, em 2014, entraria em operação a última unidade de reforma catalítica na refinaria RLAM, com capacidade para 2.000 m^3/d (EPE, 2007), próximos a 12 mil b/d. Ademais, quadruplica-se a capacidade de HDT de nafta de coque proveniente dos coqueadores instalados, conferindo um avanço de 5.000 m^3/d em 2007, totalizando 20.700 m^3/d no ano de 2012; assume-se que estas novas unidades entrem em operação nas refinarias REDUC (2007), RPBC (2007), REVAP (2009), REFAP (2009)

e RLAM (2012).

Há ainda a intenção da Petrobras em melhorar a qualidade da gasolina produzida em suas refinarias, não só em octanagem, mas também em níveis de concentração de enxofre e outras emissões locais. Conforme mencionado em seção anterior, a atual configuração do parque de refino carece de unidades de HDS G. Assim, são incorporadas, em 2010, unidades de HDS G em todas as refinarias do Sistema Petrobras, à exceção de REMAN e LUBNOR, totalizando 49.000 m^3/d. Deste modo, a companhia pretende reduzir a concentração de enxofre na gasolina de 1000 ppm para 50 ppm até 2009, seguindo a Proposta ANP (Fase 5) de novas especificações de gasolina para o atendimento da Resolução CONAMA 315/02 [71].

Pode-se afirmar, com estes novos incrementos planejados pela Petrobras (coqueadores, HCCs, HDSs e HDTs), que o refino brasileiro estará aprovisionado de melhores condições de processamento de cru pesado e ácido do tipo Marlim, se comparado ao contexto atual. Conforme se espera para os esquemas previstos, a produção de "nobres" cresce em detrimento do volume de "escuros", mesmo com uma participação dos últimos no produto ainda sendo abundante. Neste ponto, é possível afirmar que a produção brasileira de óleos combustíveis (de pouco valor agregado) ainda ocupará uma parcela expressiva no rendimento do parque refinador.

A seguir, expostas na Tabela 2.16, encontram-se as projeções de produção realizadas por EPE (2007), com as novas configurações do parque refinador brasileiro. Destaca-se na simulação de EPE (2007) a expansão volumétrica das refinarias brasileiras, cujo volume de derivados produzidos em 2016 alcançará 1,860 milhão de barris por dia.

[71] Para a gasolina C, a Proposta ANP (Fase 5), que pretende-se entrar em vigor em 2009, estabelece uma concentração máxima de 50 ppm em sua composição. No caso do diesel, pela Proposta ANP (Fase 6), que se sugere entrar em vigor na mesma data, pressupõe um máximo de 50 ppm nas zonas metropolitanas e 500 ppm no interior.

Tabela 2.16 - Evolução do Perfil de Produção de Derivados Segundo as Metas de Investimento da Petrobras

-	2007		2011		2013		2016	
Derivados	Produção (b/d)	(%)	Produção (b/d)	(%)	Produção (b/d)	(%)	Produção (b/d)	(%)
GLP	154.282	**9,0**	165.256	**9,0**	167.080	**9,0**	167.866	**9,0**
Gasolina	333.858	**19,4**	384.176	**20,8**	390.975	**21,1**	399.301	**21,5**
Nafta	158.552	**9,2**	125.824	**6,8**	122.397	**6,6**	123.906	**6,7**
Querosene	69.820	**4,1**	68.198	**3,7**	68.462	**3,7**	66.946	**3,6**
Diesel	642.541	**37,4**	750.315	**40,7**	760.642	**41,0**	763.296	**41,0**
Escuros	264.100	**15,4**	216.813	**11,8**	196.481	**10,6**	189.557	**10,2**
Coque	44.847	**2,6**	83.380	**4,5**	99.052	**5,3**	99.052	**5,3**
Outros	50.620	**2,9**	50.620	**2,7**	50.620	**2,7**	50.620	**2,7**
Total	1.718.620	**100,0**	1.844.583	**100,0**	1.855.708	**100,0**	1.860.544	**100,0**

Fonte: Adaptado de EPE (2007).

Apesar de não ser de escopo da presente dissertação, cabe, por última análise das perspectivas de adição de capacidade do parque de refino brasileiro, mencionar os projetos de construção de duas refinarias de processamento de óleo pesado no Brasil. A primeira a entrar em operação, a Refinaria Abreu e Lima, no Porto de Suape (PE), em sociedade com a estatal venezuelana PDVSA (60% da Petrobras e 40% da PDVSA), está, em sua concepção, projetada a processar 200 mil b/d de cru pesado, e prevista para 2011 (BRASIL, 2007). Planeja-se, com esta refinaria, possivelmente equipada com coqueador e HDT I, um rendimento em diesel considerável, a partir de um *blend* de óleos pesados brasileiros e venezuelanos. O segundo projeto, o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), previsto para 2012, foi elaborado para processar 150 mil b/d de petróleo Marlim, tendo derivados petroquímicos como produtos relevantes, além de pequenos volumes de diesel, nafta e coque (BRASIL, 2007).

Ainda, há de se refletir acerca de uma eventual refinaria *Premium* em estudo pela Petrobras, que seria projetada de maneira a ter uma capacidade nominal de 500 mil b/d, sendo sua carga composta por petróleo pesado do tipo Marlim. Contudo, mesmo com perspectivas de maior agregação de valor ao cru nacional, sua capacidade exata, perfil de produção e data de início de operação ainda estão no plano da especulação[72]

As modificações previstas pela Petrobras estão expostas na Tabela 2.17, legendadas pela data de entrada em operação e seus respectivos volumes em vigor no ano de operação.

[72] Para maiores informações sobre as duas novas refinarias previstas, ver Brasil (2007), Comperj (2007) e EPE (2007).

Tabela 2.17 - Evolução do Parque de Refino Brasileiro Segundo as Metas de Investimento da Petrobras (2007-2016)

Refinaria	CT-DA	DV	FCC	RFCC	RC	HCC D	HCC L	HDT D	CR	MTBE	DSF	HDT L	HDT Q	HDT N	HDT I	LUB	HDS G	HDS D	ALQ
REDUC	43.700	17.836	9.000	0	1.900	0	5.000	0	5.000	168	0	0	4.000	2.000	5.000	2.180	5.000	5.500	0
RPBC	27.000	12.370	9.000	0	2.300	0	0	0	7.600	0	0	0	0	2.200	6.000	0	5.000	0	1.000
RECAP	8.500	0	0	3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.000	4.000	0
REVAP	40.000	19.201	11.800	0	1.500	0	0	0	5.000	0	6.800	0	4.000	6.200	12.000	0	7.000	6.500	0
REFAP	30.000	23.774	8.000	7.000	0	0	0	0	2.000	0	0	0	0	0	10.000	0	5.000	0	0
REGAP	24.000	12.274	7.400	0	1.000	0	0	0	6.700	0	0	0	1.800	4.800	4.500	0	4.000	3.500	0
REPLAN	63.000	27.195	15.000	0	2.500	0	0	0	10.200	264	0	0	0	0	15.000	0	8.000	0	0
RLAM	54.800	20.042	16.000	0	2.000	0	0	0	4.000	0	0	0	0	2.500	15.500	830	8.000	0	0
REMAN	7.300	1.055	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUBNOR	2.000	959	0	0	0	0	0	0	0	0	0	340	0	0	0	170	0	0	0
REPAR	35.000	16.679	8.500	0	1.000	0	0	0	5.000	340	5.300	0	0	3.000	6.000	0	5.000	5.000	0
Ipiranga	2.700	795	540	0	0	0	0	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Manguinhos	2.200	0	0	0	475	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totais (m3/d)	**340.200**	**152.180**	**85.740**	**10.000**	**12.675**	**20.000**	**5.000**	**0**	**45.500**	**1.172**	**12.100**	**340**	**9.800**	**20.700**	**74.000**	**3.180**	**49.000**	**24.500**	**1.000**
Totais (b/d)	**2.139.518**	**957.060**	**539.219**	**62.890**	**79.713**	**125.780**	**31.445**	**0**	**286.150**	**7.371**	**76.097**	**2.138**	**61.632**	**130.182**	**465.386**	**19.999**	**308.161**	**154.081**	**6.289**
% Unidades/DA	**100,00**	**44,73**	**25,20**	**2,94**	**3,73**	**5,88**	**1,47**	**0,00**	**13,37**	**0,34**	**3,56**	**0,10**	**2,88**	**6,08**	**21,75**	**0,93**	**14,40**	**7,20**	**0,29**

Fonte: Adaptado de EPE (2007).

Legenda (anos):

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2009 e 2014	2010 e 2015

2.4.4 Perspectivas para o Excedente de Petróleo Brasileiro

Depois de apresentadas as perspectivas de produção de óleos brutos e derivados no Brasil, este capítulo avalia a perspectiva da existência de volumes exportáveis de petróleos brasileiros. Estima-se, por meio das metas estabelecidas por Petrobras (2006a) e pelos resultados gerados por EPE (2007), que serão abordados nesta seção, um excedente exportável de óleos pesados brasileiros situado na faixa compreendida entre 500 mil b/d a 1 milhão de b/d, a partir de 2010.

Com base nas intenções de investimentos em E&P e em refino, apresentadas na seção anterior, a Petrobras prevê a meta de produção para o ano de 2011 de 2,4 milhões de b/d de petróleo brasileiro além da importação de aproximadamente 170 mil b/d de cru. Adicionalmente, a produção nas refinarias de 1,9 milhões de b/d de derivados a e importação de cerca de 140 mil b/d adicionais, completam o atendimento da demanda projetada de cerca de 2,1 milhões de b/d. Fechando o balanço, o Brasil terá, para o ano de 2011, um excedente exportável de petróleo bruto nacional, com estimativa próxima de 600 mil b/d, segundo ilustra a Figura 2.12.

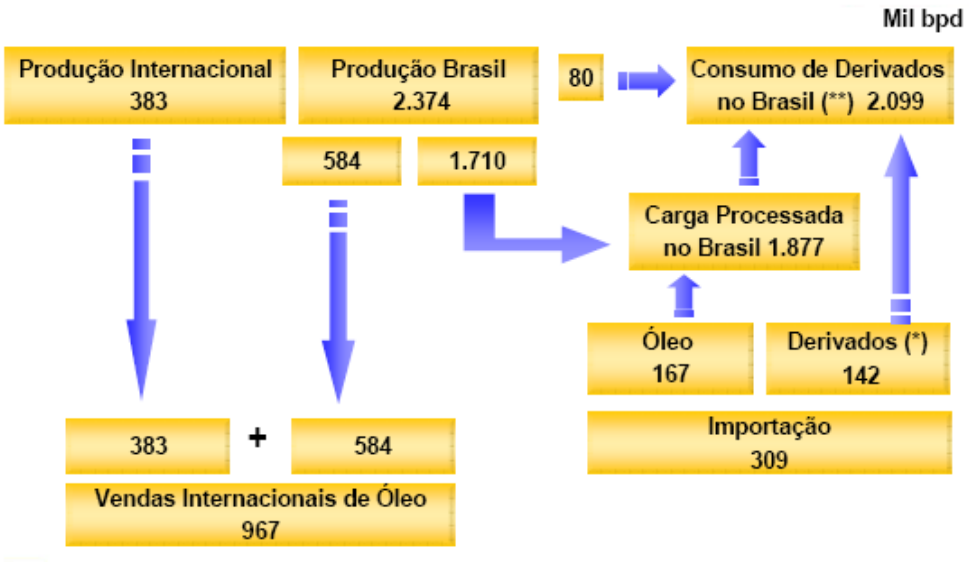


Figura 2.12 - Balanço de Oferta e Demanda no Brasil Projetado para 2011
Nota: Nas importações de derivados, além das refinarias da Petrobras, estão contempladas aquelas realizadas pelas refinarias privadas. No consumo de derivados, estão deduzidos os volumes de biodiesel.
Fonte: Petrobras (2006a).

Considera-se que, mesmo com o acréscimo da carga de óleo nacional nas refinarias brasileiras, cuja previsão é atingir 91% da carga processada em 2011 (PETROBRAS,

2006b), seja com ampliações das instalações existentes ou com novos projetos de refinarias *greenfield*, prevalecerá um excedente que justifique sua estratégia de colocação no mercado internacional.

Não obstante, um plano de colocação de óleo pesado e ácido no mercado internacional não anula uma estratégia de agregação de valor *in situ* nas refinarias brasileiras, com viés de exportação de derivados, tal qual um eventual projeto de refinaria *Premium* exportadora. Em EPE (2007), expõem-se os volumes exportáveis de óleo bruto, no decênio 2007-2016, já com modificações do parque visando maximizar a agregação de valor do petróleo do tipo Marlim, além das re-configurações planejadas pela Petrobras citadas anteriormente, bem como a entrada do COMPERJ e da refinaria de Suape. Para tanto, utiliza-se a técnica de projeção de dois cenários de evolução da demanda brasileira (inferior e superior), abordados na seção 2.4.2. Assim, o estudo propõe para os anos de 2013 a 2016, a inserção de capacidade adicional ao parque já modificado pela Petrobras. Na proposta, adicionar-se-iam 18.500 m^3/d em capacidade de destilação a vácuo, 5.000 m^3/d em FCC e 20.000 m^3/d de HCC (EPE, 2007).

Para os cenários, além das modificações propostas, o estudo inclui uma refinaria adicional, cuja capacidade estaria sujeita à trajetória da demanda para o decênio. No cenário inferior, um módulo de 250 mil b/d entraria no parque em 2014, atendendo o mercado interno, e outro módulo, de mesma capacidade, seria acoplado após 2016, possibilitando a exportação de derivados *Premium*, no caso de oferta interna de derivados superavitária[73]. O cenário superior diferencia-se pela entrada de um segundo módulo, proposto para 2015, que complementa o atendimento à demanda interna e a possíveis exportações de derivados.

A base para a elaboração de cenários de oferta de crus excedentes apresentada por EPE (2007) considera que toda a carga das refinarias nacionais seja de origem brasileira, à exceção de 5% de óleo leve importado para a REDUC até 2013 (ano de início de sua unidade de HCC) para a obtenção de lubrificantes. Trata-se, portanto, de um exercício

[73] A instalação dos dois módulos de EPE (2007) produziria gasolina e diesel de alta qualidade, bem como petroquímicos básicos, de modo que seu perfil de produção poderia atender mercados de especificações mais exigentes.

de previsão de excedentes exportáveis de crus brasileiros[74], válido como aproximação a partir de 2011, ano no qual a Petrobras pretende operar suas refinarias com volumes de carga superiores a 91%, incluindo as devidas adaptações metalúrgicas para esta proporção de óleo brasileiro processados.

É essencial salientar a potencialidade de o excedente de óleos pesados brasileiros se confirmar, mesmo com a entrada de novas refinarias e modificações do parque atual, que objetivam a agregação de valor ao cru no Brasil. A Tabela 2.18 demonstra o excedente líquido de óleos brutos nas duas trajetórias previstas por EPE (2007) em duas trajetórias de crescimento econômico.

Tabela 2.18 - Evolução Projetada do Excedente Líquido de Petróleo Brasileiro

Trajetória Inferior										
-	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produção (m³/d)	286.586	307.004	335.161	360.230	388.876	412.503	440.173	466.062	470.249	463.952
Processamento	272.918	281.259	282.093	282.093	308.614	330.173	330.173	363.325	363.325	363.325
Excedente Líquido de Petróleo (m³/d)	13.668	25.745	53.068	78.137	80.262	82.330	110.000	102.737	106.924	100.627
Excedente Líquido de Petróleo (b/d)	85.975	161.939	333.800	491.484	504.847	517.853	691.898	646.214	672.551	632.943
Trajetória Superior										
-	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produção (m³/d)	286.586	307.004	335.161	360.230	388.876	412.503	440.173	466.062	470.249	463.952
Processamento	272.918	281.259	282.093	282.093	308.614	330.173	330.173	363.325	396.477	396.477
Excedente Líquido de Petróleo (m³/d)	13.668	25.745	53.068	78.137	80.262	82.330	110.000	102.737	73.772	67.475
Excedente Líquido de Petróleo (b/d)	85.975	161.939	333.800	491.484	504.847	517.853	691.898	646.214	464.026	424.418

Fonte: Adaptado de EPE (2007).

Os valores encontrados no estudo referem-se às exportações líquidas brasileiras de cru. Contudo, à análise aqui empreendida também importam as exportações brutas que, igualmente, são volumes sem adição de valor na atual estratégia de comércio exterior da Petrobras[75]. Por exemplo, retomando-se a análise do tópico 2.2, em 2006, ano no qual se

[74] Ressalte-se que se trata de excedentes líquidos. Como o parque utiliza no cenário de EPE (2007) 95% de carga nacional, a diferença do excedente líquido para o bruto, até 2013 é o volume de árabe leve importado pela REDUC para a obtenção de lubrificantes. A partir da instalação do HCC na refinaria em 2013, estes dois volumes se igualam em EPE (2007).

[75] Cabe elucidar que por excedente bruto, entende-se como a exportação total de óleo cru que o país realiza em um período qualquer. Neste caso, por exemplo, em um dado período, o país poderia exportar crus pesados e importar leves, por não possuir capacidade de conversão para processar o primeiro tipo. Por excedente líquido, denota-se o volume de óleo que ultrapassa as necessidades de consumo do país, dada a configuração do refino local, depois de realizado o balanço de trocas de crus com o exterior. Deste

alcançou a auto-suficiência interna, as exportações líquidas situaram-se em 6 mil b/d, enquanto as exportações brutas alcançaram 368 mil b/d. Dado que de 2007 a 2013, EPE (2007) considera, por hipótese de cenário, 95% da carga como de origem nacional, o Brasil exportaria volumes próximos a 500 mil b/d neste ano, caso a diferença das exportações brutas para as líquidas permaneçam em um patamar próximo ao de 2006. Não obstante, para 2016, espera-se, em caso de confirmação dos investimentos previstos por Petrobras (2006), uma utilização de óleo nacional muito próxima à assumida por EPE (2007). Desta forma, de acordo com EPE (2007), chega-se em 2016 com um excedente de crus na faixa de 400 mil a 600 mil barris diários.

Não obstante, é possível haver um patamar superavitário superior a 1 milhão de b/d, em 2016, em caso de não entrada de novas refinarias ao longo dos dez anos seguintes, como o COMPERJ, a Refinaria de Suape, ou os dois módulos de 250 mil b/d propostos por EPE (2007). A seguir, realiza-se uma análise de sensibilidade de entrada de refinarias no parque refinador brasileiro e o excedente líquido de crus resultante para 2016. Os resultados das simulações estão expostos na Tabela 2.19, em que são admitidos seis casos de configuração para o parque de refino brasileiro:

Configuração 1: Modificações previstas pela Petrobras

Configuração 2: Modificações previstas pela Petrobras + COMPERJ;

Configuração 3: Modificações previstas pela Petrobras + Refinaria de Suape;

Configuração 4: Modificações previstas pela Petrobras + COMPERJ + Refinaria de Suape;

Configuração 5 (Trajetória Inferior da EPE): Modificações previstas pela Petrobras + COMPERJ + Refinaria de Suape + Refinaria de 250 mil b/d;

Configuração 6 (Trajetória Superior da EPE): Modificações previstas pela Petrobras + COMPERJ + Refinaria de Suape + 2 Refinarias de 250 mil b/d;

---

modo, tanto ao excedente bruto quanto ao líquido seriam desejáveis suas agregações de valor por meio do refino, sobretudo em se tratando de crus pesados. Para o caso do excedente líquido, contudo, a agregação de valor independe das necessidades e da capacidade instalada de refino do país para atendê-las. Em outras palavras, a diferença do excedente bruto para o excedente líquido indica o quanto do que se exporta, em tese e em grandes volumes, deveria ser processado no refino nacional se o mesmo fosse aperfeiçoado.

Tabela 2.19 - Simulações de Excedentes para 2016

Configurações	Produção de Crus (m^3/d)	Processamento de Crus (m^3/d)	Excedente Líquido de Crus (m^3/d)	Excedente Líquido de Crus (b/d)
Configuração 1	463.952	277.303	186.649	**1.173.836**
Configuração 2	463.952	299.962	163.990	**1.031.336**
Configuração 3	463.952	307.514	156.438	**983.836**
Configuração 4	463.952	330.173	133.779	**841.336**
Configuração 5	463.952	363.325	100.627	**632.843**
Configuração 6	463.952	396.477	67.475	**424.350**

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2007).

De acordo com a análise de sensibilidade composta pelas seis configurações concebidas sobre as modificações planejadas da Petrobras, pode-se concluir que haverá entre 400 mil a 1 milhão e 200 mil b/d de excedente líquido de crus. No cenário mais conservador, que não adiciona qualquer refinaria nova em relação ao parque atual até 2016 (inclusive, aqui se considera um adiamento da entrada do COMPERJ e Suape para além deste ano), o Brasil teria próximo a 1,2 milhão de b/d de crus disponíveis para exportações. Por outro lado, no cenário no qual o COMPERJ (150 mil b/d de capacidade), a Refinaria de Suape (200 mil b/d de capacidade) e as duas refinarias *Premium* propostas por EPE (2007) (250 mil b/d de capacidade cada) estão incluídas, ainda assim, há um superávit relevante de mais de 400 mil b/d de crus[76]. Desta forma, atribuindo um grau de probabilidade menor para as configurações 1 e 6, espera-se um excedente líquido de óleo cru variando na faixa de 600 mil a 1 milhão de barris diários[77]. Com efeito, estes volumes superiores a 400 mil b/d justificam a adoção de alguma estratégia de agregação de valor em detrimento da venda do óleo em sua forma bruta no mercado internacional.

[76] Com base em EPE (2007), as duas refinarias com capacidade de 250 mil b/d operam com fator de utilização próximo a 84%. Quanto ao COMPERJ e à Refinaria de Suape, a dissertação supõe um fator de utilização de 95%. Entretanto, à exceção dos Cenários 5 e 6, em que os fatores de utilização são dados, poderia haver excedentes líquidos de crus alternativos, dependendo da capacidade utilizada pelas plantas. Ademais, em 2016, admite-se que todo o óleo processado nas refinarias brasileiras seja de origem nacional.

[77] Com relação à Configuração 1, mesmo com um eventual atraso na entrada das refinarias de Suape e do COMPERJ, há ainda um grande período de tempo até 2016 para a efetivação dos dois projetos. Quanto à Configuração 6, não há, até o presente momento, qualquer indicação por parte da Petrobras da operação de duas refinarias com capacidade nominal de 250 mil b/d simultâneas em 2016. Desta maneira, as Configurações 1 e 6 são menos prováveis que as demais.

2.5 Possíveis Estratégias de Agregação de Valor ao Petróleo Brasileiro Excedente

Constatada a existência de um volume relevante de excedentes exportáveis de óleos pesados e ácidos brasileiros, esta seção avalia possíveis estratégias de agregação de valor ao petróleo brasileiro excedente.

Com efeito, a Petrobras, como produtora integrada de petróleos e derivados no Brasil, confronta-se com uma árvore de decisões, em que a escolha da estratégia a adotar interage com a produção interna. Cabe lembrar que estas possibilidades importam à companhia, mas também ao país, na medida em que o governo é acionista majoritário da Petrobras, boa parte de seus acionistas é brasileira e, sobretudo, o petróleo é escasso e propriedade da União. Deste modo, surgem quatro possibilidades à companhia e à sociedade brasileira, a saber:

i) Não agregar valor ao excedente, exportando crus no mercado internacional e/ou derivados "escuros" ou não especificados (e.g óleo combustível, gasolina brasileira como componente de outras gasolinas rigidamente especificadas, etc);
ii) Não agregar valor ao excedente, reduzindo a produção brasileira de petróleo, de modo a não haver exportações;
iii) Agregar valor ao excedente, exportando derivados *Premium*;
iv) Agregar valor ao excedente, moldando uma estratégia de integração vertical *ex situ* (em outro mercado relevante) com E&P brasileiras e refino estrangeiro de participação acionária da Petrobras.

A árvore de decisões com qual a Petrobras e a sociedade brasileira se depara, na escolha das estratégias de ação para seu excedente, é representada pela Figura 2.13.

A primeira opção (não agregar valor ao excedente, exportar cru e/ou derivados "escuros" e "claros" não especificados), a qual a Petrobras já exerce, e que já foi estudada neste capítulo, não apresenta os resultados satisfatórios para uma boa estratégia de agregação de valor a um óleo descontado como o brasileiro.

O outro par (não agregar valor ao excedente, reduzir a produção de petróleo), à primeira vista, representaria uma boa opção no que concerne à segurança energética nacional,

dado que o petróleo é um bem escasso. Porém, além de não adicionar valor à cadeia do petróleo, esta estratégia geraria perda de receitas à Petrobras e ao país, mesmo que o valor presente líquido da decisão fosse positivo. Apesar de não ser o escopo da dissertação, pode-se argumentar ainda que reduzir o ritmo de E&P, de forma a evitar o fluxo excedente de crus, provocaria um atraso no ciclo exploratório brasileiro e no conhecimento geológico das bacias petrolíferas. De acordo com Szklo *et al.* (2006b), em vez de interromper a produção de crus, seria preferível ditar um ritmo para a exploração, dosando as áreas licitadas pela ANP em seus *rounds*, conforme o par "risco x atratividade". Isto envolveria licitar crescentemente áreas de fronteira exploratória onde o sucesso de agregação de reservas fosse relativamente menor, mas o ganho com conhecimento acumulado fosse progressivamente maior, excluindo as áreas de maior certeza geológica[78].

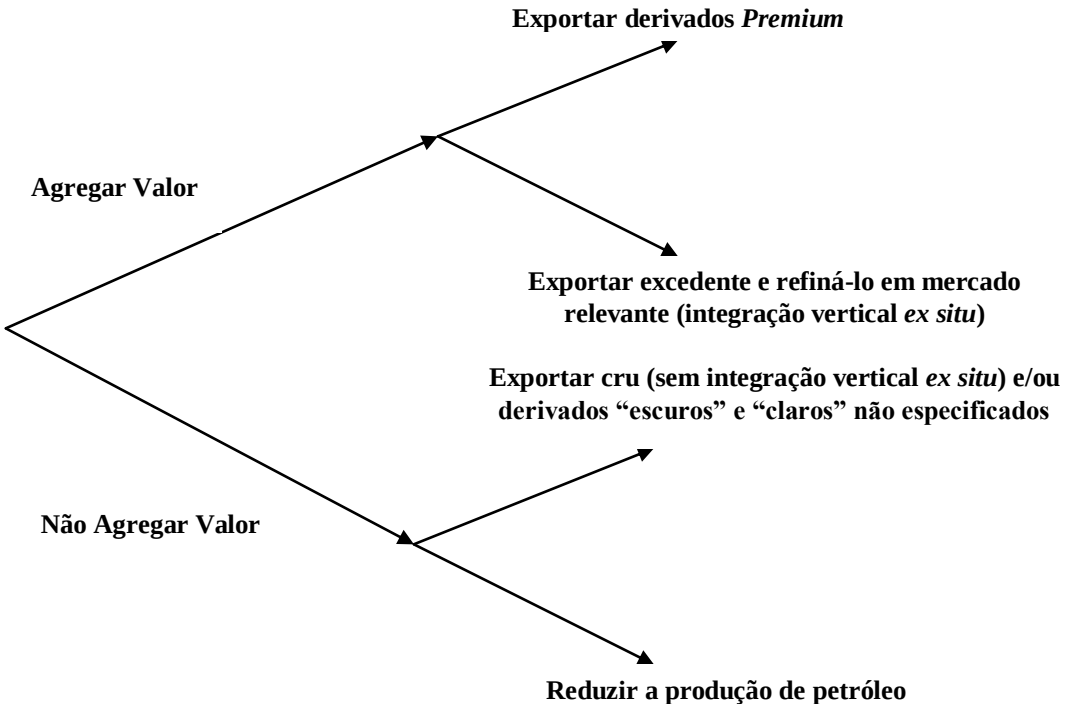


Figura 2.13 - Árvore de Decisões que a Petrobras se Depara com Relação ao Excedente de Crus
Fonte: Elaboração Própria.

A terceira opção (agregar valor ao excedente, exportar derivados *Premium* ou componentes de derivados *premium*) está sujeita à disponibilidade de unidades de conversão e de tratamento do parque de refino brasileiro. Em outras palavras, a

[78] Para mais informações da análise do atraso da produção de petróleo, vide Szklo *et al.* (2006b).

configuração do refino global tem de possuir um grau de complexidade/flexibilidade considerável, que contemple a produção de combustíveis valorizados internacionalmente e adequados ao uso final em mercados mais exigentes. No entanto, sabe-se que, no presente, o parque de refino global do país não está configurado para exercer a tarefa, como explanado anteriormente. Nas próximas décadas, certamente, o refino brasileiro caminhará para um perfil próximo ao *Premium*, seja por opção da Petrobras ou por regime mandatário de restrição das especificações mínimas dos produtos. Há de se ressaltar que produzir combustíveis neste nível de qualidade no Brasil dependerá de investimentos vultosos em complexidade, notadamente em unidades de coqueamento, de HDTs e de HCCs. Todavia, deve-se considerar que esta opção implica em perdas de escala logística, à medida que embarcações transportadoras de derivados claros são de porte inferior frente aos *tankers* de crus.

O último par de decisões (agregar valor ao excedente, exportar o excedente e refiná-lo em mercado relevante - integração vertical *ex situ*) fundamenta-se em um plano de internacionalização da produção de derivados. Cabe destacar que esta alternativa não anula a opção anterior de exportar derivados *Premium*. Ademais, de acordo com a seção anterior, em um cenário no qual o parque de refino brasileiro cresce substancialmente em capacidade de processamento primário (Configuração 6), ainda haveria excedentes exportáveis líquidos acima de 400 mil b/d. Deste modo, para evitar os descontos nos preços destes excedentes de cru pesado e ácido em sua comercialização frente ao óleos marcadores, pode-se justificar uma estratégia de aquisição de refinarias no exterior adequadas à agregação de valor ao tipo de óleo em questão.

De fato, esta é uma estratégia utilizada por produtores exportadores de óleos pesados como as estatais Pemex (México) e, em especial a PDVSA (Venezuela), que, nos anos 1980-90, integrou sua produção de óleos pesados com o refino norte-americano, com foco no Golfo do México. A experiência da PDVSA propiciou-lhe um sucesso satisfatório, rendendo-lhe margens de refino excepcionais, pelo fato de o preço de seu cru ser descontado frente aos marcadores, e pela demanda americana por combustíveis ser intensiva em combustíveis leves e médios, conforme será mostrado no capítulo seguinte. Analogamente, uma eventual estratégia da Petrobras aos moldes venezuelanos, com o refino do óleo tipo Marlim, pode permitir a obtenção de margens de refino elevadas. De fato, em 2006, a Petrobras adquiriu a participação de 50% da refinaria de

Pasadena (Texas) de 100 mil b/d de capacidade, focando em sua duplicação e re-configuração ao processamento do óleo tipo Marlim até 2010, (PETROBRAS, 2007d).

Em suma, as evidências parecem sugerir que a própria Petrobras está incorporando esta alternativa de agregação de valor a sua estratégia comercial. Neste sentido, o objetivo dos próximos capítulos é justamente avaliar a estratégia de agregação de valor ao petróleo tipo Marlim no mercado norte-americano.

CAPÍTULO 3 – O MERCADO AMERICANO DE PETRÓLEOS E DERIVADOS

O mercado de petróleos é caracterizado por sua grande incerteza e dominação dos produtores árabes da OPEP, na oferta internacional. Assim, de sorte a processar óleos mais pesados de outras regiões e diversificar riscos geopolíticos, parques refinadores dos principais centros econômicos mundiais, nas últimas décadas, ampliaram suas fontes de suprimento, rompendo fronteiras técnico-econômicas. O refino norte-americano esteve na vanguarda deste movimento, já que, após a Segunda-Guerra, tornou-se o maior importador do insumo.

Como abordado no primeiro capítulo, o petróleo não é uma *commodity* homogênea, podendo ser transacionada sob diferentes condições de precificação, de acordo com suas características relacionadas à qualidade dos óleos marcadores, como o Brent ou o WTI, ambos leves e doces (alto grau API e baixa concentração de enxofre). Por seu turno, o petróleo pesado comercializado internacionalmente, representado por diversas correntes, na maioria dos casos, tem como especificidades normalmente apresentar altos teores de enxofre e sempre baixos rendimentos em derivados de alto valor, em refinarias *hydroskimming*. Tal fato faz recair sobre estes crus um expressivo desconto relativo aos petróleos marcadores, já que sua adequação ao refino é custosa. Porém, quando processados em refinarias específicas, os petróleos pesados podem representar uma oportunidade ao refinador, pois seu custo é inferior e a produção de derivados leves e médios é satisfatória.

Assim, a partir da década de 1970, o parque refinador norte-americano, de forma a acompanhar o acréscimo de importações de petróleos mais pesados, sofreu alterações em sua estrutura conversora, de maneira a processá-los. Conjugados a este fato, na década de 1980, estatais produtoras de óleo pesado iniciaram seus planos de internacionalização, cujo principal mercado foi o norte-americano. Dentre as inúmeras estratégias, surgiram formas de integração com o refino norte-americano, com o objetivo de apropriação do maior valor possível de seus petróleos. Em paralelo, refinadores independentes tornaram-se importantes *players* do mercado norte-americano, tanto em termos de arranjos contratuais com os produtores de crus pesados quanto em participação de mercado.

O objetivo deste capítulo é avaliar as condições de entrada de petróleos pesados no mercado norte-americano, com ênfase nas transformações tecnológicas do refino para seu processamento, ao longo dos últimos anos. O capítulo é composto de cinco seções. Nas duas primeiras, são descritas as principais características físicas e econômicas do mercado norte-americano de petróleos e derivados e de seu parque refinador. Aprofundando a análise, o capítulo descreve as características regionais do país, tendo como unidade de perfil, os distritos ou PADDs, assim como suas logísticas de transporte de óleos e combustíveis. Posteriormente, é exposta a adaptação do parque refinador norte-americano ao processamento de petróleos pesados. Como fechamento do capítulo, é feito um balanço de oportunidades e desafios para novos entrantes na realização de estratégias de colocação de seus óleos pesados nos Estados Unidos, conduzindo a dissertação para o quarto capítulo.

3.1 O Mercado Americano de Petróleos

Desde o fim da Segunda-Guerra Mundial, os Estados Unidos (EUA) consolidaram-se como a maior potência econômica existente, fato este, em linhas gerais, devido a sua estrutura industrial empreendedora, seu crescimento populacional, sua extensão territorial continental e disponibilidade de recursos naturais. De tal modo, seu mercado interno é tido como o centro cíclico da economia mundial. Com efeito, os EUA se apresentam como o maior mercado consumidor de energia primária mundial em 2005, alcançando 2,3 bilhão de toneladas equivalentes de petróleo (tep), representando cerca de 20% do consumo mundial. Por sua vez, o petróleo é a principal fonte de energia primária americana, compondo aproximadamente 40% do total consumido pelo país. Além disto, os EUA demandam um quarto do petróleo consumido pelo mundo, em 2005 (IEA, 2007c).

Similarmente, seu mercado consumidor de petróleos é o mais expressivo mundialmente, tanto em termos de produção quanto ao nível de importações. A oferta interna bruta corresponde a pouco mais de 15 milhões de b/d, sendo cerca de 66% oriundos de importações líquidas do resto do mundo, apesar de ser o terceiro maior produtor, em 2006 (EIA, 2006a)[79]. De fato, o país é dependente de importações de óleos crus há mais

[79] Os dados anuais deste trabalho estão contabilizados em dias-calendário. Dados relativos ao ano de 2005 podem estar subdimensionados, por ocasião dos furacões Rita e Katrina.

de 50 anos, quando abandonou seu posto de exportador líquido (EIA, 2006b) (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 - Produção e Importação de Óleos Brutos por PADDs[80] (2005).

Distrito	Produção (milhões de b/d)	Importações líquidas por área processadora (milhões de b/d)
PADD I	0,02	1,57
PADD II	0,44	1,45
PADD III	2,8	5,67
PADD IV	0,34	0,27
PADD V	1,57	1,06
Total	**5,17**	**10,02**

Fonte: Elaboração Própria com base em EIA, 2006c.

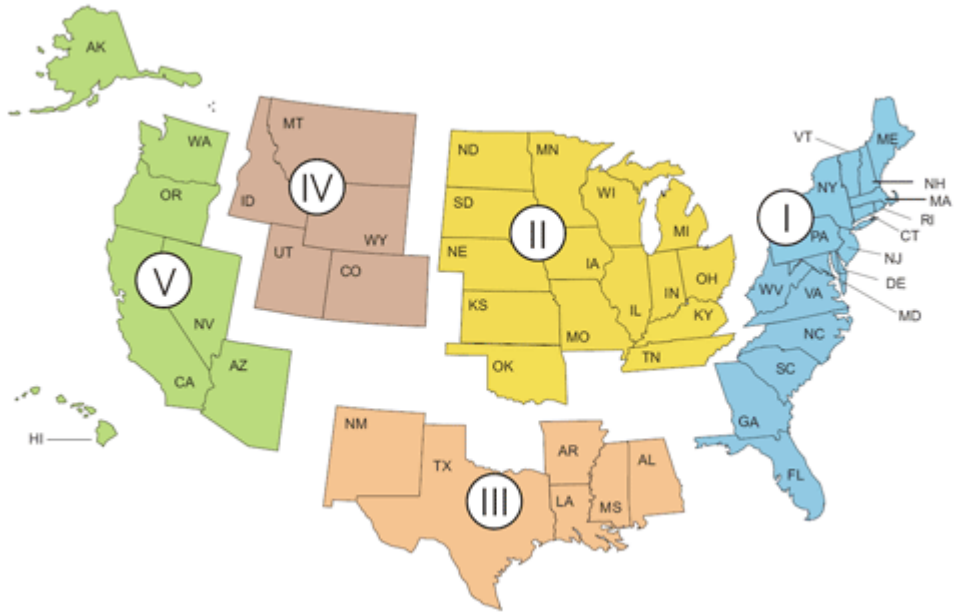


Figura 3.1 - Os Distritos Petrolíferos Americanos (PADDs)
Fonte: EIA (2007c).

[80] *Petroleum Administration for Defense District* (PADDs) (Figura 3.1) - regiões delineadas durante a Segunda-Guerra Mundial, de acordo com o perfil produtivo e consumidor de combustíveis, classificadas a seguir: PADD I - Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, Vermont, Delaware, District of Columbia, Maryland, Nova Jersey, Nova York, Pennsylvania, Flórida, Geórgia, North Carolina, South Carolina, Virginia e West Virginia; PADD II - Illinois, Indiana, Iowa, Kansas, Kentucky, Michigan, Minnesota, Missouri, Nebraska, North Dakota, Ohio, Oklahoma, South Dakota, Tennessee e Wisconsin; PADD III - Alabama, Arkansas, Louisiana, Mississippi, Novo México e Texas; PADD IV - Colorado, Idaho, Montana, Utah e Wyoming. PADD V - Alaska, Arizona, California, Hawaii, Nevada, Oregon e Washington;

O petróleo norte-americano é produzido em inúmeros estados, sendo Texas, Alaska, Califórnia, Louisiana, Oklahoma, Wyoming, Novo México e Kansas, os mais relevantes em volume (PETROLEUM ARGUS, 1997). Para o ano de 2005, os EUA possuem 21,4 bilhões de barris de reserva provada, a décima primeira maior do mundo, apesar de declinante. Tais reservas estão concentradas (80%) em quatro estados: Texas (22%), Louisiana (20%), Alaska (20%) e Califórnia (18%).

Não obstante, o país contém mais de 500 mil poços produtores de petróleo, com a vasta maioria produzindo poucos barris diários. Em geral, os campos norte-americanos *on-shore* estão em declínio produtivo, enquanto as poucas áreas de fronteira em E&P concentram-se nos sítios *off-shore* do Golfo do México (EIA, 2006d).

Dentre as principais correntes produzidas internamente, há a predominância da produção de óleos leves e médios, com variados graus de concentração de enxofre (Tabela 3.2). Mais da metade da produção americana situa-se na Costa do Golfo do México (PADD III) (2,8 milhões de b/d, em 2005), sendo praticamente toda esta quantidade extraída de poços texanos ou de plataformas *off-shore* (EIA, 2006e).

Tabela 3.2 - Principais Correntes de Petróleo Produzidas nos EUA (2005).

Corrente	Grau API	Enxofre (% peso)
West Texas Intermediate (WTI)	40	0,4
Light Louisiana Sweet (LLS)	36	0,4
Heavy Louisiana Sweet	33	0,45
West Texas Sour (WTS)	32	1,6
Eugene Island	31	1,34
Mars Alaskan	31	2
North Slope (ANS)	27	1,06

Fonte: PURVIN & GERTZ, PETROLEUM SUPPLY ANNUAL *apud* PETROLEUM ARGUS (1997).

No que se refere à origem dos crus importados, conforme ilustra a Figura 3.2, o Canadá constitui-se como o maior fornecedor para os EUA, com México, Arábia Saudita, Venezuela e Nigéria. É útil ressaltar o peso dos países da OPEP na cesta de óleos brutos importados pelos EUA (48% do total, em 2005), com destaques à Arábia Saudita (14%) e à Venezuela (12%). Esta proporção de óleos da OPEP é superior à proporção comprada pela União Européia, que em 2005 comprou do cartel 39% de seu óleo importado (EIA, 2006c; EC, 2005). Vale ressaltar que aproximadamente 74% destes crus que aportam na União Européia são oriundos de regiões pouco estáveis politicamente: países da ex-URSS (34,9%), do Oriente Médio (20,4%) e África

(18,3%). Excetuando-se Noruega (17%), uma democracia européia estável, os maiores fornecedores dos óleos que aportam na Europa são a Rússia (29%), a Arábia Saudita (11%), a Líbia (9%) e o Irã (6%), conforme ilustra a Figura 3.3 (EC, 2005).

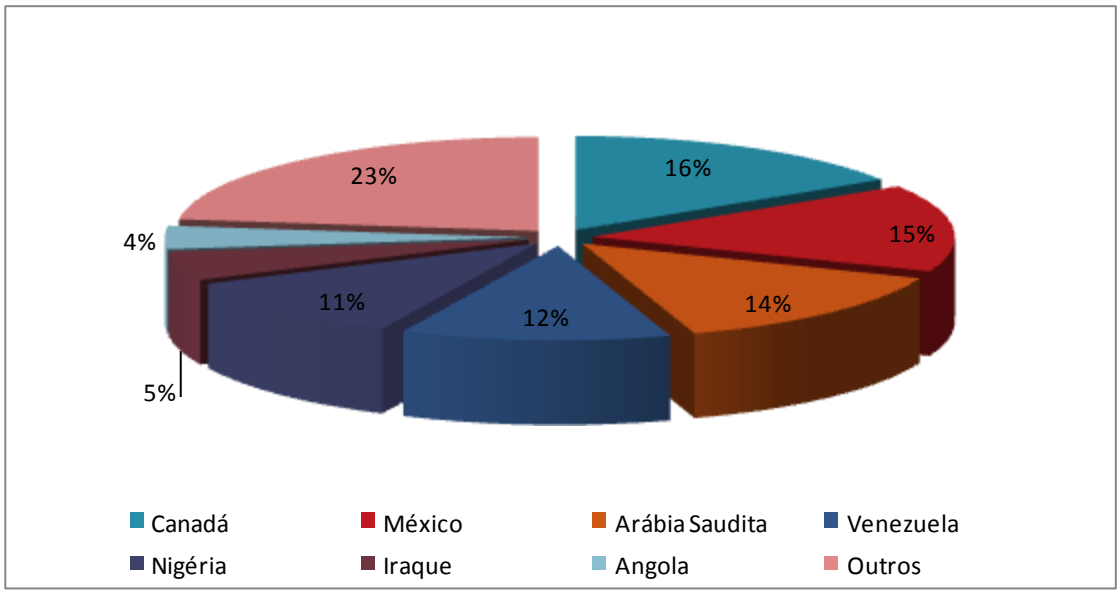


Figura 3.2 - Entrada de Petróleos por Países de Origem, nos EUA (2005)
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006c).

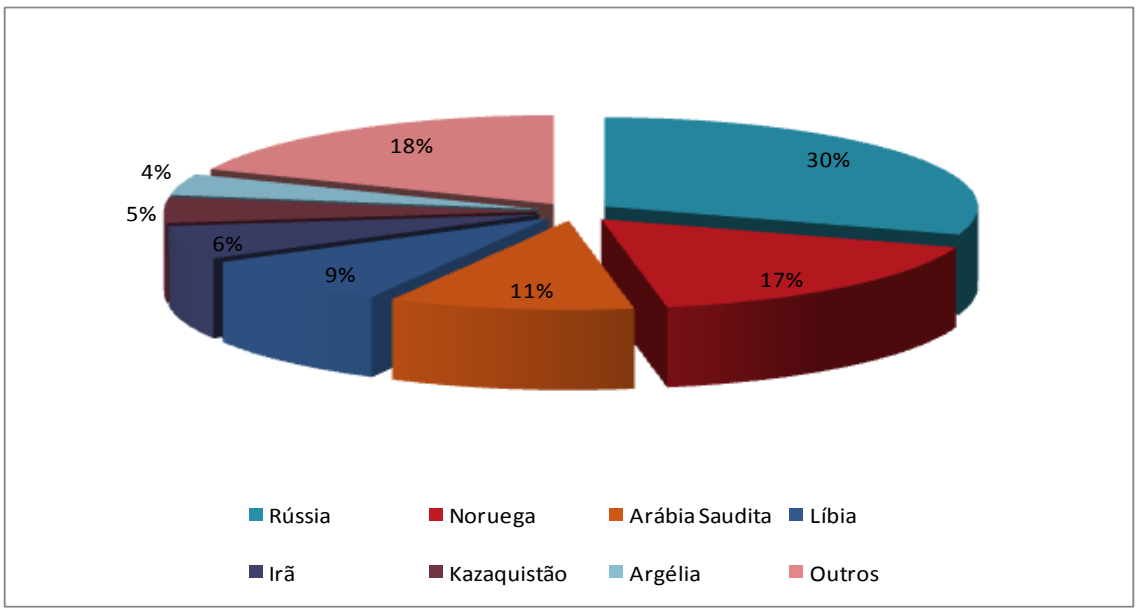


Figura 3.3 - Entrada de Petróleos por Países de Origem, na União Européia (2005)
Fonte: Elaboração própria com base em EC (2005).

Com relação à origem dos crus não-OPEP, a diferença na qualidade dos importados foi crucial na definição dos perfis de refino dos EUA e da Europa. Enquanto que nos EUA

se procurou diversificar o fornecimento com produtores do continente americano, cujos óleos exportados são majoritariamente pesados, no continente europeu, optou-se por fornecedores da ex-URSS, cujas produções são de predominância leve. Desta forma, este fator geopolítico, conjugado às dinâmicas dos mercados de cada região, estimulou um parque mais intensivo em conversão profunda nos EUA, enquanto que na Europa privilegiou-se um perfil de complexidade inferior. No próximo tópico, o refino norte-americano será analisado e comparado aos principais parques mundiais, notadamente o europeu.

3.2 O Refino Americano e o Mercado de Derivados

O refino norte-americano, com 149 refinarias em janeiro de 2006, é o maior parque refinador do mundo, em termos de capacidade de processamento, com cerca de 17 milhões de b/d (Tabela 3.3) (EIA, 2006f). Até a década de 1970, a regulação vigente no mercado norte-americano encorajou a indústria refinadora a sobre-investir em capacidade. A partir do início da década de 1980, com a desregulamentação de preços do Governo Reagan, houve o encerramento de refinarias ineficientes, que somado ao forte crescimento da demanda em resposta aos baixos preços no final das duas décadas seguintes, eliminou qualquer excesso de capacidade remanescente. Contudo, apesar do fechamento das refinarias simples e/ou de pequena escala, o processamento permaneceu elevado (AALUND, 2005; EIA, 2006b)[81].

Tabela 3.3 - Capacidade das Unidades Refinadoras dos EUA (em 1º de Janeiro)

Capacidade	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Refinarias (unidades)	155	153	149	149	148	149
Em Operação	150	144	145	146	144	142
Ociosas	5	9	4	3	4	7
Capacidade de Destilação Atmosférica (b/d)	16.595.371	16.785.391	16.757.370	16.894.314	17.124.870	17.338.814
Em Operação (b/d)	16.320.171	16.246.301	16.483.970	16.759.334	17.006.290	16.420.914
Ociosas(b/d)	275.200	539.090	273.400	134.980	118.580	917.900
Coqueamento (b/d)	2.069.736	2.148.271	2.173.021	2.247.281	2.295.712	2.330.100
Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado (FCC) (b/d)	5.638.819	5.646.161	5.671.881	5.744.867	5.766.397	5.799.582
Hidrocraqueamento Catalítico (HCC)(b/d)	1.441.694	1.450.500	1.465.619	1.486.360	1.491.359	1.474.986

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

[81]Em 1981, o Governo Reagan aboliu o controle de preços de derivados nos EUA, ocasionando um encerramento de 1,7 milhão de b/d de capacidade de destilação de 1981 a 1984 (AALUND, 2005).

Conjugado a isto, como resultado da adoção de rigorosa regulamentação ambiental, a quantidade de refinarias operando nos EUA decresceu de 303, em 1981, para 161 refinarias, em 1999. Isto significou uma redução de carga de petróleo processado de 18,5 milhões de b/d para 15,3 milhões de b/d, conferindo à capacidade destas um salto de 70% para 95% de utilização (Figura 3.4), além do aumento da severidade dos processos (maior conversão de destilados residuais para leves) (MAPLES, 2000).

Ademais, esta tendência continuará a incrementar a habilidade de processamento de uma extensa gama de petróleos, produzindo uma parcela cada vez maior de derivados leves, sem ignorar a demanda crescente por combustíveis mais especificados (sobretudo, com menos componentes sulfurosos.) (WORRELL *et al*., 2004).

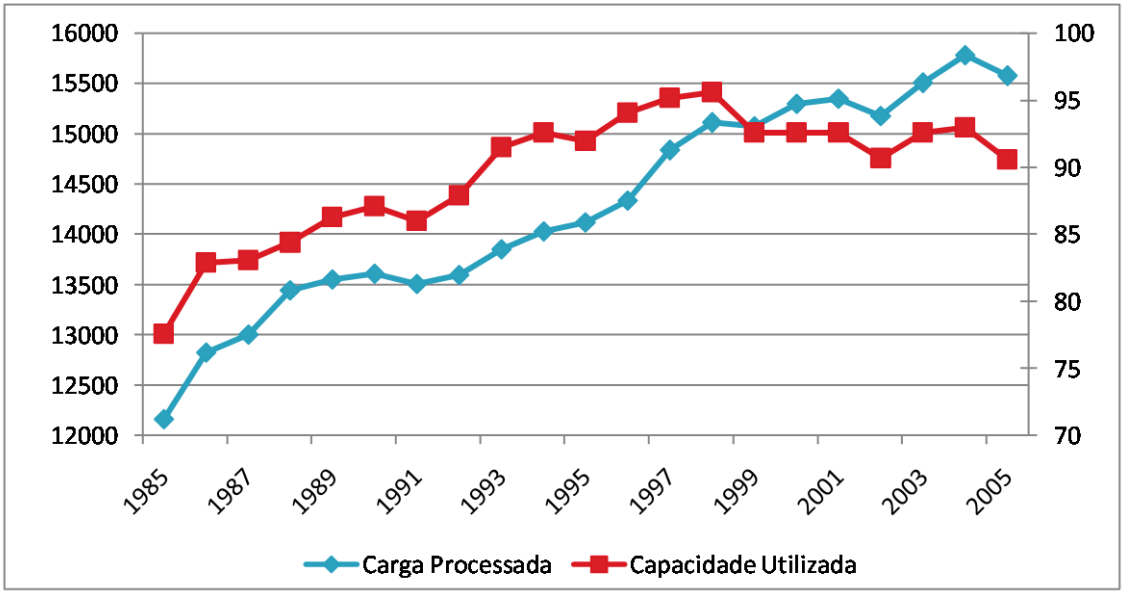


Figura 3.4 - Carga Processada versus Capacidade Utilizada do Refino Americano
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

Com efeito, além apresentar menos unidades em operação, o parque refinador norte-americano tornou-se mais complexo, se mensurado pelo Índice de Nelson, que, em 2005, situou-se em torno de 10,0. A título de comparação, o Índice de Nelson médio aplicado ao refino europeu é próximo a 6,1 (SZKLO, 2005), mostrando um parque menos desenvolvido que o norte-americano, ainda que complexo em termos técnicos.

Cerca de 90% da produção das refinarias são destinados ao setor de combustíveis (ENERGETICS, 1998), sendo o perfil deste consumo intensivo em gasolina, já que sua frota de automóveis utiliza, de forma predominante, este combustível. Embora as

refinarias americanas estejam entre as mais complexas, além de produzirem um altíssimo rendimento de gasolina, sua capacidade encontra-se inteiramente utilizada na maior parte do ano, deixando os EUA crescentemente dependentes de importações no atendimento à sua demanda por este derivado (PETROLEUM ARGUS, 1997).

Não obstante, no ano de 2005, a produção de derivados situou-se na faixa de 17,8 milhões de b/d, com 2,5 milhões de b/d adicionais líquidos, originários do mercado externo, evidenciando a dependência externa a estes produtos (Tabela 3.4) (EIA, 2006c) [82]. Ademais, o consumo total de derivados dos EUA situou-se próximo à oferta nacional, de aproximadamente 20,8 milhões de b/d, em 2005, com destaque para a gasolina (44%) seguida pelo diesel (20%). (EIA, 2006g).

Tabela 3.4 - Oferta e Consumo de Derivados dos EUA, 2005 (milhões de b/d)

Produto	Consumo	Produção	Importações líquidas
Gasolina	9,16	8,32	0,47
Diesel	4,12	3,95	0,19
QAV	1,68	1,55	0,13
Óleo combustível	0,92	0,63	0,28
Outros	4,92	3,35	1,38
Total	**20,80**	**17,8**	**2,45**

Nota: A diferença entre consumo e oferta interna (produção + importações líquidas) se dá por formação ou eliminação de estoques.
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006c); EIA (2006f); EIA (2006g)

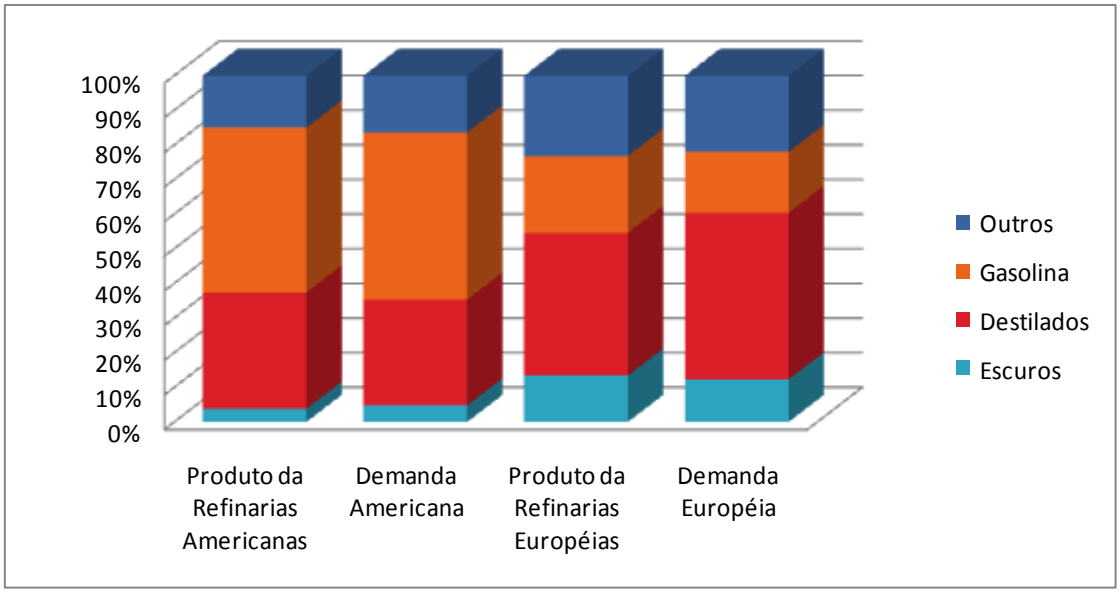


Figura 3.5 – Produção e Demanda de Deivados nos EUA e na Europa
Fonte: Elaboração própria com base em SHORE e HACKWORTH (2007b).

[82] Estão incluídos gases líquidos de refinaria e compostos oxigenados (*blending* de gasolina).

Cabe ressaltar que, em geral, ocorre no mundo um consumo inverso ao perfil norte-americano (Figura 3.5). Em 2005, enquanto a demanda por gasolina nos EUA representava 48% do total, na Europa esta mesma proporção da demanda era composta por diesel. Ainda, gasolina e destilados representavam 79% da demanda nos EUA, enquanto na Europa esta soma cai para 66%, por conta de uma procura maior por escuros na Europa, que representa cerca de três vezes a americana (SHORE e HACKWORTH, 2007b).

Completando o abastecimento interno, os maiores fornecedores estrangeiros de gasolina e diesel são Europa, Canadá e Venezuela. Com relação às importações de gasolina, a Europa Ocidental está se tornando, progressivamente, um grande fornecedor do combustível para o mercado norte-americano. Isto se deve à aptidão das refinarias européias na obtenção do combustível, em um contexto de "dieselização" da frota européia, por meio de isenções fiscais aos veículos a ciclo diesel[83]. Segundo Shore e Hackworth (2007b), novos registros de veículos leves no mercado europeu cresceram de 20% do total, em meados da década de 1990, para cerca de metade das vendas atualmente. Nos EUA a proporção cai para 1 a 2% do total de novos registros. Com isto, a demanda por diesel está tomando o lugar da gasolina nos mercados europeus, transformando este continente em um grande exportador do combustível leve para os EUA (Figura 3.6) (NPC, 2004).

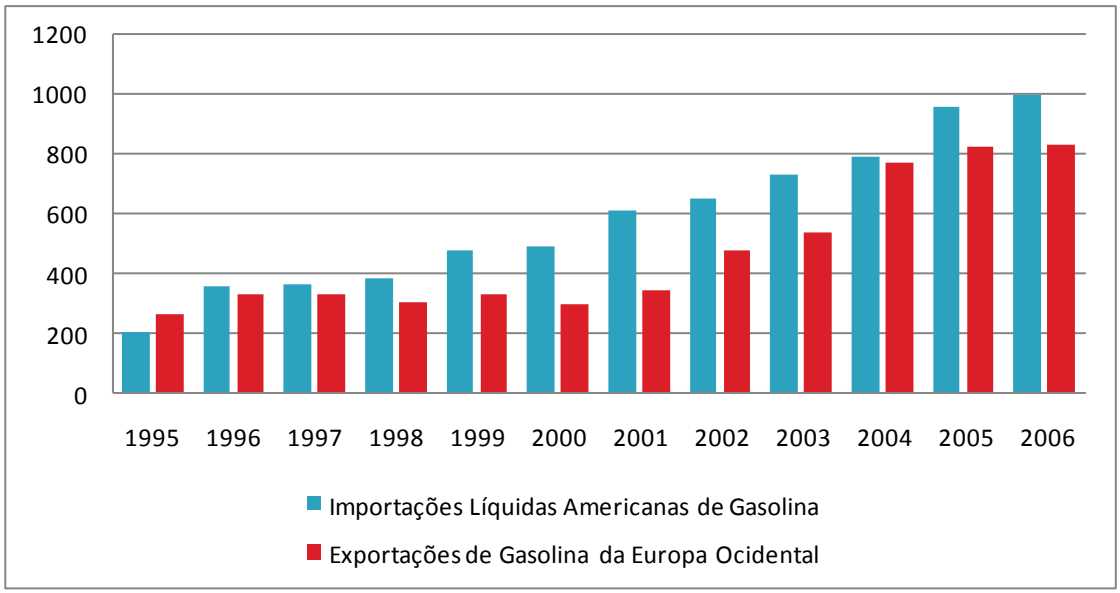


Figura 3.6 - Relação Simbiótica EUA-Europa Ocidental no Comércio de Gasolina (b/d)

[83] Aptidão dada tanto pelo esquema de refino com um número grande de unidades de FCC, quanto pelo tipo de óleo processado na União Européia.

Fonte: Elaboração própria com base em SHORE e HACKWORTH (2007b).

Apesar desta relação de interdependência com o mercado de combustíveis norte-americano, as refinarias européias não logram um mercado cativo nos EUA. Trata-se de uma produção *swing* que atende os EUA, em função do aumento da demanda americana por gasolina e do recrudescimento das especificações ambientais americanas, que impedem importações de outras fontes (inclusive o Brasil, como citado no capítulo anterior). Assim, o refinador europeu se equilibra ao vender gasolina para os EUA, competindo, eventualmente, com fontes de menor custo de frete e com a própria produção interna americana. Além disto, ao refinador europeu, é compulsório atender as especificações da União Européia, e desejável cumprir as vigentes nos EUA (que não são idênticas às européias). Como ilustração, conforme a Figura 3.7, até 2004, os níveis máximos de enxofre na gasolina permitidos pela legislação européia (além da chinesa e da indiana) sempre foram superiores aos permitidos pelos EUA. Outro exemplo é o problema com o banimento do MTBE no refino norte-americano, a partir das orientações contidas no *Energy Policy Act* de 2005, já que na Europa ainda adiciona-se o oxigenado à gasolina. Assim, a tendência é que ainda haja exportações de componentes de gasolina acabada ou de gasolina base da Europa para os EUA, mas não de volumes expressivos de gasolina acabada para o uso final[84].

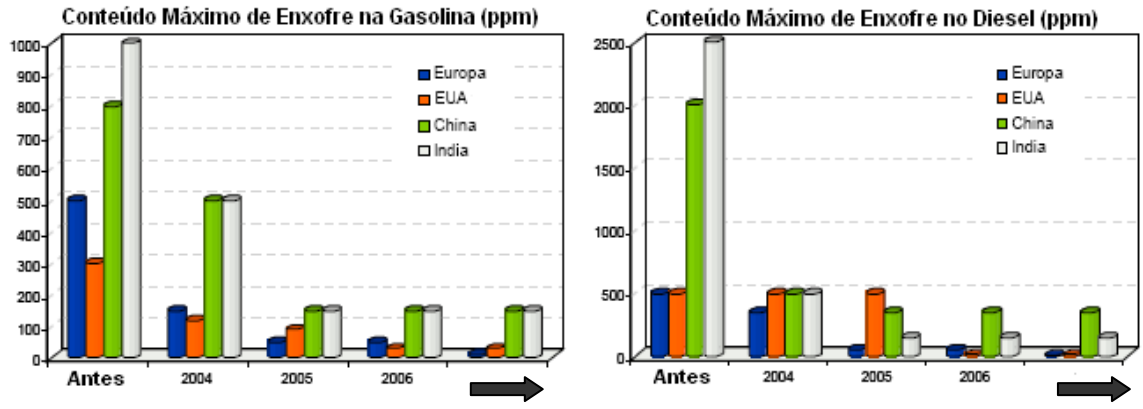


Figura 3.7 - Conteúdos Máximos de Enxofre na Gasolina e no Diesel (ppm)
Fonte: Adaptado de REINAUD (2005).

[84] A Gasolina base é o combustível que sai da refinaria sem adições de componentes oxigenados, como etanol, ETBE, MTBE e etc. Gasolina acabada é aquela que atende as especificações locais, já com os aditivos oxigenados, e está adequada para o uso final.

Ademais, por serem exportadores *swing*, as refinarias européias sempre recebem o preço em paridade de exportação, inferiores ao que se auferiria internamente no continente. As refinarias americanas, por sua vez, não enfrentam este problema de deságio, já que contam com uma demanda interna crescente. Por exemplo, de 2000 a 2005, o consumo de gasolina nos EUA cresceu aproximadamente 700 mil b/d (1,6 % a.a.), volume duas vezes superior ao consumo brasileiro de gasolina A, em 2005 (EIA, 2006g; ANP, 2006).

Em termos espaciais, a maior parte das refinarias americanas está concentrada na Costa do Golfo do México, na Califórnia, seguidos por Illinois, Nova Jersey, Pennsylvania e Washington, já que estas localizações facilitam o acesso ao transporte marítimo (importações de petróleos e derivados), conforme ilustra a Figura 3.8.



Figura 3.8 - Distribuição Espacial do Refino nos EUA
Fonte: BAKER & O'BRIEN (2007).

Destaca-se a grande concentração de refinarias nas regiões costeiras, em especial no PADD III, devido à chegada de crus de outros países por vias marítimas. Por outro lado, os complexos de refinarias continentais predominam em sítios anexos à malha de oleodutos de crus que trazem óleos importados, em especial os de origem canadense, como é o caso dos PADDs II e IV. As malhas de dutos de crus e derivados nos EUA estão ilustradas pélas Figura 3.9 e 3.10.

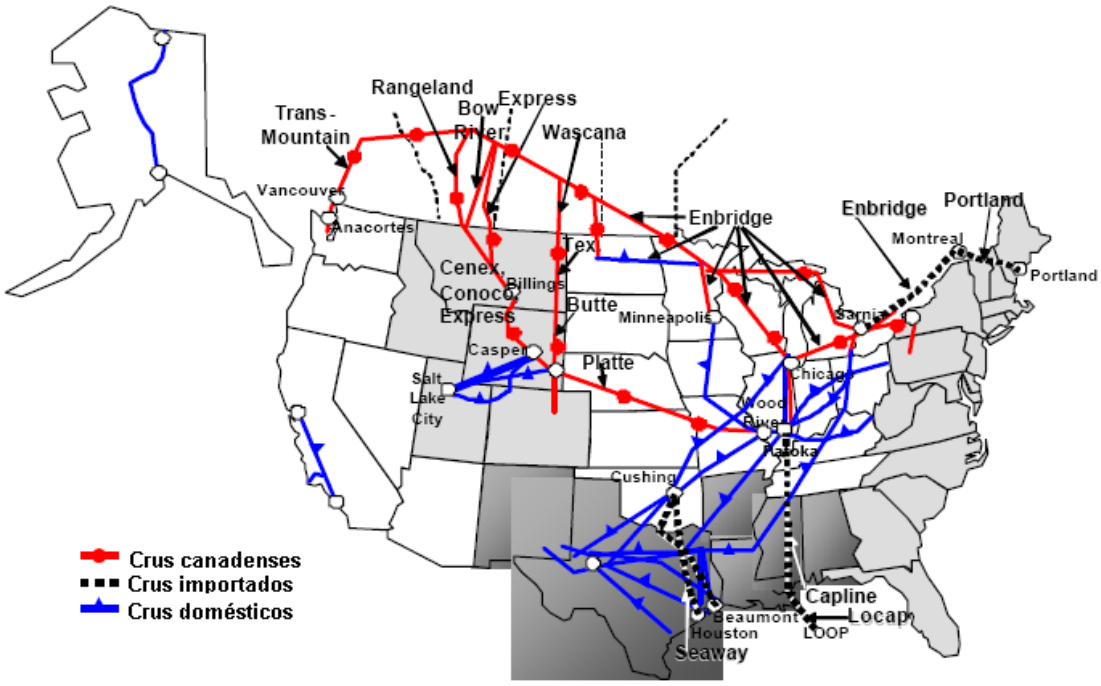


Figura 3.9 - Malhas de Dutos de Crus nos EUA
Fonte: Adaptado de TRENCH (2001).

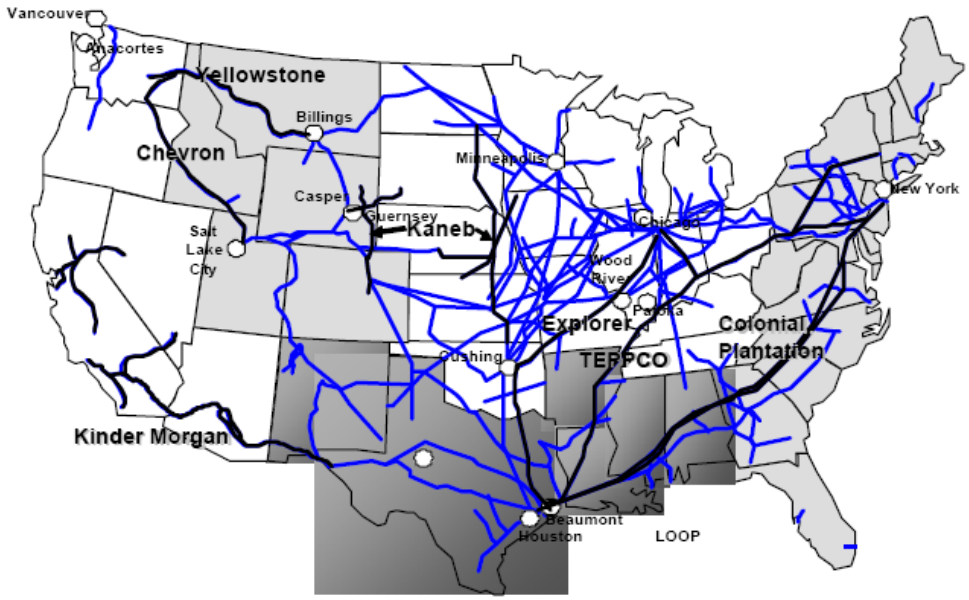


Figura 3.10 - Malha de Dutos de Derivados nos EUA
Fonte: adaptado de TRENCH (2001).

3.2.1 Margens de Refino nos EUA

Em 2007, 51 companhias operavam refinarias nos EUA, porém, a maior parte da capacidade de destilação situava-se em grandes companhias integradas, com múltiplas

plantas refinadoras (*majors* - ExxonMobil, PhilipsConoco, British Petroleum, ChevronTexaco, etc) (ENERGETICS, 1998; WORRELL *et al*., 2004, LEFFLER, 2007). Entretanto, seguindo o movimento iniciado a partir da década de 1980, a importância dos refinadores independentes cresceu de forma significativa, principalmente como resultado de aquisições de ativos de *majors*, que procuravam realinhar suas posições por meio da venda de suas refinarias com margens muito baixas. Ilustrando o avanço dos refinadores independentes naquele mercado, em 1990, as *majors* detinham 72 % da capacidade de refino dos EUA, enquanto que, em 1998, este volume reduziu-se para 54% do total norte-americano (EIA, 2006j). Igualmente, em Shore *et al.* (2002), são apresentadas as capacidades de refino dos maiores refinadores dos EUA, em 1987 e 2001 (Tabela 3.5). Nota-se um incremento de capacidade em todos os refinadores independentes, ao passo que há reduções significativas das *majors*.

Tabela 3.5 - Evolução da Capacidade de Refino dos Refinadores Norte-Americanos

	Capacidade (mil b/d)		
	1987	**2001**	**Variação (%)**
Refinadores Independentes			
Koch	280	556	98,6
Premcor (Clark)	128	561	338,3
Sunoco	358	724	102,2
Tesoro	72	276	283,3
Tosco	126	1303	934,1
UDS	138	597	332,6
Valero/Solomon	173	622	259,5
Williams (Mapco)	150	367	144,7
Total	1425	5006	251,3
Refinadores Integrados (*Majors*)			
ExxonMobil	1966	1772	-9,9
BP/Amoco/ARCO	2307	1662	-28,0
Shell & Texaco (Motiva & Equilon)	1932	1329	-31,2
Chevron	1902	1049	-44,8
Total	8107	5812	-28,3

Fonte: Elaboração própria com base em SHORE *et al.* **(2002)**

Conforme a Figura 3.11, houve um movimento de concentração na atividade refinadora americana na última década, principalmente em poder dos refinadores independentes. Neste movimento de fusões e aquisições, os 25 maiores refinadores em 1995 foram "absorvidos" pelos 14 maiores de 2006. Ainda assim, o segmento nos EUA permanece em níveis de baixa concentração, indicando um mercado competitivo com ausência de poder de mercado dos agentes do setor (LEFFLER, 2007).[85]

[85] Leffler (2007) para chegar a esta constatação, utiliza índices de concentração econômica, como o CR4 e o Índice de Herfindahl-Hischman (HHI), encontrando um CR4 de 46 e um HHI de 768, ambos apontando

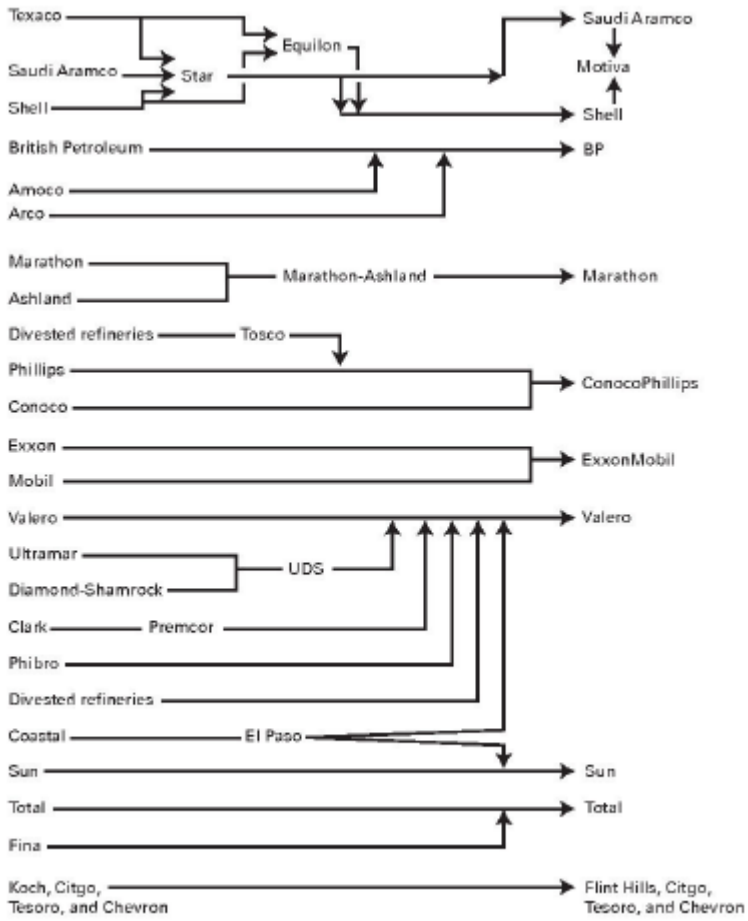


Figura 3.11 - Fusões e Aquisições no Refino Norte-Americano (1995-2006)
Fonte: LEFFLER (2007).

A ampliação da participação dos refinadores independentes nos EUA está intimamente relacionada com a aquisição de refinarias pouco lucrativas nas décadas de 1980 e 1990, posteriormente re-configuradas ao processamento de óleos mais densos. Ressalta-se que as baixas margens de refino destas décadas deveram-se aos patamares inferiores alcançados pelos preços do petróleo, após o Contrachoque de 1986, desenrolando-se na década de 1990 até 2003, conforme ilustra a Figura 3.12[86]. Deste modo, a compra de refinarias nos momentos de margens depreciadas fez com que tais ativos fossem adquiridos por valores igualmente depreciados.

Assim, a aquisição de refinarias a baixo custo foi uma aposta destes agentes no crescimento da demanda por derivados nobres e no recrudescimento das especificações dos derivados. Ademais, esta estratégia apoiou-se na expectativa de aumento do

baixa concentração de mercado para o refino norte-americano. Para mais informações, vide Leffler (2007).
[86] Com exceção da Guerra do Golfo em 1990.

desconto nos preços dos óleos pesados contra os leves, possibilitando margens de refino elevadas aos refinadores que re-configuraram suas unidades, a partir de 2003. Cabe notar que a expansão dos independentes norte-americanos também foi possibilitada pela logística de dutos em livre-acesso para óleos e claros, que, caso estivessem "engargalados", acabariam por dificultar a chegada dos crus pesados nas refinarias adquiridas e a comercialização de produtos para regiões de mercado *Premium*.

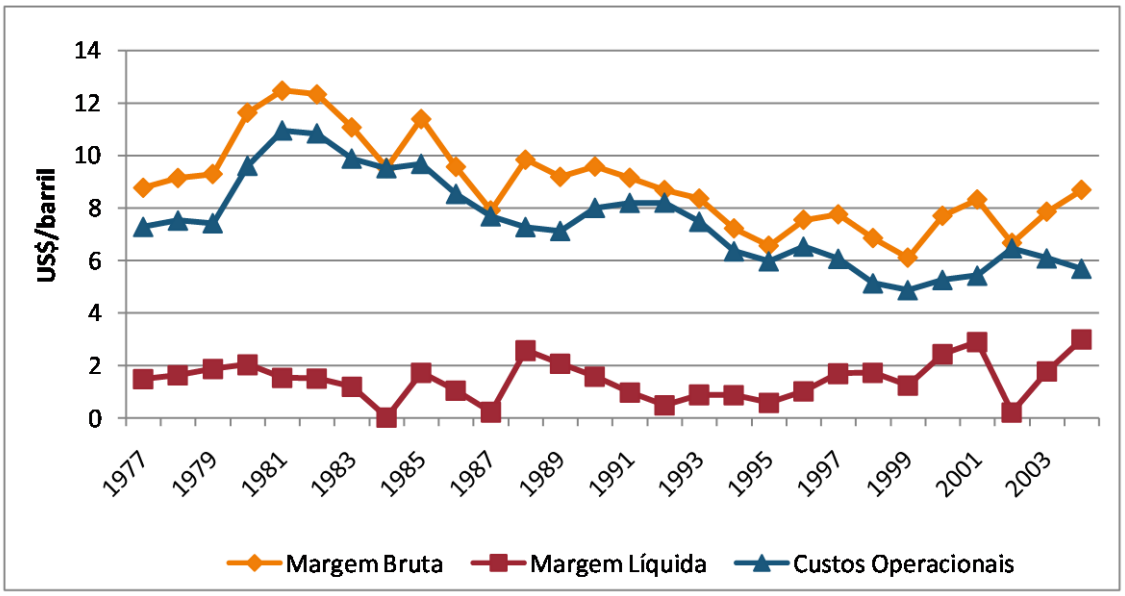


Figura 3.12 - Margens e Custos do Refino Norte-Americano
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006h).

Ademais, a atuação dos refinadores independentes e a opção das *majors* em diversificar suas fontes de crus para além da instável região do Oriente Médio tornaram o refino norte-americano um referencial em conversão profunda de óleos pesados (especialmente, oriundos do continente americano) e de escuros. Assim, afirma-se que o parque refinador dos EUA detém um perfil mais complexo e flexível, com relação ao europeu, cuja carga é predominantemente intermediária a leve (EC, 2005).

Enquanto algumas refinarias relativamente simples ainda operam nos EUA, a maior parte engloba-se na categoria de refinaria complexa, conforme já citado, obtendo uma maior gama de destilados leves, com uma flexibilidade que permite processar óleos relativamente mais pesados. Estes níveis de complexidade são necessários aos refinadores norte-americanos, para que haja uma resposta efetiva a mudanças sazonais na demanda interna (pico de gasolina no verão e óleo de calefação no inverno), assim como possíveis alterações de fornecedor do petróleo (na densidade e na concentração de

enxofre) (ENERGETICS, 1998). Neste sentido, o parque refinador global norte-americano, em grande parte, assemelha-se ao perfil de um esquema *coking*, cuja capacidade média é de aproximadamente 200 mil b/d (Tabela 3.6).

Tabela 3.6 - Perfil do Refino Norte-Americano (2005)

Esquema de Refino	Capacidade Americana (%)	Refinarias	Tamanho Médio (b/d)	Custos Operacionais Típicos (US$/b)
Hydroskimming	5,6	27	35 mil	0,50 a 1,00
Cracking	28,6	53	92 mil	2,00 a 3,00
Coking	65,7	57	197 mil	3,00 a 4,50

Fonte: Adaptado de OIL & GAS JOURNAL *apud* BAKER & O'BRIEN (2005).

Assim, como foi descrito no capítulo 1, as margens de refino estão sujeitas ao alto grau de complexidade de suas refinarias (altos custos operacionais) e ao desconto do óleo pesado frente aos marcadores. Ademais, as margens do parque refinador norte-americano são baseadas, em larga medida, no preço da gasolina, porque o refino norte-americano, como citado, está focado no fornecimento do produto leve. Conseqüentemente, as margens de refino norte-americanas tendem a elevar-se com a ascensão do preço do petróleo leve, diferentemente das refinarias simples européias ou das complexas *hydrocrackings* asiáticas da China e da Cingapura, processando Daqing (32,7º API; 0,1%S) e Tapis (46º API, 0%S), respectivamente (Figura 3.13).

Ressalta-se que, em alguns mercados asiáticos, os preços de derivados são controlados pelo Estado, como no chinês (YAMAGUCHI *et al.*, 2002). Nestas regiões, a complexidade das refinarias torna-se uma desvantagem ao refinador, que tenderá a obter retornos decrescentes quando há elevações nas cotações dos marcadores[87]. Já para o caso europeu, constata-se uma elevada carga tributária incidente sobre os combustíveis, inclusive, superior a americana[88].

[87] Este parece ser o caso das refinarias *hydrocracking* chinesas e cingalesas, cujo comportamento assemelha-se ao de refinarias *hydroskimming* européias Ainda, pode-se argumentar que as baixas margens destas regiões asiáticas devem-se às altas qualidades da carga, que é processada em refinarias *hydrocracking* de altos custos operacionais, adequadas a óleos pesados. Para informações sobre o refino chinês, vide Yamaguchi *et al.* (2002).

[88] Para mais detalhes comparativos da tributação incidente nos combustíveis europeus, americanos e brasileiros, vide Cavalcanti (2006).

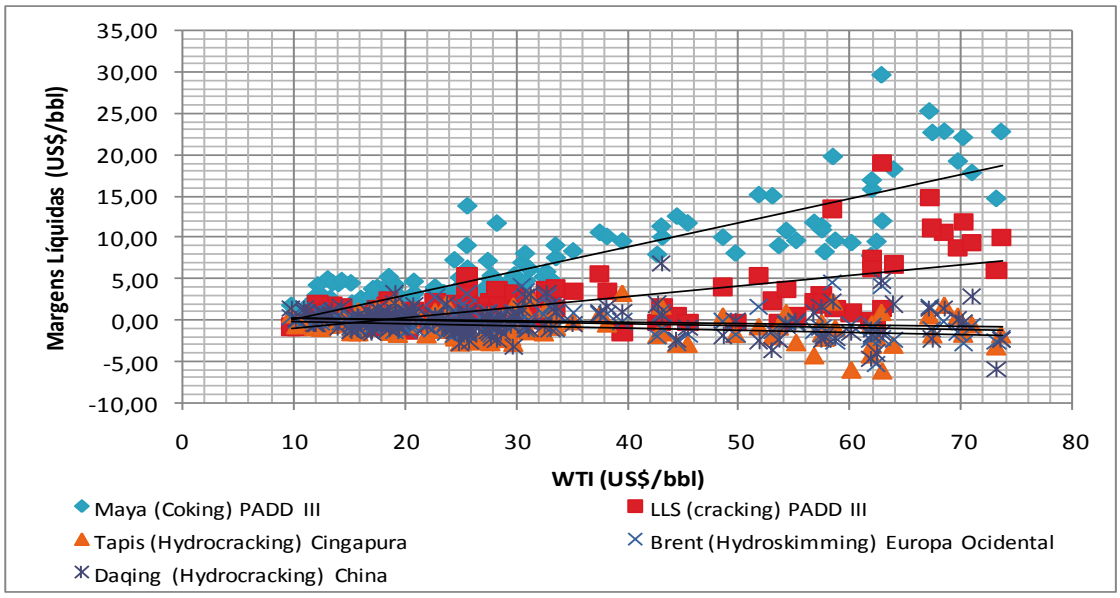


Figura 3.13 - Margens Líquidas de Refino na Ásia, na Europa e nos EUA e suas Relações com o Preço do Petróleo
Nota: Série mensal de janeiro de 1995 a junho de 2007 (149 observações).
Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2007 a).

Não obstante, o alto grau de concorrência no mercado norte-americano (principalmente junto à Costa do Golfo do México), propiciado pela vasta malha de dutos de derivados no território e pela entrada de produtos importados, representa uma limitação à obtenção de margens elevadas. Com efeito, *ceteris paribus*, regiões do país com menor grau de conexão com esta malha detêm margens de refino mais elevadas em relação ao resto do país. Este é o caso das refinarias da Costa Oeste (PADD V), que além de pouco conectadas aos dutos de derivados, cumprem severas regras de especificação, conforme será abordado posteriormente (Figura 3.14).

Ressalta-se que as altas margens do PADD V, de ligação incipiente à malha, são possibilitadas, sobretudo pela escassez que as especificações rígidas dos derivados ocasionam. Por outro lado, também não há controles de preços de combustíveis nos EUA, o que, caso contrário, reduziria sensivelmente as margens dos refinadores norte-americanos, especialmente as margens do isolado parque californiano, no PADD V.

Todavia, note-se que em momentos de alta no preço do marcador WTI, como na ocasião da Guerra do Golfo Pérsico (1990) e a partir de 2003, as refinarias do PADD III, cujo mercado é mais competitivo, obtêm margens superiores às do PADD II. Este fato demonstra como a adaptação de refinarias ao processamento de crus pesados no mercado norte-americano, notadamente no PADD III, permitiu que o seu alto grau de

concorrência fosse sobrepujado por refinadores complexos, sobretudo em momentos de "abertura" do diferencial leve-pesado do petróleo. Ausentes na figura, os PADDs I e IV, por não possuírem parques refinadores de complexidade expressiva, além de comporem grande parte de sua ofertas com importações de outros PADDs ou do exterior, conforme será abordado, detêm margens de refino inferiores aos demais distritos do país.

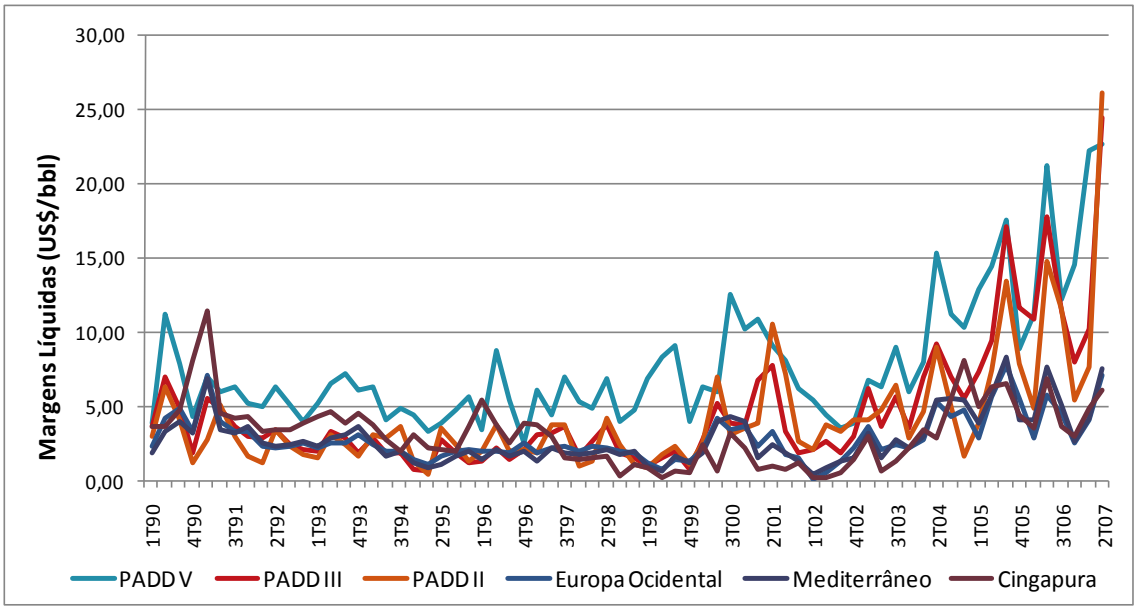


Figura 3.14 - Margens de Refino Reais (Refinarias da British Petroleum) (2005)
Nota: as refinarias da BP representam 8,5% da capacidade de destilação atmosférica americana, com aproximadamente 1,5 milhão de b/d em Janeiro de 2006 (EIA, 2007b).
Fonte: Elaboração própria com base nos dados de BP (2006).

Deste modo, as refinarias ultracomplexas americanas, processando cargas pesadas em momentos de altas cotações do petróleo, obteriam margens superiores àquelas obtidas com um *hardware* semicomplexo. Como primeiro exemplo, ilustra-se o caso de refinadores da Costa Oeste (PADD V) refinando o óleo pesado californiano da corrente Kern River (13º API; 1,1% S). O segundo exemplo é o caso dos refinadores do PADD III processando a carga de Mars (30º API; 1,83%S), proveniente do Golfo do México. Ressalta-se que, em baixos patamares de preço do WTI (US$10-20/bbl), o esquema complexo *coking* ainda auferiria, com as mesmas cargas, margens superiores ao esquema semicomplexo *cracking*, embora com um menor hiato entre os esquemas (Figuras 3.15 e 3.16).

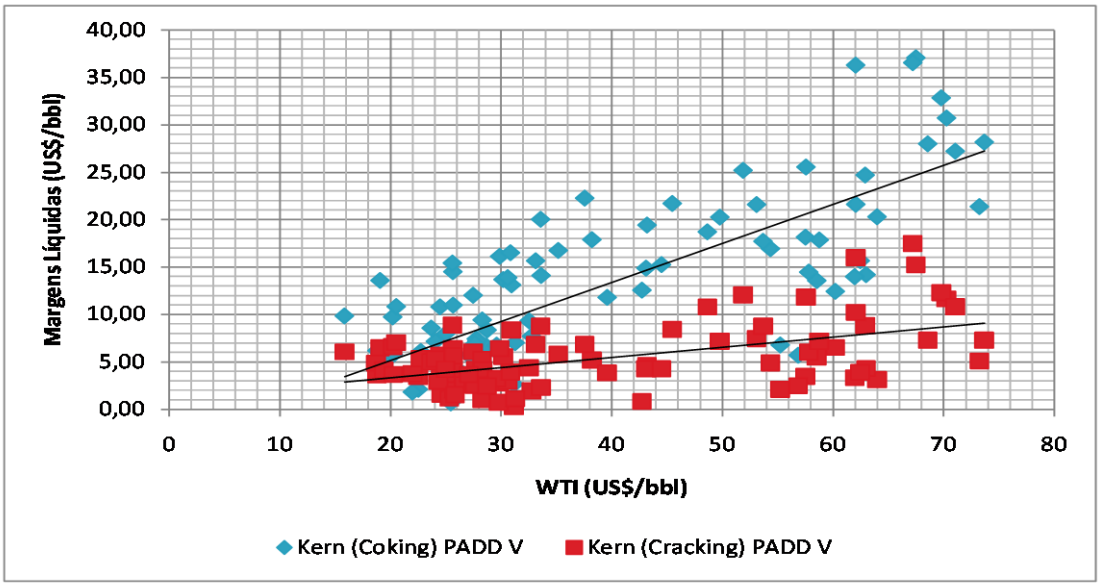


Figura 3.15 - Margens Líquidas de Refino na Costa Oeste dos EUA e suas Relações com o Preço do Petróleo
Nota: Série mensal de janeiro de 1995 a junho de 2007 (149 observações).
Fonte: Elaboração própria com em IEA (2007a) e EIA (2007a).

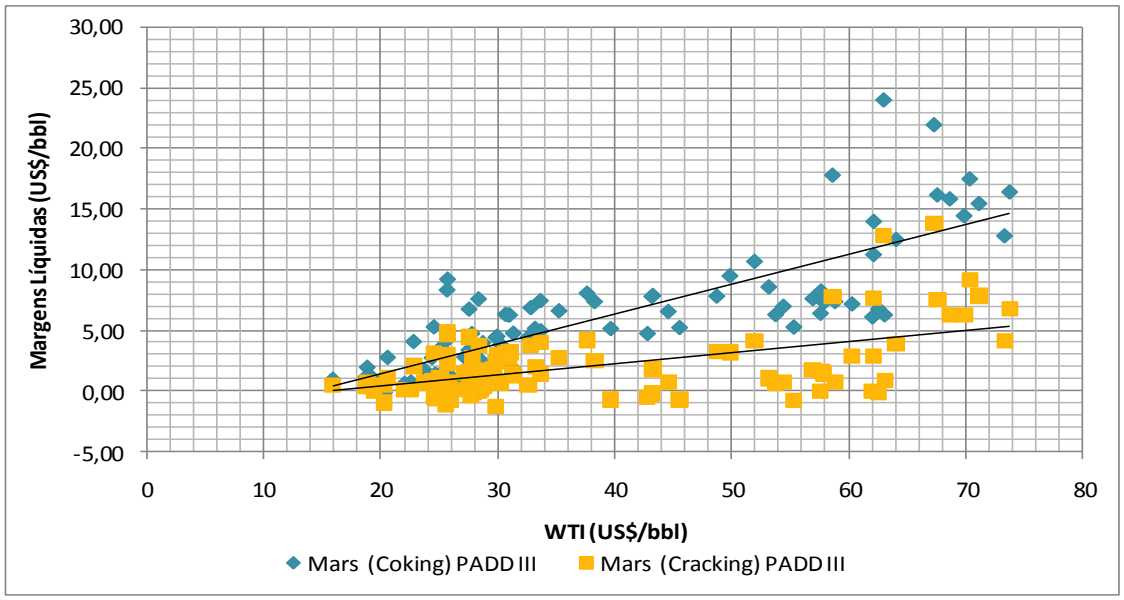


Figura 3.16 - Margens Líquidas de Refino na Costa do Golfo do México dos EUA e suas Relações com o Preço do Petróleo
Nota: Série mensal de junho de 1999 a junho de 2007 (96 observações).
Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2007a) e EIA (2007a)

Em suma, o alto grau de competição interna do mercado de combustíveis (malha de dutos, importações, atuação dos refinadores independentes) e/ou as rígidas especificações dos derivados de maior valor agregado, além do acesso aos crus pesados do continente americano, impõem um alto nível de complexidade ao refinador daquele

país, para que este permaneça lucrativo no segmento (Figura 3.17). Desta maneira afirma-se que, em níveis internacionais, as refinarias americanas, por deterem maior capacidade de conversão e estarem inseridas neste contexto, são capazes de obter, em média, margens de refino superiores ao resto do mundo.

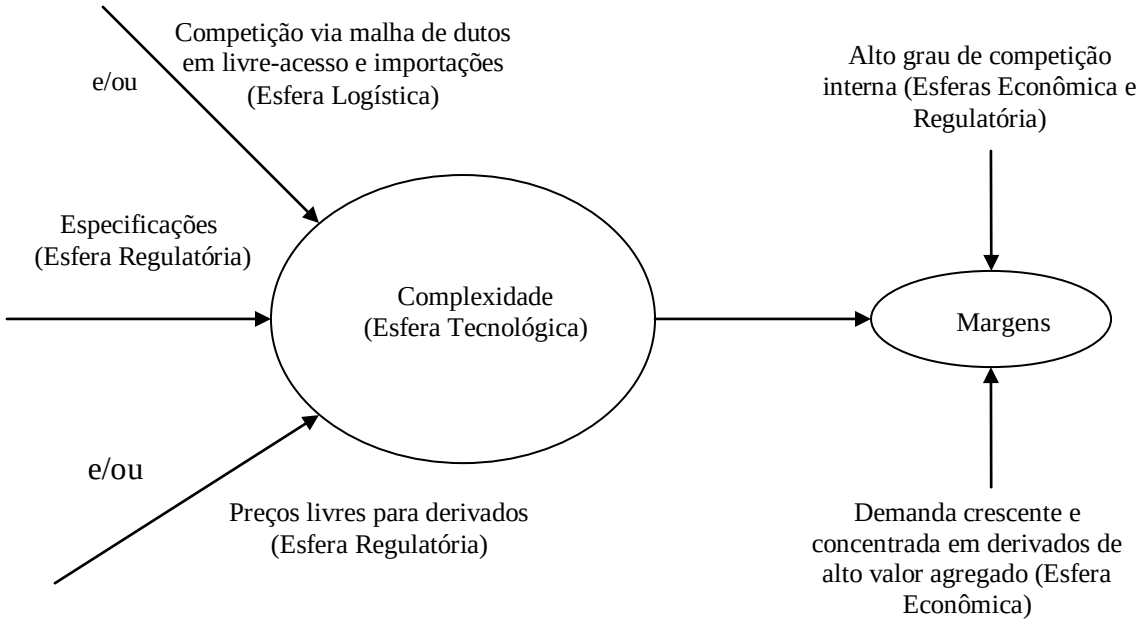


Figura 3.17 - Lógica do Comportamento das Margens de Refino nos EUA
Fonte: Elaboração Própria.

De sorte a melhor descrever o parque norte-americano, no tópico a seguir, descrevem-se as especificidades regionais do refino norte-americano.

3.3 Características Regionais – Os PADDS

Os EUA não são um país homogêneo em relação à oferta e ao consumo de crus e derivados. Desta forma, os estados norte-americanos estão arranjados em cinco distritos (PADDs), de modo a melhor agrupar seus perfis refinadores e consumidores. Dentre os cinco PADDs do território norte-americano, aqueles que apresentam maior complexidade e capacidade de conversão são o PADDs III e V, sendo o PADD III o de maior envergadura. Como ilustração, dos 2 milhões de b/d processados em unidades de coqueamento nos EUA, 55% está situado no PADD III, contra apenas 2% do PADD IV

(EIA, 2006f). Deste modo, mostrar-se-á, discriminadamente, as especificidades dos PADDs.

3.3.1 PADD I

A Costa Leste americana é altamente dependente de importações de petróleos, já que se encontra isolada da rede de oleodutos de crus do país (PETROLEUM ARGUS, 1997). Ainda, o PADD I praticamente não possui produção de crus, já que seus poços, pioneiros na produção americana, estão praticamente deplecionados, sendo a maioria do óleo refinado nesta área importada do Mar do Norte, Costa Africana, Oriente Médio e óleos leves da América Latina (PETROLEUM ARGUS, 1997; RABINOW, 2004). Suas refinarias estão concentradas nos estados da Pensilvânia, Nova Jersey, Delaware e Virgínia, sendo o distrito responsável pela detenção de apenas 10% da capacidade de destilação atmosférica instalada no país (Tabela 3.7). (PETROLEUM ARGUS, 1997).

Tabela 3.7 - Capacidade das Unidades Refinadoras do PADD I (em 1º de Janeiro)

Capacidade	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Refinarias (unidades)	16	16	16	16	15	15
Em Operação	13	13	13	14	13	13
Ociosas	3	3	3	2	2	2
Capacidade de Destilação Atmosférica (b/d)	1.697.900	1.714.600	1.708.687	1.740.900	1.717.000	1.713.100
Em Operação (b/d)	1.549.900	1.576.600	1.570.687	1.663.400	1.638.000	1.626.500
Ociosas (b/d)	148.000	138.000	138.000	77.500	79.000	86.600
Coqueamento (b/d)	85.600	87.100	87.100	88.100	88.900	90.400
FCC (b/d)	684.400	682.700	691.207	687.076	690.900	696.800
HCC(b/d)	38.000	38.000	38.000	39.000	39.000	41.500

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

Em contraste, os estados da Costa Atlântica são o maior centro consumidor de derivados dos EUA, com uma demanda estimada de 6,3 milhões b/d de derivados, correspondendo a 31% do total do país, graças a sua atividade econômica (EIA, 2006g; RABINOW, 2004) Com efeito, os consumos de gasolina e diesel representam 50% e 22% do consumo regional, respectivamente, e 36% e 35% com relação ao total consumido pelo país (Tabela 6).

Com objetivo de complementar sua oferta de produtos deficitária, uma significativa quantidade de derivados é demandada da Costa do Golfo (PADD III) e exterior, fazendo com que o PADD I seja o maior consumidor inter-regional (60% dos derivados

transportados entre os distritos) e aquele que mais importa (EIA, 2006c). No ano de 2005, o distrito demandou 56% dos 3.587 b/d importados pelos EUA, sendo a gasolina importada por este PADD representante de 90% do total norte-americano, além de componentes de *blending*, como a gasolina convencional e o etanol, incluídos em "outros" na Tabela 3.8. [89] (TRENCH, 2001; EIA, 2006c).

Tabela 3.8 - Oferta e Consumo de Derivados do PADD I (2005)

Produto	Consumo (mil b/d)	Produção (mil b/d)	Importações (mil b/d)
Gasolina	3297	1263	539
Diesel	1432	494	291
QAV	665	97	100
Óleo combustível	544	107	403
Outros	607	299	668
Total	**6545**	**2260**	**2001**

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006c); EIA (2006f); EIA (2006g).

Neste sentido, é importante a presença do *hub* logístico situado em Nova York, conectado aos principais oleodutos de derivados (Colonial e Plantation*)* originários dos estados da Costa do Golfo, onde é produzida grande parte dos derivados adicionais, além do volume importado.

3.3.2 PADD II

Com uma ampla população e industrialização no leste e meio rural no oeste, o PADD II (Meio-Oeste norte-americano) tem uma produção de cerca de 440 mil b/d de petróleo, com o estado de Oklahoma destacando-se com 40 % desta quantidade (EIA, 2006e). Esta região também é parcialmente dependente do suprimento inter-regional de petróleo realizado pela rede de oleodutos, tendo, inclusive, uma efetiva influência no preço do WTI em Cushing (Oklahoma) no mercado *spot* local.[90] Em especial, o *hub* logístico de Cushing recebe grande parte do petróleo produzido no PADD III (Texas e Louisiana) (WTI, WTS, LLS e HLS), além dos importados por frotas internacionais que atracam nos portos de Houston, Beaumont (Texas) ou LOOP (Louisiana) (todos também no PADD III), os transportando até a grande área refinadora de Chicago (PETROLEUM ARGUS, 1997; TRENCH, 2001).

[89] Nas tabelas de oferta e consumo de derivados, a diferença entre consumo e oferta (produção + importações) é igual à quantidade importada de outros PADDs e uma eventual formação de estoque.
[90] Já que em momentos sazonais como o verão, não é raro ocorrerem pontos de engargalamento na malha situada neste distrito (PETROLEUM ARGUS, 1997).

Os maiores fornecedores de 1,5 milhão de b/d de petróleo importado por este distrito em 2005 foram o Canadá (70%) e países da OPEP (20%) (EIA, 2006c). Em especial, merece destaque a grande participação do Canadá nos importados, fato explicado pelos ganhos logísticos, resultantes da ampla conexão física entre o PADD e o país por meio de oleodutos.

Suas refinarias, grandes consumidoras do óleo leve norte-americano e dos países da OPEP, fazem do PADD II o segundo maior centro produtor norte-americano de derivados, com 3.583 b/d em 2005. Além deste fato, o Meio-Oeste detém, de acordo com a Tabela 3.9, a segunda maior capacidade de destilação atmosférica instalada no país (cerca de 20% do total norte-americano).

Tabela 3.9 - Capacidade das Unidades Refinadoras do PADD II (em 1º de Janeiro)

Capacidade	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Refinarias (unidades)	28	27	26	26	26	26
Em Operação	28	26	26	26	26	26
Ociosas	0	1	0	0	0	0
Capacidade de Destilação Atmosférica (b/d)	3.637.380	3.590.623	3.518.400	3.525.610	3.569.061	3.582.640
Em Operação (b/d)	3.637.380	3.428.053	3.518.400	3.525.610	3.569.061	3.582.640
Ociosas(b/d)	0	162.570	0	0	0	0
Coqueamento (b/d)	374.516	375.926	363.931	353.891	378.463	376.594
FCC (b/d)	1.215.569	1.183.031	1.166.361	1.162.842	1.155.380	1.184.373
HCC(b/d)	145.300	139.200	139.200	138.600	144.010	153.986

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

No mesmo ano, o distrito do Meio-Oeste alcançou o consumo de cerca de 5 milhões de b/d de derivados de petróleo (Tabela 3.10), que o torna o segundo maior consumidor norte-americano destes produtos.

Tabela 3.10 - Oferta e Consumo de Derivados do PADD II (2005)

Produto	Consumo (mil b/d)	Produção (mil b/d)	Importações (mil b/d)
Gasolina	2626	1724	2
Diesel	1249	908	4
QAV	359	219	0
Óleo combustível	55	55	6
Outros	996	677	125
Total	**5285**	**3583**	**137**

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006c); EIA (2006f); EIA (2006g).

Ultimamente, como será abordado ainda neste capítulo, as refinarias do PADD II estão sofrendo alguma adaptação para os óleos médios e pesados oriundos, principalmente, do Canadá, via oleodutos.

No que se refere à importação de derivados, é praticamente nula a participação de fornecedores estrangeiros, ficando evidente a chegada de produtos de outros PADDs, por meio da interconexão com oleodutos, como o Explorer que o conecta ao PADD III.

3.3.3 PADD III

A Costa do Golfo é, sem espectro de dúvida, o distrito mais relevante em termos de produção e importação de petróleo, no território norte-americano. Este PADD é responsável por mais da metade da produção americana de óleos brutos (2,8 milhões de b/d em 2005), sendo praticamente toda esta quantidade extraída de poços texanos ou de plataformas *off-shore* no Golfo do México, como ressaltado anteriormente (EIA, 2006e). A região do Golfo é responsável por mais de 80% dos fluxos inter-regionais (entre PADDs) de petróleos, pois é nesta localização que se originam os *blends* WTI, WTS, LLS e HLS. (EIA, 2006i; PETROLEUM ARGUS, 1997).

De acordo com Rabinow (2004), após a produção interna de óleo do PADD III alcançar o pico no início da década de 1970, o crescimento de sua demanda passou a ser complementada com crus importados. Com isto, tornou-se mais viável economicamente o transporte do remanescente desta produção do Golfo ao PADD II, majoritariamente por Cushing, Oklahoma. Da mesma maneira, aumentaram-se as importações para as refinarias locais, em vez de incorrer com os custos de transporte de tais importados até o Meio-Oeste. Ressalte-se que este deslocamento de crus só é possível graças à vasta interconexão física entre os dois PADDs (II e III).

Assim, pela sua favorável localização (refinarias na costa) e ampla estrutura portuária, o Golfo é responsável pela maior parte da entrada de óleos importados no EUA, via *tankers*. Os três maiores terminais portuários, Houston, Beaumont e LOOP (Louisiana Offshore Oil Port) estão diretamente conectados à rede de oleodutos; inclusive, este

último é o único propício à ancoragem de armadores do tipo VLCC, nos EUA (PETROLEUM ARGUS, 1997) [91].

Por meio do oleoduto Capline, o petróleo desembarcado no LOOP é direcionado ao PADD II no *hub* logístico de Patoka (Illinois), para posteriormente ser encaminhado aos *hubs* de Chicago e Minneapolis (via Wood River, Illinois, sucessivamente), ambos do PADD II (MASSERON, 1990; TRENCH, 2004) [92]. Da mesma forma, os óleos brutos que aportam em Houston ou Beaumont são encaminhados em linha direta com o *hub* de Cushing (Oklahoma) no PADD II, que é igualmente conectado a Chicago e Wood River (TRENCH, 2001). Ademais, o PADD III é o maior centro refinador norte-americano, com quase 8 milhões de b/d em capacidade de destilação operando em 2005, detendo praticamente a 50% do total (Tabela 3.11).

Tabela 3.11 - Capacidade das Unidades Refinadoras do PADD III (em 1º de Janeiro)

Capacidade	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Refinarias (unidades)	56	56	55	55	55	56
Em Operação	55	52	54	54	53	52
Ociosas	1	4	1	1	2	4
Capacidade de Destilação Atmosférica (b/d)	7.586.485	7.779.500	7.807.948	7.882.210	8.085.614	8.274.086
Em Operação (b/d)	7.559.485	7.583.080	7.707.948	7.881.330	8.068.034	7.464.286
Ociosas(b/d)	27.000	196.420	100.000	880	17.580	809.800
Coqueamento (b/d)	1.009.325	1.085.750	1.133.340	1.205.740	1.228.629	1.254.726
FCC (b/d)	2.771.910	2.815.638	2.848.858	2.911.145	2.921.798	2.910.833
HCC(b/d)	735.700	747.600	765.069	729.210	720.099	705.090

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

Estas refinarias são tipicamente de grande escala e altamente complexas. Por razão de suas envergaduras, localização junto à costa e profunda capacidade de conversão, as refinarias deste PADD possuem a flexibilidade para processar uma ampla variedade de óleos norte-americanos oriundos da malha de oleodutos interna, além de importados (PETROLEUM ARGUS, 1997)[93]. Um dos pontos de maior destaque para esta região é sua capacidade de processar óleos pesados, que será abordada posteriormente.

[91] A maioria do óleo importado em grandes armadores necessita de ser fragmentado em embarcações de menor casco, custando em média 30 centavos/barril. Geralmente, estas operações são concentradas próximas ao Texas, em alto mar (PETROLEUM ARGUS, 1997). Entretanto, devido às legislações ambientais prevenindo vazamentos de óleo na costa americana, os grandes armadores estão usando estocagens no Caribe, de modo a fracionar em navios menores.

[92] O Capline tem extensão de pouco mais de mil quilômetros, com largura chegando a 40 polegadas de diâmetro.

[93] Como resultado, um ativo mercado *spot* de crus domésticos e estrangeiros desenvolveu-se na área.

Não obstante, há um superávit em relação ao seu consumo médio próximo a 4 milhões de b/d (EIA, 2006f), o que faz da região o maior fornecedor de derivados do país (Tabela 3.12). Neste ponto, destacam-se os gigantescos oleodutos Explorer[94], Plantation[95] e Colonial, ligando as refinarias da região até o Meio-Oeste e a Costa Atlântica (conectando Houston com Nova York – 9 mil quilômetros). Como exemplo da magnitude destes oleodutos, Colonial, um conjunto de dutos que variam de seis a trinta polegadas, com 1,9 milhão de b/d de capacidade de transporte, é capaz de conduzir até trinta e oito tipos de gasolina (com múltiplas pressões de vapor para cada tipo), sete tipos de querosene, dezesseis tipos de diesel e óleo de calefação e um tipo de *transmix* (mistura de gasolinas com diesel) (PETROLEUM ARGUS, 1998).

Tabela 3.12 - Oferta e Consumo de Derivados do PADD III (2005)

Produto	Consumo (mil b/d)	Produção (mil b/d)	Importações (mil b/d)
Gasolina	1338	3525	37
Diesel	712	1834	11
QAV	124	764	17
Óleo combustível	155	501	78
Outros	2838	1610	1023
Total	**5167**	**8234**	**1166**

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006c); EIA (2006f); EIA (2006g).

Como observado na Tabela 3.12, é reduzida a quantidade de derivados importados em sua pauta de importações, com destaque à rubrica "outros", em que é expressiva a presença de gasóleos pesados, resíduos, naftas e componentes do *blending* da gasolina, como a gasolina convencional.

3.3.4 PADD IV

A região das Montanhas Rochosas (PADD IV) apresenta os mais baixos consumo e produção de petróleo e derivados nos EUA, devido a sua baixa dotação de reservas, sua pequena participação na atividade econômica do país e pequena população. Segundo EIA (2006e), este distrito foi responsável pela produção de somente 44 mil b/d de óleo bruto no ano de 2005. Assim como o PADD II, as Montanhas Rochosas são "inundadas" pelo produtor canadense, já que não há contato com vias oceânicas. Com efeito, o suprimento inter-regional de óleos crus para esta região é feito exclusivamente

[94] Conecta Port Arthur (Louisiana) a Chicago (Illinois), com mais de cinco mil quilômetros.
[95] Conecta Bâton Rouge (Louisiana) a Greensboro (North Carolina) com mais de dois mil quilômetros.

pela interconexão de sua rede de oleodutos ligados ao PADD II, indicando a ausência de petróleos de outros países que não os canadenses (EIA, 2006c).

Ademais, sua capacidade de destilação só é inferior ao PADD I, com apenas 595 mil b/d para o ano de 2006, o que, nas proporções americanas, é considerada pequena (Tabela 3.13). Como ilustração, a capacidade de destilação atmosférica instalada corresponde apenas a 3% do total do país.

Tabela 3.13 - Capacidade das Unidades Refinadoras do PADD IV (em 1º de Janeiro)

Capacidade	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Refinarias (unidades)	16	16	16	16	16	16
Em Operação	15	16	16	16	16	16
Ociosas	1	0	0	0	0	0
Capacidade de Destilação Atmosférica (b/d)	554.476	572.370	577.700	582.150	587.550	595.550
Em Operação (b/d)	543.476	567.370	577.700	582.150	587.550	595.550
Ociosas(b/d)	11.000	5.000	0	0	0	0
Coqueamento (b/d)	40.900	40.900	42.700	43.500	43.500	44.500
FCC (b/d)	171.630	171.666	180.555	179.679	181.079	180.526
HCC(b/d)	15.500	15.500	15.500	16.000	16.000	16.000

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

A produção de derivados deste PADD representa apenas 3% do produto norte-americano, ou próxima a 600 mil b/d, como apresenta a Tabela 3.14. Seu consumo de diminuta dimensão é praticamente atendido, em termos líquidos, pela oferta da região, sendo um pequeno déficit coberto por meio da rede de oleodutos de derivados que desemboca no *hub* logístico de Salt Lake City (EIA, 2006c; TRENCH, 2001).

Tabela 3.14 - Oferta e Consumo de Derivados do PADD IV (2005)

Produto	Consumo (mil b/d)	Produção (mil b/d)	Importações (mil b/d)
Gasolina	277	289	0
Diesel	173	144	6
QAV	38	5	0
Óleo combustível	15	1	0
Outros	140	172	12
Total	**643**	**611**	**18**

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006c); EIA (2006f); EIA (2006g).

3.3.5 PADD V

O Oeste (PADD V) é praticamente isolado do resto do país (PETROLEUM ARGUS, 1997), havendo limitado contato com a malha de oleodutos de petróleo. O petróleo

produzido neste distrito (1.569 mil b/d em 2005) tem origem majoritária dos campos do Alaska e da Califórnia (EIA, 2006e).

O destaque da região é o óleo da região de North Slope (ANS), no Alaska, que é transportado ao continente por meio do oleoduto Transalaska. No entanto, este óleo de *blend* de densidade intermediária (27º API) alcançou uma produção de 845 mil b/d, em 2005, inferior à metade produzida ao final dos anos de 1980 (EIA, 2006e). Assim como o Alaska, o estado da Califórnia enfrenta um declínio produtivo de suas bacias de óleo pesado – e.g. Thums (17º API), Kern River (13º API) e San Joaquin Valley (13º API) – alterando o perfil da cesta deste tipo de óleo (pesado) em suas refinarias, como abordado em tópico posterior (EIA, 2006e). Dependendo cada vez mais de importações de crus, pelos motivos mencionados, o PADD V, em particular a Califórnia, enfrenta gargalos de infra-estrutura referente aos seus terminais marítimos no recebimento de óleos importados (CEC, 2003b).

No que concerne à capacidade de destilação atmosférica instalada, este distrito corresponde a aproximadamente 18% do total dos EUA, representando o terceiro maior centro destilador norte-americano, com destaque para a Califórnia (Tabela 3.15).

Tabela 3.15 - Capacidade das Unidades Refinadoras do PADD V (em 1º de Janeiro)

Capacidade	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Refinarias (unidades)	39	38	36	36	36	36
Em Operação	39	37	36	36	36	35
Ociosas	0	1	0	0	0	1
Capacidade de Destilação Atmosférica (b/d)	3.119.130	3.128.298	3.144.635	3.163.444	3.165.645	3.173.438
Em Operação (b/d)	3.029.930	3.091.198	3.109.235	3.106.844	3.143.645	3.151.938
Ociosas(b/d)	89.200	37.100	35.400	56.600	22.000	21.500
Coqueamento (b/d)	559.395	558.595	545.950	556.050	556.220	563.880
FCC (b/d)	795.310	793.126	784.900	804.125	817.240	827.050
HCC(b/d)	507.194	510.200	507.850	563.550	572.250	558.410

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

Historicamente, o mercado de derivados do PADD V opera de forma independente com relação ao resto do território norte-americano. O consumo da Costa Oeste, intenso em gasolina, é praticamente todo atendido, em termos líquidos, por sua própria produção de derivados de 3.133 b/d em 2005 (Tabela 3.16), com especial proeminência à Califórnia, o estado com maior PIB no território norte-americano (EIA, 2006c; EIA, 2006f; EIA, 2006g).

O estado californiano ainda enfrenta a questão de não ter acesso expressivo à entrada de derivados por oleodutos oriundos de outras regiões (CEC, 2003a). Com efeito, não há concorrência com produtos dos outros PADDs, que porventura chegariam pela malha de dutos. Por esta razão, preços dos derivados do PADD V e margens líquidas de refino, em especial os californianos, tendem a estar em patamares mais elevados com relação ao resto do país. De acordo com CEC (2006), desde 1992, margens de refino na Califórnia excedem, de forma consistente, aquelas observadas para o resto do país, tanto na gasolina quanto no diesel.

Tabela 3.16 - Oferta e Consumo de Derivados do PADD V (2005)

Produto	Consumo (mil b/d)	Produção (mil b/d)	Importações (mil b/d)
Gasolina	1621	1516	24
Diesel	552	547	16
QAV	494	436	73
Óleo combustível	151	156	43
Outros	344	458	109
Total	**3162**	**3113**	**265**

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006c); EIA (2006f); EIA (2006g).

Ademais, o sistema interno de oleodutos de derivados mais extenso do PADD V é de propriedade da transportadora Kinder Morgan, levando produtos de refinarias californianas aos estados de Nevada e Arizona, com 3.400 milhas de extensão (CEC, 2003a).

Ainda, o estado californiano impõe severas especificações ambientais na gasolina e diesel (disseminação dos *boutique fuels*), inviabilizando a importação de derivados de outras regiões, devido ao intricado transporte, logística e estocagem em avulso que tal categoria de combustíveis exige, de forma a preservar suas características (EIA, 2004a; EIA, 2006i)[96]. Deste modo, as refinarias californianas são responsáveis por praticamente toda a produção de gasolina e diesel do estado. Isto impõe um enorme desafio futuro ao parque refinador local em termos tecnológicos e financeiros, de forma a atender à sua demanda, respeitando as leis ambientais.

[96] Os *boutique fuels* são uma conseqüência indesejada de programas de combustível limpo nos EUA, objetivando a redução de emissões locais causadas pela queima de combustíveis. Para atender às exigências da Agência de Proteção Ambiental americana (EPA), as comunidades determinam quais os níveis de exigência das especificações locais para a composição de combustíveis, notadamente automotivos, para o uso final.

Assim, é útil ressaltar a relevância do estado da Califórnia com relação a seu posicionamento severo do ponto de vista ambiental. Deste estado partem diretivas pioneiras no que tange a especificações do refino, que, tipicamente, são adotadas pelo PADD V e pelo resto do país, posteriormente.

3.4 A Tendência dos Óleos Pesados no Refino Americano

Desde a década de 1970, frente às mudanças relativas da qualidade do petróleo importado, o parque refinador norte-americano vem sofrendo adaptações em sua estrutura produtiva (EIA, 2004b). Desta maneira, a redução do grau API na carga das refinarias americanas, concomitante ao crescimento acentuado do nível de enxofre neste óleo, tem sido fundamental na tomada de decisões dos refinadores no investimento em unidades de conversão profunda e de tratamento. Dado que petróleos mais pesados e azedos são geralmente menos valorizados no mercado, tornou-se rentável a aquisição de unidades de conversão naquele mercado (e.g. craqueamento catalítico em leito fluidizado, hidrocraqueamento e coqueamento), de forma a obter-se frações mais leves, como a gasolina, apreciadas no setor de combustíveis norte-americano.

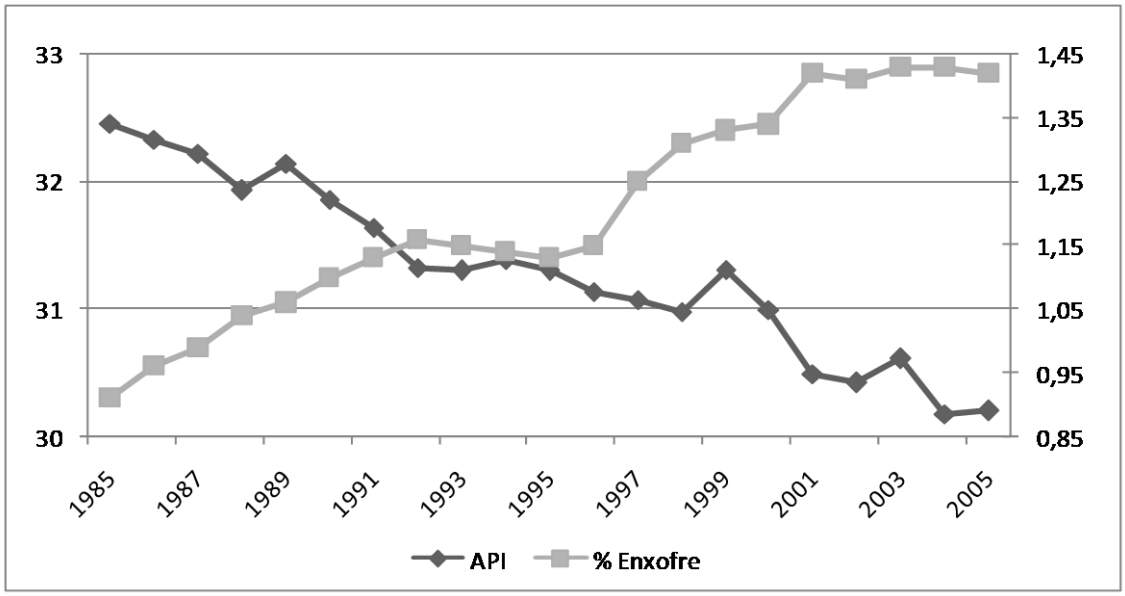


Figura 3.18 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados dos EUA
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

De fato, como se pode observar pela Figura 3.18, as importações americanas de óleo bruto, ao longo dos anos, estão convergindo para uma faixa de óleos pesados e azedos. Não obstante, a capacidade de FCC, que, em particular, aumenta o rendimento da

refinaria em derivados leves e médios, cresceu acompanhando a capacidade de destilação (Figura 3.19)[97]. Contudo, tanto a capacidade de hidrocraqueamento quanto coqueamento (unidades de conversão profunda) cresceram mais do que a capacidade de destilação, em termos percentuais.

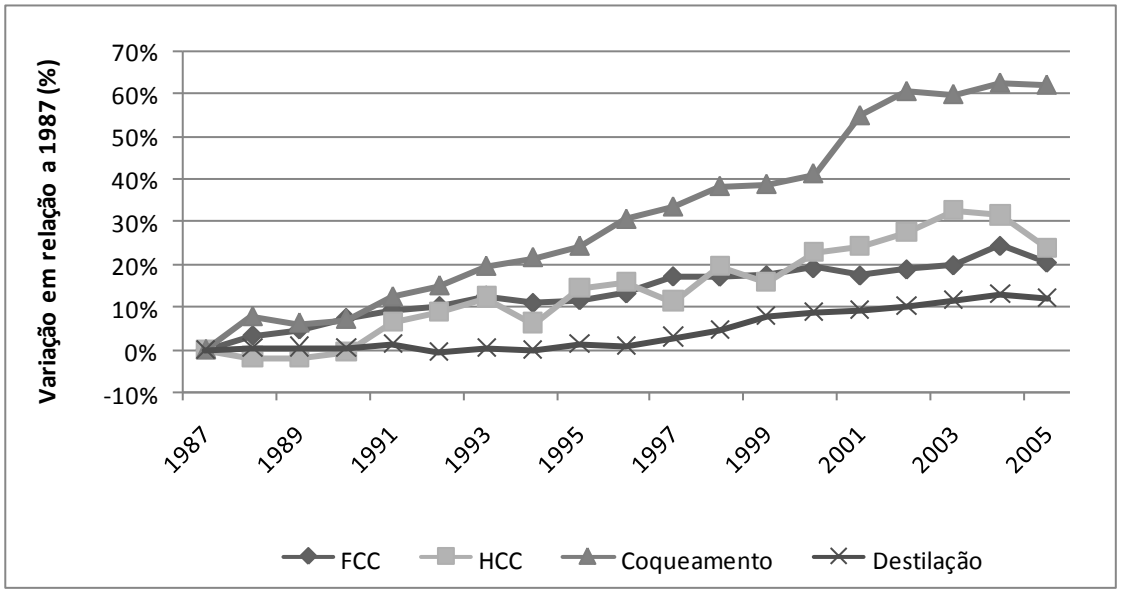


Figura 3.19 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream nos EUA
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

Não obstante, o comportamento apresentado nas duas figuras acima reflete apenas um comportamento global, não sendo adequada a sua generalização para todas as regiões dos EUA. Convém, portanto, analisar a evolução na qualidade da carga processada nas refinarias americanas, e de suas unidades de processamento no plano regional, de acordo com o perfil produtivo e consumidor de cada PADD. Neste sentido, descreve-se como a dinâmica associada à logística de movimentação de crus e derivados entre os PADDs afetou suas respectivas configurações de refino ao longo dos anos. Sabe-se, por exemplo, que o PADD III, como o principal receptor de óleos pesados do país, obteve uma expansão em capacidade conversora intensiva em unidades de coqueamento. Por outro lado, o PADD V, por sua produção de crus pesados, associada ao relativo

[97] Isto é razoável na medida em que a unidade de FCC convencional não obtém um bom rendimento com o fundo de barril, mas sim com o gasóleo pesado, oriundo da destilação, sendo, portanto, unidades seriadas. Assim, a evolução das unidades de FCC sempre acompanhará a evolução das unidades de destilação atmosférica.

isolamento da malha de oleodutos do país e rígida legislação ambiental, fez com que suas refinarias optassem por uma maior proporção de unidades de HCC[98].

Assim, se descreverá, em linhas gerais, como se deu a evolução da qualidade da carga processada e das capacidades de conversão nos cinco PADDs, nas últimas duas décadas.

3.4.1 PADD I

A evolução de unidades de fundo de barril do PADD I demonstra pouca adaptação para processar óleos pesados, em relação ao ano-base de 1987. Além disto, a cesta de petróleos importados contrariou ligeiramente a tendência americana de aumento no peso do óleo (Figura 3.20) (EIA, 2006f). Neste distrito, unidades de coqueamento não sofreram uma alteração significativa e, até mesmo, constata-se uma perda percentual na capacidade de HCC (Figura 3.21) (EIA, 2006f). Entretanto, como esta é uma região de refino incipiente, se comparado às suas contrapartes americanas, o aumento da densidade da carga pode estar associado a uma obsolescência de seu parque e à dependência do suprimento de combustíveis importados ou de outros distritos, como do PADD III. Constata-se, assim, que não há uma participação significativa do PADD I na evolução do parque de refino global do país, para uma carga mais pesada e uma maior capacidade conversora, conforme averiguados anteriormente.

À guisa de ilustração, em agosto de 2006, apenas 22% de 1,519 milhões de b/d importados pelo distrito detinha característica de óleo pesado (grau API inferior a 22,3) (EIA, 2006c). Deste montante, o maior fornecedor foi a Venezuela com 105 mil b/d, seguido do Canadá e Noruega com 58 e 54 mil b/d, respectivamente[99]. De fato, como salienta Purvin & Gertz (2001), do diminuto volume de óleo pesado que o PADD I importa, historicamente, a Venezuela constitui-se como o maior fornecedor destes tipos de crus

[98] Sobretudo na Califórnia.
[99] Os dados do trabalho relativos a agosto e setembro de 2006 têm caráter meramente ilustrativo, já que uma série histórica anual seria mais apropriada para uma análise evolutiva.

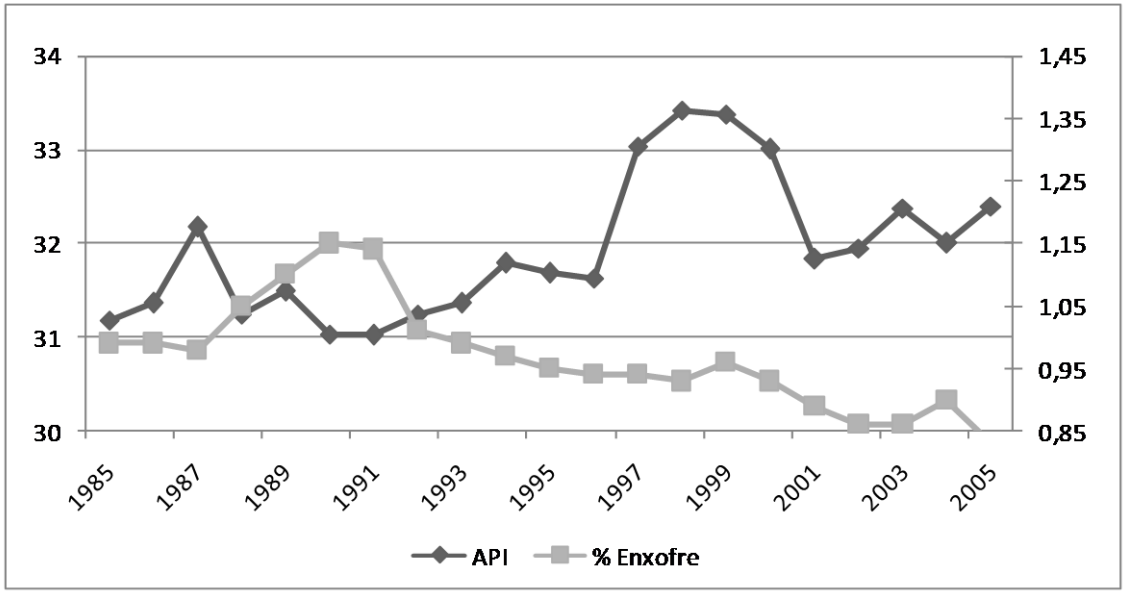


Figura 3.20 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados para o PADD I
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

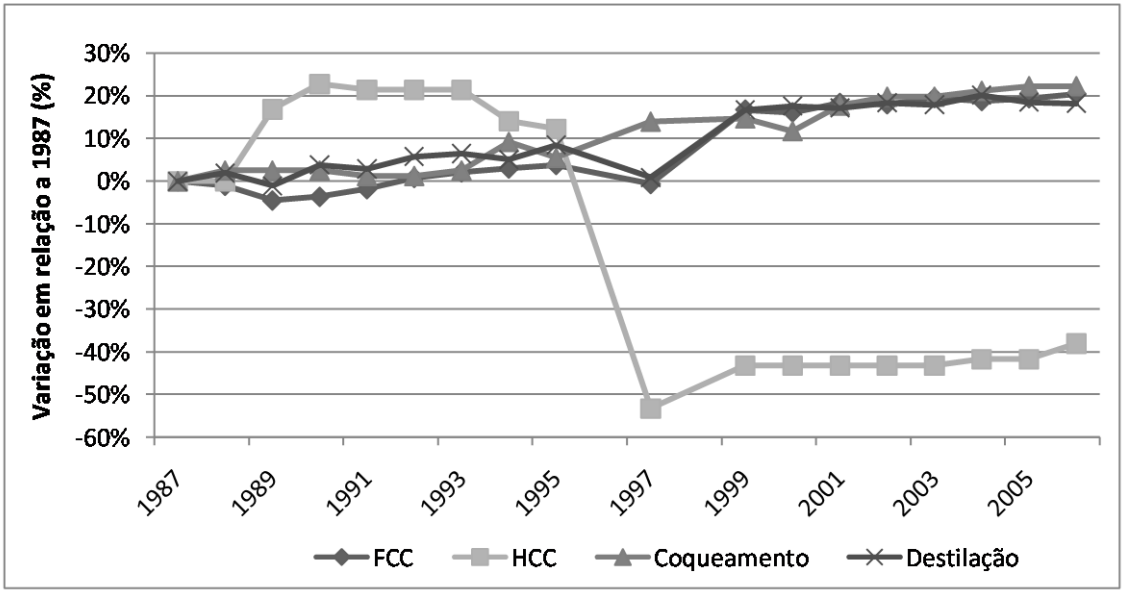


Figura 3.21 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream no PADD I
Nota: A queda abrupta em unidades de HCC pode estar relacionada ao desligamento de unidades de hidrocraqueamento catalítico em leito fluido, na década de 1990.
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

3.4.2 PADD II

Apesar de apresentar um perfil de grande consumidora de derivados leves e médios, esta região investiu relativamente pouco em unidades de conversão, em termos líquidos, nas

duas últimas décadas. Não obstante a cesta de petróleos importados pelo PADD II torna-se cada vez mais pesada e sulfurosa (Figuras 3.22 e 3.23) (EIA, 2006f). Como ressaltado no capítulo anterior, boa parte da demanda de derivados do distrito é atendida pelos fluxos dos oleodutos conectados ao PADD III.

Apesar deste fator, aquelas refinarias incrementaram em pouco mais de 40%, nos últimos vinte anos, unidades de coqueamento com vista ao processamento de óleos pesados, oriundos do Canadá, via oleodutos (EIA, 2006f). Aproximadamente 1,6 milhão de b/d de óleo cru foi importado pelo distrito em agosto de 2006, sendo aproximadamente um terço destes, com grau API inferior a 22,3 (EIA, 2006c). Deste montante, praticamente a totalidade é de origem canadense, confirmando a hegemonia do Canadá no PADD II[100]. Tal fato é explicado pelo transporte competitivo por meio da malha de oleodutos (ligando o Canadá com os EUA), que não permite a concorrência de outros óleos pesados importados via frota petroleira. De acordo com Purvin & Gertz (2001), em 2000, a PDVSA detinha uma participação de 6% no mercado de óleos pesados azedos deste distrito. Rebatendo esta informação com dados de (EIA 2006c) para agosto e setembro de 2006, fica aparente a perda de fatia de mercado do óleo pesado venezuelano, transportado por *tankers*, frente ao pesado canadense canalizado.

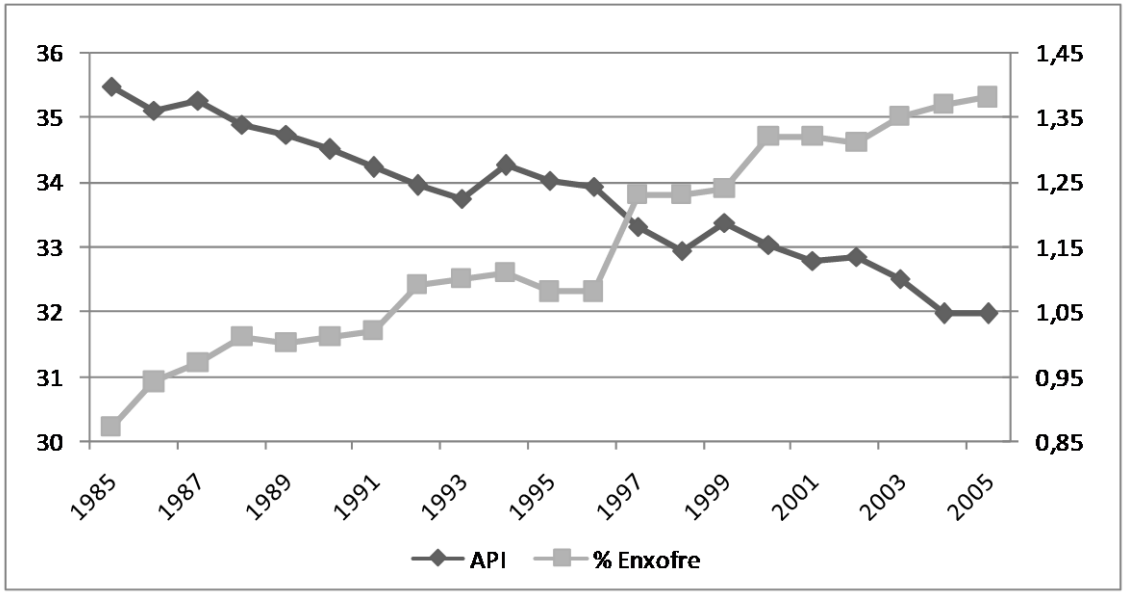


Figura 3.22 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados para o PADD II

[100] É importante ressaltar que grande parte do petróleo extrapesado canadense chega aos EUA como sintético *leve*, um *blend* próximo a 30º API, ocultando a importância dos pesados do oeste do Canadá nos PADDs II e IV. Como ilustração, em 2005, aportaram cerca de 1,120 milhão de b/d de óleos do oeste do Canadá no PADD II, sendo pouco mais de 10% de sintéticos leves (NEB, 2006).

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

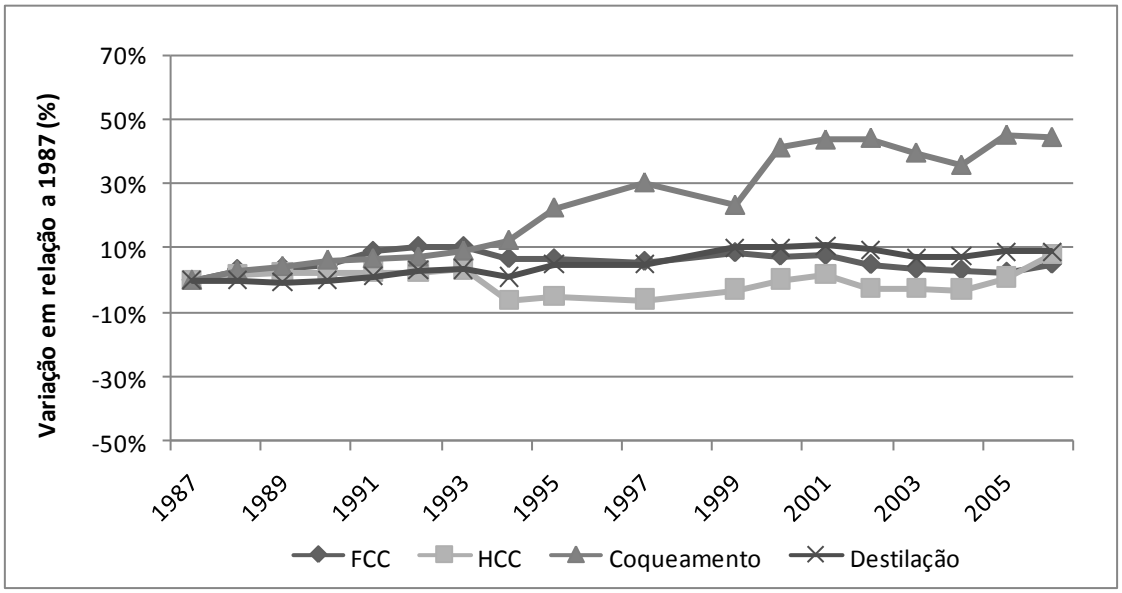


Figura 3.23 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream no PADD II
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

3.4.3 PADD III

Como descrito anteriormente, esta região é o maior e mais complexo centro refinador norte-americano. Tanto esta alta capacidade instalada em unidades de conversão quanto sua estrutura portuária (Houston, Beaumont e LOOP e refinarias costeiras) são propícias ao consumo de óleos pesados. Não obstante, o PADD III é o maior refinador de crus importados do país, com 68% do total (EIA, 2006c). Ademais, esta cesta está tornando-se de caráter cada vez mais pesado e azedo, como ilustrado na Figura 3.24. Para processar tal carga, o PADD III incrementou em 134% a capacidade em unidades de coqueamento retardado de 1987 até 2006, obtendo a maior variação em níveis absolutos, para mais de 700 mil b/d em capacidade de carga (Figura 3.25) (EIA, 2006f).

Assim, é evidente o interesse de exportação de óleos pesados dos países produtores deste insumo para a Costa do Golfo. Todavia, por serem petróleos com expressivo desconto em relação ao WTI, torna-se estratégica uma estrutura logística de forma a não perder este prêmio. Determinadas estatais (e.g. Pemex e PDVSA) adotaram estratégias de aquisições e integração por meio de contratos de longo prazo com refinarias já instaladas neste distrito, de forma a obter participações de mercado para seu óleo pesado

nos EUA. Estas estratégias serão abordadas no capítulo seguinte, descrevendo de forma detalhada a natureza de tais contratos. Cabe destacar que o PADD III é o mercado mais visado pelos exportadores de pesados, já que a Costa Leste não tem habilidade de processá-lo, os estados do Meio-Oeste e Rochosas são monopolizados pela rede logística de transportes (oleodutos) canadenses, e o Oeste é relativamente fechado à entrada de crus, seja por dutos ou por *tankers*.

Como exemplo, em agosto de 2006 foram importados cerca de 2,3 milhões de b/d de petróleos pesados (grau API inferior a 22,3), representando 40% do total de crus estrangeiros processados na região (EIA, 2006c). Deste montante, o México lidera com aproximadamente 60% de *market share*, seguido da Venezuela com cerca de 30%. É importante citar que os dois países, por meio de suas estatais, exportam a grande parte deste óleo para suas refinarias subsidiárias ou *joint ventures* (e.g. Citgo e Deer Park). Ainda é perceptível a baixa participação canadense neste distrito, que não detém qualquer tipo de integração com as refinarias do Golfo (NEB, 2006).

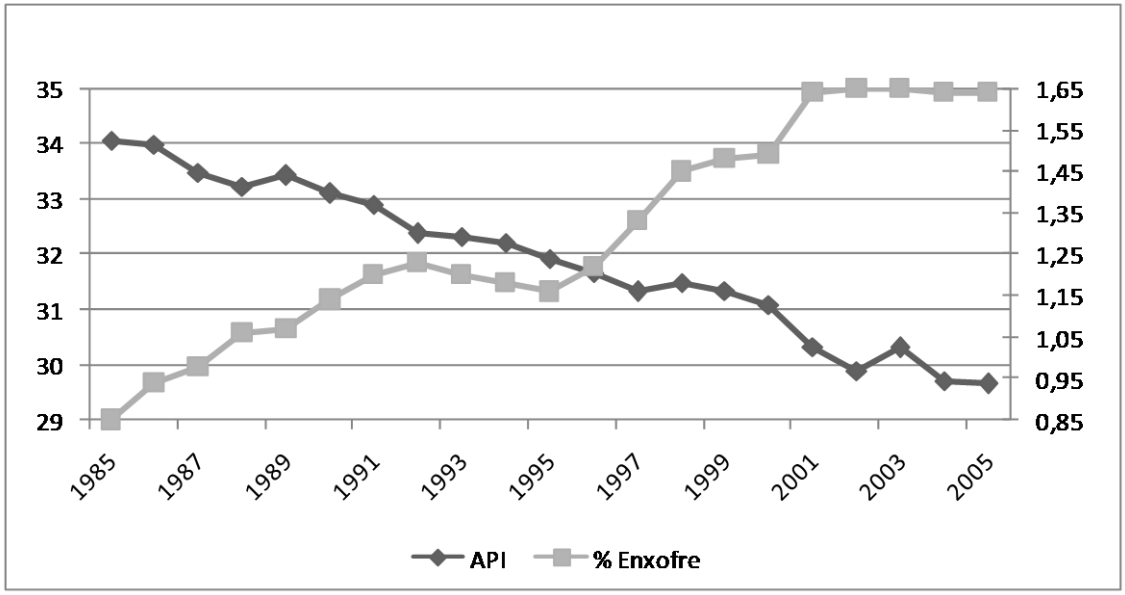


Figura 3.24 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados para o PADD III
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

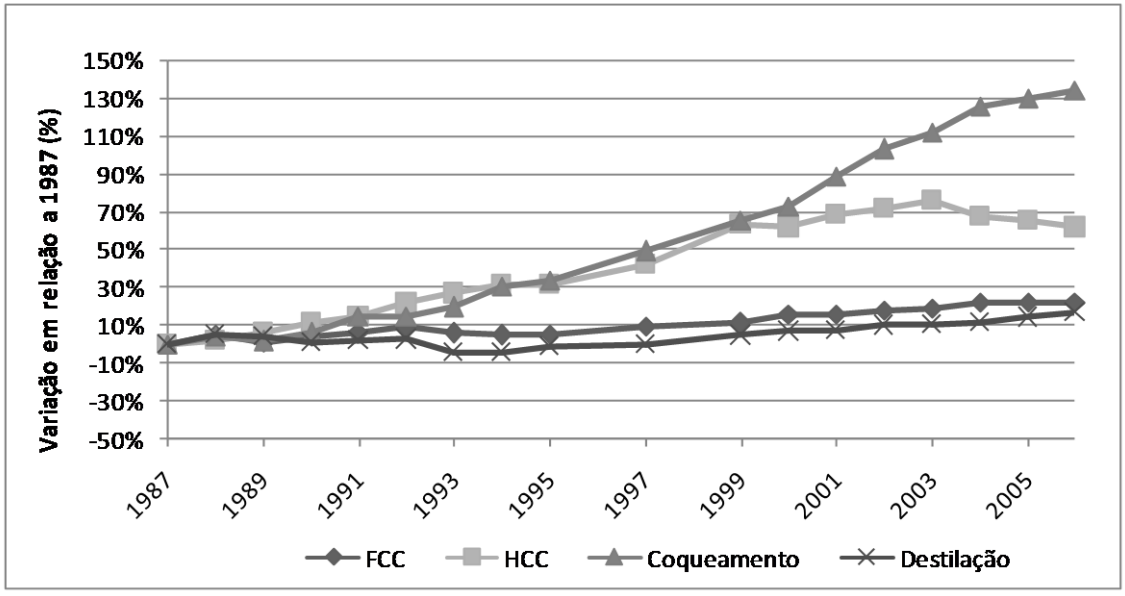


Figura 3.25 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream no PADD III
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

3.4.4 PADD IV

O PADD IV foi o distrito que mais incrementou em termos de variação percentual de unidades de fundo de barril, ainda que sua cesta de importados tenha uma densidade leve. (Figuras 3.26 e 3.27). Entretanto, em valores absolutos, esta alteração tem pouca grandeza, com relação ao resto dos EUA, já que, em 2006, a capacidade das unidades de coqueamento da região alcançou 44 mil b/d. Em relação ao ano-base de 1987, este delta foi de cerca de 160% para unidades de HCC e 90% para unidades de coqueamento. Isto pode ser explicado pela baixa capacidade instalada do ano base, além da grande penetração dos óleos pesados canadenses pelos oleodutos vindos do norte. Assim, como o PADD II, as Montanhas Rochosas são "inundadas" pelo produtor canadense, e o movimento de petróleo de outros PADDs para esta região é feito exclusivamente pela interconexão com o PADD II, indicando a ausência de crus pesados que não os canadenses (EIA, 2006c) [101].

De fato, como se pode notar em dados de importações de agosto de 2006, as Rochosas compraram 335 mil b/d do exterior, perfazendo 100% de óleos canadenses para os óleos importados (EIA, 2006c). Destes, 36% são constituídos por óleos pesados, processados pelas refinarias detentoras de unidades de fundo de barril.

[101] Assim como no PADD II, em 2005, boa parte do óleo importado canadense pesado está oculta pelo alto grau API dos *syncrudes* leves do país ao norte. Como exemplo, 20% dos 270 mil b/d importados do Canadá para a região são sintéticos leves (NEB, 2006).

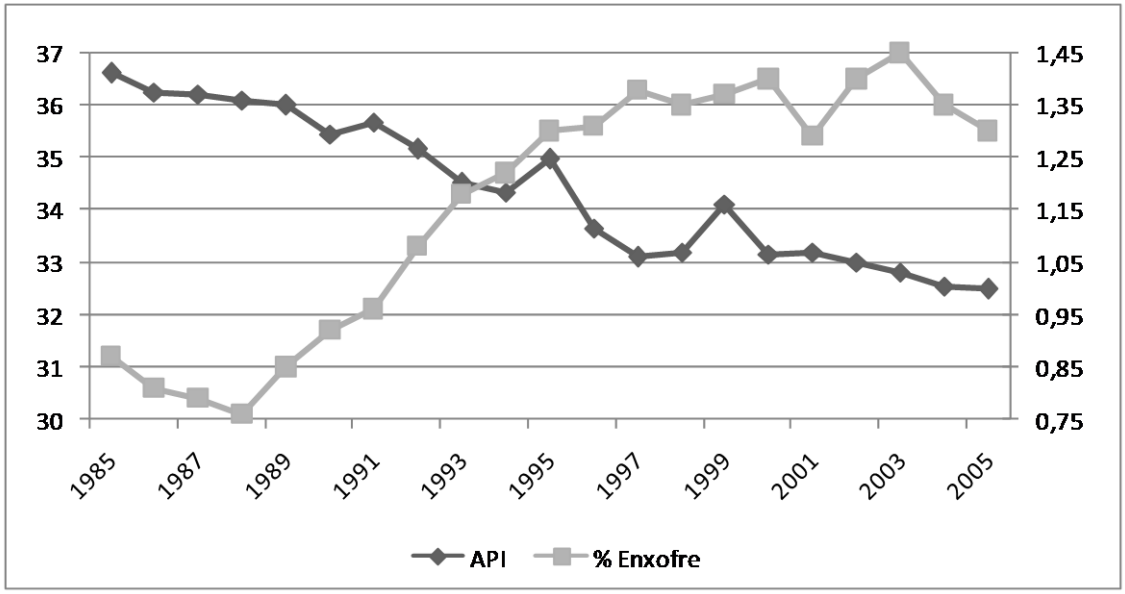


Figura 3.26 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados para o PADD IV
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

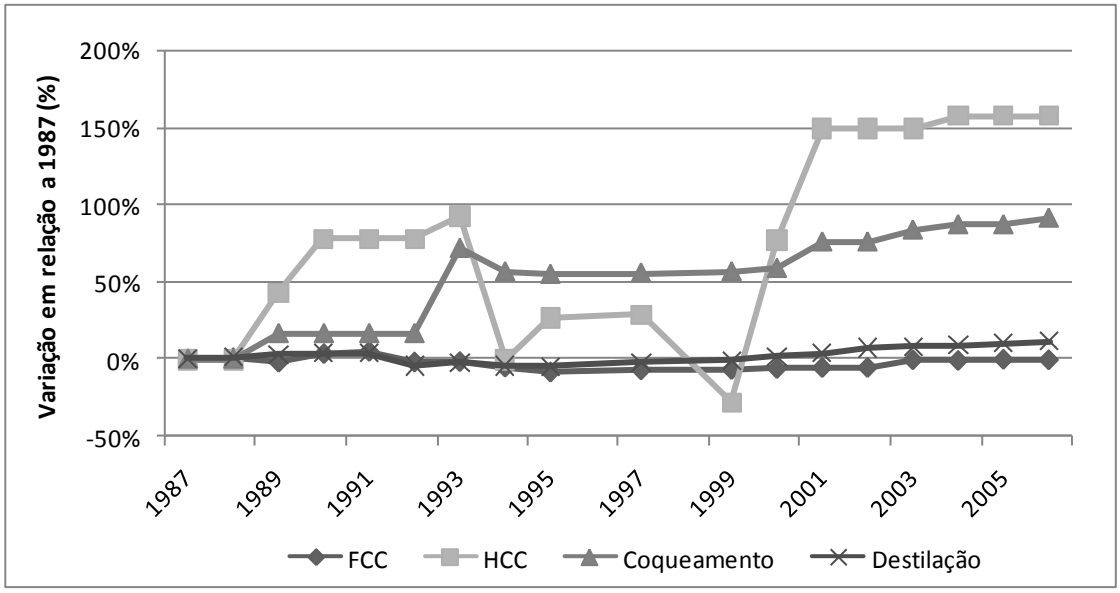


Figura 3.27 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream no PADD IV
Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2006f).

3.4.5 PADD V

O PADD V evoluiu contra o movimento de processamento de óleos mais pesados observável no resto dos EUA, desde o final da década de 1980 (Figura 3.28) (EIA, 2006f). Parte deste fenômeno pode ser interpretada como a decadência das bacias petrolíferas da Califórnia, majoritariamente produtora de pesados e ácidos, diferentemente do resto dos EUA com perfil produtivo de médio a leve (CEC, 2006),

assim como o declínio dos campos do Alaska, já citado. Além das produções declinantes, há o recrudescimento da legislação ambiental na Califórnia no que tange o consumo energético das refinarias, trazendo uma perspectiva futura de aumento pela demanda por óleos leves, de processamento menos energo-intensivo.

Estes fatores estão criando condições para que petróleo do PADD V provavelmente ceda lugar a óleos mais leves importados, no refino local, já que se observa uma tendência ascendente da densidade da cesta importada, a partir da década de 1990. Entretanto, se esta expectativa não se confirmar, cabe ressaltar que pelo fato de a produção declinante deste distrito ser de caráter pesado e ácido, há brechas para exportadores de óleos similares preencherem este vácuo, tirando proveito da estrutura de conversão lá instalada.

Não obstante, os estados deste distrito, notadamente a Califórnia, apresentam a segunda maior capacidade de HCC dos EUA, apresentando um crescimento modesto nas duas últimas décadas, em relação ao PADD III, muito semelhantes no início da década de 1990 (Figura 3.29) (EIA, 2006f).

A título de ilustração, no que concerne ao petróleo importado pelo PADD V, de 1,4 milhão de b/d importado em agosto de 2006, apenas 15% são considerados óleos pesados (com grau API inferior a 22,3) (EIA, 2006c). Destes, se sobressaem os óleos equatorianos e os brasileiros, com 74 mil b/d e 69 mil b/d, respectivamente.

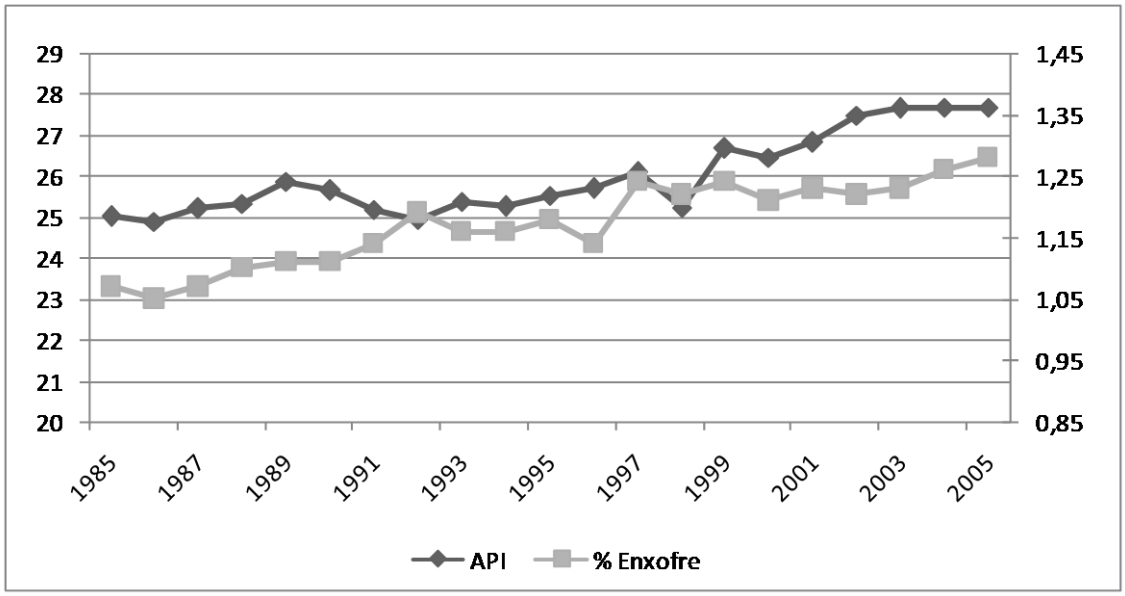


Figura 3.28 - Qualidade da Cesta de Petróleos Importados para o PADD V
Fonte: Elaboração própria com base em.EIA (2006f).

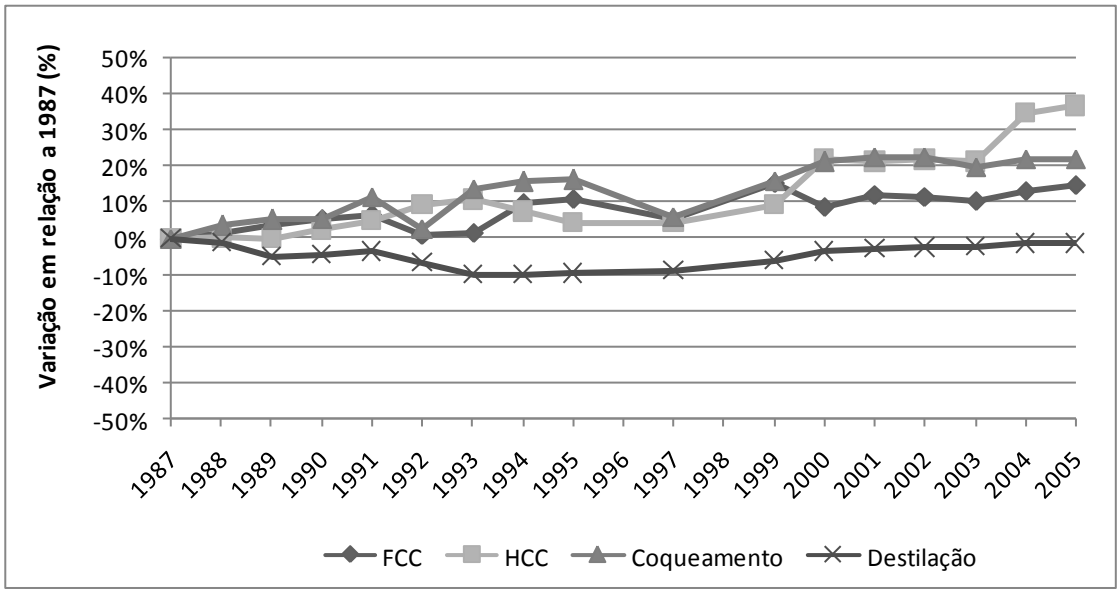


Figura 3.29 - Evolução da Capacidade de Processamento Downstream no PADD V
Fonte: Elaboração própria com base em.EIA (2006f).

3.5 Oportunidades e Desafios para os Exportadores de Óleos Pesados no Mercado Americano

A colocação de óleos pesados no território norte-americano, via integração com o refino local, seja mediante contratos de suprimento ou associada a investimentos em parcerias como as *joint ventures*, apresenta-se como uma excelente forma de apropriação do desconto de tais insumos ante os óleos leves. De fato, como serão descritas no próximo capítulo, estratégias como a assinatura de contratos de longo prazo objetivando relações de fidelidade, ou mesmo a aquisição de participações em parques refinadores, prevalecem entre produtores exportadores como a PDVSA e a Pemex. O ponto predominante nestas estratégias é a associação de tais empresas estatais com refinarias instaladas concentrada no PADD III. Este fato, possivelmente, deve-se ao alto grau de complexidade do parque refinador deste distrito, propiciando aos produtores de óleos pesados a maior geração de derivados leves e médios crível.

Ademais, a localização geográfica do refino na Costa do Golfo é favorável à chegada de armadores VLCC, vindos de produtores estrangeiros, ou mesmo de embarcações de menor casco, das Antilhas ou Ilhas Virgens. O PADD III possui uma vasta capilaridade na malha de oleodutos de crus, bem como de derivados, possibilitando a importação ou

o escoamento de sua produção de petróleos e derivados para outros distritos, como os PADD I e PADD II.

Por sua vez, os PADDs II e IV estão submetidos à soberania dos óleos pesados canadenses, graças à favorável interconexão de dutos entre os EUA e o país ao norte. Assim, caberia aos países exportadores de pesados avaliarem estratégias logísticas com a difícil tarefa de competir com os crus canadenses, caso almejem tais mercados. No entanto, não há solução aparente para a realização destas táticas, no curto prazo. Há de se adiantar que, em 2000, PDVSA e Pemex possuíam significativas participações no mercado de pesados importados no PADD II (PURVIN & GERTZ, 2001), que, atualmente, por inúmeras causas, dentre elas a vantagem logística canadense, perderam espaço para as companhias daquele país.

No que concerne ao PADD V, há a falta de intercomunicação com a malha de oleodutos americana, fato este que acarreta em uma dificuldade de chegada de óleos utilizando os terminais portuários do PADD III, maior centro receptor norte-americano. Conjugado a este problema, há a falta de infra-estrutura de modo a atender o crescimento das importações para o grande núcleo produtor/consumidor californiano. Ademais, existe a incerteza no que se refere à legislação ambiental californiana, tocante aos combustíveis, e à disseminação dos *boutique fuels*. Tal fato ocasiona um maior custo aos transportes destes derivados, além de maior gasto energético das refinarias em processos de tratamento, como a hidrodessulfurização.

Com relação ao último ponto, os padrões máximos de consumo energético das refinarias deverão sofrer reduções, como uma das medidas de redução de emissão de gases de efeito estufa, propostas pelo governo da Califórnia. Assim, o produtor de óleos pesados deverá enfrentar uma possível redução de seu *market-share*, frente aos petróleos mais leves e menos sulfurosos, cujo processamento é menos energo-intensivo, tanto na Costa Oeste quanto no resto do país que segue suas tendências. Porém, como analisado, pelo isolamento do PADD V quanto à malha de dutos do país, cabe a esta região maiores margens de refino se comparadas ao resto do país, o que conjugado à aptidão de processar cargas pesadas das bacias declinantes locais, pode representar uma excelente oportunidade para os produtores de pesados.

Ao produtor estrangeiro de petróleos pesados cabe avaliar o momento correto de sua entrada no mercado norte-americano. Com base nos fatores que influenciam as margens líquidas de refino americanas, apresentadas no tópico 3.2.1, é possível constatar que estas se encontram, no presente, no patamar mais elevado da série histórica, em especial, aquelas relativas às refinarias complexas. Por seu turno, a aquisição de ativos do refino em território norte-americano, igualmente, encontra-se dispendiosa, já que o valor dos ativos tende a acompanhar suas taxas internas de retorno. Deste modo, um possível equívoco na compra de ativos, em situações de elevação nos preços dos petróleos e derivados, pode ocasionar grandes prejuízos, caso estes produtos se depreciem no mercado internacional.

Por fim, de fato, o refino norte-americano nunca foi tão rentável aos investidores que apostaram na alta dos preços do petróleo e derivados, antecipando a internalização da variável ambiental e os investimentos de re-configuração no processamento de óleos pesados. Entretanto, a alta rentabilidade impõe riscos mais elevados, dando lugar ao surgimento de uma grande variedade de estratégias defensivas, como a contratação indexada de longo prazo e associações entre refinadores e produtores estrangeiros de óleo pesado repartindo eventuais lucros ou perdas. Desta forma, no próximo capítulo, serão descritas as modalidades e as regiões mais apropriadas na entrada Petrobras no refino dos EUA. Ademais, serão estudadas as estratégias de internacionalização dos produtores Pemex e PDVSA, e canadenses, competidores da Petrobras pela compra de refinarias no refino norte-americano.

CAPÍTULO 4 - OPORTUNIDADES E DESAFIOS NA COLOCAÇÃO DO ÓLEO PESADO BRASILEIRO NO REFINO AMERICANO

Dado que o óleo brasileiro do tipo Marlim é pesado e ácido, como descrito no segundo capítulo, nele incide um desconto em relação às cotações dos óleos leves e não ácidos, transacionados no mercado internacional. Esta especificidade é evidente em situações de alta dos preços dos óleos marcadores, quando há a "abertura" de tal desconto, motivado pelo rendimento insatisfatório em derivados nobres, quando estes crus mais viscosos são processados em refinarias não-complexas. Desta forma, uma política de comercialização no mercado à vista internacional dos excedentes de crus pesados brasileiros admitiria perdas de valor da cadeia produtiva e de oportunidades, provenientes deste diferencial de valor citado.

Há a possibilidade de concretização de excedentes exportáveis de óleo tipo Marlim, conforme a exposição do segundo capítulo. Assumindo esta chance como não-desprezível, a Petrobras se confrontaria com uma árvore de decisões que diz respeito às alternativas estratégicas com relação a estes excedentes. Presume-se que a melhor alternativa é agregar valor a este volume de crus descontados, em lugar de estocá-los ou concretizar perdas no mercado à vista ou a termo. Uma forma de adicionar valor ao cru brasileiro no exterior, já posta em exercício por produtores de óleos pesados do continente norte-americano, é integrar o E&P no país de origem com o refino que atue em um mercado seguro para esta prática. Pelas qualidades apresentadas no capítulo anterior, o mercado de derivados nos EUA é favorável a este tipo de estratégia, já que dispõe de uma sólida infra-estrutura logística em um ambiente competitivo desregulado.

Como já exposto no segundo capítulo, em meados de 2006, a Petrobras ingressou em uma sociedade com o refinador Astra, adquirindo 50% de participação na refinaria de Pasadena (Texas), no PADD III e comprometendo-se a expandi-la em capacidade de destilação e conversão. Desta forma, por meio desta *joint venture*, a companhia introduz-se no refino norte-americano, beneficiando-se das vantagens logísticas da região adjacente a Houston e amplamente conectada à malha de dutos de derivados dos

EUA. Assim, o produtor do óleo pesado do tipo Marlim, passa a desfrutar de um mercado *Premium* confiável para refinar seu principal insumo de exportação.

Com a aquisição de sua primeira refinaria naquele mercado, a Petrobras consolida sua participação no setor petrolífero norte-americano, que é parte de sua estratégia de internacionalização desde 1987, quando adquiriu a participação da Texaco em oito blocos de E&P no Golfo do México. Ainda, existe a possibilidade de expansão da atual capacidade da refinaria de Pasadena, por intermédio da construção de novas unidades em terrenos adjacentes, de propriedade da instalação (PETROBRAS, 2007a). Conforme será abordada neste capítulo, esta particularidade é de grande vantagem à companhia, já que o processo de licenciamento para a construção de refinarias *greenfield* nos EUA é moroso e dificultado pela legislação ambiental daquele país. Cabe notar que não se inauguram refinarias nos EUA desde 1976, por conta dos obstáculos jurídicos e das comunidades locais aos projetos de construção de novas plantas (DOE 2004; WHITEHOUSE, 2006).

Por outro lado, como discutida no segundo capítulo, a construção de novas refinarias *Premium* de caráter exportador no Brasil não exclui uma estratégia de colocação do excedente de óleo brasileiro no mercado internacional. No cenário com menor excedente de óleo bruto, em que não há atrasos nos projetos de construção e de adaptação de refinarias brasileiras previstos pela Petrobras, além da adição de 500 mil b/d em novas refinarias, haveria ainda um superávit líquido de 400 mil b/d em 2016[102]. Deste modo, o processamento dos 100 mil b/d de óleo tipo Marlim em Pasadena previsto para iniciar em 2010 seria insuficiente na adição de valor a todo este volume excedente de crus nacionais. Ressalta-se que 300 mil b/d restariam no balanço de petróleos do Brasil, sendo esta quantidade superior a 600 mil b/d, caso não haja a construção de novas plantas além do COMPERJ e de Suape[103]. No limite extremo, esta quantidade ainda pode chegar a 1 milhão de b/d.

Em suma, é bastante provável a existência de grandes volumes de óleo bruto excedentes no Brasil. Esta dissertação, ao testar esta hipótese intermediária e em seguida constatar a rentabilidade do mercado de derivados nos Estados Unidos, necessita testar a sua

[102] Trata-se da Configuração 6 (Modificações previstas pela Petrobras + COMPERJ + Refinaria de Suape + 2 Refinarias de 250 mil b/d) estimada no segundo capítulo.
[103] Trata-se da Configuração 4 (Modificações previstas pela Petrobras + COMPERJ + Refinaria de Suape) estimada no segundo capítulo.

hipótese principal que é a pertinência de agregar valor ao cru excedente nacional em refinarias localizadas nos Estados Unidos, cujo mercado se mostra favorável a margens de refino elevadas.

Para que esta estratégia seja bem-sucedida, conforme exposto no capítulo anterior, o processamento de óleos pesados latino-americanos é otimizado nos PADDs III e V, devido aos *hardwares* instalados, à localização de refinarias junto à costa, assim como a acessibilidade das instalações portuárias, notadamente na primeira região. Como serão descritas, as estratégias de internacionalização das estatais Pemex e PDVSA (e mais recentemente as canadenses) no mercado norte-americano, em especial no PADD III, nos últimos vinte anos, confirmam a viabilidade deste tipo de integração *ex-situ* com o E&P de seus crus pesados. Por sua vez, para o PADD V, reforça-se a perspectiva de entrada de novos produtores estrangeiros de óleos pesados, em lugar da produção declinante local, pesada e ácida, tal qual o cru tipo Marlim. Apesar de um panorama de recrudescimento da legislação de emissões para refinarias na Califórnia, há um mercado *Premium* a explorar, que renderia à Petrobras margens líquidas superiores a de qualquer outro mercado consumidor no mundo.

Sendo assim, este último capítulo analisa a entrada do produtor brasileiro de óleos pesados Petrobras, no parque refinador dos EUA, avaliando as modalidades mais favoráveis à estratégia de maior adição de valor aos petróleos em questão. Estas opções são: construir uma nova refinaria nos EUA, adquirir refinarias existentes ou formar parcerias em modelos de *joint venture*, tal como Pasadena. Posteriormente, serão definidas as regiões de melhores potenciais, na inserção da Petrobras no refino dos EUA e seu mercado de combustíveis. Finalmente, serão estudados as possibilidades de compra de refinarias pelos maiores competidores da Petrobras no território norte-americano, os produtores de crus pesados mexicanos, venezuelanos e canadenses.

4.1 Contratos de Longo Prazo, Construções, Aquisições e Ampliações de Refinarias nos EUA

Desde os anos 1980, as estatais exportadoras de óleos pesados Pemex e PDVSA adotaram a contratação no longo prazo com refinadores norte-americanos, como forma de garantir a demanda por seus insumos, com menor volatilidade de preços. Para a efetivação dos acordos, tais exportadores procuraram a garantia de que os contratos

fossem firmados no longo prazo, com cláusulas de intenção de investimentos em unidades de conversão assinadas pelos refinadores. Apesar de ser uma estratégia sem custos afundados para os exportadores e, portanto, de menor risco, a contratação no longo prazo não agrega valor aos crus descontados, na cadeia produtiva de quem exporta estes insumos descontados. Desta forma, as experiências destes países latino-americanos, notadamente a do México, demonstram que a simples contratação no longo prazo não é apropriada para o tipo de cru comercializado por elas. Vale notar que os óleos mexicanos e venezuelanos detêm características próximas à corrente que a Petrobras espera colocar em maiores volumes no mercado internacional, caso haja excedentes consideráveis, nos próximos anos.

Uma solução que evita a perda de valor no desconto de crus pesados, como discutido no primeiro capítulo, é a integração do E&P destes exportadores com refinarias equipadas de unidades de conversão profunda, instaladas em algum mercado *Premium*, como o norte-americano. Também praticadas pelos exportadores latino-americanos, desde os anos 1990, e mais recentemente pelos canadenses, a integração com o refino norte-americano, por suas especificidades abordadas no capítulo anterior, lograria a máxima adição de valor aos óleos pesados. Daí, a segunda opção da Petrobras na comercialização de seus excedentes de óleos pesados, analisada pelo presente capítulo, é a de construção de refinarias nos EUA, próprias ao processamento e adição de valor do cru tipo Marlim.

Por outro lado, há inúmeros entraves à ampliação de plantas existentes e construção de novas refinarias no território norte-americano. Esta particularidade deve-se, principalmente, ao rígido aparato regulatório, especialmente por razão da legislação ambiental *Clean Air Act* (CAA), de 1970, e de suas emendas de 1977 e 1990, bem como de pressões de *stakeholders* pela não-aprovação de permissões ambientais. Para o caso da instalação de uma refinaria *greenfield* no país, necessita-se ainda de um considerável investimento inicial, em meio há um histórico de baixas taxas de lucratividade do setor refinador como um todo.

Além do CAA, que regulamenta a qualidade do ar, ao construir ou realizar uma grande ampliação de uma refinaria nos EUA, a Petrobras deve estar em conformidade com o *Clean Water Act*, que rege pelo uso sustentável de recursos hídricos; com o *Resource Conservation and Recovery Act*, que regulamenta disposição de resíduos, bem como

outras leis federais, estaduais e locais (MEYERS, 2006). Cabe notar que, apesar de a regulação do meio ambiente estar sob a competência da agência federal de proteção ambiental americana (*Environmental Protection Agency* - EPA), são os estados e/ou os condados que devem regulamentar a concessão de permissões de uma nova refinaria em seu domínio. Assim, a partir da década de 1970, os estados e comunidades norte-americanos criaram regras de permissão para a construção e ampliação de refinarias compatíveis com os marcos federais. Algumas, inclusive, apresentam uma rigidez superior às orientações federais, como no notável caso californiano.

Ressalte-se que última refinaria americana foi inaugurada em 1976, ano anterior à publicação da emenda de 1977 do *Clean Air Act*, refletindo, simbolicamente, o efeito do recrudescimento das legislações federais, estaduais e locais americanas. Não obstante, de 1996 a 2006, mesmo inibidos pela regulamentação ambiental, os investimentos no refino norte-americano acrescentaram 2,1 milhões de b/d de processamento primário, exclusivamente em refinarias já instaladas. Este volume é equivalente ao efeito de 17 novas refinarias de tamanho médio entrando em operação no território norte-americano (FLETCHER, 2006).

Neste sentido, nos últimos trinta anos, tanto a legislação ambiental quanto a organização do setor refinador norte-americano privilegiaram a ampliação da capacidade existente, em detrimento da instalação de novas refinarias no país. Para os refinadores que buscavam expandir sua participação de mercado e para os entrantes no refino norte-americano, a opção estratégica que prevaleceu foi calcada em aquisições e ampliações de refinarias instaladas. No caso dos refinadores independentes e produtores estrangeiros de óleo pesado, a compra de capacidades foi estendida com investimentos em adaptações de refinarias simples e semicomplexas, de forma a tornarem seu capital propício ao processamento do insumo. Esta também é a escolha da Petrobras até o presente, na qual se optou por comprar metade da refinaria semi-complexa de Pasadena, adaptando e ampliando suas instalações para o processamento do óleo tipo Marlim.

Outra possibilidade igualmente praticada por exportadores de óleos pesados no mercado norte-americano foi a formação de *joint ventures*, que é igualmente vantajosa em comparação à construção de refinarias. Estas parcerias visam a cooperação tecnológica entre um produtor de óleo pesado e um refinador já estabelecido naquele mercado. Uma vantagem à primeira vista frente ao investimento *greenfield* seria o menor custo de

colocação do óleo pesado nos EUA, sem que isto gere perdas na adição de valor do cru descontado. Além de custos de transação superiores com a formação de novas parcerias de suprimento e distribuição, o refinador *greenfield* incorreria em custos *off-sites*, como a construção de conexões com os principais oleodutos da região, a exemplo do projeto de Yuma, que será descrito em seguida.

4.1.1 Contratos de Longo Prazo com o Refino nos EUA

Precursoras no processamento de óleos pesados nos EUA, por meio de integração com o refino norte-americano, as estatais petrolíferas Pemex e PDVSA realizaram diversas estratégias de colocação de seus crus no refino norte-americano. Dentre estas, assinaturas de contratos de suprimento de longo prazo são praticadas pelas estatais desde então. Cabe ressaltar que esta modalidade não agrega valor ao cru descontado, mas apenas garante um mercado cativo às exportações de petróleos destes países fornecedores. Então, convém analisar este tipo de colocação de óleos pesados no refino norte-americano.

Pela legislação do México, a política de comercialização internacional dos crus mexicanos não permite qualquer espécie de intermediação entre a Pemex, representada pela filial PMI, e o consumidor final. Com efeito, a estatal torna-se a detentora de todos os contratos de venda destes insumos (PMI, 2006). Igualmente, a Pemex possui uma política que não admite a comercialização de crus em mercados *spot*, fornecendo seu insumo somente a consumidores proprietários de refinarias, ficando vedada a triangulação do óleo (USSEC, 2006a).

De modo a comercializar seu petróleo no mercado norte-americano, principalmente a corrente Maya, a Pemex estabelece seus clientes, denominados de "consumidores designados" (*designated costumer*s), que assinam um contrato de compra de óleo mexicano, estabelecendo uma relação comercial com a estatal. O objetivo de nomeá-los é garantir lealdade e transações de longo prazo entre as refinarias americanas e a estatal mexicana. A média destas relações varia de 15 a 20 anos de duração (ver Anexo I). Em 2006, todas as transações de óleo Maya foram estabelecidas por meio de relações com consumidores designados (USSEC, 2007c).

Assim, 90% do suprimento de Maya para os "consumidores designados" são realizados mediante formatos distintos de contrato: i) contratos de longo prazo, propriamente ditos; ii) contratos *evergreen*, nos quais há a possibilidade das partes encerrarem o acordo a qualquer momento, desde que haja uma comunicação com três meses de antecedência. O remanescente é contratado por meio de convênios personalizados, com fórmulas de preços de acordo com as necessidades do consumidor[104] (USSEC, 2007c).

Como exemplo, a Premcor Refining, refinadora independente adquirida pela Valero em 2005, firmou um contrato de longo prazo de suprimento com a Pemex, com o fim de abastecer a refinaria de Port Arthur, no Texas, em 2001. Por meio deste acordo, a mexicana fica comprometida a entregar 200 mil b/d de óleo Maya, até 2011, que corresponde a 80% do óleo pesado processado naquela refinaria (USSEC, 2006b). Tal acordo de longo prazo inclui um mecanismo de ajuste de preços, minimizando os efeitos cíclicos de margens de refino adversas. Este mecanismo modera as flutuações das margens brutas da unidade de coqueamento, calculadas por um *benchmark* do valor da produção da unidade, comparado-a ao custo de sua carga. Tal acordo provém a estabilidade de uma margem bruta mínima média de US$15 por barril, nos primeiros oito anos do acordo. Numa base mensal, a margem é calculada e comparada com a mínima. Assim, margens brutas de coqueamento excedentes à mínima são consideradas como "superávits", enquanto o inverso por "déficits". Em seguida, em uma base trimestral (desde o início do contrato), superávits e déficits são agregados, de forma que ajustes de preços do Maya, adquirido pela Valero são realizados em momentos de resultados acumulados (USSEC, 2006b).

Assim, quando na agregação trimestral ocorre déficit, a Valero recebe um desconto no valor do prejuízo para a compra do Maya no trimestre posterior. Se, porventura, o

[104] Para os consumidores americanos, o preço-base dos petróleos mexicanos, seguem as seguintes fórmulas, seguindo com a política de exportação do cru. Para a Costa do Golfo: ISTMO = 0.40 (WTS + LLS) + 0.20 (BRENT DTD) + K ; MAYA = 0.40 (WTS + FO No.6 3 %S) + 0.10 (LLS + BRENT DTD) + K ; OLMECA = 0.333 (WTS + LLS + BRENT DTD) + K ; para a Costa Oeste: MAYA = 0.333(WTI +ANS + KERN RIVER) + K ; (1)"WTI" significa a média aritmética dos preços Platts para o petróleo cru do tipo WTI; (2) "WTS" significa a média aritmética dos preços Platts para o petróleo cru do tipo WTS; (3) "LLS" significa a média aritmética dos preços Platts para o petróleo cru do tipo LLS; (4) "K" é uma constante determinada por grupo de trabalho de preços do governo mexicano a ser aplicado aos carregamentos do mês na edição; (5) "ANS" significa a média aritmética dos preços Platts para o petróleo cru do tipo Alaskan North Slope; (6) de "Kern River" significa a média aritmética dos preços Platts para o petróleo cru do tipo Kern River; (7) "FO No.6 l% S" significa a média aritmética dos preços Platts para o óleo combustível No.6 com um índice do enxofre de 1%; (8) "FO No.6 3%S" significa a média aritmética dos preços do Platts para o óleo combustível no.6 com um índice do enxofre de 3% (PMI, 2006).

déficit acumulado crescer, o refinador recebe descontos adicionais na compra do cru nos trimestres seguintes. Pelo contrário, em caso de queda no acumulado, a Valero reembolsa os descontos recebidos anteriormente, ou paga um prêmio em compras posteriores de óleos mexicanos, no mesmo montante da redução do déficit. Entretanto, os descontos recebidos pelo refinador, em qualquer trimestre, são limitados a US$ 30 milhões, enquanto os reembolsos de descontos ou prêmios limitam-se a US$ 20 milhões. Ademais, quaisquer diferenças positivas em relação ao montante, sujeito a estas limitações trimestrais, são aplicadas nos trimestres subseqüentes (USSEC, 2006b).

Desta forma, com menor incerteza, a Valero anula grande parte de seu risco de sub-abastecimento de óleo, podendo ter uma maior garantia que viabilize seus investimentos em unidades de conversão, com reduzida volatilidade de preços[105]. Por seu turno, a produtora Pemex garante uma segurança do valor de seu óleo, assim como o fornecimento cativo ao refinador Valero.

Assim como o México, a PDVSA estabelece seus "consumidores designados" no mercado norte-americano, os quais assinam um contrato de compra de óleo venezuelano, estabelecendo assim uma relação comercial com a estatal (USSEC, 2006b). O objetivo de nomear consumidores designados, como ressaltado anteriormente, é garantir relações de lealdade e longo prazo entre as refinarias americanas e a estatal, atando parcerias comerciais que vão de quinze a trinta anos (ver Anexo II). Em 2004, aproximadamente 65% do total de petróleo exportado pela PDVSA foram realizados por meio de contratos de longo prazo com estes consumidores designados. Destes clientes, 43% foram relativos a contratos entre a estatal e suas subsidiárias em território norte-americano. A maior parte dos contratos de longo prazo da PDVSA atende a subsidiária refinadora Citgo.

Apesar de toda garantia de mercado que a assinatura de contratos de longo prazo permite aos produtores de crus pesados, à exceção de contratos com as subsidiárias americanas, este tipo de comercialização não logra a agregação de valor aos petróleos descontados. Deste modo, em caso de realização de excedentes de cru tipo Marlim nos próximos anos, para a Petrobras, esta não seria a melhor estratégia de colocação do seu insumo no mercado norte-americano. Dado que a companhia domina a tecnologia de

[105] De fato, no ano 2000, após a assinatura do acordo, foi concluída a expansão do coqueador da Premcor (PURVIN & GERTZ, 2001).

refino deste cru, caberia à empresa continuar viabilizando a integração de sua produção de derivados em outros mercados, como o norte-americano. A contratação de longo prazo com refinadores nos EUA, em termos de adição de valor à sua produção, tem pouca vantagem sobre a livre negociação nos mercados à vista internacionais, que a Petrobras exerce no presente, até porque não são todas as refinarias capazes de processar um óleo mais ácido. Assim, como é limitada a maximização do valor do insumo, refuta-se esta modalidade de colocação do cru tipo Marlim como estratégia de comercialização de seu excedente futuro.

4.1.2 Refinarias *Greenfield* nos EUA

Ao instalar uma nova refinaria nos EUA, a o refinador *greenfield* tem de submeter-se a uma série de leis e normas federais permeadas no plano estadual. As regras de instalação de novas refinarias são mais rigorosas do que as de aquisição e re-configuração de unidades existentes. Tal fato é atribuído à maior quantidade de requisições de permissões, especialmente no que tange ao âmbito ambiental. Portanto, apesar de não ser o foco da dissertação, cabe a esta subseção ilustrar alguns riscos que a legislação ambiental impõe ao refinador entrante, de maneira a expor estes desafios impostos ao investidor *greenfield*. Ademais, serão apresentados os custos e o período de construção de um novo projeto de refinaria nos EUA.

As regulamentações mais rígidas e morosas nos EUA, para um empreendimento industrial emissor de poluentes, referem-se à qualidade do ar. Um exemplo é o programa de permissões *New Source Review* (NSR), inserido nas emendas de 1977 do *Clean Air Act* (CAA). O NSR é aplicado à construção ou grande modificação de qualquer planta industrial estacionária, que seja uma fonte de poluição do ar considerável (*major source*), como no caso das refinarias[106]. Segundo EPA (2007), este programa de permissões serve a dois propósitos: assegurar que a qualidade do ar não se degrade com a adição ou modificação de fontes poluidoras estacionárias, e certificar que estas novas plantas sejam as mais "limpas" possíveis de acordo com o *estado-da-arte* tecnológico disponível. Cada estado norte-americano tem a opção de se adequar às normas propostas no programa federal NSR, cabendo à EPA a aprovação da

[106] A fonte poluidora é caracterizada como *major source*, desde que haja despejos anuais na atmosfera acima de um volume recomendado pelo CAA, geralmente de 100 toneladas por ano. Para maiores informações, vide EPA (1990).

implementação na esfera estadual. Quando as normas estaduais não logram um mínimo de critérios estipulados pela EPA, o estado deve submeter-se ao *enforcement* da instituição nas cláusulas em que não há o consentimento da agência. Há casos em que as agências estaduais se abstêm da formulação de seu próprio plano de implementação de permissões NSR, delegando de volta à EPA a aplicação das regras mínimas federais (EPA, 2007).

A permissões NSR são requisitadas pelo refinador *greenfield* junto à competência estadual, para qualquer novo projeto antes que se inicie. O programa NSR abrange dois tipos de permissões, de acordo com a localização da refinaria. Para regiões onde os padrões de qualidade do ar estão abaixo de um nível mínimo (qualidade insatisfatória), concede-se a permissão NAA (*National Ambient Air Quality Standards* – NAAQS). Para casos situados em regiões cuja qualidade do ar está acima da NAA (qualidade satisfatória), a refinaria tem de submeter um pedido à autoridade estadual para uma permissão PSD (*Prevention Of Significant Air Quality Deterioration*), com níveis menos rígidos de emissão, porém ainda restritos.

De acordo com a qualidade do ar da região de instalação, compete à nova refinaria estar equipada com a tecnologia de máximo controle disponível de poluentes. Assim, se a permissão requerida for em alguma região de qualidade do ar satisfatória (permissão PSD), o refinador deve atender ao critério *Best Available Control Technology* (BACT)*;* para o caso da permissão em locais de má qualidade do ar (permissão NAA), deve-se atender ao *Lowest Achievable Emission Rate* (LAER)[107].

Em média, os estados norte-americanos levam de 12 a 18 meses para emitir uma permissão NSR para grandes instalações, embora este tempo possa ser superior, caso alguma pendência administrativa ou litígio se verifique (MEYERS, 2006).

[107] O BACT é um limitante tecnológico de emissões baseado no máximo grau de redução para cada poluente emitido pela nova fonte poluidora estacionária. O regulador examina caso a caso, levando em conta os impactos e custos energéticos, ambientais e econômicos associados com cada tecnologia alternativa e o beneficio da redução de emissões que a adoção da tecnologia oferece. O regulador, então, especifica a limitação de emissões para a fonte poluidora (no caso a refinaria), que reflete o máximo grau de redução possível para cada poluente em questão. O LAER, adotado em áreas com ar degradado, diferentemente do BACT, não leva em consideração fatores econômicos, energéticos e ambientais, sendo definido como i)a mais severa limitação de emissões do programa NSR do estado para a fonte poluidora em questão; ou ii) a mais severa limitação de emissões para a categoria da fonte poluidora, no caso o setor refinador, em prática (EPA, 1990).

Depois de concedidas todas as permissões de pré-construção relacionadas ao CAA, cabe ao refinador *greenfield* submeter junto à EPA uma permissão de operação da refinaria (*operating permit*). Esta permissão, inscrita no Título V da lei e adicionada nas emendas de 1990, consolida em um só documento todas as normas federais e estaduais aplicáveis ao início da operação da instalação poluidora, como no caso de uma refinaria. Uma vez submetido o requerimento, a refinaria está autorizada a operar enquanto o Título V é avaliado pela agência ambiental. Contudo, a agência competente do estado tem até 18 meses para dar a licença final, podendo a refinaria continuar em operação caso haja desacordo do refinador requerente ou de algum *stakeholder* envolvido até que ocorra a última instância (MEYERS, 2006).

Paralelamente, na instalação de uma nova refinaria nos EUA, o refinador deve obter uma permissão para o uso dos recursos hídricos norte-americanos para o despejo de poluentes no sítio escolhido para a nova refinaria. Igualmente, cabe à EPA, sob as normas do *Clean Water Act* (CWA), de 1972, legislar o uso adequado dos recursos hídricos de fontes pontuais poluidoras, como é o caso de uma refinaria. Inserido no Título IV da lei, o poluidor deve obter uma permissão do *National Pollutant Discharge Elimination System* (NPDES) para realizar o despejo em águas americanas. Tal como nos programas do CAA, a EPA autoriza os estados a conceder permissões NPDES.

Um outro exemplo de permissão que o refinador *greenfield* teria de requisitar junto à EPA refere-se à geração e posterior acúmulo de materiais perigosos, inserida no *Resource Conservation and Recovery Act* (RCRA), de 1976. Novamente, compete aos estados, sob a tutela da EPA, a concessão da licença da geração ou acúmulo de resíduos. Cabe notar que, segundo Meyers (2006), refinarias são geralmente projetadas a acumular materiais em contêineres e tanques seguros, por um período máximo de 90 dias. Sendo assim, na maioria dos casos, refinarias não necessitariam de uma permissão RCRA, pois não são acumuladoras de contaminantes, constituindo-se apenas como geradoras. Vale advertir que uma permissão deste tipo pode levar até dois anos para ser obtida, em caso de a refinaria necessitar estocar resíduos.

Em resumo, as permissões ambientais citadas acima elucidam a miríade de requisições que o refinador *greenfield* deve obter para a construção de uma refinaria nos EUA. Calcula-se que a instalação de uma nova planta no país requer em torno de 800 permissões diferentes (INVESTOR'S BUSINESS DAILY, 2005).

Ressalta-se que, no presente, somente um projeto *greenfield* alcança todas as permissões necessárias pelas leis americanas. É o caso da refinaria projetada pela Arizona Clean Fuels, a ser situada no condado de Yuma, no estado do Arizona (PADD V), com capacidade de destilação atmosférica de 150 mil b/d[108]. A análise do projeto *greenfield* no Arizona é válida na medida em que dá maior exatidão de como seriam os perfis de novas refinarias nos EUA, depois do recrudescimento da legislação ambiental americana, a partir da segunda metade da década de 1970. Cabe notar que o estado do Arizona não possui refinarias, sendo seu suprimento de combustíveis dependente das importações de Califórnia, Novo México e Texas (NAKAMURA, 2004). Ainda assim, o processo de aprovação da permissão NSR da refinaria de Yuma tomou praticamente seis anos para sua finalização, já que se iniciou em 1999, sendo aprovado em 2005 (ARIZONA CLEAN FUELS, 2007).

É interessante notar que um projeto de refinaria no quadro regulatório norte-americano atual, além de estar propenso ao risco na concessão de permissões ambientais, graças ao andamento indeterminado destas tramitações, também incorre em custos adicionais no seu cumprimento, por meio da obrigatoriedade na utilização de tecnologias limpas de máximo controle BACT/LAER.

Como ilustração, por exigência da permissão ambiental concedida pelo órgão de regulação ambiental do Arizona, o projeto de Yuma não incorporou unidades de FCC e no perfil de refino. A ausência de unidades de FCC é explicada pelas altas taxas de emissões de NO_x e materiais particulados do equipamento, além das altas concentrações de enxofres e aromáticos na gasolina produzida pelo craqueador. O projeto, além de outras restrições, também não considerou a alquilação no esquema de refino. Tal fato deve-se à utilização de catalisadores ácidos fortes da fase líquida (H_2F e H_2SO_4), que são adicionados continuamente ao sistema reacional, o que pode levar a riscos operacionais (SZKLO, 2005; AZDEQ, 2006). Sendo assim, estas unidades foram evitadas no projeto da refinaria em questão, de sorte a obter, em conformidade com a lei, um mínimo de processos potencialmente danosos ao meio-ambiente e de máximo controle (tecnologia BACT). Ademais, a refinaria não poderá queimar óleo combustível

[108] Embora, em 1994, o refinador independente Williams tenha logrado todas as permissões necessárias à instalação de uma refinaria *greenfield* de 50 mil b/d, nos arredores de Phoenix, o projeto não obteve êxito (NAKAMURA, 2004).

para calor de processo e todos os queimadores operam com sistema de baixa emissão de NO_x.

Para suprir a produção de derivados de alta qualidade, a refinaria de Yuma será equipada com unidades de HCC, coqueadores, reforma catalítica, isomerização, unidade de conversão de butanos, HDTs para destilados e nafta, ente outros processos com os devidos controles de poluição. Atendendo a legislação CAA e CWA, a refinaria possuirá plantas de tratamento de águas e de recuperação de enxofre e unidades de recuperação de aminas e benzenos (ARIZONA CLEAN FUELS, 2007). Para detalhes do esquema de refino desta nova refinaria, vide Anexo III.

Ademais, o custo de instalação de uma refinaria *greenfield* nos EUA requer um investimento médio de US$ 17 mil por barril-dia de capacidade, demandando no mínimo dez anos para entrar em operação (SLAUGHTER, 2006). A refinaria de Yuma, com capacidade de destilação de 150 mil b/d, tem um custo de instalação de US$ 2,5 bilhões, com US$ 600 milhões adicionais para a infraestrutura de dutos de crus e derivados, resultando em um total de US$ 3,1 bilhões, em dólares de 2006. (ARIZONA CLEAN FUELS, 2006).

É útil ressaltar que em um cenário em alto grau de otimismo, sem qualquer oposição local ou de instâncias regulatórias, o projeto *greenfield* levaria de cinco a sete anos para dar início à produção de derivados. Entretanto, pela incerteza impingida no processo de concessões de permissões ambientais nos EUA, tanto o tempo decorrido até o início de operação da refinaria quanto seu custo provavelmente seriam superiores.

Por outra, o processo de permissões em si constitui-se uma fonte de incerteza para o empreendimento. Como exemplo, caso houvesse alguma permissão ambiental negada pela agência estadual, o projeto se interromperia, resultando em um prejuízo de US$ 50 milhões, após um período de pelo menos 18 meses do marco inicial do projeto (delimitação de escopo). A Figura 4.1 apresenta o diagrama de custos e tempo de construção de uma refinaria *greenfield* nos EUA.

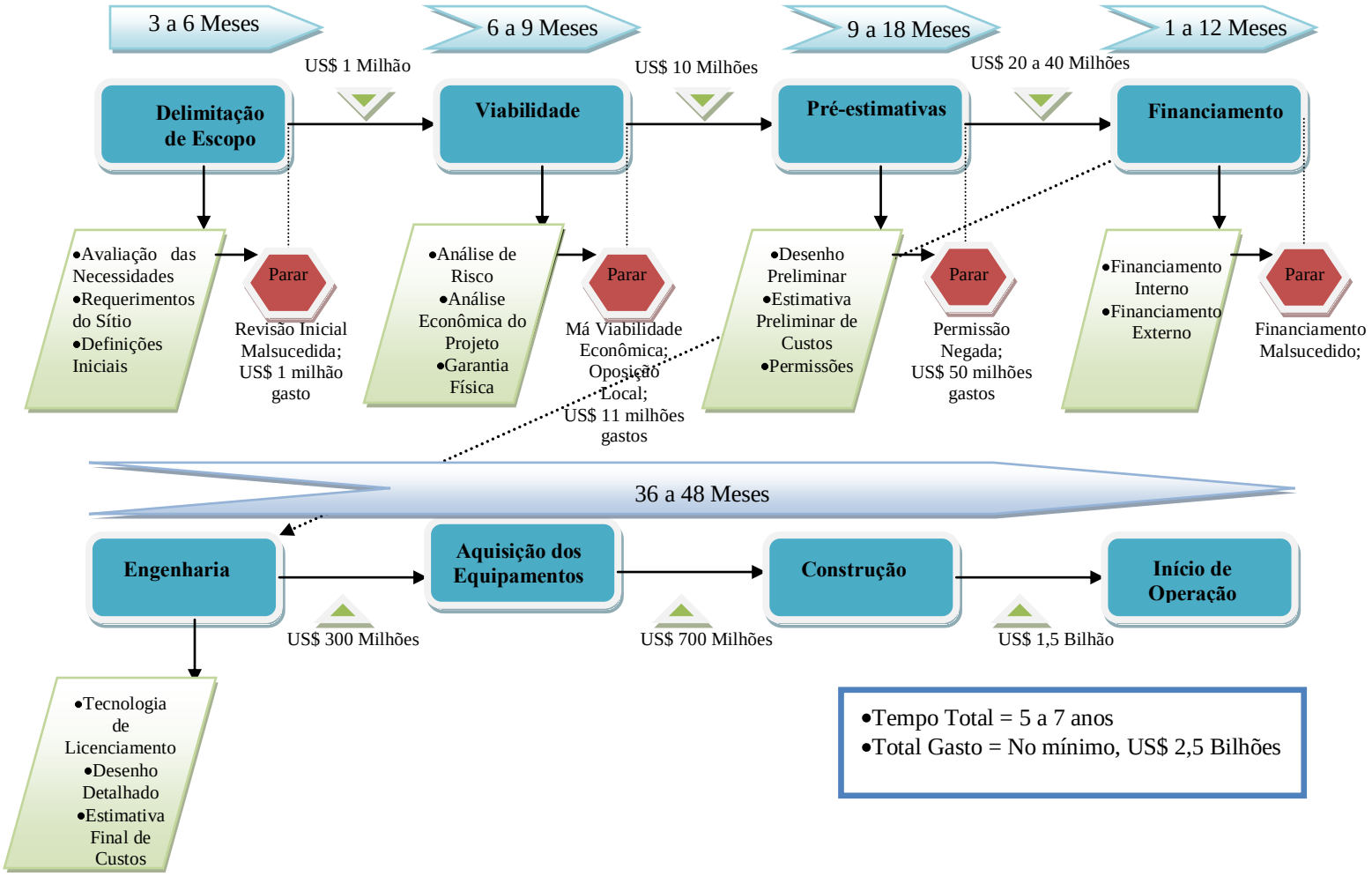
Ademais, o risco de o projeto ser embargado por movimentos ambientalistas nas comunidades afetadas pela instalação da refinaria é igualmente expressivo. Em Nakamura (2007), são apresentados os resultados de um questionário realizado com

1001 participantes norte-americanos. A pesquisa demonstra que 84% dos entrevistados se opõem a construção de uma refinaria em suas cidades, embora 60% endossam plantas solares e eólicas em suas cercanias.

Em suma, ao ingressar no refino norte-americano mediante a construção de uma refinaria *greenfield* de tamanho médio, a Petrobras despenderia um mínimo de US$ 2,5 bilhões, levando de 5 a 10 anos para dar início ao processamento de seu óleo pesado. Além disto, a companhia estaria sujeita a incertezas não-administráveis, como as decorridas de trâmites de licenciamento ambiental e de pressões das comunidades próximas ao sítio do projeto. Deste modo, caso se confirme a possibilidade de grandes excedentes exportáveis de cru do tipo Marlim no futuro próximo, não é recomendável que a Petrobras ingresse no mercado norte-americano construindo uma nova refinaria. O tempo necessário às concessões de permissões pelas autoridades ambientais americanas prejudicaria a estratégia de colocação do excedente naquele mercado. Em outras palavras, sem pesar o risco de indeferimento de permissões, a Petrobras perderia oportunidades de agregação de valor a seu cru, no aguardo de tais tramitações que poderia levar até uma década.

Validamente, impende verificar as condições de acesso da Petrobras ao mercado norte-americano por meio de outras modalidades, como aquisições e/ou formações de *joint ventures* com re-configurações de refinarias já existentes.

Figura 4.1 - Diagrama de Construção de uma Refinaria *Greenfield* (250 mil b/d) nos EUA (em dólares de 2004)



Fonte: Adaptado de U.S. SENATE COMMITTEE ON ENVIRONMENT & PUBLIC WORKS (2004).

4.1.3 Aquisições e Projetos de Re-adaptação de Refinarias Existentes nos EUA

Como descrito no capítulo anterior, a partir da década de 1990, o refino norte-americano sofreu uma série de fusões e aquisições, que consolidou as estratégias produtivas dos refinadores daquele mercado. Grande parte das aquisições se deu em função de expectativas dos refinadores independentes na "abertura" do desconto dos crus pesados em relação aos leves. Dentre as plantas adquiridas naquele processo, algumas foram obtidas por valores inferiores ao investimento de re-configuração ao refino de óleos pesados. De mesma forma, produtores estrangeiros de óleos pesados instalaram-se no refino norte-americano, mediante aquisições de plantas e/ou participações em *joint ventures* com refinadores norte-americanos.

Nenhum agente apostou em investimentos *greenfield* no território norte-americano, pois custos, riscos e o andamento para o início das operações são superiores aos de aquisição e re-adequação de refinarias existentes. De acordo com Slaughter (2006), a expansão de refinarias existentes custa de US$ 9 mil a US$ 12 mil por barril-dia, podendo ser completada em três ou quatro anos, enquanto uma nova planta requer em média US$ 17 mil por barril-dia, tomando até dez anos para o início de sua produção[109].

Um caso particular que sanciona a inclinação do refino norte-americano por rearranjos de propriedade em detrimento de construções *greenfield* é a ascensão da Valero Energy Corporation como o maior refinador norte-americano em processamento primário. Esta descrição se faz útil à dissertação, à medida que a estratégia de compras de refinarias existentes é oportuna à Petrobras, conforme a sua indicação de expansão internacional, com a participação na refinaria de Pasadena e de seu plano estratégico.

Até 1996, a Valero era um refinador de planta única, com capacidade de destilação em torno de 170 mil b/d. No decorrer da segunda metade daquela década, a empresa pôs em prática um plano de compras de refinarias pouco complexas a baixo valor, adequando-as posteriormente ao processamento de cargas pesadas. Esta estratégia baseava-se em expectativas de que as baixas margens vigentes no refino norte-americano poderiam ser revertidas por refinarias capazes de processar óleos pesados, valorados com descontos em relação aos óleos marcadores. Com base nesta perspectiva, o refinador iniciou uma série de aquisições e expansões nos EUA, no momento que as *majors* e alguns

[109] A dólares de 2006.

independentes em solvência desfaziam-se de suas refinarias. Devido aos baixos valores das refinarias existentes na década de 1990 até a de 2000, e aos entraves na construção de novas refinarias, a estratégia da Valero foi adquirir plantas antigas e adaptá-las a cargas de óleos pesados, em conformidade com as especificações ambientais americanas.

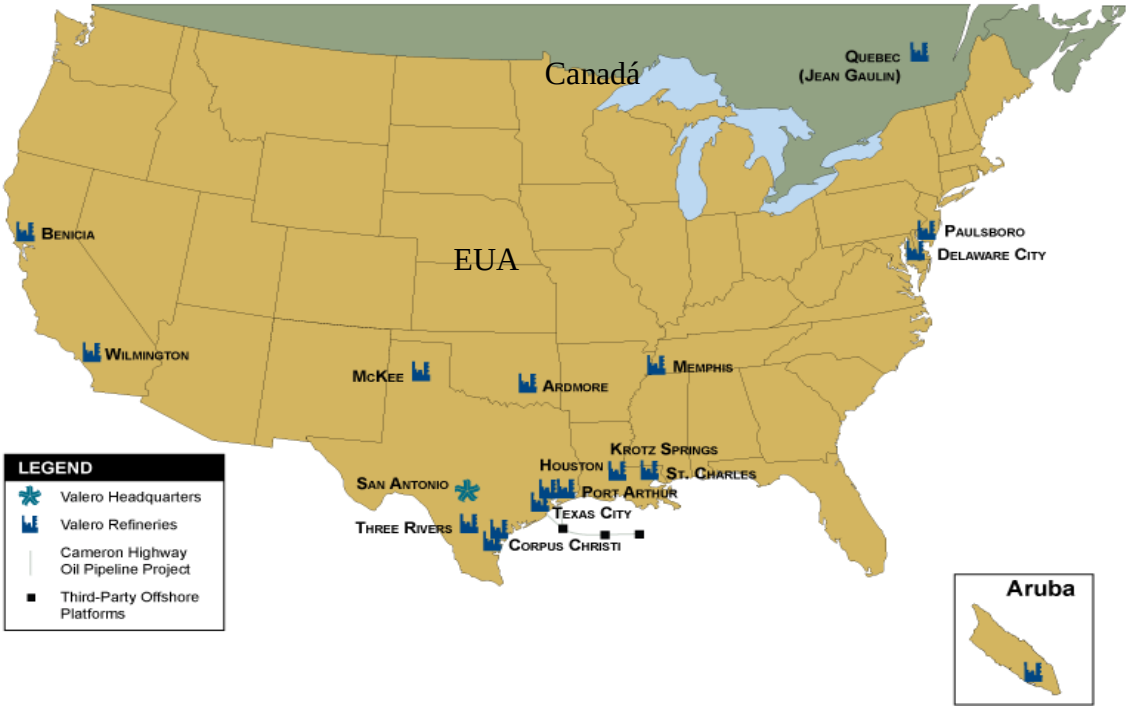


Figura 4.2 - Refinarias da Valero Energy Corporation
Fonte: VALERO (2007).

Dentre estas plantas adquiridas pela Valero, algumas foram negociadas por valores inferiores a 20% do investimento de re-configuração ao processamento de crus pesados. Em meados de 2005, quando adquiriu as instalações do refinador Premcor, o independente Valero tornou-se o maior refinador norte-americano em volume, sem que houvesse a construção de novas refinarias. Em 2007, a Valero totalizou 2,6 milhões de b/d em capacidade de destilação atmosférica, com 490 mil b/d adicionais, se consideradas as refinarias de Aruba e de Quebec de sua propriedade, ambas com os EUA como mercado alvo. A distribuição geográfica das refinarias da Valero, que detém 15 refinarias nos EUA e duas no exterior, cobre os PADDS I, II, III e V, estando a

maior parte delas na região do Golfo do México (Figura 4.2) (VALERO, 2007; USSEC 2007a) [110].

Compete à Petrobras examinar as possibilidades de aquisição de refinarias aos padrões da Valero, caso sua produção de óleos pesados permaneça excedentária em torno de 500 mil a 1 milhão de b/d, nos próximos anos. A exemplo da Valero, adquirir e re-configurar refinarias nos EUA, comercializando derivados nobres, em situações de alto patamar de cotações do WTI, renderia à Petrobras margens de refino elevadas. Por outro lado, por ser um produtor integrado, a Petrobras teria maiores condições de absorver um eventual estreitamento no desconto do cru tipo Marlim, *vis-à-vis* um refinador independente, como a Valero. Assim, na ótica do refinador Petrobras, com a materialização de um cenário adverso desta natureza, suas eventuais refinarias nos EUA receberiam uma carga de cru tipo Marlim, a um menor desconto, porém, com um risco de suprimento limitado. Cabe notar que este risco é circunscrito em seu próprio ritmo de produção e descobertas de novos campos no Brasil, ou de seus blocos no Golfo do México, em última instância. No prisma do produtor exportador Petrobras, garantir-se-ia um mercado cativo *Premium* a seu excedente, adicionando valor a sua cadeia produtiva e internacionalizando sua corrente de petróleo e sua marca integrada.

Tradicional na integração com o refino norte-americano, a estatal venezuelana PDVSA adquiriu a rede americana de refino e distribuição Citgo, nas décadas de 1980 e 1990. Atualmente, a estatal controla integralmente cinco refinarias nos EUA, com capacidade total de processamento de 860 mil b/d: Lake Charles (Texas), Corpus Christi (Texas), Lemont (Illinois), Paulsboro (New Jersey) e Savannah (Georgia) (CITGO, 2007). Ademais, a PDVSA possui participação em mais três refinarias americanas, em sociedade com ExxonMobil, ConocoPhillips e Amerada Hess, totalizando, com as unidades da Citgo, cerca de 1 milhão de b/d de capacidade. Ainda, a venezuelana detém um mercado garantido nos EUA para a distribuição de seus produtos, por meio de catorze mil postos independentes com a bandeira da Citgo (USGAO, 2006). Em 2004, a integração com o refino norte-americano foi responsável pela importação de 43 % de óleos intermediários e pesados exportados pela PDVSA, representando

[110] Como ilustração da propensão de readaptação das refinarias americanas, a refinaria de Port Arthur (Texas), comprada pela Valero em 2005, está em operação há mais de cem anos (foi inaugurada em 1901). Re-adaptada em inúmeras ocasiões desde então, a refinaria é classificada como *coking/hydrocracking*, alcançando um Índice de Nelson de 11.6 (Valero, 2007).

aproximadamente 500 mil b/d (USSEC, 2004). Se a perspectiva brasileira for tornar-se um exportador de óleos pesados como a Venezuela, vale investigar, de fato, esta estratégia de agregação de valor.

Outro exemplo de aquisição de um produtor integrado nos EUA é o recente investimento do produtor canadense de óleos pesados e extrapesados Husky Energy (Figura 4.3). Em 2007, a produtora canadense adquiriu a refinaria de Lima (Ohio), no PADD II, do refinador Valero, por US$1,9 bilhão. Com capacidade de destilação de 150 mil b/d[111], embora aprovisionada com unidades de coqueamento retardado e de HCC, a refinaria processa uma carga predominantemente leve (EIA, 2007b; USSEC, 2007a).

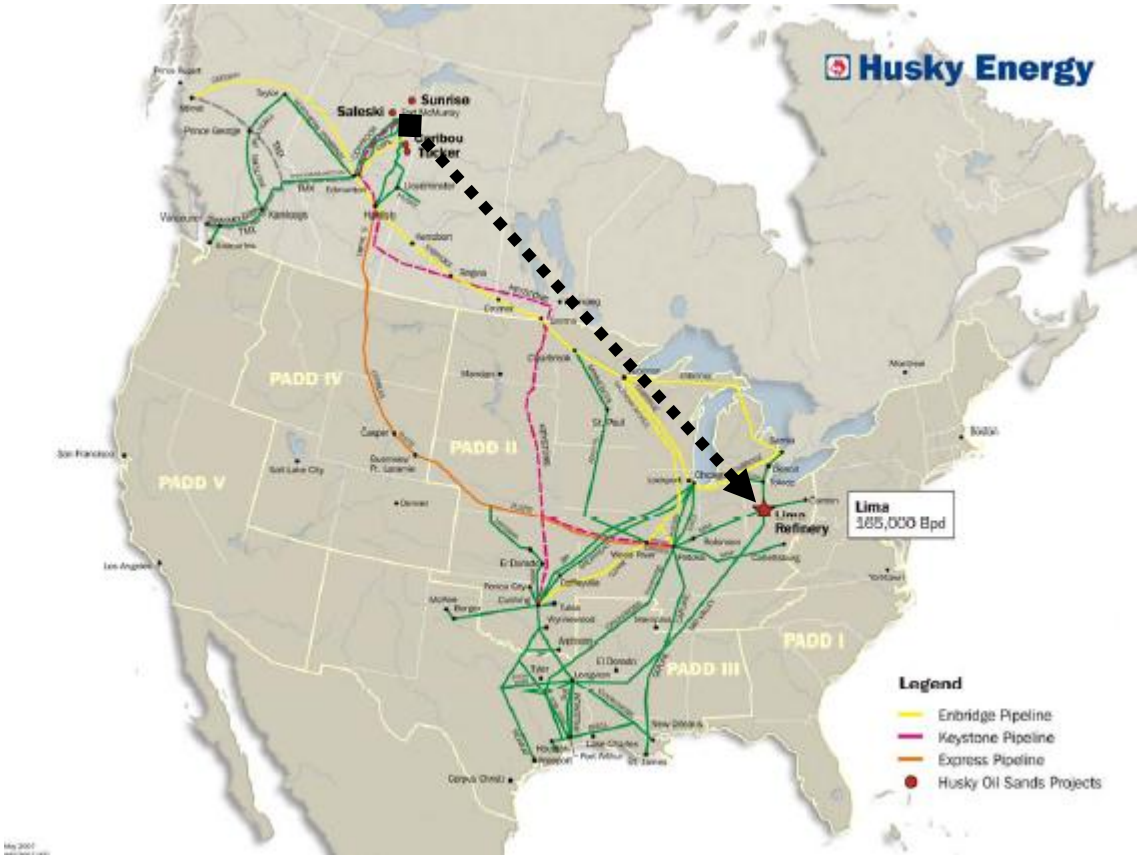


Figura 4.3 - Integração da Husky Energy com o Refino Americano
Fonte: HUSKY ENERGY (2007).

Por ser uma refinaria *coking/hydrocracking*, a refinaria de Lima tem potencial de processar crus mais pesados como os de Alberta (Canadá), que chegam à planta pelas interligações de oleodutos entre os dois países. Ademais, a Husky Energy tem planos de adaptações da refinaria, de modo a refinar crus sintéticos derivados das areias

[111] Volume em dias-calendário.

betuminosas, provenientes dos campos da própria empresa no Canadá (HUSKY ENERGY, 2007).

Vale mencionar que a aquisição de uma refinaria existente como a de Lima requer uma menor incerteza da legislação ambiental na obtenção de novas permissões. Para a ocasião de futuras adaptações necessárias ao processamento do óleo pesado canadense, a companhia teria de entrar com um pedido para a permissão NSR, junto à agência ambiental de Ohio, apenas para as modificações adicionais. O mesmo ocorre para quaisquer refinarias que a Petrobras venha adquirir e expandir/re-configurar, cujas permissões de expansão da destilação e de unidades de conversão adicionais estão submetidas à agência ambiental local. Assim, ao re-adaptar refinarias existentes nos EUA, a Petrobras entraria com requisições de permissões junto às agências ambientais, apenas para estas modificações. Deste modo, não enfrentaria a grande quantidade de tramitações junto aos órgãos ambientais, na obtenção de permissões necessárias ao funcionamento de um projeto *greenfield*.

Convém observar que, no caso ilustrado, a Valero se desfaz de um ativo, agindo de maneira oposta ao seu plano de compras de refinarias, descrito anteriormente. Ressalta-se que re-configurar refinarias, viabilizando o processamento de óleos descontados em períodos de baixa no preço destes ativos, os revendendo na alta, é uma estratégia rentável. Ademais, a refinaria de Lima, que é parte do conjunto de plantas adquiridas do sistema Premcor em 2005, foi possivelmente vendida por uma importância acima da qual foi transacionada. Esta troca de propriedade sinaliza uma disposição da Valero em vender suas refinarias nos períodos em que estão valorizadas.

Similarmente, outros refinadores norte-americanos também poderiam estar dispostos a desfazerem-se suas plantas nos próximos anos, indicando uma oportunidade à Petrobras em um ingresso mais ativo no segmento. Se houver a realização de excedentes exportáveis na magnitude de 500 mil a um milhão de b/d nos próximos anos, assim como a confirmação da intenção de maior integração com o refino internacional, cabe à Petrobras desempenhar uma análise dos refinadores dispostos a desfazerem-se de seus ativos nos EUA.

4.1.4 *Joint Ventures* e Projetos de Re-adaptação de Refinarias Existentes nos EUA

Outro formato de inserção no mercado norte-americano é mediante a formação de *joint ventures* com refinadores já consolidados nos EUA, tal como o realizado pela Petrobras na refinaria de Pasadena, em 2006. Este molde de parceria é celebrado entre um produtor de cru e um refinador, objetivando troca ou transferência de tecnologia e de experiências, bem como a realização de operações de forma conjunta. Assim como na obtenção de uma refinaria existente, ao formar uma *joint venture*, a Petrobras captaria uma logística de comércio e suprimentos já solidificada nos EUA. Neste negócio, os custos de colocação do óleo pesado e refino são partilhados entre os sócios, proporcionando economias de escala, de escopo e de distribuição. Para a Petrobras, a colocação do óleo tipo Marlim por *joint ventures* garantiria o acesso ao mercado, sem que houvesse perda no valor do cru, pois seria processado em refinarias complexas, em vez de transacionado no mercado à vista. Por outro lado, os investimentos necessários seriam inferiores se comparados ao custo de aquisições ou construções de refinarias, e o lucro da atividade em sociedade é repartido.

Destaca-se que a transação pela refinaria de Pasadena foi efetivada por cerca de US$ 400 milhões, com uma previsão de US$ 2 bilhões adicionais em investimentos de duplicação da destilação e re-configuração do *hardware* de baixa adaptação ao refino do cru tipo Marlim. A planta que processa 100 mil b/d, apesar de estar equipada com uma unidade de FCC e um coqueador de pequeno porte (12 mil b/d de capacidade), não apresenta condições de agregar grandes volumes de cru brasileiro pesado e ácido. Com as alterações previstas, a Petrobras estima a possibilidade de processar 100 mil b/d de cru do tipo Marlim a partir de 2010. Assim, a companhia brasileira fornecerá o óleo descontado do tipo Marlim e a tecnologia de refino deste insumo já firmada em suas refinarias no Brasil à planta em sociedade com o refinador Astra.[112](EIA, 2007b, PETROBRAS, 2007d; USSEC, 2007b). Com este investimento, a companhia brasileira será capaz de adicionar valor a uma parte de seu excedente exportado nos próximos anos, de forma integrada com um empreendimento internacional (Figura 4.4).

[112] A Astra é uma subsidiária da companhia belga Compagnie Nationale a Portefeuille.

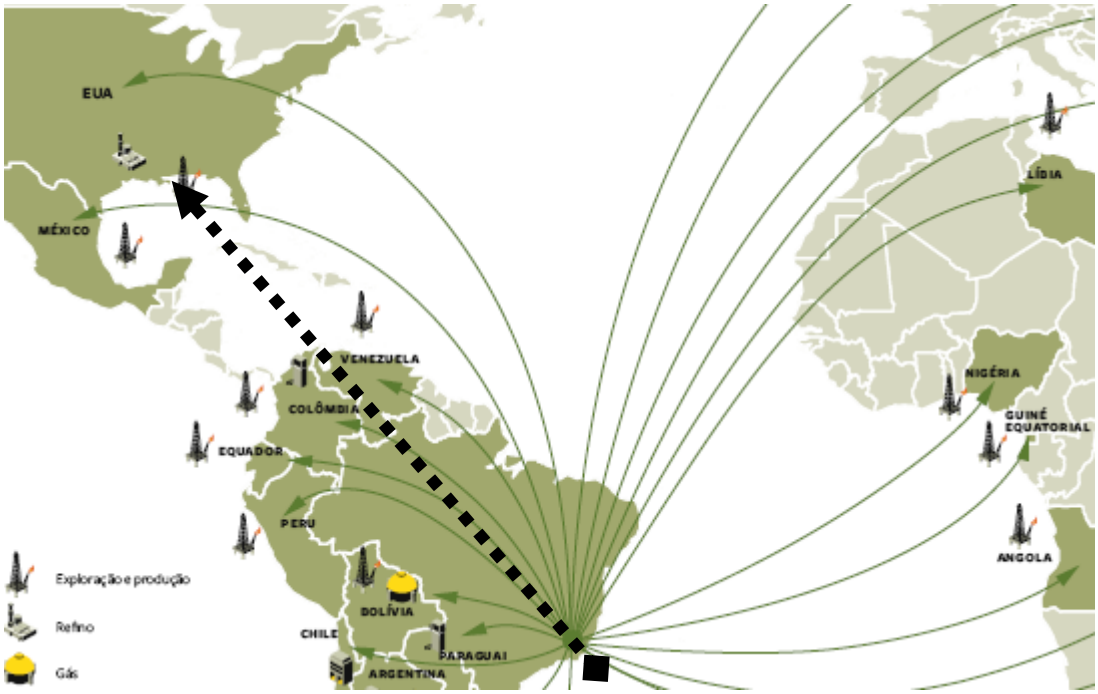


Figura 4.4 - Integração da Petrobras com o Refino Americano
Fonte: PETROBRAS (2007d).

Esta sociedade formada pela Petrobras, em 2006, assemelha-se com uma parceria realizada pela Pemex desde a década de 1990. Em 1993, a Shell Oil Company e a Pemex, constituíram uma *joint venture* no formato de 50/50, denominada Deer Park Refining Limited Partnership (Figura 4.5). Para formalizar a união, a companhia mexicana concordou em comprar 50% de participação na refinaria de Deer Park (Texas), da Shell[113]. A Pemex também acordou entrar no programa de re-configuração da planta, avaliado em US$ 1 bilhão[114] e concluído em 2001, de modo a processar óleos pesados Maya e conformar a produção de derivados com as diretrizes do CAA. Atualmente controlada e operada pela Shell, a refinaria detém capacidade de processamento de 340 mil b/d. Com esta parceria, além da obtenção da metade da participação dos lucros e a internacionalização da marca, a Pemex obtém a garantia de fornecimento de 50 mil b/d de óleo Maya no período de 2001 a 2008, aumentados para 170 mil b/d após 2008. Não obstante, a Shell assegura um suprimento de crus de baixo risco geopolítico, ganha acesso a uma nova fonte de capital para re-configurações da refinaria, além de comprar óleos a preços descontados (RHODES e KOEN, 1996; PEMEX, 2006).

[113] A compra não incluiu o complexo de lubrificantes e as plantas químicas da refinaria.
[114] A dólares de 2001.

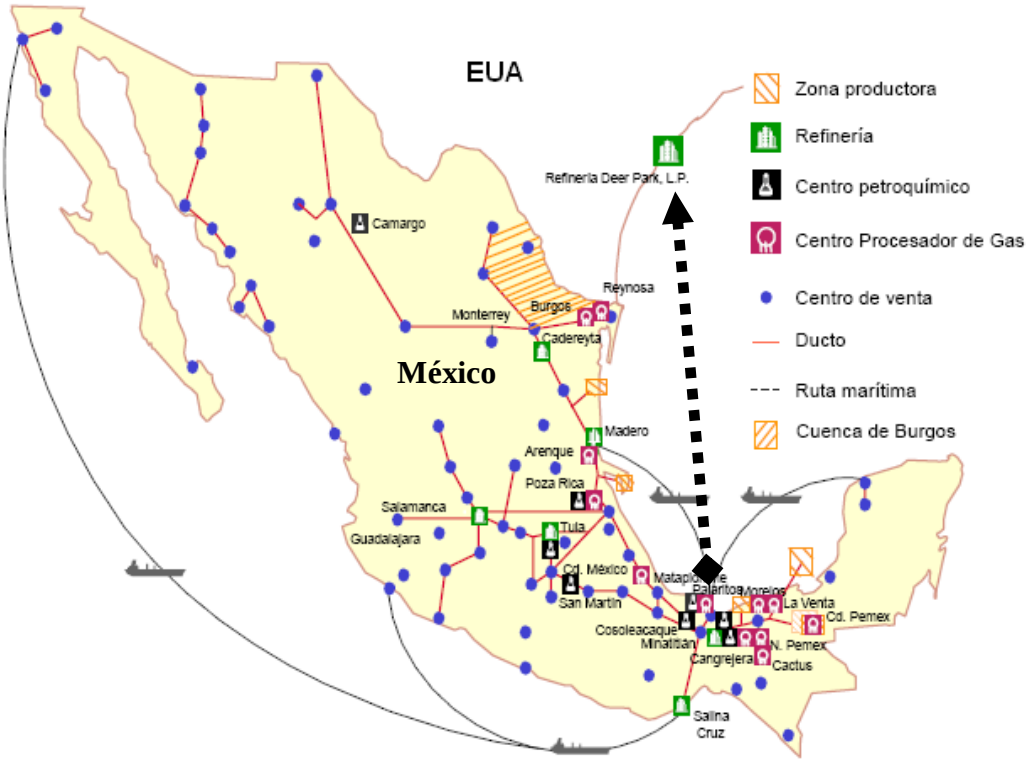


Figura 4.5 - Integração da Pemex com o Refino Americano
Fonte: PEMEX (2006).

Por intermédio da Citgo, a PDVSA também desempenha sua estratégia de formação de parcerias no molde de *joint ventures*, como citado anteriormente. Dentre elas, destaca-se o empreendimento com a Amerada Hess Corporation. Tal parceria, denominada Hovensa, é uma sociedade de refino (50-50%), proprietária da refinaria de St. Croix, nas Ilhas Virgens, cujo principal mercado de exportação é o PADD III. Com uma unidade de coqueamento retardado, a Hovensa é capaz de processar o cru de baixo custo venezuelano, gerando uma boa parcela de derivados com alto valor agregado. Desta forma, a *joint venture* tem um contrato de suprimento de longo prazo com a PDVSA na compra de 115 mil b/d do óleo pesado Merey. Além disto, a estatal venezuelana supre a Hovensa com 155 mil b/d de óleo intermediário Mesa, também contratados no longo prazo. O restante do óleo demandando pela Hovensa é majoritariamente adquirido mediante contratos com duração de um ano ou menos, com terceiros ou no mercado *spot*. Após a venda dos derivados no mercado, a Amerada Hess recompra a produção remanescente, se for o caso (USSEC, 2006d).

Uma parceria da estatal venezuelana relevante no território norte-americano foi a *joint venture* Lyondell-Citgo Refinery Company, formada em 1993 e extinguindo-se em 2006. Este convênio era celebrado entra a PDVSA, por meio da com a subsidiária

Citgo, com a Lyondell Chemical. Em agosto de 2006, a Lyondell deu fim à parceria com a petrolífera venezuelana, comprando a participação da Citgo, respectiva a 41,25% da refinaria de Houston (LYONDELL, 2006). Com efeito, este modelo de contrato apenas ilustra o tipo de acordo de longo prazo realizado entre produtores de cru e refinadores. A refinaria que detinha uma capacidade de carga de 268 mil b/d, processava uma quantidade substancial de óleo venezuelano contratado no longo prazo (com expiração em 2017). Até dezembro de 2004, esta havia recebido mais de US$ 410 milhões em investimentos da Citgo (USSEC, 2004). A Figura 4.6 apresenta as refinarias de participação da PDVSA nos EUA e no resto do mundo.

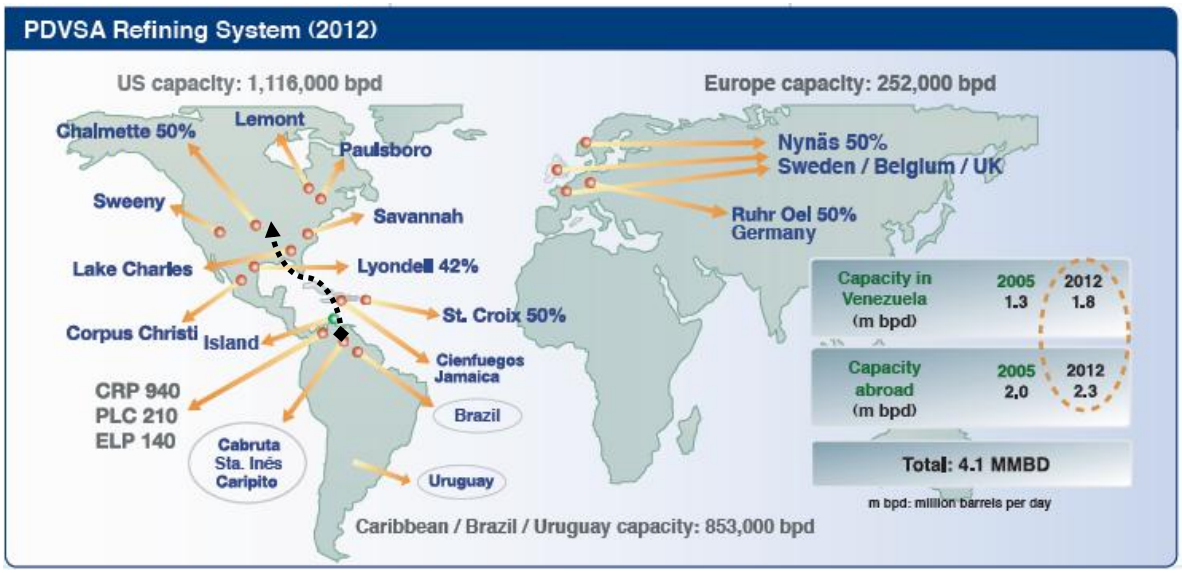


Figura 4.6 - Integração da PDVSA com o Refino Americano
Fonte: PDVSA (2005)

Não obstante, a PDVSA pratica três formatos de contratos com as filiais, que permitem descontos de preços, descritas no Quadro 4.1 abaixo. Para suas refinarias nos EUA, a PDVSA aplica os métodos *netback* e referenciado com petróleos marcadores.

i)Método contábil *ex post*. A PDVSA determina os preços dos carregamentos de óleo, mediante um método de ajuste contábil *ex post*. Este processo, segundo Boué (2004), consiste na subtração da receita da venda dos derivados das refinarias ao custo de produção destes produtos. Posteriormente, o valor obtido é dividido pelo volume de cru recebido pela refinaria, resultando em um ganho antes da tarifação próximo a zero; este tipo de desconto é dado às refinarias de Ruhr Oel (Alemanha) e Isla (Curaçao) (USSEC, 2006c).

ii)Método *netback*. Os contratos com as filiais Nynäs (Suécia), e com as americanas Citgo, Citgo Asphalt, Lyondell-Citgo (extinta), incorporam fórmulas de preço baseadas no valor de mercado de uma cesta estimada de derivados a ser produzida por uma configuração de refino específica a cada tipo de óleo bruto ou carga, subtraindo: a) o determinado custo de refino estimado; b) o determinado custo real, incluindo custos de transporte, tarifas de importação; c) uma margem fixa, que varia de acordo com o tipo do cru processado ou com a carga entregue. Tanto as margens fixas quanto os custos estimados são ajustados periodicamente, de acordo com a taxa de inflação e a produtividade específica a cada refinador. Tais contratos são delineados de maneira a reduzir a volatilidade das operações de refino e distribuição das subsidiárias (USSEC 2006c; BOUÉ, 2004).

iii)Método referenciado com petróleos marcadores. Além dos contratos indexados acima, a PDVSA pode comercializar com suas filiais mediante contratos referenciados aos preços de mercado dos petróleos marcadores, nos quais a estatal é obrigada a ressarci-las, em caso de interrupção no abastecimento do petróleo, conjugadas a perdas financeiras (USSEC 2006c). Geralmente aplicável às mais recentes *joint ventures* (e.g. Hovensa e Merey-Sweeny), nesta modalidade, as fórmulas de preço incorporam um desconto fixo (conhecido como uma "ajuda competitiva de custo"), porém, sem embutir margens garantidas. Como ilustração, o custo do óleo Merey vendido para a Hovensa é baseado no preço do mexicano Maya, depois de ajustadas suas diferenças de qualidade e transporte, subtraído pela "ajuda competitiva" de US$0,20 por barril (BOUÉ, 2004).

Quadro 4.1 – Formatos de Contrato da PDVSA com suas Subsidiárias

Tal como a Husky, a canadense EnCana busca integrar sua produção de óleos pesados de Alberta com o refino nos EUA. Em 2007, a companhia fechou um contrato de *joint venture* (50/50) com a americana ConocoPhillips. Neste acordo, denominado WRB Refining, a EnCana fornece *blend* de óleos sintéticos (*syncrude*) com extra-pesados (*synbits*) e betume de seu *upstream* no Canadá, enquanto os processa nas refinarias da ConocoPhillips, em Wood River (Illinois) e Borger (Texas), nos PADDs II e III, respectivamente (Figura 4.7). As refinarias de Borger e Wood River, que detêm capacidade de destilação de 140 mil b/d e 300 mil b/d, respectivamente, serão expandidas pelo grupo, possibilitando o processamento de 600 mil b/d até 2015. Não obstante, o processamento de óleos pesados das duas refinarias, que atualmente é de 60 mil b/d, será ampliado para 550 mil b/d, sendo 275 mil b/d próprios para betumes.

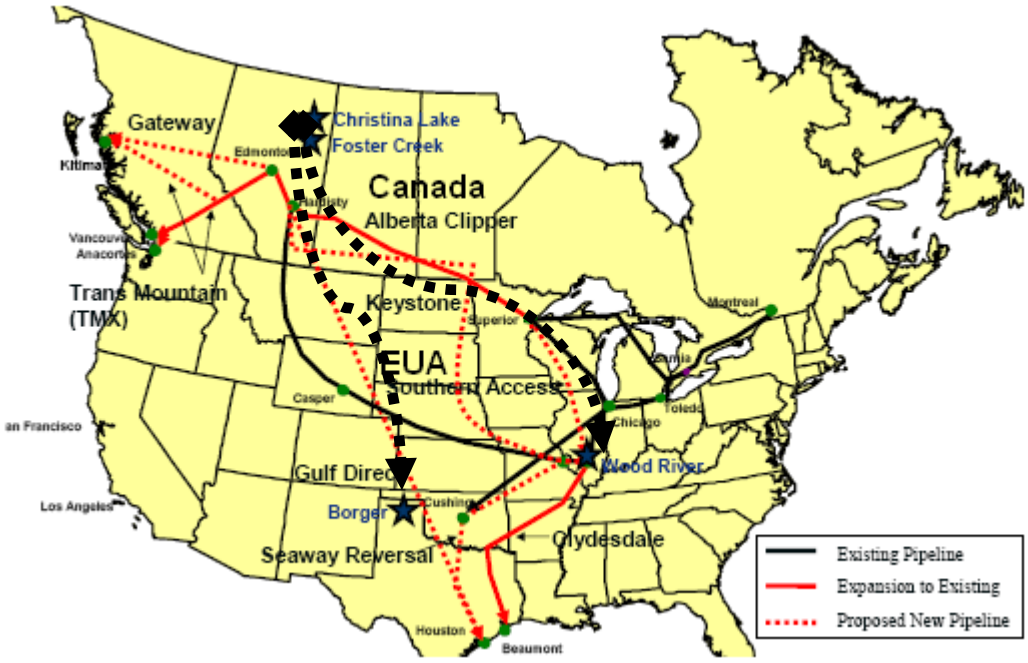


Figura 4.7 - Integração da EnCana com o Refino Americano
Fonte: ENCANA (2007).

Para a consecução desta estratégia de integração, serão investidos US$3,9 bilhões na refinaria de Wood River, adicionando 25 mil b/d de capacidade de destilação, um novo coqueador de 65 mil b/d entre outras adaptações, viabilizando o processamento de 170 mil b/d de betume, até 2013. Já para a refinaria de Borger, estima-se o investimento de US$ 1,4 bilhão, até 2012, para a expansão da capacidade total da refinaria, alcançando 200 mil b/d, sendo 75 mil b/d de betume, possibilitados pela adição de um novo coqueador. Esta *joint venture* no *dowstream* é firmada de forma gradual, com

participação de 85% da ConocoPhillips em 2007, reduzida a 65% em 2008, e 50%, a partir de 2009 (ENCANA, 2007).

Com as experiências dos refinadores citados, afirma-se que a formação de *joint ventures* e aquisições de refinarias são modalidades mais apropriadas *vis-à-vis* à construção de novas refinarias nos EUA. A inserção no mercado norte-americano por *joint ventures* permite que o risco da atividade seja partilhado pelos sócios, conferindo uma vantagem em relação a aquisições integrais de refinarias. O desenvolvimento de parcerias no formato 50/50 permite ao produtor estrangeiro de óleos pesados uma entrada de forma mais gradual no refino norte-americano. Neste sentido, ao constituir uma *joint venture*, tal como em Pasadena, a Petrobras exerce uma experiência inicial no mercado norte-americano, com riscos reduzidos, no curto prazo. Assim, seria mais viável que a Petrobras formasse parcerias com empresas menos integradas, ou com menos acesso a crus baratos. Em relação a refinarias, como a petrobras detém tecnologia de coqueamento retardado, seria preferível fazê-las com refinarias mais simples, cuja aquisição de participação seria menos dispendiosa, em momentos em que o mercado está altista.

Contudo, depois de a Petrobras obter o domínio dos canais de distribuição dos suprimentos e produtos, a inserção no refino norte-americano, mediante aquisições de refinarias integrais, pode ser razoável. Isto, assim como no caso das *joint ventures*, é ainda mais evidente no caso de refinarias simples, dado que a Petrobras detém tecnologia para refino profundo do cru pesado do tipo Marlim. Portanto, no longo prazo, com o risco minorado, aquisição pode até ser mais interessante que a formação de parcerias.

Como exemplo, cita-se uma possível estratégia da Petrobras com as refinarias da Valero. Em um primeiro momento, sugere-se a formação de *joint ventures* com o refinador independente. Cabe notar que, à exceção de contratos de longo prazo com a Pemex para as refinaria de Port Arthur (enquanto ainda pertencia à Premcor) e de Texas City, o suprimento de crus da Valero é garantido no mercado à vista (USSEC, 2007a). Pode ser que a independente procure parceiros para reduzir sua exposição a este risco, que não pode ser desconsiderado. Em um segundo momento, quando a Petrobras já estivesse bem estabelecida no mercado norte-americano, poder-se-ia cogitar aquisições das participações da Valero, tal como a PDVSA fez com a ex-independente Citgo.

4.2 Regiões Potenciais à Entrada da Petrobras nos EUA

Se for de intento da Petrobras realizar prospecções de novas oportunidades no refino norte-americano, a fim de agregar valor aos excedentes estimados de cru do tipo Marlim, há de se considerar as regiões apropriadas para a concretização desta estratégia. Como descrito no capítulo anterior, o maior centro consumidor norte-americano está situado na Costa Leste, onde desemboca grande parte dos volumes de combustíveis produzidos nos EUA. Por outro lado, as regiões mais adequadas para o processamento de óleos pesados procedentes da América Latina nos EUA, como o cru tipo Marlim, são os PADDs III e V, tanto pela localização ao sul, quanto pela aptidão de suas refinarias.

A região da Costa do Golfo do México (PADD III) tem como vantagem capacidade de conversão de óleos pesados e um bom desenho logístico para o recebimento de crus e o despacho de produtos (estrutura portuária e uma malha de dutos de crus e derivados que se estendem pelos EUA). A região Oeste (PADD V), por sua vez, também detém uma capacidade de conversão sofisticada, ideal à refinação de pesados ácidos como o Marlim, além de dispor do mercado *Premium* da Califórnia, detentor de margens de refino superiores ao resto dos EUA.

Já os PADDs II e IV, no quadro atual, não são atraentes à Petrobras, pois estes parques refinadores já são atendidos a baixo custo pelos óleos pesados canadenses, através da malha de dutos que conecta estas regiões ao Canadá. Já o PADD I, detém capacidades de destilação e conversão incipientes e impróprias ao processamento de óleos pesados, sendo custo-efetiva a importação de derivados de outras regiões dos EUA ou mesmo do exterior.

4.2.1 A Entrada da Petrobras na Costa do Golfo do México (PADD III)

Como exposto no terceiro capítulo, o PADD III engloba 56 refinarias, concentradas nos estados do Texas (25 refinarias) e Louisiana (19 refinarias). Foi descrito que o PADD III é a região focal das empresas exportadoras de óleos pesados Pemex e PDVSA. Estas estatais instalaram-se no refino deste distrito, por meio de aquisições e formações de *joint ventures*, beneficiando-se da infraestrutura favorável à entrada de seus crus e o escoamento de derivados a outros centros consumidores norte-americanos. De mesmo intento, a Petrobras adquiriu participação na refinaria de Pasadena (Texas), em parceria com um refinador independente, a fim de integrar seu E&P de óleos pesados e ácidos

brasileiros com a produção de derivados nos EUA, por este PADD. Ao empreender uma colocação integrada com o refino da Costa do Golfo do México, a Petrobras pode usufruir os portos de Houston, Beaumont e LOOP, por onde ingressariam os *tankers* com óleo do tipo Marlim. O porto LOOP, como já exposto, é o único capaz de aportar embarcações do tipo VLCC, nos EUA. Como alternativa, se fosse o caso, far-se-ia o fracionamento de VLCCs procedentes da Bacia de Santos no Caribe ou no Golfo do México, em embarcações menores, para assim usufruírem os portos de Houston ou Beaumont.

Com a vasta malha de oleodutos de derivados, a Petrobras processando seu cru em refinarias no PADD III, teria capacidade de exportar sua produção para grandes áreas consumidoras no Meio-Oeste e no Leste, conforme ilustra a Figura 4.8. Frise-se o mercado consumidor desta última região, que detém um parque refinador incipiente, é atendido internamente pelos *pipelines* de derivados, Colonial e Plantation. Por meio da infraestrutura portuária e por estas conexões, a Petrobras seria capaz de receber seus crus pesados do tipo Marlim na Costa do Golfo, refiná-los nas refinarias complexas desta região, enviando seus produtos para o norte dos EUA. Seguramente, esta região é a mais apropriada à Petrobras, caso almeje os mercados *Premium* citados, cabendo à empresa buscar novas oportunidades de aquisição ou parcerias na área, se for esta sua zona alvo .

No que toca ao processamento do cru tipo Marlim, as refinarias que a Petrobras adquirisse integralmente ou por *joint venture* no PADD III, deveriam estar munidas de unidades de conversão e tratamento, de modo a resultar em máximo volume de derivados de alto valor agregado. Assim, se forem adquiridas refinarias simples ou semicomplexas, há de re-configurá-las para se alcançar este fim, conforme já orientado no segundo capítulo. Em caso de aquisição de refinarias complexas, cabe à empresa investir em adaptação metalúrgica das mesmas, permitindo que o *blend* processado possa tender ao ácido, tal como o insumo exportado pela estatal brasileira[115].

[115] Vale notar que todos os estados do PADD III têm agências ou departamentos ambientais próprios, que devem seguir as recomendações editadas pela EPA, tal como a CAA, analisando e emitindo permissões segundo as determinações de seus corpos técnicos. Desta forma, se a Petrobras adquirir ou entrar em alguma parceria em refinarias do Texas, e caso deseje modificá-la (como Pasadena), terá de requisitar permissões ambientais (para emissões de gases, despejos em recursos hídricos e estocagens de combustíveis) junto ao departamento texano responsável, Texas Commission on Environmental Quality

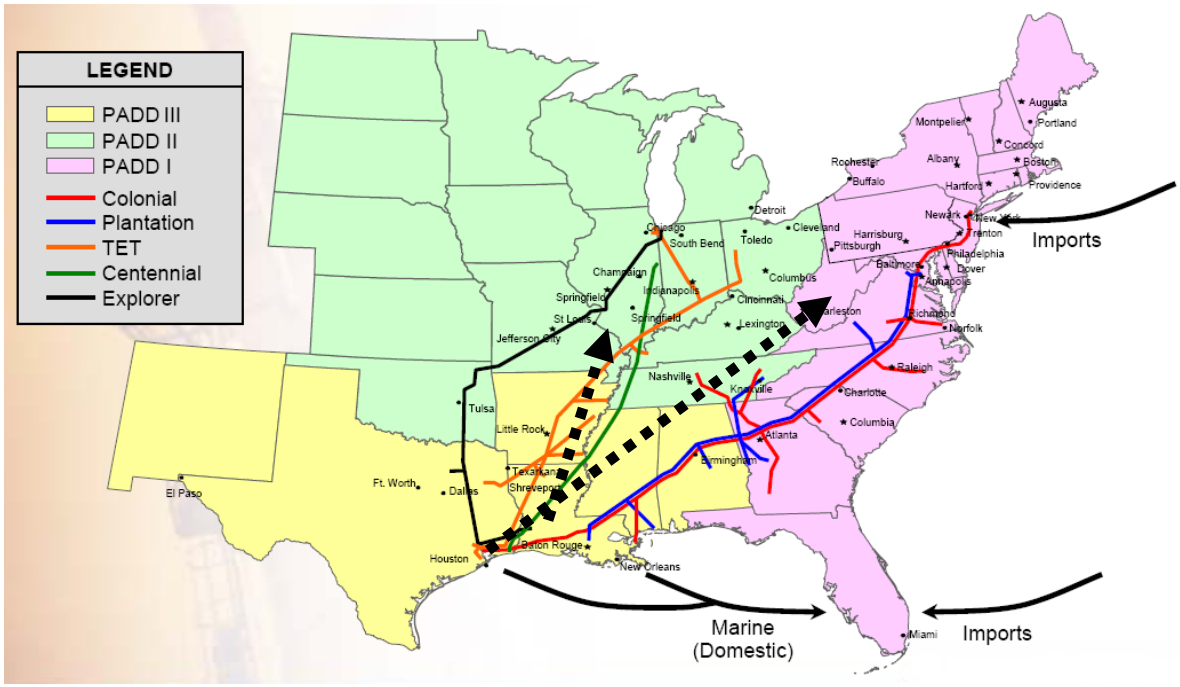


Figura 4.8 - Malha de Oleodutos de Produtos com Origem no PADD III
Fonte: BAKER&O´BRIEN (2007)

Ressalta-se que adequação metalúrgica deve-se à pouca inclinação do PADD III para cargas de alto TAN, já que crus pesados, em geral, são azedos e com baixo grau de acidez. Neste sentido, o processamento de crus pesados mexicanos e venezuelanos privilegiou, nas refinarias da Costa do Golfo do México, a proteção das unidades de refino e processos para cargas sulfurosas, mas pouco ácidas.

De outra forma, poder-se-ia formar um *mix* menos ácido, se adicionados volumes de crus com baixo TAN à carga de óleo tipo Marlim. Neste sentido, este pode ser um escopo à futura produção de óleos intermediários de blocos texanos *off-shore* em domínio da Petrobras ou qualquer corrente brasileira não-ácida, disponível em volumes superavitários nos próximos anos.

Assim, como já ressaltado, em momentos altistas de custos de aquisições de refinarias e preços de petróleos, é conveniente à Petrobras adquirir ou formar *joint ventures* com proprietários de plantas simples, de preferência com refinadores independentes ou integrados com limitações de acesso a reservas de óleos pesados. Destarte, ao inserir-se no refino do PADD III, realizando aquisições ou parcerias com refinarias pouco

(TCEQ). Para refinarias na Louisiana, igualmente, deverão ser realizadas as mesmas requisições junto ao Louisiana Department of Environmental Quality (LDEQ).

complexas, a estatal brasileira necessitaria instalar sua tecnologia de refino para o processamento do cru tipo Marlim, com destaque para a sua tecnologia de coqueamento.

Na Tabela 4.1, enumeram-se as 26 refinarias do PADD III de perfil *hydroskimming* ou *cracking*, portanto, sem unidades de coqueamento retardado ou de HCC. Estas plantas de menor grau de complexidade são as opções de menor custo à Petrobras em sua inserção na costa do Golfo do México, já que não há unidades de conversão profunda instaladas. Note-se que não há refinarias de grande porte, sendo a maior delas, a planta de Borger (Texas) da WRB Refining (parceria da EnCana com a ConocoPhillips), com capacidade de processamento primário de 146 mil b/d.

Algumas destas refinarias apresentadas são de refinadores independentes, como a Valero e a Western. Seria recomendável à Petrobras um estudo de negócios com alguns destes refinadores independentes. Neste sentido, recomendam-se as refinarias da Valero de Krotz Springs (Louisiana), Houston (Texas), e da Western, em El Paso (Texas), as três equipadas com unidades de FCC e reforma catalítica.

Tabela 4.1 - Refinarias Simples ou Semi-Complexas (*Hydroskimming* ou *Cracking*) do PADD III

Estado	Refinador	Localização	Capacidade Primária
Alabama	Goodway Refining LLC	Atmore	4.100
	Gulf Atlantic Operations LLC	Mobile	34.500
	Shell Chem LP	Saraland	80.000
Arkansas	Cross Oil Refining & Marketing Inc	Smackover	7.200
	Lion Oil Co	El Dorado	70.000
Louisiana	Pelican Refining Company LLC	Lake Charles	-
	Calumet Lubricants Co LP	Princeton	8.300
	Calumet Lubricants Co LP	Cotton Valley	13.020
	Calumet Lubricants Co LP	Shreveport	42.000
	Shell Chem LP	Saint Rose	55.000
	Placid Refining Co	Port Allen	56.000
	Calcasieu Refining Co	Lake Charles	78.000
	Valero Energy Corporation	Krotz Springs	80.000
Mississippi	Hunt Southland Refining Co	Sandersville	11.000
	Ergon Refining Inc	Vicksburg	23.000
New Mexico	Giant Refining Co	Bloomfield	16.800
	Giant Refining Co	Gallup	20.800
	Navajo Refining Co	Artesia	84.000
Texas	South Hampton Resources Inc	Silsbee	-
	Trigeant LTD	Corpus Christi	-
	Age Refining Inc	San Antonio	13.000
	Alon USA Energy Inc	Big Spring	67.000
	Marathon Petroleum Co LLC	Texas City	72.000
	Valero Energy Corporation	Houston	83.000
	Western Refining Company LP	El Paso	122.000
	WRB Refining LLC (ConocoPhillips + EnCana)	Borger	146.000

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2007b).

Não se descarta a possibilidade de parcerias com *majors* em algumas refinarias não-complexas, como a Shell, que possui unidades deste tipo em Saraland (Alabama) e em Saint Rose (Louisiana). A Shell, por ser uma empresa aberta a *joint ventures*, com parcerias no PADD III (na já citada Deer Park Refining com a Pemex, além da Motiva, uma parceria com a Saudi Aramco de quase vinte anos), é uma boa candidata ao estabelecimento de sociedades.

Na Tabela 4.2, apresentam-se as 18 refinarias do PADD III, que estão aprovisionadas com unidades de coqueamento ou de HCC. Nota-se que se trata de plantas com maiores envergaduras frente às anteriores, com boa parte delas detentoras de capacidades de destilação de médio porte, em torno de 200 mil b/d. Por estarem equipadas com unidades de conversão (coqueadores ou HCCs), estas refinarias de escala média seriam de aquisição custo superior com relação ao primeiro grupo apresentado.

Tabela 4.2 - Refinarias Complexas (*Coking* ou *Hydrocracking*) do PADD III

Estado	Refinador	Localização	Capacidade Primária
Alabama	Hunt Refining Co	Tuscaloosa	34.500
Lousiana	Excel Paralubes	Westlake	-
	Delek Refining LTD	Tyler	58.000
	Motiva Enterprises LLC (Shell + Saudi Aramco)	Convent	98.000
	Murphy Oil USA Inc	Meraux	120.000
	Valero Energy Corporation	Norco	185.000
	ConocoPhillips Company	Westlake	239.400
	Marathon Petroleum Co LLC	Garyville	245.000
	ConocoPhillips Company	Belle Chasse	247.000
Texas	Valero Energy Corporation	Three Rivers	93.000
	Total Petrochemicals Inc	Port Arthur	95.500
	P.R.S. Inc (Astra + Petrobras)	Pasadena	100.000
	Citgo Refining & Chemical Inc (PDVSA)	Corpus Christi	156.000
	Valero Energy Corporation	Sunray	171.000
	Valero Energy Corporation	Texas City	218.500
	ConocoPhillips Company	Sweeny	247.000
	Houston Refining LP (Lyondell)	Houston	270.200
	Motiva Enterprises LLC (Shell + Saudi Aramco)	Port Arthur	285.000

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2007b).

É útil fazer menção às pequenas refinarias deste grupo, como as unidades texanas de Pasadena e Tyler, cujos processamentos primários são de 100 mil b/d e 58 mil b/d, que apesar de apresentaram coqueadores em suas configurações, estes são pequenos e precários para atender uma eventual carga de Marlim. Outro exemplo é a refinaria da Murphy Oil, em Meraux (Louisiana), que possui um HCC de 32 mil b/d, que assim como o coqueador de 12 mil b/d de Pasadena, seria insuficiente para o processamento do cru tipo Marlim, que gera um grande volume de resíduos. São refinarias de pequeno porte e, por conta disto, com valores de mercado relativamente baixo *vis-à-vis* as demais do grupo.

Para a entrada da Petrobras neste PADD, novamente, há a opção citada de aliança com a independente Valero, que possui as refinarias *hydrocracking* de Sunray (Texas), Three Rivers (Texas) e Texas City, e a *coking* em Norco (Louisiana), todas com capacidade de destilação em torno de 200 mil b/d.

Destaca-se a oportunidade de *joint venture* com a refinaria da Lyondell, cognominada de Houston Refining. Até 2006, quando a Lyondell consolidou a integralização dos ativos da refinaria, esta planta, situada em Houston, estava comprometida com a Citgo, em *joint venture*, cuja participação da filial venezuelana era de 41%. Após o fim da parceria, o suprimento de crus pesados não mais tem a garantia da PDVSA. Assim, caberia à Petrobras analisar um contrato de sociedade com a Lyondell, garantindo um suprimento de crus pesados para esta refinaria complexa de médio porte.

Outra forma de inserção no PADD III, envolvendo as refinarias deste grupo, seria um acordo de refino com pequenos produtores integrados, a exemplo da Murphy Oil, cuja produção de petróleo em seus campos norte-americanos e internacionais, em 2006, foi inferior a 100 mil b/d (USSEC, 2007d). Tal companhia detém uma refinaria na Lousiana, com capacidade de destilação de 120 mil b/d, com um perfil análogo à refinaria de Pasadena.

Para as refinarias de médio porte das *majors*, recomenda-se à Petrobras formar alianças no refino, como por exemplo com a ConocoPhillips, empresa integrada com o segundo maior parque refinador dos EUA. A ConocoPhillips, como já relatada, formou uma *joint venture* com a canadense EnCana para o processamento de óleos pesados nos PADDS II e III, para as refinarias de Borger (Texas) e Wood River (Illinois). Ainda, a companhia americana está em *joint venture* 50/50 com a PDVSA, na refinaria de Sweeny. Deste modo, estariam sem parcerias as plantas de West Lake e Belle Chase, ambas na Louisiana.

Por último, na Tabela 4.3, apresentam-se as 12 refinarias do PADD III, que são detentoras de *hardwares* de grande poder de conversão de escuros, pois contam, simultaneamente, com unidades de coqueamento e HCC. Trata-se de plantas de porte médio superior a 300 mil b/d de processamento primário. Com exceção das refinarias da Valero e da Flint Hills, estas unidades de grande porte são de propriedades das *majors*, ou subsidiárias das estatais Pemex (Deer Park, em parceria com a Shell), PDVSA

(Citgo) e Saudi Aramco (Motiva, em parceria com a Shell). Como estão quase todas comprometidas em parcerias ou contratos de longo prazo, recomenda-se uma análise de negócios com os independentes Valero e Flint Hills, ambas em Corpus Christi (Texas).

Tabela 4.3 - Refinarias UltraComplexas (*Coking* + *Hydrocracking*) do PADD III

Estado	Refinador	Localização	Capacidade Primária
Louisiana	Chalmette Refining LLC (ExxonMobil + PDVSA)	Chalmette	192.760
	Motiva Enterprises LLC (Shell + Saudi Aramco)	Norco	242.200
	Citgo Refining & Chemical Inc (PDVSA)	Lake Charles	429.500
	ExxonMobil Refining & Supply Co	Baton Rouge	503.000
Mississippi	Chevron USA Inc	Pascagoula	330.000
Texas	Valero Energy Corporation	Corpus Christi	142.000
	BP Products North America Inc	Texas City	205.000
	Valero Energy Corporation	Port Arthur	260.000
	Flint Hills Resources LP	Corpus Christi	288.126
	Deer Park Refining LTD (Shell + Pemex)	Deer Park	333.700
	ExxonMobil Refining & Supply Co	Beaumont	348.500
	ExxonMobil Refining & Supply Co	Baytown	562.500

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2007b).

4.2.2 A Entrada da Petrobras na Costa Oeste (PADD V): Califórnia

O PADD V é composto por sete estados norte-americanos, sendo a Califórnia o de maior relevância. Além de concentrar 21 das 36 refinarias do distrito, a Califórnia é o estado com o maior PIB dos EUA, constituindo-se como o grande consumidor de derivados do PADD V, em especial, de gasolina. Ademais, os outros estados do PADD V (Alaska, Arizona, Havaí, Nevada, Oregon e Washington), por não possuírem mercados de tamanha relevância e, por simplificação de análise, esta subseção se limitará à entrada da Petrobras na Califórnia. Vale notar que o principal oleoduto de derivados (Kinder Morgan) é a única conexão de exportação com os outros estados do PADD V (Nevada e Arizona)[116]. Contudo, o oleoduto não permite exportações de óleos destes estados vizinhos para a Califórnia, o que inviabiliza a instalação de refinarias da Petrobras fora do território californiano para esta finalidade.

Como explanado, a Califórnia é isolada da malha de dutos de petróleos do resto dos EUA. Assim, parte do cru norte-americano processado nas refinarias californianas chega ao estado por meio de embarcações. Cabe observar que o estado é composto por dois centros de refino não conectados por dutos: Norte, onde se localiza o centro refinador de São Francisco, e Sul, onde se situa o refino adjacente a Los Angeles. Por

[116] A California é responsável por 100% dos derivados consumidos por Nevada e 60% do consumido pelo Arizona (CEC, 2007a)

esta particularidade, o intercâmbio de derivados entre estes núcleos também é realizado por embarcações, que levam dois dias para completar o trajeto (Figura 4.9) (CEC, 2002).

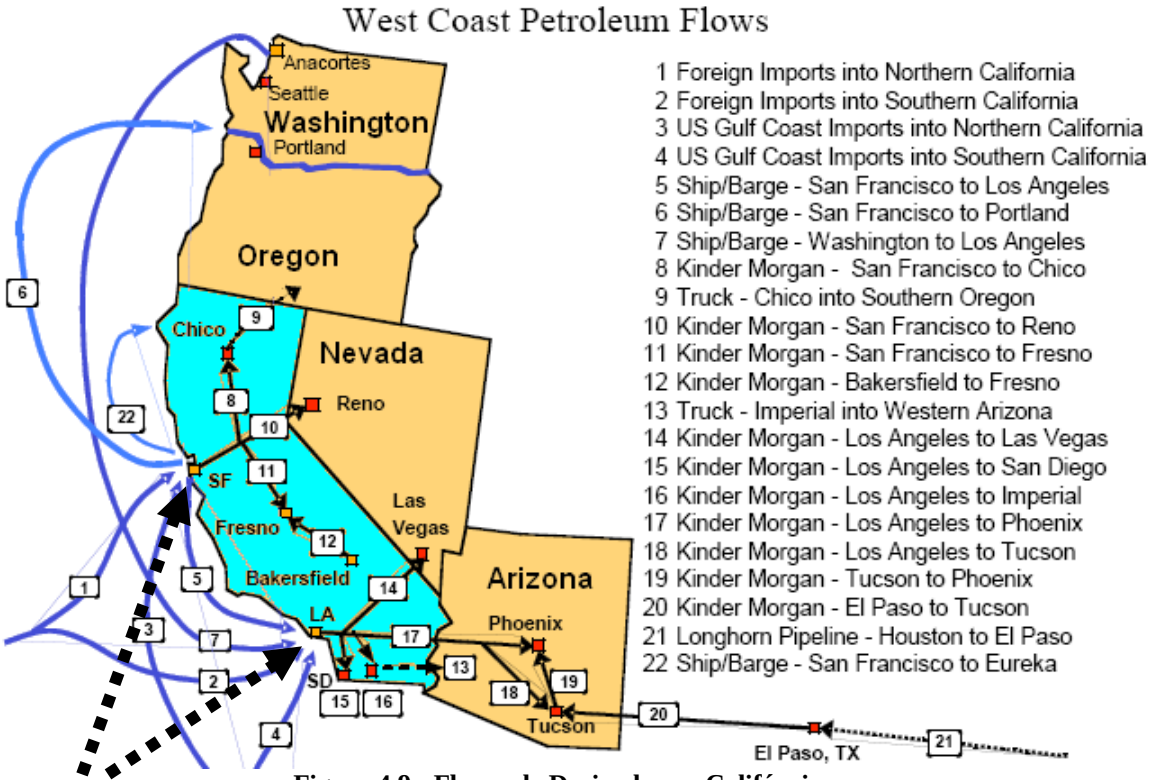


Figura 4.9 - Fluxos de Derivados na Califórnia
Nota: Não há oleodutos com fluxos de chegada para Califórnia
Fonte: Adaptado de CEC (2007a).

De acordo com o capítulo anterior, a produção de crus locais e do Alaska, principais fontes de insumo das refinarias da Califórnia, estão em declínio produtivo. Segundo Baker & O'Brien (2007), a produção dos campos californianos de cerca de 700 mil b/d decrescerá numa taxa de 3,5% ao ano, de 2007 a 2021, enquanto os óleos do ANS, do Alaska, de aproximadamente 800 mil b/d, a 2,8 % ao ano. A proporção de óleos importados processados nas refinarias do estado em 2006 foi de 45% (há vinte anos era de apenas 5%) e tende a crescer (CEC, 2007b) (Figura 4.10). Este acontecimento abrirá espaço aos óleos brasileiros do tipo Marlim, já que a produção californiana é igualmente pesada e ácida. Deste modo, verifica-se um aspecto positivo das refinarias da Califórnia frente ao PADD III, em caso de a Petrobras adquirir ou buscar parcerias naquele estado[117].

[117] Se a Petrobras adquirir ou entrar em alguma parceria em refinarias da Califórnia, e caso deseje modificá-la, terá de requisitar permissões ambientais (para emissões de gases, despejos em recursos

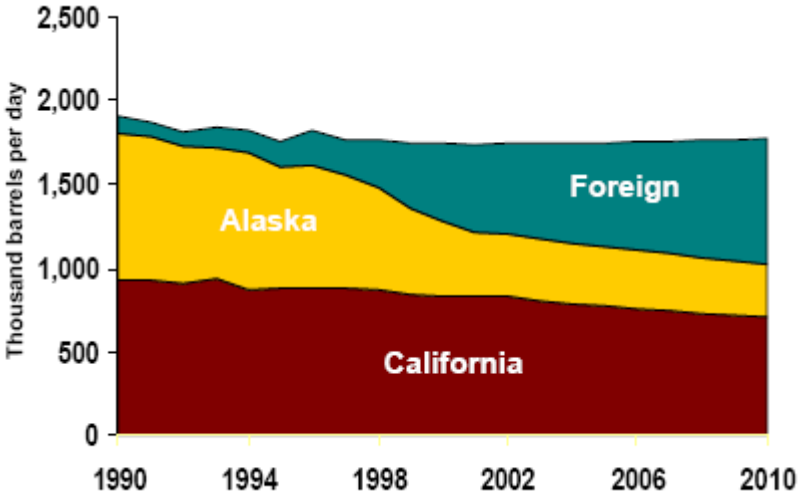


Figura 4.10 - Evolução e Estimativa da Origem dos Óleos Consumidos pelas Refinarias da Califórnia
Fonte: CAPP (2005).

A infraestrutura portuária petrolífera da Califórnia é a principal desvantagem em relação aos estados da Costa do Golfo do México, já que as instalações do estado precisarão receber investimentos para o recebimento de grandes volumes de óleos importados. Esta escassez é resultado, em parte, à súbita substituição dos crus locais por importados, já que a Califórnia tornou-se dependente de importações recentemente. Novos projetos estão sendo estudados pelas autoridades californianas para a recepção de navios importadores de crus estrangeiros na Califórnia e envio para as refinarias, o que beneficiaria a chegada de embarcações com óleos pesados brasileiros[118]. Entretanto, na região de Los Angeles (Sul) as expansões portuárias deverão ser dificultadas pela escassez acentuada de terras. Já em São Francisco, as maiores restrições serão relacionadas aos portos de baixo calado, especialmente para a recepção de embarcações com crus importados (CEC, 2005). Deste modo, caso os gargalos de infraestrutura portuária e logística se constituírem uma incerteza a importações de petróleos pela Califórnia, a estratégia de integração da Petrobras com o refino californiano poderia ser restringida no curto prazo. Recomendam-se novos estudos acerca destas restrições para importações de óleos pela Califórnia.

---

hídricos e estocagens de combustíveis) junto ao departamento californiano responsável, California Environmental Protection Agency (CAEPA).

[118] Para informações acerca da infraestrutura marítima e dos projetos de ampliação da estrutura portuária, vide CEC (2003a), CEC (2003c) e CEC (2005).

Alternativamente, poder-se-ia analisar aquisições de refinarias no PADD III pela Petrobras, com fins de exportação de volumes de derivados às refinarias californianas. Porém, como indica CEC (2003a), uma embarcação com capacidade de 275 mil barris de óleo, partindo da Costa do Golfo e cruzando o Canal do Panamá, leva até 44 dias para realizar a travessia até a Califórnia e retornar, o que equivale a quatro vezes o tempo que toma para uma viagem do PADD III ao PADD I. Em CEC (2002), estima-se que o custo de fretamento para este trajeto para este tipo de embarcação seria de US$5,60 por barril[119]. Conseqüentemente, estratégias de refino do cru tipo Marlim no PADD III, com ocasionais exportações para a Califórnia também poderiam ser inviabilizadas pelos custos adicionais de frete [120].

Não obstante, pela referida ausência de dutos de crus com fluxo de outros estados para a Califórnia, os *tankers* originários do Brasil de cru tipo Marlim, para alcançarem o Oceano Pacífico, teriam de cruzar o Canal do Panamá. No entanto, o Canal por sua largura, não suporta a passagem de *tankers* superiores ao Panamax (70 mil dwt). Uma alternativa possível, caso a Petrobras queira transportar crus do tipo Marlim em embarcações de maior porte, é a estocagem e/ou fracionamento no Caribe. Isto permitiria uma estratégia de duas frentes, se nos próximos anos, for estratégico à estatal adquirir ou formar *joint ventures* nos PADDs III e V, simultaneamente. No Caribe, por ser eqüidistante aos dois trajetos, haveria a possibilidade de partir embarcações de crus para o Pacífico ou para a Costa do Golfo do México.

Na Tabela 4.4, listam-se as oito refinarias *hydroskimming* californianas, que poderiam ser de interesse à Petrobras, em uma entrada a um baixo custo inicial no PADD V. Ressalta-se que, com exceção da planta de Paramount, estas refinarias apresentadas não produzem volumes consideráveis de produtos nobres de uso final, especificados pela agência ambiental californiana, California Environmental Protection Agency (CAEPA). Neste caso, a Petrobras poderia adquirir alguma delas, ou formar *joint ventures*, com fins à re-configuração integral destas refinarias, de modo que se torne viável o processamento do cru tipo Marlim.

[119] Pela lei americana (Jonas Act), qualquer embarcação saindo de portos americanos com destino a outro porto norte-americano tem de ser de bandeira americana.
[120] Outra particularidade californiana que inviabiliza importações do PADD III, como já discutida, é a maior restrição das especificações dos derivados, *vis-à-vis* o resto dos EUA.

Quanto às refinarias de Paramount e Edgington, vendidas ao refinador independente Alon USA Energy, em 2006, cabe notar que foram transacionadas em momento de apreciação destes ativos. Ademais, por se tratar de um refinador não-integrado, a ele incorre um risco adicional neste investimento, em caso de queda no preço do petróleo e, conseqüentemente, no valor das plantas. Assim, recomenda-se à Petrobras estudar propostas de parcerias com o refinador Alon, que apesar das baixas capacidades de destilação e conversão, possui refinarias projetadas para o refino dos óleos pesados e ácidos californianos, semelhantes ao do tipo Marlim. Igualmente, a pequena refinaria de Bakersfield (15 mil b/d), do independente Kern Oil & Refining, poderia receber propostas de investimentos da Petrobras em ampliação e adequação ao processamento do óleo pesado brasileiro.

Tabela 4.4 - Refinarias *Hydroskimming* da Califórnia

Refinador	Localização	Capacidade Primária
Tenby Inc	Oxnard	2.800
Valero Energy Corporation	Wilmington	6.300
Lunday Thagard Co	South Gate	8.500
Greka Energy	Santa Maria	9.500
San Joaquin Refining Co Inc	Bakersfield	15.000
Alon USA Energy	Long Beach	18.000
Kern Oil & Refining Co	Bakersfield	26.000
Alon USA Energy	Paramount	50.000

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2007b).

Apresentam-se, na Tabela 4.5, as 13 refinarias californianas remanescentes, classificadas de acordo com seu perfil de refino. As unidades listadas neste grupo estão entre as mais complexas dos EUA, apesar de suas capacidades de processamento não serem de grande porte. Este fato deve-se ao baixo peso API da carga processada (15º a 20º API), que requer um alto grau de conversão e tratamento para garantir a qualidade dos derivados, necessitando-se, assim, de uma capacidade substancial de hidroprocessamento. Embora a alta complexidade das refinarias da Califórnia permita uma flexibilidade considerável, estas plantas são menos adequadas ao processamento de óleos sulfurosos (mexicanos, venezuelanos, canadenses, ou alguns árabes pesados), *vis-à-vis* às refinarias dos PADDs II e III, já que estão configuradas aos crus locais e do Alaska, que não são azedos. Assim, embora seis das dez mais complexas refinarias dos EUA estejam na Califórnia, apenas duas estão classificadas entre as vinte de maior capacidades de processamento de óleos azedos nos EUA (CEC, 2006).

Figura 4.5 - Refinarias Complexas da Califórnia

Refinarias Coking		
Refinador	**Localização**	**Capacidade Primária**
ConocoPhillips Company	Arroyo Grande	44.200
Valero Energy Corporation	Wilmington	81.000
Refinarias Hydrocracking		
Refinador	**Localização**	**Capacidade Primária**
Chevron USA Inc	Richmond	243.000
Refinarias Coking + Hydrocracking		
Refinador	**Localização**	**Capacidade Primária**
Big West Of California	Bakersfield	66.000
ConocoPhillips Company	Rodeo	76.000
Shell Oil Products US	Wilmington	97.000
ConocoPhillips Company	Wilmington	139.000
Valero Energy Corporation	Benicia	144.000
ExxonMobil Refining & Supply Co	Torrance	149.500
Shell Oil Products US	Martinez	155.600
Tesoro Refining & Marketing Co	Martinez	166.000
Chevron USA Inc	El Segundo	260.000
BP West Coast Products LLC	Los Angeles	265.000

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2007b)

A vantagem da Petrobras em relação aos competidores Pemex, PDVSA e canadenses está em sua produção e exportação de crus de características muito próximas aos das bacias deplecionadas californianas. Note-se que não há participação de mercado dos produtores de óleos azedos neste mercado, diferentemente do que ocorre em outras regiões americanas, como o PADD II (óleos canadenses) e o PADD III (Pemex e PDVSA). Desta forma, a despeito de maiores custos de transporte do petróleo e do barril processado, a Petrobras poderia analisar estratégias de inserção no refino californiano, por meio de parcerias ou aquisições com estas refinarias de alta conversão.

Novamente, indica-se o refinador independente Valero, que possui refinarias complexas em Wilmington (81 mil b/d) e Benicia (144 mil b/d), para formação de *joint ventures*. A compra de participação nas refinarias da Valero pela Petrobras, como já indicada anteriormente, poderia, no longo prazo, expandir-se em aquisições integrais. Esta estratégia também está aberta ao refinador independente Tesoro, que detém a refinaria californiana de Martinez, com 155 mil b/d de capacidade primária. Também se recomendam eventuais sociedades com as *majors*, como a Shell ou a ConocoPhillips, como já citadas, que são empresas com históricos de *joint ventures* no PADD III, e que provavelmente buscam novos acessos a óleos importados, de preferência com semelhanças ao californiano, tal como o tipo Marlim.

4.3 Competidores Potenciais à Entrada da Petrobras no Refino dos EUA

Ao realizar sondagens para novas aquisições ou formações de *joint ventures* em refinarias da Costa do Golfo do México ou da Califórnia, a Petrobras pode deparar-se com competidores, que igualmente procuram novas participações nestes parques refinadores, com intenções de compra ou parcerias. Este é um fator que poderá pressionar por uma valorização destes ativos e de novos equipamentos de conversão e tratamento, sendo assim, uma restrição à entrada da Petrobras no *downstream* dos PADDs III e V. Supõe-se que, por serem produtores e exportadores de óleos pesados, tais como a Petrobras, os exportadores Pemex, PDVSA e canadenses competem com a empresa brasileira em aumento de participação no refino norte-americano. Esta seção encerra o capítulo, analisando se estas ameaças são, de fato, reais à Petrobras. Nas quatro sub-seções seguintes, serão trazidos à discussão os potenciais de competição das empresas destes países exportadores de crus pedados por refinarias americanas e as considerações finais à entrada da Petrobras no refino norte-americano.

4.3.1 Competição Potencial da Pemex à Entrada da Petrobras no Refino dos EUA

Como dito anteriormente, os Estados Unidos são o maior comprador de óleos da Pemex, notadamente o Maya, cuja comercialização é realizada mediante contratos de longo prazo de suprimento. Cabe ressaltar que, com exceção da refinaria de Deer Park, a estatal não logra a máxima agregação de valor do seu cru pesado nos EUA, já que não o refina naquele mercado. No entanto, uma participação mais acentuada em aquisições e participações em refinarias americanas, com intuito desta maior apropriação do valor de seu petróleo pesado, é restringida pela ingerência do governo mexicano no planejamento da empresa.

Pelas regras mexicanas, a estatal não possui autonomia financeira, sendo incumbida de repassar seus resultados ao tesouro mexicano. Assim, os lucros da atividade petrolífera são retidos, cabendo ao governo definir o fim destes recursos, e à companhia, contrair passivos no mercado de capitais. Freqüentemente, boa parte dos retornos das atividades da Pemex não é reinvestida nas atividades, desfavorecendo determinadas áreas da companhia, como o setor de negócios internacionais. Calcula-se que a quantia repassada pela Pemex ao tesouro mexicano, sob a forma de impostos e *royalties*, alcance 60% da receita da empresa, o que representa um terço do orçamento federal.

Ademais, a dívida total da estatal é quatro vezes superior à da ExxonMobil, cujas reservas e produção são superiores à mexicana (BUSINESSWEEK, 2004; USSEC, 2007c).

Estes sub-investimentos têm como frutos o declínio da produção e a depleção dos campos mexicanos. Conforme aponta EIA (2007d), o complexo de Cantarell, sítio de produção de 61% dos crus mexicanos, que atingiu o pico de produção em 2004, está com previsões de redução de 14% ao ano, de 2007 a 2015. Por outro lado, novos desenvolvimentos em outras províncias petrolíferas mexicanas não compensariam o declínio de Cantarell. Desta forma, a tendência, nos próximos anos, é de redução dos volumes exportados de Maya para os EUA, que são agravados pela falta de recursos para o E&P mexicano.

Com as restrições de financiamento da Pemex, é improvável que, no curto prazo, a estatal mexicana venha ser uma concorrente da Petrobras em aquisições ou formações de novas parcerias no refino norte-americano, em especial nos PADDs III e V.

4.3.2 Competição Potencial da PDVSA à Entrada da Petrobras no Refino dos EUA

A PDVSA igualmente sofre uma redução de sua produção anual de crus, reduzindo-se de 3,3 milhões de b/d para 2,5 milhões de b/d, ou 25% no período de 1997 a 2006 (EIA, 2007e). Pode-se atribuir este declínio, assim como no caso mexicano, aos desinvestimentos em E&P, por parte do governo venezuelano. Apesar deste fato, a PDVSA não terá dificuldades de garantir superávits de óleos pesados para exportações para seus consumidores designados. Deste modo, aparentemente a empresa venezuelana teria potencial para competir com a Petrobras em aquisições de refinarias ou formação de parcerias.

Contudo, cabe ressaltar que o governo venezuelano está afastando-se diplomaticamente dos EUA, afetando, de certa forma, as relações comerciais dos dois países, inclusive quanto aos empreendimentos no refino norte-americano. Desta forma, admite-se que o foco da empresa nos próximos anos não será no refino norte-americano, como indica PDVSA (2005), mas na integração com mercados refinadores latino-americanos e

caribenhos, mediante os consórcios Petrocaribe e Petrosur[121]. Estão previstas: a reativação da refinaria de Centifuegos, em Cuba, em 2007; a expansão da refinaria de Kingston, na Jamaica, com 50% de participação da PDVSA, em 2008; a já mencionada refinaria de Suape, em parceria com a Petrobras, para 2011; e a re-configuração da refinaria de La Teja, no Uruguai;

Apesar da magnitude dos investimentos nas subsidiárias americanas, é útil ressaltar que a PDVSA não usufrui os resultados positivos das mesmas, já que desde sempre estimulou o reinvestimento dos lucros nestas unidades, de forma a evitar a dupla taxação no momento da repatriação de dividendos à matriz. Assim, o reinvestimento financia o programa de internacionalização com aquisições de novos parques refinadores, além de ativos de armazenagem e distribuição, sem qualquer ganho fiscal imediato ao governo venezuelano (BOUÉ, 2004).

Cabe observar que a empresa venezuelana se desfez de sua participação na refinaria de Houston, que pertencia à *joint venture* Lyondell-Citgo, vendendo sua cota de 41% à Lyondell, em 2006. Certamente, a PDVSA empregará estes recursos do rompimento do acordo nas já citadas expansões no Caribe e na América do Sul. É possível que a estatal esteja buscando compradores para as suas refinarias nos EUA, de maneira que viabilize, com os recursos destas transações, novos empreendimentos em sua área internacional fora dos EUA. Desta forma, os desinvestimentos da PDVSA no refino norte-americano podem representar boas oportunidades à Petrobras em aquisições de refinaria ou participações.

Pelos fatos citados, a PDVSA não aparenta ser um competidor à Petrobras em aquisições e formações de *joint ventures* nos PADDs III e V, nos próximos anos.

4.3.3 Competição Potencial das Empresas Canadenses à Entrada da Petrobras no Refino dos EUA

Conforme salientadas anteriormente neste capítulo, a Husky Energy e a EnCana, empresas privadas canadenses, estão adquirindo refinarias ou formando *joint ventures* com refinadores norte-americanos, a fim de integrar seus empreendimentos de E & P de

[121] A Petrocaribe e a Petrosul são consórcios com petrolíferas nacionais destas regiões, que incluem a PDVSA.

óleos pesados canadenses com aquele mercado. Estas estratégias garantem uma demanda cativa por óleos pesados canadenses, betume e seus *upgrades* sintéticos (*syncrudes*), que estão com previsão de expansão em suas produções para curto e médio prazo.

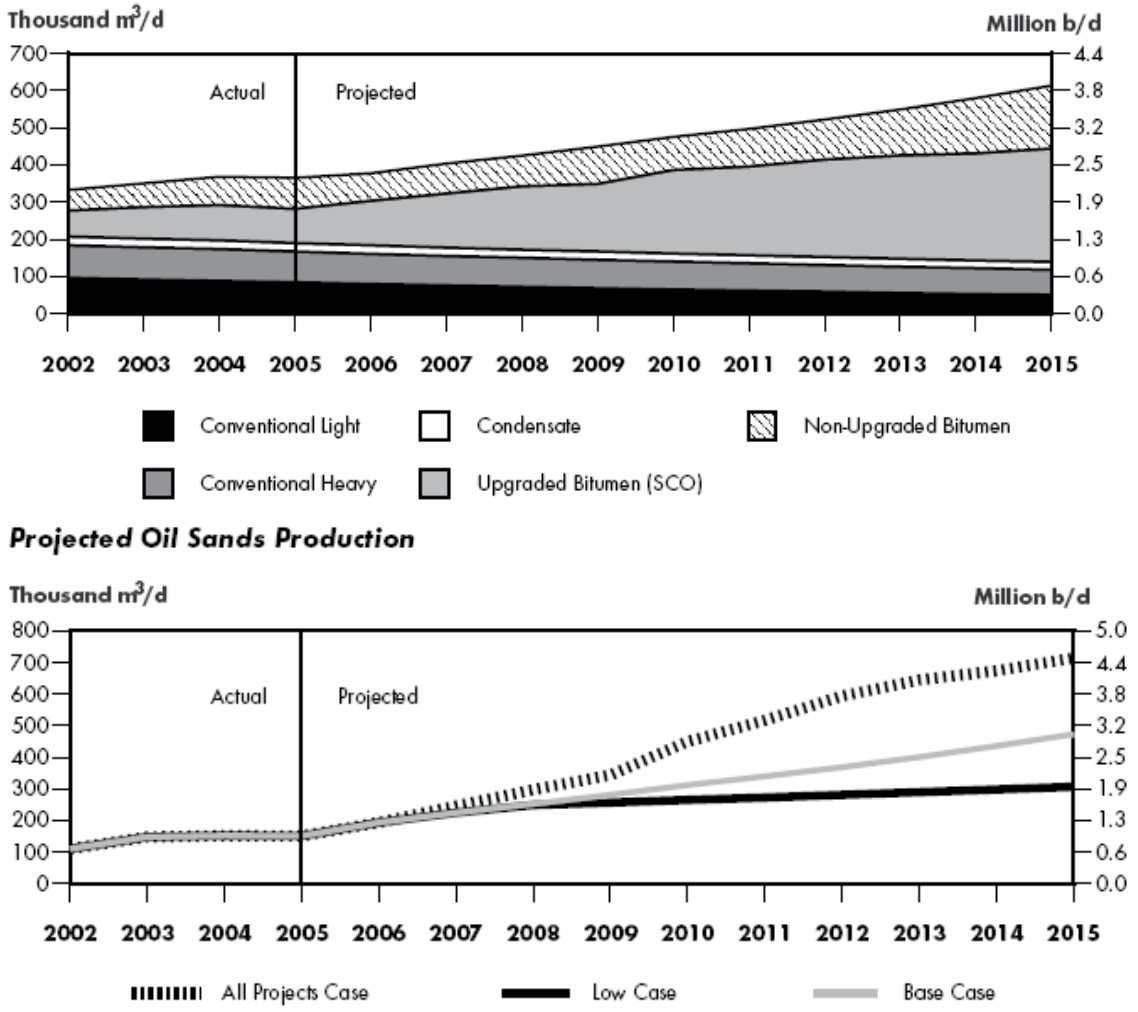


Figura 4.11 - Projeções de Produção de Óleos Canadenses para 2015
Fonte: NEB (2006).

De acordo com (NEB, 2006), de 2005 a 2015, projeta-se um crescimento de 68% para a produção de crus canadenses ocidentais, possibilitado, principalmente, pela expansão de projetos de E & P de areias betuminosas. Segundo a Figura 4.11, no caso base, a produção de betume poderá aumentar em mais de 200%, no mesmo período. Cabe notar que a produção e o *upgrade* destes óleos extra-pesados são realizados por empreendimentos privados, diferindo-se dos casos da Pemex e da PDVSA. Sendo assim, os investimentos nestes campos seguem orientações de mercado, ausentes de interferências ideológicas. Neste sentido, em cenários de avanço nos preços dos

petróleos, a tendência é de estímulo à produção e *upgrade* destes óleos pesados e, por conseqüência, um aumento das exportações de crus canadenses para o mercado norte-americano e o interesse pelas refinarias daquele país. Cabe ressaltar que as reservas provadas de betumes canadenses aproximam-se de 180 bilhões de barris, tornando o Canadá detentor da segunda maior reserva de petróleos do mundo (NEB, 2006; EIA, 2007f).[122]

Note-se que há três tipos de óleos sintéticos derivados do betume: o *syn-crude* (óleo leve, produzido por *upgrade* do betume), o *syn-bit* (mistura intermediária, a partir da diluição do *syn-crude* com betume), e o pesado *dil-bit* (*mix* de betume com diluentes, que podem ser pentanos ou condensados, para facilitar o transporte em dutos). Os óleos sintéticos, *syn-crude* e *syn-bit* concorrem diretamente com cru do tipo Marlim, já que por serem previamente processados no *upgrade*, contém poucos traços de enxofre em suas composições (CAPP, 2005). Este é um ponto crítico à competição das empresas canadenses com a Petrobras por refinarias da Califórnia (PADD V), se for real o empenho de integração canadense com aquele mercado. Por outro lado, o sintético *dil-bit*, por ser betume diluído exclusivamente para o transporte, é mais pesado e contém maiores níveis de enxofre em sua composição, sendo mais apropriados às refinarias do PADD III, que toleram crus azedos. Assim, produtores de *dil-bit* são potenciais competidores com a Petrobras, caso queiram integrar suas produções com refinarias da Costa do Golfo do México.

Na Figura 4.12, apresentam-se as estimativas de produções canadenses por tipo de crus.

[122] Como ilustração, as reservas provadas de petróleo da Arábia Saudita são de cerca de 260 bilhões de barris (EIA, 2007g).

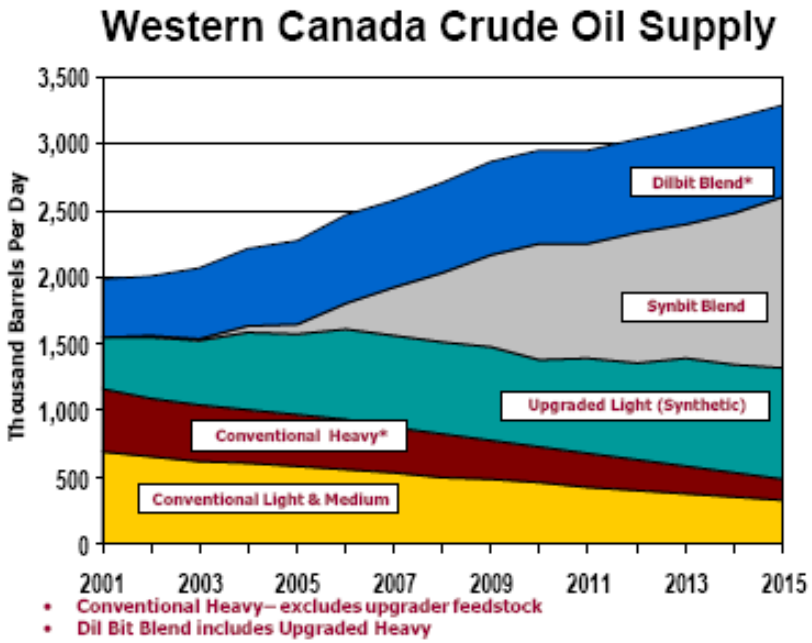


Figura 4.12 – Oferta de Óleos Canadenses por Tipo
Fonte: CAPP (2005)

Não obstante, o Canadá já possui conexões por dutos de suas regiões produtoras paras os PADDs II e IV, fazendo com que os PADDs III e V, mercados com pouca ligação com dutos transportadores de crus canadenses, sejam alvos secundários aos óleos canadenses. Destarte, para que a chegada de crus e sintéticos canadenses ao PADD III e à Califórnia sejam custo-efetivas, *vis-à-vis* o despacho para os PADDs II e IV, novos projetos de expansão de dutos para estes mercados deverão ser iniciados futuramente[123].

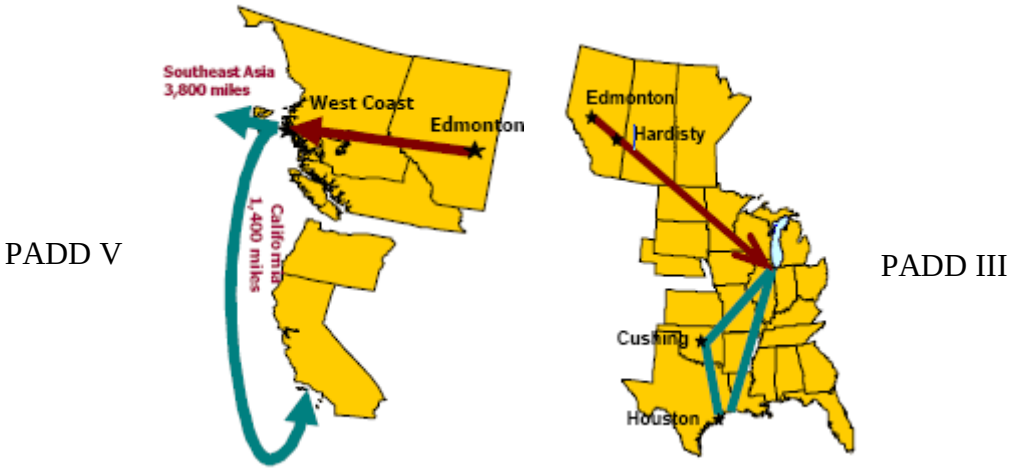


Figura 4.13 – Projetos de Oleodutos Conectando o Canadá com os PADDs III e V
Fonte: Adaptado de CAPP (2005)

[123] Atualmente um volume reduzido de crus pesados canadenses são enviados aos PADDs III e V, por meio de embarcações.

Em CAPP (2005), descrevem-se opções factíveis ao ingresso dos óleos pesados do Canadá Ocidental nos PADDs III e V, via *pipelines*, no médio prazo (Figura 4.13). A primeira opção seria a construção de um novo oleoduto com capacidade de transporte de 400 mil b/d de combinações de crus leves com pesados, conectando os campos do Canadá Ocidental com o PADD II (1.350 milhas), no *hub* de Wood River. Uma vez no PADD II, CAPP (2005) sugere a reversão de fluxo dos dutos existentes, para a chegada dos crus no PADD III. A segunda alternativa é a construção de um novo duto (690 milhas), procedente do Canadá Ocidental, que conectaria a região a um novo porto na costa oeste do Canadá. Este projeto possibilitaria o envio de embarcações de crus pesados canadenses à Califórnia, ao resto PADD V, aos mercados asiáticos e ao PADD III, mediante a travessia dos oceanos pelo Canal do Panamá. Novos projetos destas naturezas já estão autorizados pelo governo canadense[124].

No entanto, nestes novos empreendimentos, há a incerteza quanto ao tipo de óleo que será transportado (*syn-crudes, syn-bits* ou *dil-bits*), já que isto influi nas especificações dos dutos a construir e na demanda por diluentes que viabilizem o fluxo destes óleos viscosos (*syn-crudes* como diluentes de *syn-bits* e pentanos ou condensados para os *dil-bits*). Em outras palavras, a incerteza está na escolha do agente que fará o *upgrade* do cru (produtor ou refinador) (NEB, 2006). Esta é uma questão essencial aos potenciais competidores da Petrobras, por aquisições de refinarias nos PADDs III e V. Neste sentido, projetos de dutos para *dil-bits*, ou mesmo os intermediários *syn-bits* (mais leves que os *dil-bits*) estimulariam estudos de produtores canadenses para eventuais aquisições ou formação de *joint ventures* com refinarias nos EUA.

Paralelamente, novas integrações com refinadores nos PADDs II e IV, embora não concorram diretamente com possíveis negócios da Petrobras no refino norte-americano, impõem pressões nos preços nos valores de equipamentos, como novas unidades de conversão e tratamento. Isto implica em custos adicionais da empresa brasileira em ampliação e re-configuração de possíveis refinarias adquiridas ou em parceria nos PADDs III e V. Deste modo, como os competidores em outros PADDs não estão no escopo da dissertação, recomendam-se um estudo dos produtores de óleos pesados canadenses que integrarão seus E & P com o *downstream* norte-americano.

[124] Para maiores informações sobre estas conexões e os projetos em andamento, vide CAPP (2005) e NEB (2007).

Assim, conclui-se que os potenciais competidores da Petrobras na formação de parcerias ou aquisições de refinarias nos EUA são os produtores e exportadores de betume do Canadá Ocidental. Os projetos de E & P no Canadá e os seus principais agentes estão ilustrados no Anexo IV.

4.3.4 Considerações Finais à Entrada da Petrobras no Refino do EUA

Com a análise desenvolvida no capítulo, verifica-se que as regiões potenciais à entrada da Petrobras no refino norte-americano são os PADDs III e V. A empresa tem a opção de inserir-se no refino destas regiões realizando aquisições de refinarias existentes ou estabelecendo *joint ventures* com refinadores, cujos acessos aos óleos pesados são limitados. No curto prazo, a Petrobras poderia realizar testes no mercado norte-americano, formando parcerias, já que estas modalidades requerem custos e riscos inferiores às aquisições. Depois de consolidada no mercado norte-americano, a Petrobras poderia seguir para as aquisições de outras refinarias, incluindo ofertas aos seus sócios pelas suas participações nas *joint ventures*. Uma sugestão é estudar propostas da Petrobras para compras de refinarias da Citgo, caso os novos planos da área internacional da PDVSA indicarem a retirada do mercado norte-americano para alavancar uma política de maior integração com os mercados refinadores caribenhos e latino-americanos.

Os produtores canadenses de óleos pesados são os principais competidores por aquisições e formações de parcerias da Petrobras no refino norte-americano. Por exportarem óleos sintéticos de betume, com características semelhantes aos do tipo Marlim, as empresas canadenses também buscam refinarias nos EUA para integrarem seus negócios com este mercado *Premium*. Exemplos destas intenções são a recente aquisição da refinaria de Lima (Ohio), do refinador Valero, pela produtora de areias betuminosas Husky Energy, e a formação da *joint venture* WRB Refining, uma sociedade refinadora do produtor de betume canadense EnCana com a integrada ConocoPhilips. Por outro lado, a entrada mais acentuada das canadenses nos PADDs III e V dependerá dos novos projetos de acessibilidade dos oleodutos conectores destas regiões ao Canadá.

Ademais, a entrada da Petrobras no refino norte-americano dependerá dos volumes excedentes de petróleo para os próximos anos, que por sua vez, estarão sujeitos ao ritmo

de produção e incorporação de reservas da Petrobras, além dos investimentos planejados pela empresa para refino e abastecimento em outros países. Ainda, a entrada da Petrobras está submetida aos futuros padrões de emissões das refinarias nos EUA e como isso afetará o processamento de óleos pesados brasileiros e de seus concorrentes, mais energo-intensivos frente aos leves.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta dissertação teve como objetivo analisar a possibilidade de colocação e agregação de valor dos excedentes de óleo pesado e ácido do tipo Marlim (em torno de 19º API) no parque refinador e no mercado de combustíveis dos EUA. Como discutido no capitulo inicial, por constituir uma cesta majoritariamente formada de hidrocarbonetos pesados e com impurezas, o óleo pesado tem sua cotação descontada no mercado internacional em relação aos óleos marcadores. Não obstante, é possível processá-lo em refinarias complexas, com rendimentos consideráveis em derivados nobres, o que resulta em margens de refino superiores frente às refinarias simples ou de média complexidade. Desta forma, os diferenciais de valor entre petróleos leves e pesados representam oportunidades aos refinadores que investem na incorporação de unidades de conversão e tratamento em suas plantas. Por outro lado, na ótica do produtor do óleo pesado, a integração de sua cadeia produtiva com o refino complexo garante a máxima adição de valor ao insumo. Analogamente, a Petrobras, como produtora do cru pesado e ácido do tipo Marlim, reverteria a desvantagem dos descontos a partir da integração com refinarias de alta complexidade. Ademais, o mais complexo parque refinador existente é o norte-americano e, deste modo, detém o maior potencial de agregação de valor aos óleos do tipo Marlim.

Como estudo inicial do caso brasileiro, foram caracterizadas física e quantitativamente a produção de crus e suas reservas, que na média são pesadas e ácidas. Paralelamente, foi avaliado o comércio exterior de petróleos do Brasil, à luz da auto-suficiência conquistada em 2006. Por produzir e exportar um cru descontado frente às correntes de óleos marcadores no mercado internacional, e importar petróleos e derivados nobres, derivou-se que o Brasil ainda sofre perdas não-desprezíveis em sua Balança Comercial. Em seguida, o parque refinador brasileiro atual, *quasi*-monopólio da Petrobras, foi apresentado, bem como sua produção de derivados. Verifica-se, por meio de estimativas de margens de refino, que o potencial de agregação de valor do parque refinador brasileiro é restrito por seu perfil semicomplexo. Não é por acaso que o Brasil exporta derivados de valor limitado, como óleos combustíveis e gasolinas não-enquadradas nas especificações dos mercados europeu e norte-americano.

Foram analisadas as perspectivas de produção de crus brasileiros e de demanda por combustíveis no país, bem como as intenções de investimentos da Petrobras no refino nacional, delineadas pelo seu plano estratégico. Neste sentido, revisaram-se os estudos e as projeções quantitativas dos volumes excedentes de crus brasileiros, para os próximos anos. Conclui-se que, mesmo com a concretização dos investimentos planejados pela Petrobras e uma hipotética adição de 500 mil b/d em capacidade de processamento no parque refinador, aumentando o processamento de óleos nacionais, restarão excedentes exportáveis de crus pesados e ácidos do tipo Marlim, para os próximos anos. Estes volumes, já a partir de 2010, situam-se na faixa compreendida entre 500 mil a 1 milhão de b/d. Deste modo, prevalecerá um excedente que justifica uma estratégia da Petrobras de colocação e agregação de valor destes óleos e seus derivados no mercado internacional, uma vez que a atual baseia-se na comercialização à vista e não logra este objetivo.

Portanto, a Petrobras, como produtora integrada de petróleos e derivados no Brasil, passa a confrontar-se cada vez mais com uma árvore de decisões, em que a escolha da estratégia a adotar interage com a produção interna. Neste sentido, quanto aos seus futuros excedentes, listam-se quatro decisões possíveis à Petrobras. A primeira é a atual estratégia de exportação de crus e derivados de baixo valor no mercado internacional. A segunda é uma redução da produção brasileira de petróleo e de concessões de blocos exploratórios, de modo a não haver exportações no futuro. A terceira é a possibilidade de exportações de derivados *Premium*, a partir de refinarias projetadas exclusivamente para este fim. Por ultimo, a quarta é a agregação de valor ao excedente, moldando uma estratégia de integração vertical *ex situ* (em outro mercado relevante) com E&P brasileiras e refino estrangeiro de participação acionária da Petrobras.

As duas primeiras, por não adicionarem valor ao excedente de crus do tipo Marlim, descontados no mercado internacional, fogem ao escopo da dissertação. A estratégia de agregar valor ao cru do tipo Marlim, construindo refinarias *Premium* para a exportação de derivados nobres, dependerá de investimentos consideráveis em complexidade no parque refinador atual, notadamente em unidades de coqueamento, de HDTs e de HCCs. Contudo, nota-se que estas refinarias de exportação localizadas no Brasil operariam distantes do seu mercado principal, o que acarretaria em maiores custos de transporte ou, por outra, em desconsiderar a economia de escala associada ao transporte

de cru. Ademais, refinarias de exportação, distantes do seu mercado principal, teriam maior dificuldade em gerenciar estoques operacionais e gerir potenciais estratégias de mercado para colocação de seus produtos. Não é usual, portanto, este tipo de refinaria. Exemplos restringem-se ao Caribe (muito próximo ao PADD III), ao Canadá (próximo aos PADDs II e IV), e ao Golfo Pérsico. Não obstante, recomendam-se estudos futuros acerca da viabilidade desta estratégia de agregação de valor ao cru nacional.

O último par de decisões (exportar o excedente e refiná-lo em mercado relevante - integração vertical *ex situ*) fundamenta-se na internacionalização da produção de derivados. Não obstante, um plano desta natureza não anularia a opção listada anteriormente de refinarias *Premium* exportadoras. Em um cenário apresentado, no qual o parque de refino brasileiro cresce substancialmente em capacidade de processamento primário na próxima década, ainda haveria excedentes líquidos exportáveis de volumes acima de 400 mil b/d. Mas, é imprescindível diferenciar refinarias com viés exclusivo de exportação de refinarias que exportam excedentes de derivados, mas têm seu mercado principal próximo à sua localização. Excedentes podem ser exportados por qualquer parque refinador no mundo, em especial o da Europa Ocidental, que como abordado do terceiro capítulo, constitui o principal exportador *swing* de gasolina para os Estados Unidos. Tal fato não leva o refino europeu a ser caracterizado como refino exclusivo de exportação.

Deste modo, para evitar os descontos nos preços destes excedentes de crus pesados nos mercados internacionais, pode-se justificar uma estratégia de aquisição de refinarias no exterior, adequadas à maximização de valor ao tipo de óleo em questão. Esta é uma estratégia já utilizada por produtores exportadores de óleos pesados, como as estatais Pemex (México) e, em especial a PDVSA (Venezuela), que nos anos 1980-90 integrou sua produção de óleos pesados com o refino americano, com foco no Golfo do México. A experiência da PDVSA propiciou-lhe um sucesso satisfatório, rendendo-lhe margens de refino excepcionais, pelo fato de o preço de seus crus ser descontado frente aos marcadores e o consumo americano por combustíveis ser intensivo em derivados nobres.

A estratégia da Petrobras aos moldes venezuelanos, com o refino do óleo tipo Marlim em plantas complexas nos EUA, permitiria a obtenção de margens elevadas. A própria Petrobras já incorporou esta alternativa de agregação de valor do cru do tipo Marlim a

sua estratégia comercial. Em 2006, a empresa estabeleceu uma *joint venture* com um refinador independente americano, adquirindo a participação de 50% da refinaria de Pasadena (Texas), de modo a duplicá-la e reconfigurá-la ao processamento do óleo pesado brasileiro, entrando em operação em 2010.

Neste sentido, o terceiro capítulo avaliou as condições de entrada de petróleos pesados no mercado norte-americano, com ênfase nas transformações tecnológicas para seu processamento naquele centro refinador, ao longo dos últimos anos. Assim, foram descritas as principais características físicas e econômicas do mercado americano de petróleos e combustíveis, bem como de sua refinarias. Delimitaram-se as logísticas de transporte de óleos e produtos pelo país, de forma a compreender as vias de acessos dos crus pesados e de seus derivados ao refino americano.

Por deter um parque de alta complexidade, além de um ambiente com baixa taxação e ausência de controle de preços dos combustíveis, verificou-se que o mercado norte-americano proporciona margens de refino elevadas ao refinador de alta conversão de óleos pesados. É uma condição única no mundo, na medida em que outros mercados de porte, como o europeu ou o chinês, ou sobretaxam os derivados de petróleo ou exercem controle rigoroso nos preços finais dos derivados, gerando incertezas quanto ao potencial de agregação de valor de refinadores com alto grau de complexidade. Por exemplo, na dissertação, mostrou-se que, enquanto em Cingapura, refinadores complexos não vêm auferindo margens relevantes, nos Estados Unidos, os mesmos tipos de refinadores percebem margens bastante elevadas. Ainda, admite-se que o processamento destes crus é otimizado na Costa do Golfo do México e na Costa Oeste dos EUA, devido às plantas de alta complexidade destas regiões, suas localizações, assim como à acessibilidade das instalações portuárias (esta última, notadamente na primeira região).

Por fim, o capítulo final da dissertação analisou a entrada da Petrobras no parque refinador dos EUA, avaliando as modalidades mais favoráveis à estratégia de maximização de valor à sua produção exportada, caso confirmem-se os volumes na faixa de 500 mil a 1 milhão de b/d. Confrontaram-se quatro opções: realização de contratos de longo prazo; construção de refinarias *greenfield*, aquisição de refinarias e realização de *joint ventures*.

A opção de transação de crus brasileiros mediante contratos de longo prazo, tal como a Pemex realiza, não foi recomendada, pois não agregaria um valor expressivo à produção da Petrobras. Por sua vez, a construção de refinarias *greenfield* nos EUA traria um alto grau de incerteza à companhia brasileira, devido aos trâmites da rígida legislação ambiental do país na concessão de permissões. Dentre as opções disponíveis, a aquisição de refinarias existentes e formação de *joint venture*, ambas largamente praticadas nas últimas décadas nos EUA, foram indicadas pela dissertação como estratégias de inserção no refino norte-americano.

De tal modo, foi sugerida, como forma de introdução da Petrobras no refino dos EUA, a formação de *joint ventures* com refinadores, preferencialmente independentes ou integrados com acesso limitado a reservas de óleos pesados. Deste jeito, realiza-se uma experiência inicial, beneficiando-se dos canais de distribuição firmados por estes agentes. Posteriormente, no momento em que a empresa brasileira estiver consolidada naquele mercado, aconselham-se aquisições integrais de refinarias existentes, inclusive por meio de ofertas pelas participações de seus sócios refinadores. Vale enfatizar que este aprofundamento no refino americano dependerá dos volumes de crus brasileiros excedentes no futuro. Em outras palavras, está submetido à magnitude dos esforços exploratórios e produtivos nos campos da Petrobras, assim como da evolução do parque refinador da empresa fora dos EUA.

Em seguida, as Costas do Golfo do México e Oeste (Califórnia) foram definidas como de mercados potenciais para aquisições ou formações de *joint ventures* no refino dos EUA. Com a vasta malha de oleodutos de derivados, processando seu cru em refinarias do Golfo, a Petrobras teria capacidade de exportar sua produção para grandes áreas consumidoras no Meio-Oeste e no Leste dos EUA. Ressaltou-se que o mercado consumidor desta última região, que detém um parque refinador incipiente, é atendido internamente pelos *pipelines* de derivados, Colonial e Plantation, oriundos da Costa do Golfo. Por meio da infraestrutura portuária e por estas conexões, a Petrobras seria capaz de receber seus crus pesados do tipo Marlim na Costa do Golfo, refiná-los nas refinarias complexas deste centro, enviando seus produtos para o norte dos EUA. Seguramente, o Golfo é a região mais apropriada à Petrobras, caso almeje os mercados *Premium* citados, cabendo à empresa buscar novas oportunidades de aquisição ou parcerias na área, se for esta sua zona alvo. No que toca ao processamento do cru tipo Marlim, as

refinarias que a Petrobras adquirisse integralmente ou por *joint venture* na região mencionada, deveriam estar munidas de unidades de conversão e de tratamento, de modo a resultar em máximo volume de derivados de alto valor agregado. Assim, se forem adquiridas refinarias simples ou semicomplexas, há de reconfigurá-las para se alcançar esta finalidade. Em caso de aquisição de refinarias complexas, cabe à empresa investir em adaptação metalúrgica das mesmas, permitindo que o *blend* processado possa tender ao ácido, tal como o insumo exportado pela estatal brasileira. Deste modo, a dissertação realizou prospecções das refinarias lá instaladas.

Algumas das refinarias semicomplexas do PADD III apresentadas são de refinadores independentes, como a Valero e a Western. Seria recomendável à Petrobras um estudo de negócios com alguns destes independentes. Neste sentido, recomendam-se as refinarias da Valero de Krotz Springs (Louisiana), Houston (Texas), e da Western, em El Paso (Texas), as três equipadas com unidades de FCC e reforma catalítica. Não se descarta a possibilidade de parcerias com *majors* em algumas refinarias não-complexas, como a Shell, que possui unidades deste tipo em Saraland (Alabama) e em Saint Rose (Louisiana). A Shell, por ser uma empresa aberta a *joint ventures*, com parcerias no PADD III (na já citada Deer Park Refining com a Pemex, além da Motiva, uma parceria com a Saudi Aramco de quase vinte anos), é uma boa candidata ao estabelecimento de sociedades.

Em relação às refinarias do Golfo de perfil mais complexo, novamente, há a opção de aliança com a independente Valero, que possui as refinarias *hydrocracking* em Sunray (Texas), Three Rivers (Texas) e em Texas City, e a *coking* em Norco (Louisiana), todas com capacidade de destilação em torno de 200 mil b/d. Destaca-se a também a oportunidade de *joint venture* com a refinaria da Lyondell, cognominada de Houston Refining, cujo suprimento de crus pesados não mais tem a garantia da PDVSA. Assim, caberia à Petrobras analisar um contrato de sociedade com a Lyondell, garantindo um suprimento de crus pesados para esta refinaria complexa de médio porte. Outra sugestão seria um acordo de refino com pequenos produtores integrados, a exemplo da Murphy Oil, que detém uma refinaria na Lousiana, com capacidade de destilação de 120 mil b/d, com um perfil análogo à refinaria de Pasadena.

Para as refinarias de médio porte das *majors*, recomenda-se à Petrobras formar alianças no refino, como por exemplo com a ConocoPhillips, empresa integrada com o segundo

maior parque refinador dos EUA. A ConocoPhillips, como já relatado, formou uma *joint venture* com a canadense EnCana para o processamento de óleos pesados nos PADDS II e III, nas refinarias de Borger (Texas) e Wood River (Illinois). Ainda, a companhia americana está em *joint venture* 50/50 com a PDVSA, na refinaria de Sweeny (Texas). Deste modo, estariam sem parcerias as plantas de West Lake e Belle Chase, ambas na Louisiana.

Quanto às plantas ultracomplexas de grande porte da região, como estão quase todas comprometidas em parcerias ou contratos de longo prazo, recomenda-se uma estudo de negócios com os independentes Valero e Flint Hills, ambos com refinarias deste perfil em Corpus Christi (Texas).

Paralelamente, constatou-se que a produção de crus locais e do Alaska, principais fontes de insumo das refinarias da Califórnia, estão em declínio produtivo. Este fato certamente abrirá espaço aos óleos brasileiros do tipo Marlim, já que a produção californiana é igualmente pesada e ácida. Deste modo, verifica-se um aspecto positivo das refinarias da Califórnia frente ao Golfo, em caso de a Petrobras adquirir ou buscar parcerias naquele estado, já que adaptações metalúrgicas para o cru tipo Marlim não seriam um adicional de custos. Contudo, a infraestrutura portuária petrolífera da Califórnia é a principal desvantagem em relação à outra região, já que as instalações do estado necessitarão receber investimentos para o recebimento de grandes volumes de óleos importados. Sem embargo, novos projetos estão sendo estudados pelas autoridades californianas para a recepção de navios importadores de crus estrangeiros e envio para as refinarias, o que beneficiaria a chegada de embarcações com óleos brasileiros no estado.

Pela mencionada ausência de dutos de crus com fluxo de outras regiões para a Califórnia, para alcançarem o Oceano Pacífico, os *tankers* originários do Brasil de cru tipo Marlim teriam de cruzar o Canal do Panamá. No entanto, por sua largura, o Canal não suporta a passagem de *tankers* superiores ao Panamax. Uma alternativa possível, caso a Petrobras queira transportar crus do tipo Marlim em embarcações de maior porte, é a estocagem e/ou fracionamento no Caribe. Isto permitiria uma inserção de duas frentes, se for estratégico à estatal adquirir ou formar *joint ventures* no Golfo e na Califórnia, simultaneamente, nos próximos anos. No Caribe, por ser eqüidistante aos dois trajetos, haveria a possibilidade de partir embarcações de crus para o Pacífico ou

para a Costa do Golfo do México. Desta forma, também se realizou uma prospecção das refinarias californianas.

Neste caso, a Petrobras poderia adquirir refinarias no estado da Califórnia, ou formar *joint ventures*, com fins à re-configuração integral destas plantas, de modo que se torne viável o processamento do cru tipo Marlim. Recomenda-se à Petrobras estudar propostas de parcerias com o refinador independente Alon, que apesar das baixas capacidades de destilação e conversão, possui as refinarias de Long Beach e Paramount, projetadas para o refino dos óleos pesados e ácidos californianos, semelhantes ao do tipo Marlim. Igualmente, a pequena refinaria de Bakersfield (15 mil b/d), do independente Kern Oil & Refining, poderia receber propostas de investimentos da Petrobras em ampliação e adequação (complexidade) ao processamento do óleo pesado brasileiro.

A vantagem da Petrobras em relação aos competidores Pemex, PDVSA e canadenses está em sua produção e exportação de crus de características muito próximas aos das bacias deplecionadas californianas. Note-se que não há participação de mercado dos produtores de óleos azedos neste mercado, diferentemente do que ocorre em outras regiões americanas, como o PADD II (óleos canadenses) e o PADD III (Pemex e PDVSA). Desta forma, a despeito de maiores custos de transporte do petróleo e do barril processado, a Petrobras poderia analisar estratégias de inserção no refino californiano, por meio de parcerias ou aquisições com estas refinarias de alta conversão.

Dentre as refinarias complexas californianas, outra vez, indica-se o refinador independente Valero, que possui refinarias em Wilmington (81 mil b/d) e Benicia (144 mil b/d), para formação de *joint ventures*. A compra de participação nas refinarias da Valero pela Petrobras, como já indicada anteriormente, poderia, no longo prazo, expandir-se em aquisições integrais. Esta estratégia também está aberta ao refinador independente Tesoro, que detém a refinaria californiana de Martinez, com 155 mil b/d de capacidade primária. Igualmente se recomendam eventuais sociedades com as *majors*, como a Shell ou a ConocoPhillips, como já citadas, que são empresas com históricos de *joint ventures* no PADD III, e que provavelmente buscam novos acessos a óleos importados, de preferência com semelhanças ao californiano, tal como o tipo Marlim.

Finalmente, foram examinados os potenciais de competição dos produtores de crus pesados mexicanos, venezuelanos e canadenses com a Petrobras por aquisições ou formações de parcerias com refinarias no território americano. Concluiu-se que, com as restrições de financiamento da Pemex, é improvável, no curto prazo, que a estatal mexicana venha ser uma concorrente da Petrobras em aquisições ou formações de novas parcerias no refino americano. Por seu turno, o governo venezuelano está afastando-se diplomaticamente dos EUA, o que, de certa forma, compromete as relações comerciais dos dois países, inclusive quanto aos empreendimentos no refino americano. Analisando o planejamento da empresa, admite-se que o foco da PDVSA, nos próximos anos, não será o refino americano, mas a integração com mercados refinadores latino-americanos e caribenhos, mediante os consórcios Petrocaribe e Petrosur. Portanto, no curto prazo, também é pouco provável que a empresa venezuelana concorra com a Petrobras em aquisições ou formações de novas parcerias no refino americano, podendo, inclusive, estar disposta a desfazer-se de refinarias de sua propriedade nos EUA.

Os produtores canadenses de óleos pesados são a principal ameaça competitiva por aquisições e formações de parcerias da Petrobras no refino americano. Por exportarem óleos pesados sintéticos de betume, com características próximas aos do tipo Marlim (viscosidade e teor de enxofre), as empresas canadenses também buscam refinarias nos EUA (em especial, no Meio-Oeste e nas Rochosas) para integrarem seus negócios com este mercado *Premium*. Esta lógica torna-se ainda mais evidente com as previsões de alta nas cotações do petróleo no mercado internacional, que estimulariam tais investimentos. Por outro lado, a entrada mais acentuada das canadenses na Costa do Golfo do México e na Califórnia dependerá dos novos projetos de acessibilidade dos oleodutos conectores destas regiões ao Canadá. Ao adquirirem refinarias e readaptá-las para o processamento dos sintéticos de betume, mesmo que fora das regiões do Golfo e do Oeste, as empresas canadenses pressionariam os fornecedores de unidades de conversão e tratamento nos EUA. Este fator encareceria os custos de expansão de eventuais refinarias da Petrobras no refino americano. Sugerem-se, então, novos estudos acerca da integração de empresas canadenses de óleos pesados na região central continental dos EUA.

Igualmente, recomenda-se analisar os casos particulares das refinarias apontadas pelo quarto capítulo. Far-se-ia uma avaliação econômica mais fina da integração com estas

refinarias, caso a caso, com diversos cenários de preços de petróleos, avaliando a pertinência de aquisição ou estabelecimento de parcerias. Do mesmo modo, entrariam no cálculo das estratégias, os custos com transporte do cru do Brasil até as refinarias, incluindo fracionamentos e estocagens no Caribe e a travessia de oceanos pelo Canal do Panamá, para a entrega na Califórnia. Poder-se-ia ainda avaliar a construção ou aquisição de refinarias também no Caribe, com a finalidade de exportação de derivados *Premium* para os EUA, ou mesmo para a Europa ou para o sudeste asiático.

Sugere-se uma análise futura sobre as conseqüências de uma política ambiental mais pró-ativa dos estados e do governo federal americano sobre o refino e o mercado de gasolina. Conforme salientado, o processamento de óleos pesados é mais energo-intensivo frente ao dos leves, pois requer uma maior severidade de processos de conversão e tratamento. Caso haja um desestímulo ao refino do óleo pesado em prol da redução de emissões de gases de efeito estufa nos EUA, produtores como a Petrobras, PDVSA, Pemex e canadenses poderiam ter suas exportações diretamente afetadas por estas políticas.

Propõe-se uma análise aprofundada dos problemas logísticos dos EUA, como as expansões de oleodutos das outras regiões até a Califórnia, ou aos campos produtores de óleos pesados canadenses. Por outro lado, a logística de dutos americana poderá ser afetada pelo recrudescimento das legislações ambientais regionais e a disseminação dos *boutique fuels.* Faz necessária a compreensão acerca das repercussões destes fenômenos na estratégia de inserção da Petrobras no refino americano.

Outro ponto relevante a ser examinado em estudos futuros, recomendados por esta dissertação, é a questão dos biocombustíveis, e de como uma maior utilização no mercado americano afetaria a estratégia de inserção da Petrobras no refino dos EUA. O Brasil, como produtor de baixo custo de etanol, e, por conseguinte, a Petrobras, como eventual exportadora do produto, teria vantagens competitivas, se ocorresse a expansão prevista da demanda por este energético nos Estados Unidos. Neste caso, a aquisição de refinarias nos Estados Unidos poderia também ser útil à estratégia de exportação de etanol por parte da Petrobras, permitindo a tancagem e o *blend* de etanol com gasolina em refinarias americanas. A gasolina seria comercializada na sua forma acabada e o custo do insumo etanol para Petrobras seria inferior. Destarte, tal tema merece ser analisado com mais profundidade em estudos futuros sobre refino da Petrobras nos

Estados Unidos. Cabe ressaltar o mercado americano de etanol é protegido por barreiras tarifárias, sobretudo, por conta das pressões políticas exercidas pelos produtores de etanol do milho, do Meio-Oeste dos EUA (PADDs II e IV). Assim, esta estratégia somente seria viabilizada no caso de as sobretaxas de importação de etanol no mercado dos Estados Unidos serem abrandadas. Por outro lado, a adição de 10% de etanol (v/v) à gasolina base seria de benefício aos refinadores, já que se expandiria o consumo do derivado[125]. Deste modo, igualmente vale averiguar os impactos da utilização de etanol nas margens de refino para gasolina produzida pela Petrobras, eventual exportadora integrada do biocombustível.

Por fim, sugerem-se novos estudos quanto à colocação de óleos pesados da Petrobras em outros mercados internacionais, com destaque ao sudeste asiático. É útil ressaltar que, em novembro de 2007, a empresa brasileira adquiriu, no Japão, uma refinaria de 100 mil b/d de capacidade, por US$ 50 milhões. Tal planta dispõe de um terminal de petróleo e derivados com capacidade de armazenamento de 9,6 milhões de barris, três *piers* com capacidade para receber navios de produtos de até 97 mil dwt, além de uma monobóia para VLCCs. Está prevista, segundo a empresa, a utilização da capacidade do terminal para impulsionar a comercialização de biocombustíveis no Japão e no mercado asiático, complementando o atual comércio de crus e derivados nesta região, que é atualmente de 100 mil b/d (PETROBRAS, 2007f).

Outra possibilidade de estudo é a integração da produção da Petrobras com o refino europeu. Analisaria-se a viabilidade de competição do cru tipo Marlim com os óleos árabes, russos e do Mar Cáspio, mediante a instalação ou aquisição de refinarias naquele mercado. Sabe-se que o refino europeu não é tão complexo quanto o americano, em grande parte, devido ao fácil acesso aos óleos leves e intermediários das regiões vizinhas. Por outro lado, a Petrobras anunciou, em novembro de 2007, a descoberta de reservas de petróleos intermediários (28º API) em uma nova fronteira exploratória em águas ultraprofundas, denominada Tupi. Desta forma, nos próximos anos, o Brasil poderá ser um grande exportador de óleos intermediários. Alternativamente, em caso de utilização destes novos volumes nas atuais refinarias brasileiras, haveria uma realocação dos óleos pesados da carga brasileira, resultando em um excedente ainda maior de crus do tipo Marlim. No primeiro caso, poder-se-ia adquirir refinarias simples ou

[125] Para maiores detalhes, vide Szklo *et al.* (2007b).

semicomplexas na Europa ou nos EUA e colocar os óleos médios de Tupi nestes centros refinadores. No segundo caso, poder-se-ia intensificar a estratégia de integração com o refino americano, ou, de outro modo, diversificar a produção de derivados em outros mercados como o europeu. Assim sugerem-se estudos acerca das estratégias de formação de *joint ventures* ou aquisição refinarias na Europa, tal como propostas pela dissertação para os EUA, reconfigurando-as ao processamento de crus do tipo Marlim, do tipo Tupi, ou de seus *blends*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AALUND, L. "Phantom Refining Capacity" (2005). Oil & Gas Journal. Editora Pennwell. Edição de 21 de novembro de 2005, página 15.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. "Resolução ANP Nº. 6, de 24.2.2005 – Dou" (2005). Disponível em http://www.anp.gov.br/leg/legislacao.asp

___. "Anuário Estatístico 2006" (2006). Disponível em http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2006.asp

___. "Petróleo e Derivados" (2007). Disponível em http://www.anp.gov.br/petro/petroleo.asp

ARIZONA CLEAN FUELS (2007). Disponível em http://www.arizonacleanfuels.com/index.htm

ASCHE, F.; GJØLBERG, O.; VÖLKER, T. "Price Relationships in the Petroleum Market: An Analysis of Crude Oil and Refined Product Prices" (2003). Energy Economics 25 (p.289-301). Elsevier Science Inc.

AZDEQ. "Arizona Clean Fuels Yuma, LLC" (2006). Disponível em http://www.azdeq.gov/environ/air/permits/download/40140/comments.pdf

BACON R,; TORDO, S. "Crude Oil Price Differentials and Differences in Oil Qualities: A Statistical Analysis" (2005). Banco Mundial. Disponível em http://www.esmap.org/filez/pubs/08105FinalforWeb.pdf

BAKER & O'BRIEN. "Status of the U.S. Refining Industry" (2005). Disponível em http://www.bakerobrien.com/images/uploads/AIPN%20Presentation.pdf

___. "Vulnerabilities in the U.S. Petroleum Refining and Product Distribution Infrastructure" (2007). FTC Energy ConferenceWashington DC. Disponível em http://www.ftc.gov/bcp/workshops/energymarkets/presentations/tanderson.pdf

BOUÉ. J. "The Internationalisation Programme of Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)" (2004). Disponível em www.oxfordenergy.org/pdfs/Internationalisation.pdf

BP. British Petroleum. "Statistical Review of World Energy" (2006). Disponível em http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6842&contentId=7021390

BRASIL. "Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005". (2005). Disponível em http://www.biodiesel.gov.br/docs/lei11097_13jan2005.pdf

___. "Programa de Aceleração do Crescimento" (2007). Disponível em http://www.brasil.gov.br/pac/

BUSINESSWEEK. "Pemex May Be Turning From Gusher To Black Hole" (2004). Disponível em http://www.businessweek.com/magazine/content/04_50/b3912084_mz058.htm

CAAAP. Canadian Association of Petroleum Producers. "Crude Oil Pipeline Expansion Summary" (2005). Disponível em http://www.capp.ca/raw.asp?x=1&dt=PDF&dn=83040

CARVALHO, E. “Perspectivas Para o Desenvolvimento do Setor de Refino de Petróleo no Brasil – Agência Nacional do Petróleo”(2002). Apresentação. Disponível em http://www.anp.gov.br/palestras/perspectivas.pdf

CAVALCANTI, M. “Análise Dos Tributos Incidentes Sobre os Combustíveis Automotivos no Brasil. (2006)” Tese de mestrado. Rio de Janeiro. Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em http://www.ppe.ufrj.br/

CEC. California Energy Comission. “Marine Product Tanker Fundamentals, Economics & Outlook” (2002).Disponível em http://www.energy.ca.gov/reports/2002-03-14_600-02-007CR.PDF

___. “Integrated Energy Policy Report Subsidiary Volume: Transportation Fuels, Technologies and infrastructure Assessment Report” (2003a). Disponível em: http://www.energy.ca.gov/reports/100-03-013F.PDF

___. “Public Interest Energy Strategies Report” (2003b). Disponível em: http://www.energy.ca.gov/reports/100-03-012F.PDF

___. “California Marine Petroleum Infrastructure” (2003c). Disponível em http://www.energy.ca.gov/strategic_reserve/documents/2003-04-21_600-03-008D.PDF

___. “Committee Workshop California’s Petroleum Infrastructure Needs” (2005). Disponível em http://www.energy.ca.gov/2005_energypolicy/documents/2005-05-16_workshop/presentations/Pacific%20Energy%20Presentation%205-16-05.pdf

___. “Interim Report to the Governor: Spring 2006 Petroleum Fuels Price Spike” (2006). Disponível em http://www.energy.ca.gov/2006publications/CEC-600-2006-012/CEC-600-2006-012.PDF

___. “California’s Petroleum Infrastructure Overview and Import Projections” (2007a). Dsiponível em http://www.energy.ca.gov/2007publications/CEC-600-2007-001/CEC-600-2007-001.PDF

___. “Oil Supply Sources to California Refineries” (2007b). Disponível em http://www.energy.ca.gov/oil/statistics/crude_oil_receipts.html

CITGO. Citgo Petroleum Corporation. “Company Operations” (2007). Disponível em http://www.citgo.com/AboutCITGO/CompanyOperations.jsp

CLUBLEY, S. “Futures and Foward Contracts” (2002). Supplement 8. In: LONG (2002). Woodhead Publishing Limited. Cambrigde, Reino Unido.

COMPERJ. Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro. Disponível em http://www.comperj.com.br/

CPDOC. Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil. “Diretrizes do Estado Novo (1937-1945) - Estado e Economia” (2007). Disponível em http://www.cpdoc.fgv.br/nav_historia/htm/anos37-45/ev_estecon_cnp.htm

EC. EUROPEAN COMISSION “Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC). Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.” (2001). Disponível em http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm

___. "EU Crude Oil Imports (volumes & prices)" (2005). Disponível em http://ec.europa.eu/energy/oil/crude/index_en.htm

EIA. Energy Information Agency. "Forecasts & Analyses, Gasoline Type Proliferation and Price Volatility" (2004a). Disponível em: http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/fuel/gasoline.html.

___. "The U.S. Petroleum Refining and Gasoline Marketing Industry" (2004b). Disponível em http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/usi&to/downstream/index.html

___"Annual Energy Review, 2005" (2006a). Disponível em: http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/contents.html

___ "Annual Energy Outlook With Projections to 2030" (2006b). Disponível em: http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/aeo06/index.html.

___ "Topics for Petroleum Imports/Exports & Movements" (2006c). Disponível em: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_move_top.asp

___ "Country Analysis Brief, United States – U.S. Oil Production an Imports" (2006d). Disponível em: http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Usa/Oil.html

___ "Topics for Crude Reserves and Production" (2006e). Disponível em: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_crd_top.asp

___ "Topics for Petroleum Refining and Processing" (2006f). Disponível em: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pnp_top.asp

__ "Topics for Petroleum Consumption/Sales" (2006g). Disponível em: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_cons_top.asp

___ "Performance Profiles of Major Energy Producers 2004" (2006h). Disponível em: http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/

___."Trade, Oil Market Basics" (2006i). Disponível em: http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/analysis_publications/oil_market_basics/trade_text.htm

___."Refining, Oil Market Basics" (2006j). Disponível em: http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/analysis_publications/oil_market_basics/refining_text.htm

__ "Topics for Petroleum Prices" (2006k). Disponível em: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_top.asp

___. "F.O.B. Costs of Imported Crude Oil by API Gravity" (2007a). Disponível em: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_imc3_k_a.htm

___. "Refinery Capacity Report" (2007b). Disponível em http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/data_publications/refinery_capacity_data/historical/2007/refcap2007.html

___. "Petroleum Administration for Defense Districts" (2007c). Disponível em http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/analysis_publications/oil_market_basics/paddmap.htm

___. "International Energy Outlook 2007" (2007d). Disponível em http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html

___. "Venezuela Energy Profile" (2007e). Disponível em http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=VE

___. "Canada Energy Profile" (2007f). Disponível em http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=CA

___. "Saudi Arabia Energy Profile" (2007g). Disponível em http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=SA

ENCANA (2007). EnCana Corporation. Disponível em http://www.encana.com/operations/downstream/index.htm

ENERGETICS . "Energy and Environmental Profile of the U.S. Petroleum Refining Industry" (1998). Disponível em: http://www.eere.energy.gov/industry/petroleum_refining/pdfs/profile.pdf

EPA. Environmental Protection Agency. "New Source Review. Workshop Manual - Prevention of Significant Deterioration and Nonattainment Area Permitting". Disponível em http://www.epa.gov/region07/programs/artd/air/nsr/nsrmemos/1990wman.pdf

___. "New Source Review" (2007). Disponível em http://www.epa.gov/nsr/index.html

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. "Balanço Energético Nacional 2005" (2006). Disponível em http://www.epe.gov.br/default.aspx

___. "Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016" (2007). Disponível em http://www.epe.gov.br/default.aspx

FERREIRA, D. “Curva de Hubbert: Uma Análise das Reservas Brasileiras de Petróleo” (2005). Tese de mestrado. São Paulo. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (PIPGE), Universidade de São Paulo. Disponível em http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2005/Teses/Dissertacao-Denilson.pdf

FLETCHER, S. “Cera: Us Motor Fuel Market Being Transformed” (2006). Oil & Gas Journal. Editora Pennwell. Edição de 11 de dezembro de 2006, página 26.

HULL, J. “Opções, Futuros e Outros Derivativos” (2003). Editora BM&F Brasil. São Paulo.

HUSKY ENERGY. “Husky Energy to Acquire Lima Refinery from Valero Energy Corporation” Disponível em http://www.huskyenergy.ca/downloads/NewsReleases/2007/HSE_050207_Lima_Refinery_Acquisition.pdf

HYDROCARBON PROCESSING (2005). Euromoney Institutional Investor PLC. New York, Estados Unidos. Edição de dezembro de 2005.

IEA. International Energy Agency. “Oil Market Report” (2007a). Disponível em http://omrpublic.iea.org/refinerysearch.asp

___. “World Energy Outlook 2006” (2007b). Disponível em http://www.worldenergyoutlook.org/2006.asp

___. “Key World Energy Statistics 2007” (2007c). Disponível em http://www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1199

INVESTOR'S BUSINESS DAILY. "Crude Awakening" (2005). Disponível em http://www.investors.com/editorial/editorialcontent.asp?secid=1501&status=article&id=156821&secure=2322

LANZA, A.; MANERA, M.; GIOVANNINI, M. "Modeling And Forecasting Cointegrated Relationships Among Heavy Oil And Product Prices" (2005). Energy Economics 27 (p. 831– 848). Elsevier Science Inc.

LEFFLER, W. "Petroleum Refining. In Nontechnical Language."(2000). Penn Well Corporation. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos.

___. "Downstream Mergers, Capacity Hikes Persist" (2007). Oil & Gas Journal. Editora Pennwell. Edição de 4 de junho de 2007, página 22.

LONG, D. "The Trading of Oil" (2000). Supplement 7. In: LONG (2002). Woodhead Publishing Limited. Cambrigde, Reino Unido.

LYONDELL. Lyondell Chemicals. "Lyondell Acquires Partner's Interest in Houston Refinery" (2006). Disponível em http://www.lyondell.com/html/news/press_kit.shtml

MACHADO, G. "Geopolítica do Petróleo e Suas Implicações Sobre as Estratégias Produtivas e Tecnológicas Para o Aproveitamento dos Recursos Petrolíferos Nacionais" (2004). Trabalho Técnico. Rio Oil & Gas Expo and Conference 2004. Realização de 4 a 7 de outubro de 2004, no Rio de Janeiro. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. http://www.ibp.org.br/main.asp

MAPLES, R. “Petroleum Refinery Process Economics” (2000). Penn Well Corporation. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos.

MASSERON J., (1990) “Petroleum Economics”. Editions Technip. 4th edition. Paris, França.

MARTIN, J. “A Economia Mundial da Energia” (1992). Editora UNESP. São Paulo.

MEYERS, A. “Handbook of Petroleum Refining Processes” (2004). 3. ed. McGraw Hill Book Co. New York, Estados Unidos.

MEYERS, R. “Testimony of Robert J. Meyers Associate Assistant Administrator to Office of Air and Radiation U.S. Environmental Protection Agency before the Committee on Energy and Natural Resources United States Senate” (2006). Disponível em http://epa.gov/ocirpage/hearings/testimony/109_2005_2006/2006_0713_rjm.pdf

NAKAMURA, D. “More Refining Musings” (2004). Oil & Gas Journal. Editora Pennwell. Edição de 6 de setembro de 2004, página 17.

NEB. National Energy Board. “Canada's Oil Sands. Opportunities and Challenges to 2015: An Update” (2006). Disponível em http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/lsnd/pprtntsndchllngs20152006/pprtntsndchllngs20152006-eng.pdf

___. “2007 Canadian Hydrocarbon Transportation System Assessment” (2007). Disponível em http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/trnsprttn/trnsprttnssssmnt2007/trnsprttnssssmnt2007-eng.pdf

NPC. National Petroleum Council. "Observations on Petroleum Product Supply. A Supplement to the NPC Reports: U.S. Petroleum Product Supply – Inventory Dynamics, 1998 and U.S. Petroleum Refining–Assuring The Adequacy and Affordability of Cleaner Fuels, 2000" (2004). Disponível em http://www.npc.org/reports/R-I_121704.pdf

NYMEX. New York Mercantile Exchange. "Annual Volume .Energy Futures Contracts" (2007). Disponível em http://www.nymex.com/md_annual_volume5.aspx#a

LONG, D. "Oil Trading Manual" (2002). Woodhead Publishing Limited. Cambrigde, Reino Unido.

OPEP. Organização dos Países Produtores e Exportadores de Petróleo. "Annual Statistical Bulletin 2003 (2003)". Disponível em http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/asb2003.htm

PDVSA. Petróleos de Venezuela S.A. "Planes Estratégicos" (2005). Disponível em http://www.pdv.com/interface.en/database/fichero/publicacion/925/19.PDF

PEMEX. Petróleos Mexicanos. "Reporte Anual que se Presenta de Acuerdo con las Disposiciones De Carácter General Aplicables a Las Emisoras de Valores y Otros Participantes Del Mercado Para El Año Terminado El 31 de Diciembre de 2005" (2006). Disponível em http://www.pemex.com/files/content/ra_051231.pdf

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. "Plano Estratégico Petrobras 2015" (2004). Disponível em http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/ConfTelefonicas/pdf/Plano_Estrategico_2015_FINAL_1007.pdf

___. “Plano de Negócios 2007-2011” (2006a). Disponível em http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/ConfTelefonicas/pdf/PlanoNegocios20072011_Port.pdf

___. “O Reflexo da Auto-suficiência da Petrobras” (2006b). Apresentação de Guilherme Barbassa. Disponível em http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/Apresentacoes/pdf/IBEF_Dir-Barbassa_2609.pdf

___. Revista Petrobras (2006c). Ano 12 Nº 112.

___. “Expansão nos EUA” (2007). Disponível em http://www2.petrobras.com.br/atuacaointernacional/petrobrasmagazine/pm48/port/eua.html

___. “Espaço Conhecer” (2007b). Disponível em http://www2.petrobras.com.br/EspacoConhecer/index.asp

___. “Relações com o Investidor” (2007c). Disponível em http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&lang=pt&area=ri

___. “Relatório Anual 2006” (2007d). Disponível em https://www.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&lang=pt&area=ri

___. “Petrobras Descobre Maior Área Petrolífera do País” (2007e). Disponível em http://www.agenciapetrobrasdenoticias.com.br/materia.asp?id_editoria=8&id_noticia=4047

___. “Petrobras Assina Acordo de Compra de Refinaria no Japão” (2007f). Disponível em http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco_arq/RefinariaJapaoPort.pdf

PETROLEUM ARGUS. “Crude Oil Markets - US Crude Market” (1997). Supplement 3. In: Oil Trading Manual. Editora Woodhead Publishing Limited. Cambrigde, Reino Unido.

___. “Product Markets – United States” (1998). Supplement 5. In: Oil Trading Manual. Editora Woodhead Publishing Limited. Cambrigde, Reino Unido.

PMI. Petróleos Mexicanos Internacional. “Petróleo Crudo” (2006). Disponível em http://www.pmi.com.mx/onepage/public/main.htm

PURVIN & GERTZ. “U.S. Market Analysis – Venezuela Crude Oils and Refined Products” (2001). http://www.purvingertz.com/

QUARLS, H.; DONOHUE T.; CARUSO, P. “Refining Trends: The Golden Age or the Eye of The Storm?” (2006). Booz Allen Hamilton. Disponível em http://www.boozallen.com/media/file/151847.pdf

QUICK, H. “Physical Characteristics and Refing” (1996). Supplement 1. In: Oil Trading Manual (2002). Woodhead Publishing Limited. Cambrigde, Reino Unido.

RABINOW, R. “The Liquid Pipeline Industry in the United States: Where It’s Been Where It’s Going” (2004). Disponível em: http://www.aopl.org/posted/888/Rabinow_report.112734.pdf

RANA, M.; SÁMANO. V.; ANCHEYTA, J.; DIAZ, J. "A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua" (2007). Fuel 86. Páginas 1216-1231. Elsevier Science Inc

REINAUD, J. "The European Refinery Industry under the EU Emissions Trading Scheme .Competitiveness, Trade Flows and Investment Implications" (2005). International Energy Agency. IEA Information Paper. Disponível em http://www.iea.org/Textbase/Papers/2005/IEA_Refinery_Study.pdf

REYES. M. "Fortalecimiento e Internacionalización de Pemex. Su Nuevo Liderazgo en El Mercado Petrolero Global (1995-1999)" (2001). Disponivel em http://revistas.colmex.mx/revistas/7/art_7_905_6197.pdf

RHODES, A.; KOEN, A.; "U.S. Refiners Find Benefits in JVs with Foreign Partners" (1996). Oil & Gas Journal. Editora Pennwell. Edição de 22 de julho de 1996, página 16.

SHELL (2006). Royal Dutch Shell. Disponível em http://www.shell.com/home/Framework?siteId=us-en&FC2=/us-en/html/iwgen/leftnavs/zzz_lhn7_4_0.html&FC3=/us-en/html/iwgen/society_environment/deer_park_shared/about_deer_park/dir_refining.html

SCHAEFFER, R., SZKLO, A., MACHADO, G., MAGRINI, A., MARIANO, J., SALA, J. e TAVARES, M. "Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectivas de Expansão do Parque de Refino Nacional até 2015 (2004)". Relatório Técnico de Projeto Contratado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. Programa de Planejamento Energético – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e

Pesquisa de Engenharia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. http://www.ppe.ufrj.br/

SHORE, J.; HACKWORTH, J.; SHIRKEY, C. "Availability of Gasoline Imports in the Short to Mid Term: U.S. Perspective" (2002). NPRA Annual Meeting. EIA(2002). Disponível em http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2002/npra/index.html

___;___. "Changing World Product Markets and Potential Refining Capacity Increases". NPRA Annual Meeting. EIA (2006). Presentation. Disponível em http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2006/npra2006/index.html

___; ___. "Are Refiners Entering a Golden Age or a Short Cycle?" (2007a) Global Refining Strategies 2007. EIA. Presentation. Disponível em http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2007/spain2007/index.html

___; ___. "Trends and Transitions in the Diesel Market. NPRA Annual Meeting. EIA" (2007b). Presentation. Disponível em http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2007/npra2007/index.html

SLAUGHTER, B. "Written Statement of the National Petrochemical & Refiners Association (NPRA) Delivered by Bob Slaughter, NPRA President, Before the Senate Commerce, Science and Transportation Committee concerning "Price Gouging"" (2006). Disponível em http://www.npra.org/cms/PDFUpload/PressRelease/NPRA_Testimony_on_Price_Gouging_5-23.pdf

SPE. Society of Petroleum Engineers. "Petroleum Reserves and Resources Classification, Definitions, and Guidelines" (2006). Disponível em http://www.spe.org/spe-site/spe/spe/industry/reserves/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf

SZKLO, A. "Fundamentos do Refino do Petróleo" (2005). Editora Interciência. Rio de Janeiro.

___; MACHADO, G.; SCHAEFFER, R,; SIMÕES, A.; MARIANO, J. "Placing Brazil's heavy acid oils on international markets" (2006a). Energy Policy 34 (p.692-705). Elsevier Science Inc.

___; CARNEIRO, J.; MACHADO, G. "Estimativa de preço de indiferença para atividades de E&P no Brasil: Análise do custo de oportunidade do atraso da produção de petróleo" (2006b). Trabalho Técnico. Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006. Realização de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. http://www.ibp.org.br/main.asp

___; SCHAEFFER R., "Fuel Specification, Energy Consumption and CO2 Emission in Oil Refineries" (2007). Energy Policy 32 (p. 1075-1092). Elsevier Science Inc.

___.; MACHADO, G.; SCHAEFFER, R. "Future oil production in Brazil—Estimates based on a Hubbert model" (2007a). Energy Policy 35 (p. 2360–2367). Elsevier Science Inc.

___; SCHAEFFER R.; DELGADO, F. "Can One Say Ethanol Is a Real Threat to Gasoline?" (2007b). Energy Policy 35 (p. 5411-5421). Elsevier Science Inc.

TAVARES, M. “Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas - Uma Análise Cross-Section” (2005). Tese de doutorado. Rio de Janeiro. Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em http://www.ppe.ufrj.br/

THOMAS, E. “Fundamentos de Engenharia do Petróleo” (2001). Editora Interciência. Rio de Janeiro.

TRENCH, C. “How Pipelines Make the Oil Market Work –Their Networks, Operation and Regulation” (2001). Disponível em: http://www.pipeline101.com/reports/Notes.pdf

USDOE. United States Department of Energy. (2004). Disponível em http://www.eere.energy.gov/news/archive.cfm/pubDate=%7Bd%20'2004-10-06'%7D

USGAO. United States Government Accountability Office. “Energy Security. Issues Related to Potential Reductions in Venezuelan Oil Production” (2006). Disponível em www.gao.gov/new.items/d06668.pdf

USSEC. United States Securities and Exchange Commission. “Form 10-k. CITGO Petroleum Corporation” (2004). Disponível em http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1011746/000095012905003139/h23806e10vk.txt

___. “Form 20-F. Pemex Finance Ltd” (2006a). Disponível em http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1096057/000119312506140786/d20f.htm

___. “Form 10-k. The Premcor Refining Group Inc.” (2006b). Disponível em http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/20762/000119312505043760/d10k.htm

___. “Form 20-F. PDVSA Finance Ltd” (2006c). Disponível em http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1074512/000114036106016749/form20-f.htm

___. “Form 10-k. Amerada Hess Corporation.” (2006d). Disponível em http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/4447/000095012306002849/y17683e10vk.htm

___. “Form 10-k. Valero Energy Corporation” (2007a). Disponível em http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1035002/000119312507039165/d10k.htm

___. “Form 20-F. Petróleo Brasileiro S.A.” (2007b). Disponível em http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000095012307009305/y36368a1e20vfza.htm

___. “Form 20-F. Pemex Finance Ltd” (2007c). Disponível em http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1096057/000095012307009515/e36482fe20vf.htm

___. “Form 10-k. Murphy Oil Corporation” (2007d).Disponível em http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/717423/000119312507044355/d10k.htm

U.S. SENATE COMMITTEE ON ENVIRONMENT & PUBLIC WORKS. “Statement of Senator James M. Inhofe” (2004). Disponível em http://epw.senate.gov/hearing_statements.cfm?id=221445

VALERO. Valero Energy Corporation. “Refinery Operations” (2007). Disponível em http://www.valero.com/AboutUs/Refineries/

WHITEHOUSE. “Economic Report of the President” (2006). Disponível em http://www.gpoaccess.gov/eop/2006/2006_erp.pdf

WORREL, E.; GALITSKY, C "Profile of the Petroleum Refining Industry in California" (2004). Ernest Orlando Lawrence, Berkeley National Laboratory. Disponível em: http://ies.lbl.gov/iespubs/55450.pdf.

YAMAGUCHI, N; FRIDLEY, D; XIAOMING, K. "Improving Transport Fuel Quality in China: Implications for the Refining Sector" (2002). China Energy Group. Disponível em http://china.lbl.gov/publications/china_refining_study_final.pdf

APÊNDICE - CONCEITOS DE RECURSOS E RESERVAS

No segundo capítulo, por descrever as reservas brasileiras, faz-se importante diferenciar o conceito de "recursos" e "reservas". O termo "reserva", sinteticamente, engloba o volume de cru remanescente nos campos com viabilidade técnico-econômica, no momento de sua avaliação. Portanto, trata-se de uma concepção dinâmica, já que o surgimento de novas tecnologias e as variações dos preços do petróleo no mercado internacional atuam diretamente nas quantidades totais classificadas como tal.

Segundo a *Society of Petroleum Engineers* (SPE), para um determinado recurso ser denominado como "reserva", há de se satisfazer quatro critérios, a saber: o volume tem de ser descoberto, ser recuperável, ser comercialmente viável e haver óleo recuperável após o desenvolvimento do projeto (SPE, 2006). As reservas são subdivididas de acordo com o nível de certeza associado a estimativas, seus desenvolvimentos e condições de produção. Há, assim, reservas *Provadas*, *Prováveis* e *Possíveis*, classificadas deterministicamente, de acordo com SPE (2006), como:

• Reservas Provadas: é a quantidade de petróleo que, por meio de análises geológicas e de engenharia, pode ser estimada com elevado grau de certeza, sendo recuperável comercialmente. Ainda, deve estar em reservatórios descobertos em condições economicamente definidas, por meio de métodos operacionais usualmente viáveis, regulamentados pela legislação do setor;

• Prováveis: aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas;

• Possíveis: aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis;

Não obstante, com a finalidade de reduzir a subjetividade da análise determinista (utilizada desde a década de 1930), e de forma a padronizar os critérios de classificação, a SPE, em parceria com o *World Petroleum Council* (WPC) e a *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) estabeleceu, em 2000, um sistema de classificação

embasado estatisticamente (SPE, 2006). Deste modo, seguem as seguintes classificações (Figura 4.14):

• Reservas Provadas ou 1P: são compostas pelos volumes mínimos que podem ser técnica e comercialmente recuperáveis com um grau de certeza (probabilidade) de 90%.

• (Reservas Provadas + Prováveis) 2P: são compostas pelos volumes mínimos que podem ser técnica e comercialmente recuperáveis com um grau de certeza (probabilidade) de 50%.

• (Reservas Provadas + Prováveis + Possíveis) 3P: são compostas pelos volumes mínimos que podem ser técnica e comercialmente recuperáveis com um grau de certeza (probabilidade) de 10%. Assim, por reservas totais, entendem-se como o volume de petróleo expresso em 3P.

Já por "recurso" entende-se como o conjunto que inclui tanto as reservas totais, definidas acima, quanto ao potencial que se refere ao volume recuperável a partir de jazidas não descobertas, inferidas geologicamente. Na base de recursos, há três denominações de recursos além das reservas, de acordo com SPE (2006): recursos *contingentes*, recursos *prospectivos* e recursos *não-recuperáveis*.

Por seu turno, a quantidade de petróleo estimada em certa data, potencialmente recuperável de jazidas já descobertas é denominada por recursos *contingentes*. Contudo, não é considerada comercialmente recuperável, como, por exemplo, projetos dependentes de tecnologias em desenvolvimento (por exemplo, algumas areias betuminosas e outros óleos não-convencionais[126]). Por recursos *prospectivos* denominam-se o volume de óleo estimado, em certo momento, potencialmente recuperável de jazidas ainda não descobertas. É útil considerar que, em ambos os tipos de recursos citados, há probabilidades de ocorrência a eles atribuídas, semelhantes ao caso das reservas.

[126] Para Szklo (2005), a distinção entre óleos convencionais e não convencionais é variável no tempo, função das tecnologias de refino e de E&P. O óleo convencional é aquele cuja extração é tecnicamente acessível, custo-efetiva, normalmente geradora de rendas diferenciais, sendo o óleo facilmente consumido em qualquer parque de refino. Por sua vez, óleos não convencionais incluem aqueles com propriedades bem específicas (altos índices de acidez ou enxofre, alta viscosidade, extração e produção em campos atípicos, entre outros) que tornam o seu consumo restrito às refinarias capazes de processá-los de forma custo-efetiva.

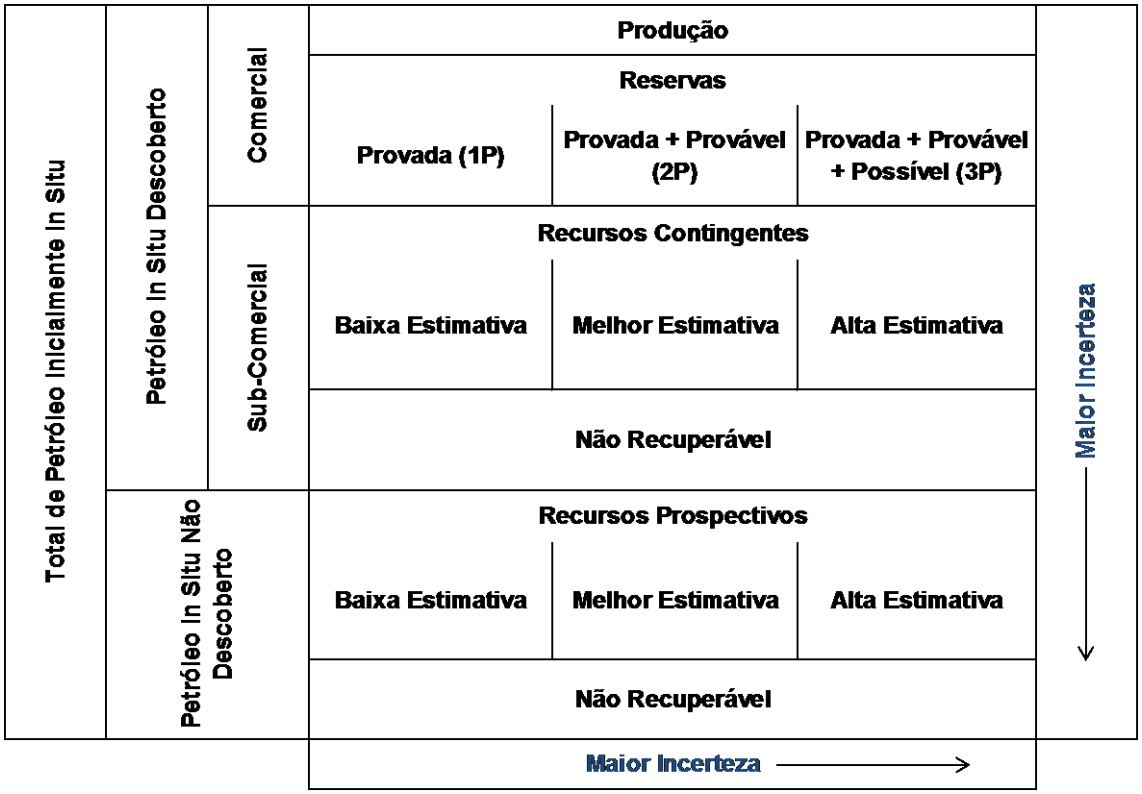


Figura A.1 - Sistema de Classificação de Recursos
Fonte: Adaptado de SPE (2006).

Os recursos *não-recuperáveis*, por sua vez, são aqueles que dada a tecnologia de prospecção atual, não são passíveis de extração, sejam descobertos ou não. Citam-se, para este caso, volumes de petróleos irrecuperáveis com o *estado da arte* tecnológico na data de avaliação, como óleos convencionais que permanecem no poço por ausência de métodos de recuperação adequados.

Outro conceito relevante é o de volume total de recursos *recuperáveis* (*Extractable Ultimate Resource* – EUR). Este termo é bastante útil na determinação da quantidade de petróleo total extraída do subsolo, quando do encerramento da produção (por razão física ou econômica) [127]. Dadas as premissas, torna-se possível inferir o pico de

[127] O EUR pode ser interpretado como a integral da curva de Hubbert. A determinação da Curva de Hubbert se deve ao geólogo M. King Hubbert que, em 1956 previu a ocorrência do pico de produção doméstica norte-americana em 1970. Ao plotar a série histórica das reservas em ordem cronológica, percebeu que se obtinha uma curva em forma de sino, indicando a tendência de esgotamento de reservas de petróleo nos Estados Unidos. Basicamente, a obtenção da curva de Hubbert se baseia em duas premissas básicas. A primeira, de que a curva de produção é bem comportada, assumindo uma forma de sino com caudas no início e no final da fase de produção; a segunda, de que este comportamento é essencialmente simétrico, implicando que a história de produção inicial tem comportamento especular

produção de determinada bacia ou país, conforme se fará para o caso brasileiro posteriormente. Pode-se admitir que haja duas componentes constituintes deste volume, além do total já produzido: as reservas provadas, de baixa incerteza, e o potencial de recursos a ser incorporado a estas reservas no futuro, de alta incerteza. Algebricamente, o EUR pode ser expresso como:

EUR = Produção Acumulada + Reservas Provadas + Recursos com Potencial de Incorporação às Reservas Provadas

Constata-se pela última parcela da expressão que o grau de otimismo ou pessimismo (conservadorismo) das hipóteses no analista pode influenciar no potencial total de óleo que será incorporado às reservas provadas. Esta incorporação dependerá de inúmeros fatores, como o nível de informação geológica e de projeto, o patamar de preços no futuro, o desenvolvimento tecnológico (principalmente em técnicas de recuperação terciária e revitalização de campos maduros), entre outros. Portanto, as probabilidades atribuídas pelo analista, nos potenciais de incorporação de recursos às reservas.

---

com a história de produção final até o abandono do poço. Assim, o pico de produção ocorre no momento em que 50% dos recursos foram utilizados.

ANEXO I – PRODUÇÃO E CONSUMIDORES DESIGNADOS DA PEMEX

Tabela I.1 - Petróleos Mexicanos Exportados (2005)

Óleo Exportado	Preço médio (US$)	Quantidade (milhões de b/d)	(%)
Olmeca (API de 38°-39°)	53,91	0,216	12
Istmo (API de 32°-33°)	53,11	0,081	4
Maya (API de 21°-22°)	40,61	1,506	83
Altamira (API de 15,0°-16,5°)	36,08	0,015	1
Total	**42,71**	**1,817**	**100**

Fonte USSEC (2006a). Elaboração própria.

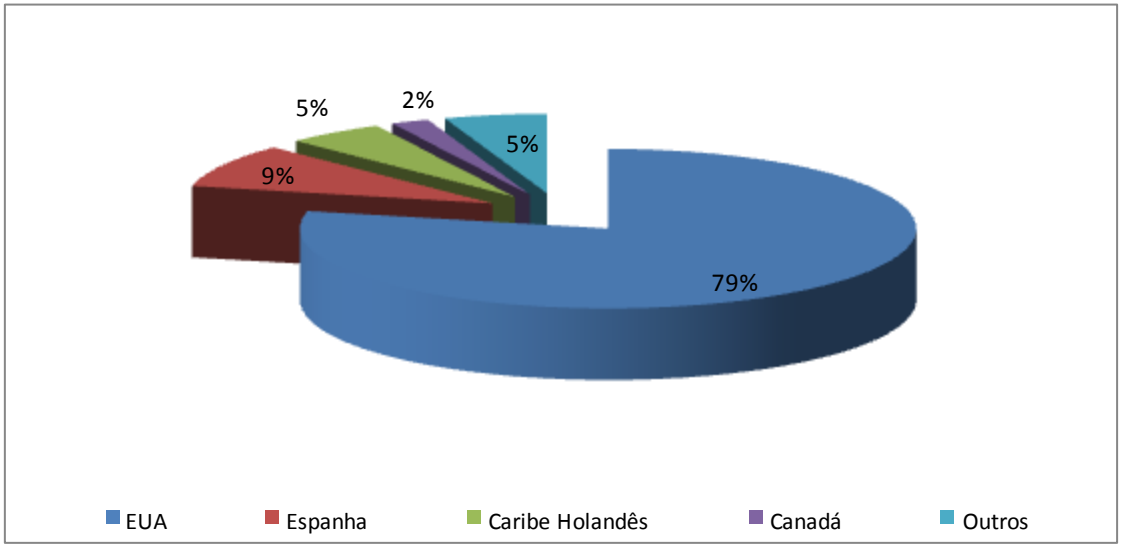


Figura I.1 - Destino dos Petróleos Mexicanos (2005)
Fonte Elaboração própria com base em USSEC (2006a).

Tabela I.2 - Consumidores Designados da Pemex nos EUA

Consumidor Designado	Tempo de Relação Comercial
Amoco Oil Company	n.i.
BP Products North America, Inc.	30
Chevron U.S.A. Inc.	29
Citgo International Supply Co.	n.i.
Citgo Petroleum Corp.	28
Clark Refining and Marketing Inc.	n.i.
Coastal Aruba Refining Company N.V.	n.i.
Coastal Petroleum N.V.	n.i.
Conoco Inc.	n.i.
Conoco Phillips Company	22
Equiva Trading International L.L.C.	n.i.
Exxon Mobil Sales and Supply Corporation	29
Exxon Trading Company International	n.i.
Farmland Industries, Inc.	n.i.
Glencore, LTD	1
Hunt Crude Oil Supply Company	20
Koch Petroleum Group L.P.	n.i.
Koch Supply and Trading Company	12
Lyondell-Citgo Refining L.P.	20
Marathon Petroleum Supply L.L.C.	25
Marathon-Ashland Supply L.L.C.	n.i.
Marlin Asphalt Ltd.	6
Mobil Sales and Supply Corporation	n.i.
Morgan Stanley Capital Group, Inc.	n.i.
P.M.I. Norteamérica S.A. de C.V.)	13
Pecten Trading Company	30
Petro-Canada	26
Port Arthur Coker Company	8
Shell Canada Products Ltd.	n.i.
Shell Trading (US) Company	7
Texaco International Trader, Inc.	n.i.
The Premcor Refining Group, Inc.	n.i.
Tosco Refining Company	n.i.
Trigeant EP, Ltd.	n.i.
Trigeant Ltd.	6
Ultramar, Inc.	n.i.
Valero Marketing and Supply Co.	12
Valero Refining Company—Aruba N.V.	8
Valero Refining Company-California	n.i.
Vitol, S.A., Inc.	n.i.

* n.i. – não informado.
Fonte: USSEC (2006a).

ANEXO II – PRODUÇÃO E CONSUMIDORES DESIGNADOS DA PDVSA

Tabela II.1 - Petróleos Venezuelanos Exportados (2004)

Óleo Exportado	Preço médio (US$)	Quantidade (milhões de b/d)	(%)
Leve (API de 30º ou superior)	36,57	0,624	35
Médio (API entre 30° e 23°)	29,86	0,298	17
Pesado e Extrapesado (API inferior a 21°)	-	0,852	48
Total	**32,21**	**1,774**	**100**

Fonte: Elaboração própria com base em USSEC (2006b).

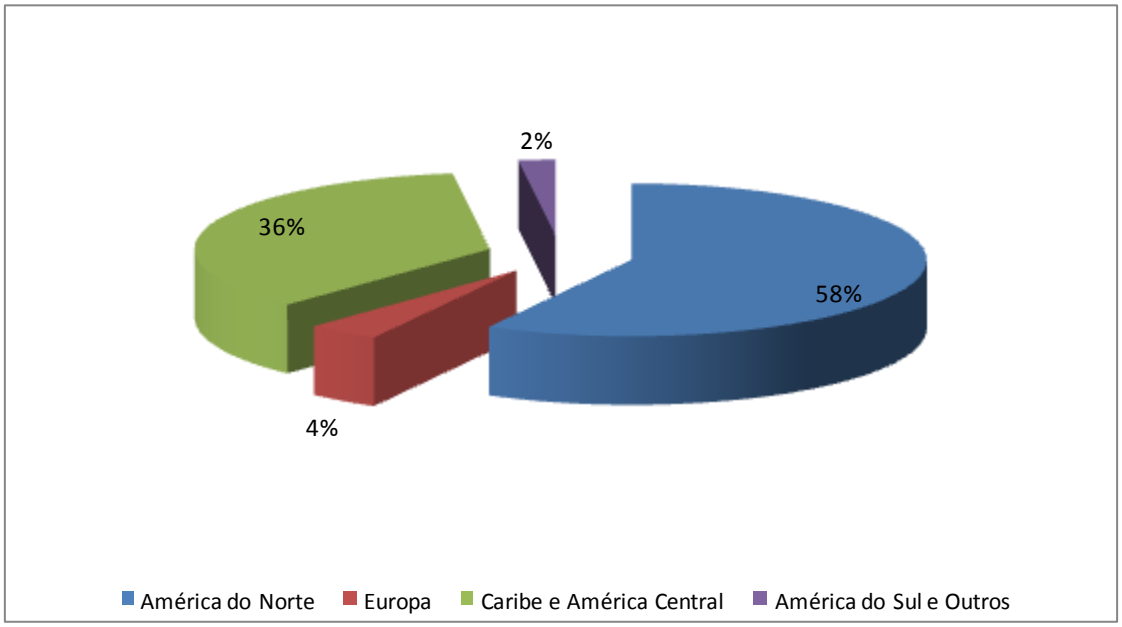


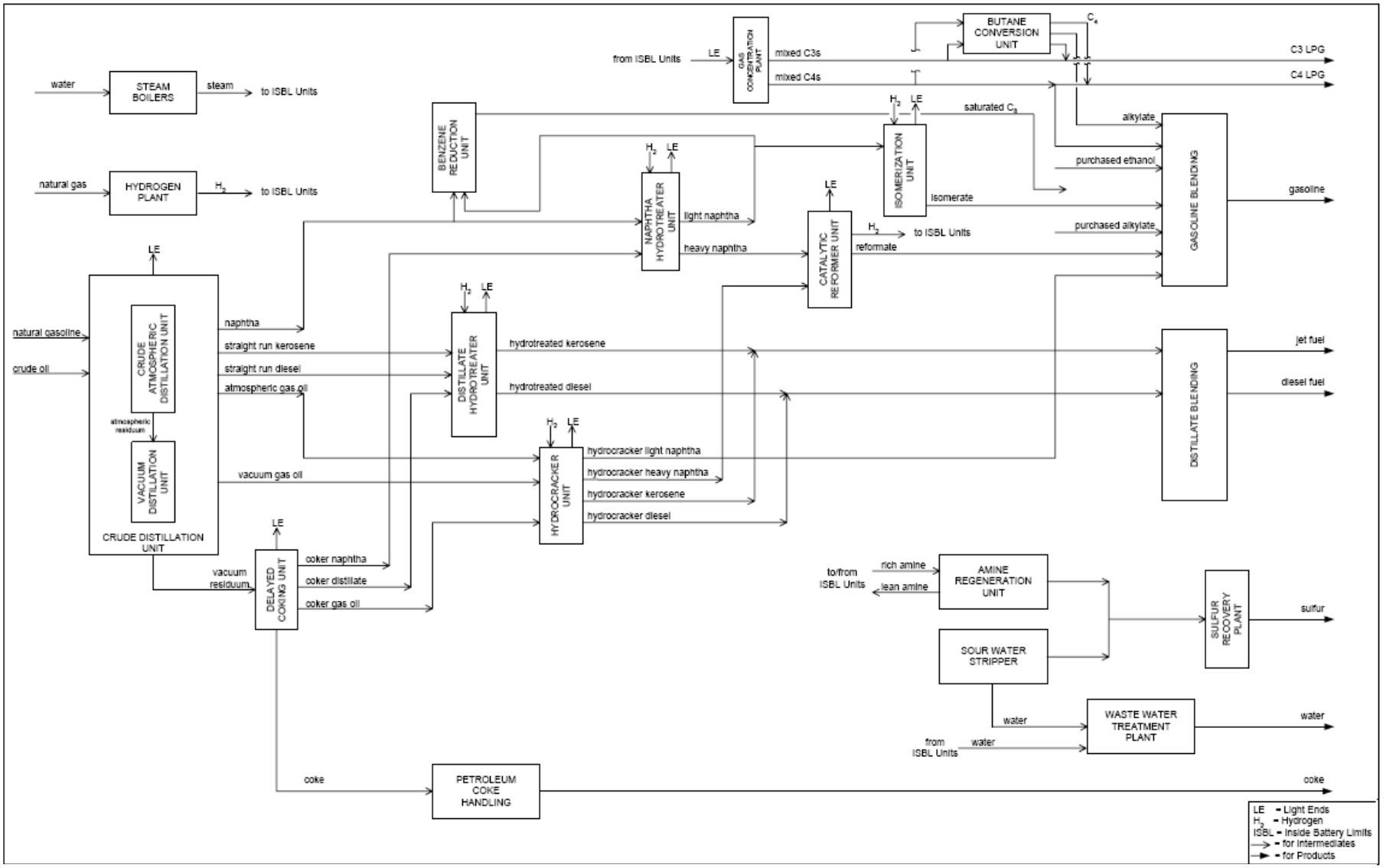
Figura II.1 - Destino dos Petróleos Venezuelanos (2004)
Fonte: Elaboração própria com base em USSEC (2006b).

Tabela II.2 - Consumidores Designados da PDVSA nos EUA (2004)

Consumidor Designado	Tempo de Relação Comercial
Amerada Hess Corporation	9
Amoco Oil Company	29
Cargill Energy Inc	29
Chemoil Corporation	29
Chevron Products Company	29
Citgo Asphalt Refining and Chemicals LP	Subsidiária
Citgo International Supply Co.	Subsidiária
Citgo Petroleum Corporation	Subsidiária
Citgo Refining and Chemicals LP	Subsidiária
Citgo Venezuela Supply Co.	Subsidiária
Coastal Petroleum NV	27
Conoco Inc.	22
Crown Central Petroleum Corporation	10
Equiva Trading International LLC	7
Ergon Refining Inc.	22
Exxon Trading Company International	29
Exxon Mobil Sales and Supply Corporation	3
Farmland Industries Inc.	10
Fina Oil and Chemical Company	9
Hovensa, L.L.C	Subsidiária
Hunt Refining Co.	29
Koch Supply and Trading Company	29
Koch Petroleum Group L.P.	29
Lyondell Citgo Refining Company Ltd.	Subsidiária
Marathon Ashland Petroleum L.L.C.	12
Mepco Venezuela, Ltd.	14
Mobil Sales and Supply Corporation	29
Morgan Stanley Capital Group	29
Murphy Central Asia Oil Co., Ltd	14
Murphy Falklands Oil Co., Ltd	14
Murphy Faroes Oil Co., Ltd.	14
Murphy Oil Corporation	14
Murphy Oil Trading Company	14
Murphy Pacific Rim, Ltd	14
Murphy Philippines Oil Co. Ltd	14
Murphy Sabah Oil Co., Ltd	14
Murphy Sarawack Oil Co., Ltd	14
Murphy South Asia Oil Co. Ltd	14
National Cooperative Refinery Association	12
Neste Trifinery Petroleum Company	22
PDV Midwest Refining L.L.C.	Subsidiária
Pecten Trading Company	29
Petro Canada	29
Phillips Petroleum Company	29
Shell Canada Products Limited	29
Sinclair Oil Corporation	12
Star Enterprise	16
Texaco International Trader Inc.	29
Valero Marketing and Supply Company	29

Fonte: Elaboração própria com base em USSEC (2006b).

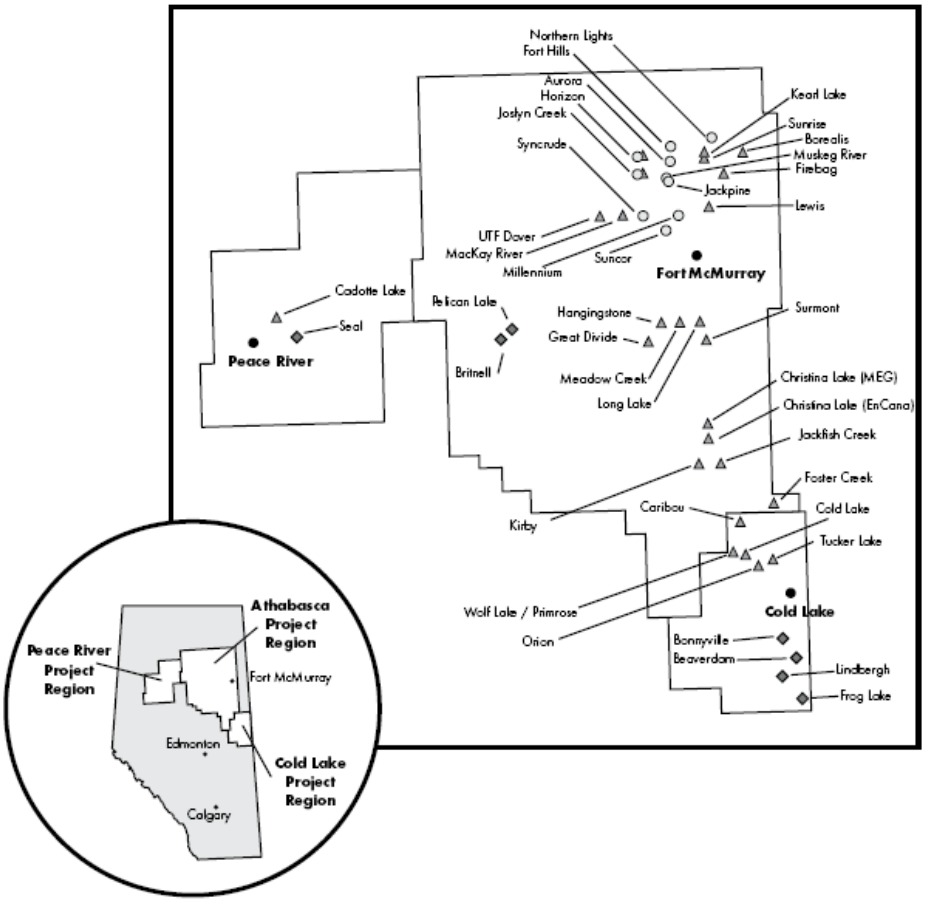
ANEXO III – ESQUEMA DE REFINO DA REFINARIA DE YUMA



Fonte: ARIZONA CLEAN FUELS (2007).

ANEXO IV - E & P DE AREIAS BETUMINOSAS NO CANADÁ

OIL SANDS PROJECTS



In Situ Projects △	*Operator*
Orion	BlackRock Ventures
Kirby	Canadian Natural Resources
Wolf Lake/Primrose	Canadian Natural Resources
Surmont	ConocoPhillips/Total
Great Divide	Connacher Oil and Gas
UTF (Dover)	Devon Energy
Jackfish Creek	Devon Energy
Borealis	EnCana
Christina Lake	EnCana
Foster Creek	EnCana
Caribou	Husky Energy
Sunrise	Husky Energy
Tucker Lake	Husky Energy
Cold Lake	Imperial Oil
Hangingstone	Japan Canada Oil Sands (JACOS)
Christina Lake	MEG
Long Lake	OPTI/Nexen
Lewis	Petro-Canada
MacKay River	Petro-Canada
Meadow Creek	Petro-Canada/Nexen
Cadotte Lake	Shell Canada
Firebag	Suncor Energy
Joslyn Creek	Total E&P Canada

Mining Projects ○	*Operator*
Muskeg River	Albian Sands (Shell/Chevron/Western Oil Sands)
Jackpine Mine	Albian Sands (Shell/Chevron/Western Oil Sands)
Horizon*	Canadian Natural Resources
Kearl Lake	Imperial Oil
Suncor Base Mine	Suncor Energy
Millennium	Suncor Energy
Syncrude Base Mine	Syncrude Joint Venture
Aurora	Syncrude Joint Venture
Northern Lights	Synenco
Fort Hills	Petro-Canada/UTS Energy/Teck Cominco
Joslyn Creek	Total E&P Canada

Major Primary Production Areas ◆

SEAL
Pelican Lake
Lindbergh
Frog Lake
Brintnell
Bonnyville
Beaverdam

* Includes plans for both in situ and mining

Fonte: NEB (2006).

U.S. Refining Industry Darkest before the Dawn?

presented by

John R. Auers, P.E.
Sr. Vice President of Turner, Mason & Company

The New York Energy Forum
February 22, 2010

Turner, Mason & Company

- International engineering consulting practice since 1971
- Downstream focus
- Publish semi-annual Outlook for subscribers:
  - Petroleum supply/demand
  - Survey of refinery projects
  - Detailed price forecast (crude/products)
- Publish Annual World Crude Outlook with EIG

Tonight's Agenda

- Current Environment – Doom and Gloom
- Backward Look – Have We Been Here Before?
- Some Reasons for Optimism
- Forecasting the Future (?)

The Current Environment

Can Refining Get Any Worse?



Investment Community's Views

- Credit Suisse – "The Golden Age is over. We believe we are entering the dark ages "(July 2008).
- Credit Suisse – "Dark Ages Continue for Refiners" (Nov. 2009)
- Forbes Magazine – "Refining is a Rotten Biz" (Dec. 2009)
- UBS – "There will be significant excess capacity, despite project cancellations "– (April 2009)
- Barclays - "global refining utilization rate will remain 82% through 2011 even if 2 MMBPD is shut down" (Jan. 2010)

Industry Views – not much better

- Exxon – “refining margins will decline as refineries continue to improve efficiency; in the near term, new capacity outpaces growth in global demand” (Annual Report 2009)
- Shell – “significant overhang of industry refining capacity; exacerbated by the economic downturn.” (4Q09 Earnings call Feb. 2010)
- Chevron – “we have had a view that upstream provides better returns” (Analyst briefing - Jan. 2010)
- Valero – “the refining industry remains challenging;” says we should be “profitable” in 2010. (Earnings Call-1/27/10)

Downstream Earnings Have Collapsed

$ MM			
	4Q09	4Q08	Decline
Integrateds			
ExxonMobil	(287)	(20)	(267)
ConocoPhillips	(314)	380	(694)
Chevron	(345)	1,033	(1,378)
Marathon	(18)	325	(343)
Hess	17	152	(135)
Murphy	(4)	141	(145)
Total			(2,962)
Independents			
Valero	(111)	1,312	(1,423)
Tesoro	(123)	204	(327)
Holly*	(12)	51	(63)
Frontier*	(49)	33	(83)
Alon*	(50)	63	(113)
Sunoco	(114)	249	(363)
Western*	(47)	33	(80)
Total			(2,452)
Total Decline			(5,414)

*4Q09 earnings based on consensus estimates

THE ENERGY FORUM

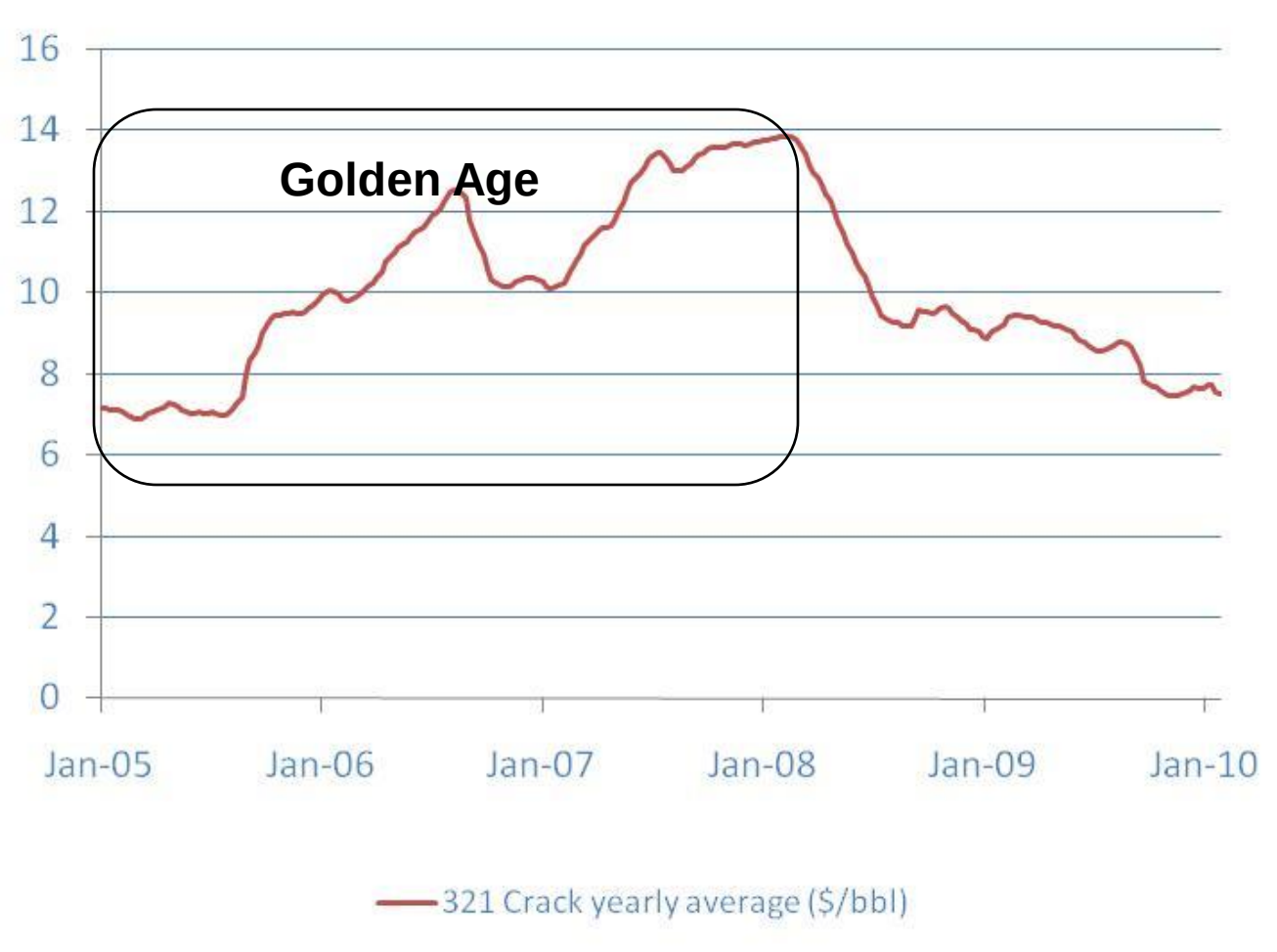
Turner, Mason & Company
CONSULTING ENGINEERS

Equity Values Have Likewise Tanked

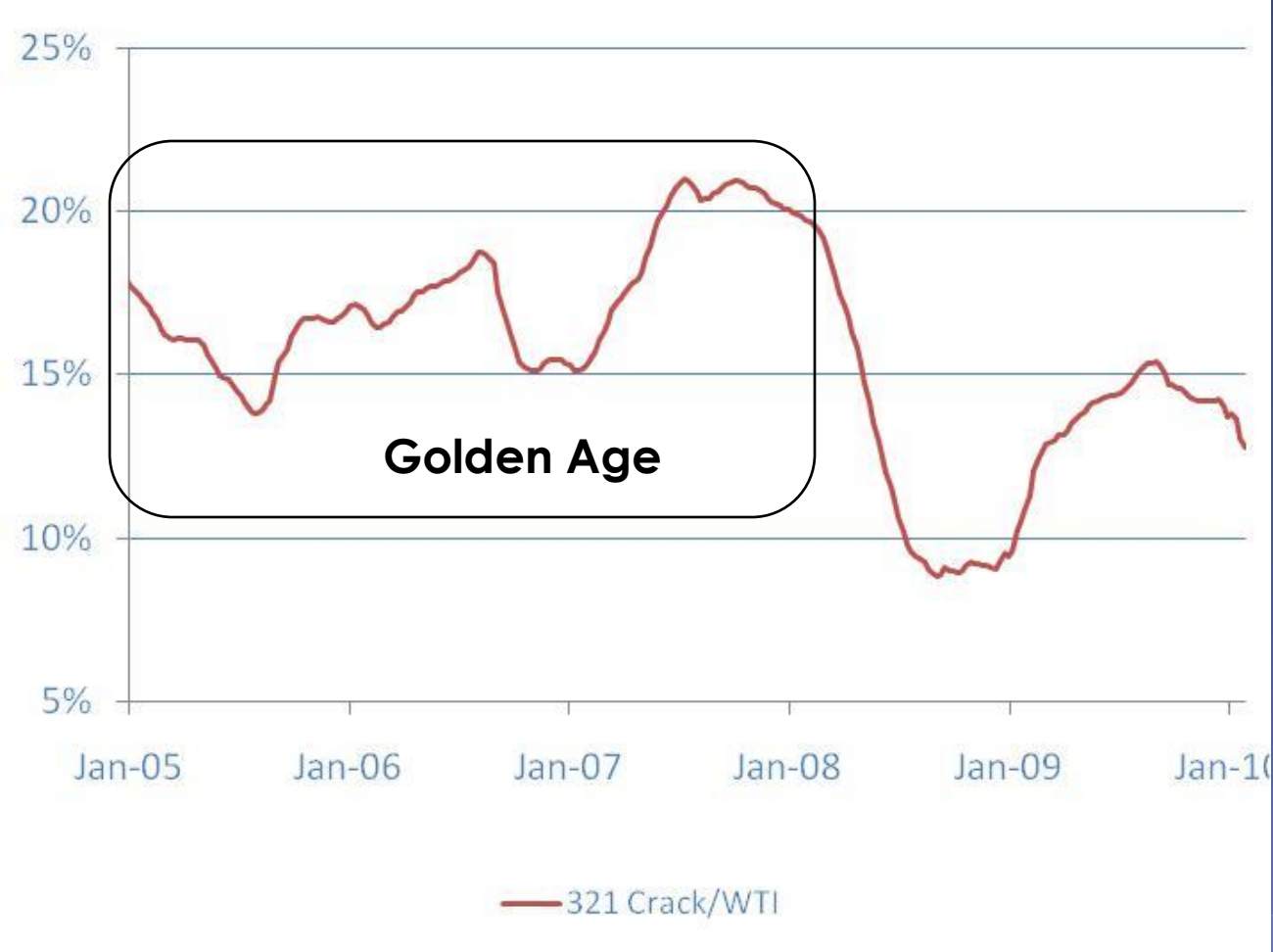
	Peak Date	Peak	Feb. 2010	Decline
S&P 500	Oct-07	1,561	1,066	-32%
Valero	Jun-07	73.86	17.80	-76%
Tesoro	May-07	61.88	11.81	-81%
Holly	Jun-07	74.19	26.59	-64%
Frontier	Oct-07	45.79	12.48	-73%
Alon	Jul-07	46.11	6.77	-85%
Sunoco	Jan-06	95.20	25.50	-73%
Western	Jul-07	62.66	4.17	-93%
Avg. Decline				-78%

Note: Feb. 2010 data taken 2/11/10.

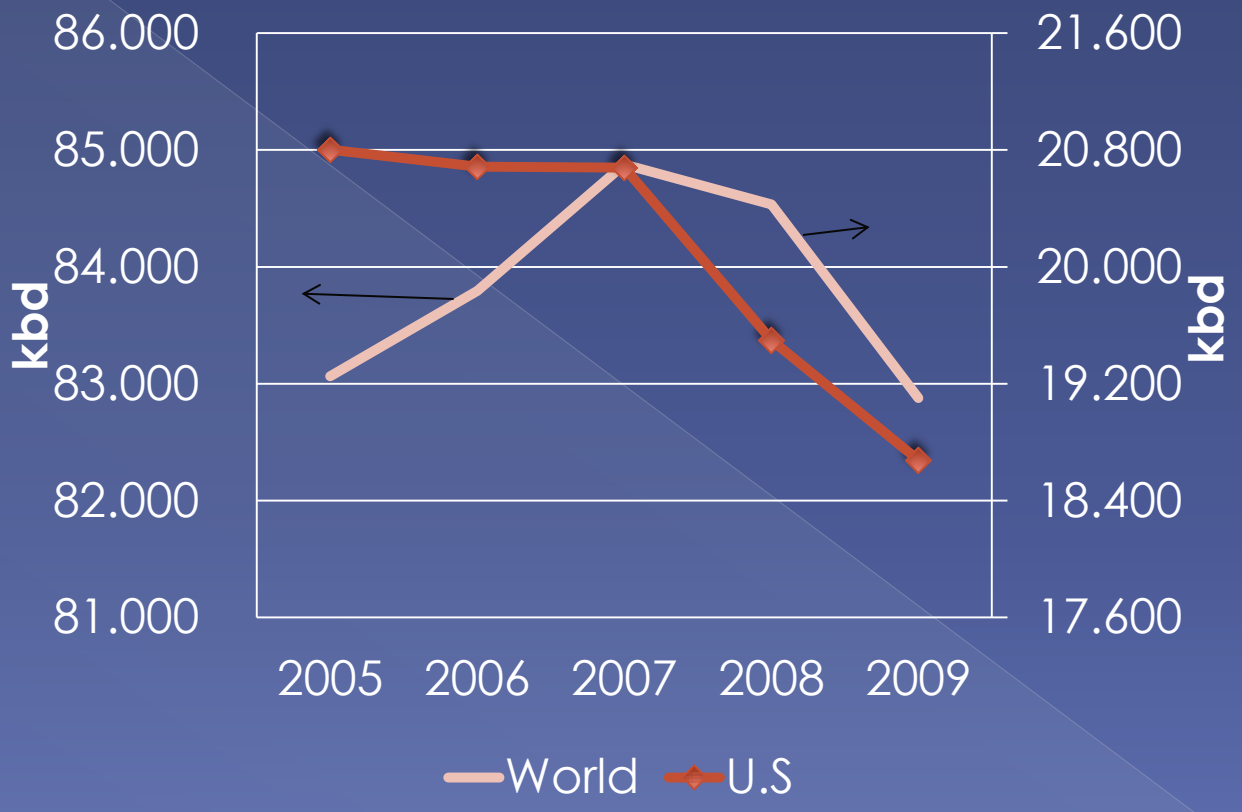
Margins Off Sharply From "Golden Age Levels"



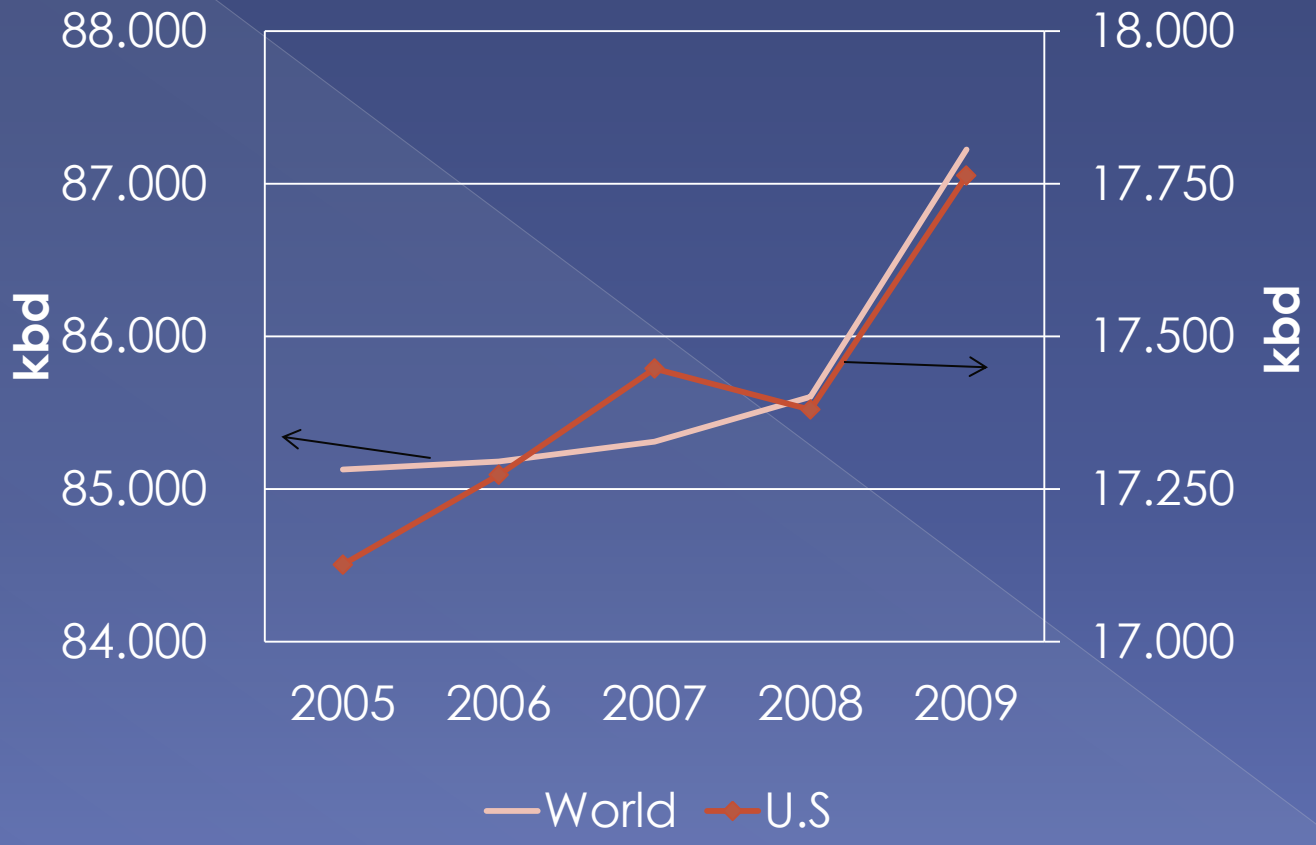
Gross Margin Decline Even Greater



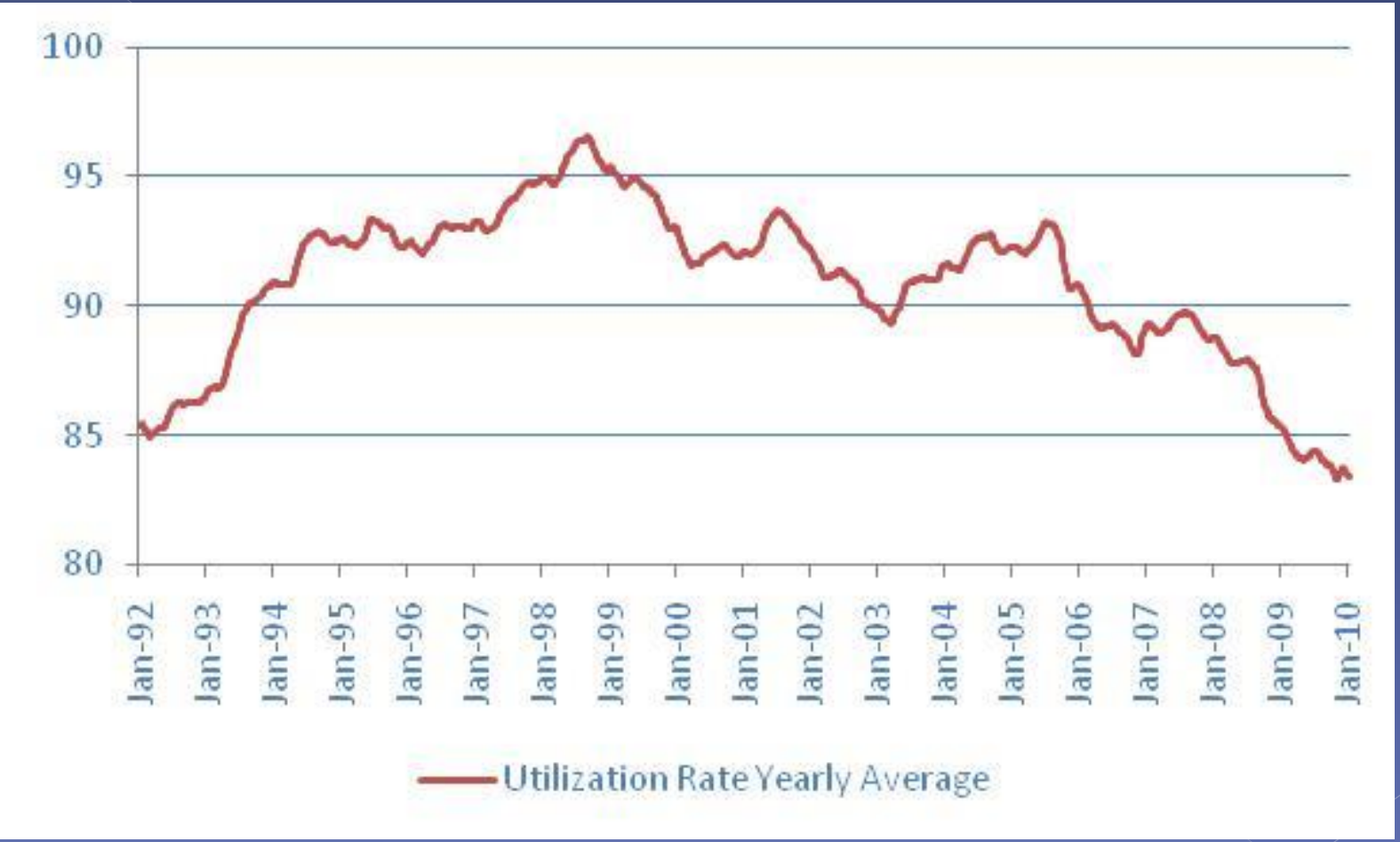
Product Demand Has Fallen Sharply



While Refining Capacity Grows



Utilization Rates At Early '90 Levels

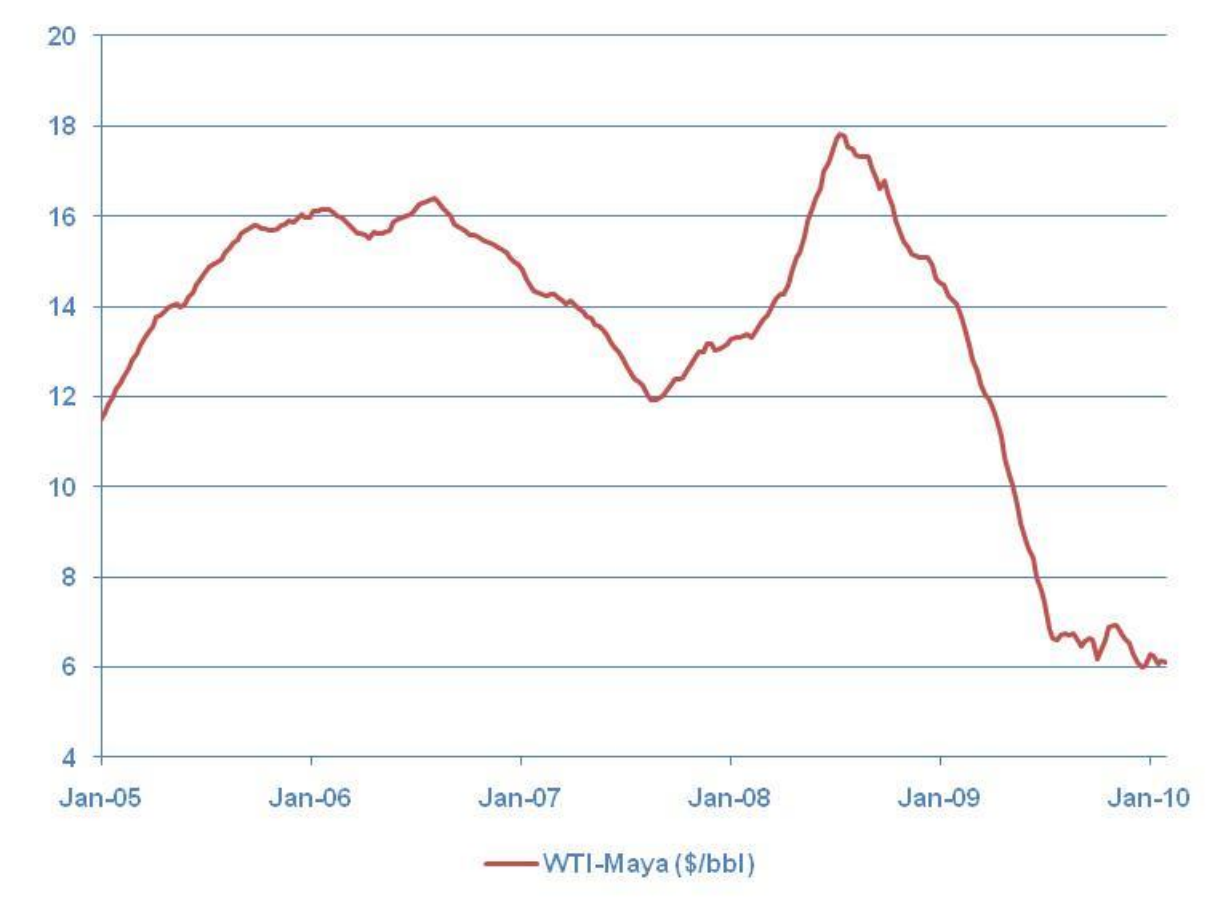


Capacity Will Keep Growing From "Golden Age" Projects

- U.S. Expansions
  - Marathon Garyville (180 kbd) – Project complete; start-up expected after March 2010 T/A.
  - Motiva Port Arthur (300 kbd) – 2012 start-up.

- Worldwide Capacity Growth
  - Reliance/India (580 kbd) – Started up in 2009; Market still trying to absorb additional product
  - 4.5 million B/D of additional capacity planned in next 3 years (TM&C estimate) – more than half in Asia Pacific region
  - Other analysts have even higher estimates

Fall In Heavy Crude Discounts Hurts Deep Conversion US Refiners



U.S. Refineries Shuttered So Far

Owner	Refinery	Capacity (KBPD)	Date of Closure
Big West	Bakersfield, CA	65	Jan 2009
Valero	Aruba *	235	July 2009
Sunoco	Eagle Pont, NJ	150	Oct 2009
Valero	Delaware City, DE	210	Nov 2009
Western	Bloomfield, NM	17	Dec 2009
Total		677	

* Serves U.S. market predominantly

More Regulations Could Be "Final Nail in Coffin"

- Carbon Legislation
  - Waxman-Markey Bill
  - EPA Endangerment Finding
- Alternative Fuels
- EPA Proposed Ozone Rules

Backward Look – Have We Been Here Before?

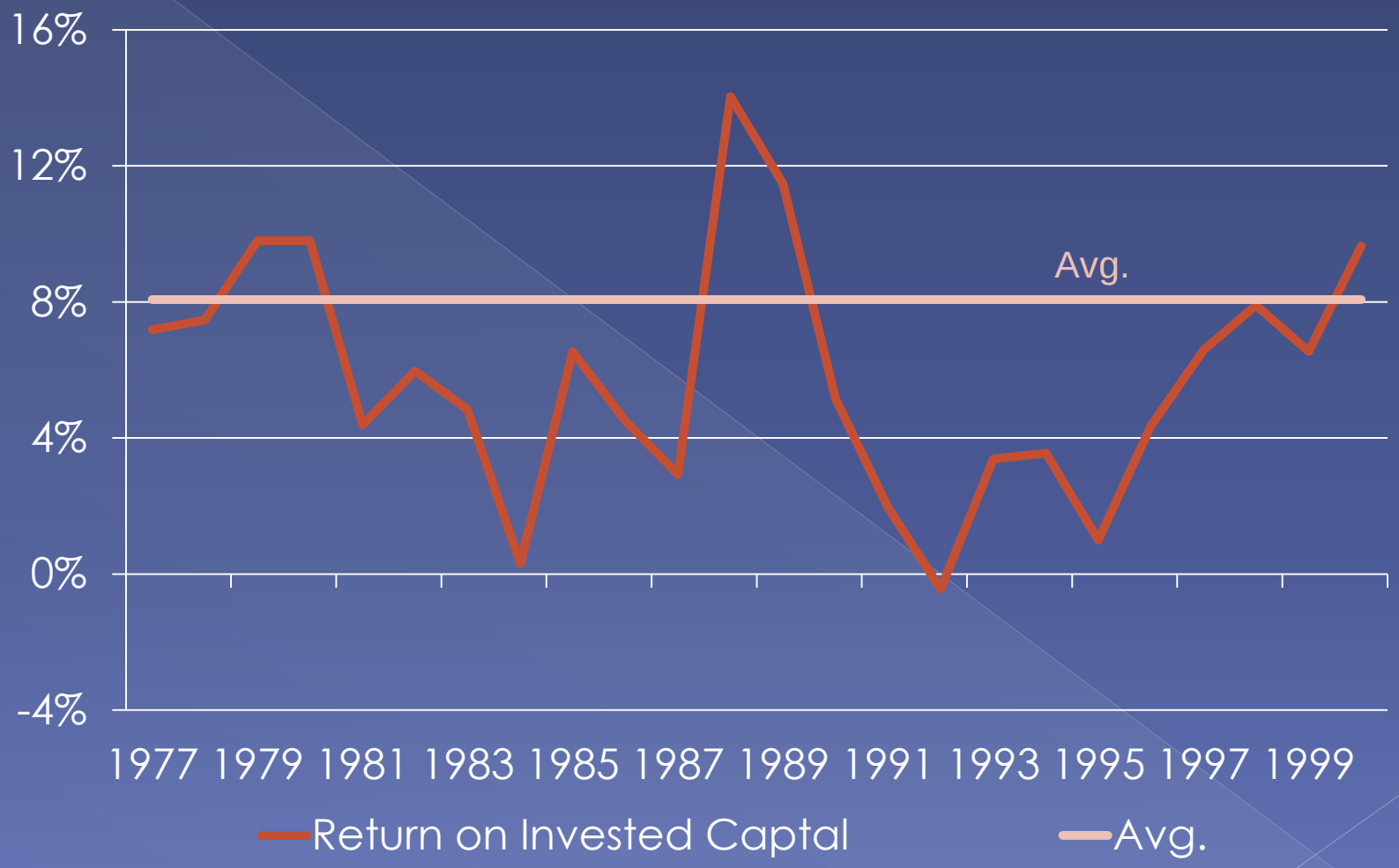
Looks Like Late 70's and Early 80's?

- Substantial crude price increase leading to recession and demand destruction
- Government proposals mandate lower consumption and alternative fuels
- Predictions of "doom and gloom" for the oil industry
  - Analysts and industry participants say US gasoline peaked in 1978
  - Major oil companies react by diversifying away from petroleum (Mobil/Mont. Ward, Exxon/Shale Oil,Typewriters and Electric Motors, etc.)

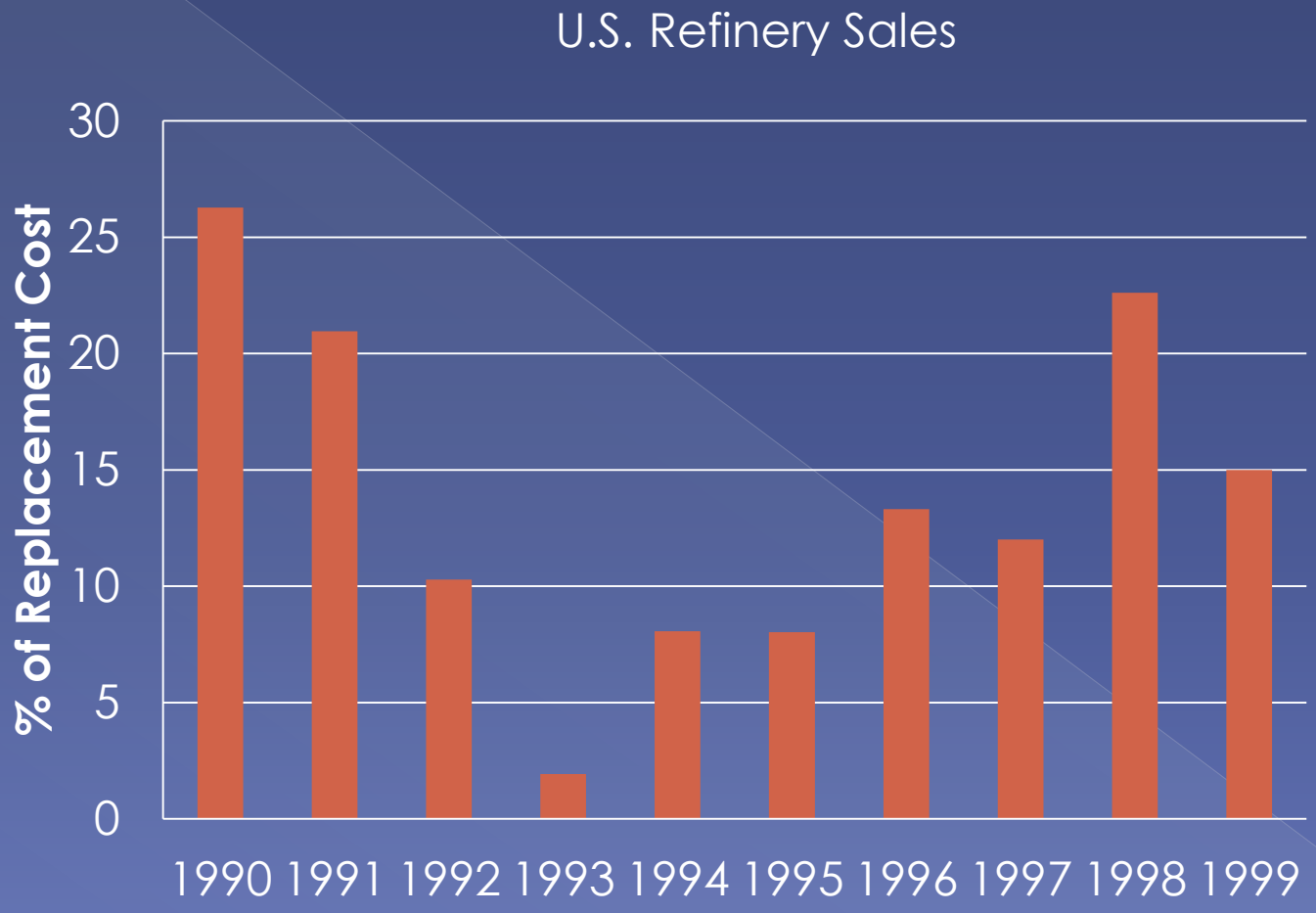
Followed by “Dark Ages”

- 1980’s and 1990’s were extremely tough for the industry

Refining Returns Stayed Below 10%



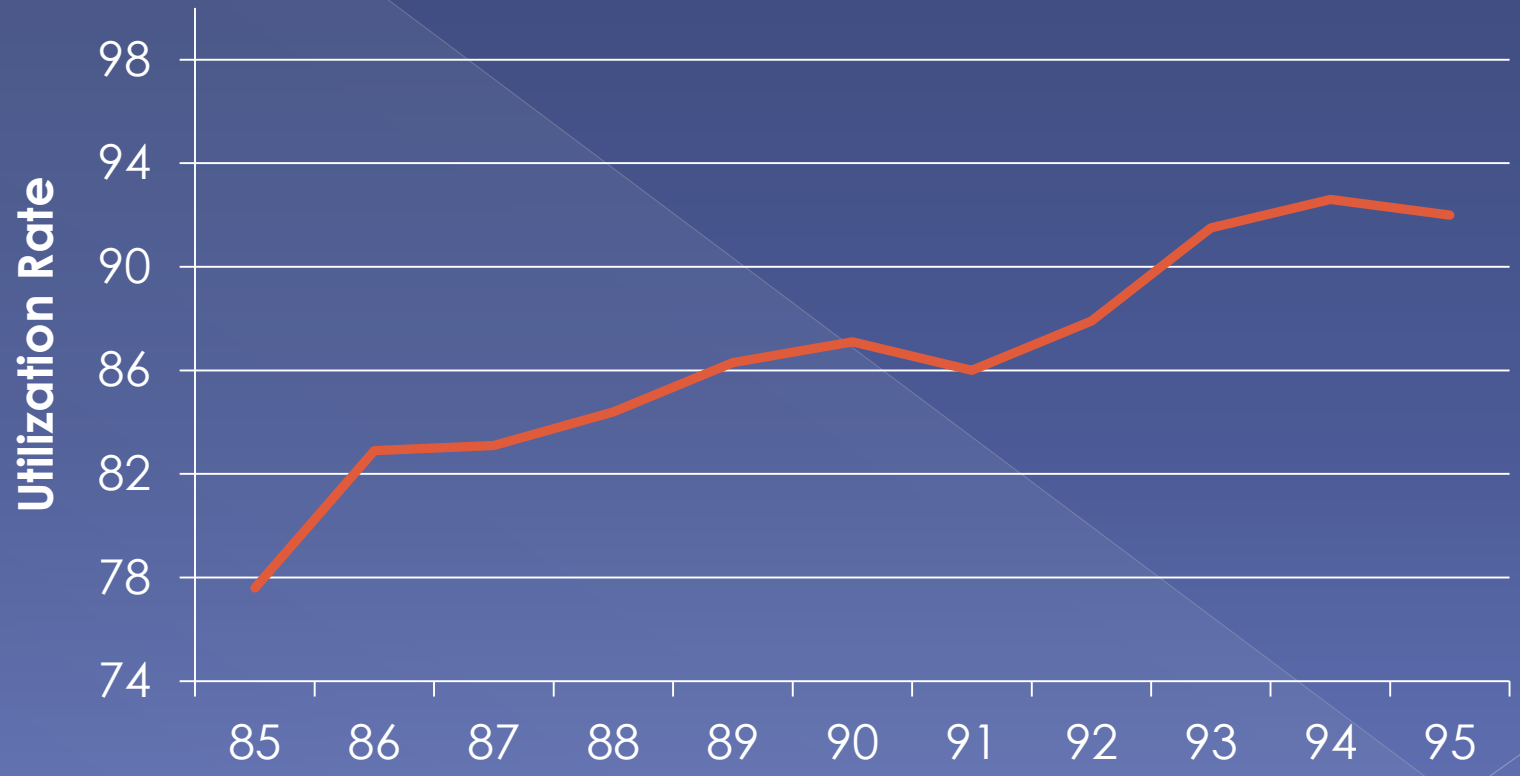
Refineries Sold For "Pennies on the Dollar"



Followed by "Dark Ages"

- 1980's and 1990's were extremely tough for the industry
- Capacity surpluses were present both worldwide and in the US, leading to very low utilization rates

Refining Surplus Caused Low Utilizations



Followed by "Dark Ages"

- 1980's and 1990's were extremely tough for the industry
- Capacity surpluses were present both worldwide and in the US, leading to very low utilization rates
- Spurred by low prices, demand resumed, but external events postponed the return to profitability
  - US gasoline and distillate demand finally surpassed 1978 levels in the mid-1990's
  - The Asian banking crisis of 1999 and the 9/11 recession delayed the "Golden Age"

US Gulf Coast Refining Margins



Some Reasons For Optimism

Reasons For Optimism

- US industry structural changes
- Regulatory impacts perhaps not as bad as feared
- Fast growth in emerging markets
- Reduction in Surplus Capacity

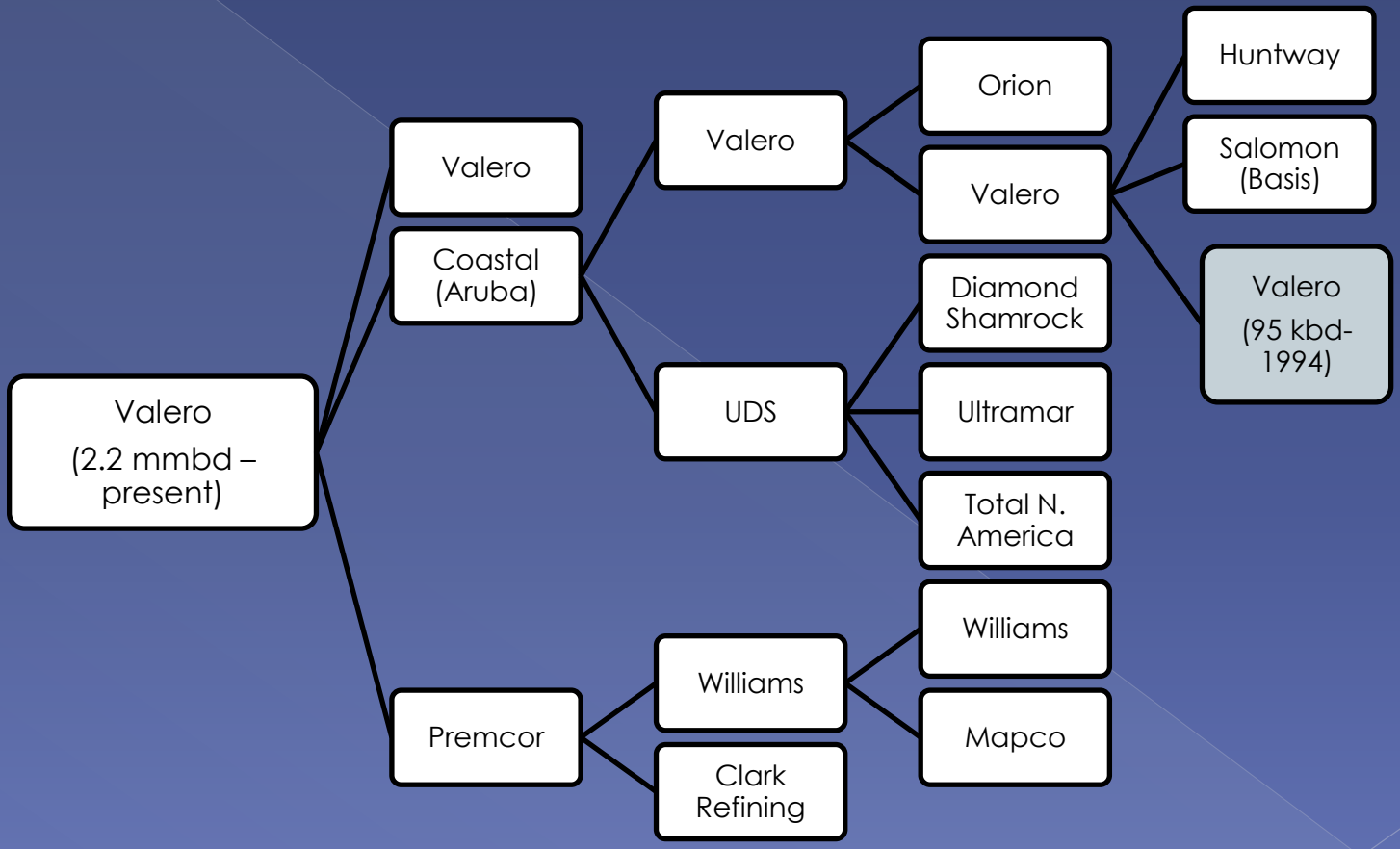
US Industry Structural Changes – Independents Rule

- Rise of Independents changed refining dynamics
  - Independents share of US refining has grown to 46% (from 35% in 1994)
  - Refining has become a profit center rather than a cost center
- Consolidation has also taken place
  - Share of top 10 companies have grown from 52% to 77% since 1994.

Top 10 Refiners – Current vs. 1994

Refiners	2010 Capacity (KBPD)	Refiners	1994 Capacity (KBPD)
ConocoPhillips	2,226	Chevron	1,373
Valero	2,210	Exxon	990
ExxonMobil	2,065	Amoco	984
BP	1,478	Mobil	903
Marathon	1,196	Shell	739
Shell	959	BP	666
Chevron	941	Texaco	600
Citgo	849	Hess	575
Sunoco	825	Marathon	570
Flint Hills	817	Sunoco	470
Total	13,566	Total	7,870

The Evolution of a Powerhouse



U.S. Industry Structural Changes – More Competitive Refineries

- Rationalization during the “dark ages” of the 80’s and 90’s produced a much leaner, more complex and competitive system.
  - The number of U.S. refineries halved from 301 in 1982 to 150 currently.
  - Average size and complexity has increased.

Improvements in U.S. Refining System

	Average Capacity (kbd)	Total Cracking % of Crude	Coking Capacity % of Crude
1982	68	34%	9%
2010	144	41%	14%

U.S. Industry Structural Changes – More Competitive Refineries

- The U.S. refining system is far and away the most sophisticated in the world.

U.S. Refiners Are The Most Complex

Region	Cat Cracking Capacity	Hydro-cracking Capacity	Coking Capacity	Upgrading Capacity
U.S.	32%	9%	14%	55%
Asia	13%	5%	2%	20%
Europe	12%	6%	2%	20%
World	17%	6%	5%	28%

Upgrading ability is total conversion capacity as percentage of distillation capacity

U.S. Industry Structural Changes – More Competitive Refineries

- The U.S. refining system is far and away the most sophisticated in the world
  - Capable of producing high yields of “ultra-clean” fuels
  - Can run lower cost heavy, high sulfur crudes

Onerous Carbon Regs Now Less Likely

- Political developments making passage of Waxman-Markey or similar legislation unlikely (at least this year)
  - Difficulties with healthcare legislation
  - Loss of Senate super-majority
  - Election year dynamics
  - Limited success of Copenhagen Conference
  - BP and COP exit Climate Partnership
- EPA CO2 endangerment finding facing significant legal challenges and public opposition

Alternative Fuels Impact Limited for Next 15 Years

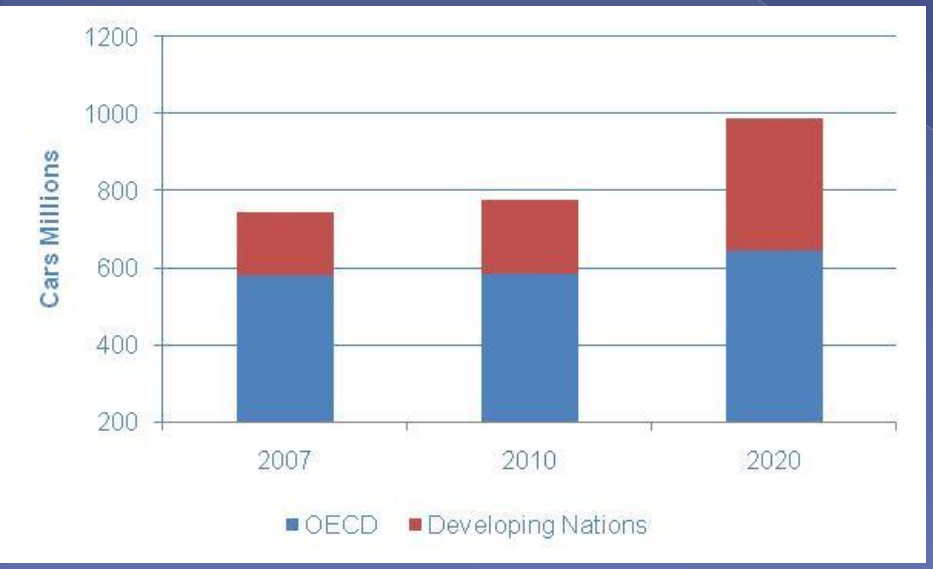
- Ethanol – hitting 10% blend wall limit set by auto makers
- Cellulosic ethanol remains in pilot testing phase
- Biodiesel market has cratered with loss of blending credit
- Natural Gas vehicles – infrastructure remains an issue
- Electric vehicles/plug in hybrid – High cost/Limited range
  - Chevy Volt -$40K/40 miles
  - Tesla-$100 K/200 miles

Energy Markets No Longer U.S. Centric

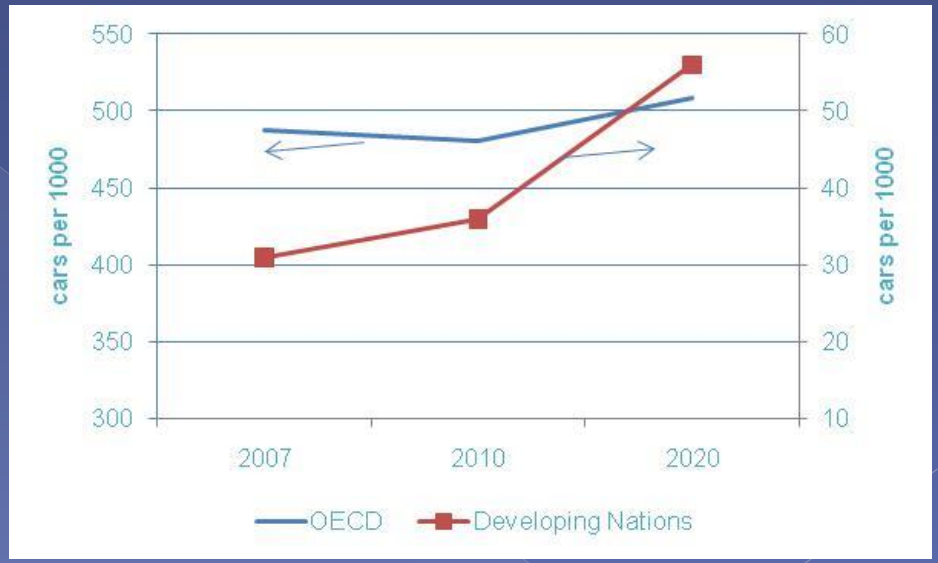


Developing World To Provide Growth

OECD to remain flat



Early stage of growth



Situation Much Different Than Before

Early 80's

- China/India still controlled/stagnant economies – avg. GDP growth of 5% in 1980's
- EM only 34% of world petroleum demand
- Excess refining capacity in much of the world – due to govt. policies/incentives

Now

- China/India economies growing fast – avg. GDP growth expected to be 9%
- EM now 45% of world petroleum demand and growing
- Refining capacity only three years removed from "Golden Age" shortages; surplus caused by recession

Less Capacity Growth by Mid-Decade

- Market sensitive refining industry will continue to rationalize capacity
- Depressed market, limited access to capital and uncertain prospects will result in very few new projects
  - Spending in 2010 is expected to drop by 30%

2010 Capex Reduced

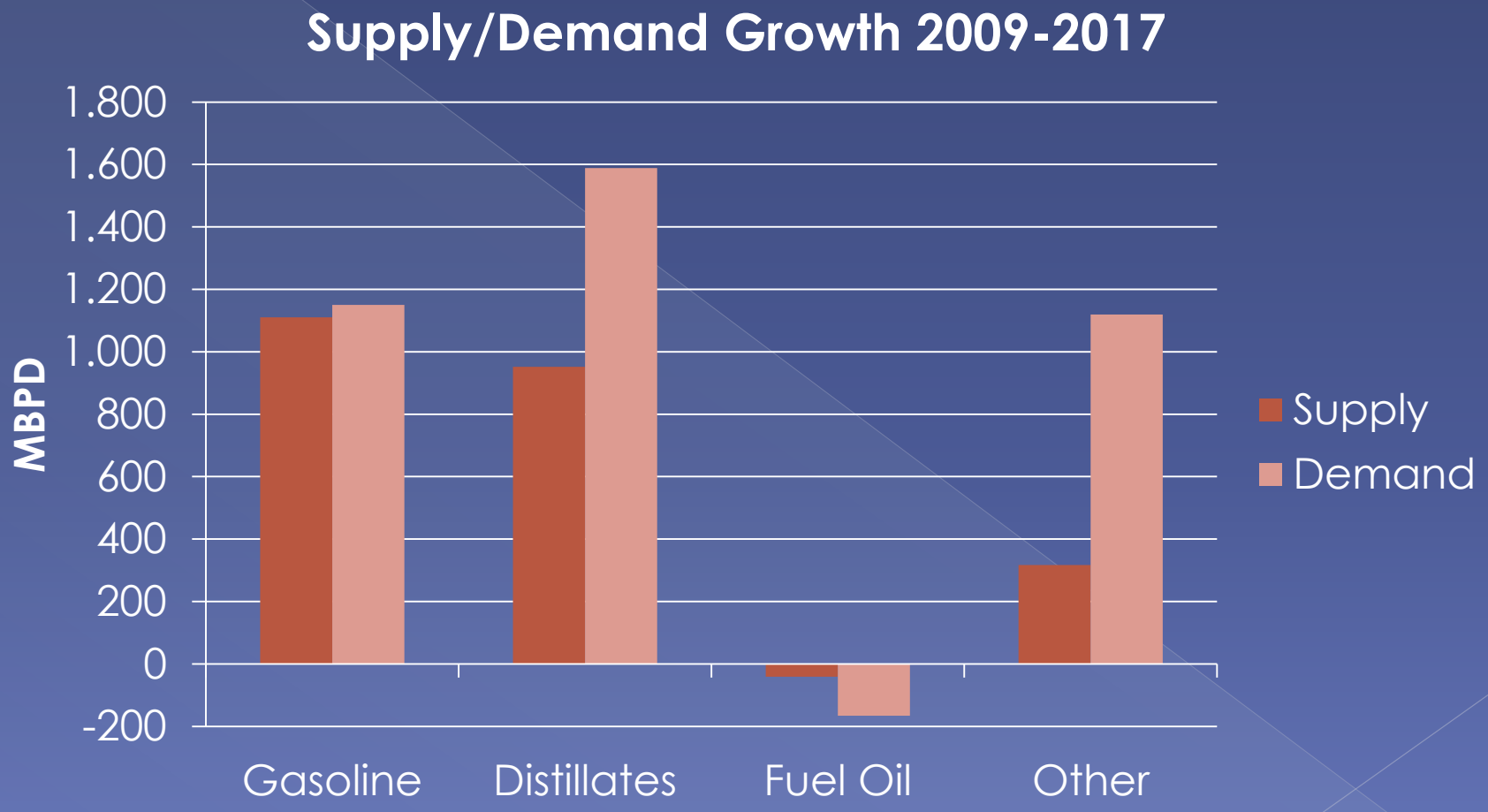
$ MM			
	2010E	2009	'10-'09
Integrateds			
ConocoPhillips	1,300	2,076	(776)
Chevron	3,400	4,421	(1,021)
Marathon	1,100	2,570	(1,470)
Hess	50	118	(68)
Murphy	400	376	24
Total	6,250	9,561	(3,311)
Independents			
Valero	2,000	2,700	(700)
Tesoro	600	542	58
Holly*	200	350	(150)
Frontier*	110	190	(80)
Alon*	100	80	20
Sunoco	444	460	(16)
Total	3,454	4,322	(868)
Total	9,704	13,883	(4,179)

*Have not provided 2010 capex budget update

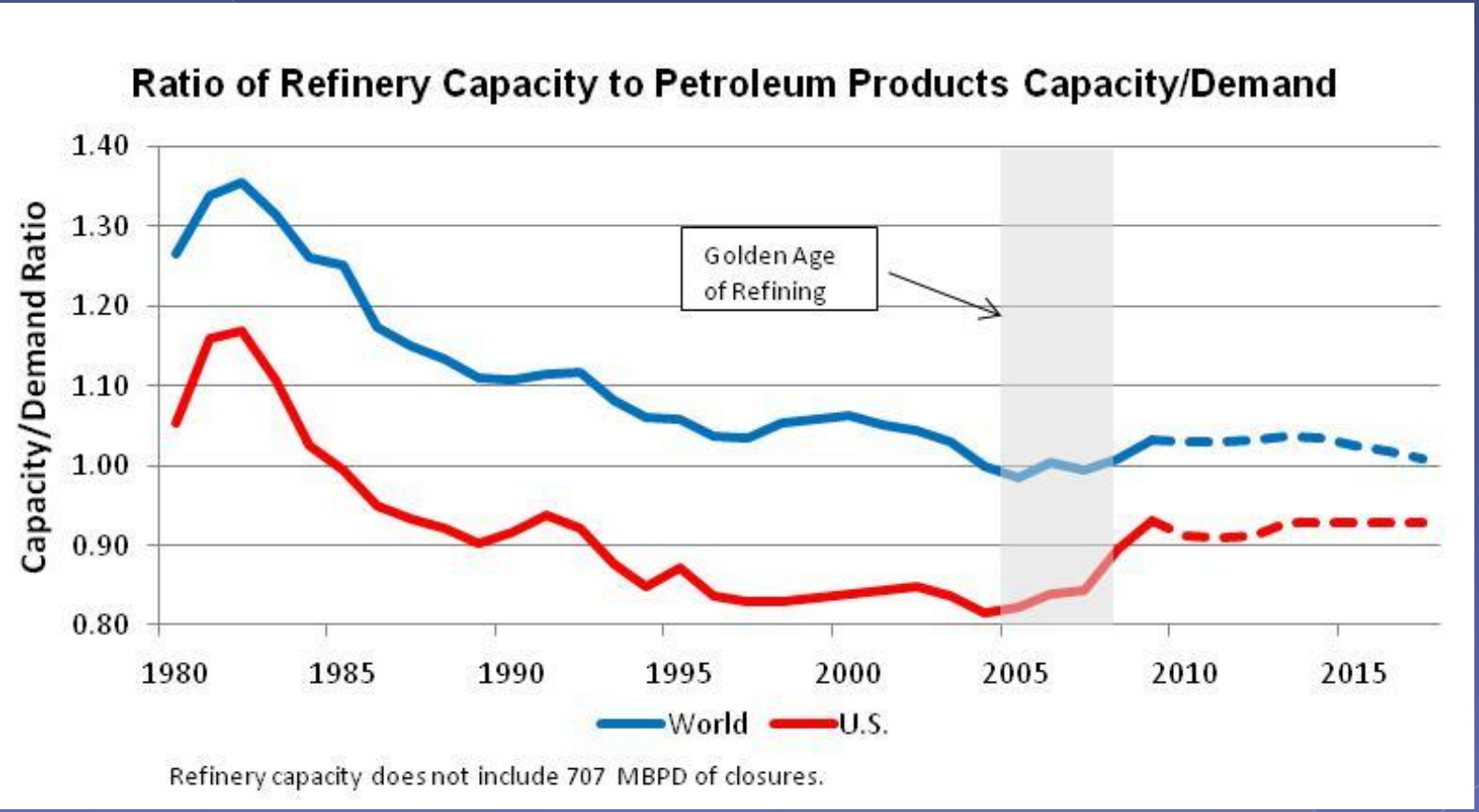
Less Capacity Growth by Mid-Decade

- Market sensitive refining industry will continue to rationalize capacity
- Depressed market, limited access to capital and uncertain prospects will result in very few new projects
  - Spending in 2010 is expected to drop by 30%
  - The capex that is being budgeted is for regulatory compliance and reducing costs – not adding capacity

Asian Expansion For Regional Demand – No Excess To Export



Market To Tighten By 2016



Forecasting The Future (?)

It's Tough to Do

"Prediction is very difficult, especially of the future ." - Neils Bohr

"No one can possibly know what is about to happen: It is happening, each time, for the first time, for the only time." – James Baldwin

TM&C Crude And Refined Products Outlook

- Issued bi-annually
- 2010 Outlook issued in early February
- Worldwide coverage
- Primary Areas of Focus
  - Product demand
  - Crude and refined product prices
  - Refinery construction forecast

Key Questions

- Product Demand – How much; Where; Which products
- Refining Capacity – New projects; shutdowns
- Impact of regulations – Alternative fuels; carbon limitations; other
- Crude Production – How much; Where; What grades
- Effect of all of the above on Prices and Margins

Economic & Demand Assumptions

- GDP Growth
  - Worldwide GDP to recover to long-term average of about 4% in next 2 to 3 years
  - US GDP growth will average 2.6% long term

- Petroleum Product Demand
  - Worldwide growth to average 1.4%/year through 2025, led by developing countries
  - US demand growth to average 0.4%; somewhat stronger in next two years as it recovers from recession lows
  - Distillate to grow faster than gasoline

Product Demand Outlook

(Total - MMBPD)

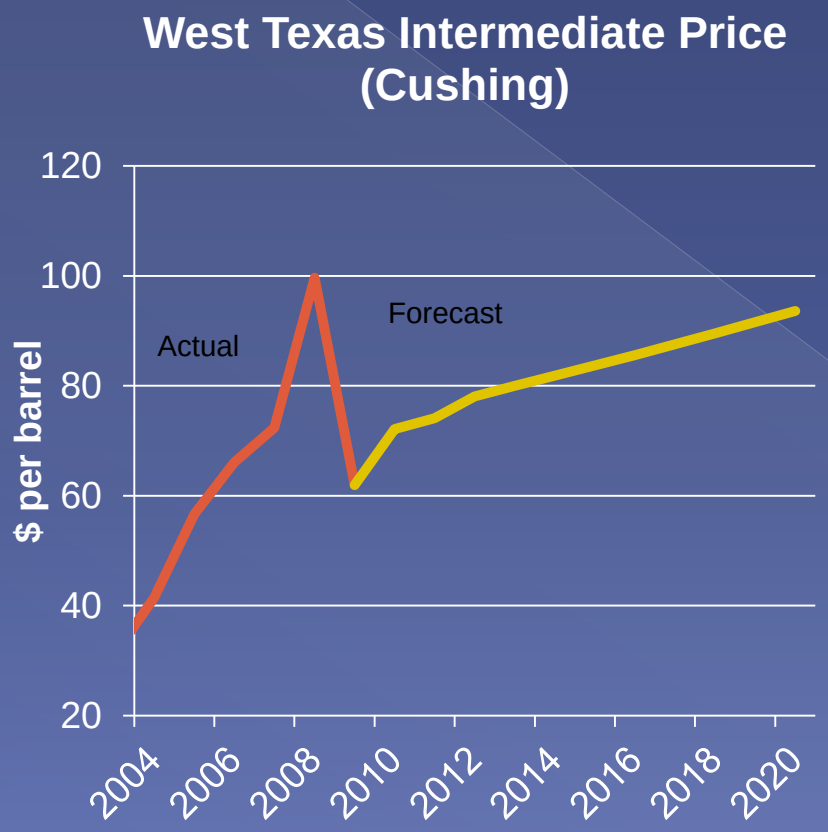
	Actual 2009	2010	Forecast 2015	2020
U.S.	18.7	19.0	19.4	19.6
Europe (ex. FSU)	15.5	15.5	15.7	15.8
Asia (ex. FSU)	25.2	25.6	28.9	32.3
Rest of the World	23.5	23.9	26.2	28.8
World	82.9	83.9	90.3	96.5

Product Demand Outlook

(Total Growth Increase - MMBPD)

	2009 to 2020	% of Total
U.S.	0.9	7
Europe	0.3	2
Asia Pacific	7.1	52
Rest of the World	5.3	39
Total World	13.6	

Crude Oil Outlook



- World crude spare capacity gradually tightens from more than 5 million B/D currently to below 3 million B/D by 2015.
- Oil prices to follow an increasing trajectory, but to be very volatile. Sustained periods above $100/B or below $60/B are not expected.

Product Supply Outlook

- Many major refinery projects for 2012-2015 completion have been delayed or cancelled.
  - A total of over 5.5 million B/D of capacity additions have been removed from our Outlook over the past two years.
  - India/China market the exception
- Very few if any new projects to increase capacity are being developed.
- Surplus refining capacity will begin to stabilize over the next couple of years and start to fall by mid-decade

Refinery Construction Outlook

(Total Capacity Increase - MMBPD)

	2010 to 2016	% of Total
U.S.	0.8	11
Asia Pacific	3.1	44
Middle East	1.1	20
Rest of the World	1.5	24
Total World	7.0	

Refinery Rationalization – U.S.

- Continued tight margins and excess capacity over the short term will challenge the economic viability of some refineries
- Slowdowns and consolidations will be more prevalent than shutdowns in the U.S.
- At-risk plants include:
  - Smaller/less complex plants
  - Non-core/ low performing facilities
  - Plants with financially weak owners
  - Facilities unable to meet new regs economically

Refinery Rationalization – World

- European refineries are at greatest risk
  - Structural excess capacity is greater than in the U.S.
  - No expectations of increased product demand growth
  - U.S. demand for European gasoline will decrease
  - Penetration of alternative fuels greater than in U.S.
  - More threatened by new ME and Asian export refineries
- At-risk plants include:
  - Smaller and/or less complex plants such as Teeside
  - Obsolete and uncompetitive plants; many in the East
  - Plants with poorer access to and capability of processing changing crude avails

TM&C Price and Margin Outlook

($/B)

	Actual 2009	2010	Forecast 2015	Forecast 2020
WTI (Cushing)	61.69	72.00	84.00	94.00
WTI- Maya	5.19	7.00	10.00	15.00
USGC 3:2:1 Crack	7.60	6.50	9.75	11.00

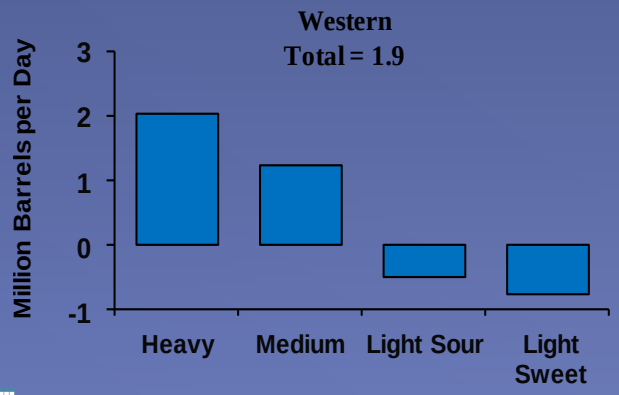
TM&C/EIG World Crude Oil Outlook

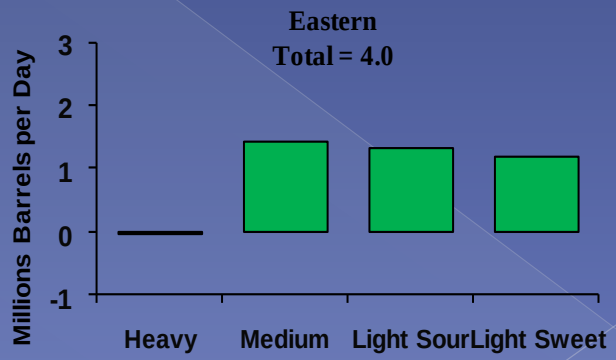
- Forecast of world crude production by country and grade through 2020.
- A new approach to reserve estimation
- Reserve and production forecasts categorized by grade type
- Integrated approach which considers supply and demand for different crude grades based on refining capacity additions and modifications

World Crude Oil Outlook 2010-2020
Key Conclusions

- The world is not running out of oil, nor has worldwide crude oil production potential or capacity peaked.
- The distribution of current crude oil production differs significantly from reserves, both geographically and by crude type.
- Heavy crude production in the next decade will begin to mirror the abundance of heavy reserves.

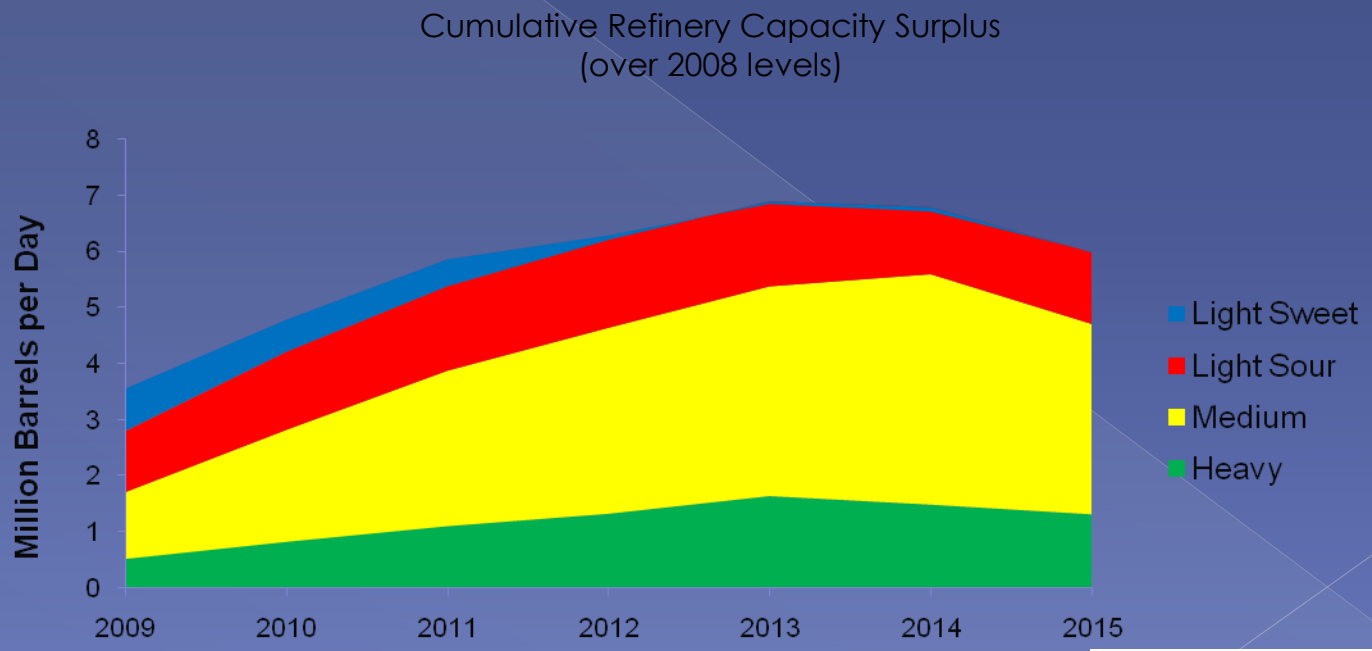
Increase in Crude Production by Hemisphere
(2008 to 2020)





World Crude Oil Outlook 2010-2020
Key Conclusions

- Worldwide refining capacity additions will add to what has become a significant surplus.
- The surplus in Heavy crude refining capacity will limit the Heavy crude discount in the near term, but this discount will grow in the second half of the decade.



THE ENERGY FORUM

Turner, Mason & Company
CONSULTING ENGINEERS

Final Thoughts

- Refining will be a tough business for the next few years, but there are reasons to be optimistic.
- The US refining industry is better positioned to withstand and react to downturns currently than it was in the past.
- The pessimism of today, which is causing cuts in capital spending on the downstream, could provide fuel for a recovery in refining profits by the middle of the decade.
- Heavy crude discounts, which are very important to U.S refiners, will be slow to improve in the short term, with a brighter outlook in the second half of the decade.

Final Thoughts (cont.)

- Economic and technical factors will keep the penetration of alternative fuels limited through 2025.
- The recovery of product demand is the most important factor for the health of refining. Demand growth in the developing economies of Asia and the Middle East will be of paramount importance.
- We do not expect onerous regulations to be enacted which significantly disadvantage the US refining industry, but if they are, all bets are off.

Presenter

John R. Auers – Senior Vice President

Email: jauers@turnermason.com

Telephone
214-754-0898

Address
Ste 2920, L.B. 38
2100 Ross Ave.
Dallas, Texas. 75201

ANEXO 04 - Página 1 de 164

<DOC>
[109 Senate Hearings]
[From the U.S. Government Printing Office via GPO Access]
[DOCID: f:25575.wais]

S. Hrg. 109-235

GASOLINE PRICES

==========

HEARING

before the

COMMITTEE ON
ENERGY AND NATURAL RESOURCES
UNITED STATES SENATE

ONE HUNDRED NINTH CONGRESS

FIRST SESSION

TO

RECEIVE TESTIMONY ON GASOLINE PRICES AND FACTORS CONTRIBUTING TO CURRENT HIGH PRICES

_____

SEPTEMBER 6, 2005

Printed for the use of the
Committee on Energy and Natural Resources

_____

U.S. GOVERNMENT PRINTING OFFICE
25-575 WASHINGTON : 2006

For Sale by the Superintendent of Documents, U.S. Government Printing Office
Internet: bookstore.gpo.gov Phone: toll free (866) 512-1800; (202) 512-091800
Fax: (202) 512-092250 Mail: Stop SSOP, Washington, DC 20402-090001

COMMITTEE ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

PETE V. DOMENICI, New Mexico, Chairman

LARRY E. CRAIG, Idaho	JEFF BINGAMAN, New Mexico
CRAIG THOMAS, Wyoming	DANIEL K. AKAKA, Hawaii
LAMAR ALEXANDER, Tennessee	BYRON L. DORGAN, North Dakota
LISA MURKOWSKI, Alaska	RON WYDEN, Oregon
RICHARD M. BURR, North Carolina,	TIM JOHNSON, South Dakota
MEL MARTINEZ, Florida	MARY L. LANDRIEU, Louisiana
JAMES M. TALENT, Missouri	DIANNE FEINSTEIN, California
CONRAD BURNS, Montana	MARIA CANTWELL, Washington
GEORGE ALLEN, Virginia	JON S. CORZINE, New Jersey
GORDON SMITH, Oregon	KEN SALAZAR, Colorado
JIM BUNNING, Kentucky	

Alex Flint, Staff Director

Judith K. Pensabene, Chief Counsel
Bob Simon, Democratic Staff Director
Sam Fowler, Democratic Chief Counsel
Lisa Epifani, Counsel
Jennifer Michael, Democratic Professional Staff Member

C O N T E N T S

STATEMENTS

	Page
Akaka, Hon. Daniel K., U.S. Senator from Hawaii	4
Alexander, Hon. Lamar, U.S. Senator from Tennessee	34
Allen, Hon. George, U.S. Senator from Virginia	39
Bingaman, Hon. Jeff, U.S. Senator from New Mexico	8
Bunning, Hon. Jim, U.S. Senator from Kentucky	57
Burns, Hon. Conrad, U.S. Senator from Montana	25
Burr, Hon. Richard M., U.S. Senator from North Carolina	62
Cantwell, Hon. Maria, U.S. Senator from Washington	45
Caruso, Guy F., Administrator, Energy Information Administration, Department of Energy	16
Corzine, Hon. Jon, U.S. Senator from New Jersey	54
Craig, Hon. Larry E., U.S. Senator from Idaho	29
Darbelnet, Robert L., President and CEO, American Automobile Association	87
Domenici, Hon. Pete V., U.S. Senator from New Mexico	1
Dorgan, Hon. Byron, U.S. Senator from North Dakota	41
Dowd, John, Senior Research Analyst, Sanford C. Bernstein and Co., LLC	92
Feinstein, Hon. Dianne, U.S. Senator from California	37
Johnson, Hon. Tim, U.S. Senator from South Dakota	4
Landrieu, Hon. Mary L., U.S. Senator from Louisiana	5
Martinez, Hon. Mel, U.S. Senator from Florida	7
Murkowski, Hon. Lisa, U.S. Senator from Alaska	43
Overdahl, James A., Ph.D., Chief Economist, U.S. Commodity Futures Trading Commission	21
Salazar, Hon. Ken, U.S. Senator from Colorado	49
Shipley, William S., III, Chief Executive Officer, Shipley Stores, on behalf of the National Association of Convenience Stores and the Society of Independent Gasoline Marketers of America	81
Slaughter, Bob, President, National Petrochemical and Refiners Association	70
Smith, Hon. Gordon, U.S. Senator from Oregon	47
Talent, Hon. James M., U.S. Senator from Missouri	59
Thomas, Hon. Craig, U.S. Senator from Wyoming	52
Watson, Rebecca, Assistant Secretary of Land and Minerals Management, Department of the Interior	10
Wyden, Hon. Ron, U.S. Senator from Oregon	32

APPENDIXES

Appendix I

Responses to additional questions	107

Appendix II

Additional material submitted for the record	141

GASOLINE PRICES

TUESDAY, SEPTEMBER 6, 2005

U.S. Senate,
Committee on Energy and Natural Resources,
Washington, DC.

The committee met, pursuant to notice, at 2:35 p.m. in room SD-106, Dirksen Senate Office Building, Hon. Pete V. Domenici, chairman, presiding.

OPENING STATEMENT OF HON. PETE V. DOMENICI, U.S. SENATOR FROM NEW MEXICO

The Chairman. The hearing will please come to order. First I want to thank all the Senators for coming this afternoon. Obviously, this is a rather difficult time for all of you because of our schedule. I do want to remind everyone, including the Senators, but in particular the witnesses and those here from the press and other interested people, that this hearing was set by myself with Senator Bingaman's concurrence, substantially before Katrina. In other words, we were already interested in the high prices and the spikes in pricing and the apparent shortage of gasoline and gasoline products in the United States before Katrina.

Now, Katrina has happened, so it is a reality about which we cannot decide. That is, it is not relevant to these hearings, because it is. It has pointed out some things we ought to know.

But I am hopeful, Senators. While I cannot control what anybody says--we are Senators; this is a public forum--but I am hopeful that we will not spend a great deal of time talking about who is to blame for what in Katrina. It is up to you all. If you would like to, that is fine. But I think we have our plate full with areas that we have something to say about, and that have to do with supply and demand, and this region of the country might come into the picture from the standpoint of have we learned something about it versus our national supplies that could be relevant and important.

Having said that, Senator Bingaman, first I thank you for your cooperation and I hope the meeting is helpful, not only to this Senator and our side, but to you and your side of the aisle.

We all know that the devastation created by Hurricane Katrina is absolutely heartbreaking. Everyone here would concur that our thoughts and prayers are with the people of Louisiana, Alabama, Mississippi and Florida. Working to relieve their pain and suffering will be everyone around here, will be their highest priority.

At this point in time it is not possible to know what has really happened there, how many people have died, and what the extent of the suffering will be. As I said, there are questions and there are criticisms. I hope they are left for another day.

We announced about 2 weeks ago about the rising gasoline prices this year, how they have been hurting consumers across the country. Hurricane Katrina exposed the harsh reality that we have been skirting and skating on thin ice when it comes to this country's energy concentration in the gulf coast. The purpose of this hearing is to learn more about the hurricane's impact on our energy infrastructure and high energy prices in

general. Why are the gasoline prices so high? Why are the oil companies making record profits and what are they doing with them?

Our job is to make sure that, one, price-gouging, two, unfair speculation and unconscionable profiteering, does not take place and is not taking place, and especially that they do not take place as a result of the hurricane.

As to price-gouging, there has been a great deal of concern about this issue, the price-gouging in the wake of Katrina. The President said that there should be zero tolerance for price-gouging. Congress should ensure that the Federal Trade Commission, which monitors wholesale and retail prices of gasoline, has the tools it needs to investigate allegations and support State attorney generals, who have primary authority over this issue. Price-gouging laws should be vigorously enforced at the State level. Incidentally, there are some 23 States that have such laws. I am sure others are looking at them now.

If the U.S. Government should help in that regard, we ought to look at it. Everyone here should know, and our fellow Senators should know, we do not have jurisdiction in this area. We could not be the ones that amend the Federal Trade Commission. We could in a big bill, but we could not free-standing. It would go to another committee.

But I will add, even though they are not subject to our jurisdiction, that any oil company that is price-gouging at whatever level will find themselves in those witness chairs, where they will be held accountable, if we can ascertain that such has happened. I am not now saying it has, but I am saying if it has and if it is, even though we have no jurisdiction over the law, we do have jurisdiction to bring them here and sit them in those witness chairs and find out what is happening.

On the issue of speculation, we will have some serious discussion, Senator Bingaman, from an expert on that today. Many think that the energy prices are pushed and sustained to high levels because of speculation. We do have Dr. Overdahl, chief economist from the Community Futures Exchange Commission, Commodity Futures, with us today to talk about the role of the futures market and the effect of speculation on energy prices.

Are the oil companies accumulating excess profits and large cash reserves? Are oil companies investing profits in production and improvement of infrastructure? Are oil companies using profits to help keep prices affordable? Are oil companies acting like responsible citizens?

Now, I understand there will be much quibbling as to whether that is anybody's business. But I do submit there is some concern and there are some questions that have to be answered.

In addition to the high prices of oil and gasoline, I am also worried about the price of natural gas, propane, and butane. Any time we mention gasoline, we ought not forget that there are thousands upon thousands dependent upon the others that I have mentioned, and they too are having huge, huge increases.

The forgotten commodity that will affect our economy worse than any others is the skyrocketing cost of natural gas. I wish we had some solutions there also. But it is a rather big, big problem. Many on this committee have been seriously worried about that. Obviously, Senator Alexander took a lead, along with Senator Johnson, on that whole issue of natural gas. We did some important things, Senators. There may be some more to do.

On July 29, 74 Senators came together to endorse the Energy Act of 2005 because they know we needed a road map. I am very

proud of that bill. A number of very important goals and objectives were set. Some people wanted to go further on issues. Some did not want to deal with certain controversial issues. I submit that we did leave some issues out because we wanted a bill and we could not risk a bill with regard to some of them.

The things that were not politically possible 2 months ago are still before us and still require answers. We can either ignore them or we can act. We worked successfully in the energy bill on a bipartisan basis. We need to do something like that now with reference to the current problem regarding gasoline.

Some goals that I think we should address are to ensure consumer protection against price-gouging, unfair speculation, and unconscionable profiteering; to encourage citizens to conserve. We understand the President has done that, but obviously that should occur and we should be part of that. I believe we must take another look at CAFE standards. We looked at them and they were an impossibility when we looked at them because of the politics of it. I am not sure that that should be the case, will be the case after Katrina. I do not know how we would address it, Senator Bingaman, if at all.

I also want to mention that increased refinery capacity is quite obvious when you look at what has happened to our country. It was probably there when we passed our bill, and we did do some things to encourage additional refining capacity. But we did duck some very serious proposals that the House made and we might have to take another look at them.

On the proliferation of boutique fuels, it is obvious that there are too many and they must be reduced in number because it adds significantly to the availability of gasoline. Some of the provisions that should go in this proposal are not in our jurisdiction and deserve debate. But I will mention, we debated the Outer Continental Shelf as a way to achieve more energy security for us, the United States, and opponents threatened to filibuster the bill and probably maintain the same as of today. But maybe we have to address that issue again and see where it really lies when we find out how dependent we have become on offshore drilling from just these three States. They produce 20 percent of the gas, natural gas, for our country. That is from no other State but those. Protecting the environment does not mean failing to protect ourselves. So I believe we must look at this again.

I submit that there are not bills before us on this issue, but Senators here want to suggest things they have in mind, and we look forward to that.

I am going to propose the following. Senator Bingaman will make an opening statement. We will then proceed to these three witnesses and limit their time. We have seen their testimony. Then we will proceed in an orderly manner with each Senator based on time of arrival. They will have 7 minutes each to make opening remarks and make inquiry, if that is fair.

Senator Bingaman, would you proceed.

[The proposed statements of Senators Akaka, Johnson, Landrieu and Martinez follow:]

Prepared Statement of Hon. Daniel K. Akaka, U.S. Senator From Hawaii

Thank you, Mr. Chairman, for scheduling this hearing on gasoline prices, supplies, and constraints. It is very timely because of the tragic events in Louisiana, Mississippi and Alabama, and the effects of Hurricane Katrina on production and refining capacity in the Gulf of Mexico. My heart goes out to all who are suffering through this terrible tragedy and my prayers are with the victims of the flooding and the storm. I look forward to hearing the views and updates from our witnesses today.

When we talk about gasoline prices, it is often overlooked that the State of Hawaii has consistently had the highest gasoline prices in the nation. From 1995 through the first half of 1998, gasoline prices in Hawaii averaged more than 30 cents per gallon higher than U.S. mainland prices. As I have said in the past, we don't have gasoline price spikes in Hawaii--we have one, long continuous spike!

In the past, I joined some of my colleagues from the West coast, New Mexico, and New York, in calling for gasoline price relief through release of oil reserves from the Strategic Petroleum Reserve, and for OPEC to increase production. Hawaii gets most of its crude oil from Indonesia, not from the U.S. In 2002, more than 50 percent of Hawaii's crude oil imports were from Indonesia. Current estimates by oil industry experts are not optimistic that OPEC can increase production enough to make a difference in Hawaii, since the biggest remaining oil reserves are in Saudi Arabia, not Indonesia.

Gas prices have been so high above the national average for so long that the Hawaii State Legislature passed a gas price cap in 2002, which took effect last week--September 1, 2005. The price caps would prevent Hawaii wholesalers from charging more than 22 cents above the five-day average spot price for regular gasoline in Los Angeles, San Francisco, and Portland, Oregon.

Today in Honolulu, the price of regular gas is $2.94 per gallon, which is in line with, or even lower than, the national average this week, which was $3.04. However, outside of Honolulu, the prices are higher. In Hilo, for example, premium gasoline is $3.35 and regular gasoline is $3.11.

The Hawaii State Public Utility Commission (PUC) sets the caps based on wholesale prices on the mainland, not including any markups that dealers may add. Dealers usually add about 12 cents to the gallon. Caps are higher for higher grades of gasoline and on neighbor islands to account for added operating costs such as shipping and storage. The PUC also has the ability to adjust the caps if industry officials show that the caps will negatively affect their operations. In addition, Governor Lingle can suspend the cap if there is a major adverse impact on the economy, public welfare or the health and safety of people.

I am interested in hearing the testimony of the witnesses today. I would like to know the effects of Hurricane Katrina on oil and gas production and how that will affect the economy not just on the mainland, but in Hawaii as well. I am also interested in refinery capacity and how we can safely increase refinery capacity.

Mr. Chairman, I look forward to hearing the testimony of the distinguished witnesses today, and I have some questions for them.

_____

Prepared Statement of Hon. Tim Johnson, U.S. Senator From South Dakota

Thank you, Chairman Domenici and Ranking Member Bingaman, for working together to schedule this very timely hearing. The catastrophic hurricane and the floods and destruction wrought throughout hundreds of square miles along the gulf coast are more devastating than any other domestic natural disaster witnessed in our lifetimes. These are the moments when we realize we are our brother's keeper. It is clear that this is a national emergency, and we must all come together to help our fellow Americans. In South Dakota, we know that Mother Nature can be cruel. We have seen crops wiped out due to hail; our landscape changed by floods; family farms devastated by drought; and lives lost as tornadoes swept through our prairie. This disaster is on a scale greater than any natural disaster in my lifetime and we must call the country toward the collective action required to lend comfort to the victims and ensure that their lives are put back into order.

The destruction caused from Hurricane Katrina has placed acute pressure on the country's energy delivery network. The destructive force of the hurricane only accelerated what had been a measured increase throughout 2003 and 2004 in gasoline prices. South Dakota is a good barometer for appreciating the drastic increase in gasoline

prices. My state usually falls somewhere in the middle pack of the average cost of unleaded gasoline. In the last twelve months the average price for a gallon of regular gasoline has increased over $1.25, from $1.83 per gallon in September 2004 to $3.09 per gallon average yesterday.

Although today's hearing is limited to examining oil demand and gasoline prices, I want Chairman Domenici to understand that high oil prices will also push natural gas prices higher at a time when farmers are using vast quantities of natural gas for drying crops, and also securing orders and contracts for delivery of fertilizers used in the next seasons crop. Therefore, I hope that the Chairman will move forward with additional hearings on high gasoline prices and take in a broader swath of witnesses and panelists testifying to the problems and searching for solutions.

While I was traveling in South Dakota, my constituent's pressed their concerns regarding record-high gasoline prices, returning to a familiar theme. Their concerns followed a similar tone: Oil companies are reaping record profits, but whenever gasoline prices increase, these companies continue to point toward a lack of infrastructure to extract, refine, and transport gasoline to the marketplace as the culprit. My constituent's want to know what oil companies are doing with billions and billions of dollars in quarterly profits. Where is the investment in the infrastructure these companies keep pointing toward as the culprit for high gasoline prices?

First Quarter profits at ExxonMobil Corporation, ConocoPhillips Inc., Royal Dutch Shell, and BP Amoco were all up more than 25 percent compared to the same point last year. ExxonMobil boosted its profits by 44 percent to $7.86 billion compared to 2004.

These companies must invest in the refining capacity and the infrastructure both upstream and downstream in order to take the pressure off of the system's maxed-out refining capacity. Absent these investments and combined with the truly eye-opening record profits, many of my constituents are left to conclude that these oil companies are manipulating the market, intentionally leaving infrastructure taxed in order to wring every last dollar from American consumers.

Therefore, it is time to consider and act on the absence of a federal statute that protects consumers from price gouging. Although price gouging statues exist at the state level, investigations of price gouging and enforcement is often time sporadic. In the past, Congress has even gone so far as providing the President of the United States with the authority to set a cap on petroleum products. While this type of authority may not appeal to a majority of my colleagues, I would submit that we have an obligation to ensure that prices are not artificially set or manipulated by a tight collection of market participants.

The United States consumes 20 million barrels of oil per day, yet our proven oil reserves have decreased by 20 percent in the last fifteen years. As demand continues to outstrip domestic production we need solutions that go past the slogans purporting to convince Americans we can drill our way toward self-sufficiency. Increased production is indeed a piece of the upstream production answer to more supply. However, oil companies can not sit on record profits and game the market by failing to make corresponding investments in the downstream refinery and pipeline network that delivers gasoline to consumers.

———

Prepared Statement of Hon. Mary L. Landrieu, U.S. Senator From Louisiana

Over the past week, the entire country has witnessed an unprecedented catastrophe. People worldwide have seen the devastation that continues to affect the gulf region. Images of New Orleans completely underwater have haunted our television screens. The realization that many, probably thousands, have lost their lives in

this terrible tragedy has broken the hearts of all Americans.

In order to overcome the effects of Hurricane Katrina, the gulf coast will need the full support and cooperation of the federal government. I appreciate the hard work of my colleagues on the Energy Committee and their past efforts to support Louisiana's coast. In particular, I was grateful for Senators Domenici and Bingaman for their leadership in including coastal impact assistance in the recent Energy Bill. Now, after this terrible disaster, we clearly have much more hard work ahead.

Stabilizing, repairing and rebuilding Louisiana and the gulf coast is not only a paramount concern for the thousands left heartbroken and homeless, it is one of the largest economic challenges our country has ever faced. The damage caused to our energy infrastructure will affect every American and will require a concerted effort by the entire nation.

Regretfully, I am unable to be in attendance at today's hearing as I must remain in Louisiana to assist in the efforts to rebuild our state. However, given the timely nature of this hearing, I did want to offer my thoughts to the Committee regarding gasoline prices and the factors that are contributing to the current situation around the country in light of Hurricane Katrina.

As a result of Hurricane Katrina blowing through the coastlines of Louisiana and Mississippi eight days ago, almost seventy percent of daily oil production in the Gulf of Mexico--which represents thirty percent of the nation's oil production--and fifty-four percent of daily gas production in the Gulf of Mexico--which is represents over twenty percent of the natural gas produced domestically--were offline as of Monday. Ten percent of the nation's refining capacity was knocked out initially by the storm and at least three refineries remain completely shutdown while several others in Louisiana are operating at reduced rates. The Louisiana Offshore Oil Port (LOOP), which handles about 1 million barrels a day or 13% of this country's foreign oil and is connected to more than 30% of the total refining capacity in the U.S. was initially shut down and still is not operating at full capacity. Port Fourchon, which is the geographic and economic center of deepwater production and is responsible for servicing more than sixteen percent of the nation's oil and gas production is at about twenty-five percent capacity and expects to be near fifty percent by the end of the week.

As both the Chairman and Ranking Member and other Members of this Committee are well aware, and what should now be clear to the rest of the country in the aftermath of Hurricane Katrina, Louisiana is the heart of oil and gas supply for the country. Consumption of oil and gas in the United States is inextricably tied to the production and transportation of oil and gas offshore Louisiana.

The Outer Continental Shelf (OCS) represents more than twenty-five percent of our nation's natural gas production and thirty percent of our domestic oil production. It is estimated that sixty percent of the oil and natural gas still to be discovered in U.S. will come from the OCS. In fact, the OCS supplies more to oil to the United States than any other country, including Saudi Arabia. Approximately 97% of all OCS production is in the Gulf of Mexico. In addition, an average of more than $5 billion in bonus bids, rents and royalties are from oil and gas production are deposited into the federal treasury each year from the OCS--$155 billion since production began. That's the second biggest contributor of revenue to the federal treasury after income taxes. 80% of this production and these revenues are generated off Louisiana's coastline.

While there are a number of factors to consider and many steps to take in the aftermath of Hurricane Katrina, what must be of particular interest to the work of this Committee is the role Louisiana's coast plays in supplying the country with its energy. This means recognizing not only the contributions of the past fifty years but also addressing any impacts to Louisiana's coastline as it continues to host much of the country's oil and gas supply well into the foreseeable future. I mention the future because for many of us what happened to oil and gas

supply as a result of Katrina was not a surprise. Last year when Hurricane Ivan struck, it should have been a wake up call to us all. Although not a direct hit on the heart of supply in the Gulf of Mexico, its impact on the price and supply of oil and gas in this country could still be felt four months later. That situation raised the question: How many more hurricane seasons are we going to spend playing Russian roulette with our oil and gas supply? Unfortunately, we now know the answer.

Unlike previous storms, Katrina damaged much of the onshore infrastructure that provides the crucial support for the offshore oil and natural gas industry in the Gulf of Mexico. As a result of this damage, we have had to take emergency measures to try and alleviate the supply of oil and gas for our country in the short run by loaning crude oil to refiners from the Strategic Petroleum Reserve. Also, the International Energy Agency has agreed to provide the equivalent of 2 million barrels per day of oil for an initial period of 30 days. Both of these actions were appropriate given the circumstances but might not have been completely necessary had we made the appropriate investments.

As the Members of this Committee have heard me say time and time again, Louisiana's coast is vanishing. Prior to Hurricane Katrina, Louisiana was losing more than 24 square miles of our coastal land each year. We've lost more than 1,900 square miles in the past 70 years, an area the size of Rhode Island. One can only imagine how much Hurricane Katrina has accelerated that erosion.

The erosion of Louisiana's coast is of fundamental interest to all of us because these coastal wetlands and barrier islands are the first line of defense for protecting the offshore and onshore energy infrastructure in the Gulf of Mexico against the combined wind and water forces of a hurricane. Preserving these vital wetlands and the billions in energy investments they protect are vital for the continuation and expansion of the energy production in the Gulf of Mexico the country so desperately relies on every day. As Louisiana's coastal wetlands continue to wash away, this infrastructure is more exposed to the forces of nature and storms less destructive than Katrina. Without energy assets like Port Fourchon, LA-1 and the 20,000 miles of pipeline that crisscross our state, it would literally be impossible to access the mineral resources of the OCS.

The need to reinvest in our energy infrastructure and coastal wetlands along the gulf coast was already long past due. The high prices and disrupted supply we confront today as a result of Katrina's impact have only made the situation more urgent. Louisiana's coast is truly America's Wetland and its continued erosion presents a clear and present danger to our national security.

Thanks to the leadership of the Chairman and Ranking Member of this Committee and the good work of the Senate and House of Representatives, Louisiana, as well as other coastal producing states, will receive a significant amount of coastal impact assistance through the Energy Policy Act of 2005. The wisdom of that policy should be clear to everyone. The need to do more apparent. I call on my colleagues on the Committee

---

Prepared Statement of Hon. Mel Martinez, U.S. Senator From Florida

Mr. Chairman, I want to thank you for holding this important hearing today to examine the cost of energy prices in the wake of the devastating destruction wrought by Hurricane Katrina. We in Florida felt only a small part of Katrina's power before she made her way across the gulf. But as a neighbor from another hurricane-prone state, I want to share my support and my prayers for the people of Louisiana, Mississippi, and Alabama. I also want to recognize my colleague from Louisiana, Mary Landrieu for all the hard work and leadership she has shown in these troubling times. We share our sympathies with our friends and neighbors of the gulf. Our neighbors in the gulf have been so good to us in our times of need in dealing with devastation that has

occurred during past disasters in Florida, and we are committed to returning that same kindness and assistance to you. The road to recovery will not be an easy one. But the people of America--and the people of Florida--are behind you and we are committed to helping you rebuild your communities and your lives.

I have urged my fellow Floridians and I want to urge our nation to remain calm and avoid the hoarding of gasoline. We need to think of what our neighbors are going through and do our part to employ some simple conservation methods, like reducing unnecessary trips, encouraging carpooling, and turning down your home thermostats. In my state of Florida, local businesses like Publix Super Markets have adopted energy-saving conservation practices to reduce the amount of lighting that their retail stores use. Publix is the largest private employer in the state with hundreds of outlets across the southeast; this will provide significant power savings that will help keep our energy prices lower in Florida. I have also been heartened by the response our President and federal agencies have shown, including opening oil reserves from the Strategic Petroleum Reserve and granting fuel waivers to ease the stress on refineries.

There is no doubt--our economy runs on energy and it may be some time before we return to normal. The Gulf Coast region provides more than one-fifth of our nation's daily energy consumption. In 2004, this region supplied over 4.5 million barrels of oil per day to the American consumer.

The disruption of oil and gas refining operations could have a serious impact on meeting the energy demands of our nation. It will not only affect our personal vehicles, but also jet fuel levels in several airports around the southern and southeastern United States. These shortages will be severe in one our nation's busiest airports, Atlanta-Hartsfield International, as well as many major airports in Florida--most notably Orlando, Ft. Myers, and Tampa. According to an article published in USA Today on September 1st, Hurricane Katrina knocked out roughly 13 percent of our nation's jet fuel distribution system.

Without power, crude oil and petroleum products cannot be moved through pipelines. Millions were without power throughout Louisiana, Mississippi, and Alabama and this has had a significant affect on our refining capacity. We need to remember that in light of the record high gas prices, resources are on the way; but it will take time. According to Colonial Pipeline, it takes on average 20 days to move product from Louisiana to Washington D.C.; and that is without a disruption from a major disaster.

However, I also think Senator Domenici raised a good question when he announced that we were going to have this hearing. We need to address whether it a wise decision to have such a large concentration of our oil refining capacity located in such a high-prone area for hurricanes?

I have recently returned from a trip through South America, where I visited Brazil, Chile, Columbia, and Uruguay. Over 22 percent of Brazil's energy production comes from ethanol; I think we should examine making stronger investments in other alternative resources. I realize we recently doubled the renewable fuel standard for ethanol production, but I am interested to hear from our panel of experts today on things we can do in the short term to invest in other alternative sources of energy.

My last concern that I hope we can address in this hearing is the protection of consumers as we deal with market disruptions. In Florida, for example, our price gouging law is enacted once the Governor declares a state of emergency and remains in effect for 60 days. Retailers cannot sell gasoline at unscrupulous prices and must justify price increases based market trends of the previous 30 days. If such a disaster befalls our country, it might be wise to adopt some type of federal price gouging statute to bring some stability to the marketplace.

I am open to your ideas--you are the experts. I am encouraged by the quick response this Committee has shown to such a critical problem

facing our nation.

America has been through a lot in the last five years. We have endured a terrorist attack on our soil, led a war against terrorism and tyranny in Afghanistan and Iraq, and now have witnessed the horrific power of disasters like Hurricane Katrina. Despite these challenges, the American people have moved forward and have come together in one spirit of cooperation and purpose. We must swiftly distribute aid and assistance to our friends that have been ravaged by Katrina. Our hearts go out to them and so does our determination to help them rebuild. We also owe it to them and the rest of the country, to think critically about how we manage our national energy infrastructure. At this critical juncture in our nation, I urge people to put aside their partisan agendas and let us rededicate ourselves to helping our friends in the gulf and meeting the needs of those impacted by this terrible tragedy.

STATEMENT OF HON. JEFF BINGAMAN, U.S. SENATOR
FROM NEW MEXICO

Senator Bingaman. Thank you very much, Mr. Chairman, for having this hearing. You indicated to me your plan to have a hearing on high gas prices long before Katrina, and the occurrence of the hurricane makes the issue even more timely and one that we need to be addressing.

I begin where you did, and that is by acknowledging the tremendous suffering and loss of life that our fellow citizens in the gulf coast area have experienced. I'm sure everyone in the room joins us in expressing our sympathy. Particularly I would mention that Senator Landrieu is not with us today because she is in her home State, as she has been now since the hurricane occurred, trying to work with her constituents to get through this terrible tragedy, and our sympathy goes out to her as a member of this committee.

This human tragedy is beyond anything that we might have imagined and it deserves our full focus in the days and weeks ahead. I know there will be and should be extensive hearings about the failures to protect against a hurricane of this magnitude, also the failures to plan for the aftermath. But this hearing is focused on the high and the rising prices of gas and other petroleum products.

The high prices we faced before Hurricane Katrina are what prompted the holding of the hearing and, as I indicated, the hurricane makes the issue even more timely. Hurricane Katrina significantly damaged the petroleum production and refining facilities in the gulf coast, Louisiana, Mississippi and Alabama. While we are now recovering from that damage, there are some 900,000 barrels per day of refining capacity that has been damaged severely enough that it will likely be off-line for more than a month. That damage has exacerbated the high prices that we are already seeing for gasoline, and has given impetus to this hearing.

To understand the reasons behind the high gas prices that we face today, I think we need to look at several issues. The hurricane underscored the fact that our national energy system is particularly vulnerable to losses of refining capacity in the gulf coast area. We need to look at the policy issues that relate to that.

There are some short-term issues. I think we can hear from our witnesses about any additional steps that Congress or the administration could be taking to address supply and demand of refined product in the near term. The situation also presents us with an opportunity to reconsider the current state of our refining industry and the challenges that we face in going forward.

The energy bill that you mentioned, that we have just

recently passed, contains two measures that I think have a bearing on the current situation that we have before us, and I would appreciate hearing from the witnesses in that regard. First, the act creates a new tax deduction for investments to increase refining capacity. That is section 1323 of the energy bill. In addition, it creates a new program of technical assistance at the EPA to help State and local government address applications for new or expanded refineries, and I would be interested in hearing from witnesses as to how the industry views those provisions, whether they are useful, whether they need to be added to, or what actions we ought to take.

In addition, I believe we owe it to ourselves and our constituents to see if we can get the affected parties, the stakeholders involved with refining, around the table to put in motion an initiative to increase and diversify U.S. refining capacity. I think all of us are willing to work with the President and with his administration on trying to deal with this very important infrastructure issue.

Let me just speak very briefly about demand, because we all know that price is a result both of supply and of demand. We cannot ignore demand. There are three issues that I would suggest as possible issues deserving our attention. The first relates to vehicle fuel economy. You mentioned the importance of that in your comments and I am very encouraged that this possibly is an issue that we could revisit. I felt very strongly that it was one of the shortcomings of the energy bill that we were not able to get the votes and the support necessary to address it there.

A second step would be another issue you mentioned, which is encouraging the American public to take common sense measures to improve the efficiency with which they use energy.

The third I believe would be encouraging the President to use his authority to immediately issue instructions to Federal agencies to implement fuel economy measures with regard to their own fleets and their own use of energy. To my mind, this would be a good example. If we in fact are calling upon the American people to conserve their use of petroleum products for the next month or 2 or whatever period, it would be appropriate for those of us in government to be willing to make that same kind of commitment ourselves.

Mr. Chairman, again I thank you for the attention you have given to this issue in calling the witnesses and I look forward to hearing the testimony of the witnesses. Thank you.

The Chairman. Thank you, Senator Bingaman.

Senator Bingaman, on the issue of asking the President regarding the government fleet, I wonder if we might jointly ask our staff to prepare such a letter and we will circulate it to the members of the committee here and see how many want to sign it, and direct it to him.

Senator Bingaman. Good.

The Chairman. I forgot, Senators, in my opening remarks to say to each of you, thank you so much for all the attention, time, and hard work that you put into the energy bill. It will bear fruit. There are already some very positive things happening, and I hope we can pull together on a few more issues and then maybe we can say there is one good that came out of this storm. I am not sure we need a storm, but I am sure we need to do some things we have not done. Maybe this will be the impetus.

With that, rather than starting with questions, if you do not mind, Senator Bingaman, I am going to go to Senators on my side. I will leave it up to your judgment on yours. Senator Burns--oh, we are going to have the witnesses. I am sorry. You are first, Senator Burns, after the witnesses.

Let us proceed with the witnesses. The first witness will be Ms. Rebecca Watson, Assistant Secretary of Lands and Mineral Management of the Mineral Management Service. The second will be Guy Caruso, administrator of the Energy Information Administration. Thank you again. You have done an excellent job in the past and we appreciate your performance and your testimony. And Dr. James Overdahl, chief economist for the Commodity Futures Commission.

Let us start with you.

STATEMENT OF REBECCA WATSON, ASSISTANT SECRETARY OF LAND AND MINERALS MANAGEMENT, DEPARTMENT OF THE INTERIOR

Ms. Watson. Mr. Chairman and members of the committee, I appreciate the opportunity to appear here today to testify on the role of the Minerals Management Service and gasoline prices. I will update you on the status of offshore oil and gas production that has been shut in due to Hurricane Katrina. I will also provide you with an overview of what the Minerals Management Service is doing to support the safe resumption of production in the Gulf of Mexico.

I would first like to say that it is difficult to comprehend or express the horrific impacts of Hurricane Katrina on the people in the Gulf of Mexico region. MMS considers itself part of the family of New Orleans. We have many people that live in New Orleans and all of us at the Department of the Interior extend our condolences to all of the people impacted in the States that have been hurt by Hurricane Katrina.

Our focus at MMS is to ensure that offshore oil and gas operations are now brought on line safely and as soon as possible. That is because our role at MMS in gasoline prices is to competitively make available Federal offshore resources in an environmentally responsible manner. But oil and gas produced from the Gulf of Mexico Outer Continental Shelf plays a major role in supplying our daily energy needs, accounting for 29 percent of domestic oil production and 21 percent of domestic natural gas production.

The map on the easel here shows that Hurricane Katrina moved through a core area of offshore operations. That kind of yellow swath there shows the whole area of the hurricane, including the hurricane force winds and the tropical storm winds. The red streak through there is the eye of the storm. At its peak on August 30, 95 percent of daily oil production and 88 percent of daily gas production was shut in.

Today those numbers have been reduced. Right now 58 percent of oil production is now shut in and 42 percent of gas production is shut in. This graph illustrates how every day we have brought the amount of oil and gas that is shut in down. By ``we'' I mean our partners in industry, obviously, working together to get these numbers back up to capacity. The numbers improve every day, but we are obviously not close to full capacity. But I would note that just between yesterday and today there was a 10 percent improvement in both oil and natural gas.

As was to be expected, many production and exploration facilities sustained damage. But early reports indicate that the vast majority of facilities could be ready to come back on line in days and weeks, rather than months. However, a full assessment of the damage from Hurricane Katrina will require several more days as many facilities still have not yet been inspected by their operators.

I would add there have been no reports of significant spills related to production. All safety systems worked to successfully shut in production on the OCS platforms.

At the latest count, the hurricane destroyed 37 of the

roughly 4,000 OCS production platforms. However, all of those 37 platforms were in shallow water and they were producing relatively small volumes of oil and gas, cumulatively, about 1 percent of the total gulf production. Most of the deep water, high output facilities appear to have survived with minimal damage.

Fifteen platforms suffered extensive damage. Here again, these were in shallow water and they were low production facilities. Four of these, however, were large, deep water platforms which account for about 10 percent of the pre-storm Federal offshore gulf oil production. These four platforms could take up to 3 to 6 months to complete repairs to be brought back on line.

But looking at it from another perspective, that means about 90 percent of the Gulf of Mexico production did not suffer significant damage offshore. But it is important to note that, unlike Hurricane Ivan, we did see a lot of damage onshore to very critical support facilities and infrastructure. Many of these facilities do not have electricity or communications, and they are flooded and suffering from sustained wind damage. These are important jumping-off points for industry workers, inspectors, and the materials and supplies that will be needed to repair offshore pipelines and platforms. Others are needed to move the oil and gas from the offshore to the ultimate consumer. The availability of these vital facilities will be a critical factor in the recovery of OCS production.

MMS is working every day with industry to assess the damage of offshore pipelines and junction facilities that are critical for transporting the oil from the platform to the shore. As was the case for offshore platforms, it appears that some pipelines suffered significant damage, which could take several months to repair. Others have already been inspected and tested and appear ready to resume. Right now we are still doing underwater inspections. It is a little bit too early to give an estimate on the impacts to pipelines. But again, we are not seeing the type of damage we saw in Hurricane Ivan, where we had that mud slide that caused a lot of damage to pipelines.

Our goal in dealing with hurricanes and tropical storms is a four-part one: protection of workers through evacuation, protection of the Nation's supply of oil and gas from long-term disruption of production, protection of the environment, and rapid initiation of our contingency of operations plan referred to as the COOP, so that we may continue our business from another location.

Unfortunately, we had to put into place our COOP. We moved about 100 people already to Houston and set up a satellite office. We are moving more people there. We are monitoring and reporting on shut-in production and doing our damage assessments from Houston. We are processing permits and are prepared to expedite approvals for repairs to facilities in an efficient and effective manner.

In the coming days, we will move more people there to continue to assist industry to bring the facilities back on line to resume normal operations. Four out of our five district offices in the gulf are open to conduct inspections and process permit requests. More details are in my written statement.

Mr. Chairman, Hurricane Katrina has certainly dealt the central Gulf of Mexico region and its people in the oil and gas industry a heavy blow, but we will recover. MMS has responded by working with industry to assess damages, facilitate repairs, expedite critical business processes, and resume full production of oil and gas on the Outer Continental Shelf as rapidly as possible to meet the Nation's energy needs.

[The prepared statement of Ms. Watson follows:]

Prepared Statement of Rebecca Watson, Assistant Secretary for Land and Minerals Management, U.S. Department of the Interior

Mr. Chairman and Members of the Committee, I appreciate the opportunity to appear here today to provide you with an update on the status of offshore oil and gas production that has been shut in due to hurricane Katrina. I would also like to take this opportunity to provide you with a look at what we are doing to support the safe resumption of production in the Gulf of Mexico.

It is difficult to comprehend or express the horrific impacts on the people in the Gulf of Mexico region. The loss of lives, livelihoods and property is mind boggling to say the least. Katrina, a category 4 hurricane with winds over 145 mph, will likely be recorded as the worst natural disaster in the history of the United States. Every day we are learning more about the extent of the casualties and destruction left in the wake of Katrina.

As Katrina approached, those who serve at the Department of the Interior prepared for the worst. Department bureaus efficiently activated their emergency plans, security facilities and evacuated employees. The Minerals Management Service (MMS) implemented its Gulf of Mexico Continuity of Operations Plan (COOP) and moved key personnel to Houston. In the coming days, we will move more people and resources there to help in efforts to bring facilities back on line and resume normal operations. The Department continues to account for employees who evacuated the area with their families. The Department and MMS employees will continue to do whatever we can to help our gulf colleagues and neighbors.

Our focus now is to ensure that the offshore oil and gas operations are brought on-line safely and as soon as possible. Progress is being made. On Monday, when the storm hit, 615 platforms and 90 drilling rigs had been evacuated. By Thursday, September 1, the numbers had dropped to 423 and 64, respectively. As the platforms are coming back online, so is oil production. The oil and gas produced from the Outer Continental Shelf (OCS) in the Gulf of Mexico plays a major role supplying our daily domestic energy needs, accounting for about 29% of domestic oil production and 21% of domestic gas production. While it will be several days before we have a more complete assessment, it appears many of the high-production facilities weathered the storm without major damage.

LATEST PRODUCTION SHUT-IN STATISTICS

As of Thursday, September 1, MMS reported the following evacuation and production shut-in statistics based on reports from 68 companies:

	Total
Platforms Still Unmanned	423
Rigs Still Unmanned	64
Oil, Barrels Per Day (BOPD) Shut-in	1,356,498
Gas, Billion Cubic Feet (BCF) Per Day Shut-In	7.8

As discussed above, on Monday, when the storm hit, 615 platforms had been evacuated and so had 90 drilling rigs. By Thursday, September 1, these numbers were 423 and 64, respectively. The difference in a week's time is due to the platforms that were evacuated as a precaution but were not in the path of the storm and suffered no damage, and those platforms that were unscathed by the storm, although in the path, and were remanned immediately after the assessment was done.

These evacuations are equivalent to 52% of 819 manned platforms and 48% of 137 rigs currently operating in the Gulf of Mexico (GOM).

As of Thursday, September 1, shut-in oil production was 1,356,498 barrels per day. This shut-in oil production is equivalent to 90% of the daily oil production in the gulf, which is currently approximately 1.5 million barrels per day.

As of Thursday, September 1, shut-in gas production is 7.8 billion

ANEXO 04 -
Página 16 de 164

cubic feet per day. This shut-in gas production is equivalent to 79% of the daily gas production in the gulf, which is currently approximately 10 billion cubic feet per day.

The cumulative shut-in oil production for the period 8/26/05-9/1/05 is 7,441,566 barrels, which is equivalent to 1% of the yearly production of oil in the gulf, which is approximately 547 million barrels.

The cumulative shut-in gas production 8/26/05-9/1/05 is 42 billion cubic feet, which is equivalent to 1% of the yearly production of gas in the gulf, which is approximately 3.65 trillion cubic feet.

These cumulative numbers reflect updated production numbers through Thursday from all previous reports.

MMS OPERATIONS

We have three overriding principles in dealing with tropical storms or hurricanes:

<bullet> evacuate the workers so there is no loss of life or injury
<bullet> protect the Nation's supply of oil and gas from long-term disruption of production
<bullet> protect the environment from oil spills

We work on each of these goals in close cooperation with our partners in the U.S. Coast Guard and with the regulated oil and gas industry.

Many platforms under MMS jurisdiction are designed to be manned but also designed to be evacuated for short periods of time. The oil and gas industry starts the evacuation of personnel far in advance of a tropical storm or hurricane. Non-essential personnel are removed from the oil platforms many days in advance starting with areas nearest the storm track. The rest evacuate after securing the facility. The industry relies on weather predictions from the National Oceanic and Atmospheric Administration and others. It is an immense undertaking to evacuate the 25,000 to 30,000 people that are working offshore at any given time. Industry uses the huge fleet of crew boats, supply boats, and helicopters to service the evacuation efforts. MMS releases its 14 leased helicopters either all or in part to assist in this evacuation effort.

As a standard practice, industry shuts in all oil production when they evacuate the platform. In some cases, natural gas production is monitored from onshore through what is called a Supervisory Control and Data Acquisition or SCADA system. This allows the production to be stopped remotely if necessary.

Regarding the prevention of oil spills, the MMS has mandatory requirements for the use of downhole safety valves to shut off the flow of oil and gas in the event of a well failure. We are pleased that in the aftermath of Katrina, there have been no reported significant oil spills from production. If you recall, in Hurricane Ivan last year there were 7 platforms that were completely destroyed. These 7 platforms had a total of 75 oil wells. All 75 of the downhole safety valves held and no significant pollution occurred from them. Two of the wells had very minor gas leaks but nothing of any significance.

The MMS requires the operators to report their production shut-in statistics and number of evacuated platforms and drilling rigs. This allows MMS to issue frequent reports on how much production is shut-in. During Hurricane Ivan last summer, the very significant amount of production shut-in (83 percent of oil production and 53 percent of natural gas production at the peak) was quickly and dramatically reduced to only that production that involved damaged facilities--either platforms or pipelines.

The third area with which we are concerned is protecting the Nation's supply of oil and gas from long-term disruption. MMS deals with this issue principally in two ways. We incorporate into our regulations tough design standards for fixed and floating production

facilities. These standards outline the acceptable wind strength, wave height, and other environmental conditions. Current design standards require industry to design facilities to Category 5 storm criteria. MMS also requires annual above-water structural inspections of all OCS platforms and periodic underwater structural surveys. We established these requirements to minimize the potential for platform damage from serious storm events.

Another area we focus on is facilitating the repairs to facilities in an efficient and expedited manner. Hurricane operations plans provide guidance to operators on how to ensure the integrity of all systems, from visible production equipment on the platform to the thousands of miles of pipeline that rest on the seafloor. Any damage to facilities is identified and necessary repairs completed before systems resume production. As I will note later in this testimony, we are taking steps to ensure that MMS resources are available to review company plans to bring production back on line.

Following major hurricanes, we make a systematic effort to identify lessons learned and take steps to prepare for future hurricane seasons. Following Hurricane Ivan, we focused on five principal areas:

First, MMS concluded that the basic design standards for deep water floating production systems seem adequate. We had no floating production facility failures.

Second, MMS saw that some drilling units installed on the floating production platforms moved on their supports and caused damage. In consultation with MMS, industry has tightened the bolting mechanism and strengthened the clamps that secure these drilling packages on the floating platforms.

Third, MMS issued a new reporting requirement for the 2005 hurricane season--NTL 2005 G-6. This requires industry to submit statistics to the MMS Gulf of Mexico Region (GOMR) regarding evacuation of personnel and curtailment of production because of hurricanes, tropical storms, or other natural disasters. Operators must include both those platforms and drilling rigs that are evacuated and those that they anticipate will be evacuated. Evacuation is defined as the removal of any personnel (both essential and non-essential) from a platform or drilling rig. In addition, operators submit a report regarding facilities remaining shut-in. This report includes basic platform information, prior production information, estimated time to resumption of operations and the reason for shut-in (facility damage or transportation system damage). Operators must notify the MMS GOMR when production is resumed.

Fourth, MMS issued contracts for six new engineering and technical studies to look closely at the damage caused by Hurricane Ivan and what design or operational changes may need to be made.

Fifth, MMS consulted heavily with industry experts and in July jointly sponsored with the American Petroleum Institute a conference in Houston, Texas, on offshore hurricane readiness and recovery to more fully discuss these issues.

We will conduct similar reviews and assessments of facility performance and impacts from Hurricane Katrina to identify any additional steps that need to be taken.

A full assessment following hurricane Katrina will require several more days and will require an integrated view of production and drilling facilities, ports, electricity, availability of repair equipment, availability of workers, and potentially other factors. Crew began to re-board platforms by Wednesday last week.

As to be expected, many production and exploration facilities sustained significant damage, but early reports indicate that many facilities could come back on line in days and weeks rather than months. Many of the deep water high output facilities appear to have survived with minimal damage.

A different scenario is playing out in the aftermath of Katrina that was not part of previous storm recovery events. The infrastructure of many onshore support facilities sustained damage from hurricane Katrina. These facilities provide vital support for the offshore oil

and natural gas industry. However, many do not have electricity, are inundated with water, and sustained damage from hurricane winds. These support facilities are important jumping off points for industry workers and MMS inspectors to conduct pipeline and structure repairs and their availability will be a key factor in getting production online and onshore.

MMS STAFF AND COOP OPERATIONS

<bullet> MMS implemented its Gulf of Mexico Region COOP (Continuity of Operations Plan). Key personnel and operations are up and running in Houston.
<bullet> As part of the COOP, MMS established communication channels providing staff critical information through call-in lines and internet.
<bullet> MMS provided two weeks administrative leave for all non-essential personnel who have been affected by Katrina and were not called to Houston or any other MMS office.
<bullet> MMS coordinated with the energy operators to address mutual needs for helicopters to perform fly over inspections.
<bullet> The MMS district offices have performed fly-overs of key facilities in the hurricanes path to perform independent assessments as to potential damage.
<bullet> Four of Five districts in GOM region are up and running. The GOM regional operations, relocated in Houston, are providing advice to companies on their plans to bring production back on line.

MMS is coordinating with the Coast Guard as a contingency for oil spill response.

CONCLUSION

Mr. Chairman, Hurricane Katrina has certainly dealt the Central Gulf of Mexico region, its people and the industry a very heavy blow. The Department has begun to put its people and resources in place to assist in responding to this tragic event. Progress is being made. The MMS Continuity of Operations Plan is in place and is working. Under this plan, we will work with industry to assess damages, facilitate repairs and resume full production of oil and gas on the Federal OCS--all in a manner to ensure the safety of personnel, integrity of the offshore infrastructure, and protection of the marine environment.

Based on our experience with Hurricane Ivan, production from undamaged facilities will be back on line in a matter of days, but it will take some time, weeks or even months before we are back up to 100%. We stand ready to meet the challenge before us. We will continue to keep Congress, the public and the media informed of the progress of these operations.

The Chairman. Thank you very much. Your full statement will be made a part of the record. We greatly appreciate not only your testimony but your professional way in which you represent this Department.

Ms. Watson. Thank you, sir.

The Chairman. Mr. Caruso, you are next. Your full statement will be made a part of the record.

STATEMENT OF GUY F. CARUSO, ADMINISTRATOR, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, DEPARTMENT OF ENERGY

Mr. Caruso. Thank you very much, Mr. Chairman and members of the committee, for once again asking the Energy Information Administration to present our view of oil and natural gas markets, in particular with the impact of Hurricane Katrina. As both you and Senator Bingaman mentioned, even before this

tragedy the crude oil and natural gas markets were extremely tight. On August 29, gasoline prices on the national average were $2.61 a gallon.

The Chairman. Mr. Caruso, would you tell the public who you are, what you do, and where you get your money and authority, your resources and authority?

Mr. Caruso. Sure. My name is Guy Caruso. I am the administrator of the Energy Information Administration and all of our budget comes as part of the Federal budget.

The Chairman. What are you charged with? What is your responsibility?

Mr. Caruso. Our responsibility is to find, collect, disseminate, and analyze all the energy information for the United States.

The Chairman. Thank you very much.

Mr. Caruso. Even before this tragedy, markets were tight. Gasoline prices were high, diesel prices were high, natural gas prices have been high. That was largely because over this same period world demand had been growing rapidly, refineries were being stretched very thin, not only in the United States but worldwide. We had already been beginning to see tightness in both gasoline and diesel markets.

Katrina's destruction has put further upward pressure on oil and natural gas prices. As Secretary Watson has just detailed, a significant amount of gulf production--both oil and natural gas are shut down--is now well on its way to being brought back on line, which is I think extremely good news.

In addition, about 1.8 million barrels a day of refinery capacity in the Gulf of Mexico region was taken off line by the hurricane. Over half of this is already back on line now or will be in the next week or so, which again is good news.

Pipeline damage was initially thought to be severe, with estimates of long repair times. In fact now all three major pipelines--Colonial, Plantation, and Capline, the former two product and the last being crude--have been restored and are returned to full or very near full capacity as we speak today.

Gasoline supply, however, particularly in the Southeast, remains constrained. We expect that it will remain that way for the next several weeks before being fully restored.

The entire system, as Secretary Watson has indicated, is interconnected and highly dependent on the electricity supply for its recovery. Fortunately, electricity is steadily being restored.

On the price side, crude prices rose early last week, but already by the end of the week they were coming down, and as of noon today on the NYMEX crude oil was $66 a barrel, which is what it was the Friday before the hurricane. Later today, EIA will be releasing our estimate of gasoline and diesel prices for the week ending September 2, and we expect this national average to be much higher than the $2.61 that I mentioned, most likely above $3 per gallon as of today.

The near-term outlook for oil and natural gas markets will depend on a number of factors, including the pace of recovery in the gulf and other actions, such as the loan of crude oil from the Strategic Petroleum Reserve, the offer of SPR oil for sale, and releases of government-controlled product stocks from other industrialized countries that are members of the International Energy Agency.

Other actions include the temporary waiver of the Jones Act to facilitate shipments between U.S. ports. All of these should assist in alleviating the market pressure. There has also been a nationwide waiver on requirements of summer gasoline and for low sulfur diesel, which should also increase the flexibility of the distribution system.

There are a significant number of tankers which we believe

will deliver refined product, particularly gasoline, from Europe over the next 2 or 3 weeks, and that again should add supply and liquidity to market and we believe put downward pressure on gasoline prices.

Fortunately for natural gas markets, we are in the shoulder season between high demand for air conditioning and before the heating season. So that gives time for restoration of the offshore production, as we are seeing in the gulf, as well as other facilities that are onshore, such as natural gas processing centers and pipelines.

Tomorrow EIA will release its short-term energy outlook and, although our analysis is still preliminary, we assume that these actions that I have mentioned will help offset some of the price impact of Katrina. The WTI crude oil price averaged $65 per barrel in August. We anticipate that during the third quarter--going through December--an average of about--I am sorry, the third quarter, September, August, and July--will average about $65, and we expect that will actually come down a bit in the fourth quarter.

Under the medium recovery case, we expect gasoline prices to begin to ease off in the coming weeks and to average about $2.60 per gallon for the third quarter of 2005 and $2.40 for 2006. With normal weather, heating oil prices will still be much higher this year, averaging about 30 percent higher than last winter.

The natural gas market is likely to stay tight over the next couple of months as the heating season causes increased demand. In our medium recovery case, the Henry Hub natural gas spot price is expected to average about $11.50 per thousand cubic feet in the fourth quarter, but decline in 2006. Natural gas storage remains above the 5-year average, but higher prices are supported by high world oil prices, continued economic growth, and the effects of Hurricane Katrina.

Obviously, economic growth changes and weather deviations from normal could make this picture either better or worse, but the full report will be issued, as I mentioned, tomorrow, Mr. Chairman.

That concludes my statement and I would be happy to answer questions as you so deem necessary.

[The prepared statement of Mr. Caruso follows:]

Prepared Statement of Guy F. Caruso, Administrator,
Energy Information Administration

Mr. Chairman and Members of the Committee: I appreciate the opportunity to appear before you today to discuss gasoline prices in the United States and recent developments in world oil markets.

The Energy Information Administration (EIA) is the independent statistical and analytical agency within the Department of Energy. We are charged with providing objective, timely, and relevant data, analysis, and projections for the Department of Energy, other government agencies, the U.S. Congress, and the public. We do not take positions on policy issues, but we do produce data and analysis reports that are meant to assist policymakers determine energy policy. Because the Department of Energy Organization Act gives EIA an element of independence with respect to the analyses that we conduct and publish, our views should not be construed as representing those of the Department of Energy or the Administration.

The devastation of Hurricane Katrina included offshore production, refineries, and loss of power to run pipelines and otherwise-working refineries. Damage assessments are ongoing but still incomplete. With the current tight global petroleum market, gasoline and distillate prices have risen sharply. How far and how long they remain elevated will depend on the severity of damage to petroleum facilities. Our understanding of the situation is rapidly evolving, and I will discuss

this in my oral remarks. This written testimony focuses on events prior to the hurricane and challenges to gasoline markets following the recovery.

Even prior to Hurricane Katrina, petroleum prices, including gasoline, were setting new records as crude oil prices climbed. Gasoline prices as of August 29 were $2.61, which was 73 cents per gallon higher than a year ago, and, on average for the month, were 58 cents per gallon higher. Yesterday's prices, which will be released late this afternoon, will undoubtedly be much higher given the significant disruptions experienced due to Hurricane Katrina. A consumer who drives about 1,000 miles per month in a car that gets about 20 miles per gallon paid almost $30 more for that car's fuel during August this year than last August. Businesses and government budgets are also affected, as it costs more to fill their vehicle fleets.

The remainder of this testimony describes the fundamentals affecting petroleum prices, focusing on crude oil and gasoline. The underlying market situation today, even before Katrina, is one in which the spare crude oil production, refinery, and tanker capacities that existed for more than a decade prior to 2003 were reduced more quickly than EIA or other analysts anticipated. Little spare capacity, both upstream and downstream, not only supports higher prices, but they also add to price volatility, since any upset to supply/demand balances regionally cannot be resolved quickly. Restoring spare capacity will not be easy or rapid, because an increase in capacity takes time and investment, and growing demand will require capacity increases just to maintain current cushions, which suggests that high prices and potential volatility will be with us for some time.

Changes in the gasoline price at the pump are driven mainly by changes in crude oil prices and changes in wholesale gasoline prices. Crude oil cost represented nearly 60 percent of the gasoline price this summer and explains much of the variation in gasoline price. Crude oil prices are driven and set by international markets. The wholesale price of gasoline or its spot price is influenced first by crude oil but also by seasonal demand variations and by regional refinery and distribution supply and demand balances. Retail price changes generally lag behind wholesale price changes.

INTERNATIONAL CRUDE OIL MARKETS

Turning to crude oil prices first, Figure 1* shows that the current crude price increase began in 2004, when crude oil prices almost doubled from 2003 levels, rising from about $30 per barrel at the end of 2003 to peak at $56.37 on October 26, 2004. After falling back briefly, prices then continued to rise in 2005.

---

* Figures 1-4 have been retained in committee files.

This is a significant change from what we experienced during much of the 1980s and 1990s. For most of the time since the early 1980s, we have lived in a market in which spare crude oil production, refining, and delivery system capacity existed. Crude oil suppliers outside of the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) produce at maximum rates (i.e., no surplus production capacity) for economic reasons, thus, the world's surplus crude oil production capacity resides in OPEC (mainly Saudi Arabia). The large growth in non-OPEC capacity and production in areas like the North Sea and Alaskan North Slope, along with softening demand from high prices, led to major cuts in OPEC production in the 1980s, creating large capacity surpluses. As demand grew through the 1990s, OPEC production increased, but new productive capacity was not added. Short-term imbalances between supply and demand occurred and we experienced some price swings, but those imbalances did not last long, as capacity generally existed to remedy the situation within a year.

During most of the 1990s, the West Texas Intermediate (WTI) crude

oil price averaged close to $20 per barrel, but plunged to almost $10 per barrel in late 1998 as a result of the Asian financial crisis slowing demand growth, at the same time as extra supply from Iraq was entering the market for the first time since the gulf War. OPEC producers reacted by reducing production, and crude oil prices not only recovered, but increased to about $30 per barrel as demand grew in the face of OPEC production discipline.

Beginning in 2004, world oil demand growth accelerated significantly. For the 10 years prior to 2004, world oil demand growth had averaged 1.2 million barrels per day. But in 2004, world demand jumped by 2.6 million barrels per day, led by an unprecedented increase in demand from China of about 1 million barrels per day, compared to that country's increase of 0.4 million barrels from 2002 to 2003. This unusually rapid demand growth along with growth in the United States and the rest of the world, quickly used up much of OPEC's available surplus crude oil production capacity (Figure 2). As the world balance between supply and demand tightened considerably, ongoing supply uncertainties associated with Russia, Iraq, and Nigeria added to market concerns over the availability of crude oil, and prices rose. In 2005, Iran, Ecuador, and Venezuela added new uncertainties.

Global oil demand is expected to grow more slowly during 2005 and 2006, increasing by about 1.7 to 1.8 million barrels per day. China's demand is projected to increase by 0.5 million barrels per day and U.S. demand by 0.4 million barrels per day in 2006. Together, these two areas are projected to account for about 50 percent of the world's petroleum demand growth next year.

Crude oil production capacity increases are expected to keep up with these demand increases. Production increases from OPEC members are projected to represent almost one-third of the world production growth next year, and the former Soviet Union is expected to provide an additional 40 percent of the increase. Other areas such as the United States and other non-OPEC countries will provide additional production volumes. However, EIA is not projecting much increase in the surplus capacity cushion any time soon. Spare capacity is projected to remain at or below 1.2 million barrels per day in 2005.

We are facing tight crude oil markets for a number of years. EIA's Short-Term Energy Outlook is projecting WTI crude oil prices to remain above $55 through 2006. Even if demand softens or capacity is developed faster than anticipated, statements from OPEC members indicate an intention to keep prices from falling below $50 per barrel. While high relative to recent years, the price of crude oil, adjusted for inflation, is still below the levels seen in the early 1980s.

This tight balance results in different behavior and price implications than exhibited by the short-term market imbalances seen for the past 20 years. Instead of high prices being accompanied by low inventories and expectations for prices to be falling quickly in the future, today, in both crude oil and product markets, we see high prices with high inventories. Consumers exhibit similar behavior when they expect to experience higher prices in the near future. For example, consumers top off their gasoline tanks before a bad storm that could limit supplies and drive prices up in their region.

Prior to Hurricane Katrina, crude oil prices increased about 39 cents per gallon in summer 2005 over summer 2004, while gasoline prices only increased 34 cents per gallon (Figure 3). Although refinery and distribution and marketing contributions to gasoline prices were on average lower this summer on average than last summer, seasonal and local supply conditions affected these refinery contributions to price gasoline more strongly at the end of the summer, as described next.

U.S. PRODUCT MARKETS

Tightening in other parts of the supply chain beyond crude oil exacerbated product price increases in the United States and in the rest of the world. World refining capacity utilization increased from 85 percent to 87 percent from 2003 to 2004, driven in large part by

increases in demand and utilization in areas like China and India. While adequate refining capacity is available to meet demand today, the refining system cannot shift quickly to meet unexpected needs. With refinery capacity running at high utilization levels in many parts of the world, including the United States, product balancing is frequently done through international trade, which means products must travel long distances, stretching out the time it takes to resolve imbalances. This sluggish response puts additional pressure on product prices beyond the effect of high crude oil prices and can result in price spikes if a regional shortage evolves.

Product markets in the United States provide an example of various supply and demand balancing effects on price. In the United States, the spread between wholesale product prices and crude oil prices is often higher in spring and summer than during the rest of the year. Gasoline is the highest volume product refineries produce, and spring and summer are when gasoline demand is typically the highest. Gasoline spreads typically increase at this time of year, lifting overall refinery margins to their highest seasonal level. Distillate product (diesel and heating oil) spreads are usually lower in spring and summer, but they represent only about half as much volume as gasoline production.

U.S. petroleum product price spreads were very unusual in spring and summer 2005. Wholesale gasoline price spreads through July were slightly above the average for the past 5 years, but lower than spreads seen in 2004. Heating oil and diesel spreads were unprecedented, exceeding gasoline spreads from April through July. This unusual distillate market was seen throughout the world as distillate demand grew rapidly and ultra-low sulfur diesel demand in Europe pulled on tight supplies. Distillate prices remained above gasoline prices in Europe as well as Asia. This unusual distillate market ultimately affected gasoline.

Gasoline and distillate products are produced together at the same refineries. In the spring, the U.S. inventories for gasoline were high and prices were lower than for distillates. Distillate inventories were low, and the price incentives caused refiners to respond by producing unusually high yields of distillate, which resulted in reduced gasoline yields. The consequence was that U.S. distillate inventories rose from below normal to above normal, and gasoline inventories fell from above normal to normal into July.

In addition to the switch in yield patterns, unplanned refinery outages in July and August added to the tightening gasoline market. The high demand summer season is when U.S. refiners run close to or at full utilization rates, but outages always occur. The degree of outages varies, and preliminary data indicate a higher level than average occurred in July and August of this year. Had refineries been able to run at the same utilizations as last year, they would have run about 200 thousand barrels per day more crude oil, and the gasoline inventories in the July/August period would now be in the middle of their seasonal range, even with the higher-than-usual distillate yields.

The loss of supply and rapid decline in gasoline inventories starting in July resulted in an increase in gasoline price spreads (Figure 4). Higher gasoline spreads encourage more gasoline imports, and some refiners may have shifted yields to produce more gasoline, but with the peak summer driving season at an end, and winter heating needs ahead, we would expect a continued focus on maximizing production of distillates.

The high level of refinery outages in July and August increased pressure on gasoline prices, adding possibly 8 to 15 cents per gallon. Wholesale prices were poised to decline as some of the refinery problems were being resolved, but then the gulf coast was hit by Hurricane Katrina. Both spot market prices and near-month futures prices for gasoline and distillate products have risen dramatically in the days following the hurricane. Retail prices, which follow wholesale prices with a lag, are also rising. We expect that prices will begin to fall back as production and refining capacity are restored, although

the pace of restoration is at present highly uncertain. While the gasoline price and supply situation will also be helped by the seasonal decline in U.S. gasoline demand after Labor Day, seasonal trends in crude oil markets will work in the opposite direction as world crude oil demand begins to increase in the fall with the onset of the Northern Hemisphere heating season.

Looking ahead to next summer, high crude oil prices are expected to continue to support high prices for all petroleum products, including gasoline. In addition, gasoline prices may see some additional pressure since the industry is moving quickly to eliminate methyl tertiary butyl ether (MTBE). While the removal of the oxygen content requirement in the recently-enacted Energy Policy Act of 2005, without some accompanying liability protection, may have hastened companies' decisions to remove MTBE, companies were moving in that direction anyway. Removing the oxygen content requirement will help consumers in the long run by providing more supply options for refiners and blenders. In the short run, however, the loss of gasoline production capability and some potential sources of gasoline imports that will occur when phasing out MTBE cannot be made up easily. The distribution system will also have to adjust, depending on how the industry shifts. The result is that we may see increased volatility during the transition, as we have seen with other fuel specification transitions.

In addition to potential supply problems due to removal of MTBE, the United States will begin the ultra-low sulfur diesel program. In June 2006, suppliers will begin providing diesel fuel to the on-road market that contains less than 15 parts per million sulfur. Following a full recovery from Katrina, production capability to produce ultra-low sulfur diesel is felt to be adequate, but the industry is still struggling to determine how to deliver the product through its pipeline and storage tank system without contamination. Many issues remain to be resolved, implying this transition may also add pressure to the system, and can be expected to affect gasoline as well as distillate prices.

Next year is also the first year of the renewable fuel standard established under the new energy bill, and while meeting the total volumes of ethanol required under this standard should not be difficult, a credit trading program must be in place and operating smoothly to enable each gasoline supplier to meet its obligation. It is our understanding that Environmental Protection Agency (EPA) and the industry are working towards this goal, but little time exists for EPA and the industry to get everything prepared.

One more specification change slated for 2006 is the final phase of the Tier 2 low-sulfur gasoline program for refiners and importers, who will be providing gasoline with an average sulfur content of 30 parts per million or less, which is less than one-tenth the average sulfur content before the program began. With many refiners already producing gasoline at 30 parts per million, this last phase may be less challenging than the removal of MTBE and the start of ultra-low sulfur diesel. It is one more additional strain on the supply system, however. For example, if a refinery loses a desulfurization unit, the stricter specifications may result in no production of gasoline, whereas, in the past, the refinery might have been able to produce more volumes at higher sulfur levels for a longer time.

CONCLUSION

In conclusion, the world is experiencing an underlying change in petroleum markets with the development of tight supplies that will not likely change quickly. Hurricane Katrina has significantly exacerbated the near-term supply tightness, especially in the U.S. market for gasoline and diesel fuel. Even after production and refinery operations fully recover from the effects of Katrina, capacity increases will be needed throughout the supply chain to keep up with demand. Until the world returns to more spare capacity, particularly in crude oil supply, crude oil and petroleum product prices will remain high. Even if the balance should relax unexpectedly, OPEC members have expressed an

interest to maintain prices well above their prior target range. While the system currently can meet demand, it cannot respond quickly to unexpected changes. We will see shifts in imbalances from one region of the world to another and from one product to another, as we saw with gasoline and distillate in the United States. The gasoline market in the United States is subject not only to the higher crude oil prices and generally tight market conditions, but also to volatility from continuing specification changes down the road, with next summer presenting a number of such specification challenges.

This completes my testimony, Mr. Chairman. I would be glad to respond to any questions you and the other Committee members may have.

The Chairman. Thank you very much, Mr. Caruso. We do not have the benefit of your full report, but you have given us a glimpse. What we have heard is good news and we appreciate that.

Mr. Overdahl.

STATEMENT OF JAMES A. OVERDAHL, CHIEF ECONOMIST,
U.S. COMMODITY FUTURES TRADING COMMISSION

Mr. Overdahl. Mr. Chairman, Senator Bingaman, and members of the committee, I appear before you today in my capacity as chief economist of the Commodity Futures Trading Commission, or CFTC, the Federal Government regulator of futures markets in the United States. My purpose here this afternoon is to do two things. First, I will briefly describe the methods the CFTC uses to ensure market integrity. Second, I will address the role played by non-commercial traders, commonly referred to as speculators, in energy markets under the CFTC's jurisdiction.

The CFTC's mission is to administer the Commodity Exchange Act, or CEA, the statute governing futures trading in the United States. At its core, the CEA is an anti-manipulation statute, meaning that the CFTC's primary mission is to detect and deter market manipulation. The CFTC relies on a program of market surveillance to ensure that markets under CFTC jurisdiction are operating in an open and competitive manner.

The heart of the CFTC's market surveillance program is its Large Trader Reporting System. This system captures position-level data for market participants meeting certain criteria. The Large Trader Reporting System is a powerful tool for detecting the types of concentrated and coordinated positions required by a trader or a group of traders attempting to manipulate the market.

In addition to regular market surveillance, the CFTC conducts an aggressive enforcement program that prosecutes and punishes those who break the rules. The punishment meted out as a result of enforcement proceedings deters would-be violators by sending a clear message that improper conduct will not be tolerated.

Data from the CFTC's Large Trader Reporting System can help answer questions about the role of noncommercial traders in U.S. energy futures markets. A current snapshot, current as of last Friday, of these positions shows that noncommercial traders, those who are commonly labeled as speculators, hold about 25 percent of the so-called long positions, that is the positions that will appreciate if gasoline futures prices rise. The remainder of open positions are held by commercial traders, that is producers, refiners, retailers, and those who are commonly referred to as hedgers, in other words those who are using futures markets to reduce their commercial risks.

The role of noncommercial traders in futures markets has been studied extensively, both by CFTC economists and others. One lesson from these studies is that noncommercial traders are necessary in order for futures markets to facilitate the needs

of hedgers. In order for hedgers to reduce the risks they face in their day to day commercial activities, they need to trade with someone willing to accept the risk the hedger is trying to shed.

Therefore, both hedgers and speculators are necessary for a futures market to perform its socially beneficial role of transferring risk from those who do not want it to those who are willing to accept it for a price.

Noncommercial traders are a diverse group with diverse trading objectives. Managed money traders, including those called hedge funds, fall into the category of noncommercial traders because they do not have a commercial interest in the product upon which the futures contract is written. As a group, managed money traders represent a large portion of the noncommercial positions in unleaded gasoline futures markets.

The chart* that I have attached to my written testimony that you have before you provides a snapshot of participation by managed money traders in the October 2005 unleaded gasoline contract traded at the New York Mercantile Exchange. I call your attention to the three vertical lines at the end of that chart. These are the positions immediately following Hurricane Katrina. It shows that as a group managed money traders reduced their positions, that is they were selling, as market prices, represented by the continuous line, were soaring. A conclusion that can be drawn from this chart is that managed money traders and speculators in general do not have perfect foresight.

---

* The chart has been retained in committee files.

A common speculative trading strategy is to simultaneously establish offsetting positions between crude oil and the products that are refined from crude oil, that is gasoline and heating oil. The trading strategy is referred to by traders as the crack spread, the name reflecting the cracking process of turning crude oil into refined products.

In the past week, prices for refined products have moved much higher on a percentage basis than prices for crude oil. A conclusion that can be drawn from this behavior is that the increases in gasoline prices following Hurricane Katrina were driven primarily by disruptions to the refining process and not as much from increases in the levels of crude oil prices.

An important benefit to society provided by futures markets is price discovery. Looking at the New York Mercantile Exchange futures prices over the next year, one can see that the market expects prices to fall back to levels close to where they were before Hurricane Katrina.

I look forward to your questions.

[The prepared statement of Mr. Overdahl follows:]

Prepared Statement of James A. Overdahl, Chief Economist,
U.S. Commodity Futures Trading Commission

Mr. Chairman, Senator Bingaman, and Members of the Committee, I appear before you today in my capacity as Chief Economist of the Commodity Futures Trading Commission, the federal government regulator of futures and futures options markets in the United States. Energy contracts falling under the CFTC's jurisdiction include futures and related contracts on crude oil, natural gas, heating oil, propane, electricity, and unleaded gasoline. Trading in these contracts takes place predominately at the New York Mercantile Exchange (NYMEX).

In U.S. energy markets, recent experience has shown that even small disruptions in production, refining capacity, or transportation networks can significantly affect prices in the face of high demand for energy products. Therefore, given the scale of disruptions caused by Hurricane Katrina, it is not surprising that current prices for energy

products have risen significantly. Consumers of energy products, who are paying these higher prices, deserve to know that energy prices are being set fairly in an open and competitive environment.

Futures markets serve energy producers and consumers in two important ways. First, these markets provide a means for market participants to manage risks arising from their normal day-to-day commercial activity. This risk-management activity is commonly referred to as ``hedging.'' A significant majority of futures positions held over time are established by commercial users of energy products who hedge their exposure to price risks occurring in the underlying ``cash'' energy markets. Second, futures markets are a venue for price discovery. The prices discovered through the interaction of thousands of traders provide valuable information even to those who are.not direct participants in futures markets. These prices are widely distributed through newspapers and over the internet and television so that anyone, not just professional traders, can observe futures market prices and can use these prices as a reliable benchmark upon which to guide forward-looking decisions. The prices discovered in futures markets are also used as a benchmark in many types of privately-negotiated, over-the-counter contracts.

My purpose here today is to do two things. First, I will briefly describe the methods the CFTC uses to ensure market integrity. Second, I will address the role played by non-commercial traders, commonly referred to as ``speculators,'' in energy markets under the CFTC's jurisdiction.

Methods used by the CFTC to ensure that energy futures prices are determined in an open and competitive environment. The CFTC's mission is to administer the Commodity Exchange Act (CEA), the statute governing futures trading in the United States. Under the CEA, the CFTC is the exclusive regulator of futures and futures options markets in the United States. At its core, the CEA is an anti-manipulation statute, meaning that the CFTC's primary mission is to detect and deter market manipulation and other trading abuses. The CFTC relies on a program of market surveillance to ensure that markets under CFTC jurisdiction are operating in an open and competitive manner, free of manipulative influences or other sources of price distortions.

The heart of the CFTC's market surveillance program is its Large Trader Reporting System. This system captures end-of-day position-level data for market participants meeting certain criteria. Positions captured in the Large Trader Reporting System make up 70 to 90 percent of all positions in a particular market. The Large Trader Reporting System is a powerful tool for detecting the types of concentrated and coordinated positions required by a trader or group of traders attempting to manipulate the market.

In addition to regular market surveillance, the CFTC conducts an aggressive enforcement program that prosecutes and punishes those who break the rules. Nearly one-third of the CFTC's resources are devoted to its enforcement program. The punishment meted out as the result of enforcement proceedings deters would-be violators by sending a certain and clear message that improper conduct will be detected and will not be tolerated.

In addition to the efforts of the CFTC, futures exchanges, such as the NYMEX, also conduct regular surveillance of their markets under their self-regulatory obligations as defined in the Commodity Exchange Act. Under the CEA, futures exchanges are guided by a set of eighteen core principles to ensure that futures trading takes place in an open and competitive environment. Core principles 3, 4, and 5 speak directly to the duty of futures exchanges to adopt internal rules and policies and to design futures contracts that reduce the threat of market manipulation and other sources of price distortions. In addition, Core principle 9 addresses the duty of futures exchanges to provide a competitive, open, and efficient market for executing futures transactions. The CFTC oversees compliance with the core principles by conducting periodic rule enforcement reviews to ensure that the exchanges are enforcing the rules on their books. Aside from their

assigned self-regulatory obligations to the public, futures exchanges also have private business reasons to make sure that the markets they host operate in an environment free of manipulation. Even the perception of manipulation is one of the worst fates that can befall a futures market.

The role of non-commercial traders in energy markets under the CFTC's jurisdiction. Data from the CFTC's Large Trader Reporting System can help answer questions about the role of non-commercial traders in U.S. energy futures markets. For the unleaded gasoline futures markets, approximately 80 percent of all open futures positions meet the size threshold for inclusion in the CFTC's Large Trader Reporting System. A current snapshot of these reportable positions shows that non-commercial traders, those who are commonly labeled as speculators because they do not have an underlying commercial purpose for holding a futures position, hold about 25 percent of the ``long'' positions, that is, positions that will appreciate if gasoline futures prices rise. This current percentage is slightly lower than the average percentage for similar positions over the past two years. The remainder of open positions, which represent a significant majority of positions, are held by commercial traders, that is, producers, refiners, and retailers, who are commonly viewed as hedgers. The CFTC provides on its web site (www.cftc.gov) a weekly report, called the Commitments of Traders Report, showing the aggregate positions of commercial and non-commercial traders based on the CFTC's Large Trader Reporting System.

The role of non-commercial traders in futures markets has been studied extensively, both by CFTC economists and others. One can find a long list of academic studies on the role played by non-commercial traders in affecting a variety of market characteristics across many different markets. One lesson from these studies is that non-commercial traders are necessary in order for futures markets to facilitate the needs of hedgers. In order for hedgers to reduce the risk they face in their day-to-day commercial activities, they need to trade with someone willing to accept the risk the hedger is trying to shed. Non-commercial traders take on this risk for a price. Non-commercial traders also add to overall trading volume which contributes to the formation of liquid and well-functioning markets. Futures exchanges know from experience that the markets they host cannot exist with hedgers alone. Both hedgers and speculators are necessary for a futures market to perform its socially beneficial role of transferring risk from those who do not want it to those who are willing to accept it for a price.

Non-commercial traders are a diverse group with diverse trading objectives. Managed money traders, including those called hedge funds, fall into the category of non-commercial traders because they do not have a commercial interest in the product upon which the futures contract is written. In the futures market for unleaded gasoline, managed money traders represent a sizable portion of the category of large non-commercial traders captured in the CFTC's Large Trader Reporting System. Like other non-commercials, the trading strategies of managed money traders can vary greatly from one trader to another. On average, managed money traders make up approximately 75 percent of the non-commercial positions on the ``long'' side of the market, that is, the side of the market that would benefit from increases in unleaded gasoline futures prices.

The attached chart provides a snapshot of participation by managed money traders in the October 2005 unleaded gasoline contract traded at the NYMEX. I call your attention to the last three vertical columns representing the positions of managed money traders in the days immediately following Hurricane Katrina. As a group, managed money traders reduced their positions, that is, they were selling, as market prices, represented by the continuous line, were soaring. A conclusion that can be drawn from this chart is that managed money traders, and speculators in general, do not have perfect foresight.

Managed money traders also represent a significant share of traders speculating on prices across related markets. A common trading strategy is to simultaneously establish offsetting positions between crude oil

and the products that are refined from crude oil, that is, gasoline and heating oil. This trading strategy is referred to by traders as the ``crack spread.'' In the past week, prices for refined products have moved much higher, on a percentage basis, than prices for crude oil. A conclusion that can be drawn from the behavior of the crack spread is that the increase in gasoline prices following Hurricane Katrina are being driven primarily by disruptions to the refining process, and not as much from increases in the level of crude oil prices.

As I mentioned earlier, an important benefit to society provided by futures markets is price discovery. Looking at NYMEX futures prices for wholesale unleaded gasoline over the next year, one can see that the market expects prices in the future to fall back to levels close to where they were before Hurricane Katrina. Overall however, the futures market reflects expectations that gasoline prices a year from now will be significantly higher than prices a year ago. Of course, such expectations depend on many variables, including how quickly refinery facilities and transportation networks return to normal operations. I look forward to your questions.

The Chairman. Thank you very much.

Now, did you have a more detailed statement? Did you have a more detailed statement?

Mr. Overdahl. Yes.

The Chairman. It will be made a part of the record, as you know.

Now, we will follow the procedure that I announced, and I think under that, Senator Burns, you are first. We will keep a clock on all of us, but I want to be as generous as I can, but you know there are plenty Senators, so let us stick to our time.

Senator Burns.

STATEMENT OF HON. CONRAD BURNS, U.S. SENATOR
FROM MONTANA

Senator Burns. Thank you, Mr. Chairman. Thank you for this hearing. I think we have all got concerns. We had concerns about this even before the tragedy in the gulf, because if you come out of agriculture not only do high oil prices and high gas prices drive the prices of fertilizer and everything that we use on the farm, our petrochemicals, our transportation to put a crop in--and of course, when you live in Montana you are at the end of the line. In agriculture, you sell wholesale and buy retail and pay the freight both ways. So it really hits us.

Mr. Overdahl, of course I have been around traders just about all my life as far as futures are concerned, and of course you buy on facts and sell on rumor if you are a speculator. Give me some idea on the percentage, the difference between--how many speculators do you have in the market as a rule and how many people really use the market as a hedge in either selling their product or hedging the cost of the product?

Mr. Overdahl. One way to answer that question is to look at the commitments of traders report that the CFTC publishes on a weekly basis. This is an aggregate summary of all traders across--it comes from our Large Trader Reporting System, but it provides the aggregate numbers based from those reports.

From that you will see a summary figure of commercial traders, in other words those who are actually in the market as refiners or producers or users of commercial--have commercial interests in the product--versus the noncommercials, that includes perhaps hedge funds and others who do not have a direct link to the underlying cash market. From that, it varies across markets and it varies in multiple dimensions.

For unleaded gasoline, we break it out between long

positions and short positions. About 25 percent of the long positions held in the unleaded gasoline futures markets are held by noncommercial traders. However, they are also, some of them, on the short side. So in net they have been long most recently, but that is a rough idea.

In other markets, crude oil and natural gas, you see a different pattern. You see the noncommercial traders, so-called speculators, on both sides of the market, on the long side and the short market. But importantly, you see them also playing a big role in spreading, spread trades across related markets and across related contracts within the same complex. That is a bigger role in those markets and differs from what we see in the unleaded gasoline futures market.

Senator Burns. I assume then those in a long position, if I was a speculator in a long position, there is a time when you have got to--you do not want to take delivery on the product, but sometimes they do take delivery?

Mr. Overdahl. In the futures markets very few actually take delivery. It is much less, on average much less than 1 percent of all open positions are settled by physical delivery. Most contracts are settled by offset, and that is because these are primarily risk management contracts used by hedgers. They have their own commercial day to day risks, but they can manage those risks by opening and offsetting positions in the futures markets.

Senator Burns. Do you get the feeling that it could be the tail wagging the dog every now and again?

Mr. Overdahl. Well, that is always the question. I think that what we see--it is a balancing act for the exchanges. They need the speculators in there to absorb the risks that hedgers are trying to unload. One way they handle that is through position limits to make sure that not any one trader or any single position can dominate, and so that you cannot have that type of influence.

Senator Burns. Ms. Watson, with the storm down there I have just got a couple questions for you. You are one of the parts of government that really makes money for us, the Minerals Management Service. Tell me about the people that you have in the gulf? Are all of them safe, and how will you operate now that you have been moved out of most of your facilities down there?

Ms. Watson. Well, thank you for asking. Right now, unfortunately, we are still trying to locate 67 of our people. We had about 100 people we were not able to locate immediately after the hurricane, but they have been reporting in. We have some confidence and hope that they have not been injured or killed in the hurricane, they have just not called in. We are getting calls from them, but right now we have not been able to account for 67 folks that work for us at MMS.

As I said, we set up a COOP office in Houston. We have 100 people there right now working and doing their duties. We have put other folks on administrative leave. About 25 percent of our employees have lost their homes in the hurricane. Many of them lived in the New Orleans area. We are assessing how many more people we need to move to Houston and for how long as we work with the local authorities in Metairie, Louisiana, where our office was located, to determine when it will be safe for them to return. It is day by day on that score.

Senator Burns. Well, good luck to you, and I know you have got a challenge down there. If we can be of any assistance, let us know.

Ms. Watson. Thank you.

Senator Burns. Thank you, Mr. Chairman.

The Chairman. Thank you.

Does that mean they could be dead?

Ms. Watson. Well, we hope that is not the case. What I hear from the people at MMS is they feel optimistic that that is not the case. The office is located outside of the immediate impact of the storm. It was in an area that had to be evacuated and it is an area that is kind of dicey right now. It is a bit of a lawless area. They do not allow anybody in there.

But we are getting calls from people coming in and probably they are tending to their families first and calling their employer somewhere down the road. So that is what we are hoping, and we are trying to find out where they are.

The Chairman. Senator Bingaman.

Senator Bingaman. Thank you very much.

Mr. Caruso, let me just ask a couple of questions about your information-gathering. The main focus of this hearing is the adequacy and reliability of our refining capacity. What information does your agency require refiners to provide to you with regard to their current activities?

Mr. Caruso. Thank you, Senator. Each week we receive from all refiners, a sample--we sample about 92 percent of the refining capacity--on what their production, byproduct, and their output is. Then we also collect more detailed information on a monthly basis. But we do have weekly reports from most refiners.

Senator Bingaman. Do they give you weekly reports on the extent of their output? One of the statements in your testimony concerned me, where you talked about how the outages of refining capacity in July and August had caused something in the range of 15 or 16 percent increase in the price of gas. But you knew about that outage before it happened or at the time it happened, or at what point?

Mr. Caruso. In terms of outages, we get that information from commercial services. We do not get outage reports per se. We get weekly reports on output, and of course if a refinery is down for maintenance or what have you that would be reflected in the weekly reporting.

One clarification on the increase in prices. It was outages of refiners were one of a number of factors, including of course strong demand and other factors on the world market as well.

Senator Bingaman. It strikes me the analogy that comes to mind is when we were talking about electricity in the hearings we had on the energy bill, one of the concerns was that there did not seem to be real good visibility into outages and decisions by power plant operators to shut the operation down for maintenance or whatever.

I am sort of gathering that we have a similar problem in this area. We do not have good visibility into the decisions to shut down refineries. Am I wrong about that? Do you feel that you are on top of that situation?

Mr. Caruso. Well, as I mentioned, we do not get specific reporting on that factor. We only get that through the commercial trade publications, which on a monthly basis do report on which refineries have scheduled maintenance and scheduled outages.

Senator Bingaman. But there is nobody trying to coordinate the scheduled maintenance among refineries?

Mr. Caruso. That is correct, sir.

Senator Bingaman. Do you think that might be a useful thing to have somewhere in the Federal Government, someone who is trying to encourage that a whole group of refineries do not decide to do their maintenance at the same time?

Mr. Caruso. It is certainly worth considering, Senator.

Senator Bingaman. You have another part in your testimony that concerned me a little bit, where you talk about this new requirement that we have put into the energy bill on renewable

fuel standard. You say next year is the first year of the renewable fuel standard established in the energy bill. ``While meeting the total volumes of ethanol required under this standard should not be difficult, a credit trading system must be in place and operating smoothly to enable each gasoline supplier to meet its obligation. It is our understanding that EPA and the industry are working toward this goal, but little time exists for them to get it all prepared.''

Could you elaborate on that problem? It seems to me that you are subtly trying to flag a problem for us that we need to know about.

Mr. Caruso. I believe that refers to the phasing out of the MTBE.

Senator Bingaman. No, I do not believe so. I think that that is separate, you deal with that separately in the previous paragraph. This is on paragraph 9 of your testimony. I think that the need to establish this credit trading program with relation to renewable fuels is a separate requirement which EPA needs to get up and running. I am just wondering if we have got the various parts of the Government talking to each other to see if this is getting done and can get done on time or if this is a problem that we are going to hear about later.

Mr. Caruso. Well, I would be very happy to provide that information for you for the record, Senator.

[The information referred to follows:]

The concern we were addressing was the overall assessment of the future petroleum product supply situation in the aftermath of Hurricanes Katrina and Rita, and moving forward into next year. In 2006, the refining industry will be faced with implementation of two clean fuels programs and the requirements of EPACT 2005. These requirements include the final phase of the Tier 2 gasoline sulfur program, the introduction of ultra-low sulfur diesel. the possible loss of MTBE as a gasoline blending component, and implementation of a more aggressive mandate for renewable fuels. We believe the industry was on track to fulfill their commitments with these programs.

However, the tight supply situation for petroleum products, the significant loss of supplies and loss of time to perform maintenance and system upgrades as a result of the two hurricanes leaves the industry little room for error or unexpected glitches in fulfilling these commitments. It is our understanding that EPA is working diligently with other government agencies and industry to ensure that the current implementation schedule for clean fuels is maintained and that EPACT 2005 requirements are implemented in such fashion that consumer demand will he fully met.

Senator Bingaman. Okay.

I think Mr. Slaughter in his testimony has an attachment number 4 which gives a fuels time line listing all of the requirements EPA and others and ourselves through the energy bill are imposing on those involved with refining. I would appreciate if you would look at that and see if we have got--if everyone is talking to everybody about the doability of these various efforts.

Mr. Caruso. I will, Senator.

[The information referred to follows:]

We believe industry is working with both Federal and State governments to ensure that all are on track to fulfill commitments with the programs listed in Fuels Timeline presented by Mr. Slaughter during his testimony. It is our understanding that EPA is working diligently with other government agencies and industry to ensure that the current implementation schedule for clean fuels is maintained and that EPACT 2005 requirements are implemented so that consumer demand is met. Note, however, EPACT 2005 imposes several new fuels-related requirements on

DOE, and in some cases authorizes funding, but Congress has not appropriated the funding that would be required to implement those requirements.

Senator Bingaman. Thank you.
I will stop with that, Mr. Chairman.
The Chairman. Thank you, Senator Bingaman.
Now we are going to on our side go to Senator Craig.

STATEMENT OF HON. LARRY E. CRAIG, U.S. SENATOR
FROM IDAHO

Senator Craig. Mr. Chairman, thank you very much. To our witnesses, thank you.

Let me say at the outset that I think this committee over the course of the last year can be very proud of its work product. You have mentioned it in your opening statement, Mr. Chairman, but in a very bipartisan way we have produced a very positive energy product on July 29, 2005. The great problem is that we did not produce it on July 29, 2000. But this committee at that time could not come together. The marketplace brought us together finally. We became less selective on what we were attempting to do for our individual political interests and I think we finally produced a comprehensive and now very timely energy policy for our country.

Having said that, we will work our way through the current situation. But I have a couple of observations. I find out there are no hearings scheduled on the 25 to 150 percent increase in the cost of housing over the last 2 years across the American real estate market. For some reason, Congress simply is not interested in the cost of housing. That is the marketplace at work and we can choose it if we wish to or we, hopefully, can sell our home at the right time and gouge like everybody else might be gouging. But then again, that is the market and we are going to leave it alone.

But today, we are extremely concerned about the run-up in the cost of energy. I do not disassociate myself with the comments of our chairman and the ranking member. What we are doing here today is legitimate and responsible, and if gouging is occurring then we ought to be at it and understand why it is, and I would hope the responsible corporate citizens of this country would not play that game and take advantage of difficult situations.

But the facts are out there as it relates to the supply of gas, the demand of gas, imported gas. All of those figures this committee, like no other in this Congress, is aware of, and we know of the tight supplies you are all talking about.

Mr. Overdahl, you did mention I believe one thing, either you or Mr. Caruso, the price of refined moved faster than the price of crude. Which one made that statement as it relates to the last week?

Mr. Overdahl. I did, yes.

Senator Craig. How much faster in that relationship has it moved, let us say in that week's period of time, than over the last year as crude moved up in the market?

Mr. Overdahl. Well, to give you a specific answer, I can provide that after the hearing when I can go back to my office and check that. But in general, just making an observation on the spreads themselves, I would say this is a very unusual situation following Katrina. You have not seen a spike in that spread between refined and crude oil products like that any time over the last couple of years.

Senator Craig. And you cannot say how much greater it was than the normal patterning of price at the pump versus crude in the world market?

Mr. Overdahl. Specifically, no.

Senator Craig. Is that gouging or is that speculation?

Mr. Overdahl. Well, it is a reflection, I suppose, of--because the difference has to do with refined product versus the input into making the refined product. It has something to do with disruptions in the refining process.

Senator Craig. So the spike, you are not willing to label it? You are willing to define it, but you are not willing to label it?

Mr. Overdahl. It is what we observe in the market, yes.

Senator Craig. Okay.

Rebecca, could we go back to your first chart. I would like to have you turn it. We have seen it, but the audience has not seen it. On the eastern side of the path of Katrina, why is there--why are there no wells in there? Is there no oil there?

Ms. Watson. There are resources there, oil and gas, but----

Senator Craig. But?

Ms. Watson. That is an area that is subject to a congressional and presidential moratoria.

Senator Craig. In other words, Congress did it to the American consumer by denying the right to explore, develop, and produce for the market oil that could have come out of that area?

Ms. Watson. That is a correct statement, yes.

Senator Craig. How many other coastlines of America look like that, where there are known oil reserves?

Ms. Watson. You are looking at the only part of the American coastline where we can produce, and that is the central and western part of the Outer Continental Shelf. The entire rest of the lower 48 is under a congressional and presidential moratoria, and then around Alaska there are portions that are also under some moratoria. But as a rule, the entire coastline of the United States of America is under a moratoria but for the central and western part of the gulf, which is depicted on this map.

Senator Craig. Is it possible the anger of the American consumer is misdirected at those who produce it instead of those who deny production? I do not want you to answer that.

One last question. What is the general answer, Mr. Caruso, you can give as to why our country once had 300-plus refineries and today only has 100-plus refineries in the market?

Mr. Caruso. The main reason is that the refining sector of the oil business was a very poor investment during the 1980's and most of the 1990's.

Senator Craig. Why was it a poor investment?

Mr. Caruso. Because prices were relatively low and profitability was very low in that particular sector of the industry for a period of----

Senator Craig. Because the cost of sustaining or building a refinery was higher in relation to yield?

Mr. Caruso. Yes.

Senator Craig. Or return?

Mr. Caruso. Yes, sir. Return on investment was much lower than the average manufacturing part of industry.

Senator Craig. Do you know if it is true that EPA requires tank farms to keep levels of gas at a certain level in the tank for purposes of fumes that might be emitted? There is a report today out of Oklahoma that some companies were willing to put more into the pipe but were denied that by EPA. Do you know if there are restrictions as to volumes and capacities that are needed to be sustained in tank farms?

Mr. Caruso. I am not familiar with that restriction, Senator, but would be happy to check on that when I----

Senator Craig. Would you do that for this committee? I think that is important to understand, that if we had reserve

capacity out there in different storage facilities around the country but we were denied the right to enter it into the pipeline because of environmental concerns or certain Federal standards?

Mr. Caruso. I will.

[The information referred to follows:]

EIA understands that the issue referred to by the Senator concerns large above-ground storage tanks with internal floating roofs. The floating roof is designed to keep vapors from accumulating in air space above the liquid in the tank as the tank is drained, then being emitted into the atmosphere when the tank is refilled. In normal practice, and as required by law, the tank is not emptied below the minimum level at which the roof floats on the surface of the liquid, rather than resting on its leg supports. During the period of supply tightness following Hurricane Katrina, we understand that the American Petroleum Institute asked the Environmental Protection Agency (EPA) for an interpretation of the applicable regulations, specifically as to whether terminal tanks could be drained further during this unusual period, so as to provide additional supply. We do not know what action was taken on this request by EPA, and respectfully suggest that further inquiries on this subject, if any, be directed to that agency.

Senator Craig. Thank you.

Thank you, Mr. Chairman.

The Chairman. Thank you.

On the Democratic side, I understand that Senator Wyden was next.

STATEMENT OF HON. RON WYDEN, U.S. SENATOR
FROM OREGON

Senator Wyden. Thank you, Mr. Chairman. Mr. Chairman and colleagues, I may be in the minority again, but I think a major factor in these skyrocketing prices is that the Government is not in the consumer protection business any more. The Federal Trade Commission, we have not heard word one from them. The Justice Department, the same thing. The Energy Department, the same thing.

I want to read you, Dr. Overdahl, a quote that appeared in the Dow Jones Newswire a couple of days ago, talking about oil commodity traders, the people that you have jurisdiction over at your agency. I want your reaction to one comment several days after Katrina--this comes from a Mr. Addison Armstrong, manager of exchange-traded markets, TPS Energy Futures, LLC, in Stamford, Connecticut, and he said, and I quote: ``There are traders who made so much money this week they won't have to punch a ticket for the rest of the year.''

Now, this is the New York Mercantile Exchange. This is talking about people trading in the days after Katrina. What happens in an instance like that? I assume you get the same kind of clippings that I do. This was sent to me from folks in Oregon. What happens in an instance like that? How do you protect consumers when you have an allegation like that?

Mr. Overdahl. I have read that quote as well. I have also read last Friday's Wall Street Journal, which had an article about the number of people who missed participating in that.

Senator Wyden. So there should have been more people doing that kind of thing?

Mr. Overdahl. No, what I am saying is--no, no. What I am saying is that there are speculators on both sides of the market. One of the things that we observed from our Large Trader Reporting System in the days immediately following Katrina is that a lot of these people were actually selling their positions. Now, granted a number of them made money, and

that is how they do their job, that they earn a return from providing this service.

Senator Wyden. So it sounds okay to you from what you are saying to me? Just part of the market, I take it?

Mr. Overdahl. It is part of--it is a balancing act always with these markets. You need the participation of these traders to absorb risk. And the exchanges do limit their participation, but they also need those traders to make these markets work.

Senator Wyden. Do you contact this person to try to investigate if maybe this was not just garden variety markets 101?

Mr. Overdahl. I am not familiar--I am not sure what we have done with respect to that particular instance.

Senator Wyden. Because it seems to me this cries out exactly for the kind of thing you ought to follow up on. This guy is saying people are making out so well they are not going to have to do anything else for the rest of the year. I am going to move on, but at a minimum it seems to me you ought to be following this kind of thing up.

The second area I want to ask you about is, I guess we read the Wall Street Journal a different way. I heard you say in response, I believe it was to a question asked by Senator Bingaman on the differential with respect to unleaded gasoline and crude oil, that you did not see any big dramatic change. That is not what is being reported.

The Wall Street Journal published a chart showing how the price of unleaded gas in the United States had gone up 132 percent in the past year, while the price of crude oil had gone up 64 percent. So that makes it clear that the oil companies are not simply passing on higher crude oil costs, but they are also adding substantial increases to the cost of gas above and beyond the higher crude costs.

Now, that looks to me like price-gouging. I think again it is the kind of thing that an agency with a consumer protection portfolio, especially given the comments you made earlier, which seemed to me to be quite different than what I just read you, it seems to me you ought to be following up on.

Mr. Overdahl. Well, with respect to the spread between the refined products and the crude, that is in the futures market itself, not in the cash market. My comments were comparing the immediate aftermath of Katrina to what we have observed more generally. Certainly the prices of refined product have gone up, judging from that spread.

But one of the things I can assure people is that in the futures market that there are thousands of traders in these markets, that there is no single trader that can have undue influence on those prices, and that it is among the most competitive markets that you can observe, where every trader--they are sophisticated traders, trying to obtain the best price for themselves or for their customers. So it is a competitive market.

Senator Wyden. Mr. Caruso, I do not know how many times I have heard folks from your agency say that the west coast is an isolated gasoline market. That has been the agency's position again and again. But even though the west coast gets no gas from the gulf and west coast refineries were not affected, oil companies raised prices on the west coast of the United States immediately after Hurricane Katrina.

So if the west coast is geographically isolated from the gulf, as your agency has been maintaining, how can the oil industry legitimately justify these overnight price increases for west coast dealers and consumers that followed Katrina?

Mr. Caruso. Well, the market is fungible.

Senator Wyden. That is not what you all said. You said we were isolated.

Mr. Caruso. That is correct.

Senator Wyden. Do you want me to give you the quotes from your people over the years?

Mr. Caruso. No.

Senator Wyden. You did not say the markets were fungible. You said we were isolated.

Mr. Caruso. I think both are true. The west coast is isolated in the sense that there is not enough refinery capacity making the particular California-grade gasoline to serve that market, so your State and Washington as well traditionally have higher prices than the national average for that reason and, in the case of California, due to higher environmental standards, and, in some cases, taxes.

Now, once the price of crude oil and other products goes up on the NYMEX, it feeds through the whole system without--there are no price controls, as you know. So that is largely the reason.

Just as a small matter, factual matter, for this week's AAA retail prices, for the first time in a long time, the price of gasoline in California is about the same as the national average. Normally it is between 15 and 25 cents higher. So there is usually some differential.

The Chairman. Your time has expired. The Senator's time has expired. Thank you very much, Senator.

Now we are going to come back to our side.

Senator Alexander.

STATEMENT OF HON. LAMAR ALEXANDER, U.S. SENATOR
FROM TENNESSEE

Senator Alexander. Thank you, Mr. Chairman. Thank you for the hearing.

All of us, like most Americans, wish we could do more to help those in the gulf coast. I for one am particularly grateful to the hard work of utility crews who worked last weekend to keep Tennessee and other parts of the Southeast from being without gasoline because of the failure of electricity.

I want to spend my time asking a few questions, particularly, Mr. Caruso and Ms. Watson, about what Chairman Domenici called, I believe he said, the forgotten commodity, natural gas. We talk a lot about gasoline and it is a big problem, but I would suggest--and Senator Johnson and I have done some work on this--that it is not a bigger problem than the price of natural gas.

You said, Mr. Caruso, the spot market today is $11.50 per unit. What was it 5 years ago, 4 or 5 years ago, in the United States?

Mr. Caruso. Just a little over $2.

Senator Alexander. Just a little over $2.

Mr. Caruso. Yes, sir.

Senator Alexander. And at that time were we the lowest priced natural gas in the industrial world?

Mr. Caruso. In the commercial world.

Senator Alexander. And today are we the highest priced natural gas in the commercial world?

Mr. Caruso. I think so, yes, sir.

Senator Alexander. Just 2 weeks ago I was at a roundtable at Tennessee Eastman Chemical Company with 10,000 employees. 40 percent of their cost is natural gas for raw material, and the price was $9.50 2\1/2\ weeks ago. In our bill, unlike gasoline, which we know is going to stay high, not as high as it is today, we hope, we know what to do about natural gas.

I would like to ask you and maybe you could give me just a few broad estimates of which of these steps that we have taken, made an effort to change, would actually make a difference in

bringing down the price, first stabilizing and then bringing down the price, of natural gas. For example, what percent of new power plants in America have been built with natural gas during the 1990's roughly?

Mr. Caruso. I know from the latter part of the 1990's until right now it has been in the upper 90's, 98 percent or so.

Senator Alexander. Almost all. What effect has that had on the price of natural gas?

Mr. Caruso. It has certainly been a major contributor to the upward pressure on price.

Senator Alexander. How many nuclear power plants have been built in the United States since the 1970's?

Mr. Caruso. The last one I believe was actually ordered in 1978.

Senator Alexander. So the answer would be none since the 1970's?

Mr. Caruso. Not since the last part----

Senator Alexander. And if instead of natural gas power plants we had had nuclear power plants, what would the effect be on the price of natural gas?

Mr. Caruso. It certainly would--we would have substantially less demand for natural gas today than in the case you mentioned.

Senator Alexander. Well, the energy bill, which we worked together in a bipartisan way to enact just a few weeks ago, encourages the use of nuclear power and coal gasification, so we could have less natural gas.

Ms. Watson, there is something called Lease 181 down in the Gulf of Mexico, is that correct?

Ms. Watson. Yes.

Senator Alexander. Does the President have the authority today to draw a line between Florida and Alabama defining what is Florida and what is Alabama on Lease 181?

Ms. Watson. Yes, the President has had that authority for quite some time, I think about 50 years.

Senator Alexander. And if the President were to draw that line, about how much natural gas reserves are estimated to be available on the Alabama side of Lease 181?

Ms. Watson. I would have to get back to you with that answer.

Senator Alexander. Is it a substantial amount of natural gas?

Ms. Watson. It is a substantial amount of natural gas in Lease 181.

Senator Alexander. So all the President would have to do is draw the line and we could start leasing. Is there anything to stop us if he draws the line from leasing the area that is in offshore Alabama to produce more natural gas?

Ms. Watson. I really do not think drawing the line is the predicate, but I think there is a lot of natural gas in the Lease Sale 181 area. President Clinton thought this was an area that should be developed for the benefit of the United States and I think we think that the Lease Sale 181 area has a lot of resources that would benefit the American public.

Senator Alexander. Well, if you have the authority to draw the line, then why do you not draw the line so we can drill the gas and bring down the price?

Ms. Watson. I think we have a 5-year plan that we have right now out for public comment. We have asked for comment on all the areas that are under moratorium, and we are working with States to take a look at that issue that you have raised, as well as others, on how we can bring more resources to the marketplace.

Senator Alexander. Right, but this is unlike drilling off the coast of Virginia, where the legislature has said it would

like to consider drilling. There we do have a moratorium. If you draw the line there is no moratorium in Alabama; am I not correct?

Ms. Watson. I do not think that is quite accurate. I do not think the line is the predicate to that. But I take your point.

Senator Alexander. Would the opportunity to give States, such as Virginia indicated it might want to do, the option to drill for gas and oil, but let us say gas, offshore, have the potential to substantially reduce the price of natural gas in the United States? Are there much reserves out there, based on what we know?

Ms. Watson. We really do not know how much reserves are off the coast of Virginia. That has been one of the impacts of the moratoria, is we have not been able to go out there. One of the provisions in the energy bill that was just passed was a direction to go out and perform an inventory in the moratoria areas to find out what is out there.

Senator Alexander. I am about out of time. But we do know there are substantial gas reserves offshore that we are not allowed----

Ms. Watson. Based on the information we have now, we do know there are substantial resources off our coasts.

Senator Alexander. And it would be possible to drill 20 miles out, so no one could see the rigs, is that not possible to do?

Ms. Watson. Yes, you cannot see a rig 12 miles offshore.

Senator Alexander. Okay.

One last question. The energy bill provided new authority to speed up bringing imported liquified natural gas from overseas. Could you comment on whether that will significantly begin to stabilize and reduce the price of natural gas and when that might happen?

Ms. Watson. Yes, I think Chairman Greenspan and many others have testified that import of liquified natural gas will have a beneficial effect on the price of natural gas. MMS has a small role but an important role to play in the construction of liquified natural gas terminals, and I know there are many requests pending right now for the construction of these terminals, and we are working with the Coast Guard to get those constructed as soon as we can. So we are hard at work at bringing more terminals on and that is something we need to do.

Senator Alexander. Thank you very much.

Thank you, Mr. Chairman.

Senator Craig [presiding]. Thank you, Senator.

Senator Feinstein.

STATEMENT OF HON. DIANNE FEINSTEIN, U.S. SENATOR
FROM CALIFORNIA

Senator Feinstein. Thank you very much, Mr. Chairman.

In mid-August I wrote a letter to the seven oil companies that serve California urging voluntary price restraint. I wrote it to the CEOs of those seven companies. I have not had a response. I looked at the second quarter earnings of those companies and I was very much struck by the enormity of them. I now see the profits of the major companies in the first half of 2005 are on track to being the highest in 5 years.

I find this hard to reconcile when everyone knows that the consumer is pushed to the brink. I come from a State with long commutes with no alternatives, and I look at some of these profits for the first half of 2005--ExxonMobil, $31 billion, up from $15 billion in 2001; ConocoPhillips, $12.1 billion; BP, $20.9 billion; Shell, $20.3 billion.

According to Mr. Caruso's agency, refiners' margins have grown to 40.8 cents per gallon of regular unleaded in 2004, the

highest level over the past 17 years. Then if you read Credit Suisse First Boston, they have just raised the profit margin estimates for U.S. gulf refineries by 67 percent to $15 per barrel from $9 per barrel.

We see the price of oil is going to bankrupt airlines, destroy major legacy carriers, and it is just a question of time before it begins to destroy the economy. One of the things I learned in the energy crisis in California is that there is very little consumer loyalty, there is very little response to consumers' needs. I find it inordinately puzzling why there is no voluntary price restraint.

President Bush before the Gulf War--this is Bush I--urged voluntary restraint. I would hope that President Bush would urge voluntary price restraint, and I would hope if that is not forthcoming that this body would move to take action.

Mr. Caruso, let me ask you the hard question. In your view, is there price-gouging now occurring in the oil and gas markets?

Mr. Caruso. Well, of course that is not--that is the purview of the Federal Trade Commission.

Senator Feinstein. I ask your view.

Mr. Caruso. My view is that in isolated instances at specific retail outlets, based on what I have heard, most likely there have been some abuses. On the broad issue of whether there is abuse, of course it would require specific investigations.

Senator Feinstein. What would be the body that would--who would----

Mr. Caruso. The Federal Trade Commission on that issue, and then, if it is anti-competitive behavior, the Department of Justice. There are substantial numbers of opportunities for consumers to report examples of abuse, either through the Department of Energy website, through the State attorneys general offices, and a number of governors, especially in those States where price-gouging laws exist. So I think that is the track that this has to take from this point.

Senator Feinstein. Can you answer this question. How many States have price-gouging laws?

Mr. Caruso. I believe the chairman mentioned 23.

Senator Feinstein. 23.

The Chairman [presiding]. Senator Feinstein, I might mention, I think that is the correct number. But I think you should also know that they are all over the waterfront in terms of what they say. Your State says 10 percent variable, other States just use general words, and none of them have found it very easy to process currently, but they are looking at it. But 23 with varying degrees of gouging definitions.

Senator Feinstein. I do not know how one justifies the projections of the annual profits of the first half that I have just mentioned at this time. Gas prices have never been higher in the history of the United States. There clearly is a catastrophe that has just taken place. Yet the profit estimates for gulf refineries are all going up.

Can any of you shed any light on what should be done, what options you see out there?

Mr. Caruso. As I mentioned, I think if there are abuses taking place then the proper authorities within the Government should be allowed to--and will--investigate them.

Senator Feinstein. To the best of your knowledge, have there been any investigations begun? Senator Wyden touched on that.

Mr. Caruso. Any new ones? I am not aware of any. But there have been a number of investigations over the years. Most recently, I think the Federal Trade Commission issued a report earlier this year.

Senator Feinstein. Well, my time is just about up, but clearly it gives some of us a place to go to begin to demand that these prices be looked at, because I think they have reached the point where the American worker cannot tolerate the price.

I come from a two and three-tank a week State, where people have to use gas to get to work because there is not another option. If you have as much as a $40 increase in a tank it is tremendous. It is a tremendous hardship if you use two or three tanks a week.

So I think we need to get to the bottom of it. I am certainly open. I think--somebody mentioned a little earlier that listening to this hearing is like the way it was in 2001 with energy prices in the Pacific Northwest and in California. Everybody said it is somebody else's fault, and it turned out to be major fraud and major manipulation, and case after case today that is being settled shows that, I think as well as anything else.

So for me, I just want to say the distrust is enormous. I hope somebody out there is listening that controls these prices.

Thanks, Mr. Chairman. I appreciate it.

The Chairman. Thank you, Senator.

Now I am going to come back to my side and I think Senator Allen is next.

STATEMENT OF HON. GEORGE ALLEN, U.S. SENATOR
FROM VIRGINIA

Senator Allen. Thank you, Mr. Chairman. I appreciate you holding this hearing. I know it was scheduled before because even before Katrina there was a great deal of concern about the rising cost of energy, natural gas and gasoline.

First, I know that all our thoughts and prayers are with those who are suffering and trying to get back on their feet in the gulf area and those who are working long hours to get people in Alabama and Mississippi and New Orleans and southeast Louisiana back on their feet.

We do have some considerations here on a variety of fronts and concerns that we all hear from our constituents. The issue on price-gouging, let me just give you the Virginia perspective. Our attorney general in Virginia, Judy Williams Gogman--under Virginia's laws, you have to have a state of emergency for the gouging prosecutions to go forward and so a state of emergency was declared, and she actually is investigating questions of gouging where prices at a gas station went up 50 cents or more in the same day and the questions on that. So that is being prosecuted.

The other, larger issue here for policy is what many of you have heard me say for months and years now, and that is why this energy bill was so important, that an energy policy for this country, and it is now exacerbated by the remnants or the aftermath of this tragedy, this catastrophic hurricane. That is how important energy is for jobs and our economy. It is important for the competitiveness of our country and manufacturing in particular, and also for our national security.

Now, the President in reacting to this situation has suspended many laws and regulations, and it is to make more--whether it is natural gas and in more cases gasoline more available. He suspended a slew of these regulations that do affect gasoline and refining and distribution to make gasoline more available to mitigate these skyrocketing prices.

Clearly, some of these regulations were having an impact. My question really, when you look at this situation, is how

many of these regulations actually ought to be permanently suspended? How many of these laws and rules and regulations ought to be modified, and which ones ought to go back into effect once the emergency has ameliorated months from now?

Mr. Caruso or Ms. Watson, do you see any of these regulations that you think ought to be permanently suspended? It is amazing how many regulations there are. In particular let me bring up one where the President suspended the regulation on reformulated fuels. The Energy Committee memo points out how there are 100 different fuel formulations in this country, these special gasolines or boutique fuels specifications, and all the fuel-switching rules. I know Senator Byrd shares my concern on this.

These special gasolines cost more to produce and are difficult to trade among markets--lack of fungibility. In addition, these fuels make the use of existing transportation fuel infrastructure for fuels less efficient and correspondingly more expensive to run. These costs are passed on to consumers. A large number of fuel types also limits flexibility in production, distribution, particularly if a disruption occurs.

Would you think that a modification or permanent suspension of that rule or some sort of modification would be appropriate? I note in the second panel the AAA has this as one of their recommendations. What would either of you care to say on suspending or modifying that regulation and coming up with maybe eight, ten different fuels, because we have such tapped-out, fully utilized refinery capacity here in this country, that if you had fewer types of formulations there would be less costs to the consumers? Would either of you care to share any of your perspective on that?

Mr. Caruso. Thank you, Senator----

Senator Allen. Or any other regulation you think ought to be modified or eliminated?

Mr. Caruso. Thank you. I think it is an accurate statement to say that this phenomenon of boutique gasolines does reduce flexibility. There is no question about that. The point that you made about transportation and the inability to use one fuel in a different market makes it particularly difficult in a time like this and in a time of tight markets. So there are clearly some benefits to reducing the number of types of gasoline.

However, there are, as with anything in the case of these types of environmental requirements, tradeoffs between the environment and in this case supply flexibility.

The other issue with respect to a single or a smaller number of types of gasoline, if you were to impose one standard or several standards it could of course raise the costs in those regions where perhaps they are using those fuels which require a lower cost of refining. An example would be RFG, reformulated gasoline, which probably costs 7 or 8 cents a gallon more.

Senator Allen. Let us assume you picked one or two or at most three reformulated fuels for nonattainment areas and then another fuel for those that are in attainment as far as air quality is concerned, thereby coming up with in that case about four, and then you have the three different grades--premium, midgrade, and lower octane. Would that not reduce the cost of gasoline and also to some extent alleviate the pressure we have on our limited refining capacity here in the United States?

Mr. Caruso. It certainly would be worth looking into, and I believe that the EPA, after the passage of EPACT 2005, is doing just that, Senator.

Senator Allen. We may want to do it more quickly.

Mr. Caruso. Yes, sir.

Senator Allen. I have 13 seconds left. I want to associate

myself with Senator Alexander's remarks. Let me ask you right quick, Ms. Watson, in all those damages out there on the gulf coast on the oil rigs, were any of them damaged by Katrina that resulted in oil spills?

Ms. Watson. No, so far our investigation has shown no oil spills from any damage to the platforms. All the safety systems that we have which shut off oil both at the surface and at the seafloor worked to prevent that. Of course we are still going out to investigate, but so far we have seen no oil spills in the Outer Continental Shelf.

Senator Allen. Thank you.

Thank you.

The Chairman. Thank you very much, Senator.

Now, we are going to go to Senator Dorgan. Then, on our side, Senator Murkowski, you are next.

STATEMENT OF HON. BYRON DORGAN, U.S. SENATOR
FROM NORTH DAKOTA

Senator Dorgan. Mr. Chairman, thank you. Let me make just a couple of comments with my time.

My neighbor filled up his car and his son's car yesterday, 15 gallons in each car, and it was $103. The American people understand that kind of sticker shock with what has happened with the price of gasoline. I acknowledge that the hurricane has caused enormous difficulties. But this hearing was called before that hurricane. The price ramp-up occurred before that.

One of my colleagues gave a rather spirited defense of the oil industry. Let me give a spirited defense of the consumer just for a moment. Let me also say that the energy bill that was signed into law does require the Federal Trade Commission within 90 days to begin an investigation of gasoline and oil prices. I wrote that provision. It stayed in in conference. But having the FTC do this hardly gives me a great deal of hope. I wrote the piece, but their past experience does not give me a great deal of hope.

But let me say this. Markets. This is not a free market, just not a free market. First of all, we have got revenue-sharing from the American taxpayer to the Saudis and Kuwaitis and Venezuelans and Iraqis and others. Second, it is not a free market domestically. It is a market with clogged arteries. It is a market with OPEC pricing. It is a market with a much more concentrated domestic oil industry through mergers and acquisitions. It is a market with rampant speculation, much more than is necessary for just liquidity, Dr. Overdahl. It is a market in my judgment with massive windfall profits as well with the major integrated oil companies.

Now, the question is: where is the pain and where is the gain in all of this? Let me show you where the gain is, if I can have a chart held up. My colleague from California, Senator Feinstein, referred to this. But this shows you in 2002 a $20 billion net income for the industry and it shows you where it is going. This year it is going to be well over $100 billion at current rates.

So who is paying for all of this? Of course the consumer is paying at the gas pump. Now, with the major integrated companies moving all the way from digging in the ground to selling at the pump, they have enormous capability and capacity to price. 40 percent of that which we use, 21 million barrels a day, 40 percent is domestic. In the last 18 months the price of oil has increased by over $30 a barrel. If 40 percent of our domestic production, 40 percent of the usage, rather, is domestic, at $30 a barrel, that means the domestic industry, oil industry, is profiting, profiting above that which it previously profited, which was record profits, is profiting at

$7 billion a month, $7 billion a month, $80 billion a year. Those in my judgment are windfall profits.

I suppose we can look at this in different ways. Let me say that, yes, there have been errant public policies. That does not justify the current price and the current run-up in the price of gasoline.

Now, I propose and will propose tomorrow and introduce in the Congress a Windfall Profits Rebate Act which will set a $40 target and impose an excise tax above that for the purpose of rebating to consumers. We can sit around and talk about this. There are a hundred reasons, I suppose, that people will have that this will not work, it should not be done. The question is are you going to do nothing while we have an industry that is going to reap about $80 billion in windfall profits on a yearly basis? Are you going to say that is fine, just ignore it, it does not matter, and then have the American people pay it at the pump?

There is a big difference in where the gain is and where the pain is, and I think this Congress needs to stand up, not only for good public policy--yes, for good public policy--but also for the interests of the American consumer. That has not been the case for a long, long time when it comes to energy.

Again, we hear all this nonsense about markets. This is as far from a free market as about anything I know. There is just nothing free about this market. You have OPEC countries. You have a substantial amount of the oil on this little planet that is under the sands in a small area. You get a bunch of people around a table and they decide how they are going to deal with price and also with production. Then about 40 percent of that which is produced in this country and sold in this country is sold by increasingly concentrated markets from mergers and acquisitions and fewer and fewer and fewer big companies that also set price.

I understand, Mr. Overdahl, what you are talking about with respect to the markets and the need for liquidity. I also understand and have studied tulipmania and all the other speculative bubbles that have occurred. I think what we have here is excess speculation and I think the consumer is injured as a result of it.

So the question is not whether we do something, the question is what do we do. Most likely the Congress will do little or nothing and talk a great deal and hold hearings. But I think, I submit that we should at this point embrace a Windfall Profits Rebate Act and give the consumer some relief.

I would exempt from a windfall profits rebate, from the taking as a result of windfall profits, I would exempt that that is going to be invested in additional production or that that is going to be invested in additional refineries. But take a look at what is happening in the industry today and you will see oil companies buying back their stock, among other things. Do you think that advances the interests of additional supplies, energy supplies for the consumer? It does not.

Again, we can sit around and gnash our teeth and wring our hands and mop our brow about this, but I do think while we do it there are people driving up to the gas pumps, paying extraordinary prices that are not justified by this so-called perverted market. I intend to introduce a bill tomorrow dealing with the Windfall Profits Rebate Act.

Now, several of my colleagues have made important and interesting points and let me say that we are a country that is hopelessly addicted to oil. We need to find ways, and the chairman and I and others, and Senator Akaka and even President Bush, who talked about moving toward a construct in which we do not have to keep running gasoline through our carburetors or fuel injectors.

We have a $3.7 billion title in the energy bill we just passed dealing with hydrogen fuel cells and that is a significant step forward. We have to remove this addiction we have. But in the short term, at the moment, we also have to stand up for the interests of the American consumer. Frankly, I think there is price-gouging in some areas. I do not allege that is the case in every circumstance, but I do believe this: This market is perverted, its arteries are clogged, this is not a free market, and the result is an extraction to the tune of $80 billion a year that is excess or windfall profits above record profit levels that already existed for this industry. I believe the Congress has a responsibility on behalf of consumers to do something about it.

Mr. Chairman, thank you for allowing me to make my say here. It is therapeutic for me at least.

The Chairman. Thank you very much, Senator.

Now we are going to come back to our side and see if Senator Murkowski has questions and/or a statement.

STATEMENT OF HON. LISA MURKOWSKI, U.S. SENATOR
FROM ALASKA

Senator Murkowski. Thank you, Mr. Chairman. I too appreciate you bringing this hearing as quickly as you have today, recognizing that this was on the table even before Katrina. I do hope that my colleague who has just spoken is wrong, that we do more than just have the hearings and do the talk, because that is not what our constituents want. That is not what the American consumers want.

There comes a point when they say: Enough, we have had enough already. Whether it is paying $100 for the 2 cars at the gas pump--or is that the point where we say we are expecting, we are demanding, our Congress, our administration, the industry, to get together and do something about it? I think we are at that point.

When world oil prices are $67 a barrel, Americans are paying $288 million a day more for fuel than we did this time last year. Those numbers kind of get your attention. We are paying a billion dollars a day more for fuel than we did 3 years ago, and this is according to the Oil Information Reporting Services. At some point in time, this starts affecting more than when you just go to the gas pump and see it ticking up and up and up. It is affecting us in our businesses. It is affecting the price of transporting our kids to school. It is affecting everything we do and how this country operates. So we get to the point where we say enough is enough.

Now, we recognize that there are things that we can do. We look at the energy bill and we can cite to some of the things that we are doing to encourage more refineries, because we know that if you have the product, if you have the oil, but you do not have the capacity to do anything with it, we are in a world of hurt.

But one of the things that I think Katrina has pointed out to us as a Nation is our vulnerability of having our energy resources to a good extent sitting in one part of the country. We have got 29 percent of our oil coming out of the region, 21 percent of our gas coming out of the region. In terms of our refining capacity, we had 10 percent of our Nation's refining capacity shut down because of one incident that Mother Nature has wrecked upon us.

We are just in the beginning of the hurricane season. What happens if we have another hurricane? What happens if there is labor unrest in Nigeria? We cannot be so bold as to say this is the end of the big crisis. I guess it was The New York Times this weekend running an article about the possibility of $100 a

barrel oil, and we have to recognize that that is not so far out of the realm of possibility.

But is that something that this country can sustain? I cannot sit before you today and not suggest that we need to do more to diversify our domestic resources. You all know that, coming from Alaska, that means ANWR, and what would another million barrels a day mean to this country if we had ANWR? We have got to be thinking about just those opportunities, and they are opportunities.

Mr. Caruso, I want to ask you a question just in terms of what we can tell our constituents. They want to know, what are you doing about the price of oil, when is the price of gasoline going to be going down? In your comments you have indicated that in the third quarter coming up we are going to see a drop, I think you said around $2.60, and then in 2006 you said it was about $2.40.

Now, you have cited in your written testimony some concerns that Senator Bingaman started to point out that we need to be looking at. You have mentioned the issue of the refinery outage problems, what we do, how we reckon with that, and is this something where we can actually time the outages so we do not see such a hit. But what about the volatility due to the MTBE issue that you have raised?

You also bring up the potential supply problems due to the ultra-low sulfur diesel program kicking in. There are some things out on the horizon that would seem to make the picture that much more bleak in terms of price to the consumer. So instead of seeing a drop in the price, quite potentially we are not going to see a drop and in fact it just continues to go up for the consumer.

Am I missing something, or what do we need to be doing different to make a difference to the consumer?

Mr. Caruso. Well, you are correct, the risks are there for even higher prices. The prices you quoted are from our medium recovery case, which assumes things go reasonably well. With respect to the point you mentioned, there are some concerns about the phasing out of MTBE and how that might affect the volumetric output of our refineries, given the behavior we have seen so far; and the point that Senator Bingaman mentioned about the ethanol requirements; and then ultra-low sulfur diesel. All three of those potentially will put further strain on our refinery system.

Senator Murkowski. Do you factor these into your mix when you have come up with your $2.40 barrel for 2006?

Mr. Caruso. Yes.

Senator Murkowski. A gallon, excuse me.

Mr. Caruso. These estimates are based on, as I say, things going reasonably well. The point you have made is that there are certainly potentials for things going wrong. But this is the medium case, and we have a higher price case and a lower price case. So the risks certainly, as we have seen, are there when you are operating a system as close to full capacity, as we are.

Senator Murkowski. What does Katrina, or not even Katrina--given what we are faced with today and the prices that we are looking at, what can we anticipate then as consumers for home heating oil for this winter?

Mr. Caruso. I mentioned in the statement that we are looking right now at about a 30-percent increase this winter for heating oil.

Senator Murkowski. Thank you, Mr. Chairman.

The Chairman. Thank you, Senator Murkowski.

Senator Johnson, it is your turn. Senator Johnson is not here.

Senator Cantwell.

STATEMENT OF HON. MARIA CANTWELL, U.S. SENATOR
FROM WASHINGTON

Senator Cantwell. Thank you, Mr. Chairman, and thank you for holding this hearing and for your opening comments about the bipartisan nature of the energy bill. I certainly went home and trekked across the State talking about tax credits for wind energy and biodiesel and a variety of other things, and found many people in my State very excited about those tools and the implementation of them.

But I also found many Washingtonians very concerned about the high price of gasoline. As my colleague from Oregon has already stated, Washington, Oregon, and California pay some of the highest gas prices in the country. In fact, over the last 36 months we have gone from $1.30 a gallon to almost $3 a gallon in the Seattle-Puget Sound area. Just this weekend as I was traveling back across the State, in one of our rural communities, I paid $3.29 a gallon to fill up my car.

So I can guarantee you that we are seeing an impact. This chart basically shows you what that impact has been on the Washington economy, and the red line just keeps going up and up and up and up.

So consumers want to know what we are going to do about this. They want to know what we are going to put in place. For an economy that has already been wrecked by electricity markets, that at the beginning of the energy crisis we were all told that, well, it is just about not enough supply and it is just about these regulations and it is all about things not being put in place, only to find out, basically after my own constituents did the investigation, that market manipulation happened.

So my constituents are very well aware of the payments being felt and they are very confused by going through the same dilemma this time about gasoline prices. They are very frustrated by the fact that someone would suggest that the FTC, as an oversight entity, would help solve this problem.

In fact, in 2004 an argument broke out between the FTC and the GAO. Basically, they issued dueling reports about whether mergers and consolidations of the oil industry raised prices, and the FTC concluded that it had little impact, while the GAO said that increased market concentration generally led to higher gas prices in the United States.

So they want to know, who is in charge of doing something about the high price of gas. Dr. Overdahl, I will have some questions for you about the CFTC and their role and responsibility, because as far as I am concerned there is a lack of transparency in the energy markets as it relates to what happens on the NYMEX and how we are looking, or I should say not looking, at physical deliveries.

Everything we found out about the Enron market in electricity only was found out by digging deeper and deeper into the records, into phone conversations, and proving the case. I think everybody knows that any type of DOJ or FTC investigation takes, not months, but years. So are we going to allow the consumers to continue to be gouged while we are doing this? I suggest not.

Now, another element of this dilemma, if I can indulge my colleagues, is the fact that we also have zone issues. Here is a gas station in Seattle selling unleaded at $2.77 a gallon. That was on September 1. Just less than a mile away or a couple miles away in Seattle, the same brand of gasoline selling at $2.97. So we are talking about a 20 cent difference in the same brand of gasoline in two different locations.

So consumers definitely want to know what is going on. So I

suggest, Mr. Chairman, working with my colleagues in the same bipartisan fashion that we worked on the energy bill, that we ought to consider this. In fact, I plan to introduce legislation regarding such, that: one, we reinstate the state of energy emergency powers given to the President of the United States in the 1970's, that basically we allowed to expire in 1981. This state of energy emergency powers to the President gave the President the ability, similar to what States have, to look at this issue of price-gouging and to figure out remedies of what level of increase is realistic.

Second, that we also give the President more ability to look at transparency of wholesale gas prices. As I just pointed out, I do not believe that the FTC or the DOJ can move fast enough to even investigate and to stop this issue. If you think back to where we were in the electricity markets, we started making these claims in January 2001 and finally in June 2001 we finally got the Federal energy regulators to act in putting in price mitigation measures. I think that most people would agree that they were effective at stopping the rapid increase of prices.

Third, I believe that this investigation of zone pricing also needs to be looked at, given that we have such disparity. If we get to a point that the price continues to rise, I believe that price mitigation similar to the energy markets ought to be implemented as well.

The American consumer is paying a great price and I think that today's hearing is just another example of how you each have responsibilities, but no one has the clear oversight and responsibility to protect consumers today. So I recommend to my colleagues that we reinstate this legislation that was actually passed by my predecessor, Senator Scoop Jackson, and implemented, and it was a tool used by several Presidents in trying to address at that point in time the energy crisis that was felt in the 1970's.

Now, if I could, I have a question for you, Dr. Overdahl, and that is about the CFTC and the ability that the futures market has on setting price. If I look at prices in Seattle I say, well, gee, what it's costing to produce is not that much more, the oil that we are getting out of Alaska, but it is a lot more expensive to the refineries, the four refineries that we have in Washington State. So why is that? And then you look at this futures price and helping to set what is considered the market-clearing price, or obviously being a reflection of the world oil price.

So what about it? What about actually tracking physical deliveries, understanding what is happening with those physical deliveries, what the payments and costs are on those physical deliveries? Do you believe that we should be doing that?

Mr. Overdahl. Thank you for that question. In the futures markets themselves, we of course do track the physical deliveries to the contracts that are under CFTC jurisdiction. The CFTC is not the regulator of over the counter markets, not the regulator of forward markets or cash markets. Much of that in the cash markets would come under the domain of the FERC. Our job is to protect the market integrity and to preserve the hedging and price discovery performance of the futures market, and we believe that the tools we have allow us to do that.

The Chairman. Thank you very much. Senator, I think your time has expired.

Senator Cantwell. Yes, my time has expired, Mr. Chairman.

The Chairman. Now, on our side, I would just make an observation so we do not have any disputes on our side. We are going to let Senator Smith, who has an immediate need to leave, go next. The way I understand it, Senator Bunning would have been next, followed by Senator Thomas, and then Senator Smith.

So we are going to let Senator Smith go ahead of both of them, if that is all right with Senator Bunning and Senator Thomas. Then the order will be Senator Smith, Senator Thomas and then Senator Bunning.

Senator Smith.

STATEMENT OF HON. GORDON SMITH, U.S. SENATOR
FROM OREGON

Senator Smith. Thank you, Mr. Chairman, and I thank my colleagues for their indulgence. I think all of us are appreciative of your leadership in holding this hearing. You began the hearing by indicating that this committee did not have jurisdiction over the FTC. I want my colleagues to know that the Commerce Committee has that jurisdiction and I chair the subcommittee over the FTC. We will soon--in fact, as I speak we are scheduling hearings on this very issue of the FTC.

I also want to express my sympathy to the people affected by Katrina. It is not in the province of the Congress to repeal acts of nature or certainly the avarice of the few. But it is in our province to try and deal with, as best we can, a dire emergency, and certainly one of the consequences of this emergency is the high price of energy.

I have heard some of my colleagues today talk about remedies tried in the past, price controls, excess profits taxes. I am old enough to remember the disastrous consequences when the Nixon administration pursued price controls. They did not work. I remember as a law student on a very short budget when Jimmy Carter pursued excess profits taxes, and I remember the gas lines in southern California. That did not work either. It may feel good in the short term, but it does not feel very good when you are waiting in a gasoline line for many, many hours, which I did on many, many occasions.

Nevertheless, there is a point at which we have to figure out what can work. We know what history tells us did not work and we have heard some of the things proposed today that clearly will not work.

But I was one of those Senators--I think I may have been the only Senator with Senator Feinstein who proposed Federal intervention in the energy crisis in California and the Pacific Northwest to do something, for FERC to do something. What we are looking for right here is the tools of what best to do. I will defend free markets all day long. I will not defend a rigged or broken market. The question I think many Americans are having is if in fact we have a broken market.

It seems to me that the FTC is not aggressively enough pursuing the issue of price-gouging. That gouging in my mind does not represent a free market. It represents fraud in many cases or manipulation in a fashion that victimizes the most vulnerable people in our society. We should not spend 1 minute defending those kinds of activities.

I suspect when all the facts are out we are going to find many instances of manipulation and fraud. That is the kind of thing the FTC should be pursuing much more aggressively.

The question I have for you, any of you can comment: Are there any benchmarks that you know of that the FTC uses to trigger the 90 days and the Justice Department pursuing price-gouging and manipulation? I do not know of any and I am wondering if anyone here does, because, frankly, there ought to be a level at which an investigation is triggered, and I am not sure that that exists.

Do any of you have any knowledge of that?

[No response.]

Senator Smith. Do any of you have any knowledge of a State law that does set a benchmark that triggers an investigation?

[No response.]

Senator Smith. I do not know that either. But these are the kind of questions we are going to be investigating in our hearing in the Commerce Committee, because there needs to be a benchmark to trigger this kind of thing that can help us identify free markets versus manipulated markets, because I do not think that that currently exists.

The question of burden of proof. Do any of you know who has the burden of proof when the Justice Department initiates an action? I suspect I know the answer and I suspect you do as well.

[No response.]

Senator Smith. It is the Government that has the burden of proof. But I am wondering if perhaps the most effective thing we could do is to change the burden of proof from the Government to the person or the company or the manipulator who is actually pursuing these kinds of trades or is guilty of it. It seems to me we need a mechanism far quicker, far more efficient, that can help to keep downward pressure on fraudulent and manipulative activities, because I think that there may be the key for providing some relief to the American consumer, because what we have got now just is not cutting it, and I think a lot of people all over the country, as Senator Feinstein said, are deeply, deeply suspicious. They support free markets. They simply will not be quiet, though, when they feel like they are victims of fraud, and I think we may be at that point with many members.

But again I want to say, price controls and excess profit taxes, I know what those mean. I remember being a student when those things were tried and I remember how disastrously ineffective they were to the American consumer.

So, Mr. Chairman, know that we are going to pursue this in the Commerce Committee. The FTC, if they do not have the authority, they are going to get it. If they are not acting, then we need somebody that will act, because I think that the American people right now are being victimized more than any free market would warrant.

Thank you, Mr. Chairman.

Senator Thomas [presiding]. Do you yield back the time?

Senator Smith. I yield it back.

Senator Thomas. Senator Salazar.

STATEMENT OF HON. KEN SALAZAR, U.S. SENATOR
FROM COLORADO

Senator Salazar. Thank you, Senator Thomas. To both Senator Bingaman and to Chairman Domenici and to the members of the committee, I just want to say thank you again for the great bipartisan effort and the great work of staff on the energy bill. It was a good product and I talked a lot about it while I was in Colorado.

Let me say that I was very much looking forward to this hearing because I think that what my colleagues have said time and time again is very, very true, and that is that there is pain at the pump and there is pain in every American family and in every American business. I think that our taking some action in putting a spotlight on this issue that is affecting America today is something that is very important for us to do.

I for one am particularly concerned also about the impact that the high rising costs of gasoline and diesel is going to have on America's farmers and ranchers. We are in the midst of harvest season all across America today, and wherever I have gone in Colorado I have talked to farmers and ranchers who believe that they are possibly going to lose their farms and ranches simply because gas and diesel prices are so high.

I talked to one farmer who has spent more on his diesel prices than he is going to get out of his product this year alone. Certainly, when they were putting together their financials for their bank mortgages last year and for their operating lines, they were not anticipating that they were going to have this 200 percent plus rise in the cost of diesel.

So I have asked Chairman Chambliss and Senator Harkin from the Agriculture Committee to hold a hearing with respect to how these high rises on fuel costs are going to impact agriculture in America.

Second, let me ask a question to you, Mr. Caruso. That is, I am quite frankly at a loss about how your agency operates, because when I look back at the figures that you gave to us back in September 2004, it appeared to me that you were predicting that for this quarter or the upcoming quarter that we would be buying crude oil at about $34 to $35 a barrel. You were looking at the purchase of regular unleaded at $1.83, $1.73 in the third and fourth quarter of this year.

Obviously, we have missed the mark by some huge numbers. In fact, almost everywhere that I have gone in Colorado I think it has been over $3 a gallon over the last several weeks. Much of this preceded Katrina. I was on a western slope town a week or so before Katrina and I saw $3 a gallon gasoline for the first time in my life.

So my question to you as the person that is supposed to guide the United States of America, the Department of Energy, this Congress, with respect to looking ahead, how is it that we could have missed the mark by so much? Instead of having $1.75 or so gasoline today, we actually have $3 to $4 price for a gallon of gasoline. How is it that we could have missed the mark? Do we have a problem with our modeling? What is the issue?

Mr. Caruso. Well, I think it is the problem of any forecaster, that there are certain things that you cannot predict. Obviously, Katrina is one, but clearly there are other issues with respect to the numbers you have mentioned. We certainly try to look at the best estimates of what economic growth would be, what the best estimates of world crude prices would be.

Senator Salazar. If I may, Mr. Caruso, though, we have been sitting in this Energy Committee now for the last 7 months looking at the charts of what our domestic production is, looking at what has happened in the last 30 or 40 years. It seems to me that we have a pretty good sense about what our supply side is going to be like. We also have seen what has happened with all of the information that we have on the increasing demand side of oil consumption here in our country and some of the global factors related to China and India coming into the marketplace.

As the energy expert of the country, it seems that you would have had all those factors in mind, or should have had them, a year ago. So, being the expert that you are, much more of an expert on energy pricing than I am, I do not understand how we could have missed the mark by as much as we did.

Mr. Caruso. Well, it is a humbling experience, Senator. The only thing I can say in reference is, what is the benchmark? What were other forecasters saying then? I would say that we were probably on the higher end of others in the consulting business or others that published forecasts.

Senator Salazar. Mr. Caruso, I guess the request that I would make of you is to take a look at whether or not the model that the EIA is using is a correct model or whether there are changes that would be more predictive. That would help us figure out these long-term prices of energy as you are making those forecasts to us.

Let me change the subject and ask you another set of questions. I very much appreciated the remarks that were made by Senator Domenici and Senator Bingaman in terms of looking at a whole host of issues that we might take to try to address the issue of high gas and diesel and energy prices. I heard some of my other colleagues comment about how part of what we need to do is go out and increase supply, and that may be part of the answer here.

But at the end of the day, if we are going to deal with making some savings from the consumption of energy within our country, I heard Senator Domenici talk about encouragement of conservation, new CAFE standards, as something that we might look at. I have seen also another piece of legislation that essentially would put in a temporary freeze with respect to gas prices until supplies are restored to pre-hurricane levels. That is a piece of legislation that Senator Levin is introducing, I think today.

Talk to us just a little bit about what would be the effect on gasoline prices and energy prices if we were able to reduce consumption by, say, 5 percent or 10 percent? What would be the impact on prices?

Mr. Caruso. Well, certainly any reduction in demand should have an impact on price, assuming that the supply is there. We have benchmarks for that and I would certainly be happy to provide the results for the record. But it is clearly, as you pointed out, important to deal with this issue from both sides, supply and demand.

Senator Salazar. I know my time is up, Mr. Chairman, but could I just ask a follow-up on that?

The Chairman. Yes.

Senator Salazar. In terms of just the concept of the reduction of consumption, how does that follow what happens in terms of the price of gasoline, based on your background and expertise on this issue?

Mr. Caruso. Well, the price elasticity of gasoline is extremely low, so that indeed in the short run there would be relatively small changes to consumption. But in the long run, we would expect that something like a 10 percent reduction in consumption could make a significant difference. I would certainly be happy to provide the numbers to you, Senator.

[The information referred to follows:]

The Energy Information Administration (EIA) estimates that the short-term changes in gasoline prices have only a small impact on gasoline consumption. For example, EIA estimates that if gasoline prices were to increase by 100 percent for a period of six months consumption would only decrease by about 7 percent. This is due to the fact that the stock of automobiles changes very slowly and, therefore, higher prices can only affect driving habits in the short run and not the choice of cars.

Senator Salazar. I would appreciate that very much, Mr. Caruso. And thank you for your testimony here today.

[The prepared statement of Senator Salazar follows:]

Prepared Statement of Hon. Ken Salazar, U.S. Senator From Colorado

Thank you, Mr. Chairman, for holding this hearing. I want to just take a minute to quantify the problem we face. Based on government numbers, in Colorado, the average driver drives about 14,000 miles per year and the average family drives about 27,000 miles per year. One year ago today, the average price for a gallon of gasoline in Colorado was $1.81, but today the average price for a gallon of gas in Colorado is $3.10. For an average driver, that will mean $900 more spent on fuel in the next year. For the average family, that will mean $1700 (one

thousand seven hundred) more spent on fuel in the next year. That is a lot of money.

And this problem is hurting our farm communities even more. In Colorado the farming communities are being hit much harder than the average American, because it is now harvest time. At harvest time our farmers have to use a large amount of fuel to harvest their crops. I have been receiving an increasing number of phone calls from Colorado farm groups whose members are extremely concerned with these rapid, rising costs. It is my understanding that one farmer in Kit Carson County will need an additional $46,000 more for fuel costs alone just to be able to harvest this year--that is not including any surcharges he might be charged for this fuel. I have also heard that a farmer in Morgan County has been turned down for additional loans at banks to cover these costs because they are already overextended with their existing loans.

Mr. Chairman, everything I do in Washington is based on what I think the people in Colorado want me to do--from Wray to Grand Junction, from Fort Collins to Trinidad. I have been busy touring every corner of my state this past month talking about energy and the energy bill. And the message I have come back with from every corner is clear: Coloradans want transparency and fairness with the way prices are set at the pump. This was what they asked me for before Hurricane Katrina, and their message is even stronger now.

Mr. Chairman, I know how we got ourselves in this position: years of malignant neglect. Just last month the Energy Bill was signed into law, and while it is a respectable bill--and one that I support--it is clear we must do more.

For years DC has closed its eyes to the rising demand for oil in our country, and instead of working to reduce that demand, we have only worked to increase its supply.

By temporarily reducing our national supply, the effect Katrina has had on the price of gasoline is really just an indication of things to come. If America's demand for oil continues to increase as it has in past years, prices will continue to go higher and higher, hurricane or not. What the hurricane has done to gasoline prices is simply accelerate the process.

We cannot drill our way out of this problem.

The current administration is singing a tired song, and will continue to do so in the weeks to come: they will say that if we just drill in more places, and drill faster, then the increase in supply will overcome our demand and prices will go back down. But this is not the case, as any earnest look at the numbers will show. China and India continue to consume more oil while production world wide is steadying and even declining. I repeat, we cannot drill our way out of this problem. We cannot go on with business as usual.

The long term solution is clear: we need to reduce our dependence on foreign oil. And that means we need to consume less. But an administration in league with the big oil producers won't look to this approach. Measures to reduce our dependence on foreign oil were adamantly opposed by the President--both the aggressive oil security amendment that I cosponsored, and even the weak oil savings clause that passed the Senate. Neither of these provisions made the final bill.

Mr. Chairman, I look forward to this hearing, and I look forward to learning some real answers to the very real problems we are facing.

The Chairman. Thank you very much, Senator.

Senator Thomas.

STATEMENT OF HON. CRAIG THOMAS, U.S. SENATOR
FROM WYOMING

Senator Thomas. Thank you, Mr. Chairman. Again, thank you for this hearing. We are all very concerned about where we are. You have heard a great deal about the concerns from the members here.

The purpose of this hearing as I understand it is to look at some ways, to find some ways that we can have an impact on this price in the short term. We have been dealing with policy. I think we have a policy out there, but that is a long-term policy. I am very happy about it, but that is not going to change things in the short term.

You have been invited here because you are experts in this area. So I am going to switch it around and, instead of talking about my concern, I would like to ask each of you to give me your top three things you would do. What things could we do to have an impact on this price short-term?

Ms. Watson?

Ms. Watson. Well, I am afraid that my agency is more in the long-term business. We manage the offshore----

Senator Thomas. But the issue here is what can we do in the short term. How about sharing that with us? Do you have any ideas at all?

Ms. Watson. Well, I think that the energy bill has pointed us in the right direction. We need to increase our domestic supplies. That is in our control. I think that what the bill has pointed us in the direction is the right way to go, and I think we need to develop those supplies in ANWR, offshore, on the continental lands, and we need to increase our capacity to deliver those through refineries. The President has talked about the need to create refineries. Those are the types of things that will help bring down price.

Senator Thomas. You want to increase production. You want to do something about refineries. I am asking you for three things. Shorten it up, and if you can write them down. We want three ideas from each of you as to what you would do.

Ms. Watson. I think to look at the reduction of the different types of reformulated gas that one of the other Senators brought up is a good area to look at to reduce the complexity there.

Senator Thomas. Okay, all right. Let me just say that we constantly hear it is not the supply of oil that is the problem, it is the refining capacity. That is what we hear, at any rate.

Mr. Caruso.

Mr. Caruso. I think in the very short term response to the crisis, as the President and many of you have indicated, and as Mr. Salazar's question implies, consumers need to respond in a way that reduces consumption.

Senator Thomas. You do not mean changing the consumption of automobiles?

Mr. Caruso. No, I mean in the very short run. I am talking about in the next weeks and months.

Senator Thomas. Shut down our travel, okay.

Mr. Caruso. Second, something that has already been done is making the SPR available until the offshore oil production can be restored. Third, in terms of the restoration of refineries and other facilities, everything we can do to support the electric utilities to bring electricity back to the affected areas.

Senator Thomas. Specifically on those in the New Orleans area, for example.

Mr. Caruso. Yes, New Orleans, Mississippi.

Senator Thomas. Mississippi.

Mr. Caruso. Yes, sir.

Senator Thomas. And that can be done fairly short-term?

Mr. Caruso. Yes, sir.

Senator Thomas. Mr. Overdahl.

Mr. Overdahl. Well, within the markets under CFTC jurisdiction, I guess what I would recommend is redoubling our efforts on market surveillance, which any time there is unusual

activity in prices that happens.

Senator Thomas. And who should be doing that? Who has the most authority to do that?

Mr. Overdahl. Well, that authority in the futures markets would be us.

Senator Thomas. Well, is that, the futures market, where it needs to be?

Mr. Overdahl. Well, that is----

Senator Thomas. You have kind of indicated the futures markets, not close.

Mr. Overdahl. That is what we can do within the scope of our jurisdiction.

Senator Thomas. I see. How about the retail market?

Mr. Overdahl. We do not have jurisdiction over the retail market. But I think one thing we can do for consumers of information in these markets is to make sure that people are aware of the type of statistics that we publish, so they can see what is going on and have faith that these--that activity in that market is being tracked and that it is transparent.

Senator Thomas. Transparent, okay. What else would you do?

Mr. Overdahl. Well, to make sure that our enforcement program is vigorously pursuing anyone who breaks the rules.

Senator Thomas. I see.

Mr. Caruso, some people at home have suggested we ought to reduce speed limits. We could do that quickly. Is that a possibility? For those that are in a hurry to get to work, no, I suppose.

The Chairman. I did not hear your question, Senator. What did you say?

Senator Thomas. I am told by an owner of a trucking company, for example, that if they reduced--in the West we have a lot of 75 mile an hour highways--that if that were reduced to 65 it would make a good deal of difference. I do not know that.

Mr. Caruso. I think there are some specific studies on exactly what reducing the speed limit might bring.

Senator Thomas. Any other ideas short-term, anyone?

Ms. Watson. I guess I would just echo--having to go first, I was at a disadvantage. But I would agree that conservation is the best short-term initiative that we can take. So I think that that would also yield some benefits on the demand side in the short term.

Senator Thomas. Thank you.

I will yield my time, Mr. Chairman.

The Chairman. Very good.

Senator Corzine.

STATEMENT OF HON. JON CORZINE, U.S. SENATOR
FROM NEW JERSEY

Senator Corzine. Thank you, Mr. Chairman. You and the ranking member should be commended for your foresight and timeliness of the hearing.

Let me echo what my colleagues have said with regard to the tragedy in the gulf coast and the call for shared sacrifice that I think that brings. I will note to the committee today that there were a group of our colleagues that were at the World Trade Center site for the laying of the first rail for the new transportation center. Only by sharing in the rebuilding have we been able to get to the point that we are there, and I know we all have to do that here.

That said, I have some serious concerns. I have rarely been asked as many questions about a single topic as I have been over the last 3 or 4 days with regard to gas prices, seeing it as high in the metropolitan New York area as $3.79 per gallon--this is on Saturday--and as low as $2.99 less than a mile away.

I do not know whether that is zone pricing. I do not know what kind of pricing that is. That is not a market that is sensible, 40 and 50 cent ranges for oil companies, or at least distributors for oil companies.

Just to give you a few raw numbers, a year ago, according to AAA, it was about $1.80 a gallon in northern New Jersey, $2.35 a month ago, and $3.10 today. For a 15-gallon tank of gas that was filled once a week, it was about $28 a year ago, $34 a month ago, $45 today.

That is a 60 percent increase in expenses for an average citizen just in the last year. I am not much of an economist, but that sounds like a heck of an imposition.

I put that in combination with what my colleague from Oregon talked about, where crude oil prices are up 64 percent over the least year. I am very sympathetic--I grew up on a farm and I know exactly what I hear from my colleagues in rural areas. If you are from a commuting State where you have no choice on how you get to and from work, which New Jersey is, this is a big problem and it is going to have real implications for an economy that is about two-thirds consumer-driven.

I am actually going to get to Dr. Overdahl, because one thing I actually do understand a little bit is how these futures markets work. But I do not understand retail price disparities of this proportion and factually, being real, I hope that Senator Smith is as effective in his hearings as he would indicate. There clearly is something going on with how it is being distributed.

New Jersey actually has four refineries. We are one of the major refining States in the country. So the refinery product is there. I do not understand the instantaneous price movement in all sections of the country where there are supplies and it does not sound like it is consistent with free market principles.

So there are enough indications that something is afoul in the market. I want to ask the CFTC, though, have we been following whether there is an increasing element of delivery being taken in the oil markets in the settlement months over the last 3 months, and could we have those statistics? And are you working with FERC or the other agencies to understand whether there is being an accumulation of supply of refined product, the price of which is up 132 percent?

By the way, we all know it is actually up 25 percent in 1 week, while crude oil prices have gone down. Now, some of it is because of the release from the Strategic Petroleum Reserve. There is something not right about how the market is working.

Can you answer, both specifically with regard to whether people are taking deliveries and the real question, is there a squeeze going on here with regard to refined products? Are there any indications in the underlying commodity markets, which I worked in for 25 years and have more than a little bit of standing, and have seen this occur in other markets at other times and other places?

Mr. Overdahl. I apologize for not having those numbers with me at this time, but that is something we would certainly track and know, just what exactly deliveries have been over time.

To date, we have not seen any evidence of manipulation or squeezes, but we are certainly vigorously surveilling those markets to make sure that that continues to be the case.

Senator Corzine. Do you coordinate with the other agencies of government to understand what the underlying inventories are, where they lie, and whether they are controlled by some who might be taking delivery, to indicate that a squeeze might be in development?

Mr. Overdahl. Our futures markets specialists and economists within our market surveillance section look at a

wide variety of data. They are gathering market intelligence, not only from other government agencies such as the FERC or from the Energy Information Agency, which is routinely tracked, but also talking to people in the markets to find out exactly what is going on.

Senator Corzine. If those are being done, I can only hope that they are being done on a current and ongoing basis, because the red flags are there when you see the concentrations of inventories built up and then releases that occur, typical market behavior, and clearly something is afoul based on the differential that has occurred and the differentials and disparities that are showing up in the retail markets.

[The prepared statement of Senator Corzine follows:]

Prepared Statement of Hon. Jon S. Corzine, U.S. Senator From New Jersey

Hurricane Katrina was devastating, and I would like to take a minute to express my personal grief over the events happening in the Gulf Coast region. This is a national tragedy and my deepest sympathies and prayers are with the families affected. My deepest admiration is with the relief workers and first responders, and members of the National Guard who are operating under the toughest of circumstances.

But I am also saddened and angered by the slow federal response to this disaster. I know it has failed to meet the expectations of the American people and has failed the people of New Orleans. At all levels, we must do more. First and foremost, we must worry about the immediate relief of those who are suffering. This should be a time of shared sacrifice, not exploitation.

I want to thank the Chairman and Ranking Member for holding this hearing on gas prices today. Even before the devastation of Hurricane Katrina, skyrocketing gas prices was a salient issue for the American consumer. But with an energy crisis looming, it is even more critical that we address it.

The high cost of gas affects every American. Families in New Jersey rely heavily on their cars to commute to work and drive their children to school. But it is getting harder and harder to afford these daily activities. Last weekend, gas prices in New Jersey increased by an average of three percent between Saturday and Sunday. In addition, the percentage increase between today and a month ago was 30 percent--again, that is just in the last month alone! In addition, last year at this time, it cost, on average, $27.32 to fill a 15-gallon tank. Today it costs, $45.21. This in an annual increase in cost of about $930 per year. Low and middle-income families in New Jersey and across the country cannot sustain this radical increase in prices.

With the devastation caused to oil production in the Gulf, I am pleased that Secretary Bodman has moved forward on releasing oil from the strategic petroleum reserve, or SPR. But more needs to be done. If this does not take pressure off of the market in the next couple of weeks and there is no relief for consumers, then we must consider other options such as a federal gas tax holiday. We can consider a windfall profits tax on oil companies to capture the lost tax revenue. But working Americans cannot continue to pay these exorbitant gas prices for an extended period of time.

In 2000, President Bush promised he would ``get on the phone with the OPEC cartel and say we expect you to open your spigots.'' He hasn't done that--and if he's ever going to follow through on that promise, now is the time.

It is also imperative that we address the price gouging already being reported in my State and all across the country. This cannot be tolerated, and I urge the Chairman and Ranking Member to hold additional hearings on this issue.

I, along with my colleague, Senator Schumer, have written a letter to the FTC urging them to form an immediate task force to promptly identify and set up a system to prosecute the many cases of price gouging being reported across the country.

Just as this must not be used as an opportunity for price gouging, those who have been arguing for years that we must open up the Outer Continental Shelf (OCS) and the Arctic National Wildlife Refuge (ANWR) to drilling must not be allowed to use this tragedy as an excuse to drill. We are already seeing environmental hazards throughout the Gulf Coast as a result of oil rigs adrift that make it clear there is a better way.

One step toward weaning this country off of oil is investing in, and asking Americans to rely on, alternatives to driving like mass transit. Increased support for mass transit, including the $2.5 million to build a new trans-Hudson rail tunnel between New Jersey and New York in the transportation bill will not only offer alternatives to driving that help individual families save money, but they will also make a major impact on the wasted gasoline lost in traffic.

In addition, Congress and the President should encourage conservation while we take every step to restore our oil production and refining capacity in the Gulf Coast as quickly as possible.

We must take our energy policy in a different direction by increasing fuel economy through stronger CAFE standards, and promoting fuel diversity using renewable energy sources.

I look forward to hearing from the witnesses about effective ways to address rising gas prices and the growing energy supply crisis that will neither hurt our environment or economy in the long-term.

The Chairman. Are you finished, Senator? I did not hear it.

Senator Bunning, you are next.

Senator Bunning. Thank you, Mr. Chairman.

The Chairman. I am sorry it has taken so long, but there is a lot of interest today.

STATEMENT OF HON. JIM BUNNING, U.S. SENATOR
FROM KENTUCKY

Senator Bunning. It is all right. There are Senators behind me, so I can understand.

First of all, I would like to send my condolences to everybody in the New Orleans, Louisiana, Mississippi, and Alabama area. It is the worst tragedy in my lifetime, natural disaster, and I guess for everybody sitting at this committee hearing it is the worst tragedy that any of us has seen. The devastation is almost totally beyond belief.

I do have some questions about energy and I would like to start off by asking anybody at the table: domestic oil production has long been limited to the gulf coast, particularly the area that was so devastated by Hurricane Katrina. U.S. refining and shipping capacity is also highly concentrated in this part of the country. Mr. Slaughter in his statement that is in testimony of the following panel has said: ``Domestic exploration and production should be a No. 1 priority for future energy policies.''

The United States has significant natural gas and oil reserves on the North Slope of Alaska, the Western United States and the Outer Continental Shelf. How would you envision the United States tapping these vast resources and what impact would it have in buffering the domestic energy supply from supply shock? In other words, if we acted in the things that we have available to us how would that impact any kind of future shock? Would anybody like to answer that?

Ms. Watson. I guess I would go first and I guess I would just say that diversity of supply is security. Many have said that before, but the President has said that and it is accurate. All of these sources of energy are domestic. They are something that we can produce and they are something that we know how to produce in an environmentally responsible way. I think this recent storm and the storm that preceded it, Ivan,

demonstrates that we know how to produce energy offshore and we know how to put in safeguards to withstand even events such as this.

We have tremendous resources. The resource in ANWR I believe is equivalent to what we daily import from Saudi Arabia, so it is not an insignificant amount. So we have that opportunity in our country and diversifying the resources that we have at our disposal would be of benefit.

Senator Bunning. Anyone else?

[No response.]

Senator Bunning. Well, we had an oil crunch in the early 1970's, middle 1970's, in this country. the Congress of the United States did not do anything, did not do anything until this year, when we passed the energy bill. So it is not a big surprise that we find ourselves in this situation. We have been sitting on our hands in the Congress of the United States since the middle 1970's, when OPEC first acted against and supply was cut.

I do not offer that as an excuse. I offer it as a reason that you see the spiking. We produced about 65 percent of our natural oil and gas production at that time and now we are producing about 40 percent. So we are importing everything else. We do have a major problem in supply and demand, and we are not capable of really limiting the cost as the OPEC nations raise the price of oil, crude.

Of course, our 40 percent that we produce domestically is something that we are focusing on today because people think there has been gouging, and I do not know if that is true. But if there is, we ought to find it and root it out.

My problem is that 1974-75 is a long time ago and we had ample red flags in this country that we could have a problem. I think Katrina just emphasized the fact that we are at the mercy, not of our own domestic production, but of others' production. I want to send a flag that the energy bill is not going to solve the short-term problems in this country, but more the long-term problems.

Until we get more in tune with our own domestic production, both of crude oil and natural gas, I want everybody in the country to know that we have a 50-year supply of natural gas in the continental United States untapped, untapped, and environmentalists and others have restricted our ability on U.S. properties to drill for that natural gas. So we have to have a balanced policy here and we do not.

I would urge the Energy Committee and anyone else that has an opportunity that we start to balance the supply with the demand if we are going to have a problem. I hope that this committee does not drop the ball after passing the energy bill and we look for other areas for exploration. We have a chance with our reconciliation bill this year with the Alaskan Arctic Reserve. That is what it was designed for. That is what we should do with it, for production of petroleum and for the production of natural gas. I urge us to act when we have a chance, which is in the next month or 2, to make sure that we get it done.

Thank you, Mr. Chairman.

The Chairman. Thank you, Senator.

I think now we are going to go to Senator Talent, Senator Burr, and then I will wrap it up. I want to ask the remaining witnesses--we have four. I gather, looking at this, two of you are from out of the city and two of you are from the city; is that correct? Who are our witnesses?

President of the National Petroleum Refiners, are you from here?

Mr. Slaughter. Yes.

The Chairman. William Shipley, Shipley Stores, where are

you from?
Mr. Shipley. Pennsylvania.
The Chairman. Mr. Darbelnet, president and CEO of AAA.
Mr. Darbelnet. From Florida.
The Chairman. Mr. Dowd.
Mr. Dowd. New York City.
The Chairman. We are trying to figure out how we can get you in somehow before we abandon this hearing. So we are going to try. Just be patient.
Now let us move here with Senator Talent and Senator Burr.

STATEMENT OF HON. JAMES M. TALENT, U.S. SENATOR
FROM MISSOURI

Senator Talent. Thank you, Mr. Chairman. I think I get the message and I will be brief.
I did want to mention, I think it is owing to the committee with its great bipartisan work on the energy bill, just to say that the renewable fuel standard and the presence of renewables in the fuel supply is moderating somewhat prices. We conducted an informal survey of gas stations in Missouri that were pumping e-85, which is an 85 percent ethanol blend, and in a number of places as of September 2 it was selling for around $2 a gallon, a dollar less than unleaded gasoline was selling in Missouri. Once we get the distribution network worked out and enough stations pumping it to create a competitive market, then as supply increases I would expect that prices will go down as well. So that is part of the future and it was in the energy bill, and we put it in in this committee, and I think that that is the kind of thing that we need to do in the future to try and protect us against natural disasters or increases in world oil costs or blackmail from foreign oil producers.
Let me just ask one thing on the question of prices and what we can expect. Mr. Caruso, you say in your testimony that ``Both spot market prices and near-month future prices for gasoline and distillate products have risen dramatically in the days following the hurricane. Retail prices are also rising. We expect that prices will begin to fall back as production and refining capacity are restored, although the pace of restoration is at present highly uncertain.''
Now, Ms. Watson was, one hesitates to say optimistic or pleased in this context, because we are not optimistic about anything that is happening in that area, but she did seem to indicate that production was coming back on line in a manner that, if anything, exceeded our expectations maybe a week ago.
So that means we should expect prices to be falling, is that correct, Mr. Caruso?
Mr. Caruso. Yes, sir, that is what we are saying in our latest short-term outlook, that over the next few weeks and particularly months, when the additional supply comes on-stream, particularly gasoline imports, that should put downward pressure on prices.
Senator Talent. So, Dr. Overdahl, I take it your agency will be watching this very carefully, and if prices do not go down after this production comes back on line that would be a pretty clear sign that something is going on in the market that we do not like. Would you agree with that?
Mr. Overdahl. Well, I am not sure I would, because I think some of this is anticipated in those prices already. If you look at futures prices for gasoline at the New York Mercantile Exchange, you see the current October contract at $2.11 a gallon. This is for wholesale unleaded. If you go out to February 2006 you see $1.90. So in some ways that has already been built into their expectations, I think.
Senator Talent. I appreciate your candor. I do not see how,

though, if we are going to say that rapid and unexpected cuts in production are the reason prices go up, then when that production comes back on line prices will not necessarily go down. I do not understand why there would not be a parallelism in that.

Mr. Overdahl. Well, I think a lot of that is built into the expectations. So it is not just when the actual production comes on line, but the expectation that it will be on line.

Senator Talent. You are saying the market has already discounted against the possibility of it coming back on line.

Mr. Overdahl. Exactly.

Senator Talent. Well, I for one will be highly suspicious if we do not see prices go back down somewhat to reflect the situation before Hurricane Katrina. I would hope that would happen.

Thank you, Mr. Chairman, for holding the hearing. I know we have another panel you want to get to and I will yield back.

[The prepared statement of Senator Talent follows:]

Prepared Statement of Hon. James M. Talent, U.S. Senator From Missouri

First and foremost, I want to express my sincerest condolences for the families of the Katrina victims in Louisiana, Mississippi, Alabama, and Florida. My prayers are with all of the survivors who must now rebuild their lives and face a very uncertain future. I offer my sincerest thanks for all of those relief workers who are working around the clock to get aid to folks and restore power to the region.

I also want to thank Chairman Domenici and Ranking Member Bingaman for calling, then expediting, this critical hearing.

Nearly every caller to my office wants to know, ``Why are gasoline prices so high? What are the oil companies doing with all of that money? What are you going to do about it?''

I'd like to be able to tell my fellow Missourians that we can legislate an immediate solution, but we know that's not possible. This is a long-term problem that requires long-term thinking, much of which is incorporated into the energy legislation signed into law by the President in July.

We need to remember that Katrina's impact on gasoline prices wouldn't be welcomed even if pre-hurricane gasoline prices were under $2.00. So, after doing what we can to help the communities that are under water and hurricane debris, we need to address the underlying concerns with energy supplies.

We need to remember that Katrina's impact on energy prices will be relatively short-lived--it will subside when electric power is restored and the refineries and pipelines come back on line.

However, the fuel price hikes we face as a result of Katrina are indicative of some of the fundamental problems we face and began to address in the recently-passed energy bill. Global demand is ever increasing, driving up gasoline prices (e.g., China and India). It's getting harder to find new supplies of oil to replace existing production. At home, refineries operating at capacity serve as a bottleneck for gasoline supply, since it prevents the crude oil from being turned into gasoline.

We need to increase and diversify our crude oil supplies and gasoline feedstocks. This nation has substantial oil and gas off its Atlantic and Pacific coasts, not to mention the reserves in Alaska's Arctic National Wildlife Refuge. These have gone untapped due largely to opposition from local residents or environmental groups. Similar opposition has prevented the construction of a single new refinery since 1976 and has made pipeline construction quite difficult.

Thirty percent of our domestic production is located in the Gulf of Mexico, and more than 60 percent of U.S. oil imports come through ports along the Gulf. Almost half of all U.S. refining capacity is located on the Gulf Coast. Hurricane and flooding damage and electricity outages have dramatically curtailed our available gasoline supplies.

Katrina has reduced the nation's daily refining capacity by 1.8 million barrels a day, or 11%. It seems to me that this may indicate that the nation has concentrated too much of its energy facilities in too small an area. This puts our energy supply at great risk, as evidenced by the ongoing price spikes at the pump.

Greater offshore production in other parts of the country would help us avoid the magnitude of oil supply disruption we are currently experiencing. We considered allowing states to decide whether they want to explore drilling off of their coasts during the debates over the energy bill. Perhaps we need to reconsider this proposal to increase our domestic energy supplies and to reduce our dependence on Gulf of Mexico production.

Similarly, drilling in ANWR would also increase supply from a region that doesn't face hurricane risks. The increase in supply, wherever we get it from, can only help bring down prices.

Likewise, one of the most important elements of the energy legislation was our encouragement of ethanol and biodiesel production.

e-85, which is auto fuel made of 85 percent ethanol and 15 percent gasoline, is considerably cheaper that even pre-Katrina gasoline. About 90% of the ethanol used in the U.S. is sold under 6 month contracts--the average price per gallon in these contracts is $1.50. Current spot market prices for ethanol range from about $1.50 to about $3.00, with a majority of the spot purchase at $2.00. An informal survey of gasoline prices across my state on September 2 shows that e-85 is selling anywhere from 20 cents to almost $1.00 less than regular gasoline.

MISSOURI GAS PRICES
[9/2/05]

	E85	Unleaded	Difference
Columbia, MO (Central).....	2.79	2.99	0.20
Edina, MO (NW).....	1.99	2.93	0.94
Higginsville, MO (W. Central).....	2.79	2.99	0.20
Jefferson City, MO (Central).....	2.74	2.99	0.25
Kansas City, MO (West)\1\.....			
Marshall, MO (W. Central).....	2.77	2.97	0.20
Marshall, MO (W. Central).....	1.99	2.97	0.98
Maryville, MO (NW).....	2.03	3.01	0.98
Rolla, MO (S. Central)\2\.....			
Smithville, MO (West).....	2.94	3.19	0.25
St. Charles, MO (East).....	2.99	3.19	0.20
Average.....	2.56	3.03	0.47

\1\ Wouldn't give over phone.
\2\ Wouldn't give over phone. (0.20 price difference)

We are a long way away from being able to grow a substantial portion of our own fuel--we only sell 4 million gallons of e-85 fuel annually at this point--but we can't ignore the promise of these fuels, both from an environmental perspective and as a way to add supply to drop the price of gasoline. Ethanol is competitive at as little as $42 a barrel of crude oil, $48 without the current federal tax incentives, and has tremendous growth potential. Already there are 5 million flexible-fuel cars and trucks on the road that can use regular gasoline or a blend of up to 85 percent ethanol. These vehicles are produced by Chevrolet, Dodge, and Ford, which has recently announced the production of a new flexible fuel pickup truck.

I know that there are many farmers and producers in the Midwest that are excited by the prospects of growing our own fuel and are actively pursuing building plants to produce ethanol and biodiesel as fast as possible to increase the supply of this fuel.

The recently passed energy bill includes tax incentives to encourage the conversion of gasoline pumps to handle ethanol blends so

that this product can achieve greater availability outside of the Midwest.

We also need to consider ways of increasing refining capacity. I intend to explore why, with the importance of gasoline to this nation's economy, we are running at such a razor thin margin on refinery capacity. How are the oil company revenues being used, and why are returns on refinery investment insufficient to support expanding or building new refineries? We need to remove this bottleneck on our fuel supplies.

I am concerned that the lack of regulatory certainty is preventing investment in new refineries. I don't want to suggest the relaxation of environmental rules; rather I want investors to know that the rules won't change after they've committed their funds to a particular project. After committing to a project, industry cannot and should not have to recalculate plant profitability based on changing environmental requirements. If rules must change later, perhaps they either need to be applied uniformly, so the economics are the same for all existing refiners, or they need to be applied only to new plants that have not begun the regulatory approval process.

Lastly, the gasoline price crunch we are in points to the urgency of the fuel diversity encouraged by our recently signed-into-law energy bill. We simply must press on to find alternatives to dependence on crude oil, whether domestically or internationally produced.

We need to continue pursuing innovative energy sources such as hydrogen fuel cells for powering cars with hydrogen, developing more hybrid cars, expanding the use of ethanol, renewable energy, clean coal and nuclear energy. We need to make sure that we are not held hostage to any oil crisis, whether by natural disaster or OPEC decision.

I look forward to hearing from the witnesses and the chance to ask questions, though I am a bit disappointed that we don't have any oil company representatives who might be able to answer some of the difficult gasoline price questions asked by my fellow Missourians.

The Chairman. Senator Burr.

STATEMENT OF HON. RICHARD BURR, U.S. SENATOR
FROM NORTH CAROLINA

Senator Burr. Thank you, Mr. Chairman.

I looked over at my good friend Ron Wyden and realized this is not the first time we have been through hearings together as it relates to the rapid increase in oil prices. I would also point out to my good friend Ron that today it is cheaper to buy a gallon of gas in California and Oregon than it is in North Carolina. So what a reversal we have seen in a period of time.

As a matter of fact, a year ago, on August 29, in the United States the average retail price of gasoline was $1.86 for regular. This year it was $2.61. The gasoline demand a year ago was 9.26 million barrels per day. This year it was 9.4 million barrels per day. Gasoline production a year ago was just shy of 8.9 million barrels a day. This year it was just shy of 8.8 million barrels a day.

Our imports of gasoline, refined gasoline, a year ago, just shy of .9 million barrels per day. This year in August, just shy of 1.3 million barrels per day. And the gasoline stock is down to 1.194 million barrels per day, and it was at 2.06 a year ago.

Clearly, a recipe for increases in prices as we see more reliance on foreign refined product, as we see demand go up, and as we see refinery capacity in the United States go down.

If I could, let me focus on a number of things, Mr. Caruso, for you. One, the General Accounting Office, GAO, issued a report in June that found the proliferation of special gasoline blends has made it more complicated to supply gasoline and has raised the cost, significantly affecting operations at

refineries, pipelines, and storage terminals. A 2001 EPA study found that harmonization of fuel blends throughout the country could be done without major cost increases, increases in emissions, or reductions in gasoline supplies.

Has the EIA ever done an analysis on how the various blends of reformulated gas affect supply or a study on the harmonization of the number of blends?

Mr. Caruso. We have not done that study specifically. But as I mentioned to Senator Allen, there is an incremental cost of making reformulated gasoline and the study we did specifically with reference to California and the banning of MTBE last year indicated that was about 7 to 8 cents. But in terms of the proliferation of, the term, ``boutique fuels,'' we have not actually done a study.

Senator Burr. I think you also alluded to that there would be a tradeoff for that and that might be an environmental tradeoff. But in fact, if you accepted the 9 blends or 12 blends right at the top of the formulas, you would not have a tradeoff. Everybody would accept the higher, the California formula. That would not have a tradeoff with the environment.

Mr. Caruso. No. It would have a tradeoff with the price of gasoline in States that did not have the more stringent requirements.

Senator Burr. If in fact, since we have gone from 321 refineries to 129 refineries, if we focused those refineries on longer runs of the same fuel regardless of where they were going because they could now go to 50 States, would we not reach new efficiencies in production that might actually bring the price down, even for the most stringent, environmentally stringent mixes?

Mr. Caruso. It may. That would be something we would have to look at carefully.

Senator Burr. It is an interesting thing to look and study.

Let me ask you as it relates specifically--is OPEC price-gouging?

Mr. Caruso. Well, I think probably by almost any definition the answer would have to be yes.

Senator Burr. I think the important thing is that gouging is a moving target from a standpoint of a definition.

When the shift in governments took place in Venezuela--and that at one time was 22 percent of our domestic supply we got from Venezuela--did that change in government have a positive or negative impact on the price of crude oil for the United States?

Mr. Caruso. Well, certainly the strikes and the stoppage of Venezuelan oil in December 2002 and January 2003 had a negative impact.

Senator Burr. Caused the prices to go up.

Has the growth in the Chinese economy had a positive or a negative impact on the price of crude oil?

Mr. Caruso. It would certainly be one of the most important factors in upward pressure on crude prices.

Senator Burr. In a study that was put out by EIA, I think, said that you anticipated no increase in non-OPEC production. Is that a pretty safe thing?

Mr. Caruso. We expect a small increase this year.

Senator Burr. But enough to make up the growth in our economy and the growth in the world?

Mr. Caruso. No. In our longer term forecast, a large share of the incremental production will have to come from OPEC.

Senator Burr. So we really are locked into the supply coming from the same individuals. This is a pretty predictable thing as we look 6 months out, a year out. We have refinery challenges, we have the same people supplying us. If they are gouging us today, without international pressure they are going

to gouge us tomorrow.

Mr. Caruso. What is predictable is a very tight oil market, yes, sir.

Senator Burr. How much pressure was taken off of the price of gasoline as a result of lifting the clean air standards, specifically the reformulated regulations that the President lifted?

Mr. Caruso. The waiver that the EPA granted last week had to do with allowing refiners to market winter-grade gasoline earlier than normally would have been the case. We think that probably adds on a nationwide basis about 150,000 barrels a day to supply.

Senator Burr. Does a refining capacity cushion exist in the United States?

Mr. Caruso. No, sir.

Senator Burr. We have no cushion, do we?

Mr. Caruso. No, and that is one of the reasons prices spiked.

Senator Burr. Mr. Caruso, we strategically put crude oil in the ground. Should the United States think about a strategic refined petroleum reserve?

Mr. Caruso. There have been a number of studies thinking about that over the years and they have always concluded that it would be a very expensive proposition because of where to store it, the right specifications, and the need to turn that product over. So it is something that certainly could be worth looking at.

Senator Burr. I want to thank our witnesses and I want to thank the chairman. I think every member, Mr. Chairman, agrees with the comments of these witnesses that short-term conservation, the restoration of the pipeline and the product coming through that pipeline, and--maybe one you did not add--predictable regulation, which I believe is the result of what we tried to accomplish in a bipartisan way in the energy bill, is in fact the best short-term recipe.

With that, I yield back.

The Chairman. Thank you very much, Senator.

I think I have gotten everybody except myself. Does that sound right? I did not ask any questions and I am going to be brief because we are committed to the proposition of bringing the other witnesses up, however late it is. We may have to not do as well a job of letting them be heard as they deserve.

Let me ask any of you, and perhaps Mr. Caruso or Dr. Overdahl, first I think just some primer ideas to get repeated. People look at the oil and gas industry and they include crude oil and obviously refineries. You mentioned, Mr. Caruso, that we had a great diminution, reduction, in the number of refineries over a period of time in the United States, and your comment as to why was that the profits that refineries made was too small for the risks and the expenses involved in building them. Did I read you right?

Mr. Caruso. Yes, during the 1980's and 1990's, that is accurate, Senator.

The Chairman. I know people listening will not believe that because they figure everybody involved in oil and gas must be awash in money. But I always heard that the refiners were at the tail end and for some reason they were not making very much money.

Now, quickly, has that changed today? If in fact we were trying to establish a policy of building some more refineries, are we running uphill, where it is not economically feasible because of the economics that you have just described of the 1970's? Or do you know?

Mr. Caruso. Even excluding this current catastrophe, in which, of course, margins have grown tremendously, margins had

improved quite substantially in the last 3 years or so. We do think that those kind of margins, if they could be counted on, would certainly make it worthwhile to make investments in refining and other downstream facilities.

The Chairman. I just want to say and the record will reflect that the Saudi minister was in town talking about many things. I saw him and he said: We want to build refineries; we would like the United States to have more refining capacity; it is your business, not ours. But he said: I have been looking for partners; we would like to build a couple of new refineries in America with partners. He said: We cannot find any; nobody wants to build them with us.

Does that strike you--and I just ask; I do not know why you would know, but you are the closest one on this panel to maybe having an idea. Why might that be? Is it still back to where we were, that the regulatory issues and the like, nobody wants to do it? Or why would that statement be? If it is true, why would it be so?

Mr. Caruso. Of course, I am not familiar with their seeking of partners, but clearly it is the same sort of fundamentals that have caused that problem.

By the way, the Saudis themselves have now decided to go ahead with two large export refineries.

The Chairman. Well, they said that: We are going home and we are going to build two. And they said how much they were going to spend, and within a month they announced them.

Mr. Caruso. Yes, sir.

The Chairman. So they are going to produce refined product; it is just not going to be here.

Mr. Caruso. That is correct.

The Chairman. So they are going to add to the world's supply.

Now, when crude oil prices go up and down, is there a--and gasoline prices go up and down, obviously in between the crude oil prices and the gasoline something happens, like refining, right, and other things, but refining. Is it the up and down of the refined product that the price of gasoline is responding to quickly or is it the crude oil price? Which is quick and which is slow, oil prices going up, quick responses on gasoline prices, or refining going up and down, quick response on gasoline?

Mr. Caruso. It is the price of refined products at the wholesale level and in the NYMEX that gets fed through the retail most quickly. For most contracts, although they are volumetrically set, the price is indexed to either NYMEX or wholesale spot price.

The Chairman. Now again, I ask any of you, and it may be the next panel who knows more about this. But what I think the people are upset about and do not understand and I think I do not to some extent is that today they drove by a filling station and they saw the price of gasoline, and 2 days later they drive by the same filling station and the price of gasoline is substantially higher, not 5 cents but in some cases 25 cents or 30 cents higher.

Now, I ask you, in the regular market, assuming nobody is doing anything untoward, it is supply demand, it is a righteous fair play business, how does that occur? How does that price get determined and who does it, that it goes up so much in 48 hours? Does anybody know?

Mr. Caruso. Well, the retailer is always pricing his product based on whatever the price was for the last tankwagon of supply that was delivered and thinking about what the price might be tomorrow. So sometimes they are pricing on the expectations of where the market is going, so it very easily could change with the delivery of each tank truck in each

retail facility.

The Chairman. Now, let me ask, being absolutely honest--I do not believe there is gouging that is occurring by any conspiracy. I do not believe major oil has a conspiracy going on to gouge, nor do I think there is an ongoing competitive monopoly that is doing that. But I do think that it is very probable that individual retailers are not very concerned about the consumer in terms of how much they are going to raise the price, even under the scenario you have explained.

Example: You have a very big underground tank capacity. It has been filled. The price is X. You do not get any deliveries for 3 days, but the price each of those 3 days went up on the pump. Part of what you have just explained is that should not happen because there have been no refills, there is nothing in that that would cause it, but it might be expectations of future increases, right?

Mr. Caruso. That is correct, sir.

The Chairman. And as an expert, that is probably something that is done?

Mr. Caruso. That would be my opinion, yes, sir.

The Chairman. Now, what is the gauge for that? That is the best idea they have about their expectation of the future, or does somebody tell them?

Mr. Caruso. Each individual operator has to make that determination. The constraining factor, as was pointed out by several Senators, is variations within the same area. The consumer obviously can just move to the next service station.

The Chairman. Now, we have been talking around this issue of gouging, so might I ask--and again, I do not hold you to this. I do not know if you want to do it or if you know. But Mr. Overdahl, what does the word ``gouging'' mean?

Mr. Overdahl. Well, I am not sure it is a well-defined term if you looked in an economics textbook. We have heard I think Senator Burr refer to it as a moving target. I guess in my own mind it has something to do with prices that take advantage of particular supply situations, when customers, when consumers have little or few choices.

The Chairman. Would you not say that it would probably be intentional, along with what you were just saying?

Mr. Overdahl. Likely so.

The Chairman. It would seem like it, would it not?

Mr. Overdahl. Yes.

The Chairman. More times than not.

What about, Mr. Caruso, do you have something in your mind that answers that question?

Mr. Caruso. In terms of what is the definition of ``gouging''?

The Chairman. Yes.

Mr. Caruso. I would say unreasonable pricing, given the market principles.

The Chairman. Now, foreign countries that have been causing the price to go up and up, obviously somebody could say that it is all gouging because they have paid for everything, they have no expenses, the oil is very cheap to get out of the ground, but they are charging $50-$60 a barrel. Is that not what the market will bear, rather than gouging?

Mr. Caruso. Except they are restricting supply as a cartel. So I think that would, in my view, satisfy a definition.

The Chairman. Okay. In that respect, so everybody will know, there does not seem to be anything we can do about that; is that correct?

Mr. Caruso. Well, I think you have started it with EPACT 2005. You have to deal with this on a long-term basis.

The Chairman. But what I mean is we cannot tell them what to do or not to do, right?

Mr. Caruso. Yes, sir.

The Chairman. So the price that we are talking about, that we are all so worried about for our constituents and for Americans, is predominantly, no matter what we talk about American supply, predominantly dictated by the price of crude charged by those companies delivering oil to the marketplace, right?

Mr. Caruso. That is correct.

The Chairman. And currently we could have an effect by reducing our demand, but we are not the only spigot to demand, right? There are other countries and other actions that have spigots on this demand, one being China and India of late that are going up dramatically; is that correct?

Mr. Caruso. That is correct, they have the fastest growing oil consumption.

The Chairman. You are an expert. What do you say about the next 10 years? Are we going to have prices of crude oil continuing to go up, meaning that the supply is very tight and demand is very big? Or are we going to have something different and the price of crude oil is going to come down? Just use a 10-year prediction for me.

Mr. Caruso. Well, I would make it in two segments. One is that in the next 2 to 3 years I do not see much improvement in the tightness on the crude market, because of the lack of spare productive capacity and our demand forecast.

The Chairman. So that means we are talking about crude oil over $60 a barrel.

Mr. Caruso. Our forecasts are not quite that high, but certainly even in the 3 to 4-year period in the $40 to $50 range. These are not official. This is my own view. You are getting the Guy Caruso view right now.

The Chairman. Okay. But you are the best we have here, so we have to listen to you.

Mr. Caruso. Well, I do not know. Senator Salazar did not think very much of it.

The Chairman. No, he does not even try to be--where is Senator Salazar?

Mr. Caruso. But I do think that these prices will do two things. They will attract investment in the upstream and bring forth some additional capacity. So over the 5 to 7-year period, I think the supply side will improve. The second thing it will do, unfortunately, as we have heard already, is it will have an impact on demand through both consumer behavior and the economic growth of our country and the world. We are going to see slower economic growth rates as a result of higher prices.

Our models indicate going from $30 to $60 for a full year takes about 1 percentage point off GDP, and that will reduce energy consumption.

The Chairman. That is not a very happy scenario, is it?

Mr. Caruso. No.

The Chairman. Well, I want to tell you and for the record that it is good that we ask experts like you, but I do not believe it is even going to be that good. So I am acting based upon what I hear from other sources. I do not see where that new production is going to come from to make up for the demand that is going to increase, because it is not going to diminish that much unless something is really done to overtly cause it to happen, and price alone does not seem to be enough. I think it will have some, but it looks like the elasticity is not what it is for other commodities.

Having said that, I have just one question. What do you think would be the effect of a mandatory minimum level of inventory for products like gasoline and other products?

Mr. Caruso. In my view it would reduce the flexibility of the industry and I personally think that would not be the right

way to go.

The Chairman. My last question has to do with the charts we see where the major integrated companies have such large reserves of cash. What does that tell you, and why are they so big, if they are big?

Mr. Caruso. Well, they are big I think because we have seen such a quick run-up in prices. Why are they accumulating? I think there is the long memory of oil prices peaking and declining in the 1980's and staying low in real terms. So I think it will take time, but ultimately these investments will be made and they will come to fruition. If indeed the individuals to whom you refer are correct about holding a much more pessimistic view of what these investments will bring forth, then the prices will go even higher.

The Chairman. Is there any indication in that accumulation in that graph that I am seeing in my mind's eye as I have described to you that there might not be a good investment opportunity for additional production of oil and gas and-or refining capacity? If there was, would they not use it for that?

Mr. Caruso. I think they will, as soon as the expectations shift. We have heard from some of the major oil companies they are still using expectations of $25 per barrel to evaluate investment prospects. That I believe is starting to change, but we will not know that until we actually see the results of those investments.

The Chairman. Well, speaking just as one Senator, I think the companies that have those accumulations--far be it from me to be talking about it, because I do not run them and I do not know what all this means, but I think there is a great vulnerability from a standpoint of policymakers looking at that if that is not used to produce something tangible and productive for the people. I do not know what that means, but it seems to me they ought to be investing it.

Having said that, I do not think there are any other questions and we thank you all. We are going to proceed to the next panel quickly. We apologize for asking so few questions and making such long-winded statements, but most of you are experienced at it.

Senator Murkowski. Mr. Chairman, while the panel is assembling could I just make a comment following up on your point to Mr. Caruso? In our arguments and the debate to get ANWR open, some of the great frustration has been this reliance on a price that we have not seen this year, we did not see last year, and we are not going to see for the next 3 years, according to Mr. Caruso.

So it would be helpful to understand really the direction, both short-term, mid-term, and long-term. Thank you.

The Chairman. Thank you for your observation.

Now let me make a point here. We have a vote. If any of you Senators would like to go make it, I will wait and let you go, come back, and you can take over for me, any of you. We have 11 minutes.

Senator Burr. I will run.

Senator Wyden. I will run and I will come back.

The Chairman. You will come back. I am not sure we will welcome Ron back, but anyway. The witnesses are geared up. We are going to start right now.

First let us start with Mr. Slaughter, Mr. Shipley--is it ``Darbelnet''?

Mr. Darbelnet. Darbelnet.

The Chairman. Darbelnet.

Mr. Darbelnet. Yes.

The Chairman. And Mr. Dowd. Is that correct?

Mr. Slaughter. Yes.

The Chairman. Let us start that way. Would you keep your statements to 3 minutes and we will put your written statements in the record. If there is anything we do not ask you afterwards that today has prompted, would you kindly help us by submitting something later saying, you did not get this information but we heard such and such and we would like to share this with you.

Go ahead, Mr. Slaughter; you start.

STATEMENT OF BOB SLAUGHTER, PRESIDENT, NATIONAL PETROCHEMICAL AND REFINERS ASSOCIATION

Mr. Slaughter. Thanks, Mr. Chairman. I am here for NPRA, the national association for petrochemicals.

The Chairman. Right.

Mr. Slaughter. Just kind of skimming, I think sometimes we are losing appreciation of the magnitude of what happened last week. We lost 25 percent of our crude supply, 14 percent of natural gas supply, and 20 percent of our refining capacity, plus the ability to ship products to the Eastern United States for an indeterminate period.

Now, some people may be surprised that there was a market reaction to that news, but I think it is quite obvious that there would be. Now, hopefully, and we are making great progress in bringing those things back, we will see improvement soon. But we still are going to have some refineries, probably four refineries with about 900,000 barrels a day capacity, that do not yet have determined restart dates.

If I could just for a second show you my charts very quickly. I just want to make really quick points. The biggest determinant in gasoline price is the price of crude oil. You will see there that the chart shows that the curves follow one another. The FTC has found that 85 percent of the movements in gasoline are due to movements in the price and supply of crude oil.

The next one is just going to again show that 55 percent of the cost of gasoline delivered is attributable to the cost of crude oil and 20 percent or slightly less is taxes and refining just basically adds 18 percent.

This is just the blizzard of things, the different programs that refineries have to do, their environmental programs for the refineries or the fuels in the next 3 years. We are investing about $20 billion in that over this 10-year period.

This last one is the one that Senator Bingaman mentioned.

[The prepared statement of Mr. Slaughter follows:]

Prepared Statement of Bob Slaughter, President, National Petrochemical & Refiners Association

Mr. Chairman and members of the Committee, thank you for the opportunity to appear today to discuss the impact of the wide-spread devastation caused by Hurricane Katrina on transportation fuels markets. While I will focus: on that urgent matter, I will also discuss the many other factors impacting current transportation fuels markets. My name is Bob Slaughter and I am President of NPRA, the National Petrochemical & Refiners Association. NPRA is a national trade association with 450 members, including those who own or operate virtually all U.S. refining capacity, and most U.S. petrochemical manufacturers.

Part I. Responding to Hurricane Katrina

In the aftermath of Hurricane Katrina our nation confronts death, injuries and devastation of staggering proportions. The images of the tragedy displayed in the last several days on television and other media underscore the human toll and seeming hopelessness in ways more

eloquent and compelling than could ever be captured in testimony. We share both the sense of dismay and increased humility felt by all Americans before this latest reminder of nature's power to devastate and confound the best efforts of human beings. NPRA offers our sympathy and prayers to those who have suffered the loss of loved ones among family members, or their neighbors and colleagues, as well as to those who have lost much or all of their personal assets and livelihood in this worst U.S. natural disaster.

Today's hearing has been called to inquire into the impact of Hurricane Katrina on the nation's energy supply. It is appropriate that Congress turn immediately to such questions because of the huge impact of that storm on the Gulf Coast, the energy heartland of the United States. This is a time when national, attention is and should be focused on human needs. Many industry employees and their families-have been victims as you will hear. Nevertheless, NPRA appreciates the committee's immediate attention to the issue of energy supply; which was the subject of considerable debate and attention even before the hurricane disaster occurred. We also appreciate the opportunity to respond to the committee's questions in person on this matter of critical national importance. Because our expertise lies in the area of refining and petrochemicals, we will focus on those areas, but will try to provide other. available. information insofar as is possible.

Thus, on behalf of our refining and petrochemical industry members we have attempted to respond to the questions most asked about Hurricane Katrina's impact on the industry and energy supply, as follows:

1. HOW MUCH OF THE NATION'S OIL AND GAS SUPPLIES COME FROM THIS REGION?

According to the U.S. Energy Information Administration (ETA),, the Gulf of Mexico produces 1.582 million barrels per day (mmb/d) of federal offshore crude production, which is 28.5% of the U.S. total federal offshore crude production (5.488 million barrels per day).

Again according to EIA, the region contains 8.068 million barrels per day of refining capacity, 47.4% of the nation's total refining capacity (17 million barrels per day).

The Gulf Coast region receives 6.490 mmb/d of crude oil imports, 60.4% of the nation's total crude oil imports (10.753 mmb/d): (23.5% of the nation's total comes into ports in Louisiana, Mississippi and Alabama, and 8.5% of the nation's total crude imports come into the LOOP.)

The Gulf Coast region produces 10.4 billion cubic feet (bcf/d) of natural gas per day, 19.2% of the nation's total offshore natural gas production (54.1 bcf/d).

2. HOW EXTENSIVE WAS THE DAMAGE?

Crude Oil, Natural Gas Production

According to the U.S. Minerals Management Service (MMS), as of September 2, 88.53% (1.328 mmb/d) of Gulf crude oil production was shut-in, and 72.48% (7.248 bcf/d) of Gulf natural gas production was shut-in. This amounts to 25% of total federal offshore crude production and 14% of the nation's offshore natural gas production.

Crude Oil Import Facilities

The storm resulted in temporary closure of LOOP, the Louisiana Offshore Oil Port. More than 10% (900,000 b/d) of the nation's crude oil imports enter through LOOP. Roughly 500,000 b/d of crude produced offshore is also unloaded at LOOP, which ceased operations on Sunday, August 28 as the storm approached.

REFINERIES

The following refineries were directly affected by Hurricane Katrina:

Belle Chasse, Louisiana (ConocoPhillips) 247,000 b/d; shut
Chalmette, Louisiana (ExxonMobil/PDVSA) 190,000 b/d; shut
Convent, Louisiana (Motiva) 235,000 b/d; shut
Garyville, Louisiana (Marathon) 245,000 b/d; shut
Meraux, Louisiana (Murphy) 125,000 b/d; shut
Norco, Louisiana (Motiva) 227,000 b/d; shut
Pascagoula, Mississippi (Chevron) 325,000 b/d; shut
Port Allen, Louisiana (Placid) 48,500 b/d; shut
St. Charles, Louisiana (Valero) 260,000 b/d; shut
Vicksburg, Mississippi (Ergon) 23000; shut

Together, these facilities constitute about 2 mmb/d, 12% of the nation's total refining capacity (17 mmb/d).

In addition, the following refineries were forced to reduce operations because of the impact of Hurricane Kristina:

Baton. Rouge, Louisiana (Exxon Mobil) 488,000 b/d; reduced runs
Krotz Springs, Louisiana (Valero) 85,000 b/d; reduced runs
Memphis, Tennessee (Valero) 180,000; reduced runs
Port Arthur, Texas (Total). 285,000 b/d; reduced runs
Tuscaloosa, Alabama (Hunt Refining: Co.), 35,000 b/d; reduced runs

In addition, several Midwestern refineries were affected by shutdown of the Capline Pipeline, which supplies crude oil from the Gulf region to refineries in the Midwest (16% of the nation's refining capacity is in the Midwest). For example, Marathon's refineries at Catlettsburg, West Virginia (222,000) and Robinson, Illinois (192,000) were affected by Capline's closure, as were other Midwestern facilities.

In total, we believe that at least 20% of the nation's refining capacity (3.4 mmb/d) ceased operations or reduced runs at some time due to the direct impact of Hurricane Katrina and the loss of crude supplies from pipelines affected by the storm. This is probably a conservative estimate.

Recent reports indicate that many of these refineries are either up and running or anticipate start-up as early as this week. But, unfortunately, there are some refineries representing a significant amount of capacity that will remain shut for an undetermined period.

The Gulf refineries were first impacted by the need to protect the personal and family safety of employees, as well as the high likelihood of wind and flood damage as a result of the hurricane. After the hurricane passed, many of these facilities remained totally off-line as damages were assessed. In some instances companies could not physically enter the facilities to conduct an assessment for several days, and had to first depend on flyovers to study the plant. Damages included flooding, wind damage, and lack of electricity.

Pipelines

In addition, the widespread damage caused by the storm disrupted the electricity supply, which affected all industry operations. From a refiner's point of view, among the most serious was closure of three pipelines:

The Colonial Pipeline, 5,500 miles of pipeline originating in Houston and ending in New York Harbor, carries a daily average of 100 million gallons of gasoline, diesel and other petroleum products from refineries in the Gulf to customers in the South and Eastern United States.

The Plantation Pipe Line, 3,100 miles of pipeline, performs a similar function along a slightly different route, delivering a total of 620,000 barrels (26 million gallons) of refined petroleum products per day to Birmingham, Alabama; Atlanta, Georgia; Charlotte, North Carolina; and Washington, D.C., among other cities.

The Capline Pipeline (previously mentioned), which carries 1.1 million b/d of crude oil to refineries in the Midwest where it is

refined to produce gasoline, diesel and other petroleum products for distribution primarily in the Midwest.

All three of these pipelines were totally or partially out of service due to disruption of electricity supplies as a result of Hurricane Katrina. As a result, the major supply lines of refined products to the Southern and Eastern states were unavailable for shipment in whole or in part, during the initial period after the storm. Midwestern gasoline and diesel production was affected by lack of supply from the Capline Pipeline. This led to reduced supplies of gasoline, diesel, and other products in parts of the country often far removed from the Gulf area.

Petrochemical Facilities

The Gulf region is home to many of America's petrochemical plants, which manufacture plastics and other products made from oil and natural gas feedstocks, and which rely on these energy sources for fuel and electricity for power. The impact of Hurricane Katrina on these facilities is not currently known but is potentially quite serious, both in terms. of facility damage due to water or wind damage and temporary closure or reduced operations due to feedstock shortages, lack of fuel or electricity and transportation problems.

Petrochemical products serve as the building blocks for many ultimate products such as computers, medicines and other medical products, plastic packaging for food, and also automobile components, to name just a few. Disruption of petrochemical production due to the storm, if it continues, could affect the economy considerably due to the economic importance of petrochemical-based products.

Other Facilities

In addition to the major impacts outlined above, company pipelines and shore facilities and other operations were impacted by the hurricane, but information on these matters is less readily available to us. Company and government statements indicate that many of these facilities were not operating due to lack of electricity or because other related facilities (e.g. refineries) were down. Some natural gas processing plants were affected but NPRA does not have more information on this sector of the industry.

3. WHAT IS THE CURRENT STATE OF REPAIRS?

The many different sectors of the energy industry, working around the clock together with core service providers and with important help from local, state and federal government agencies, have made considerable progress in restoring some of the operations affected by the storm.

The magnitude of the impact outlined above clearly dictates caution in any assessment of when the energy production, refining, distribution and related facilities will be back in service and industry conditions will return to normal. Clearly, our national energy infrastructure has suffered a setback from which it will take some time to emerge completely.

Crue Oil, Natural Gas

According to the MMS as of Saturday, September 3, 78.98% of Gulf of Mexico crude oil offshore production remained shut-in, an improvement of 10% over Friday. Shut-in Gulf natural gas production stood at 57.80% of total Gulf gas marketed production, an improvement of 21% over Friday's figure. The number of manned offshore platforms that are evacuated declined by 25% over the same period. Thus, important but limited progress has been made both in restoring the flow of crude and natural gas necessary for refiners to manufacture gasoline, diesel, jet fuel and other petroleum products and to meet the needs of petrochemical manufacturers. In addition, it is reported that LOOP is operating at 75% of capacity.

These figures still leave significant amounts of offshore Gulf

crude oil and natural gas shut-in, and oil and gas volumes not produced in the past several days are large. During the period 8/26-9/3 9.8 million barrels were shut-in, totaling 1.8% of yearly crude oil production in the Gulf. During the same period 53.2 billion cubic feet of natural gas were shut-in, roughly 1.45% of annual gas marketed production from offshore.

There are indications of progress as well regarding refineries. Marathon announced this weekend that, barring unforeseen problems, all seven of its refineries would be operating at capacity on Monday. This includes the Midwestern refineries impacted by the Capline Pipeline closure as well as the Garyville, Louisiana refinery impacted directly by the hurricane. Valero has announced that its St. Charles refinery will probably return to operation in the next two weeks. Shell has stated that the Convent refinery may be restarted Sunday and the Norco refinery midweek. Those refineries will be returned to full production gradually and safely as soon as start-ups take place. Assessments of physical damage to the Chalmette and Meraux refineries last week helped ascertain the extent of damage was. limited; no start=up date has been set.

The Colonial Pipe Line expected to return to 86% capacity service by the end of the Labor Day weekend. Plantation Pipe Line has returned to 100% operation as has the Capline-crude oil pipeline. This means that major pipeline links to the Midwest,, South and East have been gradually restored. Serious problems remain, however, due to the significant loss of product and crude volumes which would have been shipped on these lines last week.

In addition, it remains unclear when many, if not most, of the refineries impacted directly by Hurricane Katrina in the Gulf can return , to service. Problems with wind and water damage, electricity supply and other infrastructure remain to be addressed despite the best efforts of facility owners and operators. Thus, although some of the affected refineries may restart and return to capacity or near-capacity levels this week, there are indications that several facilities may be out of service for a longer period.

The industry is committed to operation of these facilities as soon as possible, but employee safety and overall safe start-up and operation concerns are paramount. Significant flooding and damage still affects some facilities. However, some refiners with operating facilities have indicated that they will be able to ramp-up production from currently reduced levels at refineries near the affected areas which should have a positive impact on product supplies.

4. WHAT ELSE IS INDUSTRY DOING TO IMPROVE THE SITUATION?

As indicated above, ,the industry has moved with considerable speed to restart the nation's energy infrastructure so severely damaged by Hurricane Katrina. Even more important than assessing and repairing physical damage however, was the need to locate and assist employees, many of whom experienced significant personal losses of family or friends in the tragedy as well as loss of or severe damage to their homes. (All industry companies throughout this region have been deeply involved in locating and providing for the needs of their employees at the same time they. were attempting to assess and respond to facility damages and restore energy production).

Many companies are offering varying types of assistance to personnel arid their families who were impacted by the hurricane. These include interest free loans; temporary living supplements for housing and food; pay continuation while facilities are closed; transportation assistance; paid time off; medical and prescription drug assistance; temporary housing, including trailers, tents, and other available housing.

The oil, gas and petrochemical industries have already contributed millions of dollars to the American Red Cross and other relief agencies involved in assisting all residents of the affected communities. They are also matching employee contributions. Companies are also supplying

in-kind assistance, often including fuel, for relief efforts as well. The industry will doubtless maintain its deep commitment to help end the suffering in the affected communities and to begin planning for the future.

5. WHAT HAS THE FEDERAL GOVERNMENT DONE TO ADDRESS THESE EMERGENCY CONDITIONS?

Federal authorities have taken several decisive actions to help relieve the many energy-related problems left in the wake of Hurricane Katrina.

SPR Release,

The Administration has released 9 million barrels of crude oil from the Strategic Petroleum Reserve (SPR) to assist refiners who are short crude supplies as a result of hurricane damage. The recipients will use this crude to manufacture more gasoline, diesel, jet fuel and home heating oil to be supplied to consumers across the nation. This is a dynamic process, and additional volumes may be needed as more refineries restart.

The current situation is precisely the type of event meant to trigger SPR release. It demonstrates the importance of careful SPR management.

Waivers to Increase Fuel Flexibility

EPA has provided temporary fuel waivers that will make it easier to provide fuels to affected areas. This action pertains to both gasoline and diesel specifications, and will help alleviate some of the supply problems in these areas by increasing the available supply of both domestic production and imports. Affected states participated in the EPA's decision process on this action.

Jones Act Waiver

DOT has temporarily lifted Jones Act requirements to allow non-U.S. flag vessels to transport much needed refined products from one U.S. port to another.

IEA (International Energy Agency) Exchange

The Secretary of Energy has announced that the IEA will make available 60 million barrels. of petroleum. This will provide relief in the form of refined products (gasoline, diesel, jet fuel, home heating oil) which are much needed due to disrupted supplies from several refineries. These products should begin to reach the U.S. in one to two weeks. The agreement with the IEA also requires the U.S. to release an additional 30 million barrels of SPR crude.

Industry appreciates these actions, which were taken by the Administration with bipartisan support from the Congress. They will be very helpful in dealing with the serious supply problems that have resulted from Hurricane Katrina.

6. WHAT IS THE IMPACT ON FUEL SUPPLY? WHEN WILL THE SITUATION RETURN TO NORMAL?

As indicated above, Hurricane Katrina's direct hit on the energy heartland of America resulted in significant damage to offshore energy production in the Gulf, to facilities that are critically important to imported oil supplies, to refineries in the affected states and beyond, and to pipelines that serve as the major providers of refined products and crude to large parts of the East, South and Midwest.

All segments of the industry are working together in an intensive effort to repair as much of the damage as is possible at this time in order to increase the flow of crude oil to refineries and refined products to consumers throughout the country. Safety considerations. and the immediate needs of the industry's workforce are of course taken into account at all times.

Industry and government are working together to provide: available supplies of product to areas that are experiencing supply concerns. The fuel and Jones Act waivers mentioned above will be of immediate and near-term assistance.

Increased product imports through the IEA should also help when they arrive. Refiners who. have the ability to do so will attempt to increase production to help meet the needs of the affected areas. The release of oil from the SPR will be helpful in supplying them with some of the crude needed to make these products.

Despite this hopeful news, our nation faces a disruption of the fuel supply system that should not be understated. The hurricane temporarily affected more than 90% of the Gulf's oil production and 80% of its gas production. It effectively removed 10% of the nation's gasoline supply by its impact on U.S. refining capacity located near the Gulf. It also impacted refineries hundreds of miles away that lost access to crude oil supplies. Although important progress has been made through the efforts of government and industry, and with some help from abroad, full recovery will take time. Hard work and cooperation throughout this difficult period will certainly help speed the return to normal conditions. The direct and indirect impact of the hurricane on energy demand, which cannot yet be determined, will also be a major factor during this period.

7. should we continue to rely on free market forces during this period?

Absolutely. Continued reliance on market forces provides appropriate market signals to help balance supply and demand even during difficult times. President Reagan eliminated price controls on oil products immediately upon taking office in 1981. He was outspoken about the inefficiencies and added costs to consumers as a result of America's ten-year experiment with energy price controls.

The energy price and allocation controls of the 1970s resulted in supply shortages in the form of long gas lines. Studies have shown that, although intended to reduce costs, they actually resulted in increased costs and greater inconvenience for consumers. The benefits of market pricing became clear soon after their elimination. The U.S. Federal Trade Commission stated in an extensive study published this June that ``Gasoline supply, demand and competition produced relatively low and stable annual average real U.S. gasoline prices from 1984 until 2004, despite substantial increases in U.S. gasoline consumption'' and ``. . . For most of the past 20 years, real annual average retail gasoline process in the U.S., including taxes, have been lower than at any time since 1919.'' Price caps and other forms of price regulation are no more effective in the 21st century than they turned out to be in the 1970s. Interference in market forces always creates inefficiencies in the marketplace and extra costs for consumers.

The same holds true for ``windfall profit taxes.'' The U.S. had a ``windfall profit tax'' on crude oil from 1980 until 1988. That tax, which was actually an ad valorem tax imposed on crude oil, discouraged crude oil production in the United States and resulted in. other market distortions. It was repealed in 1988.

Calls for re-imposition of a windfall profits tax on refiners reflect a misunderstanding of refining industry economics. In the ten-year period 1993-2002, average return on investment in the refining industry was only about 5.5%. This is less than half of the S&P industrials average return of 12.7% for the same period. Refining industry profits as a percentage of operating capital are not excessive. In dollars, they seem large due to the massive scale needed to compete in a large, capital-intensive industry. For example, a new medium scale refinery (100,000 to 200,000 b/d) would cost $2 to $3 billion. In short, company revenues can be in the billions, but so, too are the costs of operations.

The FTC June 2005 study cited above had the following comments on industry profits: ``Profits play necessary and important roles in a well-functioning market economy. Recent oil company profits are high but have varied widely over time, over industry segments and among firms . . . Profits also compensate firms for taking risks, such as the risks in the oil industry that war or terrorism may destroy crude production assets or, that new environmental requirements may require substantial new refinery capital. investments.''

Many other industries enjoy higher earnings than the oil industry.

Among these are telecommunication services, software, semiconductors, banking, pharmaceuticals, coal and real estate, to name just a few. Imposition of a, windfall profits tax on the industry would discourage investment at a time when significant capital commitments to all parts of the. industry, including refining, will be needed.

Tight gasoline market conditions have often led to calls for industry investigations. More than two dozen federal and state investigations over the last several decades have found no evidence of wrongdoing or illegal activity on our industry's part. For example, after a 9-month FTC investigation into the causes of price spikes in local markets in the Midwest during the spring and summer of 2000, former FTC Chairman Robert Pitofsky stated, ``There were many causes for the extraordinary price spikes in Midwest markets. Importantly, there is no evidence that the price increases were a result of conspiracy or any other antitrust violation. Indeed, most of the causes were beyond the immediate control of the oil companies.'' Similar investigations before and since have reached the same conclusion.

There have been, however, reports of price gouging by unscrupulous individuals who seek to profit during this time of national emergency and crisis. Federal and state laws prohibit actions of this kind in emergency situations like the present. Each alleged situation should be thoroughly investigated by the appropriate state and federal authorities and prosecuted when the law has been broken.

Part II. A Short Discussion of Oil and Oil Product Supply Drivers

1. INTRODUCTION

This hearing was originally intended to inquire into the factors affecting the gasoline market. The natural disaster resulting from Hurricane Katrina required an understandable shift in emphasis to the human needs damages resulting from that storm and only then to supply impacts. But it is important to remember that the effect of Hurricane Katrina is an overlay on a pre-existing condition. That was and is a situation characterized by high crude prices, strong demand for gasoline, diesel and other petroleum products, and a challenged energy infrastructure, especially in refining. In the interest of space and time, NPRA has shortened the following discussion of these conditions and policy recommendations for improving them. We urge members of the committee to consider the need for policy changes to increase the nation's supply of oil, oil products and natural gas as soon as possible.

As the nation moves forward in its resolve to address and overcome the effects of Katrina and the transportation fuels production and distribution systems regain much-needed pre-storm productivity levels, an underlying domestic fuel supply problem remains that requires immediate, bold, and perhaps politically unpopular actions. NPRA believes that policy changes must be put in place to enhance domestically-produced supplies of oil, oil products and natural gas. NPRA has consistently urged policy makers in gasoline. Over the last 20 years, changes in crude oil prices have explained 85 percent of the changes in the price of gasoline in the U.S.''

Crude prices have been steadily increasing since 2004, largely because of surprising levels of growth in oil demand in countries such as China and India, and in the United States as well. Actual demand growth for oil and oil products in these countries in 2004 exceeded the experts' predictions and has remained strong this year. As a result, world demand for crude is bumping up against the worldwide ability to produce crude.

Strong demand for crude has dissipated the cushion of excess available worldwide oil supply, just as strong U.S. demand for refined products has eliminated excess refining capacity in the United States. The good news is that producing countries will probably be able to add crude production capacity in the years to come. The bad news is that the United States has thus far shown only limited willingness to-face

up to its own energy supply problems.

As shown in Attachment I, gasoline costs closely track the cost of crude oil. Before hurricane Katrina, gasoline price increases lagged crude oil price increases on a gallon for gallon basis. This means that refiners did not pass through all of the increased costs in their raw material, crude oil. Crude oil accounts for 55-60% of the price of gasoline seen at the service station.

The cost of federal and state taxes adds another 19% to the cost of a finished gallon of gasoline. Therefore under current conditions, 74-79% of the total cost of a gallon of gasoline is pre-determined before the crude is delivered to the refiner for manufacture into gasoline. (See Attachment 2)*

---

* The attachments have been returned in committee files.

Another contributor to gasoline costs is tightness in our nation's gasoline markets. While U.S. refiners are producing huge volumes of products, strong demand has tightened supply. Gasoline demand currently averages approximately 9 million barrels per day. Domestic refineries produce about 90 percent of U.S. gasoline supply, while about 10 percent is imported. Thus, strong and increasing demand can only be met by either adding new domestic refinery capacity or by relying on more foreign gasoline imports. Unfortunately, the desire for more domestic gasoline production capacity is often thwarted by other public priorities. Congress and the Administration to support environmentally sound, economically justifiable policies that encourage the production of an abundant supply of petroleum and natural gas products for U.S. consumers.

NPRA supports requirements for the orderly production and use of cleaner burning fuels to address health and environmental concerns, while at the same time maintaining the flow of adequate and affordable gasoline and diesel supplies to the consuming public. Since 1970, clean fuels and clean vehicles have accounted for about 70% of all U.S. emission reductions from all sources, according to EPA. Over the past 10 years, U.S. refiners have invested about $47 billion in environmental improvements, much of that to make cleaner fuels. For example, according to EPA, the new Tier 2low sulfur gasoline program, initiated in January 2004, will have the same effect as removing 164 million cars from the road when fully implemented.

Unfortunately, however, federal environmental policies have often neglected to consider fully the impact of environmental regulations on fuel supply. Frankly, policy makers have often taken supply for granted, except in times of obvious market instability. This attitude must end. A healthy and growing U.S. economy requires a steady, secure, and predictable supply of petroleum products.

Unfortunately, there. are no silver bullet solutions for balancing supply and demand. Indeed most of the problems in today's gasoline market without factoring the market disruptions caused by Katrina--result from the high price of crude oil due to economic recovery abroad together with strong U.S. demand for gasoline and diesel due to the improving U.S. economy.

2. UNDERSTANDING GASOLINE MARKET FUNDAMENTALS: HIGH, CRUDE PRICES; STRONG GASOLINE DEMAND GROWTH

It is important to recognize the overwhelming factor affecting gasoline prices; crude oil. In June of this year the U.S. Federal Trade Commission released a landmark study titled: ``Gasoline Price Changes: The Dynamic of Supply, Demand and Competition.'' To quote from the FTC's findings: ``Worldwide supply, demand, and competition for crude oil are the most important factors in the national average price of gasoline in the U.S.'' and ``The world price of crude oil is the most important factor in the price of gasoline. Over the last 20 years, change sin crude oil prices have explained 85 percent of the changes in the price of gasoline in the U.S.''

Crude prices have been steadily increasing since 2004, largely because of surprising levels of growth in oil demand in countries such as China and India, and in the United States as well. Actual demand growth for oil and oil products in these countries in 2004 exceeded the experts' predictions and has remained strong this year. As a result, world demand for crude is bumping up against the worldwide ability to produce crude.

Strong demand for crude has dissipated the cushion of excess available worldwide oil supply, just as strong U.S. demand for refined products has eliminated excess refining capacity in the United States. The good news is that producing countries will probably be able to add crude production capacity in the years to come. The bad news is that the United States has thus far shown only limited willingness to face up to its own energy supply problems.

As shown in Attachment I, gasoline costs closely track the cost of crude oil. Before hurricane Katrina, gasoline price increases lagged crude oil price increases on a gallon for gallon basis. This means that refiners did not pass through all of the increased costs in their raw material, crude oil. Crude oil accounts for 55-60% of the price of gasoline seen at the service station. The cost of federal and state taxes adds another 19% to the cost of a finished gallon of gasoline. Therefore under current conditions, 74-79% of the total cost of a gallon of gasoline is pre-determined before the crude is delivered to the refiner for manufacture into gasoline. (See Attachment 2)

Another contributor to gasoline costs is tightness in our nation's gasoline markets. While U.S. refiners are producing huge volumes of products, strong demand has tightened supply. Gasoline demand currently averages approximately 9 million barrels per day. Domestic refineries produce about 90 percent of U.S. gasoline supply, while about 10 percent is imported. Thus, strong and increasing demand can only be met by either adding new domestic refinery capacity or by relying on more foreign gasoline imports. Unfortunately, the desire for more domestic gasoline production capacity is often thwarted by other public priorities.

3. U.S. POLICY SHOULD ENCOURAGE ADDITIONAL DOMESTIC REFINING CAPACITY.

Domestic refining capacity is a scarce asset. There are currently 148 U.S. refineries owned by 55 companies in 33 states, with total crude oil processing capacity at roughly 17 million barrels per day. In 1981, there were 325 refineries in the U.S. with a capacity of 18.6 million barrels per day. Thus, while U.S. demand for gasoline has increased over 20% in the last twenty years, U.S. refining capacity has decreased by 10%. No new refinery has been built in the United States since 1976, and it will be difficult to change this situation. This is due to economic, public policy and political considerations, including siting costs, environmental requirements, a history of low refining industry profitability and, significantly, ``not in my backyard'' (NIMBY) public attitudes.

Nevertheless, existing refineries have been extensively updated to incorporate the technology needed to produce a large and predictable supply of clean fuels with significantly improved environmental performance. Capacity additions have taken place at some facilities as well; several of these projects implemented over several years can actually increase product output as much as a new refinery. But this increase in capacity at existing sites has not kept pace with the growth in U.S. demand for products, meaning that the nation is increasing its reliance on imports of gasoline and other petroleum products each year.

Proposed capacity expansions can often become controversial and contentious at the state and local level, even when necessary to produce cleaner fuels pursuant to regulatory requirements. We hope that policymakers will recognize the importance of domestic refining capacity expansion to the successful implementation of the nation's environmental policies, especially clean fuels programs. The

Administration's New Source Review reform program will also provide one tool to help add and update capacity.

NPRA wants to recognize a provision in the recently enacted energy legislation that will help encourage additional refining investment. The provision allows 50% expensing of the costs associated with expanding a refinery's output by more than 5%. The refiner must have a signed contract for the work by 1/1/08, and the equipment must be put in service by 1/1/12.

Common sense dictates that it is in our nation's best interest to manufacture the lion's share of the petroleum products required for U.S. consumption in domestic refineries and petrochemical plants. Nevertheless, we currently import more than 62% of the crude oil and oil products we consume. Reduced U.S. refining capacity clearly affects our supply of refined petroleum products and the flexibility of the supply system, particularly in times of unforeseen disruption or other stress. Unfortunately, EIA currently predicts ``substantial growth'' in refining capacity only in the Middle East, Central and South America, and the Asia/Pacific region, not in the U.S.

4. THE U.S. REFINING INDUSTRY IS DIVERSE AND COMPETITIVE.

Today's U.S. refining industry is highly competitive. Some suggest past . mergers are responsible for higher prices. The data do not support such claims. In fact, companies have become more efficient and continue to compete fiercely. There are 55 refining companies in the U.S., hundreds of wholesale and marketing companies, and more than 165,000 retail outlets. The biggest refiner accounts for only about 13% of the nation's total refining capacity; and the large integrated companies own and operate only about 10% of the retail outlets. The Federal Trade Commission (FTC) thoroughly evaluates every merger proposal, holds industry mergers to the highest standards of review, and subjects normal industry operations to a higher level of ongoing scrutiny.

Critics of mergers sometimes suggest that industry is able to affect prices because it has become much more concentrated, with a handful of companies controlling most of the market. This is untrue. According to data compiled by the U.S. Department of Commerce and by Public Citizen, in 2003 the four largest U.S. refining companies controlled a little more than 40% of the nation's refining capacity. In contrast, the top four companies in the auto manufacturing, brewing, tobacco, floor coverings and breakfast cereals industries controlled between 80% and 90% of the market.

5. INDUSTRY IS WORKING HARD TO KEEP PACE WITH GROWING DEMAND FOR FUEL.

Despite the powerful factors that influence gasoline manufacturing, cost and demand, refiners are addressing current supply challenges and working hard to supply sufficient volumes of gasoline and other petroleum products to the public. Refineries have been running at very high levels, producing gasoline and distillate. Refiners operated at high utilization rates even before the start of the summer driving season. To put this in perspective, peak utilization rates for other manufacturers average about 82%. At times during summer, refiners often operate at rates close to 98%. However, such high rates cannot be sustained for long periods.

In addition to coping with higher fuel costs and growing demand, refiners are implementing significant transitions in major gasoline markets. Nationwide, the amount of sulfur in' gasoline will be reduced to an average of 30 parts per million (ppm) effective January 1, 2006, giving refiners an additional challenge in both the manufacture and distribution of fuel. Equally significant, California, New York and Connecticut bans on use of MTBE are in effect. This is a major change affecting one-sixth of the nation's gasoline market. MTBE use as an oxygenate in reformulated gasoline accounted for as much as 11% of RFG supply at its peak, substitution of ethanol for MTBE does not replace

all of the volume lost by removing MTBE. (Ethanol's properties generally cause it to replace only about 50% of the volume lost when MTBE is removed.) This lost volume must be supplied by additional gasoline or gasoline blendstocks. Especially during a period of supply concerns it is in the nation's interest to be prudent in taking any action that affects MTBE use. That product still accounts for 1.6% of the nation's gasoline supply on average, but it provides a larger portion of gasoline supplies in areas with RFG requirements that are not subject to an MTBE ban.

Obviously, refiners face a daunting task in completing many changes to deliver the fuels that consumers and the nation's economy require. But they are succeeding. And regardless of recent press stories, we need to remember that American gasoline and other petroleum product prices have long been low when compared to the price consumers in other large industrialized nations pay for those products. The Federal Trade Commission recently found that ``Gasoline supply, demand and competition produced relatively low and stable annual average real U.S. gasoline prices from 1984 until 2004, despite substantial increases in U.S. gasoline consumption.''

6. REFINERS FACE A BLIZZARD OF REGULATORY REQUIREMENTS AFFECTING BOTH FACILITIES AND PRODUCTS.

Refiners currently face the massive task of complying with fourteen new environmental regulatory programs with significant investment requirements, all in the same 2006-2012 timeframe. (See Attachment 3.) In addition, many programs start soon. (See Attachment 4.) For the most part, these regulations are required by the Clean Air Act. Some will require additional emission reductions at facilities and plants, while others will require further changes in clean fuel specifications. NPRA estimates that refiners are in the process of investing about $20 billion to sharply reduce the sulfur content of gasoline and both highway and off-road diesel. Refiners will face additional investment requirements to deal with limitations on ether use, as well as compliance costs for controls on Mobile Source Air Toxics and other limitations. These costs do not include the significant additional investments needed to comply with stationary source regulations that affect refineries.

Other potential environmental regulations on the horizon could force additional large investment requirements. They are: the challenges posed by increased ethanol use, possible additional changes in diesel fuel content involving cetane, and potential proliferation of new fuel specifications driven by the need for states to comply with the new eight-hour ozone NAAQS standard. The 8-hour standard could also result in more regulations affecting facilities such as refiners and petrochemical plants.

These are just some of the pending and potential air quality challenges that the industry faces. Refineries are also subject to extensive regulations under the Clean Water Act, Toxic Substances Control Act, Safe Drinking Water Act, Oil Pollution Act of 1990, Resource Conservation and Recovery Act, Emergency Planning and Community Right-To-Know (EPCRA), Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act (CERCLA), and other federal statutes. The industry also complies with OSHA standards and many state statutes. A complete list of federal regulations impacting refineries is included with this statement. (See Attachment 5.)

API estimates that, since 1993, about $89 billion (an average of $9 billion per year) has been spent by the oil and gas industry to protect the environment. This amounts to $308 for each person in the United States. More than half of the $89 billion was spent in the refining sector.

Obviously, refiners face a daunting task in completing many changes to deliver the fuels that consumers and the nation's economy require. But they are succeeding. And regardless of recent press stories, we need to remember that American. gasoline and other petroleum products

have long been low when compared to the price consumers in other large industrialized nations pay for those products. The Federal Trade Commission recently found that ``Gasoline supply, demand and competition produced relatively low and stable annual average real U.S. gasoline prices from 1984 until 2004, despite . substantial increases in U.S. gasoline consumption.''

7. A KEY GOVERNMENT ADVISORY PANEL HAS URGED MORE SENSITIVITY TO SUPPLY CONCERNS.

The National Petroleum Council (NPC) issued a landmark report on the state of the refining industry in 2000. Given the limited return on investment in the industry and the capital requirements of environmental regulations, the NPC urged policymakers to pay special attention to the timing and sequencing of any changes in product specifications. Failing such action, the report cautioned that adverse fuel supply ramifications may result. Unfortunately, this warning has been widely disregarded. On June 22, 2004 Energy Secretary Abraham asked NPC to update and expand its refining study and a report was released last December. NPRA again urges policymakers to take action to implement NPC's study recommendations in order to deal with U.S. refining problems.

8. NPRA RECOMMENDATIONS TO ADD REFINING CAPACITY AND INCREASE FUTURE PRODUCT SUPPLY

<bullet> Make increasing the nation's supply of oil, oil products and natural gas a number one public policy priority. Now, and for many years in the past, increasing oil and gas supply has often been a number 2 priority: Thus,-oil and gas supply concerns have been secondary and subjugated to whatever policy goal was more politically popular at the time. Enactment of the recent Energy Bill is a first step to making a first priority the supply of energy sources the nation depends upon.
<bullet> Remove barriers to increased supplies of domestic oil and gas resources. Recent criticism about the concentration of America's energy infrastructure in the western Gulf is misplaced. Refineries and other important onshore facilities have been welcome in this area but not in many other parts of the country. Policymakers have also restricted access to much-needed offshore oil and natural gas supplies in the eastern Gulf and off the shores of California and the East Coast. These areas must follow the example of Louisiana and many other states in sharing these energy resources with the rest of the nation because they are sorely needed.
<bullet> Resist tinkering with market forces when the supply/demand balance is tight. Market interference that may initially be politically popular leads to market inefficiencies and unnecessary costs. Policymakers must resist turning the clock backwards to the failed policies of the past. Experience with price constraints and allocation controls in the 1970s demonstrates the failure of price regulation, which adversely impacted both fuel supply and consumer cost.
<bullet> Expand the refining tax incentive provision in the Energy Act. Reduce the depreciation period for refining investments from 10 to seven or five years in order to remove a current disincentive for refining investment. Allow expensing under the current language to take place as the investment is made rather than when the equipment is actually placed in service. Or the percentage expensed could be increased as per the original legislation introduced by Senator Hatch.
<bullet> Review permitting procedures for new refinery construction and refinery capacity additions. Seek ways to encourage state authorities to recognize the national interest in more domestic capacity.

<bullet> Keep a close eye on several upcoming regulatory programs that could have significant impacts on gasoline and diesel supply. They are:

<bullet> Design and implementation of the credit trading program for the ethanol mandate (RFS) contained in the recent Energy Act. This mechanism is vital to increase the chance that this program can be implemented next year without additional gasoline supply disruption. Additional resources are needed within EPA to accomplish this key task.

<bullet> Implementation of the ultra low sulfur diesel highway diesel regulation. The refining industry has made large investments to meet the severe reductions in diesel sulfur that take effect next June. We remain concerned about the distribution system's ability to deliver this material at the required 15 ppm level at retail. If not resolved, these problems could affect America's critical diesel supply. Industry is working with EPA on this issue, but time left to solve this problem is growing short.

<bullet> Phase II of the MSAT (mobile source air toxics) rule for gasoline. Many refiners are concerned that this new regulation, which we expect next year, will be overly stringent and impact gasoline supply. We are working with EPA to help develop a rule that protects the environment and avoids a reduction in gasoline supply.

<bullet> Implementation of the new 8-hour ozone NAAQS standard. The current implementation schedule determined by EPA has established ozone attainment deadlines for parts of the country that will be impossible to meet. EPA has to date not made changes that would provide realistic attainment dates for the areas. The result is that areas will be required to place sweeping new controls on both stationary and mobile sources, in a vain effort to attain the unattainable. The new lower-sulfur gasoline and ULSD diesel programs will provide significant reductions to emissions within these areas once implemented. But they will not come soon enough to be considered unless the current unrealistic schedule is revised. If not, the result will be additional fuel and stationary source controls which will have an adverse impact on fuel supply and could actually reduce U.S. refining capacity. This issue needs immediate attention.

NPRA's members are dedicated to working cooperatively with government at all levels to resolve the current emergency conditions that result from Hurricane Kristina. But we feel obliged to remind policymakers that action must also be taken to improve energy policy in order to increase supply and strengthen the nation's refining infrastructure. We look forward to answering the Committee's questions.

The Chairman. Could you just go back to that other one.

Mr. Slaughter. Yes, sir, the other one.

The Chairman. Pull that down. In your statement do you tell us about those?

Mr. Slaughter. Yes, sir.

The Chairman. Are some of those less important than you would think in terms of the urgency versus the cost imposed on society?

Mr. Slaughter. Well, some have large costs and they do have large potential costs on supply. We have suggested in our statement that you ought to take a look at a few of them.

The Chairman. Okay. Will you remind us of that, staff, when you look at them? Thank you.

Next one.

Mr. Slaughter. This last one basically just shows everything that refiners have to do between now and the end of

2007, some of which is mandated by the recently passed Energy Act, which is a great first step. But that just shows everything we have got to rationalize in the next 2 years, sir. Again, we are hoping that the members would pay some attention to that.

That is really my statement.

The Chairman. Thank you very much. I hope we do too. Thank you. Your statement examines all that for us, right?

Mr. Slaughter. Yes, sir.

The Chairman. Mr. Shipley, nice to have you again.

STATEMENT OF WILLIAM S. SHIPLEY III, CHIEF EXECUTIVE OFFICER, SHIPLEY STORES, ON BEHALF OF THE NATIONAL ASSOCIATION OF CONVENIENCE STORES AND THE SOCIETY OF INDEPENDENT GASOLINE MARKETERS OF AMERICA

Mr. Shipley. Thank you. Good afternoon, Mr. Chairman and members of the committee. My name is Bill Shipley. I am chief executive officer of Shipley Stores in York, Pennsylvania. Thank you for inviting me to testify before you today on behalf of NACS and SIGMA. I will concentrate much of my testimony on the personal experiences over the past week as a gasoline retailer in Pennsylvania.

This first chart depicts the daily movements of wholesale prices in south central Pennsylvania market last week. These wholesale prices jumped an average of over 15 cents per day for a total increase between Monday and Friday, September 2 of 75 cents per gallon.

The second chart shows how my company reacted to these rack price increases in terms of our retail outlet prices. As you can see, our retail prices in general rose by a similar and in some cases lower amount than our wholesale costs.

Chart three provides a broader look at wholesale gasoline prices in the Philadelphia market last week and shows that my companies experience was not unique.

Chart four summarizes the changes in rack pricing in each region of the country, broken down by PAD.

Chart five, the final chart, provides a look at wholesale rack prices last week in five randomly chosen cities: Atlanta, Boston, Dallas-Fort Worth, Detroit, and Philadelphia. All of these cities witnessed substantial increases in rack gasoline prices last week.

There have been widespread media reports and even some comments by congressional leaders of gasoline price gouging by gasoline marketers in the wake of Katrina. I cannot assure the committee that isolated instances of profiteering for personal gain in the midst of this crisis did not occur last week. It is important for this committee to understand, however, before you rush to judgment on whether my or other retailers' actions were proper, how I and other retailers establish our retail prices in a market with escalating wholesale prices.

Simply stated, I try to sell my retail prices--set my retail prices on the basis of replacement cost of the gallons I have in my outlets. When wholesale prices are rising and I know that the next load of gasoline I purchase from my supplier will cost me substantially more than my last load, my sales must generate significant cash for me to make that next purchase and to pay my supplier.

If the only thing you knew about my company was that I raised gasoline prices by over 75 cents per gallon last week, would you suspect that I was attempting to profit by this crisis? Maybe, but based on the information I have given you today I trust that you would reach a different conclusion after you had investigated the facts.

I urge this committee and your colleagues to gather the

facts on last week's gasoline supply and retail pricing situation before reaching conclusions about my actions or the actions of other motor fuel retail marketers.

I do commend you, Mr. Chairman and your colleagues, for taking the lead in making the energy bill a reality after 5 long years. This is a good first step.

With that, we can move on.

[The prepared statement of Mr. Shipley follows:]

Prepared Statement of William S. Shipley, III, Chief Executive Officer, Shipley Stores, LLC, on Behalf of the National Association of Convenience Stores and the Society of Independent Gasoline Marketers of America

I. INTRODUCTION

Good afternoon, Mr. Chairman and members of the Committee. My name is Bill Shipley. I am Chairman and Chief Executive Officer of Shipley Stores, LLC, headquartered in York, Pennsylvania. I am proud to be the fourth generation leader of a family business started by my great-grandfather in 1929. My company owns and operates 26 convenience stores and supplies gasoline and diesel fuel over 100 retail locations throughout the south central Pennsylvania.

I appear before the Committee today representing the National Association of Convenience Stores (``NACS'') and the Society of Independent Gasoline Marketers of America (``SIGMA'').

II. THE ASSOCIATIONS

NACS is an international trade association comprised of more than 2,200 retail member companies operating more than 100,000 stores. The convenience store industry as a whole sold 142.1 billion gallons of motor fuel in 2004 and employs 1.4 million workers across the nation.

SIGMA is an association of more than 240 independent motor fuel marketers operating in all 50 states. Last year, SIGMA members sold more than 58 billion gallons of motor fuel, representing more than 30 percent of all motor fuels sold in the United States in 2004. SIGMA members supply more than 35,000 retail outlets across the nation and employ more than 350,000 workers nationwide.

Together, NACS and SIGMA members sell approximately 80 percent of the motor fuel retailed in the United States each year.

III. SUMMARY OF TESTIMONY

Thank you for inviting me to testify before you today on the impact of Hurricane Katrina on the nation's wholesale and retail motor fuel supply and prices. The past ten days have been some of the most challenging in my twenty-five years as a motor fuel marketer and I welcome this opportunity to share my personal experiences, and the experiences and impressions of other NACS and SIGMA members with whom I have talked, with you.

As an initial matter, I would like to express my personal sympathy, and the sympathy of our entire industry, for the victims of Hurricane Katrina. Individually and collectively, our industry shares the suffering of our fellow citizens and will do all in our power to alleviate this suffering at the earliest possible date.

My testimony will touch on three broad topics today. First, I will provide the committee with as much information as I have available on the impact of Hurricane Katrina on gasoline supplies and prices. Specifically, I will share with you my personal experiences over the past ten days and summarize, to the extent possible, the information I have received from my fellow retailers.

Second, I am here to respond to allegations that I, and my industry, have taken advantage of this tragedy by ``gouging'' our customers by raising retail motor fuel prices. Such allegations are

personally offensive to me, and in general reflect a lack of understanding of the market events that have led to the gasoline and diesel fuel price spikes of the last ten days. While it is certainly possible that some ``bad actors'' have sought to exploit this crisis for personal gain, I can assure you that their actions are not the actions of the vast majority of our industry.

Third, my testimony contains recommendations to the committee on steps that should be taken to lessen the likelihood that such supply disruptions and wholesale and retail price spikes will occur in the future. Unfortunately, these recommendations are remarkably similar to the steps NACS and SIGMA have been urging public policymakers to take for the last ten years. While the enactment of the ``Energy Policy Act of 2005'' earlier this summer was a good first step towards implementing some of these recommendations, much remains to be done.

IV. IMPACT OF HURRICANE KATRINA ON WHOLESALE AND RETAIL GASOLINE PRICES

For much of the eastern two-thirds of the nation, the impact of Katrina on wholesale and retail gasoline prices could not have been more immediate and profound. I will leave it to other witnesses here today to discuss the impact Katrina had on crude oil production and imports, crude oil movements from production to refineries, domestic refining capacity, and the movement of finished gasoline and diesel fuel throughout the country via pipeline, barge, and truck. That is not my area of expertise. Instead, I will concentrate my testimony on my personal expenses over the past ten days as a marketer in Pennsylvania, and on the experiences of fellow marketers in other areas over the past ten days.

It will be helpful for me to use several charts to graphically make these points. This first chart (Chart 1)* depicts the daily movements of wholesale prices in my south central Pennsylvania market last week. This is the ``rack,'' or wholesale price--the price at which my suppliers are willing to sell me, and other marketers, truckloads of 87 octane conventional gasoline. As you can see, these wholesale prices increased daily, and dramatically, last week. On August 28th, before Katrina struck, my wholesale gasoline cost was $2.44 per gallon including federal, state, and local taxes. Early last week, as Katrina struck the Gulf Coast, these wholesale prices jumped an average of over fifteen cents per day, for a total increase between Monday, August 29th and Friday, September 2nd of 75 cents per gallon.

---

* The charts have been retained in committee files.

I must point out that I am primarily a branded marketer--the stations .I own and supply fly the flag of a major refiner. The wholesale prices in this chart reflect branded rack prices, not unbranded, or independent, rack prices. However, I also operate two unbranded outlets. During this same five day period, wholesale prices for these unbranded stores rose $1.00 per gallon, or over 20 cents per day.

This second chart (Chart 2) shows how my company reacted to these rack price increases in terms of our retail outlet prices. As you can see, our retail prices in general rose by a similar, and in some cases, lower amount than our wholesale costs. In short, my company reacted primarily to changes in wholesale price increases when determining where to set our retail prices. In some cases, because of competition from other retailers in our market area, we did not pass the entire increase in rack prices through to retail. On these days, virtually every gallon we sold from our stations resulted in no or negative profit margins for our company, once our operating costs are taken into account.

My personal experience is similar to the experiences of other retailers across the nation. NACS and SIGMA obtained rack pricing data from the Lundberg Survey, an independent report on wholesale motor fuel prices, for several major metropolitan areas for last week. This chart

(Chart 3) provides a broader look at wholesale gasoline prices in the Philadelphia market last week.

The next two charts (Charts 4 & 5) indicate that my experience in Pennsylvania was not unique. Chart 4 summarizes the changes in rack pricing in each region of the country, broken down by PADD. As you can see, wholesale prices were up significantly last week in all areas of the country. Chart 5 provides a look at wholesale rack prices last week in five randomly chosen cities--Atlanta, Boston, Dallas/Fort Worth, Detroit and Philadelphia. All of these cities witnessed substantial increases in rack gasoline prices last week.

I have used these charts to provide you with detailed evidence that Katrina had a widespread impact on gasoline prices in much of the country last week--not just in the areas devastated by the storm itself. Because crude production was reduced, refineries crippled, and gasoline pipelines were taken out of service, gasoline supply shortages began to occur, first in areas close to the areas hit by Katrina and rapidly moving outwards to areas of the country served directly or indirectly by the production, refining and transportation hub of the nation's Gulf Coast.

These statistics confirm that retail gasoline price increases last week were justified by movements in the wholesale cost of gasoline. While two months from now hindsight may provide us with additional facts that will indicate that the markets could have responded to this supply crisis differently, as we are going through this crisis, the fundamental laws of economics tend to apply forcefully--if demand remains the same or increases and supply is reduced, prices will rise. This is the situation we have experienced for the last ten days.

V. ALLEGATIONS OF PRICE ``GOUGING''

Last week, there were widespread media reports, and even some comments by congressional leaders, of gasoline price ``gouging'' by gasoline marketers in the wake of Katrina. I can not assure the committee that all of these reports are false or that isolated instances of profiteering for personal gain in the midst of this crisis did not occur last week. I wish I could.

However, I can tell you that such actions were not the norm in our industry. The vast majority of gasoline marketers are fair and scrupulous businesses. As my testimony has shown, I personally responded to wholesale price hikes in my area in setting my retail prices. I am not aware of any credible instance in which retail price increases were not justified by the supply crisis faced by a retailer.

It is important for this committee to understand how I and other gasoline retailers establish our retail prices in a market with escalating wholesale prices. Simply stated, I try to set my prices on the basis of the replacement cost of the gallons I have at my outlets. This is an important concept which may not be readily grasped. When wholesale prices are rising, and I know that the next load of gasoline I purchase from my supplier will cost me substantially more than my last load, my sales must generate sufficient cash for me to make that next purchase and to pay my supplier.

For example, assume the gasoline at one of my retail stations cost me $2.00 per gallon yesterday. I know that the next gasoline truckload from my supplier, to be purchased tomorrow, will cost me $2.25 per gallon. I will, if I can based on competition in my area, set a retail price at my outlet today that will cover the higher price I will have to pay tomorrow. If I don't, I will be forced to borrow money from my company's banks to pay for tomorrow's gasoline. Such debt only increases my cost of staying in business and adds to the upward pressure on retail gasoline prices. It is a sound business practice for a retailer to price today on the replacement cost of gasoline at the outlet, not the cost of product actually at the outlet.

If instances of profiteering on this tragedy have occurred, federal and state officials have ample legal recourse for dealing with those bad actors, including Section 5 of the Federal Trade Commission Act.

ANEXO 04 -
Página 88 de 164

Such behavior must not be tolerated now or in the future in our industry or any industry.

However, just as such behavior must not be tolerated in our industry, neither should the media or other opinion leaders react to such anecdotal reports by issuing blanket indictments of all motor fuel marketers. Such generalizations may make for good ``sound bites,'' but they do not reflect what is actually happening across the country and unfairly damage the reputations of many companies that are struggling to meet the challenges of the current crisis.

If the only thing you knew about my company was that I raised by retail gasoline prices by over 70 cents per gallon last week, would you suspect that I was attempting to profit from this crisis? Maybe. But based on the information I have given you today, I trust that you would reach a different conclusion after you had investigated the facts. I urged this committee and your colleagues to gather the facts on last week's gasoline supply and retail pricing situation before reaching conclusions about my actions or the actions of other motor fuel marketers.

As a final point with respect to retail pricing, I have one more chart to share with you (Chart 6). This chart outlines the approximate gross revenues that several different parties in the petroleum exploration, refining, and distribution system realize from each barrel of crude oil. Simply stated:

<bullet> In August 2003, the royalty owner of the crude oil received approximately $4 per barrel; in August 2005, the royalty owner received about $8 per barrel;
<bullet> In August 2003, the crude exploration and extraction company was receiving approximately $28 per barrel of oil; in August 2005, this company received about $67 per barrel;
<bullet> In August 2003, a refiner was receiving around $11 per barrel; in August 2005, this company received about $27 per barrel;
<bullet> In August 2003, a gasoline retailer was receiving approximately $6 per barrel; in 2005, that retailer still received about $6 per barrel; and,
<bullet> In August 2003, a credit card company was receiving approximately $1.50 per barrel; in 2005, that company is receiving approximately $3 per barrel.\1\

\1\ All information based on publicly available sources.

Based on this information, I question whether it is appropriate to single retailers out for pricing scrutiny.

VI. RECOMMENDATIONS FOR THE FUTURE

In 1996, Tom Robinson, a former president of SIGMA, offered the following testimony to this committee as part of a hearing on ``Recent Increases in Gasoline Prices.'' ``The federal and state governments regulate the gasoline refining and marketing industry with little or no thought given to costs, distribution difficulties, or market efficiencies. Congress must acknowledge that . . . the present course will lead to further market disruptions and higher gasoline prices at the pump.'' Mr. Robinson made that statement over nine years ago.

Last year, Bill Douglass testified on behalf of NACS and SIGMA at a House Energy and Commerce Committee hearing on gasoline prices and stated:

> ``Our nation's gasoline and diesel refining industry is shrinking at a time when consumer demand continues to rise. Unless we collectively change course, domestic refining capacity will be unable to keep pace with demand, gasoline and diesel fuel price spikes such as the one we have experienced this year will become the norm rather than the exception, and

our nation will become more reliant on imports of gasoline and diesel fuel to meet increased consumer demand in the coming years. Congress has a choice, it can either pursue policies that will encourage the expansion of domestic refining capacity, or it can turn its gaze overseas for our nation's future gasoline and diesel fuel needs.''

Unfortunately, both Mr. Robinson's and Mr. Douglass' predictions have come true. Domestic refining capacity continues to shrink, wholesale and retail motor fuel price spikes have become the norm rather than the exception, and more of our nation's gasoline needs are being met by foreign sources. NACS and SIGMA assert that it is time to stop talking about these problems and do something about them.

In my opinion, the enactment of the ``Energy Policy Act of 2005'' (EPAct 2005) is a good first step towards addressing these problems. I commend you, Mr. Chairman, and your colleagues for taking the lead in making this important legislation a reality after five long years. Specifically, EPAct 2005 gave the Environmental Protection Agency the statutory authority to waive certain gasoline and diesel fuel controls last week, providing the market with much needed flexibility to move product between markets to mitigate supply disruptions. This is an immediate example of the positive impact this energy bill has had on the market.

There are other important provisions in the 2005 energy bill that will assist in expanding domestic refining capacity and in mitigating gasoline supply dislocations and price spikes, including:

<bullet> Repeal of the reformulated gasoline program's oxygenate mandate;
<bullet> Restrictions on creation of new ``boutique fuels'' which strain refining capacity and the distribution system;
<bullet> Authority for retailers to blend compliant RFGs for limited periods each summer; and,
<bullet> Federal tax incentives to encourage the expansion of domestic refining capacity.

NACS and SIGMA urge this committee and this Congress to build on the progress made through EPAct 2005 in the following ways:

<bullet> Assure prompt implementation of the EPAct 2005 provisions outlined above, including the joint Environmental Protection Agency and Department of Energy study on increasing gasoline and diesel fuel supplies while protecting the environment;
<bullet> Streamline permitting and siting procedures for expanding existing domestic refining capacity and for the construction of new grassroots refineries;
<bullet> Adopt additional tax incentives to expand our domestic refining capacity, or a federal government-led effort to site and build three new 500,000 barrels per day refineries on federal lands to augment domestic production;
<bullet> Encourage increased price transparency and lower price volatility in the nation's gasoline futures markets by increasing the number of delivery points and product types under such contracts; and,
<bullet> Investigate the pricing policies of credit card companies, whose charges make up an ever-increasing portion of the price of gasoline at retail outlets, particularly when gasoline prices are high.

None of these recommendations will result in a substantial short-term increase in gasoline supplies or retail price decreases. However, if we do not undertake these initiatives now, we will be sure to repeat the experiences of the ten days in the future.

VII. CONCLUSION

Thank you for inviting me to testify today on this important topic. I would be pleased to answer any questions my testimony may have raised.

The Chairman. Let me say thank you, and let me also say I am very sorry that the hearings have proceeded as they have because you deserve, both of you deserve to be heard by a much larger audience, including different media than is here--there is not much media left--because I think both of you talk about some very practical things, one on some things we ought to be doing, another on rather realistically showing us what one chain company through its hierarchy is doing.

There is no chance that at the lower level that anybody is changing the prices you recommend in your chain? That is the price that is going to be charged, right?

Mr. Shipley. You mean other than me setting prices?

The Chairman. Yes.

Mr. Shipley. Actually, there are other people that are setting prices, but they are doing it at my direction.

The Chairman. That is what I mean. If we find one of your stations, it should be setting prices that you have already indicated are what you want?

Mr. Shipley. That are consistent with--which is basically to be able to afford----

The Chairman. So it is basically pursuant to the plan you have just told us about?

Mr. Shipley. Yes.

The Chairman. Are the business notions that mean survival for you.

Mr. Shipley. Yes. Last week was one of the most unusual weeks we have ever been through. The uncertainty of not knowing what our cost is made it difficult to price it.

The Chairman. Right.

Mr. Shipley. But also, we were threatened by the fact that we could end up in a situation where we could not buy.

The Chairman. Right. Very good.

Now we are going to go to you, Mr. Darbelnet. The same rules for you, if you please.

STATEMENT OF ROBERT L. DARBELNET, PRESIDENT AND CEO, AMERICAN AUTOMOBILE ASSOCIATION

Mr. Darbelnet. Thank you. Good afternoon, Mr. Chairman and remaining members of the committee. I am Robert Darbelnet, president and CEO of AAA. In a sense, every American has been visited by the emotional impact of Katrina and now many Americans have also been affected by the economic consequences of what has occurred. I will speak to the latter, but let me be clear. The greatest tragedy is on the gulf coast. Addressing the situation there must be the Nation's first priority.

I stated that many Americans would be impacted by the economic consequences of Katrina. That will occur through potentially limited availability of gasoline and increasing prices. In fact, gas is already selling at a dollar more than it was 12 months ago. The price of gas increased by 45 cents last week alone. That is not a function of increased costs of crude. In fact crude remained flat last week. It is not a function of increased cost of refining. Most of this gas was refined before the storm hit. It may be marginally a function of the fact that this was more expensive to transport under the circumstances. But the increase of 45 last week is primarily a function of what the market will bear.

To avoid this escalating into a nationwide crisis, the country needs a broad and well-coordinated effort. This gets to

Senator Thomas's question about what are some of the near-term measures. Some of the near-term measures involve motorists, oil companies, Federal authorities, local authorities, and the media. The required measures include the following:

Motorists must reduce consumption by using their most fuel efficient car and avoiding unnecessary trips. Oil companies must ensure that their pricing yields what they need and deserve, but no more. Federal authorities need to relax requirements for blended fuels and release crude oil from the SPR. We applaud that they have.

Local authorities must be vigilant with regard to any retail pricing abuses which may occur. The media must carefully cover the situation. Overreporting a limited number of shortages could provoke panic buying or hoarding.

But doing all of these things will not put an end to the crisis. There are three other things that Congress could do that would help the situation. First, you could require that the EPA modify its MPG testing procedures to accurately reflect real world driving conditions. Current tests assume drivers never go over 55, never go up hills, and never use air conditioning. The American people deserve better if we expect them to make intelligent purchases of vehicles.

Second, we ought to seek a Federal standard for clean gasoline that does not result in a patchwork of fuel blends, which was amply discussed earlier.

Third, we must commit to achieving higher fuel economy standards on all vehicles. We acknowledge that the administration has issued a proposal to revise the current CAFE program. However, this proposal does nothing to address the largest and heaviest passenger vehicles on the road today and that simply is not right.

[The prepared statement of Mr. Darbelnet follows:]

Prepared Statement of Robert L. Darbelnet, President & CEO, AAA

Good afternoon, Mr. Chairman, and members of the committee. I am Robert Darbelnet, President and CEO of AAA.

The devastation resulting from Hurricane Katrina is unfathomable. I suspect all of us have been moved over the last few days by the heartbreaking pictures of those who have lost everything and are now homeless.

In a sense, every American has been visited by the emotional impact of Katrina. Soon though, many American's will also be affected by the economic impact of what has occurred.

I will speak to the latter, but let me be clear--the greatest tragedy is on the Gulf coast. Addressing that situation must be the nation's first priority.

Mr. Chairman, not only has this hurricane wreaked havoc on the inhabitants of the Gulf region, it has added considerably to an energy market already on edge. In addition to laying waste to millions of homes, it has devastated much of our nation's fragile gasoline infrastructure. Many people were already paying nearly $3.00 a gallon for gasoline before the storm with no end in site. Katrina had made what was a bad situation, worse.

I stated that soon many Americans would be impacted by the economic consequences of Katrina.

That will occur through potentially limited availability of gasoline and increasing prices. Gas may soon be selling at a dollar more a gallon than it was 12 months ago. In some areas, it already is.

In times of abundance and low prices, we don't realize how critical fuel is to our economy and our way of life. As a public service, AAA maintains a nationwide gasoline price report on the Internet, the Fuel Gauge Report (www.fuelgaugereport.com). We list daily average prices for 250 metropolitan locations and all 50 states which is updated every 24 hours. At the end of last week the Fuel Gauge Report showed that the

national average price for a gallon of regular unleaded gasoline was $2.867. This compares to $1.852 per gallon a year ago, or an increase of over $1 per gallon.

Although AAA is not involved in the production, shipping, refining, or retailing of gasoline, we have serious concerns about policy decisions and approaches to the nation's price and supply of gasoline, and the resulting impact on consumers.

The uninterrupted availability of reasonably priced gasoline is what allows:

<bullet> people to get to work,
<bullet> children to get to school,
<bullet> goods to be transported,
<bullet> business people to travel, and
<bullet> families to vacation.

Katrina has disrupted our access to crude oil and our refining capability, both of which were already under enormous pressure.

To avoid this escalating into a nationwide crisis, the country needs a broad and well-coordinated effort.

To be successful, this immediate effort must involve:

<bullet> motorists
<bullet> oil companies
<bullet> federal authorities
<bullet> local authorities, and
<bullet> media.

The required measures include the following, some of which are already under way:

<bullet> Motorists must reduce consumption by using their most fuel efficient car, avoiding unnecessary trips, maintaining their vehicle, driving ``gently'' and car-pooling whenever possible.

We should also avoid the impulse to hoard gas or constantly top off tanks. Even in the best of times there is not enough fuel in the system to fill every car and truck to the top of their fuel gauge.

Effective use of energy is a learned behavior. To conserve, Americans must find ways to lessen their demand for gasoline and do more with less. But Americans are faced with marketing messages that promote a bigger, high-powered automotive culture. We are urged to ``drive bigger,'' ``go faster,'' and ``do more.'' Such messages are inconsistent with fuel conservation, let alone traffic safety.

Americans can do a great deal to conserve gasoline. They can use public transportation wherever and whenever feasible. They can form carpools for commuting. They can purchase fuel-efficient vehicles. And they can take everyday actions that will help reduce the amount of gasoline they have to purchase.

In particular, the car or truck you drive, how it's maintained, where you drive and how you drive are the most important factors in conserving fuel:

<bullet> Routinely maintaining your vehicle by keeping tires properly inflated, keeping moving components well lubricated, and emissions systems operating properly will help you achieve maximum fuel economy and extend its useful life.
<bullet> A heavier vehicle uses more gasoline so don't haul extra weight or cargo if you don't have to.
<bullet> Take a look at your owner's manual. If your vehicle does not require premium or mid-grade fuel, purchase less expensive regular unleaded.
<bullet> Consolidate trips and errands to cut down on driving time

and slow down. Leave enough time to reach your destination at a proper speed.

<bullet> Avoid sudden stops and ``jack rabbit'' starts that waste fuel and are hard on your vehicle's components.

<bullet> Finally, comparison shop for gasoline prices just like you would any other consumer good.

<bullet> Employers can do their share too. Many companies have telecommuting policies, allowing staff to work from home. Now is the time to apply those policies more liberally, especially while refining capacity is diminished.

<bullet> Oil companies must ensure that their pricing yields what they need and deserve, but not more.

<bullet> Federal authorities needed to relax requirements for blended fuels and release crude oil from the Strategic Petroleum Reserve. We applaud that they have.

<bullet> Local authorities must be vigilant with regard to any retail pricing abuses which may occur. Also, they must be prepared to institute fuel purchase management programs if the need arises.

<bullet> The media must carefully cover the situation. Over-reporting a limited number of shortages may provoke panic buying or hoarding, and that will only make the situation worse.

Doing all of these things will not end the crisis, but will mitigate its impact.

There are three other things Congress could encourage that would also help the situation:

1. Require that the EPA modify its MPG testing procedures to accurately reflect real-world driving conditions.

Current MPG tests assume drivers never go over 55 miles per hour, drive up hills or use their air conditioners. That's wrong and the American people deserve better, especially if we expect them to make informed car purchases.

Americans need to be smarter, better informed consumers when it comes to fuel efficiency. Unfortunately, people who shop for new vehicles are experiencing a different kind of ``sticker shock'' when it comes to the posted mileage estimate for highway and city driving. Unfortunately, motorists find out after they've bought that new vehicle that the posted estimated mileage by the Environmental Protection Agency (EPA) is not going to reflect the results they experience in the real world.

The EPA uses tests designed in the mid-1970s, to measure vehicle miles per gallon under ideal circumstances that reflect little of the actual driving conditions that face most motorists. AAA has urged the EPA repeatedly to use whatever means at its disposal to enhance these mileage tests to better reflect the manner in which people actually drive. We were very appreciative of Senator Cantwell's efforts to address this issue during consideration of the Senate version of the transportation bill. But AAA believes the MPG provision in the recently enacted energy bill will not solve this problem and we will therefore continue to advocate an effective standard to achieve more accurate mileage estimates.

Another tool that consumers can utilize is AAA's Fuel Price Finder. This is a new Internet-based tool to research local gasoline prices. When prompted by a ZIP code or a city name, the site will identify recent prices for fuel stations within a three, five, or ten-mile radius with addresses and a map of their locations. This is a new service that is currently available to approximately 50 percent of AAA's membership in the United States. Just like you shop around for other consumer products, AAA recommends you shop around, when possible, for gasoline.

2. Seek a federal standard for clean gasoline that does not result in a patchwork of fuel blends.

AAA has no interest in scaling back improvements in air quality, but so-called ``Boutique Fuels'' have contributed to price volatility and regional disruptions. We need to find a way to achieve both our clean air and supply goals.

3. Commit to achieving higher fuel economy standards on all vehicles.

We would prefer to see automakers commit to this challenge voluntarily, but if they are unwilling to do that, Congress should require improvements through changes in CAFE standards. AAA acknowledges that the Administration has issued a proposal to revise the current CAFE program. However, this proposal does nothing to address the largest and heaviest passenger vehicles on the road today. That's not right.

AAA believes the proposal is flawed: it is merely a small step toward fuel efficiency and does nothing to capture the heaviest passenger vehicles on the road. This is unacceptable while the nation faces the reality of high gasoline prices and potential supply problems.

AAA understands that Americans want choice in their vehicles, but we also believe choice is possible among much more fuel efficient vehicles. We can no more ignore these vehicles in CAFE standards than we can when we try to park next to one.

When things do return to normal, we should not forget the fragility of our situation.

As Katrina has reminded us, we are never more than a disaster away from this type of crisis.

If we do not reduce our dependency on fossil fuel or increase our access to a reliable source of it--or both--the narrow margin we rely on for stability will continue to erode.

There are also longer term strategies that are important, such as:

<bullet> developing alternate fuel sources,
<bullet> building more fuel efficient vehicles,
<bullet> expanding efficient public transit,
<bullet> reducing our dependency on foreign oil, etc.

These will all take time and thus won't resolve our more immediate problems.

But these longer term strategies are important and are deserving of your attention. These are not new issues, but it is now clearly time for them to be elevated in importance and priority.

Mr. Chairman, a word of caution. In the Spring and Summer of 2000 as the nation grew alarmed by $2 per gallon gas prices, Congress seriously considered a temporary repeal of federal gasoline taxes. AAA opposed those efforts then, and would caution against such an effort now as well.

While attractive at first glance, such a course of action will do little to address the root causes of our gasoline price problem today. The resulting loss in receipts to the Highway Trust Fund would severely compromise the safety of the traveling public. Asking the American people to choose between a gas tax reduction and safety is posing the wrong question. Short term fixes, while politically popular, are not the answer to a long-simmering national energy problem, and are not in the best interests of highway safety and the overall economic well-being of the nation.

Let me reiterate that the greatest hardship resulting from Katrina is not at a fuel pump that displays a high price or--even worse--the word ``empty''.

The greatest hardship is that faced by the people of the Gulf coast, and our hearts go out to them.

In conclusion, Mr. Chairman, AAA will continue to urge motorists to do their part, but we are also looking to our leaders in government and industry for answers.

If we consider the issues in a comprehensive fashion, we will better be able to serve our constituents--and yours--together.

Once again, thank you for the opportunity to testify today. I will be happy to answer any questions.

The Chairman. Mr. Darbelnet, would you give me a moment. I must vote or I will miss it. Senator Burr is here, Senator Wyden is here. My recommendation as chairman is that the next witness proceed and that we go, collectively not go beyond 6 o'clock, meaning that the two of you could take over and ask some questions, but that we not stay open for very long.

Senator Burr. Mr. Chairman, before you leave could I ask unanimous consent that all members be allowed to submit written questions to the second panel?

The Chairman. That will be done. I have already asked if you would submit questions to things you have heard that we might not have time today to inquire of you because of this problem.

Senator Wyden. Mr. Chairman.

The Chairman. Yes?

Senator Wyden. You have been very gracious. Could I amend that UC to perhaps say 10 after 6?

The Chairman. Yes.

Senator Wyden. Would that be acceptable?

The Chairman. That would be fine.

Senator Wyden. Thank you.

The Chairman. If it is all right with you, if you do not mind.

I would say to all of you, it has been most enlightening, just the little bit I have heard, and I think, Mr. Dowd, you will contribute to a continuation of that. I think that the most interesting thing is that there is nobody here yelling and screaming. They are being very productive. AAA, I commend you. You know what is out there and I think what you are talking about in terms of practical things are very good.

Senator Burr will be in charge because that is the way it is. We are in the majority, regardless of his experience, age, and bald-headedness. No, you are about the same. But with that, I am going to relinquish the chair. Thank you.

Senator Burr [presiding]. Mr. Darbelnet, please continue.

Mr. Darbelnet. Thank you.

If we do not reduce our dependency on fossil fuel or increase our access to a reliable source of it or both, the narrow margin we rely on for stability will continue to erode. There are also longer term strategies that are important, such as developing alternate fuel sources, building more fuel efficient vehicles, expanding efficient public transit, and reducing our dependency on foreign oil. But all of these will take time and thus will not resolve our more immediate problems. However, these long-term strategies are important and they are deserving of your attention.

These are not new issues, but it is now clearly time for them to be elevated in importance and in priority. Let me reiterate that the greatest hardship resulting from Katrina is not at a fuel pump that displays a high price or, even worse, the word ``empty.'' The greatest hardship is faced by the people of the gulf coast and our hearts go out to them.

As it relates to fuel, gentlemen, we at AAA will do our part to calm the public and to calm our 48 million members, but only if we are confident that you are doing your part, too. Katrina has shown the public and perhaps the world how vulnerable our transportation and energy networks are. There is an opportunity here, in fact an obligation, to go beyond the energy bill and to make the changes that will keep this from ever happening again.

Thank you for the opportunity to testify today.

Senator Burr. Thank you, sir.

At this time the chair would recognize Mr. Dowd.

STATEMENT OF JOHN DOWD, SENIOR RESEARCH ANALYST,
SANFORD C. BERNSTEIN AND CO., LLC

Mr. Dowd. Thank you. I would first like to thank you for the opportunity to speak today. My name is John Dowd. I am a senior energy analyst at Sanford Bernstein, which is a firm that specializes in providing expert advice to Wall Street investors.

Actually, I would like to deviate from the script a little bit because there are some key points that have not been addressed. The key point: This is a global problem. Changing U.S. consumption by 5 percent would alter global demand by 1.3 percent. Now, 1.3 percent is a large number, depending on how you look at it. It would double the amount of spare capacity in the oil markets today. But 1.3 percent is also about enough to offset 2 years of Chinese demand growth. The point is this is not just us.

Also, energy independence is a sense a myth. Even if the United States were an exporter of crude, it is not clear that would help out the U.S. consumers. The UK is a net exporter of crude and gasoline prices in the UK are above where they are right here in the United States I think it is important to recognize the global extent of these issues.

With spare capacity in the energy industry at the lowest level in decades, not just in the United States but globally, it really was just a matter of time before a disruption somewhere upset what is currently a very delicate balance in the markets. At present the world has only 1.4 million barrels per day of spare capacity, and this assumes that all of the Gulf of Mexico production that is off-line today comes back immediately. That is less than 2 percent of current oil demand, less than 1 year of demand growth.

Two months ago my company provided expert analysis to support a simulation exercise called Oil Shockwave that examined the sensitivity of the oil markets to supply shocks and potential policy responses. The simulation brought together nine former high-level White House Cabinet officials right here in Washington. It was sponsored by two independent organizations, SAFE, which is Securing America's Future Energy, and the National Commission on Energy Policy.

I would like to include in my testimony two reports issued as a result of that simulation.

Senator Burr. Without objection.

Mr. Dowd. The conclusion is that our policy response is really straightforward. We can either increase spare capacity--well, that is it. We can increase spare capacity. We can do that either by increasing world oil supplies or by reducing global demand, either of which will reduce the risk premium and prices will fall.

In practice, accomplishing that task of increasing spare capacity is anything but straightforward. My key point is that the reason we find ourselves with such limited spare capacity in the global hydrocarbon markets is because it has been so difficult to accelerate supply. This is not intuitive. Conventional wisdom holds that if an industry invests more money then supply growth will accelerate. Unfortunately, conventional wisdom has not been working and that is why we are in the situation we are in today.

The data is fairly stunning. Coming from Wall Street, we talk primarily in terms of data. The investment in the U.S. oil and gas industry has doubled over the past decade to one of the highest levels in history. Nonetheless, domestic hydrocarbon production continues to decline. My point being it is going to

be very difficult to solve the world's supply issues through additional investment in the United States.

There are striking examples overseas as well. A decade ago, the hope of the industry was that new reserves in deep water basins would provide for the next wave of global supply additions. The industry invested aggressively and tripled the number of deep water rigs in order to tap reservoirs beyond the continental shelves. However, after the initial flurry of exploration success, discovery rates stabilized despite the jump in drilling activity. Reserves outside of OPEC and the former Soviet Union peaked in 1997 despite all of the exploration in the deep water and the record investment by the oil industry since that timeframe.

This lack of sizable discoveries is one reason why non-OPEC production growth rates have slowed. Excluding the former Soviet Union, production growth rates from non-OPEC countries have slowed in each decade over the past 5 years. It does not seem to be tied to investment.

A major concern--there are two going forward. First, E&P spending, spending by the energy industry, is already at a record high level. Virtually every rig in the world is already being used. There are four quality offshore drilling rigs that are idle. It is about 1 percent of supply. This industry is running hard today. Adding new equipment to the drilling rig industry will take 3 to 5 years. That is how long it takes to build a modern piece of equipment.

Another concern is that events outside our border will influence oil prices here. Much attention has been focused on the growth in China, which has been responsible for 25 percent of the growth in global oil demand over the past 10 years. All of the increase in Chinese oil demand, however, has been offset by increased exports from the former Soviet Union. What makes that an alarming statement is that, while Chinese demand continues to grow, Russian production growth stopped last September. This is potentially a game-changing event for the oil markets and one that we in the United States have limited control over.

We are probably all familiar with the well-worn homily about having the serenity to accept what you can change, the courage to change what you can, and the wisdom to know the difference. I do not know that anyone would counsel serenity under the current circumstances, but courage and wisdom are certainly called for.

We cannot control hurricanes, terrorists, or the investment climate in foreign countries. We cannot stop international oil markets from adding a sizable risk premium to oil prices as long as global spare capacity is as low as it is. The only way that we can really help the U.S. consumer mitigate the effects of global price inflation is to help them conserve. I would recommend stronger fuel efficiency rules. That could make a difference. Increasing U.S. production really is not likely to make a difference to the global crude price. We should build more refineries, we can build more refineries. Refining investment in the United States this year is going to be the highest in 10 years, so I know that efforts are under way to do that.

But I caution that this is global. This is not a U.S.-specific event. And I thank you for your time.

[The prepared statement of Mr. Dowd follows:]

Prepared Statement of John Dowd, Senior Research Analyst,
Sanford C. Bernstein & Co., LLC

INTRODUCTION

Good afternoon. I am John Dowd, Senior Research Analyst at Sanford Bernstein & Co., a firm that specializes in providing expert advice and research to Wall Street investors. I would first like to thank you for the opportunity to speak today about why gasoline prices are so high and how we might better protect ourselves in the future from the kinds of price shocks we have been seeing over the last few years and more recently, of course, in just the last few days.

This hearing was scheduled weeks before Hurricane Katrina barreled into the Gulf Coast, setting off a chain reaction in energy markets that has now raised the visibility and the urgency of the issues we are discussing to a whole new level. Once again we find ourselves wondering if an energy crisis is at hand and how long and how bad it might be. Once again, we find ourselves asking: Isn't there some way to stop having these crises in the future?

My esteemed colleagues on this panel can speak with authority to the specifics of our current situation and to the pain it is causing the average American consumer and the larger economy. It is, of course, important that we address these specifics and that we take whatever steps we can to ameliorate the effects and minimize the duration of the present crisis. Hurricane Katrina has exposed the vulnerabilities created by a critical shortage of refinery capacity in our country and I agree with many of my fellow panelists that this must be addressed.

But I would also like to take the opportunity in my testimony to step back from the specifics of the pre-and post-Katrina situation to address some of the bigger-picture forces of oil supply and demand that have brought us here. For I believe that, unless we address some of these underlying dynamics now, we will be back in a few months or a few years, re-examining the same issues we are discussing today.

I would like to highlight five main points about our current oil predicament and what we can and can't do about it.

1. The oil industry is inherently volatile in the sense that it is driven by a host of supply and demand factors which are largely beyond our control, at least in the short-run. That volatility becomes acute when, as now, spare production capacity is extremely tight. Under these circumstances, even a small disruption can produce large price spikes.

2. The primary reason that we find ourselves with such limited spare capacity is because the record investment by the energy industry aimed at expanding oil production has not resulted in the expected supply response. Conventional wisdom holds that more investment will lead to more supply. In the case of global oil production, the validity of conventional wisdom does not appear to be certain. This uncertainty emanates from several sources:

a. Global oil production growth rates outside of OPEC and the Former Soviet Union have slowed each decade over the past five, regardless of the level of investment.

b. Investment in U.S. hydrocarbon production has doubled over the past decade and production has not grown. The record investment undertaken by the industry over the past five years has not been sufficient to cause global oil reserves outside of OPEC and Russia to expand. Furthermore, exploration success rates in deepwater basins have been substantially below initial expectations.

c. Virtually every rig and every petroleum engineer in the world is already working. Materially increasing the level of activity beyond the current level is not feasible over the coming 3-5 years.

3. In the case of the refining industry, conventional wisdom regarding the effectiveness of additional investment does appear to be correct. We can and should build more refining capacity. Nonetheless, the industry today finds itself operating at a very high level of utilization due to the robust economic growth over the past decade, the slowdown in efficiency improvements in the auto fleet, more stringent environmental requirements, and the deteriorating quality of crude available to the industry.

4. This is not only a U.S. predicament. Gasoline prices this year have risen equally in Europe and the Far East. This is a global supply and demand issue. Important trends taking place overseas will likely

exacerbate the situation. For instance, China has accounted for 1/4 of the global increase in oil demand over the past decade. To date, this increase in demand from China has been entirely offset by accelerated production from the Former Soviet Union (FSU). What is alarming is that while Chinese demand continues to expand, Russian production stopped growing last September.

5. In the short run we have relatively few options for addressing a crisis beyond tapping the Strategic Petroleum Reserve. So even as we cope with today's realities we must begin to think--and act--beyond the short run. In doing so it's important to recognize that U.S. consumers and policymakers have far more control over long-term demand than they do over long-term supply. The demand side of the equation is where we have the most leverage and where we must focus our effort and resources.

HIGH UTILIZATION IS THE CAUSE OF HIGHER PRICES

With spare production and refinery capacity at the lowest levels they have been in decades--not just in the United States, but globally--it was only a matter of time before some disruption, somewhere, would have the dramatic impact on oil markets and on our economy that we are seeing as a result of Katrina today. In fact, as you well know, gasoline prices have been rising for some time now, largely because rapidly growing global demand has outpaced the oil industry's ability to bring new supplies to the market. This created a situation in which any disruption to existing supplies, even a relatively small one, would inevitably have an exaggerated impact on oil markets and on gasoline prices.

Just two months ago, in fact, my company provided expert analysis to support a simulation exercise called Oil ShockWave that attempted to examine how we might respond to a short to medium-term oil supply crisis of just the sort are experiencing now. The simulation brought together nine former high-level White House and Cabinet officials right here in Washington D.C. It was sponsored by two independent non-profit organizations--Securing America's Future Energy or SAFE and the National Commission on Energy Policy--that see our nation's oil dependence as constituting one of the preeminent public policy challenges of our time. In Oil ShockWave, the hypothetical events that trigger a crisis primarily involved terrorist attacks and political unrest in far-off lands. But the point of the exercise was that, due to the lack of spare capacity, it really doesn't take much of a disruption to trigger a crisis in today's market and it doesn't really matter how that disruption comes about. Indeed, recent events may be proving, all too tragically, that Mother Nature can do just as well as Al Qaeda at sending a shockwave through the world's advanced economies.

In addition, because there is so much overlap between these points and the findings that emerged not only from Oil ShockWave but also from the bipartisan National Commission on Energy Policy, which issued a comprehensive set of policy recommendations last December, I am including with my testimony the two reports issued as a result of both those efforts.

As I have already mentioned, our growing susceptibility to a supply disruption like that caused by Katrina is rooted in a dramatic decline in spare production capacity as global demand for oil has grown more quickly than the ability to bring new supplies to market. The volatility and high prices we've been seeing since well before last week are a direct consequence of historically low spare production capacity, not only in the United States but in the world as a whole. When spare capacity is low, even a relatively small disruption in global supply can cause shortages and produce sharply higher prices. The market responds to the increased risk of future shortages by attaching a premium to the prices they would otherwise charge based on current inventories and current demand. This premium appears to be directly proportional to the amount of spare production capacity held in reserve.

For example: if there were 6 million barrels per day of idle capacity worldwide, no single terrorist act or natural catastrophe would be sufficient to cause a shortage. The risk premium would be low. At present, however, the world has only 1.4 million barrels per day of spare production capacity (assuming that all of the Gulf of Mexico capacity returns imminently), or less than 2 percent of current global demand. This is only enough spare capacity to meet a little more than one year of expected demand growth and it leaves world oil markets at the mercy of political conditions in Venezuela, Nigeria, and Iraq, not to mention natural disasters and potential terrorist acts. In fact, the price of oil over the last year has hovered somewhere between the cost of producing it and the $100-per-barrel price (in real terms) witnessed during past crises, indicating that the market was already factoring in some probability that a shortage would occur at some point in the future. In the weeks before Katrina, oil prices were fluctuating near $60 per barrel; last week, after the storm, they hit a high of $70 per barrel. Analysts have since speculated that at this point, any additional supply disruption--in the United States or elsewhere--could easily send prices into the triple-digits. In this context, the situation depicted in Oil Shockwave--where a global supply shortfall of less than 4 percent produces a world oil price of $160 per barrel--looks prescient.

WHY HAS SUPPLY GROWTH LAGGED EXPECTATIONS?

In theory, the policy response to this situation is straightforward. If we can increase spare capacity--either by increasing world oil supplies or by reducing world demand--we will reduce the risk premium and crude oil prices will fall. In practice, accomplishing either is anything but straightforward. On the supply-side, the primary concern stems from the apparent inability of non-OPEC producers to materially increase production in recent years despite increased investment and rising prices. The conventional wisdom within the energy industry for decades has been that the price of oil could not permanently move above $25 per barrel because if it did, this would invite a non-OPEC production response. High prices would attract more oil investment and production would rise.

Unfortunately, recent history suggests that the relationship between investment and output is not quite so simple, at least when it comes to this industry. The primary reason that capacity growth has been slower than expected is that the productivity of new basins has been substantially less than expected. A stark example can be seen in Exhibit 1.* In the United States, capital investment by the oil and natural gas industry has doubled since 1994--yet natural gas production has not grown and oil production has actually fallen. This situation does not appear to be an aberration.

---

* The exhibits and other attachments have been retained in committee files.

A decade ago, the hope of the industry was that new reserves in the deepwater regions of the world would provide the next wave of global supply additions. The industry invested sizable sums in building new drilling equipment in order to tap the hoped-for reservoirs beyond the continental shelves in the Gulf of Mexico, Brazil, West Africa, and the North Sea. However, after an initial flurry of exploration success, discovery rates have been stable despite a jump in drilling activity (Exhibit 2).

While the deepwater basins are a source of supply growth, it is important to keep the size of this production growth in context. For instance, roughly 1/3 of the deepwater drilling equipment in the world is operating offshore Brazil, and has been for a decade.

Nonetheless, Brazil is still a net importer of crude oil. Viewed more broadly, even with the opening of the deepwater basins to exploration, reserve discoveries outside of OPEC producing countries

and the Former Soviet Union have not kept pace with production from those regions. As seen in Exhibit 3, discovered oil reserves outside of OPEC and the Former Soviet Union peaked in 1997, despite the record investment by the oil industry since that time.

In fact, the same trend has occurred in all non-OPEC countries outside the former Soviet Union. Collectively, these countries have not only been unable to sustain production growth rates, they have witnessed a decline in production growth rates in each of the last five decades. During the 1970s, oil production in these countries grew by 3.1 percent annually. Over the past decade, production in these countries grew only 1.1 percent annually, despite considerably higher levels of investment, as seen in Exhibit 4.

Non-OPEC countries outside the former Soviet Union have experienced sub-par reserve discoveries despite an increase in exploratory drilling and the development of more sophisticated locating equipment. In fact, annual reserve discoveries in these countries have failed to substantially increase over the past 20 years. Worse, over the past four years the discovery of new reserves has fallen behind current production, resulting in a decline in total reserves for these countries.

To some extent, these recent trends are explained by simple geologic reality. As reservoirs are gradually depleted, the remaining oil becomes harder and more expensive to extract. New discoveries must constantly be made just to compensate for the depletion of existing basins, let alone to meet a substantial new increment of global demand growth each year. The world's largest and most accessible reservoirs have already been tapped. As a result, we are now pursuing the less accessible and/or smaller reserves which typically cost more and experience more rapid production declines once they are developed (Exhibit 5). The U.S. experience with natural gas production provides a worrisome analog in this regard. Hence, I am including with this testimony a separate short paper that provides some additional detail about that experience.

We are also pursuing development of crude oil reserves that in prior times, under lower pricing scenarios, were considered to be of unacceptably poor quality. The implications are significant not only for the oil producing industry, but also for the oil refining industry. When lower-quality crude oil enters the refining system, it must be refined more intensively in order to yield the same amount of gasoline. This is one of the factors that has contributed to the high utilization of the refining system. The performance of the U.S. refining industry in particular has been impressive. The industry has been able to increase gasoline production by 10 percent over the past decade, despite a reduction in the absolute number of refineries, more stringent environmental requirements, and a slow but persistent deterioration in the quality of crude oil available to the market (see Exhibit 6).

To grossly oversimplify the energy sector, the exploration industry is essentially the business of finding gasoline, while the refining industry is the business of making gasoline. It is not possible to analyze one without the other. One of the major reasons that refining industry is tight today is because the lack of success of the E&P industry in finding new resources. Because we have not found substantial new deposits of light sweet crude oil, we have been forced to refine the barrels that we have found more intensively. Further deterioration in the quality of crude supplies will likely mitigate the benefits of future refining capacity additions.

One major concern is that the lack of necessary equipment and expertise may limit the future supply response. For example, there are today only four competitive offshore drilling rigs that are idle available to go to work tomorrow (by contrast, some 422 offshore rigs are already working). While demand for offshore drilling equipment has recently spiked, supply is expected to rise by only 3 percent annually through 2008 based on already signed construction contracts. One difficulty in quickly expanding offshore production capacity is that

building a modern drilling rig requires 3-5 years and costs between $150 million and $500 million, depending on the type of equipment. Another difficulty is that qualified labor in the oil industry is limited, and we are already running into shortages of skilled workers.

THESE ARE INTERNATIONAL, NOT DOMESTIC, ISSUES

Meanwhile, a lively debate about whether we are, in fact, beginning to ``run out'' of oil has recently been picked up even by the mainstream press. My first response to that debate is to say that no one really knows. My second response is to say that I'm not sure it really matters. The question is not whether global oil production has begun to reach a peak. The question is whether the growth rate of supply can continue to keep pace with the growth rate of demand. Much attention has recently focused on the impacts of China's growth on world oil markets. In fact, all of the increase in Chinese oil demand over the last decade has been offset by increased exports from the former Soviet Union (Exhibit 7). This does not, however, appear likely going forward. The fact that production in Russia stopped growing last September is potentially a game-changing development that will further exacerbate the risks of a major supply crisis. Unforeseen changes on the demand side could equally accentuate these risks. For instance, if global oil consumption were to grow at a pace of 3.1 percent next year rather than current expectations of 2.1 percent, the forecast surplus global production capacity would be cut in half.

Not only is the sensitivity of oil prices to supply disruptions heightened today because of the lack of spare capacity, the frequency of such disruptions is likely to increase because of where new oil producing facilities are being located. Throughout history, oil companies have taken a very rational approach to investment, weighing political risk against geologic risk when deciding where to explore and drill. As the world's oil basins have matured and geologic risks have increased, the industry has demonstrated an increasing propensity to invest in politically risky areas. Today our attentions are understandably focused on the risks posed by nature, but any number of eminently plausible scenarios involving terrorism or political unrest could have similarly profound effects on world oil markets.

CONCLUSIONS/RECOMMENDATIONS

We may soon find out what our immediate options are for responding to a sustained supply crisis and how far those options will take us. At the moment it is still too soon to know whether recent events in the Gulf region constitute such a crisis. If they do I think we will find, as the Oil ShockWave participants discovered, that our near-term options are limited. The President has called for releasing some oil from the Strategic

Reserve and for voluntary conservation efforts, while other countries have indicated that they too will tap emergency reserves. The relaxation of environmental constraints in the refining industry should be a small positive for supply. I would recommend a stronger call for conservation. If, as a country, we were to obey speed limits for the next two months, we would probably conserve more fuel than will be lost by the refinery outages. Reducing speeds from 70 mph to 60 mph, for example, improves fuel efficiency by 15 percent. If Americans want to know what they can do to limit gasoline price inflation, the answer is simple: slow down. I don't think this is generally known, or believed, by the U.S. public, and it should be. That may be all we can do in the weeks and months ahead.

Longer-term of course, we must look for more fundamental ways to shift the current balance of supply and demand as a means of reducing our vulnerability to oil price shocks that we cannot control. Many will instinctively reach for supply-side solutions and for measures to increase U.S. oil output. For the reasons discussed above, however, it's not clear that further incentives for expanded domestic production

will do much good. And even if we succeeded in boosting domestic production for a time, our nation's oil resources are simply too limited to make a lasting dent in the global market that determines the prices we all pay. Some of the provisions in the Energy Bill of 2005 will also help in the long run, especially those that seek to diversify the nation's energy resources and promote efficiency, but most address the needs of the electricity industry, and not transportation fuels such as gasoline.

Our current predicament, simply put, is rooted in the near-total dependence of our transportation sector on petroleum fuels. Our nation possesses only 3 percent of the world's estimated oil reserves but accounts for as much as 25 percent of global oil demand, the great bulk of it for use in our cars and trucks. When you look at these numbers it's obvious that controlling our destiny in terms of oil security comes down to controlling the relentlessly growing demand of our transportation sector for gasoline and diesel fuel. Fortunately, the potential for efficiency improvements in this sector is also substantial if the political obstacles can be overcome. The National Commission on Energy Policy found, for example, that a concerted effort to increase fuel economy standards, and promoting hybrid and advanced diesel vehicles, could substantially reduce future petroleum consumption by the U.S. transportation sector. We estimate that improving the average fuel efficiency of the entire U.S. vehicle fleet by 2 miles per gallon--an objective that can be readily achieved using already available, conventional vehicle technologies--would reduce total U.S. gasoline demand by roughly 1 million barrels per day. This amount is equivalent to all of the growth in U.S. gasoline consumption over the past eight years.

Of course, to matter at a global level, demand reductions must be significant, especially given the growth pressures we face in other parts of the world. And significant demand reductions cannot be realized overnight any more than significant supply enhancements or refinery expansions can be. But it is reasonable to aim to achieve gradual yet steady progress that can yield substantial dividends over time. Gradually improving vehicle fuel economy through a combination of higher standards, manufacturer and consumer incentives, and other initiatives would essentially ``buy us time'' to develop the more advanced vehicle technologies and alternative fuels that will someday allow for a more decisive shift away from our current petroleum dependence. Even in the short run, moreover, the benefits of any efficiency improvements introduced in the U.S. vehicle market would likely be amplified as a result of their diffusion to markets in other countries, most of which have as keen an interest as we do in slowing demand growth and blunting their exposure to future oil shocks.

We are probably all familiar with the well-worn homily about having the serenity to accept what you cannot change, the courage to change what you can, and the wisdom to know the difference. I don't know that anyone would counsel serenity under current circumstances, but courage and wisdom are certainly called for. We can't control hurricanes, terrorists, or the investment climate in foreign countries. We can't stop international oil markets from adding a sizable risk premium to oil prices as long as worldwide spare production capacity remains dangerously low. What we can do is limit our future dependence on oil and our exposure to these risks through thoughtful, long-term policies aimed at promoting a greater supply and diversity of fuel options while at the same time significantly improving the efficiency of our nation's vehicle fleet. Something good will have come of the current crisis if it impels us to take the long view. We should try to control what we can control. And we should start doing that now.

Thank you again for the opportunity to testify.

Senator Burr. Thank you, Mr. Dowd. Thank you to all the witnesses.

The chair would recognize Senator Thomas.

Senator Thomas. For questions?

Senator Burr. Right.

Senator Thomas. Thank you.

Sorry we missed much of your testimony. Mr. Darbelnet, I read your statement and I appreciate your listing some of the things that you think are something we can do in the short time. Again, as I said earlier, we have covered what we do in the long range. What we are talking about here is what we do I think a little more soon.

Mr. Slaughter, in respect to the Nation's refining capacity, 47 percent is in the gulf coast region, I think you pointed out.

Mr. Slaughter. Yes, sir.

Senator Thomas. Only one new refinery being developed since the 1970's. What can we do to facilitate more refining capacity and get regional diversity in it?

Mr. Slaughter. Thank you, Senator, for the question. Of course one of the problems and one of the reasons why there is not a lot of regional diversity, as is the case with production, is that a lot of other areas really are not that receptive to refineries. The one that was added in 1976 that was the last one was added in Garyville, Louisiana, and is one of those near New Orleans.

One of the things that was started--and we are talking about things being first steps--the energy bill had an important provision, the first one in 50 years, that would actually have encouraged investment in refining. There was a provision that came through the Senate bill that basically allowed expensing of 50 percent of the investment of basically increasing the capacity of a refinery by 5 percent or more.

Now, there were other things that were looked at. That was a bill originally introduced by Senator Hatch. He originally also wanted to change the depreciation rate for refining investments. 40 years ago it was decided that refining should have a 17-year life and therefore have a 10-year write-off period. Everything else, all industries like us, have a 5-year write-off period. If you could make that change, it also would encourage people to invest money in refining.

The other thing is, and Mr. Dowd just mentioned it, perhaps the last 2 years, which were good years for refining, will encourage more people to make refining-related investments. It will take a lot bigger investment, $3 billion, to build a new refinery as opposed to adding capacity at existing sites. But hopefully--before that we had 10 years in which the return on investment in the industry was only 5 percent, which you can get on a T-bill with no risks.

So if more people think that the last 5 years are what the next 10 are going to be like, it would be very helpful. But it would be very helpful to have an extension of that tax cut idea to actually encourage more investment in domestic refining.

Senator Thomas. I guess, Mr. Shipley, you represent more retail outlets. You heard all the discussion about the change in price over the day and the difference between when you filled your tank and when you changed. How do you react--maybe you did in your statement. How do you react to that concern about it seeming like just automatically setting different prices?

Mr. Shipley. The arbitrariness----

Senator Thomas. Yes.

Mr. Shipley [continuing]. Or apparent arbitrariness. I guess the first thought I have is I share it as a buyer of gasoline for retail. We are experiencing that uncertainty and fast moves in the cost, rising cost of fuel that we need to put in our tanks.

Our company with 26 stores has 100 tanks with 10,000 gallons, a million gallons of storage. We need to fill that

with gasoline before we can sell it. In your car you might have a 20-gallon tank. We are really dealing with the same thing that consumers are dealing with on a slightly larger scale, right before consumers deal with it.

Senator Thomas. But if you fill your million gallons on Tuesday and suddenly the guy down the street increases his price, do you increase yours too just because it is competitive?

Mr. Shipley. No. If I can get the gallons from the guy down the street, I will do it.

Senator Thomas. I am not talking about that. I am saying if you are basing your price on what it costs you to fill your wholesale tank, are you going to change it simply because the community is going higher and you can make a higher profit? Or are you going to base it on the cost in addition, your profit in addition to the cost of your product?

Mr. Shipley. On the replacement cost of the product.

Senator Thomas. Which you are guessing.

Mr. Shipley. Last week there is no question about, there was an element of trying to get a handle on what the next cost was, what the cost was going to be.

Senator Thomas. I see.

Mr. Shipley. We do get price--we knew what the price was from our supplier.

Senator Thomas. Sure.

Mr. Shipley. And as we are continuously filling our tanks, we are buying at those prices.

Senator Thomas. Well, the allegation, whether it is right or wrong, or suspicion is that your tanks are full, but because the price changed that day, why, you raised your prices 20 cents even though you are still using the same gas. Do you find that to be the case?

Mr. Shipley. That could happen at a certain spot. But when it is time to fill that tank again, we still need to have the money. We need to be able to sell that product at a price that we can buy the next gallon of gasoline.

Senator Thomas. Thank you. Thank you, sir.

Senator Burr. Senator Wyden.

Senator Wyden. Mr. Chairman, are we going 5-minute rounds here? What is your pleasure here?

Senator Burr. Based on your unanimous consent, you and I are splitting between now and 6:10.

Senator Wyden. I am going to ask then for a UC to go to 6:15.

Senator Burr. What if I do not agree with that?

Senator Wyden. You and I have only been friends about 20 years. I think my odds are okay.

Senator Burr. I will be here as you have questions.

Senator Wyden. Great, thank you. This will be very brief.

Mr. Slaughter, you represent all of the major oil companies in your association. Right now those companies are awash in money. They have got record profits. We have got record prices. We have got huge margins. I would like you to tell me what those companies are going to do with all that money. What are they going to do particularly with that money in the next 90 days when we have these tremendous needs for affordable energy in our country? What are they going to do with all this money that they are sitting on?

Mr. Slaughter. Well, obviously one of the things they will be doing is helping basically put the gulf coast back in order and keeping the supply lines, improving the supply lines, putting them back together for the rest of the country to supply fuel.

There is a lot of talk about profits in the oil industry, but there is not much talk about profit margin. The reason

there is not is because it takes huge amounts of money to be in this business. Actually, the only measure of profitability really is how much you actually make after you put money in the business.

These companies, many of our companies, not all but many, are international companies that invest billions of dollars around the world. They may invest it in some particular country that has promising oil reserves, but they may lose that investment overnight because of terrorism or some kind of change of government in that country. You look at what is happening on the world stage to the United States and you look at what is going on with world terrorism. Our companies that deal in exploration and production have to invest money in those types of places all the time. It takes vast amounts.

We are talking about need to increase refining investment in the United States. It takes a vast amount of money to be in refining business in the United States. We will spend $20 billion in this industry on environmental program compliance in this decade, on top of what we put into maintaining the business and do what upgrades we can.

There are tremendous calls for money in this business. The good thing is--you talk about LNG terminals, you talk about expanded gas production. Much of this hearing is about what needs to be done. It takes capital to do that and the energy companies are going to have capital to reinvest into the business to produce more energy for not just the American people, but globally, which will help us too.

Senator Wyden. You just told me that profits could be marginal. You told Senator Thomas you might need additional tax credits. That just defies everything that I read in independent sectors of the press and everywhere else. What I would like you to do, would you get to me personally a written response to my question by the end of this week?

Mr. Slaughter. I would be happy to, Senator.

Senator Wyden. I would like--and I appreciate that. I appreciate your responsiveness. I would like to know what the oil industry, your member companies, are going to do with all this money that they are sitting on in the next 90 days. I appreciate your responsiveness and I will look forward to getting it by the close of business on Friday.

My question for the AAA president is essentially this. On your website you have a daily fuel gauge report that shows current oil and gasoline prices. Today's report shows how gasoline prices have been spiking up at the same time that crude oil prices are going down. The chart shows a 50-cent increase from $2.55 to over $3 a gallon for gas at the same time crude oil dropped 50 cents a gallon.

So how can the run-up in gasoline at the same time crude prices are dropping not essentially be price-gouging?

Mr. Darbelnet. Well, I am not sure that that question can be properly answered by myself. It might be one best directed at those who produce and distribute and sell the product. But to the extent that your question reflects the difficulty that the public has understanding why prices rise as quickly as they do, I think it is on target in that regard.

As I said earlier, last week the price of retail gas increased by 45 cents a gallon, the price of crude remained roughly flat during that period. The gas that was sold was refined before the storm hit and one can only conclude that the price at which gas is being sold is perhaps marginally affected by the fact that it is more costly to distribute it, but predominantly affected by the fact that it is being priced at the level that the market will pay.

I noted that it was suggested that in setting the price one has to think about the replacement cost of future gasoline and

I think that leads a lot of consumers to wonder when the trend is in the other direction and the price, the foreseeable price of the replacement fuel, is going down, are we under those circumstances decreasing the price of the gas we sell or are we relying on the price we purchased it for. I think it is the latter.

Senator Wyden. One last question for you, Mr. Slaughter, involving the west coast market. What I have heard--I do not know if you were here when I asked Mr. Caruso--is that oil industries have claimed for years when the west coast prices were 20 cents per gallon higher than the national average, they constantly told me and other west coast members that the west coast was a separate market. That was the argument, it is a separate market from the rest of the country.

So now we have seen our prices go up dramatically just in the last few days. We do not get gasoline from the gulf, and it seems to me either the oil industry was gouging for years when it routinely charged higher prices on the west coast or it is gouging now when west coast prices are going up because of a tragedy that had no impact on west coast supplies. What is going on here?

Mr. Slaughter. First of all, as has been pointed out here, we are talking about a global market and 25 percent of American crude production was called into question last week and still has not been completely restored. That affects the global market for oil.

Now, California is largely an isolated market. There are limited pipelines in and out of California, although there are some. Material can be brought to California from the gulf coast through the Panama Canal, but it takes a while to do that. But there are ways in which that market is going to be affected by what the overall world price of oil is and what products generally are going for in the United States.

Other products now, as has been pointed out, are now higher than they are in California, which very rarely happens. But essentially, when you have an outage of the magnitude of the one we have, it basically radiates throughout the country, generally slowly, as material basically is brought in from different parts of the country as prices go up to try to get more product into areas that are short. That will affect California and people in California will see a tightening of the market immediately as a result of what happened of the magnitude it did on the gulf coast.

So you do have your own fuel specifications out there, which are difficult to make. It is very difficult to resupply those fuels. But those fuels can be used anywhere else. You can always use a more environmentally pure blend of fuel, which is what you have out there. So there is a chance that some of the fuel that would have been used in California would be brought around to the gulf coast area to solve the outages there or to the Southeast. That is just simply competition, Senator Wyden.

Senator Wyden. The trouble--my time is up and I am going to leave it with this. The trouble with that argument, Mr. Slaughter, is that the industry says it is a global market when they are trying to justify price increases as a result of a national tragedy, which we have obviously had, but we never get the pricing relief. We never see the prices go down, which is essentially what our man from the AAA said, when global forces would dictate it.

In other words, the industry's argument shifts almost from occasion to occasion. When it is convenient to raise prices, well, we are part of a global market. When we make an argument for lowering prices, it is a different occasion: Well, you are an isolated market.

I will look forward, though, to getting the response by the

close of business on Friday. I think it will be very helpful. I think the American people want to know what the oil industry is doing with this enormous amount of money that the industry is collectively sitting on. They do not want to know what will happen in 5 years, 10 years. First, they want to know what is going to happen quickly, and to have that from you about the next 90 days is responsive and I appreciate it.

Thank you, Mr. Chairman.

Senator Burr. Gentlemen, I will be extremely brief. Mr. Shipley, how if at all were you notified of potential shortages being the result of two east coast pipelines down, and did you experience shortages?

Mr. Shipley. We in Pennsylvania were relatively, from what I have heard of people in other parts of the country, fortunate that we were put on 100 percent allocation by our branded suppliers. So what that meant generally was that whatever we bought in July was what we were allocated to buy during the last couple days of August and indefinitely until we hear further.

So that is how we were notified. I have heard in North Carolina they are on 50 percent allocation.

Senator Burr. Yes, it has been tight.

Let me ask you, is there a standard process that you follow in the convenience store business relative to any notification to customers as to what you see happening from the standpoint of supply?

Mr. Shipley. To retail customers?

Senator Burr. Clearly some retail customers drove up and the sign was ``out of gas.''

Mr. Shipley. Actually, again, in Pennsylvania we did not have that, but we had high prices, which was still not good from the customer's standpoint. I can tell you the way I handled that in my company. I addressed it to the people behind the sales counter and the people that answer the telephone at our company, they are really the ones who are hearing from our customers about the high prices.

Senator Burr. We were the next phone call, just so you know it.

Mr. Shipley. Right. What I said to them is that we do need to offer ideas for conserving. We cannot control. We do not know anything about these prices other than that it is telling us now is a good time to save.

Senator Burr. Do we have too many boutique fuels?

Mr. Shipley. I think so, yes.

Senator Burr. So you would not----

Mr. Shipley. I think that has actually been a good thing in the last week. The prices would have even maybe been higher if we had not relaxed standards.

Senator Burr. But it would not upset you if we went to a much smaller stable of products, that we allowed refineries to produce product that could be shipped in the regions where the refineries actually are, and they could have longer runs of that?

Mr. Shipley. Particularly as a marketer, I can say fungibility is good. The more we can buy and sell fuels across borders, whether it is State borders or county borders, the better.

Senator Burr. Mr. Slaughter, you stated in your testimony that 177 refineries have been closed in the United States since 1981. Can you tell me how many, if any, could potentially reopen if in fact we saw that as the greatest opportunity to increase the refinery capacity?

Mr. Slaughter. Not too many, Senator Burr. A number of those at the beginning that shut down in the 1980's were particular refineries that had been encouraged to operate as a

result of price controls. Given what is going on in the refining industry in the last couple years, anyone who had additional equipment to restart would have restarted. Some of those refineries have been disassembled and other refineries have bought them and are using them now. So you will not find a great many, I think, Senator, if that is the route you decide to go.

Senator Burr. Is it safe then for us to assume that we have two options? We can expand the current refineries that we have and/or build new ones?

Mr. Slaughter. Yes. Those are--and you are going to get most of the bang for your buck in adding capacity at existing sites, which is not quite as costly, and you may be able to get permits more easily. There is a group in Arizona that for 10 years has been trying to build a refinery for a couple billion dollars out there, a 150,000 barrels a day, in one of the fastest growing States, that does not have a refinery, with a lot of demand for products, and they have not been able to get it built. But people like that, who are willing to take the risk, put up the up-front money and try to build a refinery, ought to be able to build one, too. So I would encourage you to go after both.

Senator Burr. No question that we have got to have a streamlined process if we want people to make that capital investment.

One last thing as it relates to refineries. The first panel sort of laughed when I talked about a refinery cushion. Basically they said we do not have one. Do we need one?

Mr. Slaughter. Well, you are always better off when you have a bit of a cushion. We did have one, but we have worked it off about the last 5 to 6 years.

Senator Burr. Are we at 97 percent capacity of refineries in this country?

Mr. Slaughter. Well, right now, with the outages, the numbers would not be that. But on August 26, which are the last numbers that came out from EIA, we were running at 98 percent of capacity. So we are back. We had had some outages early in the summer, which is why the numbers that you mentioned earlier were down somewhat from last year. But those were cured by the time of August 26 and we were way back up at the top in utilization again.

Senator Burr. Given that refineries are at that point annually that they shift over to focus on home heating oil, and clearly we have some gasoline stock requirements out there, is this going to throw our home heating oil off from a standpoint of the refinery time that we need?

Mr. Slaughter. Well, the good news is that home heating oil inventory had been going up and got well into the upper average level. So it all depends on how quickly everything comes back, Senator. If things come back quickly enough or if we--we are getting additional product from abroad through the EIA--if we can make it up quickly enough, we will not pull down those inventories and cause problems in the winter. But we will have to wait and see.

Senator Burr. Thank you.

Mr. Shipley, let me come back to you for just a quick question. I remember back the once or twice that Ron Wyden and I have gone through this in the House and I think the one thing I learned from North Carolina petroleum marketers was that there is a tendency as the price goes up, especially when it is quick, that the price that you post and sell at is not always reflective of every gallon you have in the ground, and there is an offset to your increased profits as price goes up; and that if you have a similar event on the back side, which is usually the result, where price goes down, the tendency is you have to

be competitive with whoever got the last load of oil. So the tendency is that you are always in a position where you may be selling at the pump at what you bought it for, which is not a profit. Potentially, if you sat on it you could eventually lose money.

Is your experience in these years that it is pretty much a wash on one side and the other?

Mr. Shipley. It is generally, the retail price will move slower than the wholesale price both ways, on the way up and on the way down. That means for a retailer that our margins get squeezed on the way up. I showed you a little bit of that with 1 percent margin, gross margin, last week. We cannot operate our business on that kind of a margin sustaining it continuously.

There is a tendency also to lag on the way down. Even with these rises, even with these rapid increases that we have had in the last week, they are not as fast as the wholesale price is rising. We have not gone up on the street at the same rate or held it at the same rate as the wholesale price.

Senator Burr. Once again let me thank all of our panelists. We apologize for the time of the evening that it is and for the fact that we lost some members, but they are in a briefing on Katrina right now with a number of secretaries of Federal agencies. I hope all four of you will make yourselves available to the written comments and questions that they might have.

At this time, the hearing is adjourned.

[Whereupon, at 6:24 p.m., the hearing was adjourned.]

APPENDIXES

Appendix I

Responses to Additional Questions

Responses of Robert L. Darbelnet to Questions From Senator Domenici

Question 1. In your written testimony, you state that oil companies must ensure that their pricing yield what they ``need and deserve but no more.'' Do you believe that the current price environment suggests that companies are exceeding what they need and deserve?

Answer. AAA understands that oil is a commodity subject to market fluctuations and that there are multiple issues that can impact the price and supply of refined products. At the same time, consumers have every right to voice their concerns when they observed prices increasing dramatically even before the full effects of Hurricane Katrina were evident. Retail prices went up 45 cents a gallon in the week after the storm, but the price of crude oil remained flat. Of further concern to consumers was the realization that the product being sold at these sky-high prices had been refined and sold at lower prices to gas stations before the storm. I would simply say in the aftermath of Katrina, AAA urges caution on the part of the oil companies and others involved in the pricing and sale of gasoline. While gasoline price increases in the face of major supply disruptions are unavoidable, the American public will not tolerate unjustifiably high prices that seem to take unfair advantage of tragic circumstances. Rapid increases in retail prices can also have the effect of causing consumers to panic and line up for gasoline, creating artificial shortages.

Question 2. If you could suggest one reasonable step that each American driver could take to help reduce the high price at the pump, what is it?

Answer. First and foremost, make conservation top of mind. Attitude is everything. If we could all slow down just a little, leave more time so we are not rushing from place-to-place, avoid the sudden starts and stops that lower fuel mileage, we can all get a little more out of each gallon of gas. Properly maintaining your vehicle and keeping your tires properly inflated also contribute to better fuel efficiency. And, then over the longer-term, motorists should consider replacing their existing vehicles with ones that offer the benefits of safe-design and increased fuel efficiency.

Question 3. You assert that if automakers do not voluntarily commit to changes, Congress should require improvements through changes to CAFE standards. What specifically do you think these standards should be?

Answer. AAA is not recommending any specific standard. AAA believes that the federal government should establish fuel economy standards that are ambitious enough to result in significant improvements in overall fuel efficiency, but realistic enough to ensure passenger safety and consumer choice. The existing CAFE program is no longer accomplishing this objective. In terms of specific recommendations, AAA would urge the first step be to capture those vehicles between 8,500 lbs and 10,000 lbs gross vehicle weight that are currently not covered by the CAFE standards. We also want consumers to have access to more realistic fuel economy ratings for new cars and trucks, so they can accurately compare one vehicle's fuel efficiency to another.

Question 4. Do you have any data with respect to the percentage of disposable income that Americans spend on gasoline now against what they have spent in years past?

Answer. AAA's tracking of fuel prices does not encompass this type of data collection.

Responses of Robert L. Darbelnet to Questions From Senator Bunning

Question 1. The recently passed Energy Bill included an important tax provision that will allow 50% expensing of investment that expands a refinery's capacity by more than 5%. Do you think this is enough to stimulate growth or are additional incentives needed?

Answer. It is obvious that our current problems can be attributed in substantial part to a deficit in refining capacity. The new tax incentives in the energy bill, coupled with the substantial profits already being reaped by the oil industry, should be all the financial motivation necessary to create more capacity. Estimating the size of tax incentives is outside of the scope of AAA's purview.

Question 2. As you may know, Kentucky has an abundance of coal. Among other things, this supply of coal allows Kentucky to offer its citizens and industries some of the lowest utility rates in the country. I am deeply concerned that the increasing cost of oil will increase the cost of producing and transporting Kentucky coal. Do you have any additional information on how the price of gasoline will affect the cost of other energy sources such as Kentucky coal?

Answer. There is no doubt that the cost of oil raises the cost of producing and transporting energy supplies. However, AAA's tracking and analysis of gasoline prices do not include the economic impact on other energy sources.

Question 3. The number of domestic refineries has decreased by more than 50% in the last 30 years, and the real-volume capacity of the domestic refinery network has decreased 10% in that same time period. What factors do you believe have suppressed U.S. refining capacity?

Answer. Factors include lack of economic incentives during the 1990's and government regulatory processes. While we fully support the goals of the Clean Air Act, we believe the overly complex set of state and local clean fuel regulations that have been adopted over the last 10 years have discouraged investment in large, new refining facilities that can freely ship products when and where they are most needed.

Question 4. The cost of gasoline is largely determined before it reaches the pump. The cost of crude oil and federal and states taxes make up 74 to 79% of the retail price of gas. Could you describe how the remaining 20 to 25% is determined and what profit each part of the

supply chain receives?

Answer. Because the price of oil changes each day along with the price of gasoline, the percentage cost and profit of each component in the supply chain is in constant fluctuation. Only the oil industry knows the percentages of cost and profit in gasoline at any given time with the exception of the federal, state and local taxes on gasoline.

Question 5. As the price of oil skyrockets, alternative fuels will become more price competitive. What segments of the energy market will see growth in investment because of higher oil and gas prices? What impact will this have on the domestic energy market?

Answer. Other forms of energy will undoubtedly attract investment as oil prices rise, however, AAA's area of immediate concern is for the price and availability of gasoline and diesel fuel. New investments in alternative energy, as well as in expanded oil and gasoline production, will help bring global supplies more in line with demand over the next several years. These trends are unlikely to contain fuel prices over the long-term, however, unless more emphasis is placed on fuel conservation and the elimination of barriers to the production, shipment and sale of gasoline across the nation.

Question 6. Global spare production capacity has decreased dramatically in the past decade and it appears it will decrease even more. This will provide international suppliers with an even smaller ability to combat supply disruptions. Do you think the international oil supply is secure or is another price spike just around the corner?

Answer. I would not want to speculate on whether another price spike is ``just around the corner''. AAA suggests that Congress look at what actions can be taken to encourage the oil industry to hold larger inventories of gasoline and diesel fuel to guard against sudden shortages and better protect our citizens in times of national emergencies.

Response of Robert L. Darbelnet to Question From Senator Bingaman

Question 1. Hurricane Katrina has underscored the concentration of U.S. petroleum production, refining and energy infrastructure in the Gulf of Mexico region. In recent correspondence with the President, I have mentioned the need to bring together the necessary stakeholders to focus on ways to facilitate a more robust and distributed infrastructure for refining petroleum products in the U.S. Would you and your respective stakeholder organization, be willing to take part in such a discussion? How would you see this proceeding?

Answer. AAA participates in various stakeholder groups as a representative of the consumer. We would consider participation in any such group as long as it is positively directed toward solving problems. It's important to begin such an effort with a clear set of objectives and a willingness to include all relevant stakeholders.

Responses of Robert L. Darbelnet to Questions From Senator Corzine

Question 1. Right now, my constituents and consumers across the country are paying exorbitant prices for a necessary commodity. In your testimony, you say that a federal gas tax holiday would not be the best solution because of the resulting loss in receipts to the Highway Trust Fund. If we were to offset the loss to the Highway Trust Fund by implementing a windfall profits tax on oil companies, would that be more effective in stabilizing prices and preventing a loss of revenue?

Answer. There have been calls for relief from the federal gas tax in the wake of increased prices. This would do nothing to address the root causes of our gasoline price and supply problems. The resulting loss in receipts to the Highway Trust Fund, however, would severely compromise the safety of the traveling public because we already suffer from a lack of investment in our transportation infrastructure. Asking the American people to choose between a gas tax reduction and safety is posing the wrong question.

Neither would AAA support a wind-fall profits tax which would keep high fuel prices in place for consumers, while redistributing profits from the oil companies to the federal government.

AAA is interested in policies that promote fuel conservation, consumer choice, and more competition between those who make and sell refined fuel products in the United States. We are urging the federal government to consider adoption of a uniform clean gasoline standard in the United States, to revisit the federal CAFE standard, to engage in more careful scrutiny of mergers and other business activity in the oil industry and its related financial markets, and to do all that is possible to limit America's reliance on razor-thin inventories of gasoline and diesel fuel. This last point is especially important for economic as well as national security reasons.

Question 2. According to AAA.com, the average price for a gallon of unleaded regular at stations within 10 miles of downtown Newark reported today to be $3.133. On Saturday, it was reported to be $2.926; on Sunday, it was reported at 3.006. So on average a 15-gallon tank costs $45.21 to fill. A year ago it was $27.32. Just to put it in perspective, the annual increase in cost from a year ago works out to $930 at current prices compared to a year earlier. In addition, the percentage jump from just a month ago is 30 percent. (From $34.66 to $45.21). Prices before Hurricane Katrina were already skyrocketing, how much of a spike in prices last week is due to price gouging? What do you think are the most effective ways to prevent price gouging by the oil companies as well as by retailers?

Answer. Because there is no uniform definition of price gouging, it is difficult to determine what percentage of recent price spikes could be attributed to the phenomenon. AAA is aware that a number of states have anti-price gouging statutes. The regulations define price-gouging and set penalties. More state governments should look to the adoption and strict enforcement of similar statutes.

_____

Responses of William S. Shipley, III, to Questions From Senator Domenici

Question 1. In your testimony, you concede that there may be some ``bad actors'' who may be taking advantage of the current shortage of gasoline supplies by overcharging customers. Do your organizations have any mechanisms for monitoring the behavior of your members? Do you have a process for disciplining members who may be found guilty of such practices?

Answer. Neither the Society of Independent Gasoline Marketers of America nor the National Association of Convenience Stores has any mechanism for monitoring the behavior of its individual members with respect to pricing practices. Pricing decisions are made by individual entrepreneurs and the associations scrupulously avoid any behavior which appears to influence such decisions. It is the associations concern that such behavior could be construed as violative of Section 1 of the Sherman Act. As a consequence, both associations scrupulously avoid such behavior.

Question 2. Can you give us a brief status report on the current state of gasoline supplies at retail? Are the major sources of gasoline supplies such as the Colonial and Plantation pipeline systems now back in service? If not, do you have any idea when deliveries of supplies might resume and thereby alleviate the pressure on gasoline and aviation fuel prices?

Answer. The current status of gasoline supplies at retail is adequate but tight. The Colonial and Plantation pipeline systems are back in service. However, a not inconsequential percentage of U.S. refining capacity remains out of service as a consequence of Hurricane Katrina. As the Committee is aware, the balance between U.S. domestic manufacturing capacity and demand for motor fuels has been in a delicate balance for an extended period of time. While alternative supplies, including imports, are providing relief in the sense of sufficiency of raw physical volume, it is likely to require, at least in our opinion, the restoration of refining capacity operations to take the pressure off of gasoline and aviation fuel prices. As the pipelines

and refineries come back on line, they will help alleviate supply tightness providing for daily demand. However, it will take an extended period of time before supplies are returned to the limited pre-Katrina levels. The restoration of these systems will provide relief, but full recovery will not be immediate.

Question 3. In your written testimony you explain how you establish prices at retail based on the prices charged you by your wholesale supplier. Would you please elaborate for the Committee how real time pricing decisions are made by gasoline retailers?

Answer. In a rapidly ascending market, most retailers will do their best to obtain a price for gasoline which will cover the replacement costs of the inventory being sold. In the context of a static or declining market, retailers will attempt to achieve the best price for their product that the market will allow them. As prices decline, normal competitive forces operate to lower prices when individual competitors, seeking to improve their volume, seek to increase volume by lowering price and attracting customers from other retailers.

This set of decisions is made by each entrepreneur based on the capacity of that competitor's outlets, supplies and the costs thereof, and that competitor's strategy for maximizing his or her profit.

Question 4. How will the recently passed energy bill's restrictions on the proliferation of so-called ``boutique fuels'' impact retail gasoline prices?

Answer. It is the hope of SIGMA and NACS that the recently passed energy bill's restrictions on the proliferation of so-called ``boutique fuels'' will tend to stabilize supplies, perhaps leading to more stable or decreased gasoline prices. As the Committee is aware, since the enactment of the Clean Air Act amendments of the early 1990s, the increase in the number of different grades of gasoline and other motor fuels which must be transported and stored in the Nation's distribution system has had the effect of decreasing supply by decreasing the efficiency of that distribution system. The energy bill, by preventing the continued loss of efficiency presented by additional boutique fuels, should benefit the market.

Question 5. What, if any, affect has the increase in the average price of gasoline had on driving patterns? Does AAA see any indications that Americans are driving less frequently as a result of the rising cost of gasoline?

Answer. While neither SIGMA nor NACS currently have available to them any scientifically-obtained data responsive to this question, anecdotes indicate that increased retail prices might have reduced demand, although not significantly. They have, however, had the unintended consequence of increasing the number of transactions using credit cards as motorists charge their higher fuel bills.

Responses of William S. Shipley, III, to Questions From Senator Bunning

Question 1. The recently passed Energy Bill included an important tax provision that will allow 50% expensing of investment that expands a refinery's capacity by more than 5%. Do you think this is enough to stimulate growth or are additional incentives needed?

Answer. The Society of Independent Gasoline Marketers of America and the National Association of Convenience Stores believe that the provisions of the recently passed energy bill encouraging the expansion of refiners' capacity are an excellent first step. Only time will tell if these incentives are sufficient to stimulate the kind of investment in the Nation's manufacturing capacity that both SIGMA and NACS believe would be required to reduce the volatility of motor fuel prices. Both associations are concerned that more incentives may be required.

Question 2. As you may know, Kentucky has an abundance of coal. Among other things, this supply of coal allows Kentucky to offer its citizens and industries some of the lowest utility rates in the country. I am deeply concerned that the increasing cost of oil will increase the cost of producing and transporting Kentucky coal. Do you have any additional information on how the price of gasoline will affect the cost of other energy sources such as Kentucky coal?

Answer. Increasing fuel prices cannot avoid generating a significant and unfortunate upward pressure in the cost of not only Kentucky coal but other sources of fuel. While most attention is focused upon gasoline prices because of their prominent display and the average motorist's almost daily interaction with them, SIGMA and NACS believe that Congress should be equally concerned about diesel fuel prices. Diesel fuel price escalation has a ripple effect in the economy as it increases the costs of not only truck transportation but rail costs and in some instances jet fuel. In addition, as distillate prices rise, fuels with which they complete, such as natural gas and propane in the home heating market, also increase.

Question 3. The number of domestic refineries has decreased by more than 50% in the last 30 years, and the real-volume capacity of the domestic refinery network has decreased 10% in that same time period. What factors do you believe have suppressed U.S. refining capacity?

Answer. SIGMA and NACS believe that a number of factors have suppressed U.S. refining capacity. First, for an extended period of time the returns on investment in refining capacity were abysmal. As a consequence, when compliance with new environmental regulations required significant investments in refineries, many refinery operations decided to cease operations. With respect to new capacity, if one assumes that the average return on invested capital in a manufacturing enterprise is somewhere between five and eight percent per year, through the 90s the refining industry performed on a substandard basis. Thus, drawing capital for expansion is difficult. Secondly, siting a new refinery involves not only significant permitting issues at the federal, state, and local levels, it also involves facing significant resistance from many communities. While everyone would like the benefit of increased manufacturing capacity, only a few communities are prepared to accept a significant refinery as a part of their daily lives.

Question 4. The cost of gasoline is largely determined before it reaches the pump. The cost of crude oil and federal and states taxes make up 74 to 79% of the retail price of gas. Could you describe how the remaining 20 to 25% is determined and what profit each part of the supply chain receives?

Answer. Please see attached chart.*

---

* The chart has been retained in committee files.

Question 5. As the price of oil skyrockets, alternative fuels will become more price competitive. What segments of the energy market will see growth in investment because of higher oil and gas prices? What impact will this have on the domestic energy market?

Answer. SIGMA and NACS do not predict which segments of the energy market will see growth and investment because of higher oil and gas prices. In markets other than motor fuels, one assumes that sources of power such as wind, solar, and hydroelectricity will see increased demand.

Question 6. Global spare production capacity has decreased dramatically in the past decade and it appears it will decrease even more. This will provide international suppliers with an even smaller ability to combat supply disruptions. Do you think the international oil supply is secure or is another price spike just around the corner?

Answer. It appears that crude oil production capacity is becoming increasingly tight. SIGMA and NACS both hope that this may be offset by the development of sources such as Canadian tar sands or other unconventional sources of crude petroleum. Refining capacity likewise has become increasingly tight worldwide. Moreover, as the United States has gone off world specification products, our ability to obtain relief from non-domestic sources in the event of a domestic problem such as experienced in the wake of Katrina, become more limited. Consequently, a disruption in crude oil supply or another significant blow to domestic manufacturing capacity could generate volatility such as that recently experienced again.

Responses of William S. Shipley, III, to Questions From Senator Salazar

Question 1. Mr. Shipley, I saw an expert on CNBC saying that convenience store owners don't know what they are paying for gasoline until after they have had it delivered and after they have started selling it at the pump. Is that even possible?

Answer. It is in fact possible, and not altogether uncommon, for a gasoline retailer literally not to know what it is paying for gasoline until after that product has been delivered and after that retailer has actually started selling. This happens because of timing differences between the need to supply an outlet and the supplier's price. In addition, suppliers may change prices more than once a day and because of scheduling problems and the logistics of making sure that trucks arrive at a retail outlet with replacement supplies in a timely way, that product may literally have been delivered before the price for it is recognized by the individual or individuals responsible for pricing it.

Question 2. From your testimony, I see that the money going back to the refiners, royalty holders, and exploration companies has doubled in two years. Surely that is not due to the cost of doing business; otherwise these industries could not suddenly be awash in profits. Is anyone besides the producers and refiners benefiting from these higher prices? Since your testimony has been so candid--and I thank you for that--how would you propose the prices you are being charged to be held in check?

Answer. Yes, one of the principal beneficiaries of higher fuel prices has been the credit card industry. The amount of money which most consumers carry in their pockets at one time has not changed dramatically since the mid 80s--somewhere between $20.00 and $30.00. As the cost of a typical fill up (around 11 gallons) escalates past $20.00 consumers increasingly charge their motor fuel. Because credit card fees are calculated as a percent of sales price, this has resulted in a significant increase in the credit car fees associated with the purchase of every gallon of gasoline.

The prices which retailers charge can best be held in check by market forces. Specifically, if the country has a manufacturing base for motor fuels which can promptly and effectively increase supplies in the event of a price spike, prices will decline rapidly.

———

Responses of Rebecca Watson to Questions From Senator Domenici

Question 1. It appears that many facilities could come back online in days and weeks rather than months. Has MMS formulated a more specific timetable or goals for getting production online? If so, what is it?

Answer. The timing of resumption of activity is largely in the hands of industry and has been exacerbated by the impacts of Hurricane Rita. MMS is working with the private sector to monitor, facilitate, and expedite any permits necessary to get production on line as soon as possible. Daily oil shut-in production has gone from 95% on August 30th to 57% on September 12; daily gas shut-in production has gone from 88% to 38%. These shut-in numbers went back up to 100% for oil and 80% for natural gas immediately post-Hurricane Rita. As of October 3, 2005, 92.8% for oil and 74.95% for gas remain shut-in. Approximately 85 percent of Gulf oil production comes from facilities that suffered no or minor damage and this production could return to the market in three months if refineries, processing plants, pipelines and other onshore infrastructure are in place to receive process and transport it.

Question 2. Can you clarify reports of damage to specific platforms, in particular the MARS facility operated by Shell Oil Company?

Answer. MMS does not report on individual facilities but defers to the operator to assess and report these damages. This approach helps to quickly identify issues that need to be resolved, the overall impact

from the storm, and where MMS efforts will be most effective in helping to restore our nation's oil and gas supplies from the affected area. Out of 4000 producing facilities, 43 have been destroyed (some are single well caissons) and 16 have sustained major damage. Most of these are older facilities which do not provide much production. The largest impact will be from four damaged deep water facilities, including MARS. Only 4 drilling rigs were destroyed and 9 rigs have extensive damage, 6 rigs went adrift and all have been re-manned and are beginning to power up. Our inspectors are working with industry on the major facilities to expedite the process of returning these facilities to production.

Question 3. Is it still correct to say that there have been no reports of significant oil spills in the GOM as a result of Hurricane Katrina?

Answer. As to the OCS, there have been no reports of significant spills related to offshore production. There are some spills from tanks that were knocked overboard from facilities which were toppled or damaged. OCS facilities maintain redundant safety systems to shut-in production with sub-surface and surface safety valves which prevent the flow from wells even if the facility is completely destroyed. All safety systems worked to successfully shut-in production on the OCS platforms. We understand there were some significant onshore spills.

Question 4. Can you comment on any pipeline damage, or lack thereof, in the Gulf?

Answer. Pipelines are difficult to inspect because pipelines segments are below the surface and often must be physically inspected to determine the extent of damage. Industry is early in this process, however at this point the damage does not appear to be as great as Hurricane Ivan when massive offshore mudslides caused significant pipeline movement. However, as of October 18, 2005, there have been 90 preliminary reports of damage to offshore pipelines post Katrina and Rita. Industry continues its preliminary assessment of pipeline damage and, as a result of a Notice to Lessees (NTL) issued September 27, 2005, has until May 1, 2006 to complete its inspections and surveys of OCS structures.

Question 5. Does it make sense for this country to have all of its offshore production consolidated in one area of the OCS? If not, how do you suggest the government can alleviate this problem?

Answer. The difficulty is that, but for the states bordering the central and western portions of the Gulf, historically coastal states and other interested parties have opposed offshore oil and gas activity off their coasts. The result is that 85% of the OCS is under moratoria. The Administration gives great weight to the views of adjacent states, as does the law. We believe that the nation's energy security resides in diversity of energy supply to provide Americans with reliable, affordable energy. We recently solicited public comment on all areas of the OCS as we initiated the first step for the 5-Year OCS Program for 2007-2012. This will provide the Secretary an opportunity to gather the current views of all interested parties in considering the future direction of the program.

Response of Rebecca Watson to Question From Senator Talent

Question 1. Compare the historical and projected growth of demand to growth in production, refinery, and delivery capability, 1980-2030.

Answer. This question is outside the purview of the Department of the Interior, and we defer to the expertise of other witnesses from the Department of Energy.

Responses of Rebecca Watson to Questions From Senator Bunning

Question 1. Global spare production capacity has decreased dramatically in the past decade and it appears it will decrease even more with the continued growth of demand in China and the United States, as well as the leveling of Russian oil production. This will provide international suppliers with an even smaller ability to combat supply disruptions. Do you think the international oil supply is secure or is another price spike just around the corner?

Answer. This question is outside the purview of the Department of the Interior, and we defer to the expertise of other witnesses.

Question 2. I've heard stories in the news media that a significant factor contributing to the current extraordinarily high oil prices is bidding by speculators in the worldwide oil commodity futures markets. Can you comment on the extent to which profit taking in the oil futures market is influencing the price of crude and gasoline? Is this phenomenon expected and how does it affect price spikes?

Answer. This question is outside the purview of the Department of the Interior, and we defer to the expertise of the witnesses.

Question 3. OPEC and other oil producing countries have expressed the desire to keep oil prices well above prior target range. What should we expect going forward as far as market-level crude oil prices?

Answer. This question is outside the purview of the Department of the Interior, and we defer to the expertise of the witnesses.

Question 4. As you know, the United States now imports over 60% of its crude. A significant portion of these imports come from unstable regions of the world. Yet we have vast untapped energy resources in the United States. Can you please discuss what the federal government can do to help to encourage the development of these secure, domestic energy supplies?

Answer. The President's National Energy Policy includes directives to diversify and increase all forms of energy supply in an environmentally sound manner, encourage conservation, and ensure adequate energy distribution. The Department has implemented a number of NEP directives to increase domestic energy supplies and enhance national energy security by ensuring continued access to Federal lands for domestic energy development, and by expediting permits and other federal actions necessary for energy-related project approvals.

For example, we are helping to ensure that the OCS remains a solid contributor to the Nation's energy and economic security by holding OCS lease sales in available areas on schedule. Since May 2001, DOI has held 17 OCS oil and natural gas lease sales on schedule while undertaking a comprehensive consultation process with other Federal agencies, State and local governments, and the public. These sales resulted in leasing of almost 24 million acres of OCS lands to industry for oil and gas exploration and development, and generated about $3.2 billion dollars in bonus bid revenue (not counting future royalties and rentals) for the U.S. Treasury. Production from leases issued as a result of these sales will contribute substantially to future domestic oil and gas production.

The Bureau of Land Management's (BLM) Oil and Gas Management program is one of the major mineral leasing programs in the Federal government and BLM has been making a concerted effort to help bring additional oil and gas supplies to the market. For example, the processing of Applications for Permits to Drill (APDs) and offering parcels of Federal land for oil and gas leasing continues to be a major priority for the BLM.

Increased funding provided by Congress and management improvements have enabled the BLM to make significant progress in responding to the greatly increased number of APDs being submitted by industry. In FY 2004, the BLM processed 7,351 APDs, approving 6,452 (on both Federal and Indian lands). As of September 3, 2005, the BLM had processed approximately 6,928 APDs (about 400 ahead of FY-2004's pace), approved 6,257 APDs (about 600 ahead of FY-2004's pace). By the end of Fiscal Year 2006, the BLM plans to substantially reduce the inventory of APDs pending for more than 60 days to 1,800, a reduction of 20 percent from 2004.

BLM is also working to make oil and gas resources in Alaska available through its leasing, exploration and development activities in the National Petroleum Reserve-Alaska (NPR-A), an area covering more than 23 million acres in the northwest corner of the state. Development of these oil and gas resources is an important component of the President's National Energy Policy. The first significant commercial production from the NPR-A is expected as early as 2008.

The BLM will also participate in the inter-agency activities relating to the siting of an Alaska Natural Gas Pipeline. On October 13, 2004, the President signed into law the Alaska Natural Gas Pipeline Act, (ANGPA), legislation that greatly enhances the prospects for approval of the Alaska Natural Gas Pipeline, which will provide enhanced access to the natural gas supplies on the North Slope of Alaska. In order to meet the intent and provisions of the ANGPA, Federal agencies, including BLM, with jurisdiction have been meeting regularly and are developing an interagency Memorandum of Understanding to define regulatory alignment.

The Energy Policy Act of 2005 contains several provisions through which the BLM can further work to improve the APD permit approval process and expedite oil and gas leasing, development and production on public lands. The Energy Policy Act of 2005 will allow the BLM to continue streamlining efforts in leasing and permitting. The BLM will work with other regulating agencies to develop a one-stop permitting process for oil and gas activities in the 8 offices in 5 states where 70% of all APDs are processed. The objective of grouping the appropriate agency personnel is to create a more efficient and effective process through which to issue permits for oil and gas activities to interested parties while ensuring that the Nation's energy resources are developed in an environmentally-responsible manner.

Question 5. In most areas of the world, including the oil-rich Middle East, we are looking at diminishing excess supply capacity. Mr. Dowd explained that other countries throughout the world are now exploring smaller oil fields and recovering lower-grade crude. How do our domestic oil sources compare in retrieval cost and quality?

Answer. This question is outside the purview of the Department of the Interior, and we defer to the expertise of the witnesses.

Responses of Rebecca Watson to Questions From Senator Bingaman

Question 1. Hattiesburg, MS is a major distribution center for propane which is an important energy source in many rural areas. How has the hurricane affected Hattiesburg and propane supplies?

Answer. This question is outside the purview of the Department of the Interior, and we defer to the expertise of the witnesses.

Question 2. I understand that the National Oceanic and Atmospheric Administration is predicting that, during the current hurricane season, as many as nine hurricanes will hit the Gulf, including at least two more hurricanes of a similar strength to Hurricane Katrina. What additional steps can be taken if any to lessen the impact of future natural disasters in the Gulf of Mexico area and to the refining industry in the United States?

Answer. Following recent hurricanes such as Ivan and Andrew MMS has conducted oceanographic, engineering and other studies reviewing offshore infrastructure or environmental damage. Our Technology and Research Program is used to assess and understand the areas of our regulatory program that could be improved. The results of these studies are incorporated into the MMS offshore program. Changes may include structure or facility engineering specifications, response or regulatory changes. MMS will conduct additional reviews and studies focusing on the damage and response after both Katrina and Rita.

Internally, MMS has a continuity of operations plan (COOP) that we practice each year where Gulf of Mexico operations are moved to Houston. The COOP team occupied the emergency quarters prior to Hurricane Katrina entering the oil and gas areas of the Gulf of Mexico. The COOP was moved briefly to Herndon, VA during Hurricane Rita but has since moved back to Houston. This plan will be reviewed to assess if modifications are needed for longer-term disaster response and to identify any lessons learned.

Question 3. Hurricane Katrina has underscored the concentration of U.S. petroleum production, refining and energy infrastructure in the Gulf of Mexico region. In recent correspondence with the President, I have mentioned the need to bring together the necessary stakeholders to

focus on ways to facilitate a more robust and distributed infrastructure for refining petroleum products in the U.S. Would you and your respective stakeholder organization, be willing to take part in such a discussion? How would you see this proceeding?

Answer. The Department of the Interior would be pleased to participate in any effort to work with the energy industry sector to find ways to improve and enhance the distribution infrastructure necessary to move OCS production to market centers and refining facilities.

Response of Rebecca Watson to Question From Senator Corzine

Question 1. We've already heard Members of Congress exploiting the tragic events of last week and its effect on our oil production and refining capacity by calling for drilling for more oil in both the Outer Continental Shelf and ANWR. In 2000, the MMS estimated that there were only 196 million barrels of oil off the coast of the Mid Atlantic region, only enough to last the country ten days. Considering the minimal benefit and significant downside of drilling off of areas such as the coast of New Jersey, is it worth threatening over 800,000 New Jersey jobs that are dependent on the Jersey Shore economy by opening up the coast to potential oil spills and other environmental impacts. Wouldn't it be more prudent for Congress to look for ways to reduce our dependence on oil and diversify our energy sources?

Answer. The fact that America faces an energy challenge is exactly why the President developed the National Energy Policy report and worked with Congress to enact The Energy Policy Act of 2005. Together, these two initiatives provide a balanced, comprehensive energy program. Energy use sustains our economy and our quality of life, but a fundamental imbalance exists between our energy consumption and domestic energy production. We must look at ways to narrow the gap between the amount of energy we use and the amount we produce. There is no one single solution. Achieving the goal of secure, affordable and environmentally sound energy will require diligent, concerted efforts on many fronts on both the supply and demand sides of the energy equation.

President Bush's National Energy Policy report laid out a comprehensive, long-term energy strategy for securing America's energy future. That strategy recognized that to reduce our rising dependence on imported oil and gas, we must also increase domestic production. The President proposes to open a small portion of the Arctic National Wildlife Refuge (ANWR) to environmentally responsible oil and gas exploration using newly available, environmentally friendly technology. ANWR is by far the largest untapped source of domestic petroleum and would equal nearly 60 years of imports from Iraq.

Presidential withdrawals or congressional moratoria have placed more than 85 percent of the Outer Continental Shelf (OCS) off the lower 48 states off limits to energy development. The Federal OCS is a major supplier of oil and natural gas for the domestic market, contributing more oil and natural gas for U.S. consumption than any single state or country in the world, accounting for about 30 percent of the Nation's domestic oil production and 21 percent of our domestic natural gas production. The OCS contains billions of barrels of oil and trillions of cubic feet of natural gas that can be safely produced.

The Federal offshore oil and gas program has an excellent environmental record. Of the approximately 8.7 billion barrels of oil which have been produced from the OCS since 1985, only 73,400 barrels of all liquids (which includes condensates, oil and diesel) connected with offshore operations have been released into the marine environment less than .001% of produced liquids. According to the National Academy of Sciences, more than 150 times the amount of oil seeps into U.S. waters from natural cracks in the sea bed than from offshore platforms.

With our reliance on imports of foreign oil climbing each year, we would be irresponsible if we did not consider how we might develop these abundant domestic resources. The Department's Minerals Management Service announced in late August that it is seeking initial public

comment on the development of its 2007-2012 five-year leasing plan for energy development on the Outer Continental Shelf (OCS) and accompanying environmental impact statement.

Most media coverage of the President's National Energy Policy and the recently enacted Energy Policy Act of 2005 focused on the parts dealing with production of traditional energy. However, both call for increased energy conservation and alternative and renewable sources as critical components to a balanced energy program. Good stewardship of resources dictates that we use energy efficiently and conserve resources. Thus, fossil fuel development is only a part of the solution to our Nation's energy issues. Americans have already made great strides in using energy more efficiently. Since 1973, the United States economy has grown nearly three times faster than energy use, in part due to more efficient use of energy. Efforts over the past 20 years have proven that simple conservation actions by individuals and small business can yield impressive results in demand reduction.

Alternative and renewable sources of energy can also play an important role in helping meet our increased energy needs. To this end, the President and the Energy Policy Act of 2005 encourage development of a cleaner, more diverse portfolio of domestic energy supplies, and include measures to aid in the development and expansion of renewable energy technologies in use today, including geothermal, wind, solar, and biomass, as well as continued research into using hydrogen as an alternative energy carrier. Such diversity helps to ensure that Americans will continue to have access to the energy they need.

Responses of Rebecca Watson to Questions From Senator Salazar

Question 1. For the panel, here's something I don't understand but would really like to know: where does the money go? Big Oil has been making money hand over fist in the past year--billions upon billions of dollars--and all of that extra profit is paid for by the consumers. All of that profit makes me think that a good chunk of that price at the pump must be some form of price gouging, even if it isn't being exacted at the last step. So what I want to know is who buys the barrels of oil, and where does the money from that purchase end up? Does Big Oil buy their own product from their own subsidiaries, for pure profit? And next, when I buy a gallon of gasoline at the pump, where does that money go? It seems that Big Oil takes a cut every step along the way, and by the time it gets to a citizen of Colorado filling up at the gas station, that person's pocketbook is feeling the greed of the entire system.

Answer. This question is outside the purview of the Department of the Interior, and we defer to the expertise of the witnesses.

Question 2. How can the price of a gallon of gasoline at the pump go up 50 cents in one day? Isn't that the same gas in the station's storage tank that was 50 cents cheaper yesterday? And if gas goes up that fast why does it go down so slow, if it goes down at all? I am hoping you can explain it to me and to the people of Colorado I represent.

Answer. This question is outside the purview of the Department of the Interior, and we defer to the expertise of the witnesses.

Question 3. Since last week we have seen wholesale gas prices surge above $2.50 but they are now down to around $2. What I don't understand is why the country saw stations raising their prices multiple times a day and multiple times during the week, but with wholesale prices now falling, there has not been a corresponding change in the price at the pump. In other words, while there seems to be a rush to raise prices under any excuse, is there no similar incentive to lower prices? Why aren't prices going back down just as quickly?

Answer. This question is outside the purview of the Department of the Interior, and we defer to the expertise of the witnesses.

———

Responses of James A. Overdahl to Questions From Senator Domenici

Question 1. Is the recent trend of high prices the result of more

speculation in oil markets?

Answer. I do not believe that oil prices are being driven by speculation in the crude oil futures market. Moreover, I do not believe that the level of speculative positions has increased, as a percentage of all open positions, in the crude oil futures market, at least over the past couple of years.

The CFTC's primary tool for monitoring the role of speculative traders in the futures market is its Large Trader Reporting System. There is no bright line for differentiating between speculative traders and hedgers. As a rule of thumb, the CFTC uses the term ``speculator'' to describe traders who are classified as ``non-commercial,'' that is, traders who do not have a commercial interest in the commodity upon which the futures contract is written.

Since the beginning of 2003, non-commercial traders in the crude oil futures market at the New York Mercantile Exchange have, in aggregate, held nearly equally-sized positions on both the ``long'' side and the ``short'' side of the market. Currently, the long positions of non-commercial traders account for approximately 13 percent of all open long futures positions, while short positions by non-commercials account for approximately 14 percent of all open short futures positions. The current numbers are nearly identical to the average numbers compiled since the beginning of 2003. This balanced holding of long and short positions is inconsistent with the notion that the positions of non-commercial traders have driven crude oil futures prices upward. In addition, approximately 16 percent of open positions are held by non-commercial traders in ``spread'' positions, that is, in offsetting positions across related contracts. These spread positions are structured to speculate on relative price differences (e.g., prices for October delivery vs. prices for November delivery), and when structured as such, are unrelated to the overall level of crude oil futures prices, and therefore cannot be responsible for changes in the level of these prices. These spread trades play a vital role in keeping prices of related markets (and prices of related contracts within the same market complex) in proper alignment with one another.

An analysis by the CFTC's Office of the Chief Economist shows that in general, futures price changes are positively correlated with changes in positions of non-commercial traders, meaning that prices rise as they buy and fall as they sell. However, we also observe this same correlation with commercial traders, that is, prices rise when they buy and fall as they sell. Therefore, in determining whether non-commercial traders cause futures prices to change, it is necessary to understand the market interaction between non-commercial and commercial traders. What we observe is that non-commercial traders respond to position changes by commercial traders, that is, as commercial traders alter their positions, non-commercial traders take the opposite side of these positions in response. In other words, when a commercial trader sells, it will often be a non-commercial trader who takes the other side of the transaction, that is, is the buyer. And when a commercial trader buys, it will often be a non-commercial trader who is the seller. What we observe is consistent with the notion that non-commercial traders respond to price changes and are not the cause of price changes.

Finally, the futures market does not sit in isolation from other markets. Futures markets and cash markets are highly integrated. If trading in the futures market causes futures prices to differ from its cost-of-carry relationship with the underlying cash market, the resulting arbitrage opportunities will attract other traders whose trades will drive futures and cash markets back into their proper alignment. Indeed delivery of the cash commodity on futures contracts, and the prospect of delivery, while infrequent, leads to a predictable economic relationship between cash and futures prices.

Question 2. What are the futures prices saying about future prices for crude oil, natural gas and gasoline?

Answer. As a general policy, the CFTC refrains from predicting

prices. However, prices from futures markets can be viewed as reflecting the markets' expectation of future cash market prices. Based on crude oil futures prices as of September 21, one can see that the market expects crude oil prices to fall slightly on a year-over-year basis over the next three years.

[Quoted in dollars per Barrel]

Delivery Date	Futures Price as of 9/21/2005
January 2006	66.66
January 2007	65.97
January 2008	63.61

Market expectations reflected in natural gas futures markets show generally falling prices on a year-over-year basis. The table below displays futures prices for January delivery in each of the next five years:

[Quoted in dollars per mmBtu]

Delivery Date	Futures Price as of 9/21/2005
January 2006	13.812
January 2007	11.454
January 2008	10.217
January 2009	9.307
January 2010	8.582

Contracts for summer delivery are lower by approximately $2 to $3 from the January prices across years.

Although the unleaded gasoline futures market lists contracts for 12 consecutive months, it is only actively traded in the four nearest months. The contract for October delivery is priced currently (as of September 21, 2005) at $1.98 per gallon of wholesale unleaded New York Harbor gasoline. The contracts for delivery in November, December, and January are at $1.93, $1.88, and $1.86 respectively, reflecting the markets' expectation that cash market wholesale gasoline prices will fall slightly.

Futures market prices represent estimates of future cash market prices but do not tell us anything about the range of possible outcomes. Prices for options on futures contracts can reveal additional information about the probability of future cash market prices falling within specified price ranges.

Question 3. The chart you included in your written testimony shows clearly how hedge funds significantly reduced their position following the Hurricane. What factors do you think motivated that trend?

Answer. I do not know for sure what motivated managed money traders, including hedge funds, to reduce their long positions in the unleaded gasoline futures market following Hurricane Katrina. I have heard anecdotally that some funds use volatility filters, in addition to other information, to guide their participation in the market. If volatility is too high, these funds will pull back their participation in the market. Others have suggested that the sell-off was due to profit taking following the run-up in prices preceding Hurricane Katrina. Yet others have suggested that many speculators simply underestimated the impact of Hurricane Katrina on prices and therefore

sold on the basis of incorrect expectations. All of these theories are explored in a ``Heard On The Street'' column entitled ``Many Speculators on High Oil Prices Bailed Too Soon,'' in the September 2nd Wall Street Journal.

Question 4. What would happen to the level of price for oil and natural gas if non-commercials were not allowed to participate in the market?

Answer. It is difficult to say for certain what the effect would be. The only thing we know for sure is that if non-commercials were not allowed to participate in futures markets, hedges constructed with futures contracts would be less efficient. In addition, the liquidity provided by non-commercial traders would be absent from the market, increasing trading costs faced by commercial traders remaining in the market.

First, as a factual matter, in recent times non-commercial traders as a group have had nearly equally balanced long and short positions in both crude oil and natural gas futures markets. This means that their presence is unlikely to have had any systematic affect on the direction of the market. In fact, in both the crude oil and natural gas futures markets, the most recent statistics from the CFTC's Commitments of Traders report show that the net overall position of non-commercial traders has been skewed slightly to the short side, meaning that if anything, non-commercial traders are exerting downward pressure on prices.

Second, prohibiting non-commercials from trading in futures markets will necessarily reduce participation by commercial traders. This is because commercial traders, who are attempting to use their futures position to reduce risk, need to trade with someone, that is, a non-commercial trader, who is willing to accept the risk the hedger is trying to shed. If the non-commercial trader is absent from the market, the commercial trader must either buy at a higher price, or sell at a lower price, in order to induce other commercial traders, who are themselves trying to shed the same risk, to trade. The bottom line is that the cost of constructing hedges in the futures market for all commercial traders will be higher, and many will simply refrain from participating in the market. Assuming, prior to a prohibition, that non-commercial traders and commercial traders are on opposite sides of the market (which will often be the case), eliminating the price influence of non-commercial traders will also eliminate the offsetting influence of commercial traders. Therefore, attempting to influence the futures price by prohibiting participation by non-commercial traders may be self-defeating.

Third, as mentioned in response to a previous question, an analysis by the CFTC's Office of the Chief Economist contains results consistent with the notion that non-commercial traders in the crude oil futures market and the natural gas futures market respond to price changes and are not the cause of price changes.

Question 5. As an economist, how do you define price gouging?

Answer. ``Price gouging'' is not a formal term within the economics profession. I would define the term as a sudden and unjustified increase in the price of essential goods caused by an event that leaves consumers with few choices and little bargaining power. The term necessarily appeals to a notion of what is a ``just'' or ``fair'' price, as well a notion of which goods are considered ``essential.'' Such notions are generally outside of the scope of economic analysis. Price gouging, as I understand the term, is primarily a retail concept in cash markets outside of the CFTC's jurisdiction.

Within the markets under the jurisdiction of the CFTC, it is difficult to conceive of how price gouging could occur because the prices determined in these markets reflect information brought to the market by thousands of sophisticated traders who vigorously compete with one another to receive the best price they can when executing orders, either for themselves, or on behalf of their customers.

Question 6. In your testimony, you state that non-commercials hold 25% of the long positions for unleaded gasoline futures. How much can

that 25% force an upward trend in the price of gasoline futures if they all behaved as though they expected prices to increase?

Answer. Although it is true that non-commercial traders have held approximately 25 percent of the long positions in unleaded gasoline futures most recently (as of September 6, 2005), they also have held approximately five percent of the short positions. In net, non-commercial traders have been long most recently, and over the past couple of years, within the unleaded gasoline futures market.

In general, futures price changes are positively correlated with changes in positions of non-commercial traders, meaning that prices rise as they buy and fall as they sell. However, we also observe this same correlation with commercial traders. Therefore, in determining the cause of futures prices changes, it is necessary to understand the market interaction between non-commercial and commercial traders. What we observe is that non-commercial traders respond to position changes by commercial traders, that is, as commercial traders alter their positions, non-commercial traders take the opposite side in response. Therefore, the long positions we see held by non-commercial traders may be a reflection of the desire by commercial traders to hold short positions. What we observe is consistent with the notion that non-commercial traders respond to price changes and are not the cause of price changes.

Responses of James A. Overdahl to Questions From Senator Smith

Question 1. How much gasoline is now refined off-short and imported as a finished product into the United States?

[No response received.]

Question 2. How many ports in the United States accept gasoline imports? Which ports are they?

[No response received.]

Question 3. Which in the United States can handle oil supertankers?

[No response received.]

Question 4. What has happened in the last two weeks to the price and availability of aviation fuel?

[No response received.]

Question 5. What are EIA's projections of the availability and price of aviation fuel for the rest of the year?

[No response received.]

Question 6. About 55 percent of all Americans heat their homes with natural gas. The Petroleum Industry Research Foundation projects that, for these households, it will cost an extra $700 to heat their homes this winter. Is this an assessment with which you agree?

[No response received.]

Responses of James A. Overdahl to Questions From Senator Bunning

Question 1. Global spare production capacity has decreased dramatically in the past decade and it appears it will decrease even more with the continued growth of demand in China and the United States, as well as the leveling of Russian oil production. This will provide international suppliers with an even smaller ability to combat supply disruptions. Do you think the international oil supply is secure or is another price spike just around the corner?

[No response received.]

Question 2. I've heard stories in the news media that a significant factor contributing to the current extraordinarily high oil prices is bidding by speculators in the worldwide oil commodity futures markets. Can you comment on the extent to which profit taking in the oil futures market is influencing the price of crude and gasoline? Is this phenomenon expected and how does it affect price spikes?

Answer. I do not believe that oil prices are being driven by speculation in the crude oil futures market.

The CFTC's primary tool for monitoring large speculative futures traders is the Large Trader Reporting System. There is no bright line for differentiating between speculative traders and hedgers. As a rule of thumb, the CFTC uses the term ``speculator'' to describe traders who

are classified as ``non-commercial.''

Since the beginning of 2003, non-commercial traders in the crude oil futures market at the New York Mercantile Exchange have, in aggregate, held nearly equally-sized positions on both the ``long'' side and the ``short'' side of the market. Currently, the long positions of non-commercial traders account for approximately 13 percent of open futures positions, while short positions by non-commercials account for approximately 14 percent of open interest. The current numbers are nearly identical to the average numbers compiled since the beginning of 2003. This balanced holding of long and short positions is inconsistent with the notion that the positions of non-commercial traders have driven crude oil futures prices upward. In addition, approximately 16 percent of open positions are held by non-commercial traders in ``spread'' positions, that is in offsetting positions across related contracts. These spread positions are structured to speculate on relative price differences (e.g., prices for October delivery vs. November delivery), and when structured as such, are unrelated to the overall level of crude oil futures prices.

In the unleaded gasoline futures market, non-commercial traders have held approximately 25 percent of the long positions and five percent of the short positions most recently. In net, non-commercial traders have been long in this market most recently, and over the past two years. Immediately following Hurricane Katrina, we observed non-commercial traders reducing their long positions, that is, they were selling, as gasoline futures prices were rising. Some of this selling may have been the result of profit-taking by covering previously-established long positions This observation is inconsistent with the notion that non-commercial traders were causing futures prices to rise after Hurricane Katrina.

In general, futures prices are positively correlated with changes in positions of non-commercial traders, meaning that prices usually rise as they buy and usually fall as they sell. However, we also observe this same correlation with non-commercial traders. Therefore, in gauging the cause of futures prices changes, it is necessary to understand the market interaction between non-commercial and commercial traders. What we observe is that non-commercial traders respond to position changes by commercial traders, that is, as commercial traders alter their positions, non-commercial traders take the opposite side in response. Therefore, the long positions we see held by non-commercial traders may be a reflection of the desire by commercial traders to hold short positions. What we observe is consistent with the notion that non-commercial traders respond to price changes and are not the cause of price changes.

Non-commercial traders are an important source of liquidity in both the crude oil and unleaded gasoline futures markets. In a liquid market, prices are less likely to ``spike'' in response to one-sided order flow arriving in the market. If anything, the presence of non-commercial traders has contributed to fewer price spikes in the market.

Question 3. OPEC and other oil producing countries have expressed the desire to keep oil prices well above prior target range. What should we expect going forward as far as market-level crude oil prices?

[No response received.]

Question 4. As you know, the United States now imports over 60% of its crude. A significant portion of these imports come from unstable regions of the world. Yet we have vast untapped energy resources in the United States. Can you please discuss what the federal government can do to help to encourage the development of these secure, domestic energy supplies?

[No response received.]

Question 5. In most areas of the world, including the oil-rich Middle East, we are looking at diminishing excess supply capacity. Mr. Dowd explained that other countries throughout the world are now exploring smaller oil fields and recovering lower-grade crude. How do our domestic oil sources compare in retrieval cost and quality?

[No response received.]

Responses of James A. Overdahl to Questions From Senator Salazar

Question 1. For the panel, here's something I don't understand but would really like to know: where does the money go? Big Oil has been making money hand over fist in the past year--billions upon billions of dollars--and all of that extra profit is paid for by the consumers. All of that profit makes me think that there a good chunk of that price at the pump must be some form of price gouging, even if it isn't being exacted at the last step. So what I want to know is who buys the barrels of oil, and where does the money from that purchase end up? Does Big Oil buy their own product from their own subsidiaries, for pure profit? And next, when I buy a gallon of gasoline at the pump, where does that money go? It seems that Big Oil takes a cut every step along the way, and by the time it gets to a citizen of Colorado filling up at the gas station, that person's pocketbook is feeling the greed of the entire system.

[No response received.]

Question 2. How can the price of a gallon of gasoline at the pump go up 50 cents in one day? Isn't that the same gas in the station's storage tank that was 50 cents cheaper yesterday? And if gas goes up that fast why does it go down so slow, if it goes down at all? I am hoping you can explain it to me and to the people in Colorado I represent.

[No response received.]

Question 3. Since last week we have seen wholesale gas prices surge above $2.50 but they are now down to around $2. What I don't understand is why the country saw stations raising their prices multiple times a day and multiple times during the week, but with wholesale prices now falling, there not been a corresponding change in the price at the pump. In other words, while there seems to be a rush to raise prices under any excuse, is there no similar incentive to lower prices? Why aren't prices going back down just as quickly?

Answer. Several studies within the academic economics literature suggest that prices rise rapidly when costs go up, but fall gradually when costs fall. However, as has been noted in this literature, the facts do not really support any particular explanation for this effect which has been labeled as the ``rockets and feathers'' phenomenon. For markets we do regulate, that is futures markets, prices do not seem to follow this pattern.

_____

Responses of Bob Slaughter to Questions From Senator Domenici

Question 1. Can you please give the Committee an update on the current situation with respect to the refineries affected by Katrina? How much capacity has been restored? Have your members made any projections regarding restoration of fuel production at those refineries remaining out of commission?

Answer. As of October 17, three refineries (a total of 554,000 barrels/day refining capacity) are still shut down from Hurricane Katrina. ExxonMobil's Chalmette and Murphy Oil's Meraux refineries in Louisiana have partial power. ConocoPhillips' Belle Chase refinery in Louisiana has full power. These companies have not yet released projected dates for full production.

Chevron's Pascagoula refinery in Mississippi (325,000 barrels/day reining capacity), also shutdown by Hurricane Katrina, has recently restarted and the estimated date for normal production is late October.

In addition, there are many refineries that were affected by Hurricane Rita:

Port Arthur (TX)/Lake Charles (LA) area
Citgo in Lake Charles 324,300 b/d restarting
ConocoPhillips in West Lake (LA) 239,400 b/d restarting
Calcasieu in Lake Charles 30,000 b/d operating at full rate
ExxonMobil in Beaumont (TX) 348,500 b/d attempting to restart
Motiva in Port Arthur 285,000 b/d attempting to restart

Total Petrochemicals USA refinery in Port Arthur 233,500 b/d restarting
Valero in Port Arthur 255,000 b/d restarting
Houston/Texas City area
Shell in Deer Park 333,700 b/d operating at full rate
Lyondell-Citgo in Houston 270,200 b/d reduced rates
Astra Oil/Pasadena Refining in Pasadena 100,000 b/d operating at full rate
Valero in Houston 83,000 b/d reduced rates
ExxonMobil in Baytown 557,000 b/d operating at full rate
BP in Texas City 437,000 b/d expected restart late Oct./early Nov.
Valero in Texas City 209,950 b/d operating at full rate
Marathon in Texas City 72,000 b/d operating at full rate
ConocoPhillips in Sweeny 229,000 operating at full rate

Question 2. What impact do you believe that loans from the Strategic Petroleum Reserve will have on the nation's supplies of gasoline and other critical fuels?

Answer. The release of crude oil from the Strategic Petroleum Reserve (SPR) enabled several refineries that were otherwise unaffected by the devastation of Hurricane Katrina to regain full productive capacity in a relatively short time frame. Lacking access to the SPR supply these refineries, representing approximately 17% of the nation's supply of refined product capacity, most certainly would have been forced to further limit or even completely shut down their operations. This unpredictable event is precisely the type of situation that requires the release of SPR supplies; it underscores the need for judicious management of the SPR.

Question 3. Can you tell us how much finished product the refining industry is bringing into the country now and, can imports of finished products like gasoline and diesel help alleviate the current supply situation?

Answer. On average, the imports of either finished refined products or blending products used for refined products is 10% of the nation's supplies. However, the Northeast U.S. receives the bulk of these imported fuel products which account for over 20% of this region's demand.

More specifically, the Energy Information Administration (EIA) publishes data on imports of finished petroleum products on a weekly basis. See Table 11 in EIA's Weekly Petroleum Status Report (http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/data_publications/weekly_petroleum_status_report/w psr.html). There is considerable detail on Table 11. National data in summary form:

IMPORTS OF FINISHED PETROLEUM PRODUCTS
[million b/d]

	Week ending				
	8/19	8/26	9/02	9/09	9/16
Gasoline					
Reformulated	0.478	0.336	0.259	0.220	
Conventional	0.269	0.314	0.273	0.297	
Blending components	0.478	0.621	0.330	0.581	
Jet fuel	0.031	0.165	0.105	0.143	
Distillate fuel oil					
>15ppm S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16-500 ppm S	0.066	0.129	0.113	0.099	
501-2000 ppm S	0.072	0.087	0.082	0.060	
2000 ppm S	0.091	0.098	0.085	0.017	
Residual fuel oil	0.415	0.658	0.547	0.472	
Propane/propylene	0.234	0.136	0.081	0.203	
Other\1\	1.329	1.117	1.029	1.381	

Refined products..... 3.463 3.661 2.904 3.473

\1\ Includes kerosene, unfinished oils, liquefied petroleum gases (except propane/propylene), and other oils.

While imports can alleviate petroleum product supply disruptions, they take a longer time to reach a U.S. port. Perhaps more importantly, however, is the over-riding policy question of whether it is in the nation's best interest for continued reliance on foreign supplies of refined products to meet the current and projected demands of U.S. consumers.

Question 4. Will temporary relaxation of federal fuel requirements, such as sulfur content, help alleviate the situation?

Answer. Temporary relaxation of summer Reid vapor pressure (RVP) regulations permits the early introduction of winter gasoline, which would occur normally on September 16 in most areas of the country. Less stringent RVP limitations in the winter increase gasoline production because some gasoline components, such as butanes and pentanes which raise RVP, can be used concern of additional impact on ozone formation. It is estimated that the RVP waivers issued by EPA in the aftermath of Hurricane Katrina increased overall gasoline supply by roughly 4%.

The temporary relaxation of sulfur regulations in highway diesel fuel was instrumental production of additional diesel supplies for highway vehicles. This higher sulfur diesel is normally used only in off-road vehicles (e.g., road construction equipment, tractors). Aside from the direct impact on refineries caused by Katrina, the main facility providing hydrogen to many refineries in the area shut down due to the storm. Hydrogen is a vital component used in the process for removing sulfur from diesel fuel. Without the diesel sulfur waiver, critical supplies of fuel would have been lost.

The Administration's swift and decisive actions concerning emergency fuel waivers for certain gasoline and diesel fuel standards are certainly appreciated and clearly helped alleviate potential supply disruptions throughout the nation. The cooperative spirit and information sharing between EPA and other agencies with the refining and pipeline industries was instrumental in making the best of a terrible situation.

Question 5. How do you justify the record level of the profits the refining sector has experienced?

Answer. Despite recent profit data, the refining sector of the oil and gas industry has not historically enjoyed generous returns on investment. In the ten-year period 1993-2002, average return on investment in the refining industry was only about 5.5%. This is less than half of the S&P industrials average return of 12.7% for the same period. Refining industry profits as a percentage of operating capital are not excessive. In dollars, they seem large due to the massive scale needed to compete in a large, capital-intensive industry. For example, a new medium scale refinery (100,000 to 200,000 b/d) would cost $2 to $3 billion. In short, company revenues can be in the billions, but so, too are the costs of operations.

The Federal Trade Commission released a study in June 2005 that made the following comments on industry profits: ``Profits play necessary and important roles in a well-functioning market economy. Recent oil company profits are high but have varied widely over time, over industry segments and among firms . . . Profits also compensate firms for taking risks, such as the risks in the oil industry that war or terrorism may destroy crude production assets or, that new environmental requirements may require substantial new refinery capital investments.''

Many other industries enjoy higher earnings than the oil industry. Among these are telecommunication services, software, semiconductors, banking, pharmaceuticals, coal and real estate, to name just a few. Imposition of a windfall profits tax on the industry would discourage investment at a time when significant capital commitments to all parts of the industry, including refining, will be needed.

Tight gasoline market conditions have often led to calls for industry investigations. More than two dozen federal and state investigations over the last several decades have found no evidence of wrongdoing or illegal activity on our industry's part. For example, after a 9-month FTC investigation into the causes of price spikes in local markets in the Midwest during the spring and summer of 2000, former FTC Chairman Robert Pitofsky stated, ``There were many causes for the extraordinary price spikes in Midwest markets. Importantly, there is no evidence that the price increases were a result of conspiracy or any other antitrust violation. Indeed, most of the causes were beyond the immediate control of the oil companies.''

Question 6. Two important facts stand out with respect to the nation's refining capacity: First, 47% of the nation's refining capacity is in the Gulf Coast Region. And, secondly, we have heard of only one new refinery being developed since the mid-1970's--it is in Yuma, Arizona. In your view, what additional steps, both direct and indirect, can Congress take to facilitate the construction of new refinery capacity? In addition, is it possible to secure greater geographic diversity of refineries so that we do not have a repeat of the problems caused by Hurricane Katrina?

Answer. It is true that 47% of the nation's refining capacity is located in the Gulf Coast region. It is also true that crude oil and natural gas production and processing are not only unwelcome in other resource rich regions of the nation, current and long-lasting policy prohibits their development. This attitude must change if the nation is to increase its ability to produce domestic energy supplies. There is no shortage of resources, only shortage of political will to amend failed policies of the past. There is no need to pit environmental protection or impact on tourism against energy development. They are not mutually exclusive.

Focusing more specifically on refinery capacity, NPRA believe that there exists a basic misconception that domestic refiners have not increased capacity at their operations. On the contrary, capacity increases over the past four years have netted an additional 520,000 barrels of crude input capacity. This is the equivalent of 2 new refineries. Unfortunately, even these remarkable accomplishments have not been able to keep up with continued domestic demand for both gasoline and diesel fuels. It must also be kept in mind that these capacity additions were accomplished at the same time when refiners were faced with increasing regulatory compliance requirements from both plant and fuel parameters.

New refineries have not been built in almost 30 years for many reasons, including economic, public policy and political considerations, such as siting costs, environmental requirements, a history of low refining industry profitability, and, significantly, ``not in my backyard'' (NIMBY) public attitudes. It will be difficult to change this situation.

There are, however, several steps and programs that Congress should consider that may very well spur refinery capacity expansions. These include:

<bullet> Make increasing the nation's supply of oil, oil products and natural gas a number one public policy priority. Now, and for many years in the past, increasing oil and gas supply has often been a number 2 priority. Thus, oil and gas supply concerns have been secondary and subjugated to whatever policy goal was more politically popular at the time. Enactment of the recent Energy Bill is a first step to making a first priority the supply of energy sources the nation depends upon.

<bullet> Remove barriers to increased supplies of domestic oil and gas resources. Recent criticism about the concentration of America's energy infrastructure in the western Gulf is misplaced. Refineries and other important onshore facilities have been welcome in this area but not in many other parts of the country. Policymakers have also restricted access to much-

needed offshore oil and natural gas supplies in the eastern Gulf and off the shores of California and the East Coast. These areas must follow the example of Louisiana and many other states in sharing these energy resources with the rest of the nation because they are sorely needed.

<bullet> Resist tinkering with market forces when the supply/demand balance is tight. Market interference that may initially be politically popular results in market inefficiencies and unnecessary costs. Policymakers must resist turning the clock backwards to the failed policies of the past. Experience with price constraints and allocation controls in the 1970s demonstrates the failure of price regulation, which adversely impacted both fuel supply and consumer cost.

<bullet> Consider expanding the refining tax incentive provision in the Energy Act. Reducing the depreciation period for refining investments from ten to seven or five years would remove a current disincentive for refining investment. Changes could allow expensing under the current language to take place as the investment is made rather than when the equipment is actually placed in service, or the percentage expensed could be increased as per the original legislation introduced by Senator Hatch.

In addition, NPRA urges Congress to keep a close eye on several upcoming regulatory programs that could have significant impacts on gasoline and diesel supply. They are:

<bullet> Implementation of the new 8-hour ozone NAAQS standard.

<bullet> Design and implementation of the credit trading program for the ethanol mandate (RFS) contained in the recent Energy Act

<bullet> Implementation of the ultra low sulfur diesel highway diesel regulation.

<bullet> Phase II of the MSAT (mobile source air toxics) rule for gasoline.

Further and expanding on several of the above mentioned items, the National Petroleum Council (NPC) released a study last December, ``Observations on Petroleum Product Supply.'' The NPC review of refining and inventory issues presents observations on petroleum product supply and a response to the Secretary's request for advice on both refining and inventory issues. It is intended to update the 1998 and 2000 NPC reports on these subjects. The report provides insights on petroleum market dynamics, as well as advice on actions that can be taken by industry and government to ensure adequate and reliable supplies of petroleum products to meet the energy and environmental requirements of American consumers. The report recommends actions that, if implemented, would:

<bullet> help avoid policies that hinder refining capacity expansions;

<bullet> improve the environment for investment in domestic refining and logistics capability; and

<bullet> allow the current supply system to continue to operate efficiently.

More specifically, the NPC study focused on precise topics of immediate impact and concern to the refining industry and recommended appropriate actions that should be taken to ameliorate current and potential problems. These recommendations represent appropriate Congressional action. These topics and associated recommendations include:

New Source Review

``Immediate implementation of comprehensive NSR reform is a very important policy step needed to improve the climate for investment in domestic refinery expansion. The NSR reforms promulgated by the

Administration, including the Equipment Replacement Rule currently under judicial review, should be implemented as soon as possible. Attempts to delay or overturn the reforms should be vigorously opposed. Additional NSR reform proposals regarding debottlenecking and product aggregation should be issued and finalized.''

National Ambient Air Quality Standards

``The U.S. Environmental Protection Agency (EPA) should revise the NAAQS compliance deadlines and procedures to take full advantage of emissions reduction benefits from current regulatory programs such as cleaner fuels/engines and reduction of regional emissions transport. As currently structured, attainment deadlines precede the benefits that will be achieved from emissions reductions already planned . . . The current deadlines could result in:

<bullet> Requirements for additional emissions offsets for any refinery modifications, reducing the economic attractiveness of investment in refinery capacity expansion
<bullet> Additional investment in stationary controls at refineries, reducing the overall profitability and viability of domestic refining versus imports
<bullet> Additional requirements for boutique fuels . . .''

Implementation of Ultra Low Sulfur Diesel (ULSD) Regulations

``. . . there are concerns about meeting Ultra Low Sulfur Diesel (ULSD) demand during the transition to the 15 ppm maximum sulfur specification beginning in mid-2006 . . .

To reduce the potential for supply disruption, EPA should work with the Department of Energy (DOE) and the various fuels supply industries to consider emerging information about the behavior of ULSD moving through the entire distribution system and to consider how to achieve the goals of the program while recognizing distribution system realities. EPA's current testing tolerance for ULSD should be adjusted to reflect the reproducibility of the tests that will be available for regulatory compliance; otherwise, enforcement actions based on testing inaccuracy may result in disruption to the supply system.''

Sound Science, Cost Effectiveness, and Energy Analysis

``The 2000 NPC refining report recommended that: `Regulations should be based on sound science and thorough analysis of cost effectiveness.'

Executive Order 13211, signed by President Bush in 2001, requires agencies to prepare a `Statement of Energy Effects' including impacts on energy supply, distribution and use, when undertaking regulatory actions. The NPC recommends that Executive Order 13211 be made law and strictly enforced. The NPC is not suggesting elimination or rollback of environmental requirements, but rather that the cost analysis of proposed regulations should include a thorough analysis of energy supply effects from production to end-use. Examples of regulations that the NPC does not believe reflect a thorough analysis of the energy supply effects include ULSD and NAAQS regulations. As a result, implementation of these regulations may impose unintended costs without commensurate benefit . . . .''

Permitting

``Streamlining the permitting process would help improve the environment for domestic refining capacity investment.''

Alternative Fuels

``Mandates or subsidies for alternative fuels increase uncertainty and reduce the incentive for investment in additional domestic petroleum refining capacity. Therefore, these mandates and subsidies may not reduce petroleum product imports as intended and could increase the cost to consumers.''

Responses of Bob Slaughter to Questions From Senator Talent

Question 1. What level of refinery operation could be supported by current crude oil supply and demand?

Answer. It is difficult to answer this question with precision without reference to the fact that the market dictates what level of refining operations is supported by current supply and demand. Of

course, in addition to the historically problematic returns on investment in the refining sector, there are non-market complications that constrain investments in refining. These include multiple layers of regulatory standards, fuel mandates, failure to create an appropriate risk environment by addressing liability concerns arising out of those mandates, and community opposition to construction and expansion.

Question 2. How long does it take for a refiner to recover its capital investment for a new or expanded refinery? Are any analysts predicting a decline in U.S. gasoline consumption over that time period?

Answer. The answer to this question will vary, depending on the return on investment for refining as a whole. Despite recent profit data, the refining sector of the oil and gas industry has not historically enjoyed generous returns on investment. In the ten-year period 1993-2002, average return on investment in the refining industry was only about 5.5%. This is less than half of the S&P industrials average return of 12.7% for the same period. Refining industry profits as a percentage of operating capital are not excessive. In dollars, they seem large due to the massive scale needed to compete in a large, capital-intensive industry. For example, a new medium scale refinery (100,000 to 200,000 b/d) would cost $2 to $3 billion. In short, company revenues can be in the billions, but so, too are the costs of operations. The Federal Trade Commission recently found that these highly variable returns on investment have hampered new capital investment in the sector.

Question 3. Is there sufficient competition for refining crude oil into finished products like gasoline?

Answer. Today's U.S. refining industry is highly competitive. Some suggest past mergers are responsible for higher prices. The data do not support such claims. In fact, companies have become more efficient and continue to compete fiercely. There are 54 refining companies in the U.S., hundreds of wholesale and marketing companies, and more than 165,000 retail outlets. The biggest refiner accounts for only about 13% of the nation's total refining capacity; and the large integrated companies own and operate only about 10% of the retail outlets. The Federal Trade Commission (FTC) thoroughly evaluates every merger proposal, holds industry mergers to the highest standards of review, and subjects normal industry operations to a higher level of ongoing scrutiny.

In 2004 the FTC published an FTC Staff Study ``The Petroleum Industry: Mergers, Structural Change, and Antitrust Enforcement.'' Among the points made in that publication was the following: ``. . . mergers have contributed to the restructuring of the petroleum industry in the past two decades but have had only a limited impact on industry concentration. The FTC has investigated all major petroleum mergers and required relief when it had reason to believe that a merger was likely to lead to competitive harm . . .''

According to data compiled by the U.S. Department of Commerce and by Public Citizen, in 2003 the four largest U.S. refining companies controlled a little more than 40% of the nation's refining capacity. In contrast, the top four companies in the auto manufacturing, brewing, tobacco, floor coverings and breakfast cereals industries controlled between 80% and 90% of the market. Further, several mergers in the refining industry have actively maintained or even increased refining capacity when, without such consolidation, the individual refineries involved might not have been economically viable. One such example involves over 550,000 barrels/day of capacity. Also, Valero Energy Corporation has increased the productive capacity of the refineries it has acquired by an aggregate of nearly 400,000 barrels per day over the past several years.

Question 4. According to Fortune magazine, in 2004 when oil prices were a lot lower than they are now, the average return for both independent refiners and integrated majors was 23.9 percent and it is higher this year. Over the past decade, according to Fortune, the

return on equity in the sector has averaged 16 percent. However, the American Petroleum Institute claims these returns are as low as 6 percent. Can you explain this vast difference? For refineries owned by oil producing companies, is this an issue of how they assign profits between production and refining?

Answer. As noted above, when viewed over a decade or so, average return on investment in the refining industry was only about 5.5%, less than half of the S&P industrials average return of 12.7% for the same period. However, the Federal Trade Commission released a study in June 2005 that made the following comments on industry profits: ``Profits play necessary and important roles in a well-functioning market economy. Recent oil company profits are high but have varied widely over time, over industry segments and among firms . . . Profits also compensate firms for taking risks, such as the risks in the oil industry that war or terrorism may destroy crude production assets or, that new environmental requirements may require substantial new refinery capital investments.''

Many other industries enjoy higher earnings than the oil industry. Among these are telecommunication services, software, semiconductors, banking, pharmaceuticals, coal and real estate, to name just a few. Imposition of a windfall profits tax on the industry would discourage investment at a time when significant capital commitments to all parts of the industry, including refining, will be needed.

Question 5. What are the factors in preventing refinery investment? To the extent environmental and siting issues are among these, explain the importance to investors of streamlining the applicable environmental requirements and ensuring regulatory certainty, i.e., locking in requirements prior to start of refinery construction.

Answer. The decision to invest in new refinery construction is constrained by three factors: poor historical economics; a changing but pervasive landscape of environmental rules; and community opposition. While new refinery construction has not occurred, refiners have made and will continue to make significant investments in expanding capacity at existing refineries. All refineries engage in maintenance and debottlenecking projects that maintain or expand capacity. One NPRA member, Valero, recently announced its capital expenditure plans. The result from the program will be to add 105,000 barrels per day of capacity in 2006, and another 66,000 barrels per day in 2007. At one refinery in Detroit, Marathon Ashland Petroleum announced an expansion of about 26,000 barrels a day.

In addition to expansion of capacity, several Gulf Coast refiners have made investments to enhance the ability of their refineries to handle less expensive, high-sulfur (or ``sour'') crudes. These investments expand the total pool of crude input available to refiners and, according to the Federal Trade Commission, the crude input represents some 85 percent of the cost of the refined product excluding taxes.

While it is tempting to view recent refining margins as indicative of trend favorable to refinery investment, the truth is that allocation of capital is based upon the historic performance of the sector. As the data cited above indicates, the average return on investment for refining (1993-2002) is about 5.5 percent. After a recent economic assessment of the refining sector, Oklahoma Secretary of Energy David Fleischaker put it simply, ``People aren't going to invest in a 5 to 7 percent rate of return when money costs you 8 percent . . . Unfortunately, bankers aren't looking for welcome mats. They're looking for high rates of return.''

While NPRA does not represent exploration and production interests, it goes without saying that a macroeconomic examination of much of the oil and gas sector will show that the industry is making large investments in these activities. Exploration and production can be highly risky investments--one field off-shore Angola alone has cost $7 billion to develop--and such investments can be decimated by political instability, terrorism, and the like.

The changing environmental landscape affects the economics of the

refining sector in two ways: by making changes in the products we produce, and by limiting changes we can make in our actual operations. Refiners currently face the massive task of complying with fourteen new environmental regulatory programs with significant investment requirements, all in the same 2006--2012 timeframe. In addition, many programs start soon. For the most part, these regulations are required by the Clean Air Act. Some will require additional emission reductions at facilities and plants, while others will require further changes in clean fuel specifications. NPRA estimates that refiners are in the process of investing about $20 billion to sharply reduce the sulfur content of gasoline and both highway and off-road diesel. Refiners will face additional investment requirements to deal with limitations on ether use, as well as compliance costs for controls on Mobile Source Air Toxics and other limitations. These costs do not include the significant additional investments needed to comply with stationary source regulations that affect refineries.

Coming to grips with the newly enacted renewable fuels mandate and the diminished role MTBE will play in the supply of clean octane further exacerbates cost and supply concerns. Congress' failure to adopt limit liability provisions in the last energy bill was another missed opportunity to encourage investment in refining. As the Council of Economic Advisors has found, ``tort liability raises the cost of capital . . . and mobile capital will seek relatively higher return elsewhere until rates of return are again equalized. The result is that the capital stock in the United States may be smaller with high tort costs than with low tort costs.''

Other potential environmental regulations on the horizon could force additional large investment requirements. They are: the challenges posed by increased ethanol use, possible additional changes in diesel fuel content involving cetane, and potential proliferation of new fuel specifications driven by the need for states to comply with the new eight-hour ozone NAAQS standard. The 8-hour standard could also result in more regulations affecting facilities such as refiners and petrochemical plants. These are just some of the pending and potential air quality challenges that the industry faces. Refineries are also subject to extensive regulations under the Clean Water Act, Toxic Substances Control Act, Safe Drinking Water Act, Oil Pollution Act of 1990, Resource Conservation and Recovery Act, Emergency Planning and Community Right-To-Know (EPCRA), Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act (CERCLA), and other federal statutes. The industry also complies with OSHA standards and many state statutes.

API estimates that, since 1993, about $89 billion (an average of $9 billion per year) has been spent by the oil and gas industry to protect the environment. This amounts to $308 for each person in the United States. More than half of the $89 billion was spent in the refining sector.

As for limitations on actual operations, consider the effect of the new source review, or NSR, program on refinery expansions. When the last Administration abruptly changed its interpretation of the NSR program, it became more difficult to undertake debottlenecking projects that can have the effect of maintaining or growing capacity. This rule change was made without notice-and-comment rulemaking. The result, of course, is uncertainty and cost.

For a case study of how the Clean Air Act can complicate refinery investments, the Arizona Clean Fuels (ACF) project is an example. ACF is based in Phoenix, AZ, and intends to build a state of the art, $2.5 billion refinery that could provide significant product to the Southwest and West Coast using crude input supplied by the Mexican national oil company, PEMEX. Unfortunately, ACF has been trying to obtain necessary permits to proceed for almost seven years.

A remaining impediment to the new refinery investment has been community reaction, or the so-called not-in-my-back-yard syndrome. Some critics who complain the loudest about industry investment practices unfortunately also oppose the construction of new facilities in new communities. Indeed, when the media began to question why so much

refining capacity is concentrated on the Gulf Coast, the answers includes access to infrastructure and supply, but also community acceptance of the refining industry. To say the least, this acceptance is not typical of many other regions of the country where product demand is quite high.

Responses of Bob Slaughter to Questions From Senator Bunning

Question 1. The recently passed Energy Bill included an important tax provision that will allow 50% expensing of investment that expands a refinery's capacity by more than 5%. Do you think this is enough to stimulate growth or are additional incentives needed?

Answer. The decision to invest in new refining capacity or in expansion of existing capacity is complicated by three factors--low historic rates of return on investment; significant regulatory hurdles (including complex environmental regulations); and local opposition to refinery construction. The tax treatment of refining investments complicates these factors. NPRA appreciates a provision in the recently enacted energy legislation that will help encourage additional refining investment. This provision allows 50% expensing of the costs associated with expanding a refinery's output by more than 5%. The refiner must have a signed contract for the work by 1/1/08, and the equipment must be put in service by 1/1/12. This provision is a good first step, but NPRA also supports reduction of the current 10 year depreciation period for refining investments to five years.

Question 2. As you may know, Kentucky has an abundance of coal. Among other things, this supply of coal allows Kentucky to offer its citizens and industries some of the lowest utility rates in the country. I am deeply concerned that the increasing cost of oil will increase the cost of producing and transporting Kentucky coal. Do you have any additional information on how the price of gasoline will affect the cost of other energy sources such as Kentucky coal?

Answer. While NPRA does not possess specific knowledge of particular impacts transportation fuel prices might have on the economics of Kentucky coal, we understand your concern. As we understand it, the cost associated with shipping coal can cost as much or more than the cost of mining it. The Energy Information Administration notes that almost 60 percent of coal in the U.S. is transported, for at least part of its trip to market, by train. While barge traffic may be preferable from an economic perspective, barges simply cannot take coal everywhere that it needs to go. While we are by no means experts on rail transportation, shippers typically pay a destination charge that is based on the distance traveled. Similar to renting a passenger car, the shipper may pay a daily rate just to get use of the car, then pay for the fuel depending on how far it is driven. As a result, increases in price or scarcity of diesel fuel can have a significant impact on the cost of getting coal to market.

NPRA is sensitive to the issue of diesel fuel economics. NPRA has called upon EPA to ensure that its non-road, locomotive and marine (NRLM) diesel fuel sulfur reductions are undertaken with maximum flexibility. Market economics ensure that, in the long run, supply will match demand. However, when new regulatory fuels requirements are implemented, short-term supply disruptions have typically occurred. Two earlier diesel programs are examples: implementation of the EPA highway diesel requirement for maximum 500 ppm sulfur (low sulfur diesel, LSD) in 1993 led to supply disruptions for several months and the CARB diesel program led to supply disruptions that lasted for more than a year.

Specifically, NPRA recommends cautious implementation of the ultra low sulfur diesel highway diesel regulation. The refining industry has made large investments to meet the severe reductions in diesel sulfur that take effect next June. We remain concerned about the distribution system's ability to deliver this material at the required 15 ppm level at retail. If not resolved, these problems could affect America's critical diesel supply. Industry is working with EPA on this issue, but time left to solve this problem is growing short.

Question 3. The number of domestic refineries has decreased by more than 50% in the last 30 years, and the real-volume capacity of the domestic refinery network has decreased 10% in that same time period. What factors do you believe have suppressed U.S. refining capacity?

Answer. The decision to invest in new refinery construction is constrained by three factors: poor historical economics; a changing landscape of environmental rules; and community opposition. But while new refinery construction has not occurred, refiners have made and will continue to make significant investments in expanding capacity at existing refineries. All refineries engage in maintenance and debottlenecking projects that maintain or expand capacity. One NPRA member, Valero, recently announced its capital expenditures plans. The result of the program will be to add 105,000 barrels per day of capacity in 2006, and another 66,000 barrels per day in 2007. At one refinery in Detroit, Marathon Ashland Petroleum announced an expansion of about 26,000 barrels a day.

In addition to expansion of capacity, several Gulf Coast refiners have made investments to enhance the ability of their refineries to handle less expensive, high-sulfur (or ``sour'') crudes. These investments expand the total pool of crude input available to refiners and, according to the Federal Trade Commission, the crude input represents some 85 percent of the cost of the refined product, excluding taxes.

While it is tempting to view recent refining margins as indicative of a trend favorable to refinery investment, the truth is that allocation of capital is based upon the historic performance of the sector. As the data cited above indicates, the average return on investment for refining (1993-2002) is about 5.5 percent. After a recent economic assessment of the refining sector, Oklahoma Secretary of Energy David Fleischaker put it simply, ``People aren't going to invest in a 5 to 7 percent rate of return when money costs you 8 percent . . . Unfortunately, bankers aren't looking for welcome mats. They're looking for high rates of return.''

While NPRA does not represent exploration and production interests, it goes without saying that a macroeconomic examination of much of the oil and gas sector will show that the industry is making large investments in these activities. Exploration and production can be highly risky investments--one field off-shore Angola alone has cost $7 billion to develop--and such investments can be decimated by political instability, terrorism, and the like.

The changing environmental landscape affects the economics of the refining sector in two ways: by making changes in the products we produce, and by limiting changes we can make in our actual operations. Refiners currently face the massive task of complying with fourteen new environmental regulatory programs with significant investment requirements, all in the same 2006--2012 timeframe. In addition, many programs start soon. For the most part, these regulations are required by the Clean Air Act. Some will require additional emission reductions at facilities and plants, while others will require further changes in clean fuel specifications. NPRA estimates that refiners are in the process of investing about $20 billion to sharply reduce the sulfur content of gasoline and both highway and off-road diesel. Refiners will face additional investment requirements to deal with limitations on ether use, as well as compliance costs for controls on Mobile Source Air Toxics and other limitations. These costs do not include the significant additional investments needed to comply with stationary source regulations that affect refineries.

Coming to grips with the newly enacted renewable fuels mandate and the diminished role MTBE will play in the supply of clean octane further exacerbates cost and supply concerns. Congress' failure to adopt limit liability provisions in the last energy bill was another missed opportunity to encourage investment in refining. As the Council of Economic Advisors has found, ``tort liability raises the cost of capital . . . and mobile capital will seek relatively higher return elsewhere until rates of return are again equalized. The result is that

the capital stock in the United States may be smaller with high tort costs than with low tort costs.''

Other potential environmental regulations on the horizon could force additional large investment requirements. They are: the challenges posed by increased ethanol use, possible additional changes in diesel fuel content involving cetane, and potential proliferation of new fuel specifications driven by the need for states to comply with the new eight-hour ozone NAAQS standard. The 8-hour standard could also result in more regulations affecting facilities such as refiners and petrochemical plants. These are just some of the pending and potential air quality challenges that the industry faces. Refineries are also subject to extensive regulations under the Clean Water Act, Toxic Substances Control Act, Safe Drinking Water Act, Oil Pollution Act of 1990, Resource Conservation and Recovery Act, Emergency Planning and Community Right-To-Know (EPCRA), Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act (CERCLA), and other federal statutes. The industry also complies with OSHA standards and many state statutes.

API estimates that, since 1993, about $89 billion (an average of $9 billion per year) has been spent by the oil and gas industry to protect the environment. This amounts to $308 for each person in the United States. More than half of the $89 billion was spent in the refining sector.

As for limitations on actual operations, consider the effect of the new source review, or NSR, program on refinery expansions. When the last Administration abruptly changed its interpretation of the NSR program, it became more difficult to undertake debottlenecking projects that can have the effect of maintaining or growing capacity. This change was made without notice-and-comment rulemaking. The result, of course, was uncertainty and increased cost.

For a case study of how the Clean Air Act can complicate refinery investments, the Arizona Clean Fuels (ACF) project is an example. ACF is based in Phoenix, AZ, and intends to build a state of the art, $2.5 billion refinery that could provide significant product to the Southwest and West Coast using crude input supplied by the Mexican national oil company, PEMEX. Unfortunately, ACF has been trying to obtain the necessary permits to proceed for almost seven years.

A last impediment to the new refinery investment has been community reaction, or the so-called not-in-my-back-yard syndrome. Some critics that complain the loudest about industry investment practices unfortunately also oppose the construction of new facilities in new communities. Indeed, when the media began to question why so much refining capacity is concentrated on the Gulf Coast, the answers includes access to infrastructure and supply, but also community acceptability of the refining industry. To say the least, this acceptability is not typical of many other regions of the country where product demand is quite high.

Question 4. The cost of gasoline is largely determined before in reaches the pump. The cost of crude oil and federal and states taxes make up 74 to 79% of the retail price of gas. Could you describe how the remaining 20 to 25% is determined and what profit each part of the supply chain receives?

Answer. The overwhelming factor affecting gasoline and distillate prices is the supply and price of crude oil. In June of this year the U.S. Federal Trade Commission released a landmark study titled: ``Gasoline Price Changes: The Dynamic of Supply, Demand and Competition.'' To quote from the FTC's findings: ``Worldwide supply, demand, and competition for crude oil are the most important factors in the national average price of gasoline in the U.S.'' and ``The world price of crude oil is the most important factor in the price of gasoline. Over the last 20 years, changes in crude oil prices have explained 85 percent of the changes in the price of gasoline in the U.S.''

Crude prices have been steadily increasing since 2004, largely because of surprising levels of growth in oil demand in countries such as China and India, and in the United States as well. Actual demand

growth for oil and oil products in these countries in 2004 exceeded the experts' predictions and has remained strong this year. As a result, world demand for crude is bumping up against the worldwide ability to produce crude.

Strong demand for crude has dissipated the cushion of excess available worldwide oil supply, just as strong U.S. demand for refined products has eliminated excess refining capacity in the United States. The good news is that producing countries will probably be able to add crude production capacity in the years to come. The bad news is that the United States has thus far shown only limited willingness to confront its own energy supply problems.

Gasoline costs closely track the cost of crude oil. Before hurricane Katrina, gasoline price increases lagged crude oil price increases on a gallon for gallon basis. This means that refiners did not pass through all of the increased costs in their raw material, crude oil. Crude oil accounts for 55-60% of the price of gasoline seen at the service station. The cost of federal and state taxes adds another 19% to the cost of a finished gallon of gasoline. Therefore under current conditions, 74-79% of the total cost of a gallon of gasoline is pre-determined before the crude is delivered to the refiner for manufacture into gasoline.

Another contributor to gasoline costs is tightness in our nation's gasoline markets. While U.S. refiners are producing huge volumes of products, continued strong demand has tightened supply. Gasoline demand currently averages approximately 9 million barrels per day. Domestic refineries produce about 90 percent of U.S. gasoline supply, while about 10 percent is imported. These imports make up over 20% of the refined product demand of the Northeast U.S. Thus, steadily increasing demand can only be met either by adding new domestic refinery capacity or by relying on more foreign gasoline imports. Unfortunately, the need to add more domestic gasoline production capacity--the option NPRA believes to be the prudent choice--is often thwarted by other public priorities.

Question 5. As the price of oil skyrockets, alternative fuels will become more price competitive. What segments of the energy market will see growth in investment because of higher oil and gas prices? What impact will this have on the domestic energy market?

Answer. There is no doubt that relatively high prices for transportation fuels such gasoline and diesel stimulate the development of alternatives as well as conservation strategies. Recent legislation introduced in the Senate (S. 1772) seeks to create a favorable environment for certain ``future fuels.'' Legislation recently passed on the House floor (H.R. 3893) encourages demand side strategies like carpooling and vanpooling. Proposals like these should be carefully considered.

Frequently-discussed alternative transportation fuels include those based on hydrogen. However, one of the major issues in meeting Ultra Low Sulfur (ULS) targets is the availability and effective use of hydrogen. The availability and cost of hydrogen has been and will increasingly become a challenge to refiners making these clean fuels. More stringent gasoline and diesel specifications increase the demand for hydrogen while they constrain the hydrogen production of catalytic reformers.

Of course, recently adopted energy legislation contains a renewable fuels mandate. NPRA is not opposed to the use of ethanol as a fuel additive--in fact, many of its members produce ethanol-blended fuel for the market. However, NPRA has always maintained that national ethanol mandates jeopardize fuel supplies and hurt consumers, while not enhancing the nation's energy independence. Now that such a mandate has been adopted, the federal government must do all it can to implement the program in a cost-effective manner sensitive to supply and demand realities. The government should encourage access to alternative sources of ethanol supply, including imports or cellulosic production, in order to augment traditional starch-based ethanol production.

In addition, EPA must exercise care in the design and

implementation of the credit trading program for the ethanol mandate. This mechanism is vital to increase the chance that this program can be implemented next year without additional gasoline supply disruption. Additional resources are needed within EPA to accomplish this key task.

Many alternative transportation fuels also rely on petrochemical production. In light of this, NPRA is also extremely concerned about the current natural gas supply situation. We must implement policy changes to encourage increased natural gas supplies for use by U.S. consumers. NPRA favors policies that will encourage increased natural gas production from domestic sources, both onshore and offshore. U.S. petrochemical producers rely on an adequate supply of natural gas and gas liquids at reasonably predictable prices to maintain their competitive position in a difficult global market.

Question 6. Global spare production capacity has decreased dramatically in the past decade and it appears it will decrease even more. This will provide international suppliers with an even smaller ability to combat supply disruptions. Do you think the International oil supply is secure or is another price spike around the corner?

Answer. NPRA shares the concern of many policy makers and academic experts that crude oil supply presents a major challenge. Given that the FTC has demonstrated that as much as 85%, excluding taxes, of the cost of refined product is determined by the underlying cost of crude input, securing sufficient supply is very important to NPRA and its members. NPRA believes increasing the nation's supply of oil, oil products and natural gas should be a number one public policy priority. Now, and for many years in the past, increasing oil and gas supply has often been a lower priority. Thus, oil and gas supply concerns have been secondary and subjugated to whatever policy goal was more politically popular at the time. Enactment of the recent Energy Bill is a first step to making the supply of energy sources the nation depends upon a first priority.

Congress should further act to remove barriers to increased supplies of domestic oil and gas resources. Recent criticism about the concentration of America's energy infrastructure in the western Gulf is misplaced. Refineries and other important onshore facilities have been welcome in this area but not in many other parts of the country. Policymakers have also restricted access to much-needed offshore oil and natural gas supplies in the eastern Gulf and off the shores of California and the East Coast. These areas must follow the example of Louisiana and many other states in sharing these energy resources with the rest of the nation because they are sorely needed.

Responses of Bob Slaughter to Questions From Senator Bingaman

Question 1. Measures such as the institution of a windfall profits tax on energy producing companies, a Federal gasoline excise tax holiday, and/or a price caps on wholesale and or retail gasoline prices have been put forth as possible solutions to the problem at hand. Would these measures have the intended outcome of bringing down gasoline prices?

Answer. The U.S. had a ``windfall profit tax'' on crude oil from 1980 until 1988. That tax, which was actually an ad valorem tax imposed on crude oil, discouraged crude oil production in the United States and resulted in other market distortions. It was repealed in 1988.

Current suggestions for re-imposition of a windfall profits tax on refiners reflect a misunderstanding of refining industry economics. In the ten-year period 1993-2002, average return on investment in the refining industry was only about 5.5%. This is less than half of the S&P industrials average return of 12.7% for the same period. Refining industry profits as a percentage of operating capital are not excessive. In dollars, they seem large due to the massive scale needed to compete in a large, capital-intensive industry. For example, a new medium scale refinery (100,000 to 200,000 b/d) would cost $2 to $3 billion. In short, company revenues can be in the billions, but so, too are the costs of operations.

The FTC June 2005 study cited above had the following comments on

industry profits: ``Profits play necessary and important roles in a well functioning market economy. Recent oil company profits are high but have varied widely over time, over industry segments and among firms . . . Profits also compensate firms for taking risks, such as the risks in the oil industry that war or terrorism may destroy crude production assets or, that new environmental requirements may require substantial new refinery capital investments.''

Many other industries have higher earnings than the oil industry. Among these are telecommunication services, software, semiconductors, banking, pharmaceuticals, coal and real estate, to name just a few. Imposition of a windfall profits tax on the industry would discourage investment at a time when significant capital commitments to all parts of the industry, including refining, will be needed.

Question 2. I understand that the National Oceanic and Atmospheric Administration is predicting that, during the current hurricane season, as many as nine hurricanes will hit the Gulf, including at least two more hurricanes of a similar strength to Hurricane Katrina. What additional steps can be taken if any to lessen the impact of future natural disasters in the Gulf of Mexico area and to the reining industry in the United States?

Answer. Of course, since this question was posed, an additional hurricane (Rita) did hit the Gulf Coast, making landfall at the Sabine Pass at the Louisiana-Texas border. This storm hit at the heart of much of the nation's refining and petrochemical sector. The fresh experience of Katrina made local, state and federal officials more aware of the potential consequences of storms, both to the energy sector and to Gulf communities as a whole. As a result, more and better response and evacuation plans were evident. Still, the issue of on-site temporary housing for reconstruction activities could be better addressed. In the recent legislation approved by the House (H.R. 3893), the final provision (introduced as an amendment at markup by Texas Congressman Gene Green) vests emergency planning and federal response responsibility with the U.S. Department of Energy as opposed to the Federal Emergency Management Agency. Given the specific nature of the challenges to this vital infrastructure, the approach of the Green Amendment should be considered.

Question 3. Hurricane Katrina has underscored the concentration of U.S. petroleum production, refining and energy infrastructure in the Gulf of Mexico region. In recent correspondence with the President, I have mentioned the need to bring together the necessary stakeholders to focus on ways to facilitate a more robust and distributed infrastructure for refining petroleum products in the U.S. Would you and your respective stakeholder organization, be willing to take part in such a discussion? How would you see this proceeding?

Answer. There are important reasons for the location of much of the refining assets of this nation along the Gulf Coast. First, much of the domestic oil and gas production in the lower 48 states of the United States is sequestered in the area of the Western Gulf off the coast of Texas and Louisiana. This fact derives from national and state legislation, as well as geological realities. Second, the area of the Gulf Coast near which much refining capacity is built is a unique confluence of transportation infrastructure, including the Mississippi River, the significant ports of New Orleans, Houston, Texas City, Corpus Christi, Galveston, and others, as well as the Intercoastal Waterway. The Gulf Coast also plays host to a significant portion of the nation's crude, refined product and natural gas pipeline infrastructure, as well as the Louisiana Offshore Oil Port, or LOOP. The states of Texas and Louisiana, further, have a tradition of creating a hospitable business environment for petroleum refining and petrochemical production not likely to be found elsewhere in the United States.

That said, NPRA is always interested in dialogue for the betterment of U.S. energy security. We stand ready to participate in any constructive stakeholder process that addresses vital energy infrastructure.

Question 4. The Defense Production Act is the primary legislation for ensuring domestic availability of industrial resources and critical technology items that are essential for national defense. The Title III Program provides a vehicle to create, maintain, modernize or expand domestic production capability for technology items, components and resources essential for national defense and for which there is insufficient production capacity to meet these needs. This Act might be used to help the refining industry acquire the materials that it may need to get the refineries impacted by the storm up and running again. Have you looked at this? Do you suspect that you will be able to obtain all of the materials that you will need to restore the refining capacity that Hurricane Katrina took off line?

Answer. NPRA and its members are interested in examining all sources of materials and authority that can assist in more timely reconstruction of vital infrastructure. We have identified the need for greater coordination in the areas of emergency housing, National Guard support, Coast Guard support, and other specific but limited federal services. That said, the primary responsibility for reconstruction of these facilities will remain with the industry itself. And, despite storm impacts taking as much as a quarter of refining capacity off line at one time, we believe the industry is well on its way to restoring shut-in capacity in a timely fashion.

Question 5. I have requested a study of global refining issues from the CBO that should reach us some time this fall. What kind of issues and recommendations should we be looking for?

Answer. NPRA is encouraged that CBO will be taking a serious look at policy options that may address refining issues. As suggested at the hearing and subsequently before the Senate Commerce Committee (September 21, 2005), NPRA made the following recommendations:

<bullet> Make increasing the nation's supply of oil, oil products and natural gas a number one public policy priority. Now, and for many years in the past, increasing oil and gas supply has often been a number 2 priority. Thus, oil and gas supply concerns have been secondary and subjugated to whatever policy goal was more politically popular at the time. Enactment of the recent Energy Bill is a first step to making a first priority the supply of energy sources the nation depends upon.

<bullet> Remove barriers to increased supplies of domestic oil and gas resources. Recent criticism about the concentration of America's energy infrastructure in the western Gulf is misplaced. Refineries and other important onshore facilities have been welcome in this area but not in many other parts of the country. Policymakers have also restricted access to much-needed offshore oil and natural gas supplies in the eastern Gulf and off the shores of California and the East Coast. These areas must follow the example of Louisiana and many other states in sharing these energy resources with the rest of the nation because they are sorely needed.

<bullet> Resist tinkering with market forces when the supply/demand balance is tight. Market interference that may initially be politically popular results in market inefficiencies and unnecessary costs. Policymakers must resist turning the clock backwards to the failed policies of the past. Experience with price constraints and allocation controls in the 1970s demonstrates the failure of price regulation, which adversely impacted both fuel supply and consumer cost.

<bullet> Consider expanding the refining tax incentive provision in the Energy Act. Reducing the depreciation period for refining investments from ten to seven or five years would remove a current disincentive for refining investment. Changes could allow expensing under the current language to take place as the investment is made rather than when the equipment is actually placed in service, or the percentage expensed could be increased as per the original legislation introduced by Senator

ANEXO 04 -
Página 143 de 164

Hatch.

<bullet> Review and streamline permitting procedures for new refinery construction and refinery capacity additions. Seek ways to encourage state authorities to recognize the national interest in more U.S. domestic capacity.

<bullet> Keep a close eye on several upcoming regulatory programs that could have significant impacts on gasoline and diesel supply. They are:

a. Implementation of the new 8-hour ozone NAAQS standard. The current implementation schedule determined by EPA has established ozone attainment deadlines for parts of the country that will be impossible to meet. EPA has to date not made changes that would provide realistic attainment dates for the areas. The result is that areas will be required to place sweeping new controls on both stationary and mobile sources, in a vain effort to attain the unattainable. The new lower-sulfur gasoline and ULSD diesel programs will provide significant reductions to emissions within these areas once implemented. But they will not come soon enough to be considered unless the current unrealistic schedule is revised. If not, the result will be additional fuel and stationary source controls which will have an adverse impact on fuel supply and could actually reduce U.S. refining capacity. This issue needs immediate attention.

b. Design and implementation of the credit trading program for the ethanol mandate (RFS) contained in the recent Energy Act. This mechanism is vital to increase the chance that this program can be implemented next year without additional gasoline supply disruption. Additional resources are needed within EPA to accomplish this key task.

c. Implementation of the ultra low sulfur diesel highway diesel regulation. The refining industry has made large investments to meet the severe reductions in diesel sulfur that take effect next June. We remain concerned about the distribution system's ability to deliver this material at the required 15 ppm level at retail. If not resolved, these problems could affect America's critical diesel supply. Industry is working with EPA on this issue, but time left to solve this problem is growing short.

d. Phase II of the MSAT (mobile source air toxics) rule for gasoline. Many refiners are concerned that this new regulation, which we expect next year, will be overly stringent and impact gasoline supply. We are working with EPA to help develop a rule that protects the environment and avoids a reduction in gasoline supply.

Responses of Bob Slaughter to Questions From Senator Akaka

Question 1. Mr. Slaughter, I would like to ask you the same question I asked of Panel I. Do you expect there will be wholesale price increases on the West coast due to the lost production and refining capacity in the Gulf of Mexico due to Hurricane Katrina? If so, can you provide me with an estimate of the magnitude of the increase or decrease?

Answer. The West Coast of the United States faces particular challenges when it comes to transportation-fuel price and supply. While the Federal Trade Commission has estimated that some 85% of fuel cost is related to crude prices, the West Coast--notably California--suffers from additional complications beyond the world price of crude. The largest regional market, California, constitutes about one-third of the U.S. market. California imposes significant additional regulations on its fuel, thus making fuel less fungible in that market. In addition, California has proved to be challenging business environment for petroleum refining. Not only do supply complications resulting from the hurricanes cause price increases across the nation, but the West Coast is not in the best position to respond because of geography and

regulatory constraints.

Question 2. With respect to refining capacity, you testified that refiners make an average return on investment of about 5.5 percent, which is very low. This suggests that encouraging new refinery capacity will be difficult. Do you have any policy suggestion for increasing either refinery efficiency or investment in increasing capacity that will be useful in places where the market is relatively small, as in Hawaii?

Answer. Despite recent profit data, the refining sector of the oil and gas industry has not historically enjoyed generous returns on investment. In the ten-year period 1993-2002, average return on investment in the refining industry was only about 5.5%. This is less than half of the S&P industrials average return of 12.7% for the same period. Refining industry profits as a percentage of operating capital are not excessive. In dollars, they seem large due to the massive scale needed to compete in a large, capital-intensive industry. For example, a new medium scale refinery (100,000 to 200,000 b/d) would cost $2 to $3 billion. In short, company revenues can be in the billions, but so, too are the costs of operations. The Federal Trade Commission recently found that these highly variable returns on investment have hampered new capital investment in the sector.

Responding to these factors is likely all the more acute when facing a small or isolated market. That said, NPRA believes that Congress and the Administration are asking the right questions. Policies that focus on depreciation of refinery assets, appropriate regulatory reform, and crude and natural gas availability are critically important.

Responses of Bob Slaughter to Questions From Senator Salazar

Question 1. Mr. Slaughter, I have a very pointed question for you. Isn't it true that refiners benefit by restricting supply--that is, by restricting the refining capacity of the United States? We all know we need refineries to turn crude oil imports into gasoline. But even though we have been using more and more oil every year for decades, there hasn't been a new refinery built for 30 years in this country! I think simple supply and demand concepts tell us that if the country had more refining capacity, gasoline would be cheaper, and we would be better able to weather a disaster like Hurricane Katrina. But if you want to squeeze profits out of every drop, then you would restrict your refining capacity. In fact, you would probably try to reduce refining capacity over time, because you will make more money that way. So again, isn't it true that if you reduce the ability of the United States to refine crude oil into gasoline, you are creating a supply squeeze, and that causes the price of gasoline to go up? How much do you think this affects the price at the pump right now?

Answer. While it is true that utilization of refineries has crept upward to about 98 percent in recent years, the decision to build new refineries unfortunately is more complicated than a simple supply-demand curve might dictate. The decision to invest in new refinery construction is constrained by three factors: poor historical economics; a changing landscape of environmental rules; and community opposition.

While it is tempting to view recent refining margins as indicative of trend favorable to refinery investment, the truth is that allocation of capital is based upon the historic performance of the sector. As the data cited above indicates, the average return on investment for refining (1993-2002) is about 5.5 percent. After a recent economic assessment of the refining sector, Oklahoma Secretary of Energy David Fleischaker put it simply, ``People aren't going to invest in a 5 to 7 percent rate of return when money costs you 8 percent . . . Unfortunately, bankers aren't looking for welcome mats. They're looking for high rates of return.''

While NPRA does not represent exploration and production interests, it goes without saying that a macroeconomic examination of much of the oil and gas sector will show that the industry is making large

investments in these activities. Exploration and production can be highly risky investments--one field off-shore Angola alone has cost $7 billion to develop--and such investments can be decimated by political instability, terrorism, and the like.

The changing environmental landscape affects the economics of the refining sector in two ways: by making changes in the products we produce, and by limiting changes we can make in our actual operations. Refiners currently face the massive task of complying with fourteen new environmental regulatory programs with significant investment requirements, all in the same 2006--2012 timeframe. In addition, many programs start soon. For the most part, these regulations are required by the Clean Air Act. Some will require additional emission reductions at facilities and plants, while others will require further changes in clean fuel specifications. NPRA estimates that refiners are in the process of investing about $20 billion to sharply reduce the sulfur content of gasoline and both highway and off-road diesel. Refiners will face additional investment requirements to deal with limitations on ether use, as well as compliance costs for controls on Mobile Source Air Toxics and other limitations. These costs do not include the significant additional investments needed to comply with stationary source regulations that affect refineries.

Coming to grips with the newly enacted renewable fuels mandate and the diminished role MTBE will play in the supply of clean octane further exacerbates cost and supply concerns. Congress' failure to adopt limit liability provisions in the last energy bill was another missed opportunity to encourage investment in refining. As the Council of Economic Advisors has found, ``tort liability raises the cost of capital . . . and mobile capital will seek relatively higher return elsewhere until rates of return are again equalized. The result is that the capital stock in the United States may be smaller with high tort costs than with low tort costs.''

Other potential environmental regulations on the horizon could force additional large investment requirements. They are: the challenges posed by increased ethanol use, possible additional changes in diesel fuel content involving cetane, and potential proliferation of new fuel specifications driven by the need for states to comply with the new eight-hour ozone NAAQS standard. The 8-hour standard could also result in more regulations affecting facilities such as refiners and petrochemical plants. These are just some of the pending and potential air quality challenges that the industry faces. Refineries are also subject to extensive regulations under the Clean Water Act, Toxic Substances Control Act, Safe Drinking Water Act, Oil Pollution Act of 1990, Resource Conservation and Recovery Act, Emergency Planning and Community Right-To-Know (EPCRA), Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act (CERCLA), and other federal statutes. The industry also complies with OSHA standards and many state statutes.

API estimates that, since 1993, about $89 billion (an average of $9 billion per year) has been spent by the oil and gas industry to protect the environment. This amounts to $308 for each person in the United States. More than half of the $89 billion was spent in the refining sector.

As for limitations on actual operations, consider the effect of the new source review, or NSR, program on refinery expansions. When the last Administration abruptly changed its interpretation of the NSR program, it made more difficult debottlenecking projects that can have the effect of maintaining or growing capacity. This change was made without notice and comment rulemaking, and without regard to the downside consequences for environmental and energy policy that result from retarding plant maintenance. The result, of course, is uncertainty and cost.

A last impediment to the new refinery investment has been community reaction, or the so-called not-in-my-back-yard syndrome. Some critics that complain the loudest about industry investment practices unfortunately also oppose the construction of new facilities in new communities. Indeed, when the media began to question why so much

refining capacity is concentrated on the Gulf Coast, the answers includes access to infrastructure and supply, but also community acceptance of the refining industry. To say the least, this acceptance is not typical of many other regions of the country where product demand is quite high.

Question 2. As a follow up, do you know of any new refineries being planned? How could this Congress encourage your industry to build more capacity--will the provisions we put in the Energy Bill have any teeth?

Answer. The only new refinery project widely discussed is the Arizona Clean Fuels (ACF) project. ACF is based in Phoenix, AZ, and intends to build a state of the art, $2.5 billion refinery that could provide significant product to the Southwest and West Coast using crude input supplied by the Mexican national oil company, PEMEX. Unfortunately, ACF has been trying to obtain the necessary permits to proceed for almost seven years.

As noted, the decision to invest in new refinery construction is constrained by three factors: poor historical economics; a changing landscape of environmental rules; and community opposition. But while new refinery construction has not occurred, refiners have made and will continue to make significant investments in expanding capacity at existing refineries. All refineries engage in maintenance and debottlenecking projects that maintain or expand capacity. One NPRA member, Valero, recently announced its capital expenditures plans. The result of the program will be to add 105,000 barrels per day of capacity in 2006, and another 66,000 barrels per day in 2007. At one refinery in Detroit, Marathon Ashland Petroleum announced an expansion of about 26,000 barrels a day. On the whole, existing refineries have been extensively updated to incorporate the technology needed to produce a large and predictable supply of clean fuels with significantly improved environmental performance. Capacity additions have taken place at many facilities as well. Between 1985 and 2004, U.S. refineries increased their total capacity to refine crude oil by 7.8%, from 15.7 mmb/d in 1985 to 16.9 mmb/d in May 2004. This increase is equivalent to adding several mid-size refineries, but it occurred at existing facilities to take advantage of economies of scale.

In addition to expansion of capacity, refiners also changed processing methods to broaden the range of crude oil they can process and to allow them to produce more refined product for each barrel of crude processed. (2005 FTC analysis). Several Gulf Coast refiners have made investments to enhance the ability of their refineries to handle less expensive, high-sulfur (or ``sour'') crudes. These investments expand the total pool of crude input available to refiners and, according to the Federal Trade Commission, the crude input represents some 85 percent of the cost of the refined product excluding taxes.

[Note: Responses to the following questions were not received at the time the hearing went to press.]

Questions From Senator Domenici for Guy F. Caruso

Question 1. What would be the effect on prices if a windfalls tax profit or price caps were instituted?

Question 2. What do you think would be the effect of a mandatory minimum level of inventory for products like gasoline and other products?

Question 3. Many observe that gasoline prices respond quickly, that is go up, when crude prices go up, but they don't seem to come down as quickly when crude starts to fall. Explain to us the how the price of oil affects the price of gasoline and what price stickiness is.

Question 4. The high price trend in oil that we have seen in the past couple of years has been described as a demand-led shock. Hurricane Katrina has added a supply shock to the situation. Has the U.S. ever experienced a demand-led shock in oil and natural gas before?

Question 5. According the EIA's International Energy Outlook, Gross Domestic Product is expected to grow at about 3% between 2005 and 2015.

Will sustained high energy prices change that estimation, and if so, by how much?

Question 6. How much of the recent $60 plus oil prices we have been seeing can be contributed to the so called ``fear premium''?

Question 7. In your written testimony, you use the West Texas Intermediate price of $55 for crude oil for 2006 projections. Can you explain to us the relationship between the WTI price benchmark and other prices like the NYMEX futures and OPEC basket price? Which price should we look to as the one that sets the international oil price? Also, tell us about the relationship between the price of domestic oil production and the international price.

Question 8. In your testimony, you note that OPEC members have expressed an interest in maintaining prices above the prior target range. What do you think the OPEC target range is today? Do you think OPEC purposefully created inventory tightness in 2001 and 2002 and continues to keep production at levels that deprive the market of the ability to build inventories?

Question 9. Has the trend of running our refineries at high levels like 97% and the failure to build more refineries undermined the effectiveness of the Strategic Petroleum Reserve?

Question 10. Over the past 20 years, is it true that demand for refined products has increased by about 30% and capacity has only increased about 9%?

Question 11. Did Europe's dieselization program affect incentives to add refinery capacity? Are there other examples of other country's fuel choice decisions that have affected our markets and refinery capacity?

Questions From Senator Talent for Guy F. Caruso

Question 1. Compare the historical and projected growth of demand to growth in production, refinery, and delivery capability, 1980-2030.

Question 2. How long does it take for a refiner to recover its capital investment for a new or expanded refinery? Are any analysts predicting a decline in U.S. gasoline consumption over that time period?

Questions From Senator Smith for Guy F. Caruso

Question 1. How much gasoline is now refined off-short and imported as a finished product into the United States?

Question 2. How many ports in the United States accept gasoline imports? Which ports are they?

Question 3. Which in the United States can handle oil supertankers?

Question 4. What has happened in the last two weeks to the price and availability of aviation fuel?

Question 5. What are EIA's projections of the availability and price of aviation fuel for the rest of the year?

Question 6. About 55 percent of all Americans heat their homes with natural gas. The Petroleum Industry Research Foundation projects that, for these households, it will cost an extra $700 to heat their homes this winter. Is this an assessment with which you agree?

Questions From Senator Bunning for Guy F. Caruso

Question 1. Global spare production capacity has decreased dramatically in the past decade and it appears it will decrease even more with the continued growth of demand in China and the United States, as well as the leveling of Russian oil production. This will provide international suppliers with an even smaller ability to combat supply disruptions. Do you think the international oil supply is secure or is another price spike just around the corner?

Question 2. I've heard stories in the news media that a significant factor contributing to the current extraordinarily high oil prices is bidding by speculators in the worldwide oil commodity futures markets. Can you comment on the extent to which profit taking in the oil futures market is influencing the price of crude and gasoline? Is this phenomenon expected and how does it affect price spikes?

Question 3. OPEC and other oil producing countries have expressed the desire to keep oil prices well above prior target range. What

should we expect going forward as far as market-level crude oil prices?

Question 4. As you know, the United States now imports over 60% of its crude. A significant portion of these imports come from unstable regions of the world. Yet we have vast untapped energy resources in the United States. Can you please discuss what the federal government can do to help to encourage the development of these secure, domestic energy supplies?

Question 5. In most areas of the world, including the oil-rich Middle East, we are looking at diminishing excess supply capacity. Mr. Dowd explained that other countries throughout the world are now exploring smaller oil fields and recovering lower-grade crude. How do our domestic oil sources compare in retrieval cost and quality?

Questions From Senator Bingaman for Guy F. Caruso

Question 1. Natural gas prices were over $11 per MMBtu on Friday--this compares to $6.51 in early July 2005. According to several industry analysts annual natural gas prices are at an all-time high share of GDP (over 1.4%) How much of an increase will consumers see in their winter heating bills this season?

Question 2. The Energy Policy Act of 2005 includes tax incentives for energy efficiency improvements to existing homes, including efficient furnaces, air-conditioners and heat pumps. These incentives would help many residential consumers reduce their energy costs this winter. However, the IRS must issue regulations to implement these provisions. Will the Administration place a priority on making sure that consumers can take advantage of these energy saving provisions?

Question 3. Similarly, the Energy bill authorizes the States to offer rebates to consumers who replace inefficient energy equipment with Energy Star rated products. New York state has had tremendous success reducing peak demand for electricity with a ``bounty'' program for old appliances. Will the Administration request funding for this state grant program in the supplemental appropriations or the FY07 budget?

Question 4. The Energy Policy Act also provides tax incentives for building new homes that meet specified energy efficiency standards. These incentives apply to manufactured housing as well. Again, the IRS should place a high priority on implementing these provisions and developing the necessary regulations and guidelines so that consumers can take advantage of them. Many communities hit by Hurricane Katrina will require significant quantities of new housing. This is an opportunity to improve the energy efficiency of the housing stock--reducing the demand for energy and improving the quality of life of for homeowners and renters. Will the Department of Energy work with FEMA and HUD to assure that the new housing meets cost-effective energy efficiency standards?

Question 5. I have requested a study of global refining issues from the CBO that should reach us some time this fall. What kind of issues and recommendations should we be looking for?

Question 6. Hurricane Katrina has underscored the concentration of U.S. petroleum production, refining and energy infrastructure in the Gulf of Mexico region. In recent correspondence with the President, I have mentioned the need to bring together the necessary stakeholders to focus on ways to facilitate a more robust and distributed infrastructure for refining petroleum products in the U.S. Would you and your respective stakeholder organization, be willing to take part in such a discussion? How would you see this proceeding?

Questions From Senator Akaka for Guy F. Caruso

Question 1. Mr. Caruso, my question has to do with gasoline prices on the West coast and in Hawaii. As you may know, our wholesale gasoline prices are based on West coast wholesale prices, under a Hawaii state law just implemented on September 1, 2005. As an example, this week, our Hawaii State Public Utility Commission is allowing up to a 30-cent increase per gallon, in order to keep up with West Coast prices.

Question 2. In your analysis, do you expect that the events of Hurricane Katrina and the disruption in supply from the Gulf of Mexico will affect the West coast gasoline prices? And if so, by how much or how little?

Question 3. Do you have any indication that there are likely to be gas shortages in areas like Hawaii where all oil must be shipped in and refined on the island?

Question From Senator Corzine for Guy F. Caruso

Question 1. The EIA's energy outlook predicts that the U.S. demand for oil will continue to increase in the near future. Wouldn't one of the best ways of getting a handle on gas prices be to take long term steps to reduce the demand for oil? Wouldn't raising CAFE standards and promoting the use of hybrid vehicles significantly reduce the consumption of gasoline? Ultimately, wouldn't the best way to avoid the situation we are now in, with gasoline prices skyrocketing, be to reduce the country's reliance on gasoline?

Questions From Senator Salazar for Guy F. Caruso

Question 1. I am concerned about our refining capacity in this nation. Releasing oil from the Strategic Petroleum Reserve doesn't do much for the country unless we can turn that oil into gasoline. What kind of excess refining capacity do we have in normal times? How much do you think this lack of refining capacity impacts the price Coloradans--any Americans, in fact-- end up paying at the pump? Will you provide me with an estimate of how much excess capacity we would need in this country--in terms of new refineries--to smooth out gasoline prices?

Question 2. For the panel, here's something I don't understand but would really like to know: where does the money go? Big Oil has been making money hand over fist in the past year--billions upon billions of dollars--and all of that extra profit is paid for by the consumers. ALl of that profit makes me think that a good chunk of that price at the pump must be some form of price gouging, even if it isn't being exacted at the last step. So what I want to know is who buys the barrels of oil, and where does the money from that purchase end up? Does Big Oil buy their own product from their own subsidiaries, for pure profit? And next, when I buy a gallon of gasoline at the pump, where does that money go? It seems that Big Oil takes a cut every step along the way, and by the time it gets to a citizen of Colorado filling up at the gas station, that person's pocketbook is feeling the greed of the entire system.

Question 3. How can the price of a gallon of gasoline at the pump go up 50 cents in one day? Isn't that the same gas in the station's storage tank that was 50 cents cheaper yesterday? And if gas goes up that fast why does it go down so slow, if it goes down at all? I am hoping you can explain it to me and to the people in Colorado I represent.

Question 4.Since last week we have seen wholesale gas prices surge above $2.50 but they are now down to around $2. What I don't understand is why the country saw stations raising their prices multiple times a day and multiple times during the week, but with wholesale prices now falling, there has not been a corresponding change in the price at the pump. In other words, while there seems to be a rush to raise prices under any excuse, is there no similar incentive to lower prices? Why aren't prices going back down just as quickly?

Questions From Senator Domenici for John Dowd

Question 1. You suggest that a record investment by the energy industry aimed at expanding oil production gas has not resulted in the expected supply response. Why? Has industry not invested wisely to increase supply? Is it a case of depletion of available reason? Is it due to the failure to make additional areas accessible for production?

Question 2. Is it a combination of these factors or perhaps others?

Question 3. You testify that U.S. consumers and policymakers have more control over long-term demand than they do over long-term supply. What specific, practicable steps do you suggest that policy makers can take in the near term to affect demand? What can we do by way of long-term steps?

Question 4. If your contention is that the key issue that Congress has not addressed is consumption, what steps do you believe that Congress could take to best address this issue?

Question 5. Friday's Wall Street Journal suggests that executives from large U.S. retailers are now worried that one affect of Hurricane Katrina will be to drive sales lower as middle-income shoppers now respond to rising fuel prices by reducing spending. This would follow the trend set earlier in the year by lower income shoppers. Please comment on this fear from retailers and on the overall affect of these rising fuel prices on the overall economy.

Questions From Senator Talent for John Dowd

Question 1. What level of refinery operation could be supported by current crude oil supply and demand?

Question 2. How long does it take for a refiner to recover its capital investment for a new or expanded refinery? Are any analysts predicting a decline in U.S. gasoline consumption over that time period?

Question 3. Is there sufficient competition for refining crude oil into finished products like gasoline?

Question 4. According to Fortune magazine, in 2004 when oil prices were a lot lower than they are now, the average return for both independent refiners and integrated majors was 23.9 percent and it is higher this year. Over the past decade, according to Fortune, the return on equity in the sector has averaged 16 percent. However, the American Petroleum Institute claims these returns are as low as 6 percent. Can you explain this vast difference? For refineries owned by oil producing companies, is this an issue of how they assign profits between production and refining?

Question 5. What are the factors preventing refinery investment? To the extent environmental and siting issues are among these, explain the importance to investors of streamlining the applicable environmental requirements and ensuring regulatory certainty, i.e., locking in requirements prior to start of refinery construction.

Questions From Senator Bunning for John Dowd

Question 1. The recently passed Energy Bill included an important tax provision that will allow 50% expensing of investment that expands a refinery's capacity by more than 5%. Do you think this is enough to stimulate growth or are additional incentives needed?

Question 2. As you may know, Kentucky has an abundance of coal. Among other things, this supply of coal allows Kentucky to offer its citizens and industries some of the lowest utility rates in the country. I am deeply concerned that the increasing cost of oil will increase the cost of producing and transporting Kentucky coal. Do you have nay additional information on how the price of gasoline will affect the cost of other energy sources such as Kentucky coal?

Question 3. The number of domestic refineries has decreased by more than 50% in the last 30 years, and the real-volume capacity of the domestic refinery network has decreased 10% in that same time period. What factors do you believe have suppressed U.S. refining capacity?

Question 4. The cost of gasoline is largely determined before it reaches the pump. The cost of crude oil and federal and state taxes make up 74 to 79% of the retail price of gas. Could you describe how the remaining 20 to 25% is determined and what profit each part of the supply chain receives?

Question 5. As the price of oil skyrockets, alternative fuels will become more price competitive. What segments of the energy market will see growth in investment because of higher oil and gas prices? What impact will this have on the domestic energy market?

Question 6. Global spare production capacity has decreased dramatically in the past decade and it appears it will decrease even more. This will provide international suppliers with an even smaller ability to combat supply disruptions. Do you think the international oil supply is secure or is another price spike just around the corner?

Appendix II

Additional Material Submitted for the Record

Statement of Beth A. Nagusky, Director of Energy Independence and Security, State of Maine

Chairman Domenici, Senator Bingaman, and distinguished members of the U.S. Senate Energy Committee, I am Beth Nagusky, Governor John Baldacci's Director of Energy Independence and Security. I had hoped to offer this testimony at the hearing scheduled for September 8th. I would like to provide it now because of the serious impact of rising energy prices on Maine people. Maine is a small, rural state with a significant percentage of its population living below and at the poverty level.

Maine is worried, and is taking action now, to prepare for what is likely to be the most difficult winter on record for many Maine people. While today's gasoline prices are a major source of concern to a state with few viable transportation alternatives, our bigger fear revolves around what lies ahead this winter. Nearly 50,000 of Maine's homeowners receive federal fuel assistance. This number, while staggering, in no way reflects the actual number of Maine people who cannot afford heating fuel that could reach $3 per gallon.

As gasoline prices began to soar, the Governor and my office have worked closely with Maine's Attorney General G. Steven Rowe, The Governor has made it clear that any retail gas or oil dealer who is found to be violating Maine's laws against unfair trade practices, profiteering, or collusion will be prosecuted to the full extent of those laws. At the same time, we are urging Maine citizens to conserve gasoline and not to hoard.

We are becoming increasingly convinced that recent rapid gasoline price increases.may be tied not only to the supply disruptions caused by Hurricane Katrina, but also to the possibility that the mega-mergers of recent years in the oil and gas industry have created an oligopoly acting like a monopoly. We believe that the Department of Justice should undertake a thorough and objective analysis of the oil industry and report to Congress on its competitiveness. If the analysis shows a market that is too highly concentrated, then aggressive action must be taken to restore a healthy level of competition.

In the meantime, I am calling on Congress to recognize and acknowledge the fact that the major oil companies have made record profits for the last six quarters.\1\ These profits are unconscionable when contrasted with the prices Maine people are paying at the gas pumps. These profits are outrageous when contrasted against the decision Maine people face this winter as they are forced to choose between paying for heat, for medicine, or for food.

\1\ ExxonMobil, the world's most profitable company, made $25.3 billion last year. The combined profits of it and BP, Royal Dutch Shell, and ChevronTexaco, last year were $72.8 billion. A month ago, ExxonMobil, ChevronTexaco, and ConocoPhillips announced record second-quarter profits of $7.6 billion,$3.7.billion, and $3.1 billion, respectively. Royal Dutch Shell's quarterly profits of $5.2 billion were up by 34 percent over the same period last year. Other well-known companies like Sunoco also had record second-quarter earnings.

At the same time the federal Energy Bill asks taxpayers to pay

billions to these same oil companies. We urge you to rethink and repeal tax credits for the oil and gas industry. It is past time to get serious about reducing our dependence on imported fossil fuels, and it is high time to provide significant financial incentives for conservation, energy efficiency, and renewable energy. We urge you to join Maine's delegation and support significant improved fuel economy standards for cars, SUVs and light duty trucks; a federal renewable energy portfolio standard; and, a federal renewable fuel standard.

I also ask that you increase funding for federal fuel assistance. Last winter fuel prices were 35% higher than they were the year before. This year they are projected to be at least 25% higher than last year. Yet, our federal fuel assistance funding has not increased. Last year Maine launched a unique program using teams of volunteers to winterize the homes of our neediest citizens. We installed window, door, and pipe insulation to cut cold air leakage. We gave out compact fluorescent light bulbs to cut electricity bills. This year we are expanding the program. But, it is not enough. We need more funding, and we need it soon.

Under Governor Baldacci, Maine has become a leader when it comes to promoting and practicing a 21st century energy policy. We have improved the fuel economy of the state fleet through downsizing our vehicles and the purchase of hybrid vehicles. We have reduced state travel through greater use of conferencing technologies. We have expanded the state vanpool program and provided preferential parking for employees who carpool to work. We have cut our motor fuel usage by over half a million gallons in two years. We have installed efficient lighting in state office buildings and purchase only the most efficient office products. We buy 30 to 40% of our electricity from renewable power, and we use a biodiesel blend to heat some state offices.

In addition to saving state government money, we are reducing our greenhouse gas emissions. The Baldacci Administration takes climate change seriously. Maine is the first state to measure and track its greenhouse gas emissions. We have cut them 8% since 2002.

When it comes to energy policy, perhaps it is time to resurrect the old expression, ``As Maine goes, so goes the Nation.''

Thank you.

Statement of American Trucking Associations, Inc.

American Trucking Associations (ATA) appreciates the opportunity to submit written testimony on the impact of rising fuel prices on the trucking industry. ATA is a federation of motor carriers, state trucking associations, and national trucking conferences created to promote and protect the interests of the trucking industry. ATA's membership includes more than 2,000 trucking companies and industry suppliers of equipment and services. Directly and through its affiliated organizations, ATA encompasses over 37,000 companies and every type and class of motor carrier operation.

Concerns about rising fuel prices often focus on the troubled airline industry, but the impact high diesel fuel prices are having on the U.S. trucking industry should not be underestimated. The trucking industry is the lynchpin of the transportation system, hauling more than two-thirds of all the domestic freight transportation tonnage in the United States and accounting for 88% of the nation's freight bill. Trucking also accounts for over 70% of the value of trade between the U.S. and Mexico and Canada.

Fuel prices were a significant concern for the trucking industry well before last week's devastating hurricane. According to the Energy Information Administration (EIA), the national average price of diesel rose from $1.32 per gallon in 2002 to $1.51 in 2003 and $1.81 in 2004. This year, we expect the price to average over $2.40 per gallon. Now, with 5% of America's refining capacity shut down and fuel supplies limited, we are seeing fuel prices skyrocket. The average cost of diesel fuel has risen from $2.59 per gallon the week prior to Hurricane

Katrina to $2.90 as of September 5.

This year, the industry will consume more than 35 billion gallons of diesel fuel at an estimated record cost of $85 billion--$23 billion more than in 2004; $33 billion over 2003 levels, and nearly double the industry's cost of fuel in 2002.

For most motor carriers, the cost of fuel is their second-highest operating expense after labor expenses. For many long-haul carriers, fuel equals as much as 25 percent of all operating costs. One carrier recently noted that if crude oil hits $85 per barrel, diesel will overtake labor as its largest expense. Small carriers are particularly vulnerable to large and swift increases in fuel prices. Typically, the smaller the carrier, the larger percentage fuel represents of total operating expenses. The motor carrier industry is comprised of thousands of small carriers. According to the Federal Motor Carrier Safety Administration (FMCSA), as of August 2005, 95.8 percent of the 564,000 interstate motor carriers operated fewer than twenty trucks.

ATA recently asked motor carriers to describe the impact of fuel prices on their businesses. Here is what several carriers had to say:

> ``Fuel prices, along with insurance, are keeping us hanging on by our fingernails. We cannot afford to replace our equipment any more.''
>
> ``Fuel costs per mile have increased by 17 cents per mile in the last year. When 6 cents a mile is considered a good profit, this is bad news. We have been able to increase rates and get fuel surcharges from some customers to offset some, but not all, of the fuel cost increase. We have had to cut insurance expenses by offering less health-care benefits. We also have had to delay the purchase of much needed new equipment.''
>
> ``During the first seven months of 2005, we have spent $2,171,922.73 for fuel. This represents an increase of $547,447.27 over 2004. During the first seven months of 2005 and 2004 our fuel cost has increased $958,037.53. This increase cost has impacted our customers, and we are now seeing a slowdown in their business, which impacts ours.''
>
> ``We have governed our trucks to control speed. We have asked our drivers to shop carefully for fuel and only purchase limited amounts of fuel in those areas where the price is high. So far, our drivers have been very co-operative. They realize what is at risk. Last year our fuel expense was 21.64% of our bottom line. This year, that number has increased to 25.84%. Our year to date profit is 1.09%. Not much room for a mistake.''

While the trucking industry may pass along some of the added fuel costs to shippers (which ultimately impacts consumers), frequently not all such costs are recouped by motor carriers. Despite increasing fuel costs, ATA has not sought legislative imposition of fuel surcharges in transportation agreements. However, steps to increase the supply of affordable fuel would benefit motor carriers, shippers, and ultimately consumers.

Due to extreme volatility in fuel prices in the wake of Hurricane Katrina, on September 6, ATA requested the Secretary of Energy to direct the Energy Information Administration to report diesel prices twice a week, instead of the normal once a week, until fuel pricing becomes more stable. This change would provide the trucking industry with more accurate fuel pricing and help it make better business decisions.

The trucking industry will face an added challenge beginning October 15, 2006, when ``ultra low sulfur diesel'' (ULSD) fuel will be introduced at the retail level in advance of the introduction, in 2007, of lower-emission diesel engines. EPA has stated that upon introduction, ULSD will quickly become the standard diesel fuel for the trucking industry. The petroleum industry cannot yet estimate what the added cost of ULSD will be (estimates have ranged from 5 cents to 13

cents per gallon), but we are certain that the fuel will be both more expensive and have less energy content than the diesel fuel used today.

ATA recognizes that it is difficult for the government to impact world crude prices, but there are some steps that can be taken to lessen the severity of future spikes in diesel fuel prices.

REFINING CAPACITY

For years now it has been apparent that the U.S. has underinvested in refining capacity. Regardless of the reason for this underinvestment (e.g., environmental restrictions or economic factors), it is time to reverse this trend.

It became apparent in the aftermath of Katrina that we simply do not have enough spare refining capacity. As refiners shut down in the Gulf Coast, other refiners across the nation were unable to make up the difference because, on average, refiners already were running near 95 percent of total capacity, according to the American Petroleum Institute.

Congress needs to get involved in this issue now. Even if world oil exploration increases due to the high price of crude, U.S. refiners will be unable to refine more diesel, gasoline, or jet fuel.

ONE NATIONAL DIESEL FUEL STANDARD

We believe that Congress should amend section 211 of the Clean Air Act to restore a single national diesel fuel standard. A single national diesel fuel standard is critical to limiting the duration and magnitude of fuel price spikes, which are devastating to the economic health of the trucking industry.

Varying state diesel fuel requirements (``boutique fuels'') typically result in fuel price differentials and prevent diesel fuel from simply being transported from one jurisdiction to another in times of shortage. Boutique fuels, due to their limited markets, are produced by only a handful of refineries, which results in less competition and higher fuel prices.

California, which requires a boutique diesel fuel, provides a perfect example of this principle. The state's CARB-diesel is a specially formulated diesel fuel with a higher cetane index and lower aromatic content than the diesel fuel sold in the rest of the country. As of August 29, 2005, according to EIA, the average retail price of CARB-diesel was $3.05 per gallon, which is 46 cents higher than the $2.59 national average. The cost of manufacturing CARB-diesel adds 4--5 cents extra per gallon. The difference in state fuel taxes adds another 12 cents per gallon. This leaves a 29 cent difference that can only be explained by higher distribution costs and the oligopolistic pricing associated with boutique fuels.

The price disparity that results from state-mandated boutique fuel blends hurts the trucking industry by creating an uneven playing field and causing damaging fuel price spikes. Due to the competitive nature of the trucking industry, which has average operating margins of only two to four percent, a sudden increase in the price of diesel fuel turns a marginally profitable truck route into an unprofitable obligation. Moreover, the companies located within the boutique fuel jurisdiction have an economic incentive to refuel their trucks outside the jurisdiction, resulting in additional vehicle miles traveled, additional fuel consumed, and additional air emissions.

The Clean Air Act provides for a national diesel fuel standard and prohibits states (except California) from requiring fuel formulations that differ from the standard established by the EPA. EPA, however, may grant states a waiver to adopt a unique fuel formulation where the state demonstrates that the boutique fuel is necessary to achieve compliance with the National Ambient Air Quality Standards and that other pollution control measures are either unreasonable or impracticable.

In addition to California's boutique diesel fuel (i.e., CARB

diesel), EPA has granted a diesel fuel waiver to the state of Texas. Beginning in October 2005, Texas will require the sale of a boutique fuel that is similar to CARB diesel. Minnesota is poised to implement a boutique biodiesel fuel in October.

ATA strongly supports a single national diesel fuel standard. We believe that the restoration of a single national diesel fuel standard will prevent localized supply shortages and price spikes and request that this Committee consider amending section 211 of the Clean Air Act to achieve this goal.

DOMESTIC EXPLORATION OF CRUDE OIL

An uninterrupted fuel supply is essential to meet the nation's transportation needs. ATA supports the goals of increased national energy self-sufficiency and reduced vulnerability of future energy disruptions. Therefore, the industry supports government efforts to promote offshore exploration and development of domestic oil and natural gas reserves. This includes drilling in Alaska's Arctic National Wildlife Refuge (ANWR) in an environmentally sensitive manner.

CONCLUSION

The trucking industry is primarily a small business industry with relatively slim profit margins. Rapid escalation in the price of diesel fuel, like we've seen in 2005, is devastating to the industry and will result in failures, lower capital investment, and negative employment trends.

ATA knows that there is little that Congress can do to impact the price of crude oil on the world market. However, steps can be taken to reduce the magnitude of price spikes.

First, Congress needs to address the lack of investment in new refining capacity. If refining capacity continues to operate at near full utilization, price spikes will be more extreme than necessary. And if several refiners go down, like with Katrina, then other refiners are unable to make up the difference.

Complexity in the refining industry also adds to price spikes. By creating one national diesel fuel standard, Congress would be reducing complexity in the refining network and thus reduce the magnitude of price spikes when they occur.

The American trucking industry is the backbone of the U.S. economy. Congress needs to ensure that the industry has access to enough fuel and reasonable prices so that motor carriers can continue to deliver America.

_____

Statement of Marcia Merry Baker and Richard Freeman,
Lyndon LaRouche Political Action Committee

ESTABLISH EMERGENCY, INTERIM ENERGY RE-REGULATION; END THE ENRONOMICS-THINKING BEHIND `UN-NATURAL' DISASTERS

To the Honorable Senators Pete V. Domenici and Jeff Bingaman, and Members of the Committee: The merits of swift action by the Senate, to initiate intervention to establish re-regulation of the United States national energy system, are obvious in the face of requirements for dealing with the vast impact of Hurricane Katrina; but also, were apparent even at the time of Aug. 19, when the Committee announced its Sept. 8th hearing and its purpose in the first place, to address out-of-control oil and gas prices.

Given that we now face a huge natural disaster made into a horrible catastrophe, by the negligence and inaction of the Executive Branch on infrastructure-maintenance generally, as well as in the case of the immediate epic storm, it is even more urgent for the Senate to rise to its unique advise-and-consent role, and initiate a long overdue shift to an economy-building policy. This is not a partisan question, but a

matter of national public interest of the most profound and urgent kind.

In this testimony, we wish to provide back-up for initiative of the Senate to institute energy re-regulation and related policies, in terms of three vital considerations. These have been reiterated in recent months by economist Lyndon LaRouche, in a series of policy briefs, webcasts, and international discussions, some of which directly addressed to the Senate, from which we summarily quote. Internationally, Mr. LaRouche has been meeting with national leaders anxious to see and support such a shift in the United States.

We can provide full documentation to the Committee of the following summary points, including animated graphics of the economic processes involved, at request.

First, the context for the dramatic run-up of energy prices, is that the financial/monetary system itself is in crisis. Hyper-inflation is underway across most all essential commodities and services, as contrarily, ``financials''--derivatives, debts, speculation of all kinds, soar, to the point of an imminent crash.

Secondly, the specifics involved in energy hyper-inflation--speculation, gaming of supplies, creation of shortages, cartelization mergers, etc.--are all (characteristic), not aberrations, of the practices of the past several decades of the shift to policies of de-regulation of utilities, imposition of outsourcing of manufacturing and agriculture, and globalization generally.

Thirdly, action by the Senate is in particular urgent, because in addition to the vital matter of energy, there is the responsibility of the Senate to take action in the broadest way to restore nation-saving policies in the face of the negligence of the Executive Branch regarding lack of Federal government functions before, during, and after Hurricane Katrina. We have devolved to where states, localities, charities, and others are casting about on their own to try to fill the breach in Federal functions of all kinds.

CONTEXT: FINANCIAL, MONETARY CRISIS

The run-away energy prices are best understood in terms of the overall end-phase crisis we have entered, of the disintegration of the international financial system itself. Increasingly over the past three decades, the divergence of volumes of debts, deficits, and financial valuations of all kinds (stocks, derivatives, mortgages, etc.) as against the decline in condition and activity of physical economic input and output (manufacturing, agriculture, infrastructure) has widened to the point of financial blow-out and economic breakdown. The other way to say it, as many commentators finally admit, is that financial bubbles of home mortgage securities, hedge fund bets of all kinds, etc., are now beginning to burst.

Looking to what must be done, LaRouche summarized it this way at a June 16 international webcast this year: ``Now, the situation is, such that people now generally realize that the United States is in deep trouble. The U.S. economy's in trouble. It's about to go under in a chain-reaction collapse. When, nobody knows exactly. But we know it's oncoming. That's why I say, as Roosevelt said, ``We have nothing to fear, as much as fear itself.'' (Because there are things we could do about this.)

``There are things the American people could force the United States government to do about this.

``But the average person doesn't understand this problem. Therefore, they're not sure of what to do, and they're not sure about what kind of proposal they should support. But they know they've got to get some action, from government, to protect them from the danger of a collapse, which, in point of fact, is much bigger than the 1929-1933 collapse; 1929-1933, which was given to you by Presidents Coolidge and Hoover, was relatively mild in its effect compared with the threat to the world, as well as the United States, from the presently onrushing crash.

``The situation is this: The entire world system is coming down. Not just the United States' system, but the entire world system. Now, there are many people who're whistling in the dark, and saying, `It's not going to happen. It couldn't happen'--well, it IS going to happen! It's inevitable!

``What do we do about it?'' (from ``Dialogue with the Senate on Economic Policy; LaRouche's Historic Webcast of June 16, 2005'', www.larouchepac.com).

``ROOSEVELT MODEL'': RE-REGULATE, BUILD INFRASTRUCTURE

In brief, LaRouche is calling for a series of steps, in the spirit of the ``Roosevelt Model.'' Using the ``experience of 1933 through 1945, we have to guarantee the stability of U.S. Treasuries, which is the basis for the security of the U.S. dollar. We have to enter into agreements with Europe and with other parts of the world, on a fixed-exchange-rate system, which can be fairly described as a New Bretton Woods system--the kind of system which Roosevelt created at the closing period of the war, the fixed-exchange-rate system. It worked. It worked fine until the middle of the 1960s. it was the system under which we in the United States helped Europe rebuild itself from war . . .

``We have to go back to that kind of system, which was destroyed by Nixon, where our troubles really began. And by getting long-term credit, instead of having short-term credit, we have to have agreements on long-term credit: credit in terms of investment in infrastructure . . . We have to rebuild the world economy. We have to build new infrastructure for places that don't have it. We have to rebuild the infrastructure of the United States and Europe. This is going to require long-term investment.'' (Also from, ``Dialogue with the Senate on Economic Policy,'' op. cit.)

The character of what kind of infrastructure is needed is underscored by the catastrophe at hand: transportation, water systems, medical systems and public health, power generation and transmission, land improvements, housing, education and R&D facilities, etc.

Most important for the energy base of the United States, is to resume a full-scale nuclear power plant program. By Y2000, had we continued our original pathway, we would by now have been 50 percent nuclear-generated instead of 20 percent. We have at present 28 sites for new nuclear electricity units, on the pre-existing nuclear plant sites.

``PAPER OIL,'' CONTRIVED SHORTAGES

In direct contrast to this approach, are the wild gyrations in prices of gasoline, petroleum and all other energy prices--fuel oil, natural gas, LP, jet fuel, even coal, etc.

There is no need for us to document the current price spikes here, which data your Committee will have before you on Sept. 6. Instead, we make the point that the very pattern of such economy-bashing prices, results from the continuation of radical practices, euphemistically called ``free-market,'' that caused the undermining of the U.S. and worldwide economy to begin with, over the past 30 years.

Look at ``paper oil.'' This is the well-known term to describe the fact that for every barrel of petroleum pumped somewhere, shipped and refined, there are hundreds of ``paper barrels'' worth of trades on the speculative commodity markets. German Economics Minister Wolfgang Clement recently estimated that, at present, $18 per barrel of oil is attributable to speculation. On Sept. 2, when German Chancellor Gerhard Schroeder announced his commitment for Germany to come to U.S. aid by oil and gas shipments, his spokesman Thomas Steg stressed that there must be collaboration between countries now, to crack down on energy companies to keep prices stable.

Especially during the episode of the so-called ``California Energy Crisis'' of 2000-2001, and since, the Senate Energy Committee, and individual Senators have assembled all the evidence needed to document

the whole range of fundamental malpractices that are systematically involved--namely, mergers and consolidation of control, speculation, gaming, shorting supplies, etc. These practices are done either illegally outright, or ``legally''--technically defined as such, under the insane energy de-regulation laws perpetrated over the last 15 years. Until these practices are rolled back, ``Enron'' lives.

The Senate has what it needs to act to restore regulation of energy supplies--in the American tradition of public utility supervision of private corporations, which worked to the public good for decades. Therefore, we here identify only a few selected aspects of the present crisis, for the purpose of underscoring the general point.

U.S. Refinery Capacity Lacking.

Over the past three decades, the U.S. could and should have expanded significantly its refining capacity, but under decision-making by the increasingly de regulated energy/financial conglomerates, the U.S. capacity was shrunken, and geographically concentrated in ever more vulnerable locations, such as the Gulf Coast. In 1981, according to the Department of Energy, the U.S. had 324 refineries, with a refining capacity of 17.99 million bpd. In January 2005, after a period of sweeping shutdown, it had only 148 refineries with a capacity of 17.12 million bpd. To meet the deficit, refined product now is imported from a number of sources, including Canada, the U.K., and the Netherlands. From 1995 to 2005, imports of refined product have nearly doubled, rising from 1.6 million barrels per day, to more than 3.1 million for the first half of 2005.

The last time a new major refinery was built in the lower 48 states was in 1976, in Louisiana. As of Jan. 1, 2005, fully 52 percent of all U.S. refining capacity was owned and controlled by only six companies: Conoco-Phillips, 12.8%; ExxonMobil, 10.9%; BP 8.8%; and Chevron Texaco, 5.9%; as well, Royal Dutch Shell, 5.7%; and Marathon Oil, 5.5%.

Therefore, under these circumstances, when a ``market-excuse'' is given to justify gas and oil price run-ups--namely such citations as, `the effect of the Iraq War,' or `hostile OPEC action,' or now, `Katrina Storm Damage'--no matter how partially true, the larger truth, from the vantage point of the responsibility of government to provide for energy security, is that the entire system of energy provision is in the hands of predator cartels, which must be brought under control.

Look at simply the dramatic rise in per barrel crude oil futures prices on the New York Mercantile Exchange, for late August, yearly from 2002 to 2005, and you see that the (price more than doubled, well before Hurricane Katrina)!: Aug. 28, 2002--$28.34; Aug. 28, 2003--$31.50; Aug. 28, 2004--$43.18; and Aug. 26, 2005--$66.13. (On Aug. 30, 2005, the price hit `only' $69.81.

2001 Senator Wyden Report on Contrived Shortages.

A study commissioned by Sen. Ron Wyden (D-Oregon) during the California crisis, focuses on the essential, and defining, threat involved. In June 14, 2001, soon after the release of the Cheney Taskforce Energy Report, Sen. Wyden released an investigative report which concluded, ``The oil industry and its allies would have the public believe that insufficient refining capacity, restrictive environmental standards, growing gasoline demand, and OPEC production cutbacks are the primary reason for the current oil and gas supply problem. However, the record shows . . . that major oil companies pursued efforts to curtail refinery capacity as a strategy for improving profit margins.''

Wyden included as documentation an internal document obtained from Chevron Oil, dated Nov. 30, 1995, which asserts, ``A senior energy analyst at the recent API [American Petroleum Institute] convention warned that if the U.S. petroleum industry doesn't reduce its refining capacity it will never see any increase in refining [profit] margins.''

Mega-Mergers.

This year, Y2005, is the busiest for energy-industry deals since 2001, with about $100 billion of takeovers announced so far. The total, including pipelines, utilities, and coal producers, is more than the full-year total in 2002, 2003 or 2004, and if the pace continues, will

be nearing 1999, when $200 billion of energy industry consolidations occurred. The period 1998 to 2000 was the biggest span in history for energy mega-mergers, including the mega-deal of Exxon Corp. acquiring Mobil Corp. for about $79 billion. Soon afterward--in the wake of the 1996 electricity deregulation laws, and the earlier gas and oil dereg, the stage was set for the California energy debacle, and the largest energy rip-off in history . . . until now.

In the recent buy-out frenzy of energy commodity companies, Chevron in August acquired Unocal for $17.8 billion, and other mergers are underway. The menace is clear.

SENATE'S UNIQUE ROLE

We can't afford to stand back, in the lax spirit of waiting two years from now for a post mortem, Enron-style, on what went wrong in 2005. The Senate needs to act now.

Already at the state and local level, lawmakers are casting about for fall-back measures to defend their functioning under the gas price hikes.

Hawaii. This week, Hawaii imposed a wholesale gas price cap at $2.74 a gallon, including tax, which is indexed to average wholesale prices around the U.S.A. The cap level stands for a pump price in the range of $2.86 a gallon in Honolulu.

Massachusetts. Commonwealth leaders are considering a moratorium on natural gas price hikes through the winter months, and direct purchases of oil by the state. Secretary of State William Galvin and others are raising this. Galvin said, ``We're all suffering from the high price of gasoline, but you have no option about heating your home. We need a comprehensive effort within 90 days, because once heating season begins, you have to heat your house 24 hours a day.'' State Sen. Michael Morissey (D-Quincy), Chairman of the Telecommunications, Utilities and Energy Committee, intends to hold hearings.

Wisconsin, Michigan, Missouri are talking about declaring a moratorium on state sales taxes on gasoline.

In the face of this scrambling, on Sept. 1, President Bush told the American public, as if in a daze, ``Don't buy any gas you don't need . . .''

The U.S. Senate must act.

NEEDED EMERGENCY MEASURES

At the time of the energy price run-up in 2000, LaRouche issued a memorandum Sept. 19, stressing the principles involved in needed Federal government action. These guidelines are now even more urgently needed.

Excerpts:

1. The following statement constitutes a preliminary statement of policy ``On the Subject of Emergency Action by Governments to Bring the Present Petroleum-Price Inflation Under Control.''

2. Broadly, the current global inflation in petroleum prices threatens to be the detonator of a chaotic breakdown in many, if not all of the economies of the world. The actions proposed here to deal with that emergency situation will not solve the more general problem of the world's financial and monetary systems at large, but will contribute an important, and perhaps decisive step in that direction.

3. The underlying cause of the crisis, of which the petroleum-price crisis is but the presently leading political-economic consequence, is a general hyperinflation in financial asset-prices, which is now being expressed, at increasing rates, as a hyperinflation in commodity prices now following a trend similar to that suffered by Weimar Germany during the interval March-November 1923.

4. For sundry, converging, and relatively obvious reasons, the most brutal effect of that upward spiral of financial hyperinflation is being expressed in devastating rates and magnitudes of rises in the costs of petroleum. The increasingly desperate effort to secure inflows

of financial assets into the U.S. dollar sector, has seized upon several combined factors, as the opportunity to increase asset-price accumulations from hyperinflationary trends in the delivery prices of petroleum products.

These factors include: recently increased concentration of ownership of major oil companies through mergers and acquisitions, the increased role of the spot market in petroleum deliveries, the significance of denomination of deliveries in U.S. dollars, and an intensity of speculative activity, especially in the form of financial derivatives, in this area which threatens to bring the per-barrel price of petroleum to between $40 and $50 per barrel, soon, and not much later, much higher.

5. No ordinary means could bring this problem under control during even the short term. Only drastic measures taken in concert between and among sovereign national governments, could bring the petroleum-price crisis itself under control. Any other proposal would be a childish delusion. For the immediate future, either such governmental action will be taken, or the eruption of international chaos within the weeks ahead were the likely result.

6. The appropriate action, which must be led by the U.S. government, must aim at immediate emergency cooperation among the governments of principal petroleum-exporting and principal petroleum-consuming nations.

7. These governments must: a) Declare a general strategic emergency in the matter of stability of flows and prices of essential energy-supplies of national economies; b) Establish contracts, directly between and among governments, of not less than twelve months, government-scheduled deliveries of petroleum from exporting to consuming nations; c) Define reasonable prices for these contracts; d) On the grounds of a global strategy emergency in petroleum prices and supplies, these governments must set priority on processing of such contracted petroleum flows through relevant refiners to priority categories of consumers in each nation, causing other stocks to be shunted to one side in the degree that these priority deliveries must be processed first.

8. Such action will, obviously, collapse much of the current hyperinflationary trends in petroleum. That will have a significant political effect, in the form of reactions from the speculators currently gorging themselves on the suffering of national economies suffering zooming speculative prices of petroleum. We can not permit the cupidity of a powerful few speculators to destroy enterprises essential to the national interests of nations, and to the relations among those national economies. That opposition to urgently needed measures must be resisted on grounds of overriding national strategic interests.

9. This proposed action will not cure the more general hyperinflationary trend in progress. It will only bring a most critical segment of this speculative inflation under control; but it will set standards of cooperation now urgently needed, for dealing with the general international banking and related crises about to strike the world as a whole during the weeks and months immediately ahead.

10. There are many details of the current speculative marketing of petroleum contracts which require closer scrutiny and related assessment. That investigation should proceed; it is urgent. However, those representatives of governments who understand the politics of oil, must play a leading role in implementing the general measures I have indicated, now, without delay. After a thirty-to ninety-day initial period of operation of the proposed agreements, secondary and tertiary features of the problem will be clearer, and, most important, governments and others will have developed the mechanisms needed for further courses of action.

Statement of Dr. James Newsome, President,
New York Mercantile Exchange, Inc.

Mr. Chairman and members of the Committee, my name is Jim Newsome and I am the President of the New York Mercantile Exchange (NYMEX or Exchange). NYMEX is the world's largest forum for trading and clearing physical-commodity based futures contracts, including energy and metals products. We have been in the business for 135 years and are a federally chartered marketplace, fully regulated by the Commodity Futures Trading Commission. On behalf of the Exchange, its Board of Directors and shareholders, I thank you and the members of the Committee for the opportunity to submit testimony for the record of the hearing on global oil demand and gasoline prices.

First and foremost, we would like to acknowledge that not only has the nation's energy supply been severely affected, but lives have been lost, homes have been destroyed, and entire cities are in ruins. Our thoughts and prayers are with all the families that have suffered from the destruction of Katrina.

INTRODUCTION

NYMEX provides an important economic benefit to the public by facilitating competitive price discovery and hedging. As the benchmark for energy prices around the world, trading on NYMEX is transparent, open and competitive and heavily regulated. Contrary to some beliefs, NYMEX does not set prices for commodities trading on the exchange. NYMEX does not trade in the market and, being price neutral, does not influence price movement. NYMEX provides the forum for traders to come together and execute trades at prices which best represent what market participants think prices should be in the future, given today's information.

Periods of market uncertainty and volatility often result from extreme supply disruptions as we see with the numerous refineries shut down due to Hurricane Katrina, which brings me to the reason I was asked to testify today. There is a strong beneficial and interdependent relationship between the futures and cash markets. The primary motivation for using the futures market is to hedge against price risk in the cash market. Prudent business managers rely on the futures market to protect their business against price swings in the cash market. Price volatility following Hurricane Katrina drove many into the futures markets, as is reflected by the record volumes traded on NYMEX since the hurricane.

Futures markets provide a reference point for use in arranging trades at competitively determined prices. An understanding of the NYMEX market, its pricing mechanism and the relationship between the futures price and the cash price will provide useful instruction and clarity to what is often perceived as an esoteric area of financial dealings.

OVERVIEW

Futures markets fulfill two primary functions: (1) They permit hedging, giving market participants the ability to shift price risk to others who have inverse risk profiles or are willing to assume that risk for profit; and (2) They facilitate price discovery and market transparency. Transparency involves many factors, including: (1) Continuous price reporting during the trading session; (2) Daily reporting of trading volume and open interest; and (3) Monthly reporting of deliveries against the futures contract.

NYMEX futures contracts trade by open outcry on the Exchange floor during the day and during the evening on NYMEX ACCESS^{sm}, our after-hours electronic trading platform. Transactions are executed in a transparent and competitive environment between NYMEX members who are registered futures industry professionals. The daily settlement price for each contract is calculated pursuant to Exchange rules, which generally is the average price for all outright transactions during the closing range.

NYMEX energy futures markets are highly liquid and transparent, representing the views and expectations of a wide variety of participants from every sector of the energy marketplace. Customers from around the globe can call into a broker on the NYMEX trading floor to place buy and sell orders. On behalf of the customers, buyers announce their bids and sellers announce offers. The price agreed upon for sale of any futures contract trade is immediately transmitted to the Exchange's electronic price reporting system and to the news wires and information vendors who inform the world of accurate futures prices.

Price signals are the most efficient transmitters of economic information, telling us when supplies are short or in surplus, when demand is robust or wanting, or when we should take notice of longer-term trends. NYMEX futures markets are the messengers carrying this information from the energy industry to the public. The wide dissemination of futures prices generates competition in the establishment of current cash values for commodities.

GASOLINE

Gasoline is the largest single volume refined product by volume sold in the United States and accounts for almost half of national oil consumption. It is a highly diverse market, with hundreds of wholesale distributors and thousands of retail outlets, often making it subject to intense competition and price volatility.

NYMEX trades, among other things, New York Harbor leaded and unleaded regular gasoline futures contracts. The New York harbor gasoline futures contract trades in units of 42,000 gallons (1,000 barrels). It is based on delivery of petroleum products to terminals in the New York harbor, the major East Coast trading center for imports and domestic shipments, from refineries in the New York harbor area or from the Gulf Coast refining centers.

Average daily trading volume in these contracts has hit record levels in recent months and prices have been volatile. These market conditions reflect the basic market fundamentals where there is an imbalance of supply and demand. Tight gasoline supplies due to lack of refinery capacity, compounded by the impact of hurricane Katrina, which resulted in the closing of 9 refineries, has driven prices upward dramatically in the cash and futures market.

The importance of the Gulf Coast refineries as a key supply source for the New York Harbor via Colonial Pipeline directly impacts the physical gasoline market and the futures gasoline market. During the one-week period prior to hurricane Katrina, the cash market price for Gulf Coast gasoline averaged $1.82 per gallon (using the Platts wholesale assessment at the Colonial Pipeline), which was $.08 per gallon lower than the weekly average NYMEX futures settlement price. After the supply disruption due to hurricane Katrina, the Gulf Coast gasoline cash market rose more than one dollar to $2.84 per gallon for the daily average on August 30 (one day after the storm), $.37 higher than the NYMEX futures settlement price on August 30. This differential between the cash and futures prices represents the free market price that is derived in light of the extreme supply disruption and reflects a new equilibrium in the marketplace in response to the shock to the demand and supply balance.

NYMEX has closely monitored the gasoline futures market during this recent period of price increases in the aftermath of hurricane Katrina and has initially concluded that the market behaved rationally and the market participants acted responsibly in their futures and options trading.

SURVEILLANCE

Hurricane Katrina has had a devastating economic impact. Nine refineries in the Gulf of Mexico have been damaged beyond immediate repair and critical petroleum supplies have been lost. Prior to

Hurricane Katrina, the U.S. refineries had already been running at maximum capacity for years, struggling to keep up with rising gasoline demand. This huge natural disaster in a key refining region only further exacerbated an already growing problem.

The NYMEX Market Surveillance staff routinely follows trends in the cash markets, focusing on whether the futures markets are converging with the spot physical market as the NYMEX contract nears expiration. In light of the market uncertainties that resulted from hurricane Katrina, the NYMEX staff also monitored the supply and demand fundamentals in the underlying cash market to ensure that NYMEX prices reflect cash market price movements, that there are no price distortions and no market manipulation.

After analyzing events and developments over the past week, NYMEX staff believes that price increases experienced were due to fundamental market factors tied to supply disruptions in the wake of hurricane Katrina. The NYMEX system worked according to design, and added a level of economic stability to the situation by providing a viable price discovery and risk management forum.

SPECULATORS

It is widely, yet inaccurately, theorized that speculators can drive prices up. Placing blame on speculators may grab the attention of the media, but does not accurately reflect the realities of how markets work. With hundreds of commercial participants and instantaneous price dissemination, any ``speculative'' price would be met with an equally strong ``commercial'' reaction. If markets move in a direction inconsistent with actual market factors, there is a vast number of participants including energy producers, wholesalers, retailers, and government agencies that have comparable access to information. These participants will respond to ensure that prices rapidly return to where the industry consensus believes they should be.

Speculators do exist and they actually play a valuable, even necessary role in the market. They add liquidity to the market and enable commercial traders to get in and out of the market when necessary. By the nature of their role, speculative traders seek to take advantage of price trends, but because they lack the real product to back up their investment, they cannot control the price. They create virtually no impact on daily settlement prices, the primary benchmark used by the marketplace.

The Exchange has been scrutinized in the past on the role of hedge fund participation in causing market volatility. The effects of hurricane Katrina further emphasize the minimal impact hedge funds and speculators have on futures prices when compared to the real impacts of true market factors. hurricane Katrina is a natural disaster that severely disrupted the U.S. supply system and in effect drove prices higher.

Hedge funds do not account for anywhere near enough volume to affect prices. According to a NYMEX study on the participation of hedge funds in the energy markets over a one year period beginning in January 2004, hedge funds only accounted for 4.6% of overall futures volume. Of this total, the crude oil futures market had 3.07% hedge fund participation and, its products, heating oil and unleaded gasoline, had 3.62% and 3.26% hedge fund participation, respectively.

MARKET IMPACT OF KATRINA

NYMEX directly felt the disruptive effects of Katrina in our energy futures markets. The Exchange experienced several unprecedented market events in the aftermath of Katrina. Significant price moves occurred in the energy complex on Sunday evening during the NYMEX ACCESS^{sm} trading session which commenced at 7:00 PM. During this session (which is effectively the commencement of the Monday business day) gasoline moved upward due to severe concerns around the immediate and longer term effect to refineries in Louisiana, as well as

pipeline distribution systems in the region.

During regular trading hours on Tuesday, August 30, the September 2005 unleaded gasoline contract traded to its maximum upward price limit, resulting in a temporary trading halt. Exchange rules impose a price fluctuation limit of $0.25 per gallon of unleaded gasoline above or below the previous day's settlement price. When that limit is hit, a five minute temporary trading halt is triggered. This limit was reached last Tuesday when the September 2005 contract traded at $2.31. In accordance with NYMEX Rules, the market was halted at 11:15 AM and re-opened after 5-minutes with an expanded limit of $0.50 cents above the previous day's settlement.

In response to the price volatility, NYMEX increased margins on several occasions for a variety of the energy futures contracts, including gasoline and crude oil. Margin is the money or collateral deposited with the clearinghouse to protect the clearinghouse against loss on open futures or options positions. In all cases, NYMEX required additional margin to maintain the integrity of the clearinghouse. Margin is vital to ensuring the financial integrity of the Exchange and provides the clearinghouse with the ability to protect customers against counterparty credit risk. On August 30, 2005, NYMEX managed and cleared the greatest single intra-day variation margin call scenario, when it moved nearly $2 Billion.

During the August 30 trading session, NYMEX set daily volume records for overall Exchange volume and for gasoline and crude oil futures, as well as for the Exchanges electronic clearing platform NYMEX Clearport^{sm}. The following day, August 31, Exchange-wide options, NYMEX Division options, and NYMEX ClearPort^{sm} clearing once again reached record volumes. These record volume numbers, clearly reflect NYMEX's importance as a transparent trading forum where customers can effectively manage their price risk. It is precisely during such times of market volatility and uncertainty that the Exchange's vital role in facilitating price discovery and risk management is most crucial to our customers.

During the entire week following hurricane Katrina, NYMEX Compliance and CFTC officials have had a heightened presence on the trading floor overseeing all markets. All activity has been thoroughly reviewed utilizing all available electronic tools to detect any abusive activities.

CONCLUSION

At all times during this period of extreme uncertainty in the market, NYMEX has been the source for transparent prices in the energy markets. Our price reporting systems to the world's vendors have worked flawlessly and without delay. Our trading systems during regular trading hours and during after hours trading on our electronic platforms have performed flawlessly.

Even though as consumers we may not like the result, the NYMEX marketplace performed its responsibility to create open, competitive and transparent energy pricing. We can only imagine the market uncertainty and further devastation to consumers if NYMEX were unable to perform its duty and prices were determined behind closed doors.

I thank you for the opportunity to share the viewpoint of the New York Mercantile Exchange with you today.

ANEXO 05 - Página 1 de 3



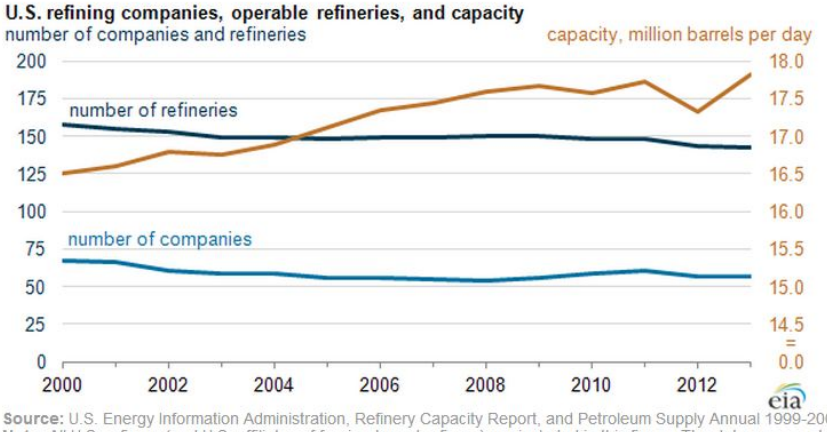
EIA: Ownership of U.S. petroleum refineries has changed significantly since 2000

January 29, 2014
By PennEnergy Editorial Staff
Source: EIA



U.S. refining capacity increased since 2000 as capacity additions outpaced the loss of capacity from three major refinery closures. Yet the number of refineries and companies both declined over the same period, as the concentration of refining capacity among the top five companies increased from 38% in 2000 to 44% in 2013.

Ownership of U.S. refinery capacity changed substantially in recent years, notwithstanding relatively slow changes in refinery capacity and the number of companies involved in the refining sector. An examination of company-level information and transactional data since 2000 shows both consolidation and dispersion. Almost 40% of large refiners (i.e., those with at least 1% of total U.S. capacity) in 2000 had exited the industry by mid-year 2013.



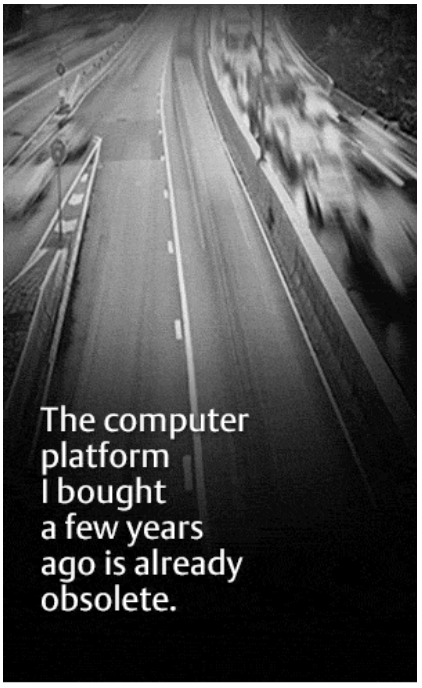
Source: U.S. Energy Information Administration, Refinery Capacity Report, and Petroleum Supply Annual 1999-2004
Note: All U.S. refiners (and U.S. affiliates of foreign-based refiners) are included in this figure. The data are reported as of January 1 of the indicated year.

Many refining companies changed substantially between 2000 and mid-year 2013. Some key themes are:
- **Specialization.** Several large oil and gas producers with refining operations, including Marathon Oil Corporation and ConocoPhillips, transferred their refining assets to stand-alone refining companies.
- **Refocus away from refining.** Some companies demonstrated a lessened commitment to refining. BP and Chevron reduced their refining capacity (by 23% and 10%, respectively), but stopped well short of exiting refining. Total, Exxon Mobil, and Access Industries had slight reductions in U.S. refining capacity (5%, 3%, and 2%, respectively).
- **Refocus on refining.** Other companies had noticeable increases in capacity. Valero and the joint ventures Motiva (Shell and Saudi Refining) and Deer Park (Shell and Mexico's PMI Norteamerica) increased refining capacity by 277%, 23%, and 20%, respectively. Valero grew through acquiring companies and assets, while Motiva grew through investing in its assets, chiefly the expansion of the Port Arthur, Texas refinery, which is now the largest refinery in the United States.
- **Vertical integration.** Delta Air Lines, which owned no refining assets, purchased a refinery from ConocoPhillips and now produces jet fuel for its aircraft along with other petroleum products that it does not consume.

Historically, integrated companies divested refining assets because their profitability was volatile and relatively low, particularly when compared with oil and gas exploration and production. Purchasers were willing to acquire the divested refining assets at discounted prices. Other companies viewed the potential profitability of the refining sector more favorably, leading them to acquire other companies or assets.

The ownership of refineries today reflects multiple changes since 2000. For example, in January 2000 Tosco (5th-largest U.S. refiner), Conoco (10th-largest U.S. refiner), and Phillips (17th-largest U.S. refiner) were all separate companies, and Suncor had no U.S. refining operations.

Subsequently, Phillips acquired Tosco in 2001, merged with Conoco in 2002 (becoming ConocoPhillips), sold its Denver refinery to Suncor (whereby it entered U.S. refining) in 2003, spun off two of its refineries to create WRB Refining in 2006, sold its metro Philadelphia refinery to Delta Air Lines (whereby Delta entered U.S. refining) in April 2012, and subsequently spun off all of its remaining refineries (except a small Alaska refinery), creating Phillips 66 in May 2012 (see chart below). These and other transactions are noted in EIA's recently updated Genealogy of Major Refiners.



EMERSON. Process Management

Latest Energy Jobs

Director, Institute for Carbon Management
University of Wyoming
Country: United States
SOLICITATIONThe School of Energy Resources at the University of Wyoming invites nominations and applications for the position of Director, The Institute for Carbon Management (ICM). The ICM is a new undertaking, which will combine and incorporate several existing entities working in related fields...

View more Job Listings >>

Archived Articles

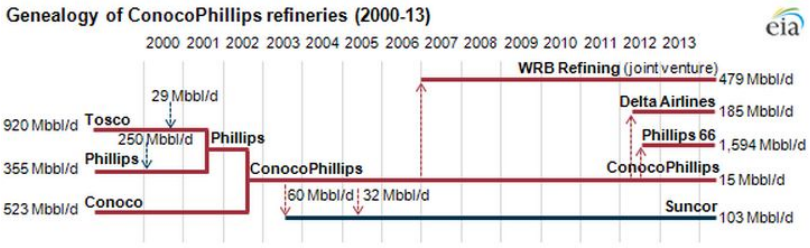
PennEnergy Articles
2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013

OGJ Articles
2011 | 2012 | 2013

OGFJ Articles
2011 | 2012 | 2013

Power Engineering Articles
2011 | 2012 | 2013

Power Engineering Intl Articles



Source: U.S. Energy Information Administration, Refinery Capacity Report, and Petroleum Supply Annual 1999-2004
Note: Arrows indicate individual refinery transactions, e.g., Tosco's acquisition of two refineries from ARCO totaling 29,000 barrels per day (bbl/d) in January 2000 and a 250,000 bbl/d refinery from BP in September 2000, and Suncor's June 2005 acquisition of 32,000 bbl/d of refining capacity.

2011 | 2012 | 2013

Utility Products Articles
2011 | 2012 | 2013

HydroWorld Articles
2011 | 2012 | 2013

COSPP Articles
2011 | 2012 | 2013

ELP Articles
2011 | 2012 | 2013

Offshore Oil & Gas News
Oil & Gas News
Oil Business & Finance News
Oil Exploration and Production News
Oil Refining & Processing News
Pipelines & Transportation News
Unconventional Oil & Gas News

Login

Write a comment

0 Comments Subscribe RSS

Related Articles



Superior Crude to pay $1.6M oil spill penalty

Fire hits Kazakhstan's Pavlodar refinery

Latest Articles



Energy Transfer Partners announce binding agreements for Rover gas pipeline



Lithuania announces completion of first LNG terminal

Search Oil & Gas Jobs Click Here

Whitepapers

Energize Your Most Vital Business Relationships: Advanced Contract Lifecycle Management in the Oil and Gas Sector
In today's more dynamic and globalized energy marketplace, formal contracts define nearly every b...

Improve Accuracy and Reduce your Lease Operating Expense and Risk in Upstream Oil & Gas Production
In this whitepaper, we will address both the technical approach to achieving the highest possible...

Infographic: Smart Process Applications for a Mobile Workforce
In partnership with PennEnergy Research, OpenText surveyed energy companies in the oil and gas, p...

Survey Report: Smart Process Applications for a Mobile Workforce
In partnership with PennEnergy Research, OpenText surveyed energy companies in the oil and gas, p...

More Whitepapers >>

PennEnergy Topic Coverage

- **Oil & Gas**
  - Pipelines & Transportation
  - Exploration & Production
  - Offshore Oil & Gas
  - Refining & Processing
  - Unconventional Oil & Gas
  - Business & Finance

Everyone | Friends | Me

Recent user activity on PennEnergy:



Jim Doré shared:
Oil and gas: Williams, Williams Partners and Access Midstream Partners…
an hour ago

suhasini gudala commented on:
Seven Interview Tips :"Showcased here are seven interview tips that sh…
4 hours ago



richard goodwin commented on:
Texas amends waste disposal rules for hydraulic fracturing :"The Texas…
Thu Oct 30 2014

Oil, Gas and Power Research Data

Looking for Oil, Gas and Power Research & Data? PennEnergy Research has the answers.

Oil & Gas

- Oil & Gas Drilling
- Oil & Gas Industry Analysis
- Oil & Gas Markets
- Oil & Gas Oilfield Services
- Oil & Gas Offshore
- Oil & Gas Production
- Oil & Gas Statistics & Surveys
- Oil & Gas Unconventional Resource

Power

- Industry Analysis/Forecasts
- Gas Fired Reports & Databases
- Electricity Markets Research
- Regulatory & Legal Reports & Analysis

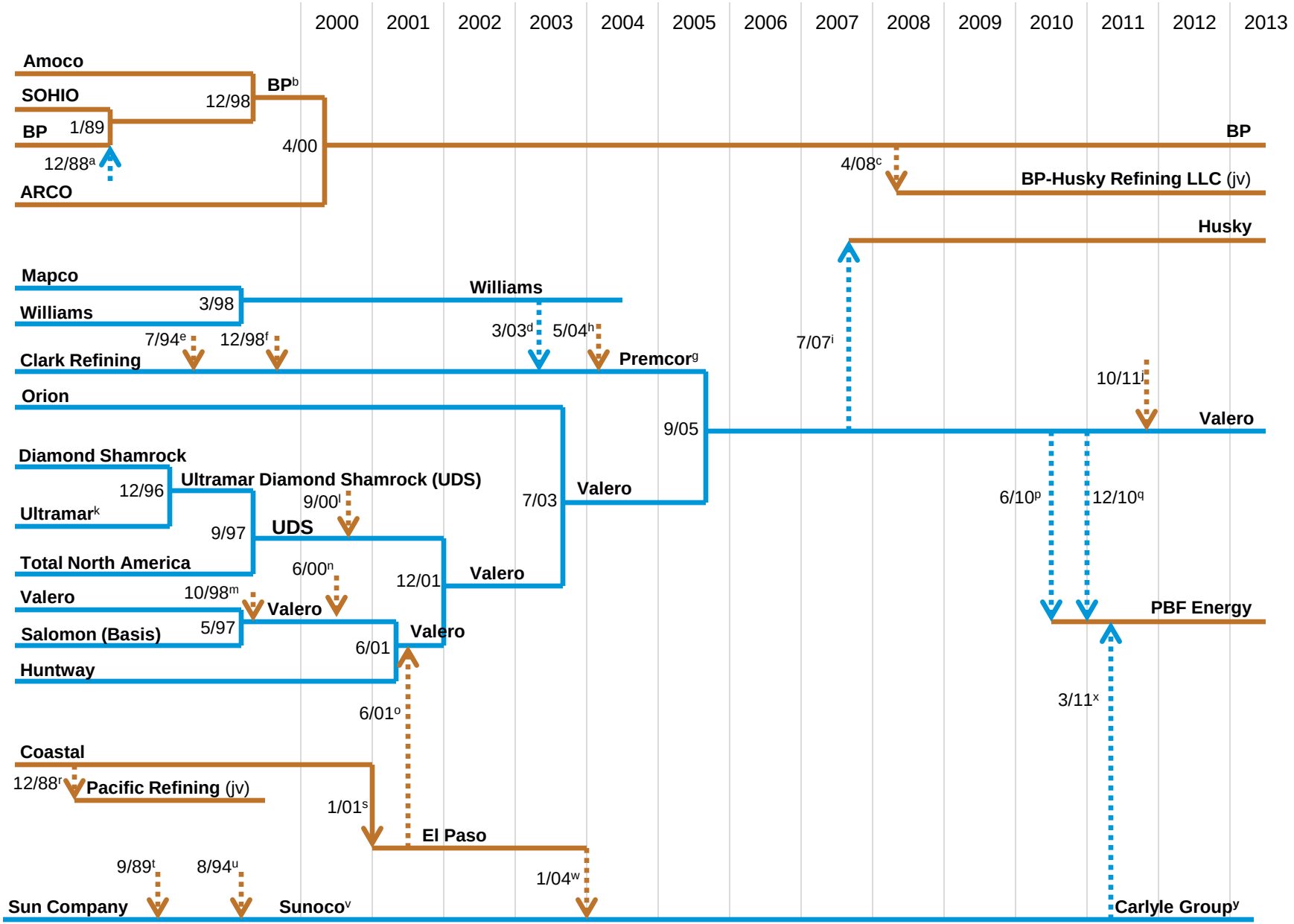
- **Power**
  - Coal Fired Generation
  - Gas Fired Generation
  - Nuclear Generation
  - Renewable Energy
  - Transmission & Distribution
  - Emissions
  - Smart Grid
  - Business & Finance

Energy Jobs By Category

- Accounting / Finance
- Administrative
- Architecture
- Business Development
- Construction & Facilities
- Consulting
- Corporate Management
- Customer Service
- Education & Training
- Engineering & Design
- Field Operations
- Human Resources
- Information Technology
- Legal
- Manufacturing
- Operations
- Process & Quality
- Project Management
- Research & Development
- Safety & Environment
- Sales & Marketing
- Science
- Service & Maintenance
- Support Services
- Telecommunications
- Trading
- Transportation & Logistics

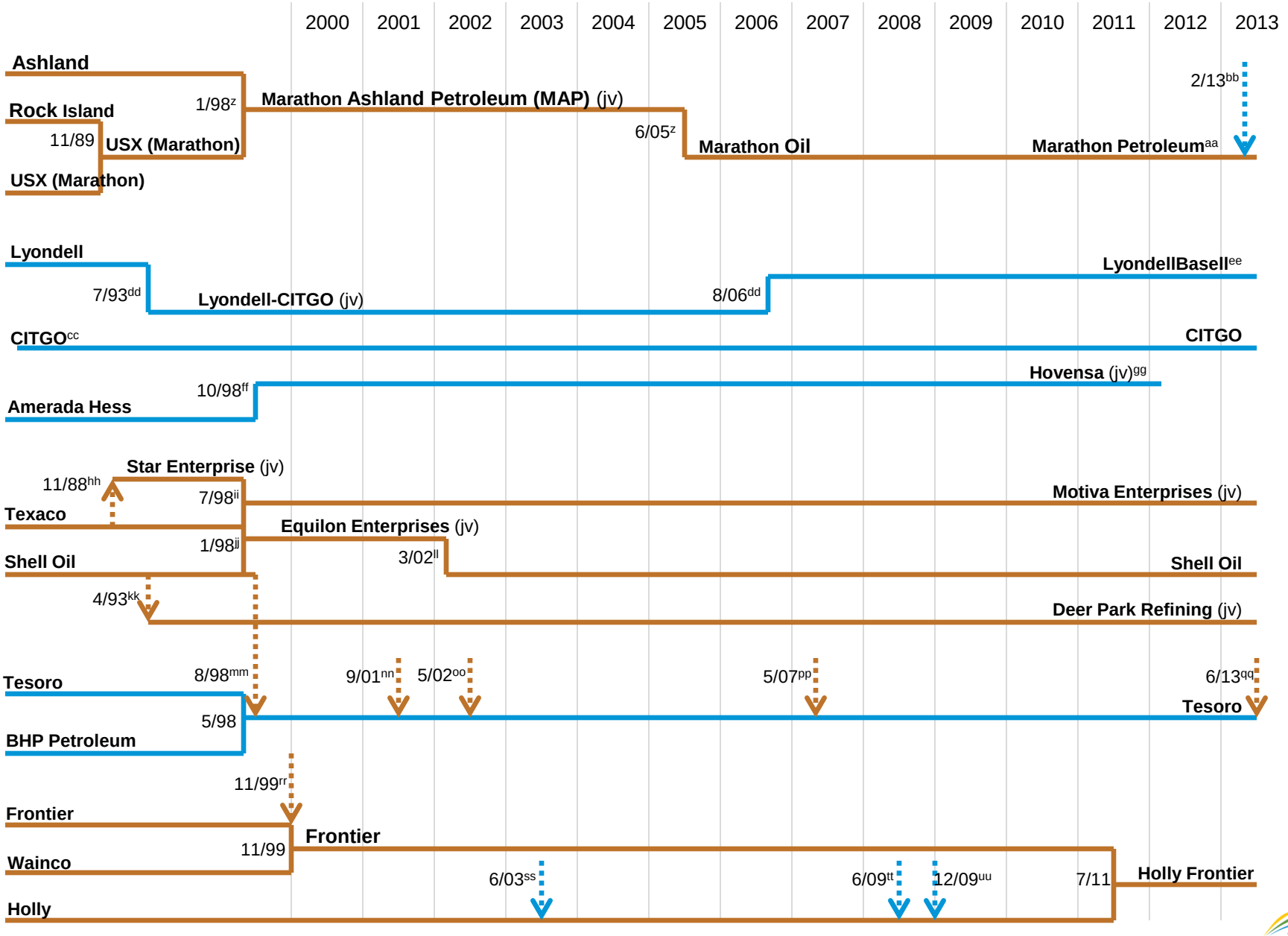


Genealogy of major U.S. refiners



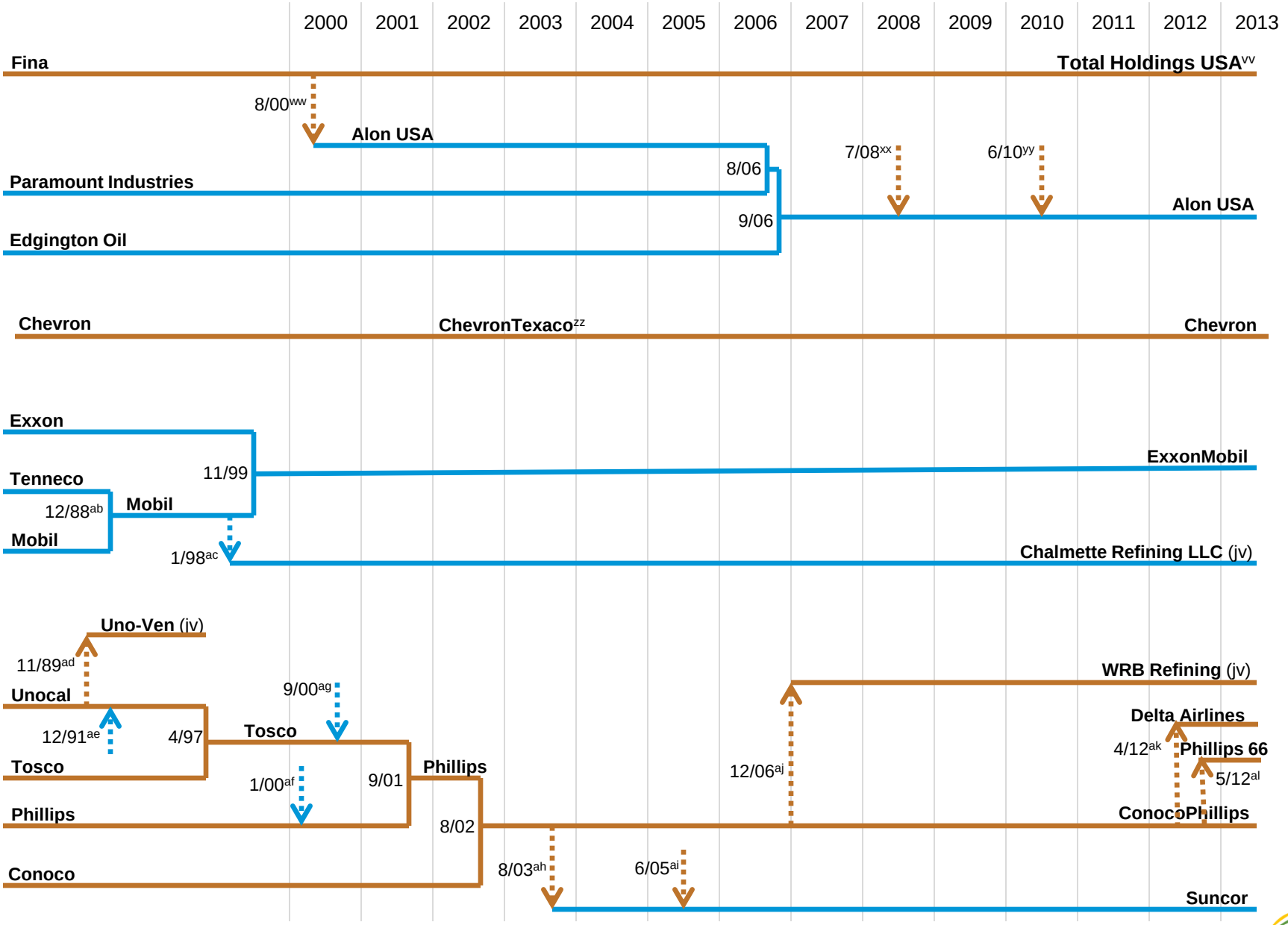
See notes, footnotes, and source notes below.

Genealogy of major U.S. refiners (continued)



See notes, footnotes, and source notes below.

Genealogy of major U.S. refiners (continued)



See notes, footnotes, and source notes are below.

Genealogy of major U.S. refiners - notes

The company transactions included here represent most of the U.S. refinery industry at any given time; including almost 86 percent of U.S. atmospheric crude oil distillation (ACD) capacity as of June 27, 2013. The companies included here have at least 1 percent of U.S. ACD capacity, with Koch Industries the primary exception due to the closely held (i.e., not publicly traded) nature of the company.

Note: Transactions that include all of the U.S. refining assets of the seller (both companies in the case of a merger, or either company in the case of the establishment of a joint venture (jv)) are indicted with a solid line. Transactions that do not include all of the U.S. refining assets of the seller, or either company in the case of a merger or jv, are indicated by a dotted line. Details of these transactions are contained in the indicated footnote.

[a]BP acquired Mobil's 77,400 barrels-per-day (bpd) Ferndale, Washington refinery in December 1988.
[b]The company resulting from BP's merger with Amoco was called BP Amoco initially (including at the time of the acquisition of ARCO), but subsequently reverted to BP.
[c]BP contributed its 125,600 bpd Toledo, Ohio refinery to create the BP-Husky Refining LLC jv. The transaction closed in April 2008.
[d]Williams Companies sold its Memphis, Tennessee 180,000 bpd refinery to Premcor in March 2003. In 2004, the balance of Williams' refinery capacity, a 210,000 bpd North Pole, Alaska refinery, was sold to Flint Hills Resources, a subsidiary of Koch Industries, a non-publicly traded refiner.
[e]Clark acquired Chevron's 185,000 bpd Port Arthur, Texas refinery in July 1994.
[f]Clark acquired BP's 161,500 bpd Lima, Ohio refinery in August 1998.
[g]Clark Refining divested its marketing operations (including the "Clark" brand name) and renamed itself Premcor in July 1999.
[h]Premcor acquired Motiva's 175,000 bpd Delaware City, Delaware refinery in May 2004.
[i]Husky, a Canadian energy company, entered the U.S. refining industry when it acquired Valero's 146,000 bpd Lima, Ohio refinery in July 2007.
[j]Valero acquired Murphy Oil's 125,000 bpd Meraux, Louisiana refinery in October 2011.
[k]Ultramar entered U.S. refining with its acquisition of Union Pacific's 65,000 bpd Wilmington, California refinery in December 1988. This transaction and Union Pacific's divestiture of its share of a jv in a 130,000 bpd Corpus Christi, Texas refinery to its partner PDV America also in December 1988 marked Union Pacific's exit from U.S. refining.
[l]Ultramar Diamond Shamrock acquired Tosco's 156,000 bpd Martinez, California refinery in September 2000.
[m]Valero acquired Mobil's 152,000 bpd Paulsboro, New Jersey refinery in October 1998.
[n]Valero acquired Exxon Mobil's 129,500 bpd Benicia, California refinery in June 2000.
[o]Valero acquired El Paso's 98,000 bpd Corpus Christi, Texas refinery in June 2001. Further, El Paso sold its 16,700 bpd Chickasaw, Alabama refinery to Trigeant EP Ltd, a subsidiary of Trigeant, a company that is not publicly traded, in August 2003.
[p]PBF Energy entered U.S. refining with its June 2010 acquisition of Valero's 182,200 bpd Delaware City, Delaware refinery.
[q]PBF Energy acquired Valero's 160,000 bpd Paulsboro, New Jersey refinery in December 2010.
[r]Pacific Refining was a joint venture of Coastal and Sinochem, a Chinese petrochemical company, which was established in December 1988. The joint venture included Coastal's 50,000 bpd Hercules, California refinery and ceased operation (and the refinery shut-down) in September 1997.
[s]El Paso entered U.S. refining with its acquisition of Coastal Corporation in January 2001.
[t]Sunoco (then Sun) acquired Atlantic Petroleum's 125,000 bpd Philadelphia, Pennsylvania refinery in September 1989.
[u]Sunoco (then Sun) acquired Chevron's 172,000 bpd Philadelphia, Pennsylvania refinery in August 1994.
[v]On November 6, 1998, following its divestiture of its worldwide oil and gas production properties, Sun Company renamed itself Sunoco.
[w]Sunoco acquired El Paso's 145,000 bpd Westville, New Jersey refinery in January 2004, which marked El Paso's exit from the U.S. refining industry.
[x]PBF Energy acquired Sunoco's 160,000 bpd Toledo, Ohio refinery in March 2011.
[y]Carlyle Group acquired Sunoco's 335,000 bpd Philadelphia, Pennsylvania refinery in September 2012, marking the exit of Sunoco from U.S. refining.
[z]Marathon and Ashland formed a joint venture called Marathon Ashland Petroleum that was primarily owned by Marathon Oil (62 percent), which was a wholly owned affiliate of USX Corporation at the time the joint venture was created. Ashland sold its 38 percent ownership of the joint venture to Marathon on June 30, 2005.

Genealogy of major U.S. refiners - notes (continued)

[aa]Marathon Oil Corporation spun off its downstream petroleum operations with the creation of Marathon Petroleum Corporation, effective July 1, 2011. For more information please see "Marathon Oil Corporation Becomes Independent Upstream Company," available on the internet at http://www.marathonoil.com/News/Press_Releases/Press_Release/?id=651743 (as of June 28, 2013).
[bb]Marathon Petroleum acquired BP's 460,196 bpd Texas City, Texas refinery in February 2013.
[cc]For the purpose of simplification, the partner of all U.S.-based joint ventures between the state oil company of Venezuela, PdVSA, and a U.S. company is reported as CITGO, regardless as to which U.S. affiliate of PdVSA actually is the partner.
[dd]Lyondell contributed its 265,000 bpd Houston, Texas refinery to create the Lyondell-CITGO jv in July 1993 with Lyondell owning 58.75 percent. Lyondell ended the jv when it bought CITGO's ownership in August 2006.
[ee]Lyondell and Basell AF merged in December 2007 forming LyondellBasell, a Netherlands-based chemical company. For more information please see "Basell and Lyondell Complete Merger Creating LyondellBasell Industries," which is available on the internet at http://lyondellbasell.mediaroom.com/index.php?s=43&item=370 (as of June 28, 2013).
[ff]Hovensa was a 50/50 joint venture between Hess and CITGO that included Hess' U.S. Virgin Islands 495,000 bpd refinery. It is included here because of the relative size of the refinery and its proximity to U.S. markets.
[gg]Hovensa ceased refining operations in February 2012. For more information please see "HOVENSA Announces Closure of St. Croix Refinery," available on the internet at http://hovensa.com/ (as of June 28, 2013).
[hh]Star Enterprise was a 50/50 joint venture between the U.S. affiliate of Saudi Aramco, the state oil company of Saudi Arabia and Texaco. Texaco contributed its 140,000 bpd Delaware City, Delaware refinery; its 250,000 bpd Port Arthur, Texas refinery; and its 225,000 bpd Convent, Louisiana refinery to create the venture. The venture sold motor gasoline and petroleum products under the Texaco brand name in the southeastern and Midwestern U.S.
[ii]When created, Motiva Enterprises was a joint venture between Star Enterprise and Shell Oil that sold motor gasoline and petroleum products under both the Shell and Texaco brand names. After Texaco sold its ownership to its partners as a precondition of the U.S. Federal Trade Commission's approval of the 2001 merger of Chevron and Texaco, Motiva became a 50/50 joint venture between Saudi Refining and Shell Oil.
[jj]Equilon Enterprises was a 56/44 joint venture between Shell Oil and Texaco, respectively, that operated in the western United States and sold motor gasoline and petroleum products under both the Shell and Texaco brand names. Shell contributed its 288,000 bpd Wood River, Illinois and 154,800 bpd Martinez, California refineries to the venture. Texaco contributed its 142,000 bpd Anacortes, Washington refinery; 98,750 bpd El Dorado, Kansas refinery; 90,600 bpd Wilmington, California refinery; and 63,000 Bakersfield, California refinery.
[kk]Shell contributed its 215,900 bpd Deer Park, Texas refinery to the 50/50 joint venture between Shell Oil and the state oil company of Mexico, PEMEX.PEMEX has no other existence in the U.S. refining/marketing industry outside of this joint venture.
[ll]As a precondition of the U.S. Federal Trade Commission's approval of the merger of Chevron and Texaco, Texaco sold its ownership in Equilon to Shell Oil, which then consolidated Equilon as of March 2002.
[mm]Tesoro acquired Shell's 142,000 bpd Anacortes, Washington refinery in August 1998.
[nn]Tesoro acquired two BP refineries in September 2001; the 58,000 bpd Mandan, North Dakota refinery and the 58,000 bpd Salt Lake City, Utah refinery.
[oo]Tesoro acquired Valero's 166,000 bpd Martinez, California refinery in May 2002.
[pp]Tesoro acquired Shell's 97,000 bpd Wilmington, California refinery in May 2007.
[qq]Tesoro acquired BP's 246,000 bpd Carson (Los Angeles), California refinery in June 2013.
[rr]Frontier merged with Wainco, acquiring its 38,670 bpd Cheyenne, Wyoming refinery in November 1999. Frontier also acquired Equilon's 105,000 bpd El Dorado, Kansas refinery in November 1999.
[ss]Holly acquired ConocoPhillips' 24,700 bpd Woods Cross, Utah refinery in June 2003.
[tt]Holly acquired Sunoco's 85,000 bpd Tulsa, Oklahoma refinery in June 2009.
[uu]Holly acquired Sinclair's 70,300 bpd Tulsa, Oklahoma refinery in December 2009.
[vv]Although no merger or acquisition occurred between Fina's U.S. assets and other companies, Fina's parent, the Belgian company Petrofina, was acquired by the French company Total on July 9, 1999 (at which time Total owned more than 95 percent of Fina), which created TotalFina. TotalFina later acquired the French company Elf Aquitaine on September 13, 1999 (at which time the boards of both TotalFina and Elf voted to accept the merger), creating TotalFinaElf, which subsequently renamed itself Total at its May 6, 2003 general meeting. These numerous transactions resulted in several changes in the name of the U.S. affiliate, the most recent of which is Total Holdings USA.

Genealogy of major U.S. refiners - notes (continued)

[ww]Alon, an Israel-based energy company entered U.S. refining/marketing when its U.S. affiliate, Alon USA, acquired Total Holdings' (then Fina Oil and Chemical) 58,500 bpd Big Spring, Texas refinery in August 2000.
[xx]Alon acquired Valero's 80,000 bpd Krotz Springs, Louisiana refinery in July 2008.
[yy]Alon acquired Flying J's 70,000 bpd Bakersfield, California refinery in June 2010, but with the intention of only operating the refinery's hydrocracking unit. For more information please see "Alon USA Announces Acquisition of Bakersfield Refinery From Flying J," which is available on the internet at http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=190387&p=irol-newsArticle&ID=1433804&highlight= (as of June 28, 2013).
[zz]Chevron's merger with Texaco is largely ignored in this presentation because Texaco was compelled by the U.S. Federal Trade Commission (FTC) to divest all its U.S. refining and marketing assets (i.e., its ownership in the Equilon and Motiva joint ventures) before the FTC would approve the merger. Consequently, the merger had no material effect on Chevron's U.S. refining and marketing assets. ChevronTexaco, the company resulting from the October 9, 2001 merger of Chevron and Texaco renamed itself Chevron on May 9, 2005.
[ab]Mobil's acquisition of Tenneco's 145,00 bpd Chalmette, Louisiana refinery in December 1988 resulted in Tenneco's exit from U.S. refining.
[ac]Mobil contributed its 181,600 bpd Chalmette, Louisiana refinery to create a joint venture with CITGO, which began operation in January 1998. The venture continued following Exxon and Mobil's 1999 merger.
[ad]Unocal contributed its 147,000 bpd Lemont, Illinois refinery to create a joint venture with CITGO, which began operation in November 1989. The joint venture was dissolved in May 1997 when Unocal sold its ownership to CITGO. The balance of Unocal's refineries had already been acquired by Tosco in April 1997.
[ae]Unocal acquired Shell's 120,000 bpd Carson, California refinery in December 1991.
[af]Phillips acquired ARCO's 14,000 bpd Kuparuk, Alaska and 15,000 bpd Prudhoe Bay, Alaska refineries in January 2000.
[ag]Tosco acquired several refineries during the 1990s and 2000, the last of which was BP's 250,000 bpd Belle Chasse, Louisiana refinery in September 2000. Earlier transactions included Equilon's 288,300 bpd Wood River, Illinois refinery in June 2000; BP's 172,000 bpd Marcus Hook, Pennsylvania refinery in February 1996; BP's 84,300 bpd Ferndale, Washington refinery in January 1994; and Exxon's 200,000 bpd Bayway, New Jersey refinery in April 1993.
[ah]Suncor, a Canadian energy company, entered U.S. refining by acquiring ConocoPhillips' 60,000 bpd Commerce City, Colorado refinery in August 2003.
[ai]Suncor acquired Valero's 32,000 bpd Commerce City, Colorado refinery in June 2005.
[aj]ConocoPhillips and EnCana established a refining joint venture in December 2006 with two refineries contributed by ConocoPhillips; the 306,000 bpd Wood River, Illinois refinery and the 146,000 bpd Borger, Texas refinery.
[ak]Delta Airlines entered the U.S. refining industry with its May 2012 acquisition of ConocoPhillips' 185,000 bpd Trainer, Pennsylvania refinery.
[al]ConocoPhillips spun-off almost all of its U.S. refinery capacity (with the exception of its 15,000 bpd Prudhoe Bay, Alaska refinery) into an unaffiliated downstream company, Phillips 66 as of May 1, 2012. For additional information please see "ConocoPhillips' Board of Directors Approves Spin-off of Phillips66," which is available on the internet at http://www.phillips66.com/EN/newsroom/news_releases/2012NewsReleases/Pages/04-04-2012.aspx (as of June 28, 2013).

Sources: Energy Information Administration (EIA), Petroleum Supply Annual [1986-2005], Volume 1, DOE/EIA-0340 (Washington, DC, June), Table 40 [1986-1988], 47 [1989-1992], 49 [1993-1994, 1996, and 1999-2004], and 38 [1995, and 1997-1998]; EIA, "Refinery Capacity Report" [2005-2013] (available on the internet at
http://www.eia.gov/petroleum/refinerycapacity/), Table 14; company news releases; and other company public disclosures.

<DOCUMENT>
<TYPE>8-K
<SEQUENCE>1
<FILENAME>0001.txt
<DESCRIPTION>VALERO ENERGY CORPORATION - DATED MAY 15, 2000
<TEXT>

<PAGE> 1

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

Washington, D.C. 20549

FORM 8-K

CURRENT REPORT

Pursuant to Section 13 or 15(d) of the
Securities Exchange Act of 1934

Date of Report (date of earliest event reported):
MAY 15, 2000

VALERO ENERGY CORPORATION
(Exact name of registrant as specified in its charter)

<TABLE>
<S> <C> <C>
Delaware 1-13175 74-1828067

(State of incorporation) Commission File Number (I.R.S. Employer Identification No.)
jurisdiction of incorporation

One Valero Place, San Antonio, Texas 78212

(Address of principal executive offices) (Zip Code)
</TABLE>

(210) 370-2000
(Registrant's telephone number, including area code)

Not applicable
(Former name or address, if changed since last report)

<PAGE> 2

ITEM 2. ACQUISITION OF ASSETS

ACQUISITION OF EXXONMOBIL'S BENICIA, CALIFORNIA REFINERY AND CERTAIN ASSETS OF CALIFORNIA RETAIL BUSINESS

THE ACQUISITION

On March 2, 2000, Valero and Exxon Mobil Corporation executed a sale and purchase agreement pursuant to which Valero agreed to acquire ExxonMobil's Benicia, California refinery and Exxon-branded California retail assets, which consist of approximately 80 service station facilities (the "Service Station Assets") and branded supplier relationships with approximately 260 Exxon-branded service stations (the "Distribution Assets"), for a purchase price of $895 million plus an amount for refinery inventories acquired in the transaction based on market-related prices at the time of closing. ExxonMobil agreed to sell these assets as a result of consent decrees issued by the Federal Trade Commission and the State of California providing that certain assets be divested by ExxonMobil to satisfy anticompetitive issues in connection with the recent merger of Exxon Corporation and Mobil Corporation. The consummation of the Benicia acquisition has been approved by the Federal Trade Commission and the Office of the Attorney General of the State of California. The acquisition of the Benicia refinery and the Distribution Assets closed on May 15, 2000, at which time the value of inventories was estimated to be approximately $123 million, and the acquisition of the Service Station Assets is expected to close on or about June 15, 2000. The assets acquired from ExxonMobil will continue to be used for the same purposes they were used prior to the acquisition.

The purchase agreement contains representations and warranties of each of Valero and ExxonMobil, which survive the closing for one year, as well as customary covenants. In addition, Valero will assume the environmental liabilities of ExxonMobil with certain exceptions. ExxonMobil retained liability for (i) pending penalties assessed for violations relating to the Benicia refinery, (ii) pending lawsuits, (iii) all costs associated with compliance with a variance issued in connection with control of nitrogen oxides, (iv) claims in connection with offsite transportation and disposal of wastes prior to closing asserted within three years of closing or asserted with respect to abandoned disposal sites, (v) the capital costs incurred within five years of closing for specified corrective action of groundwater and soil contamination, (vi) all covered contamination at the Service Station Assets caused by ExxonMobil or its lessees that is reflected in baseline reports prepared prior to closing, and (vii) the repair or replacement of any underground storage tanks at the Service Station Assets found to be leaking prior to closing. ExxonMobil has agreed to indemnify Valero for all losses related to these retained liabilities, provided that ExxonMobil will indemnify Valero for losses related to covered contamination at the Service Station Assets for a period of five years from the date of closing. In addition, ExxonMobil will indemnify Valero for breaches of its representations and warranties to the extent that the aggregate amount of Valero's losses resulting from such breaches exceeds $1 million and ExxonMobil receives notice of such losses within one year after the closing date.

The Benicia refinery is located on the Carquinez Straits of the San Francisco Bay. It is considered a highly complex refinery and has a total throughput capacity of approximately 160,000 barrels per day or "BPD." The Benicia refinery produces a high percentage of light products, with limited production of other products. It can produce approximately 110,000 BPD of gasoline, 14,000 BPD of jet fuel, 11,000 BPD of diesel and 8,000 BPD of natural gas liquids. Approximately 95% of the gasoline produced by the Benicia refinery meets the California Air Resources Board ("CARB") II specifications for gasoline sold in California. The refinery has significant liquid storage capacity, including storage for crude oil and other feedstocks. Also included with the refinery assets are a deepwater dock located offsite on the Carquinez Straits that is capable of berthing large crude carriers, petroleum coke storage silos located on an adjacent dock, a 20-inch crude

pipeline connecting the refinery to a southern California crude delivery system, and an adjacent truck terminal for regional truck rack sales. Under the consent decrees, ExxonMobil was required to offer the buyer of the divested assets a crude oil supply contract. As a consequence, in connection with the closing of the acquisition of the Benicia refinery and the Distribution Assets, Valero entered into a ten-year term contract providing for ExxonMobil to supply and for Valero to purchase 100,000 BPD of Alaska North Slope ("ANS") crude oil at market-related prices, to be reduced to 65,000 BPD on January 1, 2001. Prior to January 1, 2001, Valero will have an option to reduce the volume of ANS crude to 65,000 BPD with 90 days' prior notice. After January 1, 2001, Valero will have an option to reduce the required volumes by an additional 20,000 BPD once per year.

The Service Station Assets include 10 company-operated service stations and 70 lessee-dealer service stations in the San Francisco Bay area. Under the consent decrees related to the merger between Exxon Corporation and Mobil Corporation, the Federal Trade Commission and the State of California ordered that ExxonMobil withdraw the "Exxon" brand name from the San Francisco area. As a result, ExxonMobil has notified the dealers in this market area that their franchise right to market "Exxon" branded products is being terminated effective June 15, 2000. Valero plans to introduce its own brand of retail petroleum products in the San Francisco Bay area and has offered to the dealers at these locations a franchise right to market products under the new Valero brand. Due to the timing requirements of ExxonMobil's franchise termination notice to various dealers as described above, ExxonMobil cannot close the acquisition of the Service Station Assets until (i) all of the dealers agree to terminate their franchise agreements or (ii) June 15, 2000, whichever comes first. Subsequent to the anticipated June 15, 2000 closing date, Valero plans to offer those dealers who accept Valero's franchise offering an option to purchase the stations that they are currently leasing. As part of the purchase option, the dealers must enter into a fuels purchase agreement with Valero for a term of 15 years. The dealers will have 90 days to exercise or reject their purchase option.

The Distribution Assets include up to 260 independently-owned and operated distributor facilities which are located outside of the San Francisco Bay area. The distributor locations will retain the right to use the Exxon brand, continue to accept the Exxon proprietary credit card and receive Exxon brand support, while Valero will receive the exclusive rights to offer the Exxon brand throughout the state of California (except for the San Francisco Bay area) for a ten-year period. In connection with the Benicia acquisition, ExxonMobil assigned to Valero all of the existing Exxon California distributor contracts under which the distributors will purchase Exxon branded products from Valero after the acquisition.

THE FINANCING

Valero established with a group of banks a $600 million bridge loan facility (the "Bridge Facility"), arranged by J.P. Morgan Securities Inc., to provide interim financing in connection with the Benicia acquisition. The Bridge Facility has a term of one year, and Valero has an option to extend for an additional two years. The Bridge Facility has covenants similar to those contained in Valero's $835 million bank credit and letter of credit facility (the "Credit Facility"). Any amounts borrowed under the Bridge Facility bear interest at LIBOR plus an applicable margin. The Credit Facility bears interest at either LIBOR plus a margin, a base rate or a money market rate. The interest rate and fees under the Credit Facility are subject to adjustment based upon the credit ratings assigned to Valero's long-term debt. The Credit Facility includes certain restrictive covenants including a fixed-charge coverage ratio, a debt-to-capitalization ratio, and a minimum net worth test. Valero has amended its existing bank credit facilities to provide for, among other things, the

higher debt-to-capitalization limits necessary to complete the Benicia acquisition.

The acquisition of the Benicia refinery and the Distribution Assets was funded through interim financing consisting of (i) borrowings of $600 million under the Bridge Facility, (ii) borrowings of $298.5

million under Valero's existing bank credit facilities and (iii) an approximate $30 million interim structured lease arranged by The Fuji Bank, Ltd. to accommodate the acquisition of the Benicia refinery's docking facility. It is expected that this interim financing will be repaid and the acquisition of the Service Station Assets will be funded through a mix of debt, equity and structured lease financing.

Although Valero anticipates that the acquisition of the Service Station Assets will be completed as described above, there can be no assurance that the transaction will close on the above-noted date, that it will be funded as described, or that all of the conditions required to close the transaction will be met. The acquisition of the Benicia refinery and Distribution Assets will be accounted for under the purchase method. The results of operations of the acquired refining and retail assets will be included in the consolidated financial statements of Valero beginning on the respective effective dates of the transaction.

ITEM 7. FINANCIAL STATEMENTS AND EXHIBITS.

(a) Financial Statements of business acquired.
(b) Pro forma financial information.

The financial statements and pro forma financial information required by Items 7(a) and (b) are not included in this report and will be filed by amendment not later than 60 days after this report.

(c) Exhibits.

2.1 First Amendment to the Sale And Purchase Agreement for Exxon California Refining and Marketing Assets between Exxon Mobil Corporation and Valero Refining Company-California, dated May 14, 2000, between Exxon Mobil Corporation and Valero Refining Company-California.

SIGNATURE

Pursuant to the requirements of the Securities Exchange Act of 1934, the registrant has duly caused this Current Report on Form 8-K to be signed on its behalf by the undersigned hereunto duly authorized.

VALERO ENERGY CORPORATION

By: /s/ John D. Gibbons

John D. Gibbons
Vice President and
Chief Financial Officer

Dated: May 30, 2000

EXHIBIT INDEX

Valero Energy Corporation

Current Report on Form 8-K

EXHIBITS

<TABLE>
<CAPTION>

EXHIBIT NO.	DESCRIPTION
<S>	<C>
2.1	First Amendment to the Sale And Purchase Agreement for Exxon California Refining and Marketing Assets between Exxon Mobil Corporation and Valero Refining Company-California, dated May 14, 2000, between Exxon Mobil Corporation and Valero Refining Company-California.

</TABLE>

</TEXT>
</DOCUMENT>

OIL&GAS JOURNAL

UNCONVENTIONAL OIL & GAS MAGAZINE PAST ISSUES

Login or Register using

SUBSCRIBE: MAGAZINE | NEWSLETTERS

SEARCH

Home General Interest Exploration & Development Drilling & Production Refining & Processing Pipelines & Transportation OGJ Resources

Home » Processing News » Ultramar Diamond Shamrock to buy Tosco's Avon refinery

Ultramar Diamond Shamrock to buy Tosco's Avon refinery

07/06/2000
By MONA EL

Anne Rhodes
OGJ Online

Ultramar Diamond Shamrock Corp. (UDS), San Antonio, has agreed to buy the Avon refinery of Tosco Corp., Stamford, Conn. UDS will pay $650 million in cash plus a "participation" payment of as much as $150 million, to be paid over the next 8 years, for the 168,000 b/d San Francisco Bay area plant.

Participation payments are contingent on refining margins remaining above certain defined levels.

Additional feedstock and product inventories totaling about 800,000 bbl will be purchased at the closing, says UDS. The firm will finance the purchase with available cash, existing credit facilities, and new debt.

The transaction has been approved by both companies' boards. Definitive documents and due diligence will be completed later this month, says Tosco.

The deal is subject to regulatory approval and other customary closing conditions.

Driving forces
Tosco has been operating the Avon refinery, at Martinez, Calif., at reduced throughput rates in recent months. With two units idle, crude input has been averaging 100,000-125,000 b/d, says Tosco Chairman and CEO Thomas O'Malley, although UDS pegs current throughput at 105,000 b/d.

The decision to shut down the two units was a purely economic one, said O'Malley. "We felt that running at rates lower than perhaps Ultramar Diamond Shamrock is considering was the appropriate way to go."

Operating rates at the plant depend on a number of factors, O'Malley says, including crude gravity. When heavier feeds are used, throughput declines.

The refinery was shut down for about a month last year as a result of a fire in the crude distillation unit (OGJ, Mar. 8, 1999, p. 41). Three workers were killed in that accident. In 1997, an explosion and fire in the Avon hydrocracker killed one worker and injured about 25 others (OGJ, Jan. 27, 1997, p. 38).

Lower returns from the refinery compared with Tosco's other plants and clean fuel regulations drove the decision to sell the plant, says Tosco.

Upgrading the Avon refinery to meet California Air Resources Board Phase III reformulated gasoline specifications would require $250-350 million in capital investments, said O'Malley. That is because only about half of the plant's 75,000 b/d of gasoline output is CARB Phase II gasoline; the rest is conventional gasoline.

Tosco's Santa Maria/Rodeo refinery, also in the San Francisco area, and its Los Angeles refinery both produce 100% CARB Phase II RFG.

During 1991-99, Tosco spent a total of $700 million upgrading the Avon refinery. Adding the cost of upgrading the plant to meet Phase III specs would have pushed spending at the refinery well beyond its book value, which is "somewhat below the $650 million selling price," said O'Malley.

Phase III CARB RFG incorporates California Gov. Gray Davis's MTBE ban without increasing emissions over those of CARB Phase II gasoline. It is due to take effect Dec. 31, 2002.

Significant specification changes associated with Phase III RFG are: a reduction in the sulfur limit to 20 ppm from 40 ppm (flat limit) and to 15 ppm from 30 ppm (average limit); and an increase in the 50% and 90% distillation points by, respectively, 3° F. and 5° F. for both the flat and average limits.

O'Malley said the transaction will enable Tosco to focus on its more profitable assets: "Tosco has numerous opportunities to invest the proceeds of this sale in new facilities and our existing plants, with rates of return above what we expect Avon can deliver for our shareholders.

"This sale does not alter our long-standing strategy of growth through acquisition," he said. "Indeed, it leaves the company with enhanced financial strength and flexibility...We will initially reduce our long-term debt by some $200 million, and our previous plan to issue additional equity during the third quarter is now being reviewed to determine if it is necessary."

Strategic fit for UDS

O'Malley thinks the Avon refinery is a better fit for UDS's refinery network. "We have had our share of problems and difficulties with this refinery," he said. "I think the new owner is going to do a little bit better there."

"We are excited about the opportunities and value we believe the Avon refinery offers," said UDS Chairman and CEO Jean Gaulin. "It creates for our shareholders earnings, return, and cash flow accretion, even at low margins; secures supply for our Beacon-branded retail network; and increases our ability to compete in the West Coast market.

"The Avon employees and community get an experienced California operator with a proven track record of safe and reliable operations. California's consumers gain greater access to a low-price supplier, and [the refinery] provides UDS the opportunity to better serve the independent marketers."

UDS owns a 78,000 b/d refinery in Wilmington, Calif., near Los Angeles.

UDS says it plans to increase run rates and output of clean products at the Avon refinery, including CARB gasoline and diesel. These products will supply UDS's Beacon network, and additional supplies will be made available to independent retail operators.

Throughput will be increased to about 168,000 b/d, says UDS. At the higher throughput and with additional synergies, the firm expects the refinery to generate about $200 million/year of earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization.

By the end of the first full year of operations, UDS expects the acquisition to increase operating cash flow by about $125 million. UDS will use the cash flow to repay debt, which will bring it back to its pre-acquisition leverage position, or better, by the end of the second year of operating the refinery.

RELATED ARTICLES

US, Canadian oil, gas firms' fourth-quarter 2013 earnings slip

03/31/2014 A sample of 53 US-based oil and gas producers and refiners posted a collective decrease of 2% in fourth quarter earnings and an 11% decrease in ful...

Ineos lets contract for Grangemouth ethane terminal

03/28/2014 Ineos Europe AG, Switzerland, said it has reached the latest milestones in its $500 million survival plan to import US shale gas to its 210,000-b/d...

Maintenance underway at Jamnagar refinery

03/27/2014 Reliance Industries Ltd. (RIL) has shut down one of three paraxylene units for planned maintenance at its 660,000-b/d Jamnagar refinery at Gujarat,...

Petronas progresses on RAPID project

03/27/2014 BMT Asia-Pacific Pte. Ltd. (BMT), a subsidiary of BMT Group Ltd., has completed a concept design for the material offloading facility (MOLF) at sta...

CAREERS AT TOTAL



More than 600 job openings are now online, watch videos and learn more!

Click Here to Watch

OTHER OIL & GAS INDUSTRY JOBS

Contributor More information about this job: Position Overview/Summary: We are seeking a Project Manager, Service Contracts:Responsible for ensuring successful technical and commercial project execution.The single point of contact to the client in the ...

Controls Project Manager
Dresser-Rand
Country: United States
Engineering - Project Position Level Individual Contributor More information about this job: Position Overview/Summary: The Controls Project Manager will manage control system projects for machinery control systems, high-speed data acquisition and condition monitoring. The Manager

Search More Job Listings >>

Stay Connected

ANEXO 08 - Página 3 de 3

1455 West Loop South
Houston, Texas 77027
(713) 621-9720

Copyright © 2013: PennWell Corporation
All Rights Reserved.

Home
General Interest
Exploration & Development
Drilling & Production
Processing
Transportation
Unconventional

Events
Market Connection
White Papers
Webcasts
RSS
PennEnergy Jobs
Equipment
Research

Magazine Subscription
Newsletter Subscription
Book Store
Privacy Policy
Terms & Conditions
Contact Us
Advertise
Mobile

About Us
PennWell
View All Pennwell Websites
View All Pennwell Events
Site Map
Webmaster

Phillips Petroleum Company to Acquire Tosco Corp.

Combined Company Strong Competitor in All Business Lines

-- Balances Phillips' Asset Portfolio --

-- Enhances Financial Flexibility --

-- Positioned for Further Growth in E&P --

-- Phillips' Board Authorizes $1 Billion Share Buyback --

Share () g+1

OLD GREENWICH, Conn., Feb. 4 /PRNewswire/ -- Phillips Petroleum Company (NYSE: P) announced today that it has agreed to purchase Tosco Corporation (NYSE: TOS) in a $7 billion stock transaction. This transaction transforms Phillips into a stronger major integrated oil company. The new Phillips has the balanced assets, scale, and financial flexibility necessary for continued profitable growth. Phillips will be a premier competitor in the domestic refining, marketing and transportation (RM&T) business, and will benefit from the competitive advantages of integration through its role as a major participant in the global exploration and production (E&P) business, and its gas gathering and chemicals joint ventures.

Under the terms of the agreement, Phillips will issue 0.8 Phillips shares for each Tosco share and will also assume approximately $2 billion of Tosco's debt. The transaction is expected to close by the end of the third quarter of 2001. Phillips' board of directors also has authorized a $1 billion share buyback program.

"This strategic acquisition completes our foundation for accelerated and sustainable profitable growth. With our balanced portfolio of assets, scale, and financial flexibility, we can deliver the growth and value that our

shareholders expect. We now have positioned our business to fully compete in the domestic RM&T marketplace, which, when combined with our strong E&P operations, puts us among the leaders in the integrated oil industry," said Jim Mulva, Phillips' chairman and chief executive officer. "We are acquiring the assets and expertise of the country's largest independent refiner and marketer, and combining the complementary skills of the two companies, including Tosco's refining capabilities and convenience store expertise along with Phillips' branded wholesale skills and expertise in refining and fuel technologies."

"I am delighted that Tosco is joining the Phillips family," said Tom O'Malley, chairman and chief executive officer of Tosco. "Tosco will now be part of an even stronger platform for growth that will benefit all Tosco shareholders. As Tosco's largest individual shareholder, I fully intend to convert and hold my shares on a long-term basis, and am so confident about the potential of the new Phillips that I expect to increase my holdings."

Phillips expects the transaction to be accretive to earnings per share, taking into account anticipated annual pre-tax synergies of $250 million and the stock buyback. It will also improve net cash flow. The transaction will be accounted for under purchase accounting. Based on current consensus investment community estimates, year-end 2001 debt-to-capital ratio would be in the range of 37 percent. This acquisition will not impact the current 2001 capital spending plans of either Phillips or Tosco.

O'Malley, 59, will become a member of Phillips' board of directors and serve as vice chairman of Phillips' board and chief executive officer of the company's RM&T operations. He will lead the transition effort.

The combined company's RM&T headquarters will be located in Tempe, Ariz., with certain functions, including research and development, being located in Bartlesville.

Phillips will acquire all of Tosco's operations, including eight U.S. refineries with a total capacity of 1.35 million barrels per day and 6,400 retail outlets in 32 states. Phillips' current RM&T operations include three U.S. refineries with a total capacity of 360 thousand barrels per day, more than 6,000 retail and aviation outlets in 28 states, and 6,000 miles of pipeline. The combined company will be the second largest refiner in the United States and third largest marketer, retailing nationwide under the Phillips 66, the '76, and Circle K brands.

"This is a tremendous transaction. Tosco has an excellent track record as both an operator of assets and a builder of value," said Mulva. "The combination will enhance our supply chain flexibility, balance our RM&T market portfolio, and enable us to benefit from both scale and synergies. We welcome the Tosco employees to the Phillips family and look forward to the opportunity to build on our common vision for the future of our combined upstream and downstream operations."

The transaction has been approved by both boards, and is subject to customary regulatory reviews and the approval of both companies' shareholders. Morgan Stanley Dean Witter and Co. is acting as financial advisor to Phillips in this transaction, while Merrill Lynch, and Co. is advising Tosco.

Phillips is an integrated petroleum company with interests around the world. Headquartered in Bartlesville, Okla., the company has 12,400 employees and $20.6 billion of assets, and had $21.2 billion of revenues in 2000.

Tosco Corporation, which currently has $28 billion in annualized revenues, is the largest independent refiner and marketer of petroleum products in the United States, and is the nation's largest operator of company-controlled convenience stores.

Additional information about the transaction can be found at www.phillips66.com/newsroom/images&charts/toscosummary.htm .

An analyst meeting is scheduled for 9:30 a.m. EST Monday, Feb. 5, at the Waldorf-Astoria Hotel in New York City. To listen, go to www.phillips66.com/investor and click on the "Live Webcast" link, or dial-in on a listen-only basis, to 800-288-8974 or 612-332-0107, access code: 569943. A replay of this broadcast will be available from 11 a.m. EST Monday, Feb. 5, until 12 a.m. EST Thursday, Feb. 22, at 800-475-6701 or 320-365-3844, access code: 569943.

Cautionary Statement for the Purposes of the "Safe Harbor" Provisions Of the Private Securities Litigation Reform Act of 1995

This press release contains forward-looking statements about Phillips' refining, marketing and transportation business, and the acquisition of Tosco Corp., the impact on Phillips' operations, earnings and cash flow. Where in any forward-looking statement, Phillips has expressed an estimate, potential expectation or belief as the future results, such expectation or belief is expressed in good faith and believed to have a reasonable basis. However there can be no assurance that the statement of expectation or belief will result or be achieved. The actual results may be affected by a variety of risks, which could cause the stated expectation or belief to differ materially. Some of the important risk factors, but not necessarily all such factors that may cause expectations or results to differ, are: consummation of the acquisition of Tosco Corp.; federal government and shareholder approvals; the price of oil; interest rates on financing; environmental laws and the cost of compliance with such laws; legislative, tax and regulatory development; and the integration of Tosco personnel, business systems and operations with those of the company. Additional information concerning factors that could cause actual results to differ materially are contained in Phillips' reports with the Securities and Exchange Commission (SEC). Copies of the company's SEC filings are available by calling Phillips at 918-661-3700. These reports also are available through Phillips' site at http://www.phillips66.com .

Tosco Contacts: Jefferson F. Allen
Colm T. McDermott
(203) 698-7500

Phillips Contacts: Kristi DesJarlais (media)
918-661-6117
Howard Thill (investors)
918-661-4757

ANEXO 09 -
Página 4 de 4

SOURCE Tosco Corporation

In This Section
News & Features
Events & Presentations

Valero Executes Lease Agreements for El Paso's Corpus Christi Refinery and Refined Product Logistics

6/4/2001
San Antonio, TX
Valero Energy Corporation (NYSE: VLO) announced today that it has executed lease agreements with purchase options for a 115,000 barrel-per-day (BPD) refinery in Corpus Christi and refined product pipelines and terminals in Texas owned and operated by subsidiaries of El Paso Corporation (NYSE: EPG).

The news comes on the heels of Valero's announcement that it has reached an agreement to acquire San Antonio-based Ultramar Diamond Shamrock Corp. (NYSE: UDS) – more than doubling the company's size by bringing together 23,000 employees, 13 refineries and 5,000 retail outlets in the United States and Canada.

Valero has entered into 20-year capital leases with purchase options after two years for El Paso's refinery and product logistics system, which were acquired by El Paso with its acquisition of The Coastal Corporation in January 2001. Valero has agreed to pay annual lease payments of $18.5 million for the first two years and will have the option to purchase the assets for $294 million at the end of the second year. In addition, Valero paid $105 million for inventories and working capital.

"These assets are a perfect fit for Valero because of the tremendous synergies between our operations," said Bill Greehey, Valero's Chairman of the Board and Chief Executive Officer. "This transaction is a great investment for Valero's shareholders because it is expected to be significantly accretive to earnings and cash flow immediately.

"The refinery has significant upgrade potential. So we will be investing in strategic projects to fully integrate this refinery into our existing operations; enable it to process heavier feedstocks; increase its throughput capacity; and upgrade its product yields," he said.

"There are tremendous benefits associated with the logistics system," said Greehey. "These assets are going to be very profitable for Valero because we're reducing our costs while increasing our income opportunities. The pipeline system provides low-cost access to major U.S. markets, reduces our product transportation costs and lessens our dependency on marine transportation. The terminals also enhance our marketing flexibility and profitability because we can increase higher-margin rack sales."

Refining Assets
El Paso's Corpus Christi refinery, which is located less than a mile from Valero's refinery, is capable of processing approximately 110,000 BPD of heavy, high-sulfur crude oil. This high-complexity refinery, which has coking and petrochemical production, has a Nelson Complexity Index of 12.0, which is 20 percent higher than the U.S. average of 10. Approximately 70 percent of the refinery's production is light products, including conventional gasoline, diesel, jet fuel, petrochemicals, propane, butane and light naphthas. In addition, the refinery produces multiple grades of asphalt and petroleum coke.

"Since this refinery is adjacent to our existing facility, we will benefit from significant synergies in feedstock and intermediate product supplies, and we'll realize operating cost savings because there will be greater economies of scale with this larger, integrated system," said Greehey.

Valero plans to invest approximately $52 million in capital improvements over the next three years to integrate the refineries and increase the combined throughput capacity to 380,000 BPD, transforming the facility into the fifth largest U.S. refinery. This investment is expected to yield an annual benefit of $56 million over the course of the capital improvements program. In addition, Valero will apply its best practices program to improve the performance and efficiency of the facility without any capital investment. This should generate an additional $20 million in savings a year within the next three years.

Some of the synergies and operational enhancements include significantly expanding the refinery's sour crude processing capacity; achieving yield

Corporate Communication
Executive Director of Media Relations
Send Email
210-345-2928

enhancements through the exchange of blendstocks and intermediate feedstocks; and capturing cost reductions through the full integration of the two refineries. In addition, Valero will maximize utilization of idle or underutilized processing units – substantially improving light product yields, avoiding third-party processing costs and decreasing required capital investment for Tier II gasoline specifications and ultra low-sulfur diesel.

A few key capital projects include converting El Paso's underutilized visbreaker unit to process 75,000 BPD of sour crude for resid upgrading in Valero's existing refining system; and fully utilizing the aromatic extraction units to recover additional Valero aromatics. Valero also will be expanding the Continuous Catalytic Regenerator Reformer by 15,000 BPD thereby increasing its octane production capability, resulting in the higher production of premium, lower-sulfur boutique fuels. Upon full integration, there will be opportunities to capture additional savings from gasoline and diesel blending synergies and reduced logistics costs.

Product Logistics Assets
Valero is also acquiring three intrastate common carrier pipelines and related terminal facilities that enable refined products to be shipped from Corpus Christi to markets in Houston, Victoria, San Antonio and the Rio Grande Valley.

"Acquiring mid-stream assets has been in our strategic plan for some time," said Greehey. "These assets are a great investment because not only do we reduce our costs by avoiding tariffs on products shipped out of our refineries, we now receive tariffs from third-party shippers sending their products through these pipelines."

"We also see several opportunities to enhance the profitability of these assets. There's an opportunity to increase throughput capacity on the Houston line; maximize utilization rates on the other systems; earn third-party tariff revenue on excess capacity; and further develop market opportunities in South Texas," he said.

The Houston Pipeline System is a 204-mile refined products pipeline extending from Corpus Christi to Houston with an operating capacity of approximately 100,000 BPD. This pipeline connects with the major common carrier pipelines that supply most major U.S. markets. It is connected to three related terminal facilities, including the Almeda Terminal located in south Houston, which includes 90,000 barrels (bbls) of refined products storage and an associated truck loading rack; the Hobby Terminal, which supplies jet fuel at Houston's Hobby Airport and includes 102,000 bbls of jet fuel storage and an associated truck loading rack; and the Placedo Terminal, which is located in Victoria, Texas and includes 92,000 bbls of refined products storage and associated truck loading rack.

In addition, there is an asphalt terminal located along the Houston ship channel, which includes 60,000 bbls of asphalt storage. This terminal receives its asphalt supply from barges and distributes the product through an associated truck rack facility, which serves customers in Southeast Texas.

The San Antonio Pipeline System is a 139-mile refined products pipeline stretching from Corpus Christi to San Antonio with an operating capacity of approximately 20,000 BPD. There is one terminal located in south San Antonio, which has 135,000 bbls of refined products storage and an associated truck loading rack.

Supplying the Rio Grande Valley is the Valley Pipeline System, a 130-mile refined products pipeline with an operating capacity of 32,000 BPD. It includes a refined products terminal in Edinburg, Texas, consisting of 174,000 bbls of refined products storage and an associated truck loading rack.

Valero Energy Corporation
Valero is a Fortune 500 company based in San Antonio, with more than 3,500 employees and 2000 revenues of more than $14 billion. The company currently owns and operates six refineries in Texas, Louisiana, New Jersey and California with a combined throughput capacity of more than 1 million BPD, making it the nation's largest independent refining company.

Valero is recognized throughout the industry as a leader in the production of premium, environmentally clean products such as reformulated gasoline, CARB Phase II gasoline, low-sulfur diesel and oxygenates. The company markets its products in 34 states through an extensive bulk and rack marketing network, in California through approximately 350 retail locations, and in selected export markets in Latin America.

El Paso Corporation
El Paso Corporation, the largest and most broadly based natural gas

company in the world, spans the energy value chain from wellhead to electron. With an enterprise value in excess of $50 billion, El Paso is a leader in every phase of the natural gas industry. The company owns and operates a significant portion of the North American natural gas delivery grid, operates the fastest growing, most sophisticated energy merchant group, and is the nation\'s third largest natural gas producer. El Paso, a leader in risk management techniques, is focused on maximizing shareholder value, transforming existing markets, and speeding the development of new markets.

Copyright @ 2014 Valero Marketing and Supply Company. All Rights Reserved. Website Feedback: Send Email
EEO | Reasonable Accommodation | Legal Notice | Privacy Statement

Advertisement



Advertisement



Shell Oil to Buy Texaco Assets

Energy: The firm will acquire stakes in two oil-refining joint ventures, making it the U.S.' largest gas retailer.

October 10, 2001 | From Times Wire Services

Email Share

Royal Dutch/Shell Group agreed Tuesday to buy Texaco Inc. out of their two oil-refining joint ventures for $2.1 billion in a transaction that would make Shell the largest U.S. gasoline retailer.

The deal, completed after nearly a year of negotiations, also served to eliminate the last hurdle to Texaco's acquisition by Chevron Corp. Shareholders of both companies voted later in the day to approve the $38.6-billion merger to create ChevronTexaco Corp., which will become the world's fourth-largest publicly traded oil company.

The Federal Trade Commission required the sale of Texaco's stakes in the joint ventures as a condition of its recent approval of the Chevron-Texaco merger pact, which was announced a year ago.

Under the deal disclosed Tuesday, Shell Oil Co. and partner Saudi Refining Inc. are buying the Texaco stakes and will assume responsibility for about $1.7 billion in debt and other liabilities.

FROM THE ARCHIVES

Firms Settle Accusation of Inaction on Gas Leaks
October 4, 2006

Once the transaction is complete, Shell will sell almost one of every six gallons of gasoline nationwide and control 22,000 gas stations, the company said.

Paul Skinner, head of Shell's fuel business, said the company would surpass Exxon Mobil Corp. and BP of Britain in the key U.S. market, which consumes more than $500 million of gasoline a day. The acquisition would lead to savings of $400 million by 2004, in part by cutting 10% of 12,000 jobs in the current joint ventures, Shell said.

"If they can achieve $400 million of cost savings, that is truly awesome," said Steve Turner, an analyst at Commerzbank Securities in London. "That's what would make it a good deal for them."

Shell will buy Texaco's 44% stake to gain sole ownership of Equilon Enterprises, which operates about 4,500 Shell stations and 4,500 Texaco stations, primarily in the Western United States.

Equilon, formed in 1998, has a nearly 15% share of the California gasoline market, placing it third behind BP's Arco brand, with 29%, and Chevron, with 19%. Equilon also operates four refineries, a lubricants business and a pipeline and terminal network.

The other divestiture will give Shell and Saudi Refining Inc., a subsidiary of Aramco Services Co., equal interest in Motiva Enterprises; at present, Shell holds 30% and Saudi Refining 35%. Motiva, likewise formed in 1998, operates mostly in the East and includes nearly 4,800 Shell stations and about 8,200 Texaco stations, four refineries and a network of terminals.

Shell and Motiva will gain sole use of the Texaco brand for selling fuel and other products at Texaco sites through June 2004 and then on a nonexclusive basis for two additional years, Shell said.

Chevron shares rose $1.94 to close at $90.89 on the New York Stock Exchange, where shares of Texaco gained $1.42 to $69.75.

*

Bloomberg News and Associated Press were used in compiling this report.

MORE STORIES ABOUT

Acquisitions
Oil Refineries
Texaco Inc
Royal Dutch Shell Group Of Companies

From the Sacramento Business Journal :http://www.bizjournals.com/sacramento/stories/2002/05/20/daily2.html

Tesoro completes acquisition of Martinez refinery

May 20, 2002, 10:45am PDT

James Aldridge

Tesoro Petroleum Corp. on Friday completed its purchase of **Valero Energy Corp.**'s Golden Eagle refinery in Martinez and 70 retail locations in Northern California.

Under the amended terms of the purchase agreement between the two San Antonio-based oil companies, reached May 6, Tesoro acquired the 168,000 barrel per day refinery and Ultramar and Beacon-branded gas stations for $1.075 billion, down $50 million from $1.125 billion.

Tara Ford, a spokeswoman for Tesoro, says the gas stations, located in the Bay Area, will be re-branded Tesoro stores. The company is also gaining 975 employees -- 675 at the refinery and 300 retail workers.

Tesoro, with a growing presence throughout Northern California, including Sacramento, funded the assets with proceeds from the sale of equity and senior subordinated debt and an amended senior secured credit facility. Now that the deal is closed, Tesoro says it will have no further borrowings on its $225 million revolving credit facility.

Also as part of the May 6 revised purchase agreement, Tesoro will sign a promissory note to Valero and delay paying a total of $150 million worth of debt for 10 years.

Valero officials say the sale is good news for their shareholders because it helps to strengthen their balance sheet.

"Taking into account that the proceeds will be used for debt reduction, on a pro forma basis our debt-to-capitalization ratio was under 51 percent at the close of the first quarter," says Bill Greehey, Valero's Chairman of the Board and Chief Executive Officer. "So we're well on our way toward achieving a debt-to-capitalization ratio of less than 50 percent by the end of the year.

"What's more, it's good news for the employees and community because the terms of the agreement require Tesoro to provide comparable pay, benefits and employment opportunities to all employees. And they'll continue to operate the refinery in the safest and most environmentally sensitive manner," Greehey adds.

California refinery's employees now have their third San Antonio owner in the last five months. The refinery was previously owned by locally based Ultramar Diamond Shamrock Corp.; it became part of the Valero family of companies on Dec. 31 when Valero and UDS merged.

The Federal Trade Commission and the California Attorney General's Office required Valero to divest itself of the Golden Eagle refinery as a condition of that merger.

OIL&GAS JOURNAL

UNCONVENTIONAL OIL & GAS MAGAZINE PAST ISSUES

Login or Register using

SUBSCRIBE: MAGAZINE | NEWSLETTERS

SEARCH

Home General Interest Exploration & Development Drilling & Production Refining & Processing Pipelines & Transportation OGJ Resources

Home » Processing News » Holly Corp. to acquire ConocoPhillips's Woods Cross refinery

Holly Corp. to acquire ConocoPhillips's Woods Cross refinery

12/20/2002

By OGJ editors
HOUSTON, Dec. 20 -- Dallas-based Holly Corp. said Friday it signed a definitive agreement with ConocoPhillips to acquire the major's 25,000 b/d Woods Cross refinery near Salt Lake City and related assets for $25 million.

In addition to the plant, Holly will acquire certain pipelines and transportation assets that support the refinery as well as 25 retail stations in Utah and Wyoming. In addition, Holly inked a 10-year license—which could possibly be extended sometime in the future—to market fuels under the Phillips brand name in Utah, Wyoming, Idaho, and Montana.

Holly said Woods Cross has operated at close to its capacity for the last 3 years, during which time the plant and its retail assets have averaged $20 million/year in earnings less interest, taxes, and depreciation.

"The refinery is well maintained, well staffed, and is currently meeting (US Environmental Protection Agency)-mandated cleaner burning gasoline requirements through January 2009," said Matthew P. Clifton, Holly president. Clifton added that the company's capital expenditures to bring the Wood Cross plant into compliance with EPA's June 2006 low-sulfur diesel fuel requirements are "relatively modest" and would "offer potential opportunities for improved profitability."

The deal, which has been approved by both companies, awaits approval by the US Federal Trade Commission and is expected to close Apr. 30, 2003.

RELATED ARTICLES

ConocoPhillips reports higher 2013 earnings

02/10/2014 ConocoPhillips reported full-year earnings of $9.2 billion in 2013, an increase from the $8.4 billion totaled in 2012, which included $1.2 billion ...

ConocoPhillips reports higher 2013 earnings, expects higher production in 2014

01/31/2014 ConocoPhillips reported full-year earnings of $9.2 billion in 2013, an increase from the $8.4 billion totaled in 2012, which included $1.2 billion ...

Alaska LNG Project parties sign heads of agreement

01/16/2014 ExxonMobil Corp., BP PLC, ConocoPhillips, TransCanada Corp., Alaska Gasline Development Corp. (AGDC), and Alaska's commissioners of natural resourc...

ConocoPhillips closes $1.75 billion sale of Algeria business

11/27/2013 ConocoPhillips completed the sale of its Algeria business unit ConocoPhillips Algeria Ltd. to Indonesian state-owned Pertamina for $1.75 billion, r...



ANEXO 13 - Página 2 de 3

CAREERS AT TOTAL



More than 600 job openings are now online, watch videos and learn more!

Click Here to Watch

OTHER OIL & GAS INDUSTRY JOBS

Cincinnati Repair center is a small fast paced team. We require our mechanics to work across a diversified range of D-R and Non nameplate equipment. As such ...

Controls Project Manager
Dresser-Rand
Country: United States
(Required and Preferred): Required: Must possess a minimum of a Bachelor's DegreeMinimum 6 years managing control systems projects for the and industryAbility to combine a strong work ethic, excellent communication and...

General Manager, Gimpel
Dresser-Rand
Search More Job Listings >>

Stay Connected

ANEXO 13 - Página 3 de 3

1455 West Loop South
Houston, Texas 77027
(713) 621-9720

Copyright © 2013: PennWell Corporation
All Rights Reserved.

Home
General Interest
Exploration & Development
Drilling & Production
Processing
Transportation
Unconventional

Events
Market Connection
White Papers
Webcasts
RSS
PennEnergy Jobs
Equipment
Research

Magazine Subscription
Newsletter Subscription
Book Store
Privacy Policy
Terms & Conditions
Contact Us
Advertise
Mobile

About Us
PennWell
View All Pennwell Websites
View All Pennwell Events
Site Map
Webmaster

ANEXO 14 - Página 1 de 3

Premcor Announces Agreement to Acquire Williams Memphis Refinery

Share () g+1

OLD GREENWICH, Conn., Nov. 26 /PRNewswire-FirstCall/ -- Premcor Inc. (NYSE: PCO) today announced that it has executed a definitive agreement with The Williams Companies for the purchase of the Williams Memphis refinery and related supply and distribution assets located in and around Memphis, Tennessee. The purchase price for the assets is $315 million, plus the value of petroleum inventories at closing. At current petroleum prices, the inventory value would be approximately $150 million. The agreement also contains an earn-out provision that may result in an additional $75 million for Williams over a seven-year period depending on the level of industry refining margins during that period.

The Memphis refinery has a rated crude oil capacity of 190,000 barrels per day (bpd) but typically processes 170,000 bpd. It has significant conversion capacity. Associated assets include two truck-loading racks; three petroleum terminals in West Memphis, Arkansas, Collierville, Tennessee, and Memphis; supporting pipeline infrastructure that transports both crude oil and refined products; and crude oil tankage at St. James, Louisiana. Also included in the transaction is a new 80-megawatt peaking unit adjacent to the refinery.

Thomas D. O'Malley, Premcor's Chairman, Chief Executive Officer, and President, said, "The acquisition of the Williams Memphis refinery meets all of Premcor's criteria. We expect it to be accretive to our earnings per share and cash flow from its first day of operation, and at 170,000 barrels per day it has the scale to be a long-term survivor in the competitive marketplace. Williams has invested more than $400 million over the past several years to update and expand the operation. Due to this extensive investment program, the refinery is now capable of meeting clean fuels requirements at a reasonable cost and generating surplus cash flow over the next five years.

"The refinery's location in an area with growing consumption should assure a good market for its products. Premcor will also benefit from synergies with its Lima refinery and mid-continent distribution system. Both Memphis and Lima process light sweet crude oil and can be supplied via the Capline

pipeline system. We will now be able to acquire larger water-borne cargoes for delivery to the VLCC LOOP terminal and shipment on Capline at better economics. Both refineries will benefit from these improved economics. Premcor will also be able to use its mid-continent terminal system to distribute the 40,000 to 50,000 barrels per day produced at Memphis that are not currently marketed in the immediate Memphis area. This will also help us serve customers that previously relied on Premcor's recently closed Hartford refinery."

Commenting on the acquisition financing, O'Malley said, "We plan to finance the Memphis acquisition with roughly 50% debt and 50% equity. Premcor's current principal shareholders, the Blackstone Group and Occidental Petroleum, have indicated that they will participate significantly in the common stock offering. Premcor's management team will also participate."

The transaction has been approved by both companies. Completion of the sale is subject to the satisfaction of certain conditions, including regulatory approvals. The acquisition is expected to close during the first quarter of 2003.

Premcor will hold an analyst meeting at the Waldorf-Astoria Hotel in New York City tomorrow morning, Wednesday, November 27, at 10:00 am EST to review the Memphis acquisition in more detail. The analyst meeting will be webcast live on the Investor Relations section of the Premcor Inc. website at www.premcor.com, and will be archived on the website thereafter.

Premcor Inc. is one of the largest independent petroleum refiners and marketers of unbranded transportation fuels and heating oil in the United States.

This press release contains forward-looking statements within the meaning of the Private Securities Litigation Reform Act of 1995, including the company's current expectations with respect to future market conditions, future operating results, the future performance of its refinery operations, and future acquisitions and related financing transactions. Words such as "expects," "intends," "plans," "projects," "believes," "estimates," "may," "will," "should," "shall," and similar expressions typically identify such forward-looking statements. Even though Premcor believes the expectations reflected in such forward-looking statements are based on reasonable assumptions, it can give no assurance that its expectations will be attained. Factors that could cause actual results to differ materially from expectations include, but are not limited to, operational difficulties, varying market conditions, potential changes in gasoline, crude oil, distillate, and other commodity prices, government regulations, and other factors contained from time to time in the reports filed with the Securities and Exchange Commission by the company and its subsidiaries, Premcor USA Inc. and The Premcor Refining Group Inc., including the company's Form S-1 and the company's and its subsidiaries' quarterly reports on Form 10-Q, reports on Form 8-K, and annual reports on Form 10-K.

Make Your Opinion Count - Click Here
http://tbutton.prnewswire.com/prn/11690X97674984

ANEXO 14 - Página 3 de 3

SOURCE Premcor Inc.

RELATED LINKS
http://www.clarkusa.com (http://www.clarkusa.com)

MBendi Information Services

Offshore Company Set-Up

Offshore Company and Bank Account. Order Online at Best Market Price !

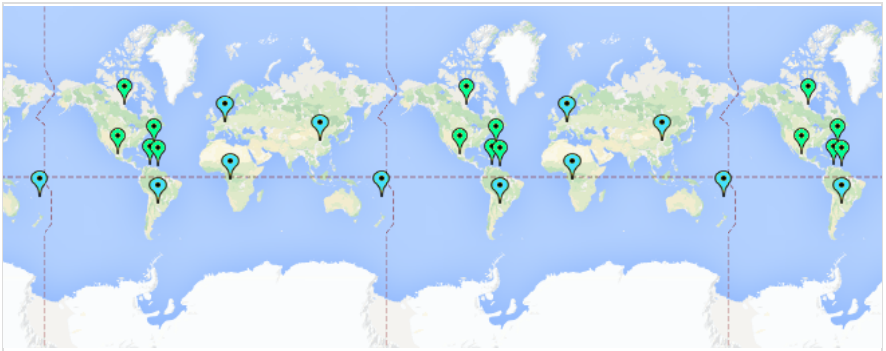
AdChoices

Oil Refining in United States - Overview

Contents

- Description
- Events
- News
- Facilities (1)
- Companies and Organisations (16)
- Products, Services and Suppliers (20)
- Directories for Oil Refining in United States
- Other Sectors of Oil and Gas in United States (11)
- Other Countries in North America with Oil Refining Profiles (5)

[Edit Page (/a_sndmsg/crs_PPageMenu_Text.asp?l=4223) | Edit Profile (/a_sndmsg/crs_LandSectMenu_Pages.asp?l=1611)]



(https://www.addtoany.com/share_save#url=http%3A%2F%2Fwww.mbendi.com%2Findy%2Foilg%2Fogrf%2Fam%2Fus%2Fp0005.htm&title=Oil%20Refining%20in%20United%20States%20-%20Overview&description=A%20profile%20of%20Oil%20Refining%20in%20United%20States%20with%20directories%20of%20companies%2C%20people%2C%20products%2C%20services%20and%20suppliers.)
(/) (/) (/) (/)

Description

:: Update (/a_sndmsg/crs_PPageMenu_Text.asp?l=4223&R=17989)

According to the 2010 BP Statistical Energy Survey, US had a 2009 refinery capacity of 17688 thousand barrels a day, 19.5% of the world total. The USA, China, Russia, Japan and India are the countries of the world with the largest refinery capacity.

The USA had a 2009 refinery throughput of 14313 thousand barrels a day, 19.47% of the world total.

The total refining capacity of the 149 U.S. refineries was 16.8 billion barrels per day in 2004. High investment costs and low profits have discouraged the building of any U.S. refineries since 1976. There were 324 refineries, but many closed between 1981 and 1996, when refining capacity exceeded the demand for gasoline. Absent new refineries, rising demand for gas will outpace American refiners' ability to make it. Imports of finished gasoline account for about 14% of the gas sold in the United States and are expected to represent more than 20% in 2025. Currently, the top three exporters of refined gasoline to the U.S. market are Canada, Britain and the Netherlands.

In 2003 the USA had 149 operating refineries, many facilities in the country have closed down in the past 30 years, however, remaining ones have expanded their capacities. According to the EIA the US had a refinery capacity totaling 16.9 million bbl/d in September 2004 with an operating capacity of 90%.

Two independent refiners, Frontier Oil and Holly, agreed to merge on March 31, 2003. The merger was valued at $462 million, including Frontier's assumption of $26 million of Holly's debt.

EDI provides them all

(http://ads.mbendi.com/as/adclick.asp?URL=http%3A%2F%2Fwww%2Embendi%2Ecom%2Fads%2Fclicksp2.com/as/adclick.asp?URL=http%3A%2F%2Fwww%2Embendi%2Ecom%2F

AdChoices

► Oil Refining
► Oil Refinery Jobs
► Oil and Gas Field Map

MBendi: [Clients (/mbendipr/clients.htm)] [Advertise (/mbendipr/ratecard.thm)]

Exchange Data International
(http://ads.mbendi.com/as/adclick.asp?URL=http%3A%2F%2Fwww%2Embendi%2Ecom%2Forgs%2F1
provides closing prices, corporate actions and dividend data for ALL exchanges worldwide including all African exchanges.

Web-lingo
(http://ads.mbendi.com/as/adclick.asp?URL=http%3A%2F%2Fweb%2Dlingo%2Embendi%2Ecom%2Fi
is an international network of 900 in-country, professional language translators.

Valero announced in March 2003 that it would pay $289 million to buy El Paso's 102,500-bbl/d Corpus Christi refinery. This follows Valero's sale of its 168,000-bbl/d Golden Eagle refinery and related assets in northern California to Tesoro Petroleum for $1.1 billion in May 2002. In December 2003, Sunoco completed its purchase of El Paso's 150,000-bbl/d Eagle Point refinery and related assets in New Jersey for $130 million.

On March 4, 2003, Premcor completed a $310 million purchase of Williams Company's 180,000-bbl/d refinery in Memphis, plus another $145 million for inventories. Premcor announced in January 2004 that it would pay approximately $800 million to acquire Motiva's 175,000-bbl/d Delaware City refinery.

In April 2004 Williams Companies announced that it had completed the sale of its 220,000-bbl/d North Pole refinery to a subsidiary of Koch Industries, making Koch the 9th-largest refiner in the United States. Canada's Suncor announced in April 2003 that it would buy ConocoPhillips' 58,000-bbbl/d Commerce City, Colorado refinery and related assets for $150 million.

Events

The 3rd ICIS African Base Oils & Lubricants Conference - Cape Town, South Africa (/icis/African-Base-Oils/Base-Oils-and-Lubricants.htm)

Tribology 2015 - Pretoria, South Africa (/sait/Tribology-2015/tribology-2015.htm)

INDUTEC - The SA Industry & Technology Fair May 2015 - Midrand, South Africa (/ems/Industry-and-Technology-Fair/indutec-2015.htm)

Offshore West Africa 2015 - Lagos, Nigeria (/pennwell/offshore-west-africa/offshore-west-africa-2015.htm)

Petrotex Africa - Midrand, South Africa (/ems/Industry-and-Technology-Fair/petrotex-africa-15.htm)

Pumps Valves and Pipes Africa - Midrand, South Africa (/ems/Industry-and-Technology-Fair/pumps-valves-pipes-africa-15.htm)

IFRS for Oil & Gas - Singapore (/a_sndmsg/event_view.asp?l=14804)

Gas & LNG Contracts: Structures, Pricing & Negotiation - Dubai, United Arab Emirates (/a_sndmsg/event_view.asp?l=14468)

News

Technip awarded technology and engineering contract for Sasol's ethane cracker in Louisiana (/a_sndmsg/news_view.asp?l=141099&PG=35)

KBR awarded FEED to boost capacity for midwest crude oil refinery (/a_sndmsg/news_view.asp?l=137732&PG=35)

BP completes sale of Texas city refinery and related assets to Marathon Petroleum (/a_sndmsg/news_view.asp?l=130980&PG=35)

Hess to pursue sale of terminal network and exit refining business (/a_sndmsg/news_view.asp?l=130828&PG=35)

Range Resources signed conditional MOU for US$50 million funding (/a_sndmsg/news_view.asp?l=157036&PG=23)

Rose Petroleum acquired additional acreage in Eastern Utah (/a_sndmsg/news_view.asp?l=157035&PG=23)

Anadarko Petroleum reported third quarterly profit up on asset sales, higher output (/a_sndmsg/news_view.asp?l=156858&PG=23)

KKR partnered with Anadarko to develop the East Texas Eaglebine play (/a_sndmsg/news_view.asp?l=156847&PG=23)

LLOG Bluewater announced Gulf of Mexico discovery and provided operational update (/a_sndmsg/news_view.asp?l=156764&PG=23)

Magnolia Petroleum reported excellent initial production at six wells in Oklahoma (/a_sndmsg/news_view.asp?l=156708&PG=23)

BNK Petroleum provided operations update from Oklahoma and Polish shale gas project (/a_sndmsg/news_view.asp?l=156646&PG=23)

Bureau of Ocean Energy Management to prepare Environmental Impact Statement for potential Cook Inlet lease sale (/a_sndmsg/news_view.asp?l=156645&PG=23)

Facilities linked to Oil Refining in United States (1)

Typhoon/Boris

Companies and Organisations linked to Oil Refining in United States (16)

Accession International, Inc. (/company/accession-international-inc-1416780)

Alysta Consulting (/company/alysta-consulting-35487)

Capital Oil and Gas Ltd (/company/capital-oil-and-gas-ltd-1279107)

Coastal Energy Pvt Ltd (/company/coastal-energy-pvt-ltd-1421724)

Group Mobuka (/company/group-mobuka-1420264)

Marathon Oil Corporation (/company/marathon-oil-corporation-26760)

Petro Source International, LLC (/company/petro-source-international-llc-28983)

Valero Energy Corporation (/company/valero-energy-corporation-49648)

Williams and Associates International (/company/williams-and-associates-international-978183)

Chevron - Texaco (/company/chevron-texaco-390) Chevron Corporation (/company/chevron-corporation-277)

Crosstex Energy L.P. (/company/crosstex-energy-l-p-34914) El Paso (/company/el-paso-34552)

International TME Resources Inc (/company/international-tme-resources-inc-34057)

Sunoco Ltd (/company/sunoco-ltd-26826) TC PipeLines, LP (/company/tc-pipelines-lp-34913)

Products, Services and Suppliers for Oil Refining in United States (20)

Angola Resources Consultants (/company/angola-resources-consultants-1418421)

Impact Instruments (/orgs/1414/e934.htm) **Zhangqiu Ruinian Steel Ball Co Ltd** (/orgs/1420/e520.htm)

A1 Oil & Gas Co. (/company/a1-oil-gas-co-1471505)

Aberdeen Drilling Consultants Ltd (/company/aberdeen-drilling-consultants-ltd-33829)

ADG Global Supply Pty Ltd (/company/adg-global-supply-pty-ltd-82857)

Africa Business Connections (/company/africa-business-connections-1422855)

AIM Control Inspection & Survey Group (/company/aim-control-inspection-survey-group-93399)

Al Ghurair Investment GH Limited (/company/al-ghurair-investment-gh-limited-1469819)

Asian Traders and Consultants (/company/asian-traders-and-consultants-1470643)

Baoji Baohao Petroleum Machinery Equipment Co., Ltd. (/company/baoji-baohao-petroleum-machinery-equipment-co-ltd-1471544)

Becarve Tech (/company/becarve-tech-1471513)

BJM Mining Resources (/company/bjm-mining-resources-1278787)

BVI Omoxi Group Limited (/company/bvi-omoxi-group-limited-1470834)

CCG Cable Terminations Pty Ltd (/company/ccg-cable-terminations-pty-ltd-5568)

Changsha ENYU Engineering Equipments Co., Ltd. (/company/changsha-enyu-engineering-equipments-co-ltd-34990)

China Hongyang Group (/company/china-hongyang-group-1415141)

China Pangolin Intelligent Machinery Limited (/company/china-pangolin-intelligent-machinery-limited-1473234)

Chongqing Gold Industry Co Ltd (/company/chongqing-gold-industry-co-ltd-1420366)

Chongqing Gold Mechanical & Electrical Equipment Co Ltd (/company/chongqing-gold-mechanical-electrical-equipment-co-ltd-1419101)

Directories for Oil Refining in United States

Companies (/a_sndmsg/org_srch.asp?gloc=L62&INDY=SOGRF&ORGT=C,P)

Employment (/a_sndmsg/employ_srch.asp?gloc=L62)

Events (/a_sndmsg/event_srch.asp?gloc=L62&INDY=SOGRF)

Exchanges (/a_sndmsg/stkx_srch.asp?gloc=L62)

Facilities (/a_sndmsg/facility_srch.asp?gloc=L62&INDY=SOGRF)

Listed Companies (/a_sndmsg/stk_srch.asp?LOCN=LUS)

News (/a_sndmsg/news_srch.asp?LOCN=LUS&INDY=SOGRF)

Opportunities (/a_sndmsg/news_srch.asp?LOCN=LUS&INDY=SOGRF&PG=61&DLIM=All)

Organisations (/a_sndmsg/org_srch.asp?gloc=L62&INDY=SOGRF&ORGT=G,O,U)

People (/a_sndmsg/pers_srch.asp?LOCN=LUS&INDY=SOGRF)

Products & Services (/a_sndmsg/orgComm_srch.asp?gloc=L62)

Projects (/a_sndmsg/proj_srch.asp?LOCN=LUS&INDY=SOGRF)

Property (/a_sndmsg/property_srch.asp?gloc=L62)

Publications (/a_sndmsg/publ_srch.asp?LOCN=LUS&INDY=SOGRF)

Tenders (/a_sndmsg/tender_srch.asp?LOCN=LUS&INDY=SOGRF)

Trade Leads (/a_sndmsg/trade_srch.asp?gloc=L62&INDY=SOGRF)

Other Sectors of Oil and Gas in United States (11)

Biofuels Manufacturing (/indy/oilg/biof/am/us/index.htm)

Extraction of Crude Petroleum (/indy/oilg/ogus/am/us/p0005.htm)

Extraction of Natural Gas (/indy/oilg/z026/am/us/index.htm)

Natural Gas Liquid Extraction (/indy/oilg/gas_/am/us/p0005.htm)

Oil & Gas Exploration (/indy/oilg/oxpl/am/us/index.htm) Oil and Gas (General) (/indy/oilg/oilg/am/us/index.htm)

Petroleum and Petroleum Products Wholesalers (/indy/oilg/ogds/am/us/p0005.htm)

Petroleum Lubricating Oil and Grease Manufacturing (/indy/oilg/lubs/am/us/index.htm)

Service Stations (/indy/oilg/sstn/am/us/index.htm)

Support Activities for Oil and Gas Operations (/indy/oilg/cons/am/us/index.htm)

Wholesale of solid, liquid and gaseous fuels and related products (/indy/oilg/z136/am/us/index.htm)

Other Countries in North America with Oil Refining Profiles (5)

Bermuda (/indy/oilg/ogrf/am/ba/index.htm) Canada (/indy/oilg/ogrf/am/cn/p0005.htm)

Curaçao (/indy/oilg/ogrf/am/at/index.htm) Mexico (/indy/oilg/ogrf/am/mx/p0005.htm)

Trinidad and Tobago (/indy/oilg/ogrf/am/tt/p0005.htm)

Price Beneficiation Of Iron Ore

Complete Beneficiation Of Iron Ore China. Reasonable Price.Order Online Now.

Users of the MBendi website are assumed to have read and agreed to our terms and conditions (/notices/terms.htm)

© 1995-2014 (/notices/copyright.htm), MBendi and its associated information providers



Suncor Denver Refinery Overview

COQA June 10, 2010

Randy Segato

SUNCOR ENERGY

Denver Refinery

→Suncor History

→ Integration Projects

… Project Odyssey

→ Crude Qualities

… Suncor Synthetics
… Canadian Heavy
… Colorado Sweet
… other northern Padd2 and Padd4 crudes

Denver Refinery

2003

- Suncor acquires Conoco Philips Commerce City Refinery
- Nominal 60,000 bpd
- Formation of Suncor Energy USA (SEUSA)

Rick George, Suncor CEO

"Colorado is a growing, dynamic marketplace, and we're excited about expanding our business to this area. This acquisition provides us with the flexibility to move our products to the Denver refinery or other customers -- and gives us increased control of our product from production straight through to the consumer"

SUNCOR ENERGY

Denver Refinery

2004

- 300 M$ Planned Investment
- ULSD and integration to Oil Sands

“This Investment confirms Suncor's commitment to building our Denver operations as a key component of the company's long-term strategy.”

On completion of the project, Suncor said it expects to integrate 10,000 to 15,000 barrels per day of oil sands sour crude into the refinery, and also will increase the refinery's capacity to process bitumen used in asphalt production.

SUNCOR ENERGY

Denver Refinery

2005

- Suncor acquires Valero Refinery “across the street”
- Nominal 30,000 bpd

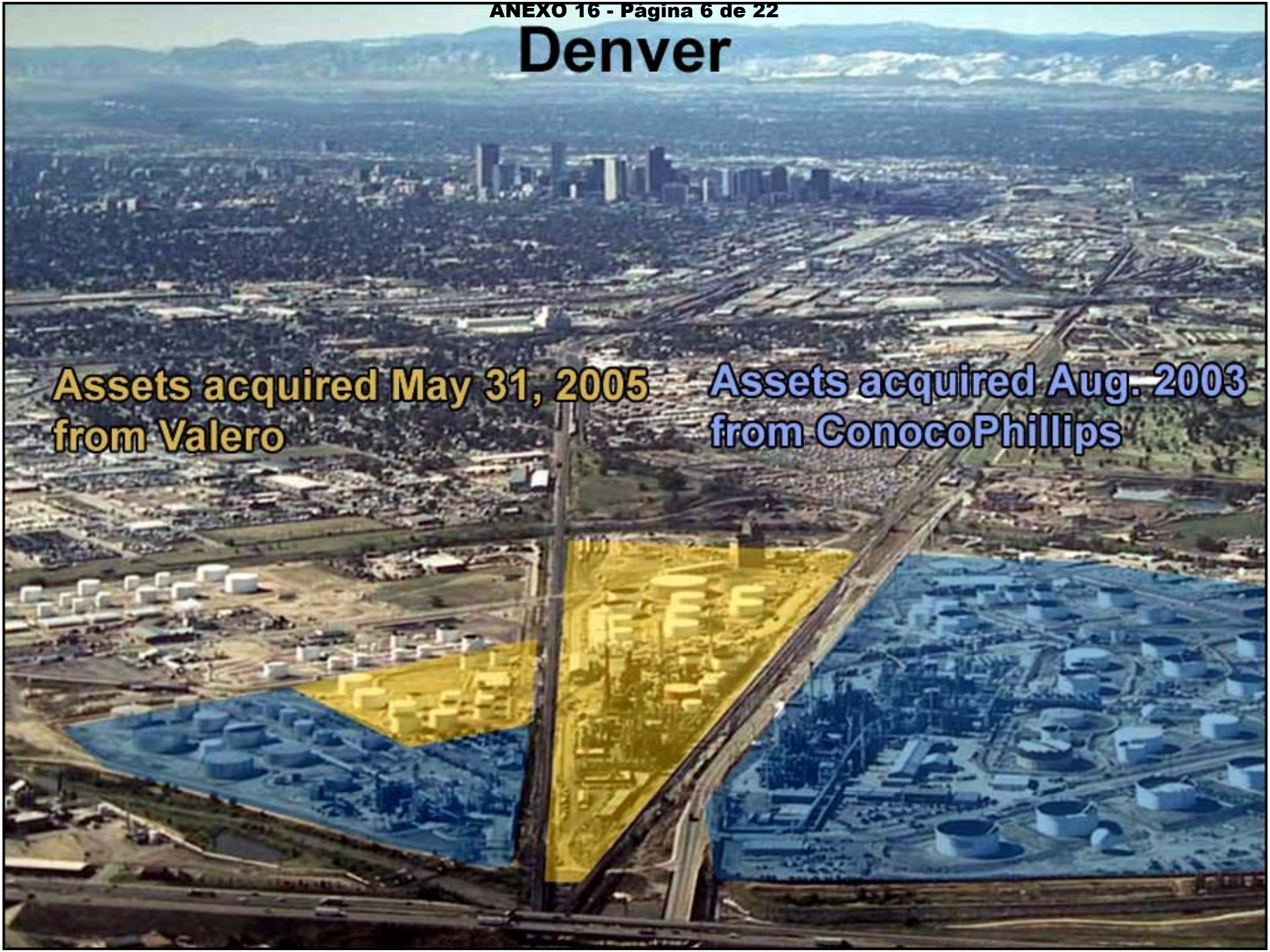
Colorado Petroleum Association

"This isn't the first time people have talked about putting those two refineries together. It makes all the sense in the world. Any refinery that's away from the coast, that's small and only capable of handling a particular type of crude oil, the economics of refining suggest that you have to get bigger and get a big supply of crude oil”

Valero's chairman and CEO

"These two plants belong together under one company because they are much stronger and have a much brighter future together than either has individually. In addition to Suncor providing employees with compensation and benefits programs comparable to ours, the integration of these operations will provide greater opportunities for growth and a brighter future."

SUNCOR ENERGY


Denver
Assets acquired May 31, 2005
from Valero
Assets acquired Aug. 2003
from ConocoPhillips

Denver Refinery – nominal 90,000 bpd "Fuels" Refinery

Key Process Units

- Crude Units (3) - 2 Conventional / 1 High TAN capable
- FCCU (2)
- Poly (2)
- Reformer (2)
- Distillate Hydrotreating (2)
- High Sulfur High TAN Gasoil Hydrotreating (1)

Production

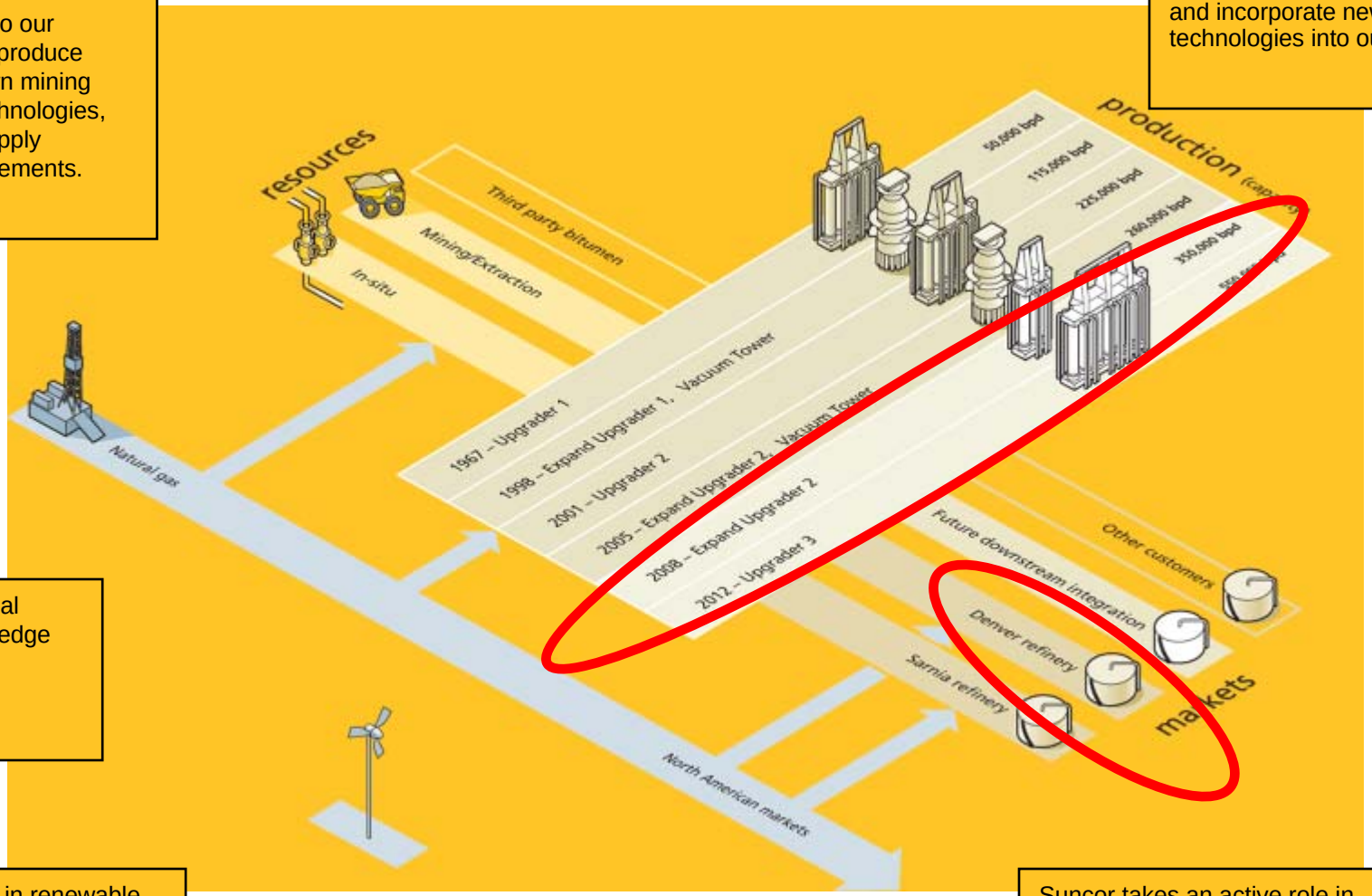
- LPG
- Gasoline (all grades, low octane "regional", ethanol blending)
- LSD/ULSD
- Jet
- Asphalt (PG grade capable)

SUNCOR ENERGY

Suncor Strategy …as per 2005

To provide greater reliability and flexibility to our feedstock supplies, we produce bitumen through our own mining and in-situ recovery technologies, and supplement that supply through third party agreements.

A staged approach to increasing our crude oil production capacity allows Suncor to better manage capital costs and incorporate new ideas and new technologies into our facilities.



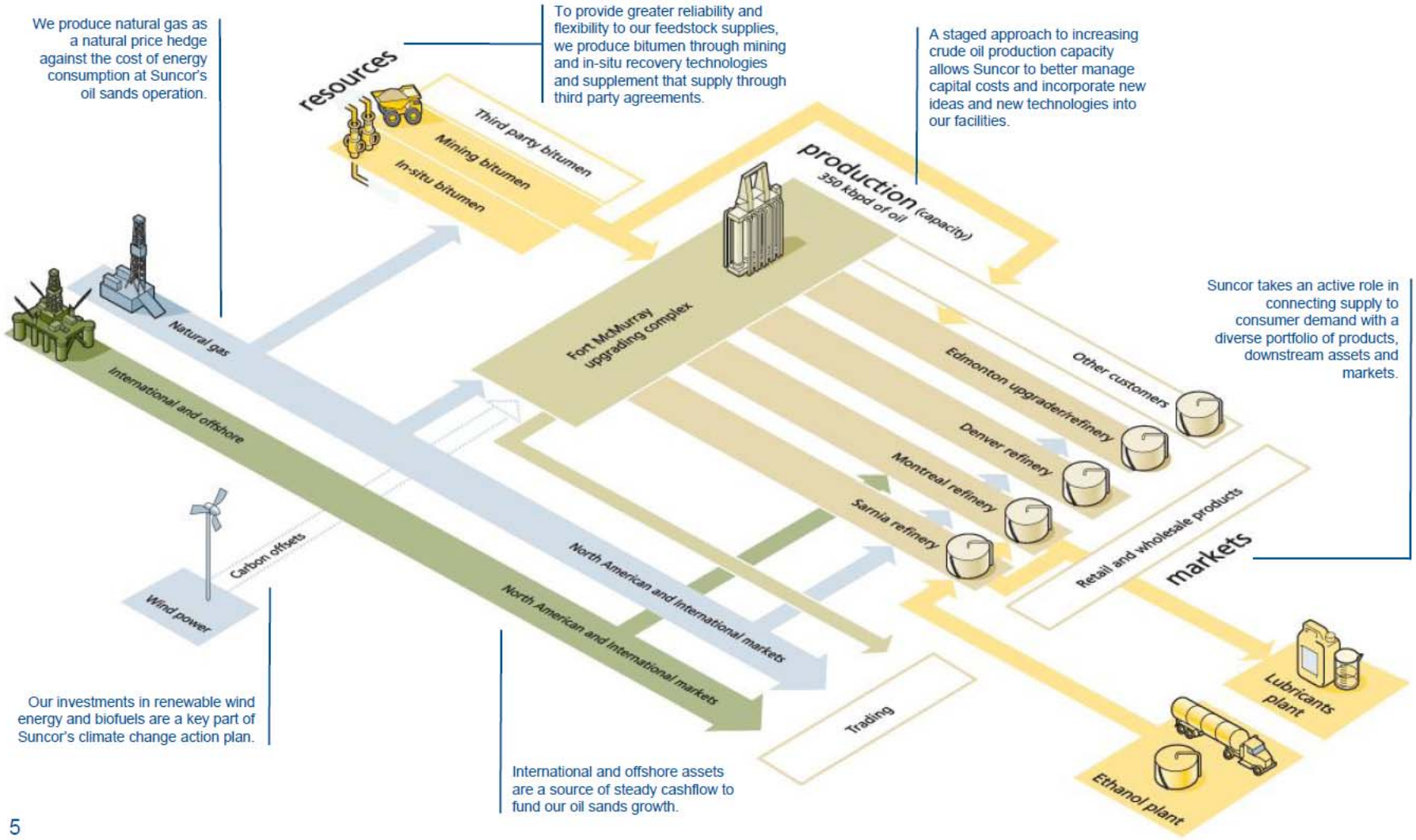
We produce conventional natural gas as a price hedge against the cost of energy consumption.

Our investments in renewable wind energy and biofuels are a key part of Suncor's climate change action plan.

Suncor takes an active role in connecting supply to consumer demand with a diverse portfolio of products, downstream assets and markets.

Suncor Strategy ...as per 2010*

The Suncor strategy



* http://www.suncor.com/pdf/suncorIRpresentationmay2010.pdf

Project Odyssey Investment

Commerce City Refinery Investment grows to 445 m$; Suncor's first major project at the refinery

→Project Odyssey is the name of the $445 million upgrade to Suncor's Commerce City refinery-the largest refinery in the Rocky Mountain region. The investment marks the second largest capital project in the Denver area, after the city's transportation expansion called T-REX. Project Odyssey consumed 2,150 tons of steel, 740,000 feet of electrical cables and 170,000 feet of pipes.

→Production Upgrades

- low sulphur diesel fuel
- improve the refinery's environmental performance
- enable Suncor to integrate a broader slate of crude oil products, including sour crude oil from the company's Canadian oil sands production.
- increase in the refinery's ability to process bitumen used in asphalt production.

→Suncor's U.S. businesses

- provides a vital link between the company's large scale oil sands resource base and the growing U.S. energy market
- major supplier of Colorado's gasoline and diesel fuel, as well as jet fuel to the Denver International Airport
- largest supplier of paving-grade asphalt in Colorado

→Over the two years of the Commerce City refinery upgrade the project employed a peak construction workforce of approximately 1,300. About 75% of the total project budget was spent purchasing goods and services from Colorado-based businesses.

→According to the Metro Denver Economic Development Corporation, the project brought more than $1 billion of economic activity to the area.

SUNCOR ENERGY

Project Odyssey – key changes

Asphalt Unit (AU) – The Asphalt Unit was modified with new metallurgy in order to run high-acid (TAN) crudes, such as those coming from oil sands. The project at the AU included a new atmospheric tower and a new vacuum tower.

Sulfur Recovery Unit (SRU) - The refinery's #2 SRU was modified to be able to add oxygen and recover more sulfur following the desulphurization process.

Tail Gas Unit (TGU) - The TGU was installed as part of a requirement to reduce the emissions from our SRU. Simply, the TGU makes both of the refinery's sulfur recovery units more efficient. Sulfur that is recovered in the SRU is recycled through the TGU resulting in a significant decrease in emissions to the air.

Hydrogen Plant - The new hydrogen plant uses natural gas to make hydrogen, which is used in the process of removing sulfur from diesel and gasoline.

#2 Hydrodesulphurization (HDS) Unit - The #2 HDS was modified to make ultra low sulfur kerosene. The refinery uses kerosene to blend with diesel fuel for cold weather properties.

#3 HDS -- The #3 HDS was modified to process ultra low sulfur diesel.

#4 HDS - The #4 HDS, which was made in Italy and came by ship across the Atlantic Ocean and by rail from the Port of Houston to the refinery, was newly installed and will treat gas oil. Once the sulfur is removed, the gas oil is the feedstock that goes to the fluidized catalytic cracking unit (FCC) to make gasoline.

Tank 774 - The refinery installed a new 120,000 barrel storage tank that will hold sour distillate, which is feedstock for the #3 HDS unit.

Propane Storage System - The refinery's propane storage system was relocated in order to install the #4 HDS.

Sour Water Stripper - The new sour water stripper cleans the water used in refinery processes so it is suitable to go to the refinery's wastewater system.

Boiler Feedwater Treatment System - The refinery uses reverse osmosis technology to purify water. The refinery uses the boiler feedwater treatment system to treat city water to make it boiler feedwater quality which is used through the refinery to make steam.

Pipeline from Xcel Energy - Modifications were made to the natural gas system that feeds the refinery.

New Cooling Tower - The new cooling tower increases the refinery's cooling water circulation capability.

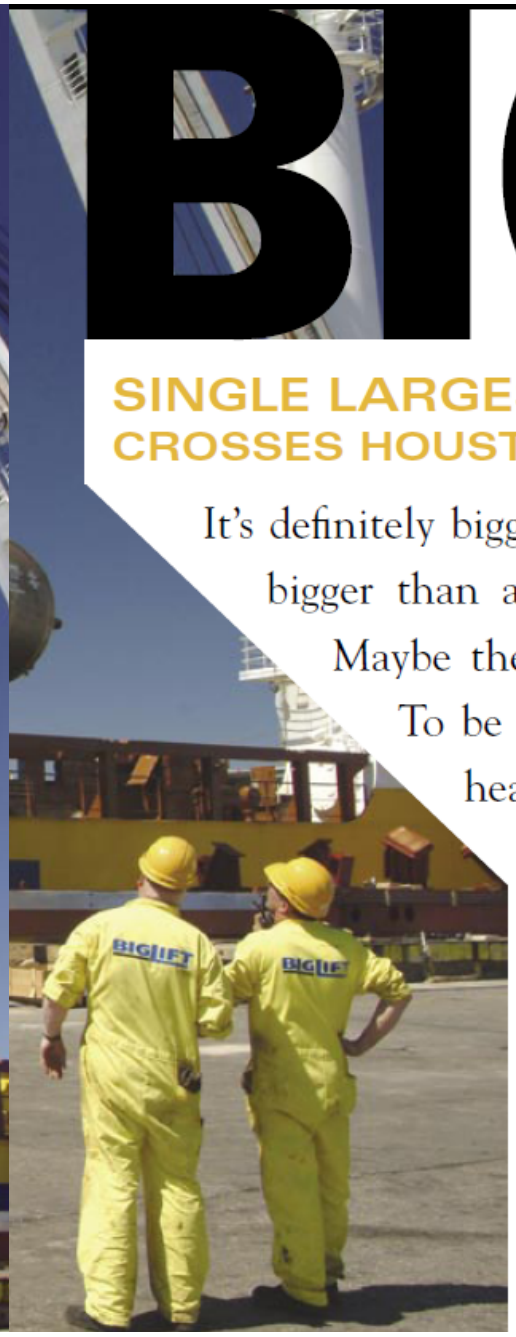
SUNCOR ENERGY

Project Odyssey – Gasoil Hydrotreater



BIG!

SINGLE LARGEST CARGO ITEM CROSSES HOUSTON'S CITY DOCKS



It's definitely bigger than a bread box. It's bigger than an elephant or a whale. Maybe the space shuttle is bigger. To be sure, it's the biggest and heaviest thing ever to unload at the Port of Houston.

In late March, an oil refinery reactor unit — weighing in at 570 metric tons — unloaded at City Dock 16. The unit belongs to Suncor Energy and was bound for the company's refinery in Commerce City, Colo. Located six miles northeast of Denver, the refinery produces 60,000 barrels of oil per day, and this unit, also called a hydrotreater, will be used to produce low sulfur diesel fuel.

The reactor cost about $4 million and required another $4 million in global intramodal shipping costs. It is 150 feet in length and 14 feet in diameter.

"This is the biggest and heaviest vessel not only to cross Houston's docks, but is also the biggest and heaviest vessel to be transported by rail in the U.S.," said Ron Greenlay, project director for Suncor Energy. "This reactor is going by rail from zero elevation in Houston to one mile high

Project Odyssey – Gasoil Hydrotreater





Denver Refinery – Key Metallurgical upgrades

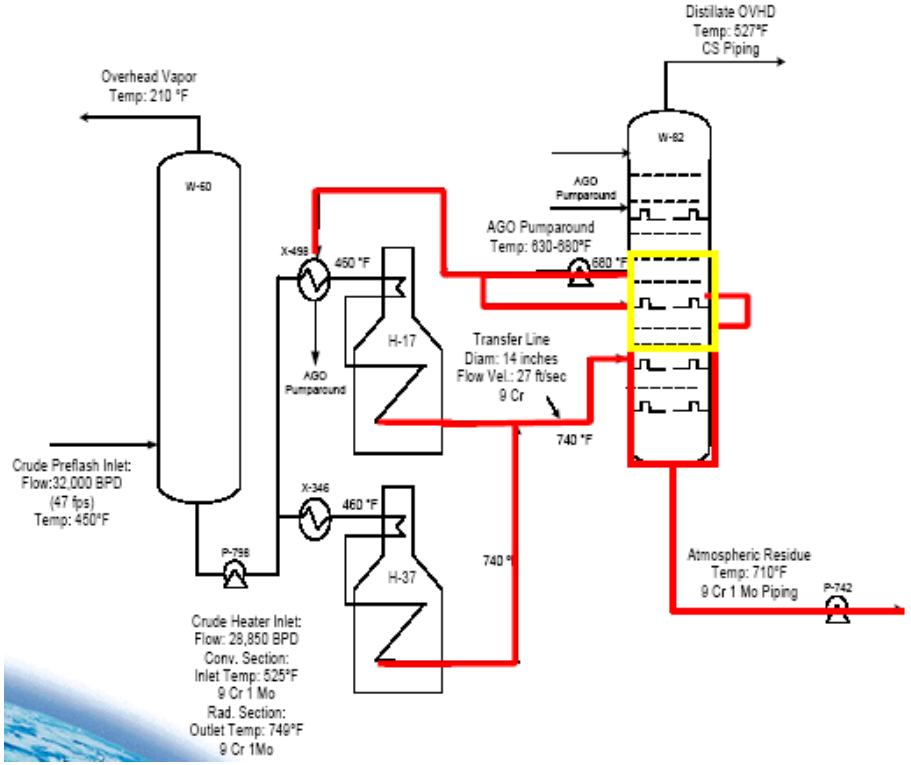
…CS, 5CR, 9CR, 12CR…
☺317L ☺

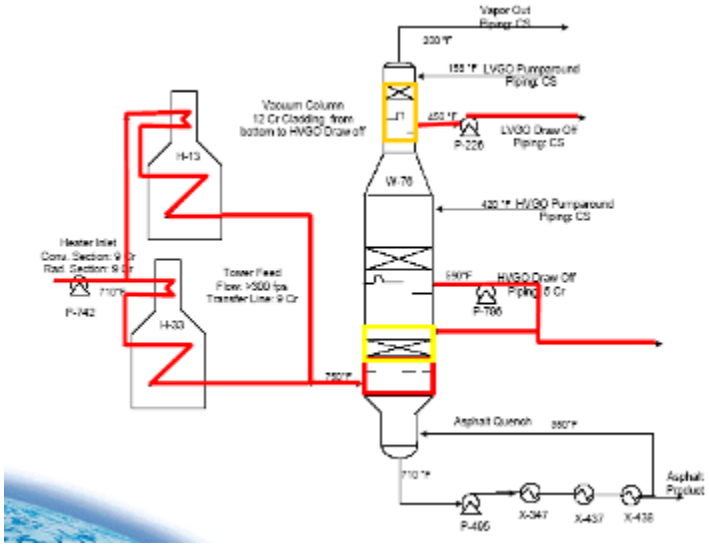
Project Odyssey upgraded metallurgy to be able to handle all High TAN crudes from standard Canadian Heavies (nominal TAN 0.6-1.0) up to OSH with a TAN of 3.5

Key Sour Crude Vacuum unit originally planned to be 317L clad but new 317L vessel built instead.

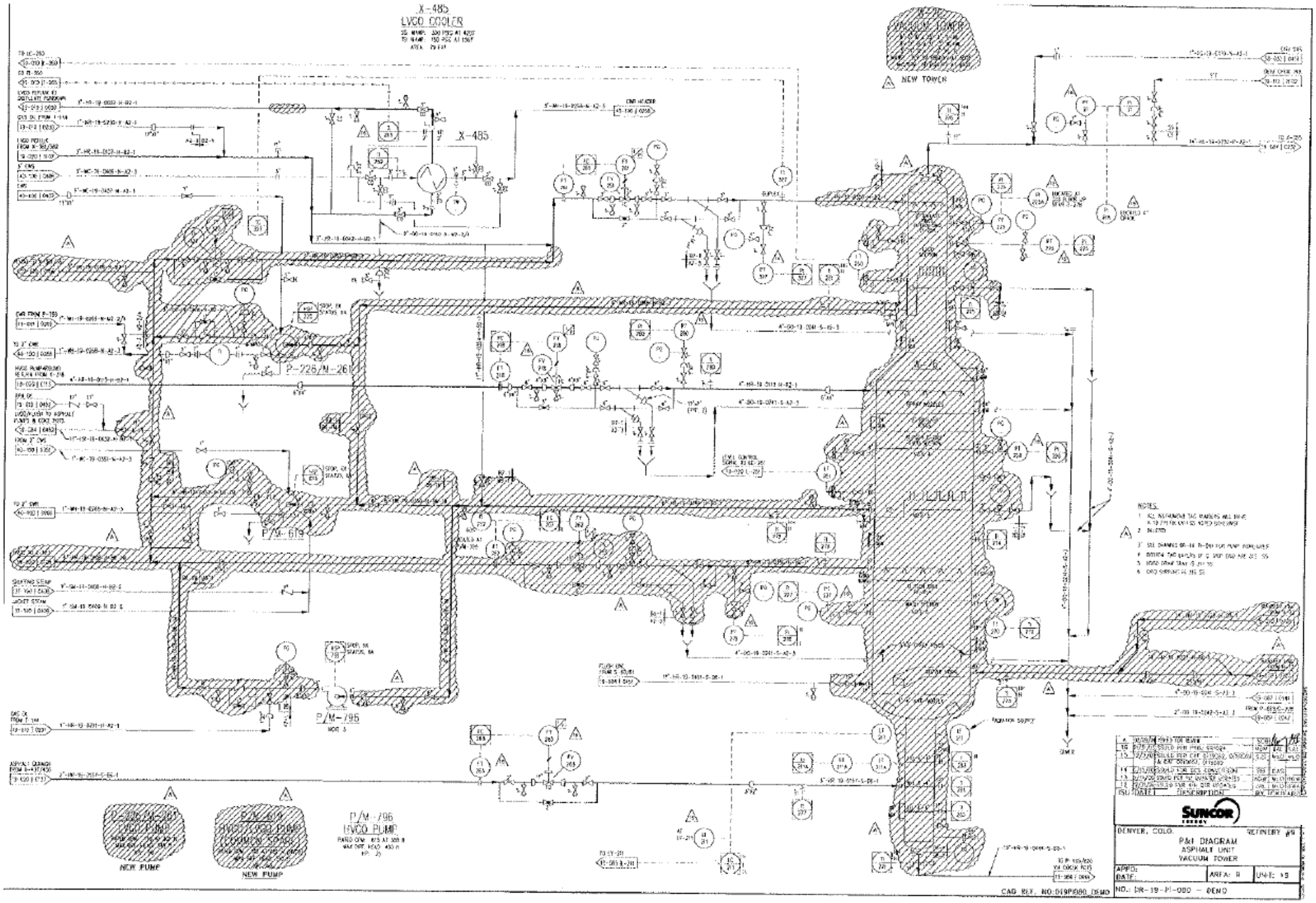
Upgraded metallurgy from atmospheric distillate draws through resid rundowns.

Once upgraded, optimization based on full yield/crude optimization – no TAN limits





Denver Refinery… “a new era”…



Denver Refinery - Crude Qualities

Crude quality breakdown

… Suncor Synthetics
… Canadian Heavy
… Colorado Sweet
… other Padd 4 crudes

Downstream integration



- Approximately 443,000 bpd of refining capacity
- Higher than average complexity
- Current and future potential oil sands integration volumes
- Over 20% of the Canadian downstream market
- High margin lubricants production

A balanced portfolio of assets, combined with our integrated model, enables optimal value creation in our Refining & Marketing division

Denver Refinery - Crude Qualities

… Suncor Synthetics

OSH - key integrated stream with Project Odyssey
- sour virgin gasoil rich crude
- integrated with Denver (project Odyssey) / Sarnia (project Genesis)
  - TAN = 3.5 mg KOH/g
  - Sulfur = 3 wt%
  - “resid free” at injection
  - “fully hydrotreated naphtha front end”

OSA - standard sweet synthetic blend
OSC - specialty sweet synthetic blends

BHB - dilbit - SAGD Bitumen plus Hydrotreated Naphtha
MKH - synbit - SAGD Bitumen plus OSA

Denver Refinery - Crude Quality Initiatives

… Canadian Heavies

Continuing with historic success running Canadian “standard”

Asphalt crudes

- Bow River
- Lloyd Blends
- Cold Lake

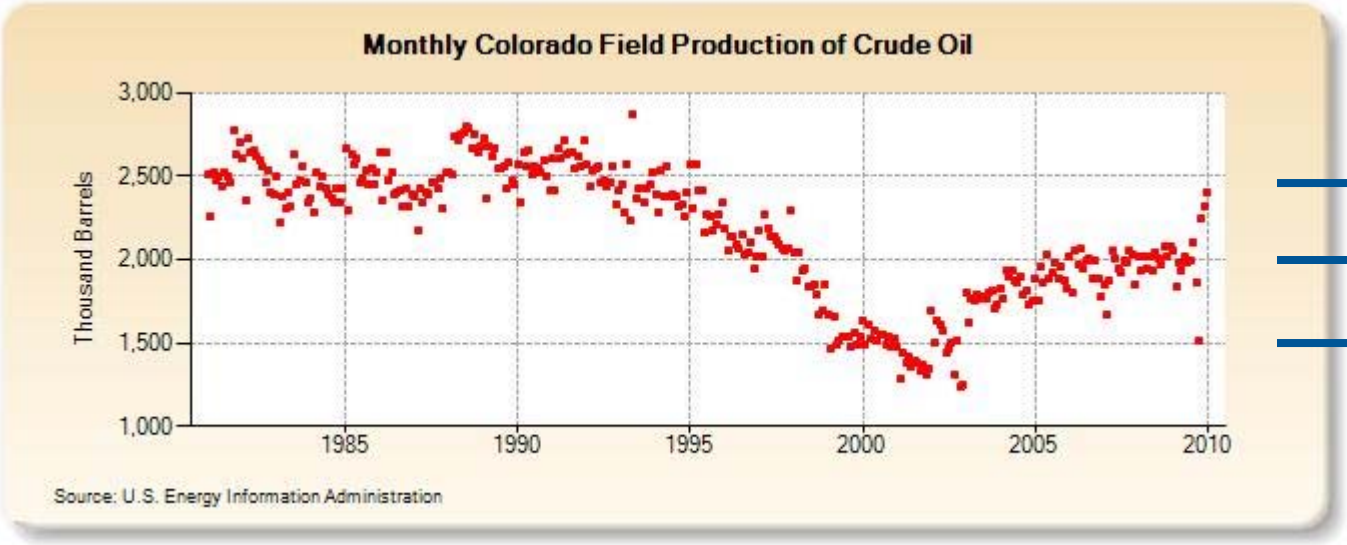
In addition, Denver is now actively running Western Canadian Select (WCS) (started shortly after stream created in 2004)

Denver Refinery - Crude Qualities

… Colorado Sweet

Continues to be an integral part of Denver Refining

- Diverse fields ranging from 35 to 60 API
- Generally very sweet conventional crude rich in Naphtha
- Truck and pipeline delivery to Refinery



Nominal 83000 bpd

Nominal 66000 bpd

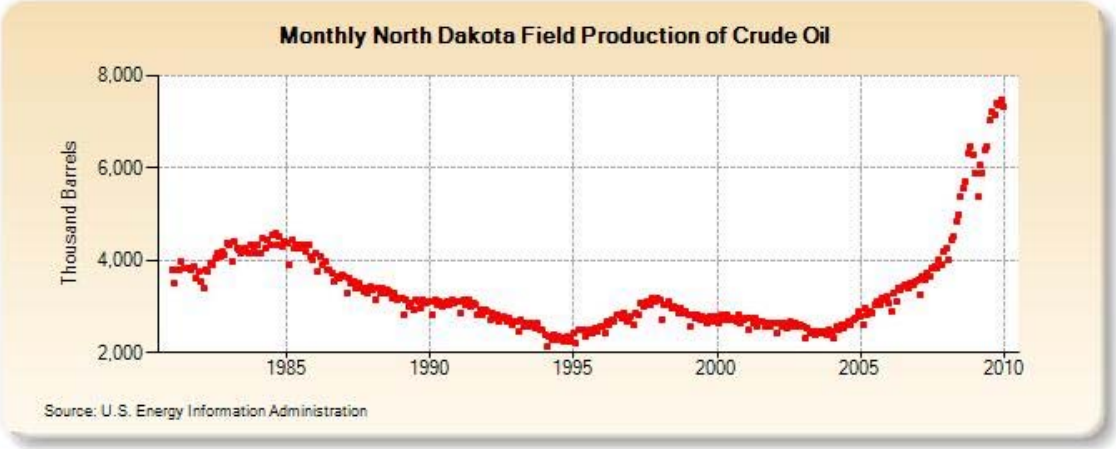
Nominal 50000 bpd

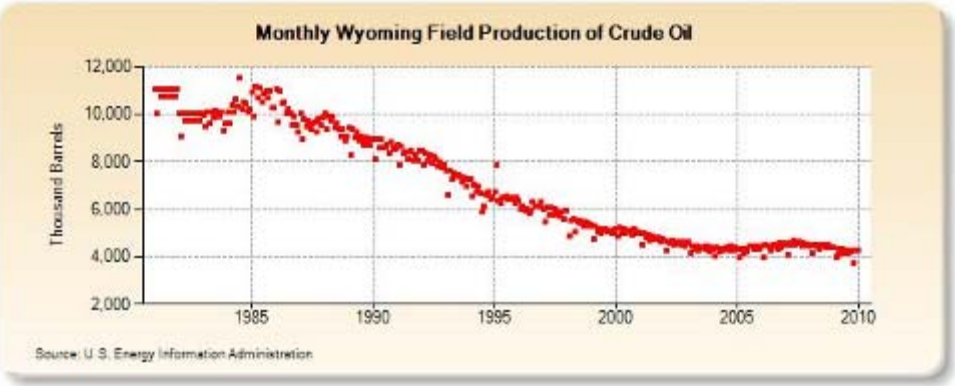
Denver Refinery - Crude Qualities

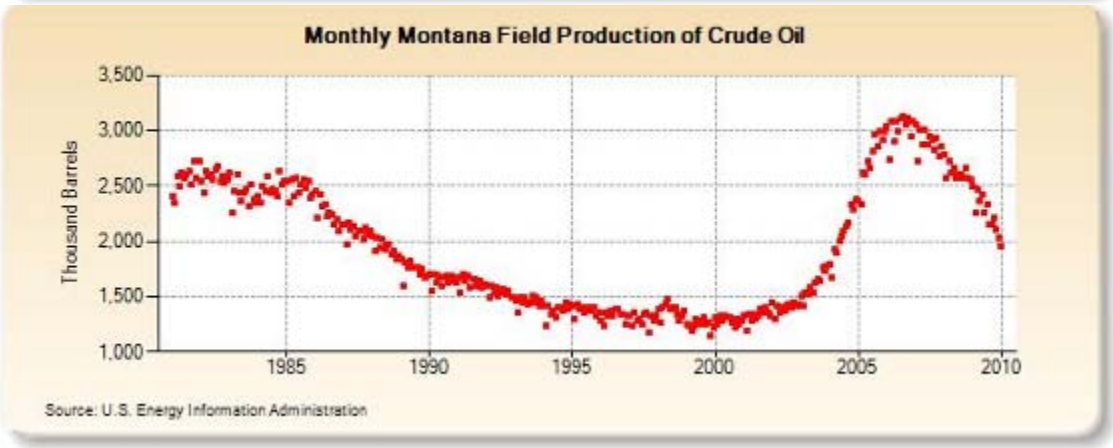
Northern PADD 2 and PADD 4 crudes

Key integration with most available conventional crudes (light sweet to medium sours)

from North Dakota (sour and sweet), from Rocky Mountain system and Wyoming







Thank you.

Forza Azzurri !







FORZA AZZURRI
ITALIA

Sunoco completes acquisition of El Paso refinery

Dec 30, 2003 01:00 AM

Petroleum refiner Sunoco completed an agreement to buy the Eagle Point refinery from Houston-based El Paso for $ 111 mm following receipt of Federal Trade Commission approval. The agreement also includes an option for Sunoco to purchase El Paso's share of the Harbour pipeline, which connects the refinery to regional distribution systems. In addition, Sunoco will pay at closing the fair market value of the refinery's crude-oil and refined product inventories.
An El Paso spokesman said the $ 111 mm purchase price doesn't include the option for the connecting pipeline assets. In April, the two companies signed a letter of intent for the transaction, which set a $ 130 mm price tag for the Westville, NJ, refinery and connecting pipelines, plus the fair market value for inventories at closing.

El Paso said the Eagle Point sale supports its plan to reduce its total debt to about $ 15 bn by the end of 2005 from $ 21 bn at Nov. 30. The plan, announced Dec. 15, includes an additional $ 3.3 bn to $ 3.9bn in asset sales, cost-cutting measures and a turnaround in its production business.
Sunoco said the acquisition of the Eagle Point refinery will expand its total refining capacity by 20 %, integrate well with its other northeast refining operations and make a significant contribution to 2004 results. The Eagle Point refinery, across the Delaware River from Sunoco's Philadelphia refining complex, has a rated capacity of 150,000 bpd, compared with Sunoco's refining capacity of 730,000 bpd.

Analysts expect Sunoco to earn $ 4.52 a share in 2004, compared with expected earnings of $ 4.55 a share for 2003, according to Thomson First Call. In 2002, Sunoco recorded a loss of $ 47 mm, or 62 cents a share, partially due to lower margins in its refining and supply and retail marketing businesses.
Sunoco plans to host a conference call upon final closing of the acquisition. Both El Paso and Sunoco said they now see closing the Eagle Point deal in mid-January. When they signed the letter of intent in April, the companies expected a closing in the second or third quarter of 2003.

Source: Dow Jones

THE FREE LIBRARY BY FARLEX
23,922,842 articles and books

Periodicals Literature
Search
Keyword Title Author Topic

Suncor Energy acquires second refinery near Denver, Colorado.

Heavy Crude Oil
Crude oil blenders/mixing systems for terminals, refinery & pipeline

Link/Page Citation

Like Share 0

Purchase expands Suncor's downstream capacity, a key step in oil sands growth strategy

CALGARY, June 1 /PRNewswire-FirstCall/ -- Suncor Energy Inc. announced today that its U.S. subsidiary has expanded its refining operations by acquiring a Valero Energy Corporation refinery adjacent to Suncor's refinery in Commerce City, Colorado, just outside of Denver.

Suncor Energy (U.S.A.) Inc. yesterday purchased the Colorado Refining Company, an indirect wholly-owned subsidiary of Valero. The purchase price was US$30 million (CDN$37 million) plus working capital and associated oil and product inventory. Colorado Refining Company's principal assets are Valero's Commerce City refinery and a products terminal located in Grand Junction, Colorado. The purchase is not subject to regulatory approval.

The 30,000 barrel per day (bpd) refinery is located next to Suncor's existing refinery, which was acquired in 2003. Suncor intends to fully integrate the two operations, providing a combined refining capacity of approximately 90,000 bpd.

With the purchase, Suncor is assuming Valero's 140 employees and the existing contract with the United Steel, Paper and Forestry, Rubber, Manufacturing, Energy, Allied Industrial and Service Workers International (USW) Union, Local 5-477. Suncor will continue to provide refined products to retail customers through Phillips 66 service stations in Colorado and to commercial customers throughout the U.S. Rocky Mountain region.

Full-Text Online Library
Online library of books, journals, articles. Research

"This acquisition provides an immediate expansion of our presence in the Rocky Mountain marketplace," said Rick George, Suncor's president and chief executive officer. "With a capacity of 90,000 barrels per day, the integrated operation is expected to be more competitive with refineries in Texas and Oklahoma." Valero's chairman and chief executive officer Bill Greehey added, "These two plants belong together under one company because they are much stronger and have a much brighter future together than either has individually. In addition to Suncor providing employees with compensation and benefits programs comparable to ours, the integration of these operations will provide greater opportunities for growth and a brighter future."

Suncor, which operates an oil sands production facility in northern Alberta, Canada, has long-term plans that include integrating its growing crude oil production into the U.S. energy market through investments in refining assets. However, local crude oil suppliers currently providing feedstock to the Valero refinery would not be affected by the transaction.

"With a target to increase our oil sands production to more than a half million barrels per day, building stable access to strategic markets is a key part of our long-term growth strategy," said George.

Suncor will continue seeking additional downstream integration opportunities as part of its growth strategy. Such opportunities could include long-term contracts, joint ventures and the potential purchase of further refining assets or the

expansion of Suncor's existing assets.

This news release contains forward-looking statements that address goals, expectations or projections about the future. These statements are based on Suncor's current goals, expectations, estimates, projections and assumptions, as well as its current budgets and plans for capital expenditures. Some of the forward-looking statements may be identified by the words "expected", "plans", would", "target" and similar expressions. These statements are not guarantees of future performance. Actual results could differ materially, as a result of factors, risks and uncertainties, known and unknown, to which Suncor's business is subject. Further discussion of the risks, uncertainties and other factors that could affect these plans, and any actual results, is included in Suncor's annual report to shareholders and other documents filed with regulatory authorities.

Voos para Rio de Janeiro
Passagens a partir de R$ 64, Descontos Reservando Online!

Suncor Energy Inc. is an integrated energy company headquartered in Calgary, Alberta. Suncor's oil sands business, located near Fort McMurray, Alberta, extracts and upgrades oil sands and markets refinery feedstock and diesel fuel, while operations throughout Western Canada produce natural gas. Suncor operates a refining and marketing business in Ontario with retail distribution under the Sunoco brand. U.S.A. downstream assets include refining operations in Colorado and retail sales in the Denver area under the Phillips 66 brand. Suncor's common shares (symbol: SU) are listed on the Toronto and New York stock exchanges. Sunoco in Canada is separate and unrelated to Sunoco in the United States, which is owned by Sunoco, Inc. of Philadelphia.

Valero Energy Corporation is a Fortune 500 company based in San Antonio, with approximately 20,000 employees and annual revenue of approximately $55 billion. The company owns and operates 15 refineries throughout the United States, Canada and the Caribbean. Valero's refineries have a combined throughput capacity of approximately 2.5 million barrels per day, which represents approximately 12 percent of the total U.S. refining capacity. Valero is also one of the nation's largest retail operators with more than 4,700 retail and wholesale branded outlets in the United States, Canada and the Caribbean under various brand names including Diamond Shamrock, Shamrock, Ultramar, Valero, and Beacon. Please visit http://www.valero.com/ for more information.

Additional Information

- The Valero refinery relies primarily on domestic crude oil for feedstock. The 30,000 bpd capacity refinery is configured as a fuels refinery. It supplies about 15% of Colorado's gasoline and diesel fuel. The refinery is located approximately six miles (about 10 km) northeast of downtown Denver in Commerce City. It has been operating since 1937. Assets outside of the refinery include a products terminal located in Grand Junction, Colorado.

- Suncor's businesses in Canada and the United States include:
- the company's core oil sands business in Alberta (Suncor pioneered commercial crude oil production in northern Alberta's Athabasca oil sands in 1967)
- conventional natural gas production in Western Canada
- downstream refining, marketing and retail businesses in Ontario and Colorado

- Suncor is committed to producing hydrocarbon fuels to meet today's needs while supporting the development of new markets for renewable energy. Suncor's participation in wind power projects in Alberta and Saskatchewan is one part of that strategy. The projects provide about 10% of Canada's wind-generated electricity and offset 115,000 metric tonnes of carbon dioxide per year.

- Suncor employs more than 4,500 people, with more than 700 employees based in the U.S.A. (including 250 employees at its retail sites). Suncor's President and Chief Executive Officer, Rick George, is originally from Brush, Colorado.

- Suncor's goal is to increase oil sands production to more than a half million barrels per day:
- current production capacity is expected to increase to 260,000 bpd by the end of 2005
- expansion projects are planned to further boost production capacity to 350,000 bpd in 2008
- in 2010 to 2012, the addition of a third complete upgrader is expected to drive Suncor's production capacity to 500,000 to 550,000 bpd

- Suncor's leases contain estimated volumes of bitumen (a tar-like, heavy oil) sufficient to produce a potential 11 billion barrels of conventional quality crude oil.

- Suncor's growth strategy is combined with a broad vision of sustainability that recognizes the importance of increasing

ANEXO 18 - Página 3 de 4

shareholder value, reducing environmental impacts and contributing to the well-being of the communities in which we operate.

- In 2004, Suncor contributed more than CDN$7 million to a variety of community and Aboriginal initiatives, as well as charitable organizations supported through the Suncor Energy Foundation.

More information is available at http://www.suncor.com/

CONTACT: Suncor Contacts: Media inquiries: Brad Bellows, (403) 269-8717 (Canada); Lisha Burnett, (303) 793-8012 (U.S.); Investor inquiries: John Rogers, (403) 269-8670; Valero Contacts: Media inquiries: Mary Rose Brown, (210) 345-2314; Investor inquiries: Eric Fisher, (210) 345-2896

COPYRIGHT 2005 PR Newswire Association LLC
No portion of this article can be reproduced without the express written permission from the copyright holder.
Copyright 2005 Gale, Cengage Learning. All rights reserved.

Please bookmark with social media, your votes are noticed and appreciated:

+1 0

Like Share 0

Reader ratings: **0 [0 vote(s)] You can rate this article by selecting 1 to 5 stars on the left.**

Reader Opinion

Title:

Comment:

Submit

Article Details

Printer friendly Cite/link Email Feedback

Publication: PR Newswire
Geographic Code: 1USA
Date: Jun 1, 2005
Words: 1218
Previous Article: Xilinx Demonstrates High-Performance Virtex-4 FPGAs at SUPERCOMM 2005.
Next Article: Resolute Networks and ARRIS Collaborate on Development of Integrated Commercial Telecom Services Solution for MSOs.
Topics: Gas transmission industry
Petroleum industry



Related Articles

Suncor Energy acquisition in United States approved by FTC.

Suncor Energy signs agreement to acquire ConocoPhillips Denver refinery, pipeline and Phillips retail stations; -- Acquisition is a key strategic...

Suncor Energy shareholders approve all resolutions at Annual Meeting.

Suncor Energy to present at Raymond James Oil Sands of Canada Conference.

Suncor Energy to present at UBS Global Oil & Gas Conference.

Suncor resumes production at Firebag operation.

Suncor Energy acquires new oil sands permits.

Suncor Energy declares dividend.

Suncor Energy reports oil sands production numbers for April 2008.

Suncor Energy reports oil sands production numbers for June 2008.



The Free Library > Business and Industry > Business > PR Newswire > June 1, 2005
The Free Library > Communications > News, opinion and commentary > PR Newswire > June 1, 2005
The Free Library > Date > 2005 > June > 1 > PR Newswire

Publications by Name A-D E-O P-T U-Z
Publications by Date before 1995 1995-1999 2000-2004 2005-2009 2010-
Authors A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z
Literature A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z

Terms of use | Copyright © 2014 Farlex, Inc. | Feedback | For webmasters

ANEXO 19 - Página 1 de 3

Premcor to Acquire Motiva Delaware City Refining Complex

Share () g+1

OLD GREENWICH, Conn., Jan. 14 /PRNewswire-FirstCall/ -- Premcor Inc. (NYSE: PCO) today announced that its wholly owned subsidiary The Premcor Refining Group Inc. will purchase Motiva Enterprises LLC's Delaware City Refining Complex located in Delaware City, Delaware. The assets to be purchased include a heavy crude oil refinery capable of processing in excess of 180,000 barrels per day (bpd), a 2,400 tons-per-day (tpd) petroleum coke gasification unit, a 160 megawatt (MW) cogeneration facility, and related assets. The asset purchase price will be $435 million, plus the assumption by Premcor of Motiva's obligations associated with $365 million of tax-exempt bonds issued by the Delaware Economic Development Authority (DEDA) in connection with the gasification and cogeneration facilities, plus the value of petroleum inventories at closing. At current petroleum prices, the inventory value would be approximately $100 million. The assumption of the tax-exempt bonds by Premcor is subject to the consent of the DEDA and other parties involved in the financing. There is also a contingent purchase provision that may result in an additional $25 million payment per year up to a total of $75 million over a three-year period depending on the level of industry refining margins during that period, and a gasifier performance provision that may result in an additional $25 million payment per year up to a total of $50 million over a two-year period depending on the achievement of certain performance criteria at the gasification facility.

The Delaware City refinery is a high-conversion heavy crude oil refinery with a Nelson complexity rating of 11.7. Major process units include a fluid coking unit, a fluid catalytic cracking unit, a hydrocracking unit with a hydrogen plant, a continuous catalytic reformer, an alkylation unit, and several hydrotreating units. Primary products include regular and premium conventional and reformulated gasoline, low-sulfur diesel, home heating oil, and jet fuel. The refinery's production is sold in the U.S. Northeast via pipeline, barge, and truck distribution. The refinery's petroleum coke production is gasified to fuel the cogeneration facility, which supplies electricity and steam to the refinery as well as outside sales to third

parties.

Thomas D. O'Malley, Premcor's Chairman and Chief Executive Officer, said, "This transaction, which will increase our crude oil processing capability by approximately 30 percent, represents a major step forward for Premcor. We are extremely pleased to have the opportunity to acquire the most technologically complex refinery on the East Coast. This will give us meaningful entry into the attractive, product-short Northeast market. The refinery is capable of processing heavy-sour and high-acid crude oils, which typically sell at a substantial discount to the benchmark WTI crude oil. The refinery has a clean product yield of approximately 95 percent. Refining margins in the Northeast have historically seen premiums over Gulf Coast margins in the $2.00 per barrel range for reformulated gasoline. The facility is in excellent condition, having benefited from significant upgrades under Motiva and its predecessors. It is capable of meeting the new E.P.A. low-sulfur fuel specifications with only a modest investment. With all of these advantages, we are confident in stating that this refinery acquisition will be immediately and significantly accretive to Premcor's after-tax earnings per share and cash flow."

O'Malley continued, "In addition to the refinery, this transaction includes a coke gasification plant and cogeneration facility located on the refinery site. These assets have a significant value above and beyond the refinery proper, converting low-value petroleum coke into electricity, steam, and commercial gases available to the refinery and outside third parties. Depending on market and operating conditions, they can generate tens of millions of dollars in annual cash operating earnings. As we move forward toward completing this acquisition, we will determine the best means for maximizing the value of this related but separate complex, whether that be to own and operate it alongside the refinery or to monetize it via sale of all or part of it to a third party."

Commenting on the acquisition financing, O'Malley said, "In line with our long-stated goal of continuing to improve Premcor's balance sheet, we intend to finance this purchase with an approximately 50 percent mix of equity and debt, including the assumption of the DEDA obligations."

A letter of interest has been approved and executed by both companies. Completion of the sale is subject to the satisfaction of certain conditions, including execution of a definitive agreement and obtaining regulatory approvals. The acquisition is expected to close during the second quarter of 2004.

Premcor will hold an analyst meeting at the Plaza Hotel in New York City tomorrow, January 15, 2004 at 12:00 p.m. EST to review the Delaware City acquisition in more detail. The analyst meeting will be webcast live on the Investor Relations section of the Premcor Inc. web site at www.premcor.com , and will be archived on the web site thereafter.

Premcor Inc. is one of the largest independent petroleum refiners and marketers of unbranded transportation fuels and heating oil in the United States.

This press release contains forward-looking statements within the meaning of the Private Securities Litigation Reform Act of 1995, including the

ANEXO 19 - Página 3 de 3

company's current expectations with respect to future market conditions, future operating results, the future performance of its refinery operations, and future acquisitions and related financing transactions. Words such as "expects," "intends," "plans," "projects," "believes," "estimates," "may," "will," "should," "shall," and similar expressions typically identify such forward-looking statements. Even though Premcor believes the expectations reflected in such forward-looking statements are based on reasonable assumptions, it can give no assurance that its expectations will be attained. Factors that could cause actual results to differ materially from expectations include, but are not limited to, operational difficulties, varying market conditions, potential changes in gasoline, crude oil, distillate, and other commodity prices, government regulations, and other factors contained from time to time in the reports filed with the Securities and Exchange Commission by the company and its subsidiary, The Premcor Refining Group Inc., including quarterly reports on Form 10-Q, current reports on Form 8-K, and annual reports on Form 10-K.

SOURCE Premcor Inc.

RELATED LINKS
http://www.clarkusa.com (http://www.clarkusa.com)

Press Releases

04/25/2005

Valero to Acquire Premcor in $8 Billion Transaction

Acquisition Makes Valero the Largest Refiner in North America with Throughput Capacity of 3.3 Million Barrels Per Day and Revenues of $70 Billion

OLD GREENWICH, Connecticut, April 25, 2005 – Valero Energy Corp. (NYSE: VLO) and Premcor Inc. (NYSE: PCO) announced today that the companies have executed a merger agreement for Valero to acquire Premcor in an $8 billion transaction. As a result, Valero will add four refineries and 790,000 barrels per day (BPD) of throughput capacity to its system, making it the largest refiner in North America.

With this acquisition, Valero will have total assets of $25 billion and annual revenues of nearly $70 billion, which would rank it No. 15 on the current listing of the Fortune 500. Adding Premcor's refineries in Port Arthur, Texas; Memphis, Tennessee; Delaware City, Delaware; and Lima, Ohio will give Valero 19 refineries with a total throughput capacity of 3.3 million BPD.

"This transaction is one of the largest and most strategic acquisitions in Valero's history," said Bill Greehey, Valero chairman and chief executive officer. "We are acquiring several very strategic refineries for significantly less than their combined replacement value, and we'll be improving the profitability of these plants by capturing synergies, improving their reliability and yields, and increasing their capacities.

"This acquisition gives us the best geographic diversity among U.S. refiners with a presence in all of the major refining regions, which further increases our earnings stability. What's more, it complements our complex refining system and increases the amount of sour crude oil that we process.

"I can't think of a better acquisition for Valero and our shareholders because it's expected to be significantly accretive to our earnings and cash flow per share based on both our internal forecast and First Call consensus estimates. We estimate that we'll benefit from $350 million in annual synergies in the second year after closing. These will include reduced administrative costs, lower interest expenses, crude oil cost savings due to our purchasing leverage, and operational profit improvements that require limited capital investment. And, we think that once we have a chance to evaluate each facility more thoroughly, we will find that there are even more synergy opportunities, just as we did with the Ultramar Diamond Shamrock acquisition.

"This acquisition is also good news for consumers because we have a track record of investing in and expanding our refineries. In fact, from 1996 through the end of this year, we will have increased our refining system's throughput capacity by more than 380,000 BPD – the size of two worldscale refineries – by expanding our existing facilities. Not only do we have the expertise, we also have a strong balance sheet, an investment-grade credit rating, access to low-cost capital and good cash flow, which enables us to make the costly 'stay-in-business' environmental investments, as well as the capital investments necessary to continue increasing our refining capacity," Greehey said.

Jefferson F. Allen, Premcor's chief executive officer, said, "This transaction provides Premcor's shareholders with a meaningful increase in the value of their investment, as the terms of the agreement represent a 24.6 percent increase over the closing price of our stock on April 22, 2005. In addition, our shareholders will retain the option to continue participating in the industry through common stock ownership in Valero, which, with this transaction, will become the largest refiner in the United States and, more importantly, has long been a high-quality, financially strong growth company focused on creating shareholder value."

Thomas D. O'Malley, Premcor's chairman and holder of more than one million shares of Premcor's common stock, said, "This transaction creates the number one investment vehicle in the very attractive U.S. refining sector. The resulting company has the financial strength to take advantage of the many internal opportunities available within Premcor's existing refining system to expand capacity, provide more clean fuels to the American consumer, and continue to strengthen its performance from an environmental and safety perspective. Valero

has proven over the past ten years to be an extremely efficient operator and has demonstrated a unique ability to grow both externally and internally. I intend to remain a long-term and large shareholder of the new Valero.

“Premcor's board of directors, after a very careful review of the transaction, unanimously voted in favor of it. I sincerely appreciate the confidence our shareholders have shown in our management and, in particular, the level of support we have received from our large shareholders, the Blackstone Group and Occidental Petroleum, and their direct representatives,” O’Malley said.

Terms of the Transaction

The equity portion of the $8 billion transaction will be paid 50 percent in stock and 50 percent in cash. At closing, Premcor shareholders will receive 46.7 million shares of Valero stock, valued at approximately $3.5 billion as of April 22, 2005. The cash portion, which equates to $3.4 billion, will be financed with a combination of cash on hand and bank debt. In addition, Valero will assume an estimated $1.8 billion of Premcor’s existing long-term debt, offset by $800 million in cash as of Dec. 31, 2004. By year-end, Valero expects the combined company to have $2 billion of available cash so it anticipates issuing approximately $1.4 billion in new debt.

Under the terms of the merger agreement, Premcor shareholders will have the right to receive either 0.99 shares of Valero common stock, or $72.76 in cash for each share of Premcor stock they own, or a combination of the two, subject to pro-ration so that 50 percent of the total Premcor shares are acquired for cash. The merger consideration represents an approximate 20 percent premium to the recent 30-day trading range of Premcor’s stock price.

Taking the effect of the acquisition into account, Valero's debt-to-capitalization ratio is expected to be approximately 33 percent at the end of 2005, which is in line with the company's peer group. And, Valero expects to retain its investment-grade credit rating upon closing of the merger.

Win-Win for Valero & Premcor Shareholders

“This is a win-win situation for the shareholders of both companies,” said Greehey. “Valero shareholders will benefit because the transaction is expected to be approximately 14 percent accretive to earnings per share and about 13 percent accretive to cash flow per share in the first year. And, with increased profitability, more liquidity and better visibility, we think that the market should realize the great value of our stock and assign a higher multiple.

“And, Premcor shareholders will receive a substantial premium, lock in a solid return with the cash portion of the agreement, and receive shares in Valero so they’ll have an opportunity to benefit from the upside potential,” he said.

A Great Fit for Valero

"Tom O'Malley, Jay Allen and their team have done an outstanding job of building Premcor into a first-rate energy company, and their refineries are a great fit for our system and they meet our acquisition criteria. Each of these refineries has a throughput capacity well in excess of 100,000 BPD; has good logistics; enhances our geographic diversity; and has upgrade potential,” said Greehey.

“Plus, there are significant benefits to bringing Premcor’s refineries into Valero’s much-larger refining system. In addition to the operational synergies, the refineries will benefit from our expertise in upgrading and expanding refineries, our experience in sour crude processing and our significant purchasing leverage.

“With this acquisition, we will have the most conversion capacity of any U.S. refiner at around 2 million BPD. Of course, the more conversion capacity that you have, the heavier and more sour feedstocks you can run and the more gasoline and diesel you can make, which allows you to capture better margins.

“On a combined basis, our system would initially be processing around 1.8 million BPD of sour feedstocks. And, as projects such as the major expansions at Port Arthur and Aruba come online, we will be increasing our sour crude advantage,” he said.

A New Era in Refining

“This acquisition couldn’t come at a better time,” Greehey said. “2005 is off to a great start and we are right on track to have another record year. Our first quarter earnings were 111 percent higher than the same period last year, and of course, we had a record first quarter in 2004. Because of the positive outlook, we believe that our trend of record-setting quarterly results will continue into 2006 and beyond.

“Clearly, the refining industry has entered a new era. As a result, we believe that we will continue to see higher highs and higher lows for both sour crude oil discounts and product margins in the future,” he said.

Valero’s leverage to sour crude discounts is one of the biggest contributors to its record earnings, Greehey noted. As oil demand continues to grow, the increase is being met by medium and heavier sour crude oil, which makes up approximately 70

percent of Valero's crude slate. Since there are a limited number of refineries capable of upgrading these crude oils, there is a growing surplus of these feedstocks, which helps keep sour crude discounts at historic levels.

According to Greehey, Valero expects sour crude discounts to be at least 46 percent better in 2005 than they were in 2004, which would improve the company's operating income by $1.6 billion this year.

"On top of that, there is limited refining capacity to meet the growing demand for refined products, and it's going to be that way for quite some time," Greehey said. "Even if major expansion projects were put in place today, it would take four to five years to complete the engineering, get the necessary permits and build the units. What's more, the bulk of most refiners' capital is tied up meeting Tier II sulfur specifications through 2006 so investments in expansion projects will likely be limited. As a result, refining margins should remain strong for the foreseeable future.

"2005 is shaping up to be another year of record earnings for Valero. And, with such strong fundamentals and this great acquisition, our future has never looked brighter," he said.

Timing & Transition

The boards of directors of both companies unanimously approved Valero's acquisition of Premcor, which is subject to the approval of Premcor's shareholders and customary regulatory approvals. The transaction is expected to close Dec. 31, 2005, and both companies expect a smooth transition. There will be no changes to Valero's senior management or board of directors.

Lehman Brothers acted as a financial advisor to Valero, and Morgan Stanley served as a financial advisor to Premcor.

Valero Energy Corporation

Valero Energy Corporation is a Fortune 500 company based in San Antonio, with approximately 20,000 employees and annual revenue of approximately $55 billion. The company owns and operates 15 refineries throughout the United States, Canada and the Caribbean. Valero's refineries have a combined throughput capacity of approximately 2.5 million barrels per day, which represents approximately 12 percent of the total U.S. refining capacity. Valero is also one of the nation's largest retail operators with more than 4,700 retail and wholesale branded outlets in the United States, Canada and the Caribbean under various brand names including Diamond Shamrock, Shamrock, Ultramar, Valero, and Beacon. Please visit www.valero.com for more information.

Premcor Inc.

Premcor is one of the largest independent petroleum refiners and suppliers of unbranded transportation fuels, heating oil, petrochemical feedstocks, petroleum coke and other petroleum products in the United States. The company owns and operates refineries in Port Arthur, Texas, Lima, Ohio, Memphis, Tennessee and Delaware City, Delaware with a combined crude oil throughput capacity of approximately 790,000 barrels per day. Please visit www.premcor.com for more information.

WEBCAST: An analyst meeting is scheduled for 11:30 a.m. ET today at the Waldorf Astoria Hotel in New York City at 301 Park Avenue. Analysts interested in listening to the presentation may access it by dialing 866/262-0921, reservation passcode 5773783. International callers may access the presentation by dialing 706/634-0875, passcode 5773783. A live broadcast of the conference call will also be available on Valero's web site at www.valero.com.

Statements contained in this press release that state the Company's or management's expectations or predictions of the future are forward-looking statements intended to be covered by the safe harbor provisions of the Securities Act of 1933 and the Securities Exchange Act of 1934. It is important to note that the Company's actual results could differ materially from those projected in such forward-looking statements.

Investors and security holders are urged to read the proxy statement/prospectus that will be sent to Premcor stockholders regarding the proposed merger, when it becomes available, because it will contain important information. The proxy statement/prospectus will be filed with the Securities and Exchange Commission by Valero and Premcor. Investors and security holders may obtain a free copy of the proxy statement/prospectus, when it is available, and other documents filed by Valero and Premcor with the Commission at the Commission's web site at www.sec.gov. The proxy statement/prospectus and these other documents may also be obtained, when available, free of charge from Valero and Premcor. Stockholders should read the definitive proxy statement/prospectus carefully before making a decision concerning the merger.

Premcor, and its directors, executive officers and certain other of its employees, may be soliciting proxies from its stockholders in favor of the approval of the

ANEXO 20 - Página 4 de 4

merger. Information regarding the persons who may, under SEC rules, be deemed to be participants in the solicitation of Premcor stockholders in connection with the merger is set forth in Premcor's proxy statement for its 2005 annual meeting, filed with the SEC on April 1, 2005, and additional information will be set forth in the definitive proxy statement/prospectus referred to above when it is filed with the SEC.

###

Legal Transparency & Disclosure Site Map Contact Us Careers © The Blackstone Group L.P., 2013–2014. All rights reserved. English Chinese Japanese

June 30, 2005

Ashland Inc. Closes MAP Transaction With Marathon Oil Corporation

COVINGTON, Ky., June 30 /PRNewswire-FirstCall/ -- Ashland Inc. (NYSE: ASH) today announced the completion of its previously announced agreement with Marathon Oil Corporation (NYSE: MRO) to transfer Ashland's 38-percent interest in Marathon Ashland Petroleum LLC (MAP) and two other businesses to Marathon Oil Corporation in a transaction valued at approximately $3.7 billion. The two other businesses are Ashland's maleic anhydride business and 60 Valvoline Instant Oil Change (VIOC) centers in Michigan and northwest Ohio.

(Logo: http://www.newscom.com/cgi-bin/prnh/20040113/ASHLANDLOGO)

As a result of this transaction:

- Ashland shareholders of record as of the close of business on June 30, 2005, will receive .2364 Marathon shares per Ashland share. In total, Ashland's shareholders will receive 17,538,815 shares of Marathon common stock with an aggregate value of $938 million based upon the June 29 closing price of Marathon stock.
- Ashland received cash of $2,406 million and MAP accounts receivable valued at $911 million. These amounts include approximately $2.8 billion of cash and accounts receivable included in the $3.7 billion transaction value, and $518 million of cash and accounts receivable representing 38 percent of MAP's distributable cash as of June 30, 2005.

From March 18, 2004, through May 31, 2005, MAP had suspended quarterly cash distributions to Ashland and Marathon. As previously announced, on May 31 Ashland received a cash distribution from MAP of $268 million.

"Today, we have completed one of our key strategic objectives," said James J. O'Brien, Ashland's chairman and chief executive officer. "This transaction demonstrates Ashland's commitment to deliver long-term value to our shareholders and brings to a close a long and notable chapter of our history in petroleum refining and marketing."

As previously announced, Ashland intends to use a substantial portion of the transaction proceeds to retire all or most of the company's outstanding debt and certain other financial obligations. Today, the company has repaid $2.1 billion of debt or debt-like obligations; approximately $400 million of obligations are expected to be repaid in the September quarter or early in the December quarter.

The above transactions are expected to result in a net increase in Ashland's cash and investment securities of approximately $1.1 billion. This reflects the $2,406 million in cash and $911 million of accounts receivable received in the transaction, the $268 million cash distribution received on May 31 and the repayment of approximately $2.5 billion of debt and other financial obligations.

Ashland currently does not anticipate that it will be obligated to pay any tax under Internal Revenue Code Section 355(e) in connection with this transaction. Whether Ashland is required to pay any such taxes will depend upon, among other things, the trading price of new Ashland stock on July 1, and the final adjusted tax basis of new Ashland stock, which will be determined after July 1.

Ashland shareholders of record on June 30, 2005, will automatically receive new Ashland shares within the next few weeks. In addition, a letter of transmittal and instructions for exchanging old Ashland shares for shares of Marathon stock will be mailed in July to the Ashland shareholders of record on June 30, 2005. Ashland shareholders who have shares deposited into a brokerage account will not need to do anything to receive their new Ashland or Marathon stock. The Depository Trust Corporation (DTC) will exchange the shares they hold directly with National City Bank, the Exchange Agent, who in turn will send DTC the new Ashland and Marathon shares.

"We are entering an exciting new era for Ashland," said O'Brien. "Our wholly-owned businesses are well positioned in markets having significant opportunities for continued growth. As such, we will focus first and foremost on organic growth. When acquisitions provide the opportunity to strengthen our core businesses and to deliver economic value to our shareholders, we will carefully consider them. As always, we will look to the creativity and knowledge of Ashland people to realize our potential. I am privileged to lead this great team."

With the completion of this transaction, Ashland will operate as two Sectors - Chemical and Transportation Construction. The Chemical Sector provides innovative product and service solutions in adhesives; composite polymers; metal casting solutions; water treatment; Valvoline® premium motor oil and car care products; and chemicals and plastics distribution. The Transportation Construction Sector, commercially known as Ashland Paving And Construction, Inc. (APAC), is a major supplier of construction materials including crushed aggregates and asphaltic concrete; and is one of the nation's largest transportation construction contractors, doing business in 14 southern and mid-western states.

Ashland Inc. (NYSE: ASH) is a Fortune 500 chemical and transportation construction company providing products, services and customer solutions throughout the world. To learn more about Ashland, visit www.ashland.com.

Forward-Looking Statements

This news release contains forward-looking statements, within the meaning of Section 27A of the Securities Act of 1933 and Section 21E of the Securities Exchange Act of 1934, with respect to Ashland's operating performance. These estimates are based upon a number of assumptions, including those mentioned within this news release. Such estimates are also based upon internal forecasts and analyses of current and future market conditions and trends, management plans and strategies, weather, operating efficiencies and economic conditions, such as prices, supply and demand, cost of raw materials, and legal proceedings and claims (including environmental and asbestos matters). Although Ashland believes its expectations are based on reasonable assumptions, it cannot assure the expectations reflected herein will be achieved. This forward-looking information may prove to be inaccurate and actual results may differ significantly from those anticipated if one or more of the underlying assumptions or expectations proves to be inaccurate or is unrealized or if other unexpected conditions or events occur. Other factors and risks affecting Ashland are contained in Ashland's Form 10-K, as amended, for the fiscal year ended Sept. 30, 2004. Ashland undertakes no obligation to subsequently update or revise the forward-looking statements made in this news release to reflect events or circumstances after the date of this release.

Additional Information about the MAP Transaction

The registration statement containing the proxy statement/prospectus relating to the transaction was declared effective by the SEC on May 20, 2005. The definitive proxy statement/prospectus relating to the transaction was filed with the SEC on May 25, 2005 and was mailed on May 27, 2005 to shareholders of record as of May 12, 2005. Investors and security holders are urged to read those documents and any other relevant documents filed or that will be filed with the SEC as they become available, because they contain, or will contain, important information. Security holders may obtain a free copy of the definitive proxy statement/prospectus and other documents filed with the SEC by Ashland, ATB Holdings and New EXM at the SEC's website at www.sec.gov. The definitive proxy statement/prospectus and other documents filed with the SEC by Ashland, ATB Holdings and New EXM may also be obtained for free in the SEC filings section on Ashland's Investor Relations website at www.ashland.com/investors, or by directing a request to Ashland at 50 E. RiverCenter Blvd., Covington, KY 41012. The respective directors and executive officers of Ashland and other persons may be deemed to be participants in solicitation of proxies in respect of the proposed transaction. Information regarding Ashland's directors and executive officers is available in its proxy statement filed with the SEC by Ashland on December 14, 2004. Investors may obtain information regarding the interests of participants in the solicitation of proxies in connection with the transaction referenced in the foregoing information by reading the definitive proxy statement/prospectus.

SOURCE Ashland Inc.
-0- 06/30/2005
/CONTACT: Ken Gordon of Ashland Inc., +1-859-815-4195, or cell, +1-614-886-4424, or kdgordon@ashland.com /
/Photo: http://www.newscom.com/cgi-bin/prnh/20040113/ASHLANDLOGO
AP Archive: http://photoarchive.ap.org
PRN Photo Desk photodesk@prnewswire.com /
/Company News On-Call: http://www.prnewswire.com/comp/065263.html /
/Web site: http://www.ashland.com
http://www.ashland.com/investors /
(ASH MRO)
CO: Ashland Inc.; Marathon Oil Corporation
ST: Kentucky, Ohio, Georgia
IN: OIL CHM TRN CST
SU: TNM
JE-JT
-- CLTH080 --
7959 06/30/2005 16:45 EDT http://www.prnewswire.com

"Safe Harbor" Statement under the Private Securities Litigation Reform Act of 1995: Statements in this press release regarding Ashland's business which are not historical facts are "forward-looking statements" that involve risks and uncertainties. For a discussion of such risks and uncertainties, which could cause actual results to differ from those contained in the forward-looking statements, see "Risk Factors" in the Company's Annual Report or Form 10-K for the most recently ended fiscal year.

delicious Digg Facebook LinkedIn Twitter

© 2014, Ashland

PRESS RELEASE **March 31, 2006**

CONNACHER CLOSES ACQUISITION OF MONTANA REFINING ASSETS AND RELATED FINANCING

Calgary, Alberta – **CONNACHER OIL AND GAS LIMITED ("Connacher") - (CLL – TSX)** announces that today its wholly-owned subsidiary, Montana Refining Company, Inc. ("MRC"), has completed the acquisition of all right, title and interest in an 8,300 bbl/d refinery, together with related structures and specified tangible assets, located in Great Falls, Montana, U.S.A. The seller was an affiliate of Holly Corporation (NYSE – HOC) of Dallas, Texas.

The acquisition included certain inventory comprised of both petroleum products and equipment. There was also a provision for adjustments related to a planned refinery turnaround, scheduled to commence in April 2006, and for certain capital investments related to the planned installation of a NaHs Unit upgrade to meet emerging air quality standards. All refinery employees and staff have indicated their intention to continue employment with MRC.

The consideration for the purchase was US$55 million, comprised of cash and one million (1,000,000) Connacher common shares from treasury. Mustang Capital Partners Inc. of Calgary, Alberta acted as Connacher's advisors in the transaction.

Connacher substantially financed the transaction and related costs with a new US$51 million bridge financing provided by BNP Paribas (Canada). Connacher also expects it will refinance this indebtedness from a proposed US$148 million term debt facility, which the company anticipates will be arranged for it by BNP Paribas over the next few months, pursuant to a previously-executed Mandate Letter. If as anticipated the term debt facility is completed on satisfactory terms, forecast surplus proceeds after repayment of the bridge facility would be utilized to supplement Connacher's available cash flow and cash balances to finance capital expenditures at the Company's Great Divide SAGD oil sands project, situated approximately fifty miles southwest of Fort McMurray in northeastern Alberta, Canada.

This refinery purchase complements the previous acquisition by Connacher of Luke Energy Ltd. ("Luke"), an Alberta natural gas producer which closed on March 16, 2006. The Luke acquisition provides Connacher with new natural gas production and thereby hedges its anticipated initial requirements for natural gas to create steam for its proposed SAGD operation at Great Divide. Based on Luke production volumes, the Luke purchase also provides surplus natural gas production volumes for sale in the marketplace.

This refinery purchase by MRC provides Connacher with protection against the wider and more volatile crude oil price differential swings which have become increasingly frequent in a higher oil price environment for heavy oil such as would be produced at Great Divide. Furthermore, MRC is anticipated to be a profitable and strong business unit which, based on recent experience, has the potential to contribute to Connacher's anticipated cash flow growth in 2006 and beyond.

In early March 2006, prior to the Luke and refinery purchases, Connacher completed a $100 million equity financing. After the closing of the Luke and the refinery purchases, Connacher's only indebtedness is $17.6 million. Connacher maintains cash balances of approximately $12 million and has undrawn lines of banking credit of approximately $97 million.

Connacher Oil and Gas Limited is a public Canadian crude oil and natural gas company. Its principal asset is a 100 percent interest in 110 sections (70,400 acres) of leases at its Great Divide oil sands project in northeastern Alberta. In August 2005 Connacher submitted its application to regulatory authorities to develop this project and is awaiting approval to proceed with the proposed development program in 2006. Connacher also holds conventional producing properties in the Provinces of Alberta and Saskatchewan with current production of approximately 3,650 boe/d and owns a 31 percent equity stake in Petrolifera Petroleum Limited (PDP – TSX), which company recently announced a number of significant crude oil discoveries on its Puesto Morales/Rinconada concession located in the Neuquen Basin, Argentina.

This press release contains forward-looking statements, including statements related to the anticipated financial performance of Luke, MRC and sources of funding. These statements are based on current expectations that involve a number of risks and uncertainties, which could cause actual results to differ from those anticipated. These risks include, but are not limited to, risks associated with the oil and gas industry (e.g. operational risks in development, exploration and production; delays or changes in plans with respect to exploration or development projects or capital expenditures; the uncertainty of reserve estimates; the uncertainty of estimates and projections in relation to production, costs and expenses and health, safety and environmental risks), the risk of commodity price and foreign exchange rate fluctuations, the risks and uncertainties associated with securing the necessary regulatory approvals and financing to proceed with the Great Divide project.

Due to the risks, uncertainties and assumptions inherent in forward-looking statements, prospective investors in the company's securities should not place undue reliance on these forward-looking statements. For additional information relating to the risks and uncertainties facing Connacher, refer to Connacher's 2005 Annual Report and Annual information Form which is available on SEDAR at www.sedar.com. A barrel of oil equivalent (boe), derived by converting gas to oil in the ratio of six thousand cubic feet of gas to oil, and may be misleading, particularly if used in isolation. A boe conversion is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead.

For further information, contact:
Richard A. Gusella
President and Chief Executive Officer
Connacher Oil and Gas Limited
Phone: (403) 538-6201 Fax: (403) 538-6225
inquiries@connacheroil.com www.conacheroil.com

ALON USA













Paramount Petroleum Corporation and Edgington Oil Company Announcement of Acquisitions

May 1, 2006

Forward-Looking Statements

Any statements contained in or made in this presentation that are not statements of historical fact are forward-looking statements. Forward-looking statements reflect current expectations of the management of Alon USA Energy, Inc. ("Alon") regarding future events, results or outcomes. These expectations may or may not be realized. Some of these expectations may be based upon assumptions or judgments that prove to be incorrect. In addition, Alon's business and operations involve numerous risks and uncertainties, many of which are beyond its control, which could result in these expectations not being realized or otherwise materially affect Alon's financial condition, results of operation and cash flows. Additional information regarding these and other risks is contained in Alon's filings with the Securities and Exchange Commission.

Transaction Summary

- Alon has executed purchase agreements to acquire the Paramount Petroleum Corporation and the Edgington Oil Company in two separate transactions for a combined amount of approximately $459 million plus inventories in Edgington

  Paramount Petroleum Corporation

  - $307 million for all equity interests in Company
  - Assuming approximately $100 million of debt, net of cash
  - Including estimated $105 million of working capital [(1)] at closing
- Paramount's primary assets are a hydroskimming oil refinery in California; a topping refinery in Oregon; and an asphalt marketing business in the western United States
  - 54,000 bpd refinery in Paramount, CA
    - 6.4 complexity
  - 12,000 bpd refinery and terminal in Willbridge, OR
  - 7 additional asphalt terminals located in California, Arizona, Nevada and Washington
  - 50% interest in Wright Asphalt - A proprietary ground tire rubber asphalt business

  Edgington Oil Company
- $52 million for all assets of the company plus the negotiated value of all ending inventories
- Edgington's primary asset is a heavy crude topping refinery located in California
  - 24,000 bpd capacity

(1) Working capital obligations defined as (adjusted accounts receivable + inventory + prepaid expenses and others) less (trade payables + current accrued liabilities)

Transaction Summary

- Acquisition will be financed with a combination of cash on hand and proceeds from a new credit facility

Paramount

- Forfeiture of $10 million for qualified termination prior to June 30th
- Increased to $25 million if termination date is automatically extended to August 31, 2006, to obtain regulatory approval
  - No Material Adverse Effect (subject to purchase price adjustment for an MAE less than $40 million)

Edgington

- Forfeiture of $5 million for qualified termination prior to June 1st (or July 1, 2006 if regulatory approval not yet obtained)

The following provisions relate to both transactions:

- Limited conditions to closing
  - HSR clearance
  - No financing out
- Targeted closing in late May 2006
- Immediately accretive to earnings and cash flow

Strategic Rationale

- Paramount and Edgington assets are a great fit with Alon
  - Enhanced geographic diversity adds exposure to PADD V refining margins
  - Increase Alon's asphalt integration
  - Significantly increase retail asphalt opportunities
- The assets provide profit improvement opportunities
  - Alon has proven track record of increasing refining reliability, capacity and yields
    - Reformer and Bensat units installed in 2005 at the Paramount refinery
  - Optimize and save on asphalt blendstock purchases and transportation costs
  - Expense and overhead savings
    - Reduction of refinery operating expenses (i.e., Big Spring)
    - Elimination of duplicative corporate functions
  - Best practices transfer between companies
  - Potential to add additional units in future to expand fuels production
- Geographic proximity allows both refineries to be operated as one
  - The two refineries are approximately 2 miles apart and will be operated with one LP model utilizing the existing owned pipeline and right of way
  - Unlocks the operating efficiencies in purchasing, supply chain, operations and back office

A Great Fit With Alon

ALON USA

- Refinery
- Alon Product Terminal
- Exchange Terminal
- Third-Party Terminal
- Asphalt Terminal
- Wright JV Asphalt Terminal
- Alon Pipelines
- Alon Pipelines (unfinished)
- HEP Pipelines
- Third-Party Pipelines
- Key Retail Cities







Paramount Refinery Overview

- 54,000 bpd refinery
- 6.4 complexity
- 60 fee acres
- 1,800,000 barrels total storage
- 105 miles owned and leased crude and product pipelines
- Major products:
  - 16% CARBOB Gasoline
  - 16% CARB / Ultra Low Sulfur Diesel
  - 10% Jet Fuel
  - 30% Asphalt
  - 25% Vacuum Gas Oil





Paramount Refinery – Major Process Units

Unit	Capacity (bpd)
Two crude / vacuum trains	54,000
Reformer	12,000
Hydrotreaters	32,000
Bensat / Isomerization	4,000
Jet Treater	8,000
LSR Merox Treater	4,000





- Sulfur Recovery Unit – 40 tons/day
- 7.5 megawatt gas-fired cogeneration plant

Edgington Long Beach Refinery

ALON USA

- 24,000 bpd refinery
- 2.8 complexity
- 18 fee acres
- Major products:
  - 10% Naptha
  - 14% Untreated Diesel
  - 12% Jet Fuel
  - 42% Asphalt
  - 22% Vacuum Gas Oil



Unit	Capacity (bpd)
Two crude trains	24,000
Two vacuum towers	12,000
Jet treater	2,500

Willbridge Topping Refinery and Terminal in Portland Oregon

- 12,000 bpd heavy oil refinery
- 1.3 complexity
- 1,032,000 barrels total storage
- Sales: 250,000 tons per year
- 42 acres
- 14 rail unloading spots (spring 2006)
- Emulsion manufacturing plant
- Roofing air blowing plant
- Water access

Major products	%
Paving asphalt	50
Roofing asphalt	15
Vacuum gas oil	30
Naphtha	5



Paramount Asphalt Marketing Business

ALON USA

Over 2 million tons of asphalt sales per year

Asphalt Terminals:

Terminal	Storage Mbbls(1)	PRODUCTS		
		Conventional Paving	Modified Paving	Emulsions / Cutbacks
Paramount Terminal	1,800	√	√	√
	240			
Mojave		√	√	
Elk Grove	300	√	√	√
Phoenix	160	√	√	√
Flagstaff	27	√		√
Fredonia	60	√		√
	250			
Fernley*		√	√	
Willbridge	1,032	√	√	√
Richmond Beach	1,060	√		√
TOTAL	**3,129**			

(1) Storage figures for Willbridge and Richmond Beach include crude oil, fuel oil, and other products.
•50% owned by Paramount.

Wright Asphalt: 50% PPC ownership, market through facilities in Houston, Corpus Christi, Big Spring, Phoenix, Tulsa and Portland owned by others.

Estimated Financial Contribution

- Key assumptions
  - Annual throughput of 48,000 bpd in Paramount refinery
  - Annual throughput of 10,000 bpd in Long Beach (Edgington)
  - Realized gross margin based on 2003-2005 pricing environment
  - Terminals EBITDA of $28 mm
  - Estimated synergies of $10 - $15 mm per year (longer term opportunities for more)
    - Only $5 million currently reflected in estimated financial contribution

($ in millions)

	Est. Contribution
Paramount Refinery EBITDA	$57.0
Willbridge Refinery EBITDA	$1.0
Long Beach (Edgington) EBITDA	$14.0
Asphalt Marketing	$28.0
EBITDA	**$100.0**
Depreciation	($18.0)
Net Interest Expense	($35.0)
Tax Expense 40%	($19.0)
Net Income to Common	**$28.0**
Add back Depreciation	$18.0
Deferred Tax Expense	($2.0)
Cash Flow	**$44.0**
Fully Diluted Shares	46.8
Incremental Earnings Per Share	$0.60
Incremental Cash Flow Per Share	$0.94

Capital Spending Requirements

- Ongoing capital need of approximately $10 mm per year
- Other key opportunities to be considered:
  - Hydrocracker
  - Modified asphalt plant expansion
  - Rack equipment / activities for finished fuels
  - LPG processing

Summary

- Logical acquisitions
  - Strategic
  - Synergistic
  - Accretive
- Attractive prices
- Doubles existing refining base (70,000 bpd to 160,000 bpd)
- Access to West Coast refining margins
- Complements Alon's existing asphalt business
- Significant opportunities for future growth and profit improvement

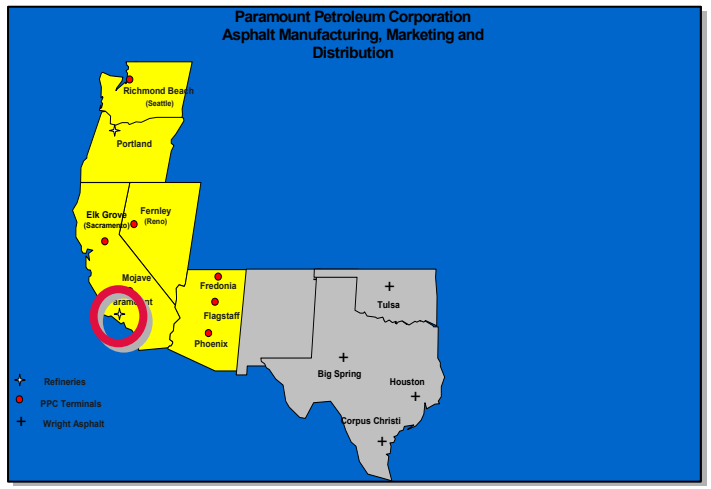
Appendix

Asphalt Terminals and Wright Asphalt Overview

Paramount Asphalt Terminal

- 600,000 barrels asphalt storage
- Sales: 1,000,000 tons per year
- Asphalt Oxidation plant – 6,000 bpd
- Emulsions Plant – 2,300 bpd / Polymer Modified Asphalt Plant – 2,000 bpd
- 14 car rail capacity / 15 truck loading racks
- Products:
  - Roofing Flux, Coatings and Sealants
  - Emulsions and Cutbacks
  - Polymer Modified PMA Products
  - Ground Tire Modified TRMAC patented rubberized asphalt products
- ASHTO certified/SHRP laboratory
- 265 car rail fleet
- Environmental arrangements with previous owners





Richmond Beach Terminal

- 1,064,000 barrels total storage
  - Asphalt
  - Fuel Oil
- Sales: 100,000 tons per year
- 65 acres, located on Puget sound
- Water Access:
  - 1,000 foot marine dock, 36 foot draft
- 9 rail unloading spots w/ steam, 10 spots w/o steam
- Roofing air blowing plant
- Asphalt emulsion plant
- Environmental arrangements with previous owners

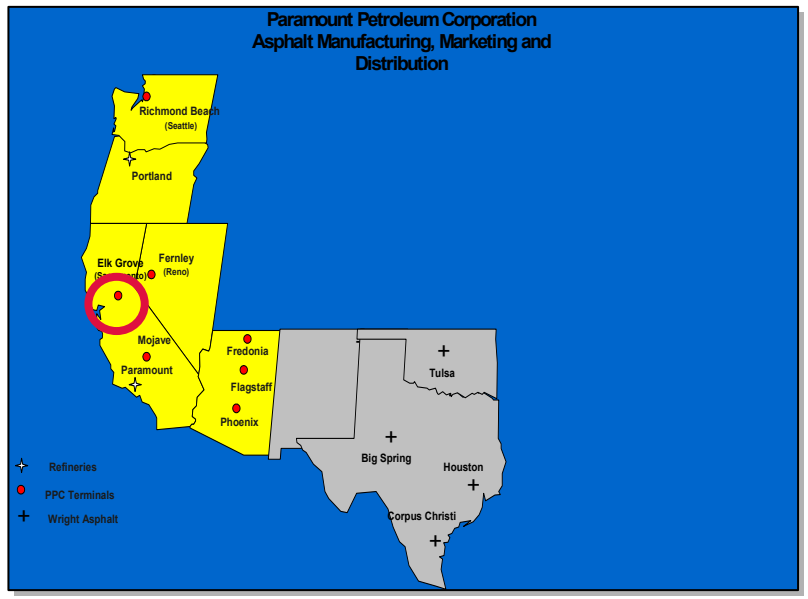




Elk Grove Terminal

- 300,000 barrels asphalt storage
- Sales: 300,000 tons per year
- 17 fee acres
- 21 car rail capacity with additional 12 leased
- 7 truck loading racks
- Plants:
  - Emulsions and Cutbacks
  - PMA Products
- SHRP laboratory

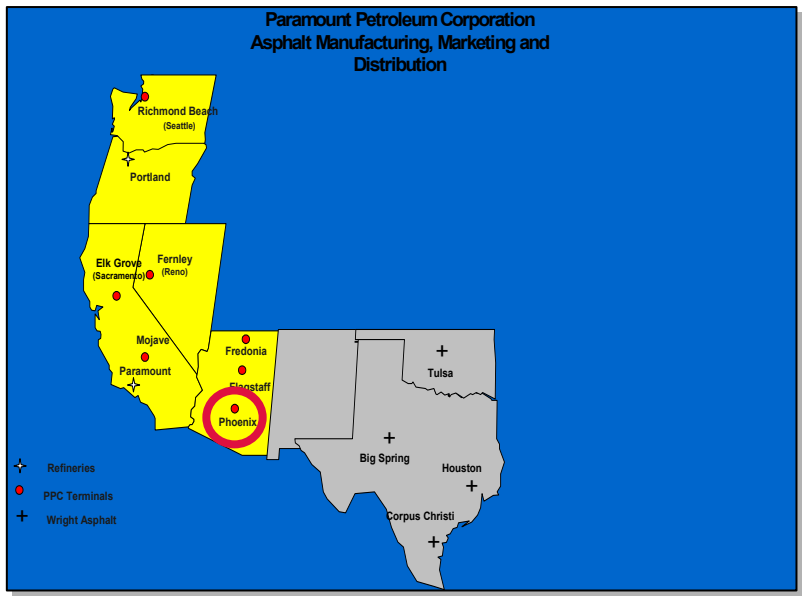




Phoenix Terminal

- 159,000 barrels asphalt storage
- Sales: 175,000 tons per year
- 10 fee acres
- 27 car rail capacity
- 7 truck loading racks
- Plants:
  - Emulsions and Cutbacks
  - PMA Products
  - Tire Rubber Modified Asphalt Products
- ASHTO certified / SHRP laboratory
- Environmental arrangements with previous owners

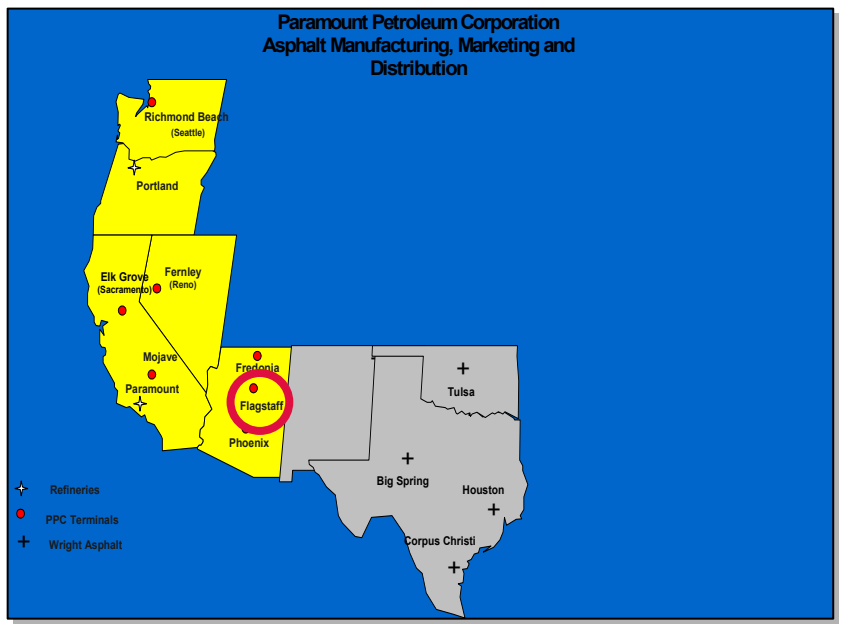




Flagstaff Terminal

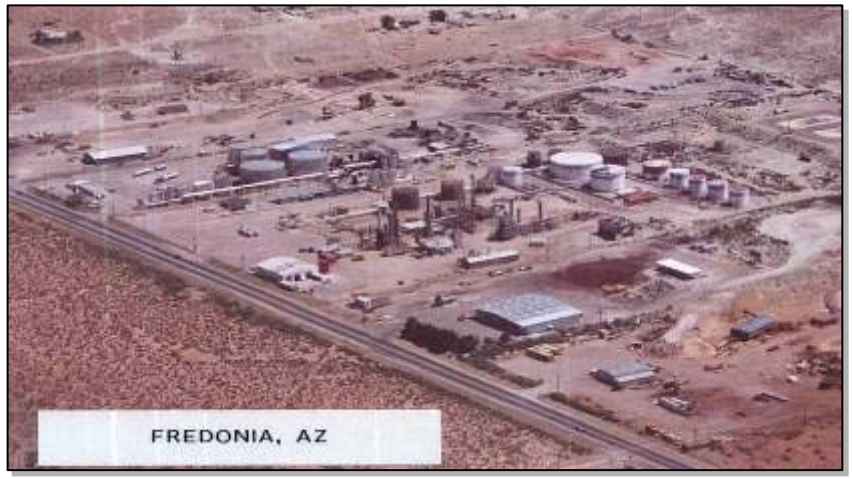
- 27,000 barrels asphalt storage
- Sales: 40,000 tons per year
- Leased facility
- 12 car rail capacity
- 4 truck loading racks
- Plants:
  - Emulsions and Cutbacks
  - PMA Products
- Environmental arrangements with previous owners

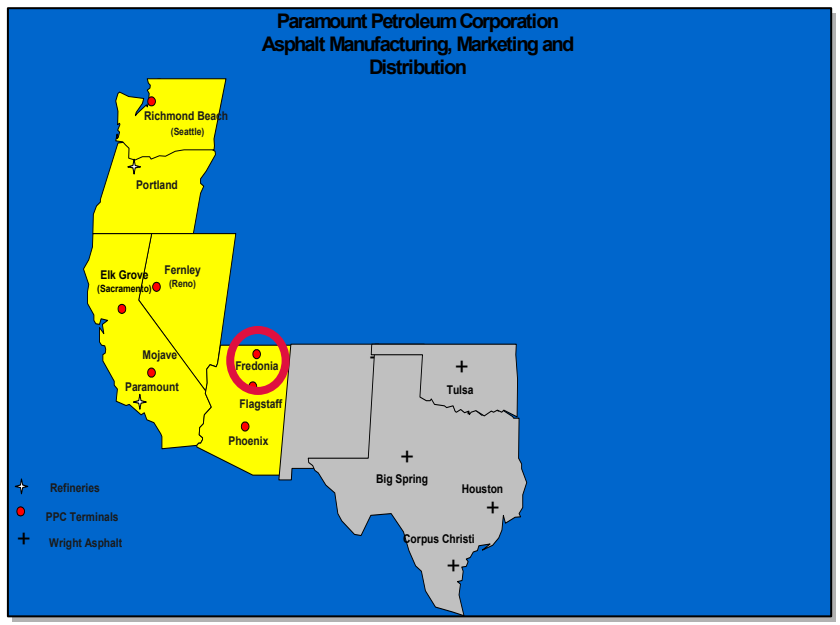




Fredonia Terminal

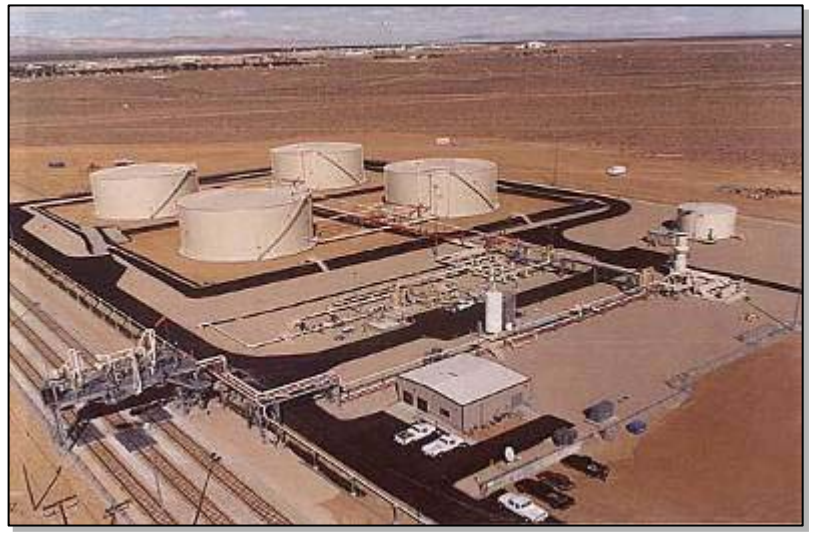
- 60,000 barrels asphalt storage
- Sales: 20,000 tons per year
- Leased facility
- 2 truck loading racks
- Plants:
  - Emulsions and Cutbacks





Mojave Terminal*

- 240,000 barrels asphalt storage with hot oil heating
- Sales: 100,000 tons per year
- 65 fee acres
- 2.3 miles of rail spur on site
- 20 heated rail unloading spots
- Product blending in tanks
- 4 truck loading racks
- 80 foot truck scale



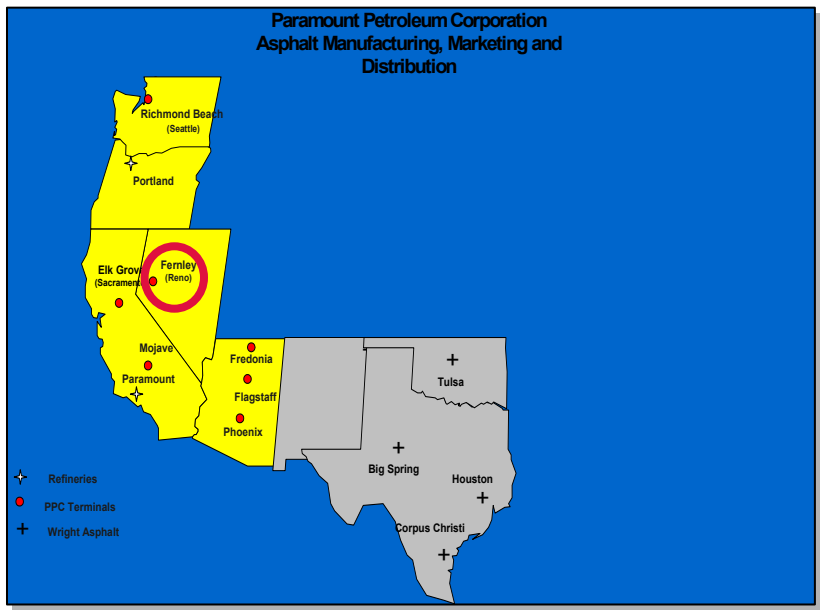
* Photo predates asphalt retrofit at terminal.



Fernley Terminal

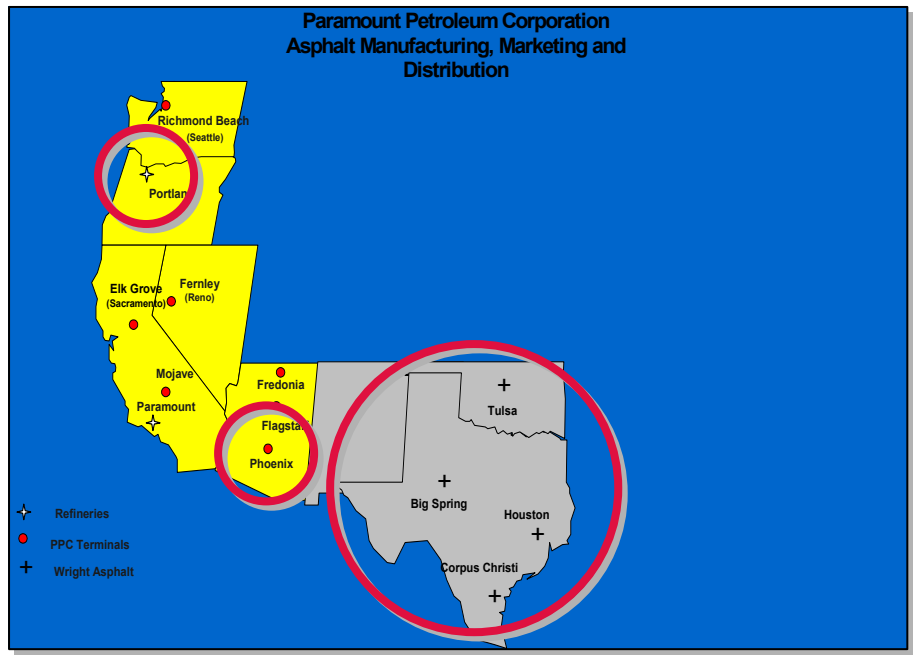
- 250,000 barrels asphalt storage
- Sales: over 100,000 tons per year
- 50% venture with partner; PPC operated and managed
- 42 fee acres
- Car rail unloading
- 6 truck loading racks
- Plants:
  - PMA products





Wright Asphalt Company

- 50% venture with partner
- Specializing in patented Tire Rubber Modified Asphalt products
- Over 300,000 tons of sales per year
- 6 marketing locations:
  - Houston, TX
  - Corpus Christi, TX
  - Big Spring, TX
  - Tulsa, OK
  - Phoenix, AZ
  - Portland, OR
- SHRP laboratory





The Motley Fool

A Gusher for Alon USA

By Robert Aronen | More Articles
May 8, 2006 | Comments (0)

Background
Last November, I highlighted **Alon USA Energy** (NYSE: ALJ) as a company worth watching in the refining and marketing sector of the oil patch. Its purchase of two West Coast refining companies -- the latest of its shrewd moves -- has made the continued observation worthwhile.

In January, Alon USA cleaned out its debt. In March, its shares were still cheap. As the company's coffers filled with cash, it bought Good Time Stores at the end of March to increase its retail footprint in the Southwest. And then, just last week, Alon USA more than doubled its refining capacity by purchasing Paramount Petroleum and Edgington Oil in deals totaling $459 million.

The double deal
The first part of that deal has Alon USA buying Paramount for $307 million plus $100 million in assumed debt. Alon USA will receive a 54,000-bpd (barrel per day) refinery in Paramount, Calif., and a 12,000-bpd refinery in Portland, Ore. The Portland refinery is primarily an asphalt plant, while the California refinery also produces California-grade gasoline and diesel fuel. Seven asphalt terminals and a 50% interest in Wright Asphalt Products, which sells modified rubber asphalt, are also included in the deal.

In the second part of the deal, Alon USA is buying Edgington Oil for $52 million to acquire a Long Beach, Calif., 24,000-bpd refinery that primarily makes jet fuel, asphalt, and fuel oil.

Perfect fit
This double deal (link opens a pdf file) is a perfect fit for Alon USA. The company's refining capacity increases to 160,000 bpd, and it takes on additional scale and geographic diversification to feed its growing retail network. What's more, California refiners enjoy higher margins than do those in other parts of the country because of the state's specialty fuel formulations. Plus, the asphalt production capacity and terminals allow Alon USA to grow its asphalt business in the West Coast paving markets.

Alon USA intends to combine the Edgington Oil facility and Paramount's California location into a single refinery with a 78,000-bpd capacity, a move that could potentially boost gasoline and diesel production to 80% of refinery output, from its current level of 42%. Corporate savings from synergies are estimated at $10 million to $15 million per year over the long term. In the near term, management expects the deal to increase earnings per share by $0.60 and cash flow per share by $0.94.

Valuation
Alon USA has acquired these assets for a very reasonable price -- $5,100 per barrel per day of refining capacity ($459 million/90,000 barrels). That's nearly 50% less than the price **Valero Energy** (NYSE: VLO) paid to acquire Premcor last year.

The comparison goes only so far, however, since the Premcor facilities were much larger and more complex and produced higher percentages of higher-margin transportation fuels. Yet both companies paid much less than they would have if they had built new facilities.

One of the most intriguing aspects of the deal is Alon USA's intention to merge the two California refineries into a single operation. If management can execute on its plan to increase the merged refinery's gasoline and diesel production, the price Alon USA paid may well look like a steal in a few years.

Final thoughts
This recent purchase confirms my belief that Alon USA has an exceptional management team. David Wiessman, chairman of the company's board, bought

Alon Israel Oil in 1993 and built it into one of the leading fuel marketing companies in Israel. Take a look at the rest of the executive team, and it becomes clear that this small company is being run by industry veterans.

Obviously, Alon USA has a long way to go before it starts knocking heads with Valero, **ConocoPhillips** (NYSE: COP) , or even **Tesoro** (NYSE: TSO) . Yet 10 years ago, few people had heard of Valero or Tesoro. What kind of a company will Alon USA be in 10 years? I don't know, but I'm inclined to hold my shares and find out.

*Alon has many of the characteristics that the team at*Motley Fool Hidden Gems*looks for -- experienced management, inside ownership, and effective allocation of capital. Sign up for a free trial to find out which companies are beating the market by a whopping 29 percentage points over the past few years.*

Fool contributor Robert Aronen eats his own cooking and owns shares of Alon USA. Please feel free to share your comments with him. The Motley Fool has an ironclad disclosure policy.

Comments from our Foolish Readers

Exhibit 99.1

ALON USA **NEWS RELEASE**

Contacts: Claire A. Hart, Senior Vice President
Alon USA Energy, Inc.
972-367-3649

Investors: Jack Lascar/Sheila Stuewe
DRG&E / 713-529-6600

Media: Blake Lewis
Lewis Public Relations
214-269-2093
Ruth Sheetrit
SMG Public Relations
011-972-547-555551

FOR IMMEDIATE RELEASE

ALON USA ANNOUNCES REFINERIES TRANSACTIONS

Transactions include three refineries and seven asphalt terminals
Conference call, including accompanying slides, scheduled Monday, May 1st at 10:00 AM Eastern Time to discuss acquisitions

DALLAS, TX — May 1, 2006 — Alon USA Energy, Inc. (NYSE: ALJ) ("Alon") announced today that it has executed two separate definitive agreements to purchase Paramount Petroleum Corporation, excluding certain real estate assets, as well as to purchase the assets of Edgington Oil Company.

"Our IPO in July 2005 was designed to place the Company on a growth path in order to achieve the further integration of our business," stated David Wiessman, Executive Chairman of the Board for Alon USA. "These two acquisitions will more than double our refining capacity, improve our risk profile as a single refiner and allow us to expand into higher value-added asphalt business. We will continue to pursue well-thought-out growth in the Southwest."

The Paramount transaction will include:

- Paramount's 54,000 barrels per day (bpd) refinery in Paramount, CA;
- Paramount's 12,000 bpd heavy crude refinery in Portland, OR;
- Paramount's seven asphalt terminals located in Seattle, WA, Elk Grove and Mojave, CA, Reno, NV, Phoenix, Fredonia, and Flagstaff, AZ;
- Paramount's 50% interest in Wright Asphalt Products Company, which specializes in patented tire rubber modified asphalt products that are provided in six terminals.

The Paramount refinery services the Los Angeles/southern California market. The historical refined product mix from the Paramount refinery, with a 6.4 complexity rating which is expected to increase following an expansion project, consists of approximately 16% light fuels, 26%

middle distillates, 25% gas oils and 30% asphalt. Recent upgrades to the facility allow for the production of high value Carb Diesel and Carbob Gasoline.

The purchase price of the Paramount transaction consists of $307 million in cash and the assumption of approximately $100 million of net debt. The transaction is expected to close during the latter portion of the second quarter or early during the third quarter of 2006, following regulatory approvals.

Deutsche Bank Securities, Inc. acted as financial advisor and Gibson, Dunn & Crutcher and Songstad & Randall acted as legal advisors to Paramount. Credit Suisse will arrange a credit facility for Alon and Jones Day acted as legal advisor to Alon.

In addition to the Paramount purchase agreement, Alon today also announced that it has executed a definitive agreement to purchase the assets of Edgington Oil Company, a heavy crude refining company located in Long Beach, California, for a total consideration of approximately $52 million in cash plus an amount to be determined for the value of inventory.

The Edgington refinery is a topping refinery with a nameplate crude capacity of approximately 40,000 bpd. Using heavy crudes, the refinery can produce up to 24,000 bpd. Alon anticipates that it will refine heavy crudes at the Edgington refinery. The refinery is linked to other local refineries and pipeline systems, as well as to a pipeline to the Long Beach dock, which provides additional flexibility for sourcing crude outside California.

Merging the Paramount refinery with Edgington into one refinery (78,000 bpd) coupled with the Portland refinery (12,000 bpd) will add 90,000 bpd of refined capacity to the existing 70,000 bpd sour crude refinery in Big Spring, Texas.

This transaction is expected to close before the end of the second quarter of 2006 and is subject to the normal approval process, including regulatory approval.

“These two acquisitions provide significant growth opportunities for Alon. The advantages of heavy crude processing and upgrade of the bottoms via high valued asphalt sales fit our core strategy and our business model well,” said Jeff Morris, Alon’s President and CEO. “In addition, Paramount’s refinery in the Los Angeles area has recently been upgraded to produce Carb Diesel and Carbob Gasoline. We believe our fuels experience and operational capabilities will provide significant future opportunities. Also, the geographic coverage fits us perfectly.”

Alon has scheduled a conference call Monday, May 1st at 10:00 a.m. Eastern Time, to discuss the acquisition. To access the call, please dial (800) 218-9073, or (303) 262-2140, for international callers, and ask for the Alon USA Energy call at least 10 minutes prior to the start time. Investors may also listen to the live call and view accompanying slides on the Alon USA corporate website, http://www.alonusa.com by logging on that site and clicking “Investors.” Please visit the website at least fifteen minutes prior to the call to register, download and install any necessary audio software. A telephonic replay of the conference call will be available through, May 15, 2006 and may be accessed by calling (800) 405-2236, or (303) 590-3000 for international callers, and using passcode 11060007. A web cast archive will also be available at

www.alonusa.com shortly after the call and will be accessible for approximately 90 days. For more information, please contact Donna Washburn at DRG&E at (713) 529-6600 or email dmw@drg-e.com.

Alon USA Energy, Inc., headquartered in Dallas, Texas, is an independent refiner and marketer of petroleum products, operating primarily in the Southwestern and South Central regions of the United States. The Company owns and operates a sophisticated sour crude oil refinery in Big Spring, Texas, which has a crude oil throughput capacity of 70,000 barrels per day. Alon USA markets gasoline and diesel products under the FINA brand name and is a leading producer of asphalt in the State of Texas. The Company also operates convenience stores in West Texas and New Mexico under the 7-Eleven and FINA brand names and supplies motor fuels to these stores from its Big Spring refinery.

Any statements in this press release that are not statements of historical fact are forward-looking statements. Forward-looking statements reflect our current expectations regarding future events, results or outcomes. These expectations may or may not be realized. Some of these expectations may be based upon assumptions or judgments that prove to be incorrect. In addition, our business and operations involve numerous risks and uncertainties, many of which are beyond our control, which could result in our expectations not being realized or otherwise materially affect our financial condition, results of operation and cash flows. Additional information regarding these and other risks is contained in our filings with the Securities and Exchange Commission.

# # #

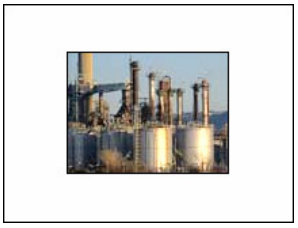
Lyondell buys out Texas refinery partner

Purchasing Citgo's 41.25% stake of Houston Ship Channel facility for $2.1 billion.

August 17 2006: 3:45 AM EDT

DOWJONES

SAN FRANCISCO (Dow Jones) -- Lyondell Chemical Co. said late Wednesday it bought out Citgo Petroleum Corp.' s stake in the Lyondell-Citgo refinery, a giant 268,000 barrel-per-day facility on the Houston Ship Channel, for $2.1 billion . Citgo, a wholly-owned subsidiary of Venezuela' s national oil company Petroleos de Venezuela S.A. (PDVSA) since 1990, held a 41.25% stake in the joint refining venture.



Lyondell (LYO) said the move, made when refining margins are running high along the Gulf Coast, will add immediately to the company' s bottom line and help it to reduce its debt load.

At he same time, Lyondell said it secured a five-year contract to buy 230,000 barrels of crude a day from PDVSA to ensure a steady supply of oil to the refinery. Terms of the deal were not disclosed, but Lyondell said the heavy, high-sulfur crude that the plant is designed to process would be bought at market price.

Heavy crude typically brings a lower price in the oil market because it costs more to refine. Lyondell-Citgo was among the few U.S.-based refining operations that designed their plants to cash in on that discount, handing in some of the highest refining margins in the business. Those margins have improved dramatically over the past year amid tight refining capacity and continued strong demand for petroleum products.

Valero Energy Corp. (VLO) is another Texas -based company that has tooled its refining operations to take advantage of the price spread betwee n heavy and light crude oil.

Citgo' s exit from Lyondell-Citgo brings to a close an increasingly strained relationship between the partners, the result of Venezuelan President Hugo Chavez' s push to make foreign oil companies pay higher production taxes while insisting that Venezuela exert greater control over its strategic resources.

Before the announcement, Lyondell shares closed with a 78-cent gain, or 3.4%, at $24 . (END) Dow Jones Newswires 08-17-06 0156ET Copyright (c) 2006 Dow Jones & Company, Inc.

More Company News

Most wanted Halloween costume: 'Frozen'

Honda, Takata sued over exploding airbags

America's gun stores are overstocked

Top Stories

Homes for the homeless...inside billboards

America's gun stores are overstocked

Flying cars are here! (almost)

Fix for airbags: Deadlier than the problem?

Russia-Ukraine gas deal keeps Europe warm

YOUR E-MAIL ALERTS

Follow the news that matters to you. **Create your own** alert to be notified on topics you're interested in.

Or, visit **Popular Alerts** for suggestions.

Manage alerts | What is this?

Most stock quote data provided by BATS. Market indices are shown in real time, except for the DJIA, which is delayed by two minutes. All times are ET. Disclaimer.
Morningstar: © 2014 Morningstar, Inc. All Rights Reserved.
Factset: FactSet Research Systems Inc. 2014. All rights reserved.

ANEXO 26 - Página 2 de 2

Chicago Mercantile Association: Certain market data is the property of Chicago Mercantile Exchange Inc. and its licensors. All rights reserved.
Dow Jones: The Dow Jones branded indices are proprietary to and are calculated, distributed and marketed by DJI Opco, a subsidiary of S&P Dow Jones Indices LLC and have been licensed for use to S&P Opco, LLC and CNN. Standard & Poor's and S&P are registered trademarks of Standard & Poor's Financial Services LLC and Dow Jones is a registered trademark of Dow Jones Trademark Holdings LLC. All content of the Dow Jones branded indices © S&P Dow Jones Indices LLC 2014 and/or its affiliates.

© 2014 Cable News Network. A Time Warner Company. All Rights Reserved. Terms under which this service is provided to you. Privacy Policy.

ANEXO 27 - Página 1 de 2

HARD ASSETS
METALS, ENERGY & MINING FOR THE SERIOUS INVESTOR
RESOURCE INVESTOR is now **H**ARD **A**SSETS

THE ALPHA PAGES
REAL TALK ON ALTERNATIVE INVESTMENTS, BUSINESS & FINANCE

$.53 Per Side
Simple Rates. Clear Savings.
NINJATRADER® BROKERAGE

Follow Hard Assets

Harvest Energy Pays C$1.6B for Vitol's North Atlantic Refining

BY MICHAEL TUTTON
August 23, 2006 • Reprints

HALIFAX (CP) -- In an unusual move for an energy royalty trust, Calgary-based Harvest Energy Trust [TSX:HTE.UN; NYSE:HTE] is buying an oil refinery in Come by Chance, N.L., with the intention of spending millions to modernize the facility.

To date, energy royalty trusts have tended to concentrate on purchasing shares in western Canadian oil wells to create steady cash flows for investors and none have yet added a refinery to their assets.

Nonetheless, Harvest announced its intention Wednesday to spend C$1.6 billion to buy North Atlantic Refining Ltd.'s facility, along with a network of gas stations and heating fuel suppliers in Newfoundland and Labrador.

The deal is expected to close by the end of October.

In a conference call from St. John's, chief executive John Zahary praised the refinery, saying it would mean improved distributions to unitholders thanks to strong profit margins and its ability to process high-sulphur-content oil from anywhere in the world.

''Underinvestment in refining capacity has contributed to a supply shortfall, resulting in very robust refining margins, a situation expected to continue, at least over the medium term,'' he said.

The refinery on the north shore of Placentia Bay has struggled in the past.

Constructed in the mid-1970s, it quickly closed with the loss of tens of millions of dollars of taxpayer money in a C$500-million bankruptcy.

It reopened in the mid-1980s and has been owned by Geneva-based Vitol Inc. since 1994, employing 700 people and processing up to 105,000 barrels of oil a day from supertankers.

When Vitol put the operation up for sale last December, executives from the Swiss firm said they weren't willing to spend up to C$800 million to upgrade the plant.

Questioned by analysts about whether Harvest would make that investment, Zahary responded ''that is something that over time, the owner of this refinery ... should do to capture maximum value. We hope to do that under the Harvest ownership.''

However, investors reacted cautiously and unit prices fell 36 cents to close at C$33.60, a decline of 1.1%, in trading on the Toronto Stock Exchange.

The refinery purchase led Standard & Poor's Ratings Service to put Harvest Energy on its CreditWatch list.

''The negative CreditWatch placement reflects our concerns regarding the scale of the transaction, the increase in debt levels, and the acquisition being a departure from the company's business experience both in terms of geography and operations,'' said analyst Jamie Koutsoukis.

''Debt levels will increase upon closing of the acquisition as it is expected to be funded 75% through debt,'' Koutsoukis said, noting that the refinery industry ''historically has been volatile.''

Ian Doig, editor of Doig's Digest, a Calgary oilpatch newsletter, said investors are likely adjusting to the idea of owning the Come by Chance complex, which will require Harvest Energy to seek fresh equity.

''I would doubt very much yesterday night, when the unitholders went to bed, that they were expecting to wake up owning a refinery this morning,'' he said.

Still, he said the purchase of the refinery extends the lifespan of the royalty trust, as it is expected to continue operating for 30 years.

It also diversifies the trust's holdings.

''They seem to be broadening their envelope looking for new revenue sources. Their historical revenue sources, being oil and gas production in the western Canadian basin, has been getting pretty costly,'' said Doig.

The firm is expanding its line of credit to C$2.2 billion, underwritten by CIBC World Markets and TD Securities, and plans to seek equity over the next two years.

North Atlantic's main asset is a medium-gravity, sour-crude hydrocracking refinery.

The acquisition also includes a marketing division in Newfoundland and Labrador with 69 gasoline stations, a home heating business that serves 20,000 residential and commercial customers, the supply of refined products to commercial and wholesale customers and the bunkering of refined petroleum products.

In the first half of this year, North Atlantic and the related businesses reported operating cash flow of C$214 million.

St. John's-based Altius Minerals Corp. [TSXV:ALS] is looking at adding a second refinery in southeastern Newfoundland, with a feasibility study expected by the end of November this year.

Brian Dalton, president of the firm, said his company's plans aren't affected by the announcement.

"The early part of the feasibility study was that our production wouldn't be displacing anybody. There's enough of a market to accommodate any new production we'd bring on."

(c) The Canadian Press 2006

HARD ASSETS
METALS, ENERGY & MINING FOR THE SERIOUS INVESTOR
RESOURCE INVESTOR is now **H**ARD **A**SSETS

THE ALPHA PAGES
REAL TALK ON
ALTERNATIVE INVESTMENTS, BUSINESS & FINANCE

SUBSCRIBE
FOLLOW
MAGAZINE

FUTURES FAVORITES TRADING FLOOR FINalternatives HARD ASSETS THE ALPHA PAGES ALPHA TV ALL + **!**
SEARCH

ANEXO 28 - Página 1 de 2

Come By Chance refinery sold to New York merchant bank

CBC News Posted: Sep 05, 2014 1:02 PM NT Last Updated: Sep 05, 2014 2:25 PM NT

The Come By Chance refinery in eastern Newfoundland is changing hands.

Harvest Operations Corp. announced today that it has reached an agreement to sell its 100 per cent ownership in North Atlantic Refining Limited to SilverRange Financial Partners LLC of New York.

The sale includes 53 North Atlantic and Home Town branded gasoline stations, as well as convenience stores, including 14 Orangestore branded locations.

The Come By Chance refinery is a 115,000-barrel-per-day operation, near the isthmus of Newfoundland's Avalon Peninsula.

Harvest, which purchased North Atlantic Refining for $1.6 billion in 2006, is now a wholly-owned subsidiary of state-owned Korea National Oil Corporation.

> 'This is very good news for our company, our employees, and for the community.'- *Alfred Efford, VP of human resources and labour relations for North Atlantic*

Terms of the sale were not disclosed. The transaction is subject to regulatory approvals, and is expected to close in the fourth quarter of 2014.

Harsh Rameshwar of SilverRange called the acquisition “a unique opportunity” for the New York-based merchant bank.

North Atlantic Refining “is strategically located along Atlantic crude oil shipping routes and provides access to petroleum markets in Europe and the U.S. Eastern seaboard,” Rameshwar said in a news release.

“Its clean fuel technology enables the refinery to produce low-sulphur, clean fuels, providing flexibility to refine crudes from many parts of the world. In addition, the marketing business is a unique and attractive stable margin asset. We look forward to becoming a part of the Newfoundland community."

Senior officials at North Atlantic said the deal helps secure the operation’s future.

“We are happy that SilverRange saw the potential in our facility and we are looking forward to working with them,” said Alfred Efford, vice-president of human resources and labour relations for North Atlantic.

“This is very good news for our company, our employees, and for the community.”

Buyer absolved of environmental liabilities

The Newfoundland and Labrador government indicated it supported the deal by providing assurances that the buyer will not be responsible for any pre-existing environmental liabilities at the refinery site relating to soil, sediment, groundwater and surface water.

"The successful agreement for the sale of North Atlantic Refining Limited is good news for the people of the province, particularly those who make their living from the oil refinery in Come By Chance as well as the other operations throughout the province," Natural Resources Minister Derrick Dalley said in a statement.

"This agreement, along with a solid commitment from the new owner, will support the long-term viability of the operation in Newfoundland and Labrador.”

According to the government, North Atlantic Refining employs 450 full time and 35 part time workers at the refinery, in addition to 47 employees in marketing and 114 employees in the Orangestores.

Online Currency Converter

e.g. 'krw hkd rate' or 'south korean won'

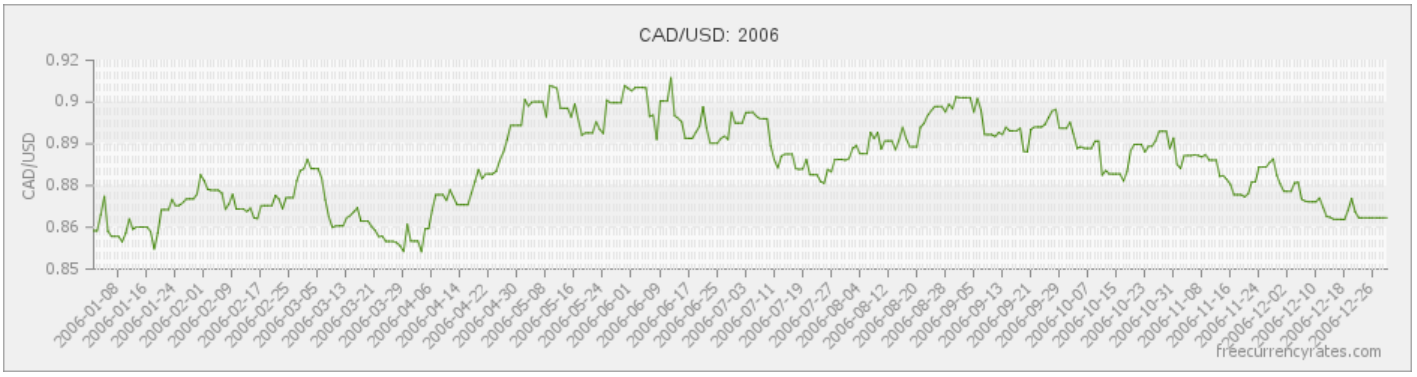
Home Personal Converter Widget iPhone App Android App English

Canadian dollar (CAD) and United States dollar (USD) Year 2006 Exchange Rate History – Yahoo Finance

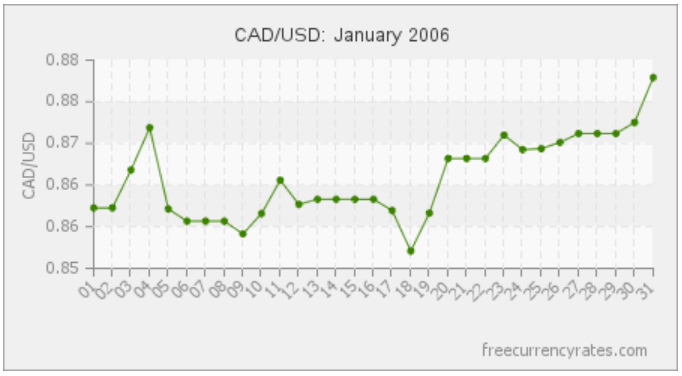
Like 0 Tweet 0 +1 0

CAD/USD<=>USD/CAD Current CAD/USD rate Current USD/CAD rate
Source: Yahoo Finance
(2014 2013 2012 2011 2010 2009 2008 2007 2006 2005 2004 2003 2002 2001 2000 1999)
Also available:
Central Bank of The Russian Federation (2014 2013)
European Central Bank (2014 2013)
National Bank of Ukraine (2014 2013)
National Bank of Kazakhstan (2014 2013)
National Bank of the Republic of Belarus (2014 2013)
Bank of Canada (2014 2013)

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) year 2006 exchange rate history

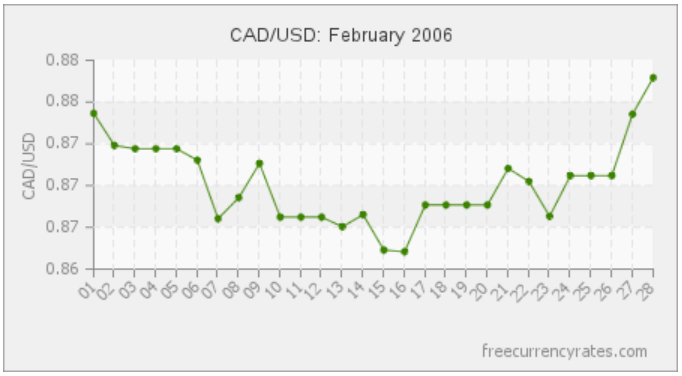


CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) January 2006 (01.2006) exchange rate history



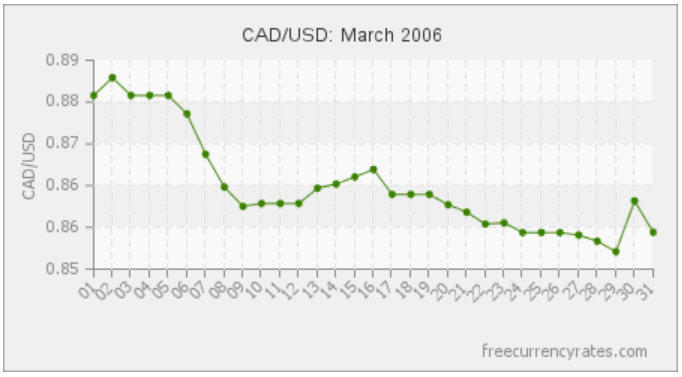
Jan 01	0.8599	Jan 02	0.8599	Jan 03	0.8654
Jan 04	0.8715	Jan 05	0.8598	Jan 06	0.858
Jan 07	0.858	Jan 08	0.858	Jan 09	0.8562
Jan 10	0.8591	Jan 11	0.8639	Jan 12	0.8604
Jan 13	0.8612	Jan 14	0.8612	Jan 15	0.8612
Jan 16	0.8612	Jan 17	0.8595	Jan 18	0.8537
Jan 19	0.8592	Jan 20	0.8671	Jan 21	0.8671
Jan 22	0.8671	Jan 23	0.8705	Jan 24	0.8684
Jan 25	0.8685	Jan 26	0.8694	Jan 27	0.8707
Jan 28	0.8707	Jan 29	0.8707	Jan 30	0.8723
Jan 31	0.8788				

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) February 2006 (02.2006) exchange rate history



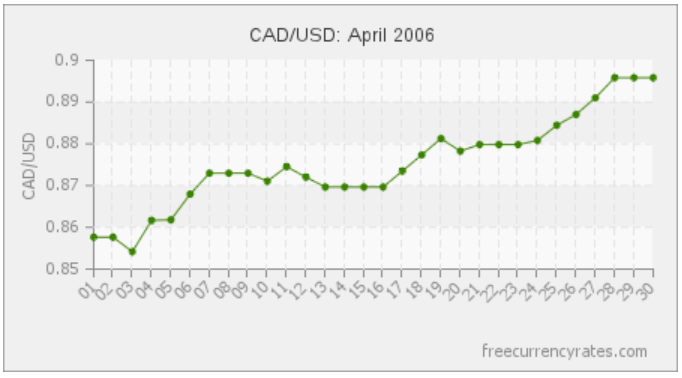
Feb 01	0.877	Feb 02	0.874	Feb 03	0.8737
Feb 04	0.8737	Feb 05	0.8737	Feb 06	0.8726
Feb 07	0.8672	Feb 08	0.8691	Feb 09	0.8723
Feb 10	0.8673	Feb 11	0.8673	Feb 12	0.8673
Feb 13	0.8664	Feb 14	0.8675	Feb 15	0.8642
Feb 16	0.8641	Feb 17	0.8684	Feb 18	0.8684
Feb 19	0.8684	Feb 20	0.8684	Feb 21	0.8718
Feb 22	0.8706	Feb 23	0.8674	Feb 24	0.8712
Feb 25	0.8712	Feb 26	0.8712	Feb 27	0.8769
Feb 28	0.8803				

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) March 2006 (03.2006) exchange rate history



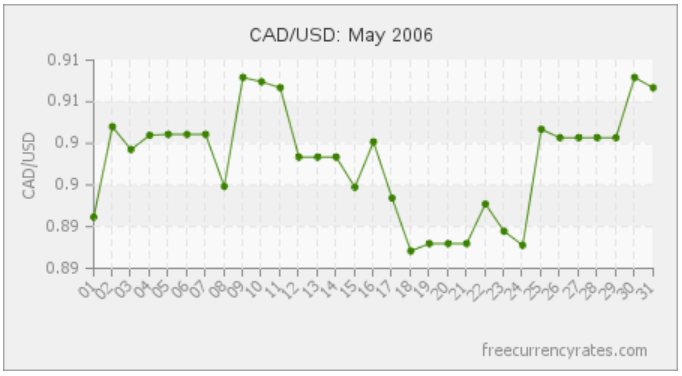
Mar 01	0.881	Mar 02	0.8842	Mar 03	0.881
Mar 04	0.881	Mar 05	0.881	Mar 06	0.8777
Mar 07	0.8704	Mar 08	0.8645	Mar 09	0.861
Mar 10	0.8615	Mar 11	0.8615	Mar 12	0.8615
Mar 13	0.8643	Mar 14	0.8651	Mar 15	0.8663
Mar 16	0.8677	Mar 17	0.8632	Mar 18	0.8632
Mar 19	0.8632	Mar 20	0.8613	Mar 21	0.86
Mar 22	0.8579	Mar 23	0.8581	Mar 24	0.8563
Mar 25	0.8563	Mar 26	0.8563	Mar 27	0.8559
Mar 28	0.8548	Mar 29	0.8529	Mar 30	0.862
Mar 31	0.8564				

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) April 2006 (04.2006) exchange rate history



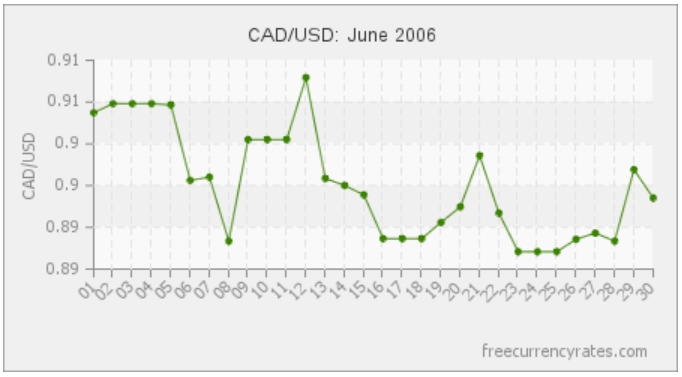
Apr 01	0.8564	Apr 02	0.8564	Apr 03	0.8528
Apr 04	0.8605	Apr 05	0.8607	Apr 06	0.867
Apr 07	0.8721	Apr 08	0.8721	Apr 09	0.8721
Apr 10	0.8702	Apr 11	0.8737	Apr 12	0.8712
Apr 13	0.8687	Apr 14	0.8687	Apr 15	0.8687
Apr 16	0.8687	Apr 17	0.8727	Apr 18	0.8767
Apr 19	0.8807	Apr 20	0.8776	Apr 21	0.8792
Apr 22	0.8792	Apr 23	0.8792	Apr 24	0.8802
Apr 25	0.8839	Apr 26	0.8866	Apr 27	0.8907
Apr 28	0.8957	Apr 29	0.8957	Apr 30	0.8957

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) May 2006 (05.2006) exchange rate history



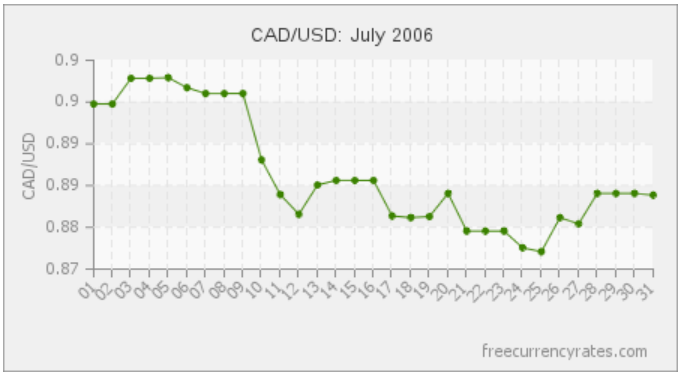
May 01	0.8957	May 02	0.9044	May 03	0.9022
May 04	0.9036	May 05	0.9037	May 06	0.9037
May 07	0.9037	May 08	0.8986	May 09	0.9092
May 10	0.9088	May 11	0.9082	May 12	0.9015
May 13	0.9015	May 14	0.9015	May 15	0.8986
May 16	0.9029	May 17	0.8975	May 18	0.8924
May 19	0.8931	May 20	0.8931	May 21	0.8931
May 22	0.8969	May 23	0.8943	May 24	0.8929
May 25	0.9042	May 26	0.9033	May 27	0.9033
May 28	0.9033	May 29	0.9033	May 30	0.9092
May 31	0.9082				

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) June 2006 (06.2006) exchange rate history



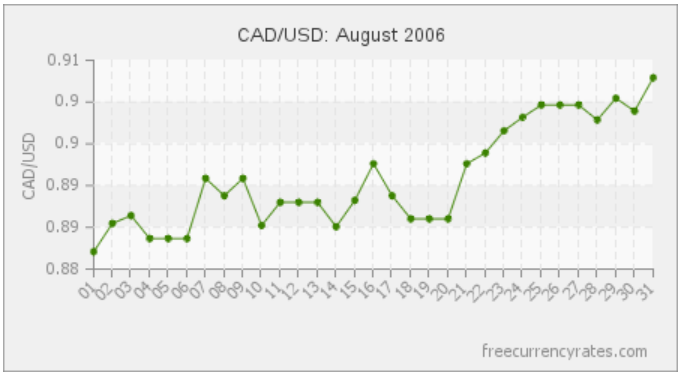
Jun 01	0.9074	Jun 02	0.9085	Jun 03	0.9085
Jun 04	0.9085	Jun 05	0.9083	Jun 06	0.8987
Jun 07	0.8991	Jun 08	0.8909	Jun 09	0.9039
Jun 10	0.9039	Jun 11	0.9039	Jun 12	0.9118
Jun 13	0.899	Jun 14	0.8981	Jun 15	0.8969
Jun 16	0.8913	Jun 17	0.8913	Jun 18	0.8913
Jun 19	0.8933	Jun 20	0.8953	Jun 21	0.9019
Jun 22	0.8945	Jun 23	0.8896	Jun 24	0.8896
Jun 25	0.8896	Jun 26	0.8912	Jun 27	0.892
Jun 28	0.8909	Jun 29	0.9001	Jun 30	0.8965

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) July 2006 (07.2006) exchange rate history



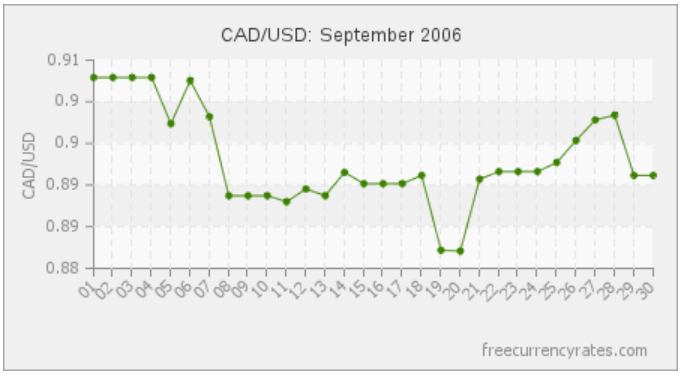
Jul 01	0.8965	Jul 02	0.8965	Jul 03	0.9
Jul 04	0.9	Jul 05	0.9001	Jul 06	0.8987
Jul 07	0.8979	Jul 08	0.8979	Jul 09	0.8979
Jul 10	0.8887	Jul 11	0.8839	Jul 12	0.8812
Jul 13	0.8853	Jul 14	0.8859	Jul 15	0.8859
Jul 16	0.8859	Jul 17	0.881	Jul 18	0.8807
Jul 19	0.8809	Jul 20	0.8841	Jul 21	0.8789
Jul 22	0.8789	Jul 23	0.8789	Jul 24	0.8766
Jul 25	0.876	Jul 26	0.8807	Jul 27	0.8799
Jul 28	0.8841	Jul 29	0.8841	Jul 30	0.8841
Jul 31	0.8839				

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) August 2006 (08.2006) exchange rate history



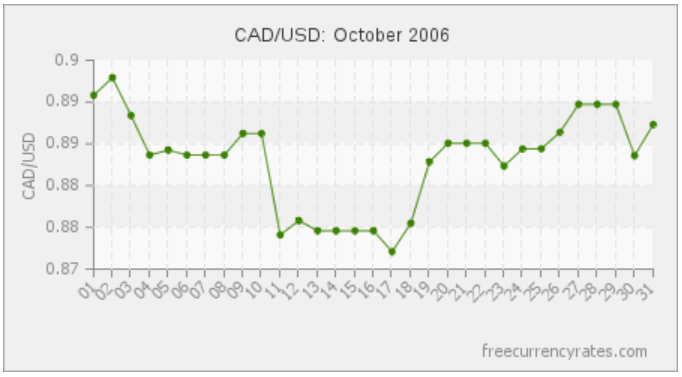
Aug 01	0.8845	Aug 02	0.8879	Aug 03	0.8888
Aug 04	0.8861	Aug 05	0.8861	Aug 06	0.8861
Aug 07	0.8933	Aug 08	0.8912	Aug 09	0.8933
Aug 10	0.8876	Aug 11	0.8904	Aug 12	0.8904
Aug 13	0.8904	Aug 14	0.8875	Aug 15	0.8906
Aug 16	0.895	Aug 17	0.8912	Aug 18	0.8884
Aug 19	0.8884	Aug 20	0.8884	Aug 21	0.895
Aug 22	0.8963	Aug 23	0.899	Aug 24	0.9006
Aug 25	0.902	Aug 26	0.902	Aug 27	0.902
Aug 28	0.9003	Aug 29	0.9029	Aug 30	0.9013
Aug 31	0.9053				

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) September 2006 (09.2006) exchange rate history



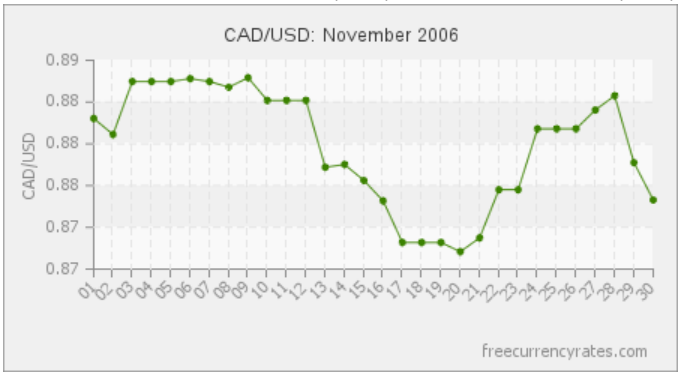
Sep 01	0.9051	Sep 02	0.9051	Sep 03	0.9051
Sep 04	0.9051	Sep 05	0.9002	Sep 06	0.9047
Sep 07	0.9009	Sep 08	0.8925	Sep 09	0.8925
Sep 10	0.8925	Sep 11	0.8919	Sep 12	0.8933
Sep 13	0.8925	Sep 14	0.895	Sep 15	0.8938
Sep 16	0.8938	Sep 17	0.8938	Sep 18	0.8947
Sep 19	0.8868	Sep 20	0.8867	Sep 21	0.8943
Sep 22	0.8951	Sep 23	0.8951	Sep 24	0.8951
Sep 25	0.8961	Sep 26	0.8984	Sep 27	0.9006
Sep 28	0.9011	Sep 29	0.8947	Sep 30	0.8947

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) October 2006 (10.2006) exchange rate history



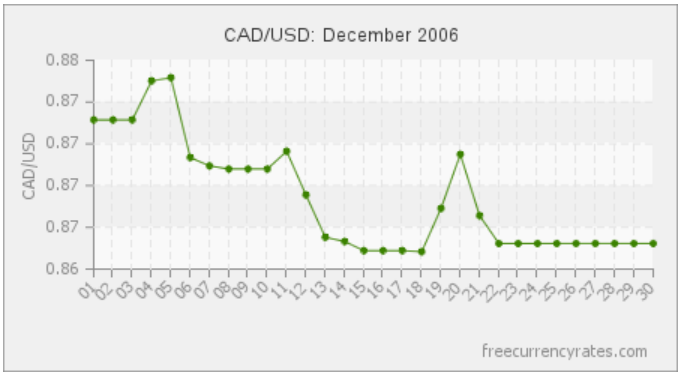
Oct 01	0.8947	Oct 02	0.8967	Oct 03	0.8924
Oct 04	0.8879	Oct 05	0.8884	Oct 06	0.8879
Oct 07	0.8879	Oct 08	0.8879	Oct 09	0.8903
Oct 10	0.8903	Oct 11	0.8787	Oct 12	0.8804
Oct 13	0.8792	Oct 14	0.8792	Oct 15	0.8792
Oct 16	0.8792	Oct 17	0.8768	Oct 18	0.88
Oct 19	0.8871	Oct 20	0.8892	Oct 21	0.8892
Oct 22	0.8892	Oct 23	0.8866	Oct 24	0.8886
Oct 25	0.8886	Oct 26	0.8905	Oct 27	0.8937
Oct 28	0.8937	Oct 29	0.8937	Oct 30	0.8878
Oct 31	0.8913				

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) November 2006 (11.2006) exchange rate history



Nov 01	0.8824	Nov 02	0.8811	Nov 03	0.8854
Nov 04	0.8854	Nov 05	0.8854	Nov 06	0.8857
Nov 07	0.8854	Nov 08	0.885	Nov 09	0.8857
Nov 10	0.8839	Nov 11	0.8839	Nov 12	0.8839
Nov 13	0.8783	Nov 14	0.8786	Nov 15	0.8773
Nov 16	0.8756	Nov 17	0.8721	Nov 18	0.8721
Nov 19	0.8721	Nov 20	0.8714	Nov 21	0.8725
Nov 22	0.8765	Nov 23	0.8765	Nov 24	0.8815
Nov 25	0.8815	Nov 26	0.8815	Nov 27	0.8831
Nov 28	0.8843	Nov 29	0.8787	Nov 30	0.8757

CAD/USD (Canadian dollar/United States dollar) December 2006 (12.2006) exchange rate history



Dec 01	0.8733	Dec 02	0.8733	Dec 03	0.8733
Dec 04	0.8761	Dec 05	0.8763	Dec 06	0.8705
Dec 07	0.8699	Dec 08	0.8697	Dec 09	0.8697
Dec 10	0.8697	Dec 11	0.871	Dec 12	0.8678
Dec 13	0.8648	Dec 14	0.8645	Dec 15	0.8638
Dec 16	0.8638	Dec 17	0.8638	Dec 18	0.8637
Dec 19	0.8669	Dec 20	0.8708	Dec 21	0.8663
Dec 22	0.8643	Dec 23	0.8643	Dec 24	0.8643
Dec 25	0.8643	Dec 26	0.8643	Dec 27	0.8643
Dec 28	0.8643	Dec 29	0.8643	Dec 30	0.8643

*The graphs and data above are based on latest intra-day rates or daily fixed rates (whichever is available).

iPhone App | Android App
©2014 MobileSoftJungle Ltd. | support: support@mobilesoftjungle.com

EnCana and ConocoPhillips to create integrated North American heavy oil business

CALGARY, Alberta (October 5, 2006) - EnCana Corporation (TSX, NYSE: ECA) and ConocoPhillips (NYSE: COP) have entered into an agreement to create an integrated, North American heavy oil business consisting of strong upstream and downstream assets.

The venture will be comprised of two 50/50 operating partnerships, one Canadian upstream partnership and one U.S. downstream partnership, with both companies contributing equally valued assets and equity for future capital expenditures.

The upstream partnership will consist of EnCana's Foster Creek and Christina Lake projects, both located in the prolific eastern flank of the Athabasca oilsands in northeast Alberta. The assets hold independently estimated recoverable bitumen of more than 6.5 billion barrels, and the partnership's goal is to increase production from the current 50,000 barrels per day (bbls/d) to 400,000 bbls/d of bitumen by 2015. The partnership plans to transport and sell the bitumen blend (an approximate 50/50 blend of bitumen and synthetic oil) at major Alberta trading hubs. EnCana and ConocoPhillips will each own 50 percent of the partnership. EnCana will be the operator and managing partner of the upstream partnership, which will be headquartered in Calgary.

The downstream partnership will consist of ConocoPhillips' Wood River and Borger refineries, located in Roxana, Illinois, and Borger, Texas, respectively. The partnership plans to expand heavy oil processing capacity at these facilities from approximately 60,000 bbls/d to 550,000 bbls/d (30,000 to 275,000 bbls/d of bitumen handling capacity) by 2015. Total throughput at the two facilities is expected to increase from the current 450,000 to 600,000 bbls/d over the same time period. The partnership may further expand heavy oil processing capacity at these locations or in Alberta to match bitumen production. EnCana and ConocoPhillips will each own 50 percent of the partnership; however, ConocoPhillips will hold a disproportionate economic interest in Borger for two years: 85 percent in 2007 and 65 percent in 2008. The partnership plans to purchase and transport all feedstocks for the refineries and sell the refined products. ConocoPhillips will be the operator and managing partner of the downstream partnership, which will be headquartered in Houston.

"During the past year, we undertook a process to identify the best industry partners for maximizing the value recognition of our sizeable in-situ oilsands resources. These innovative partnerships achieve this objective by strategically aligning about two-thirds of our industry-leading oilsands projects with an industry-leading refiner. ConocoPhillips brings a wealth of heavy oil refining expertise and widely-adopted coking technology to our integrated heavy oil business," said Randy Eresman, EnCana's President & Chief Executive Officer. "These partnerships provide greater certainty of execution for our oilsands projects by reducing cost and price risk and increasing confidence in our ability to achieve economic returns. They also give EnCana immediate participation in the North American refining industry and provide options for future upgrader development."

"With this strategic alliance, ConocoPhillips strengthens its presence in North America by repositioning 10 percent of its U.S. downstream business to access a large upstream resource base. The upstream partnership also will provide a secure and stable source of oil supplies that can be refined into gasoline, diesel and other petroleum products needed by U.S. consumers, as well as a significant market for Canada's abundant oilsands resources," said Jim Mulva, ConocoPhillips' Chairman and Chief Executive Officer. "This venture builds on our current and planned heavy-oil expansion work at both Wood River and Borger, and provides a stable, long-term supply to our U.S. refineries. The venture also enables ConocoPhillips' participation in two best-in-class Canadian oilsands projects, and provides the opportunity to leverage our existing downstream capabilities. The transaction is expected to enhance ConocoPhillips' near- and long-term production growth, providing a steady, stable source of resource additions. We look forward to working closely with EnCana and learning from their experiences as a leader in heavy-oil development and SAGD technology."

Each partnership will have a management committee composed of three EnCana and three ConocoPhillips representatives, with each company holding equal voting rights. EnCana and ConocoPhillips personnel associated with the partnerships will remain employees of their current respective employers.

Both EnCana and ConocoPhillips are committed to being leaders in the area of health, safety and environmental stewardship. Specifically, the companies expect to jointly fund and pursue research and technology development efforts aimed at minimizing the environmental footprint of the partnerships' upstream and downstream operations.

The transaction, which is subject to the execution of final definitive agreements and regulatory approval, is expected to close January 2, 2007. Both companies' boards of directors have approved the transaction.

Recently, EnCana retained independent qualified reserve evaluators McDaniel & Associates Consultants Ltd. to update its resource estimates. McDaniel's current best estimate of recoverable bitumen for Foster Creek and Christina Lake is more than 6.5 billion barrels.

Beyond the Foster Creek and Christina Lake projects, EnCana has a third project at Borealis, located north of Fort McMurray, where the heavier gravity bitumen (7 degrees API) will likely be better suited to upgrading at an Alberta facility. Other potential EnCana in-situ oilsands projects, such as Steepbank, East McMurray and Cheecham, are located near Borealis. Together these properties represent about one-third of EnCana's oilsands development potential beyond Foster Creek and Christina Lake. With respect to these properties, McDaniel's current best estimate of recoverable bitumen is more than 2.5 billion barrels.

Credit Suisse acted as advisor to EnCana on this transaction, and JP Morgan acted as advisor to ConocoPhillips.

BACKGROUND: Bitumen growth and refinery expansion plans
Over the next decade, the upstream partnership plans to invest $5.4 billion to grow bitumen production capacity at Foster Creek and Christina Lake from 50,000 bbls/d to approximately 400,000 bbls/d. A Foster Creek expansion currently under construction is expected to take production to about 60,000 bbls/d by early 2007. The next two Foster Creek expansions, 30,000 bbls/d each, are expected to come on stream in late 2008 and 2009 respectively. At Christina Lake, the current expansion is expected to take production to about 18,000 bbls/d by the last half of 2008, which means these near term expansions are expected to take total production to about 138,000 bbls/d before 2010. Subsequent expansions at the two projects are expected to continue growth to the targeted level of 400,000 bbls/d.

By 2015, the downstream partnership plans to invest about $5.3 billion in the Wood River and Borger refineries to expand the bitumen processing capacity from approximately 30,000 to 275,000 bbls/d (60,000 to 550,000 bbls/d of heavy oil processing capacity). Total throughput at the two facilities is expected to increase from the current 450,000 to 600,000 bbls/d. The partners also plan, subject to market conditions, to develop additional upgrading capacity for the remaining projected 125,000 bbls/d of bitumen production, possibly prior to 2015. At the Borger refinery, the construction of a new coker to process 20,000 bbls/d of bitumen is underway and scheduled for start up in the second quarter of 2007. Two subsequent expansions, with the first scheduled to start in 2009, are expected to take bitumen processing capacity to 75,000 bbls/d by 2012. At Wood River, preliminary engineering is underway for the construction of 70,000 bbls/d bitumen processing capacity, which is forecast to be on stream by 2009. A subsequent expansion is planned to take bitumen processing capacity to an estimated 200,000 bbls/d at Wood River by 2013.

EnCana's in-situ oilsands development
EnCana's development of in-situ oilsands properties began in the mid 1990s with the acquisition of Foster Creek. The Christina Lake properties were acquired in 1997. EnCana has built an experienced team of in-situ oilsands staff, including reservoir, drilling and production engineers along with geoscience professionals who have advanced technological solutions to extract the abundant bitumen from sand formations through the application of steam injected into horizontal wells, known as steam-assisted gravity drainage (SAGD). Following the successful pilot of six horizontal well pairs in the late 1990s, EnCana built and commissioned the world's first commercial steam-assisted gravity drainage project in 2001. With 45 well pairs, Foster Creek production has grown steadily to reach about 43,000 barrels per day. The Christina Lake project is in an earlier stage of development with six well pairs, producing about 7,000 barrels per day, or an average of about 1,000 barrels per day per producing well. EnCana's SAGD projects have achieved among the lowest steam-oil ratios, an industry measure of production efficiency.

EnCana Corporation
With an enterprise value of approximately US$45 billion, EnCana is one of North America's leading natural gas producers, the largest holder of gas and oil resource lands onshore North America and is a technical and cost leader in the in-situ recovery of oilsands bitumen. EnCana delivers predictable, reliable, profitable growth from its portfolio of long-life resource plays situated in Canada and the United States. Contained in unconventional reservoirs, resource plays are large contiguous accumulations of hydrocarbons, located in thick or areally extensive deposits, that typically have lower geological and commercial development risk, lower average decline rates and longer producing lives than conventional plays. EnCana common shares trade on the Toronto and New York stock exchanges under the symbol ECA. For more information, go to www.encana.com.

ConocoPhillips
ConocoPhillips is an integrated petroleum company with interests around the world. Headquartered in Houston, the company had approximately 38,000 employees, $162 billion of assets, and $188 billion of annualized revenues as of June 30, 2006. For more information, go to www.conocophillips.com.

ADVISORY REGARDING FORWARD-LOOKING STATEMENTS - In the interests of providing EnCana shareholders and potential investors with information regarding EnCana and ConocoPhillips, including management's assessment of EnCana's and ConocoPhillips' and their subsidiaries' future plans and operations, certain statements contained in this news release are forward-looking statements or information within the meaning of the applicable securities legislation, including within the meaning of "safe harbor" provisions of the United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995, collectively referred to herein as "forward-looking statements". Forward-looking statements in this news release

include, but are not limited to: estimates of recoverable bitumen; the expected closing of the joint venture transaction and the timing thereof; anticipated oilsands production from Foster Creek and Christina Lake and the timing thereof; the anticipated impact of the partnerships on cost, price risk and economic returns; anticipated investment in the Wood River and Borger refineries and the anticipated refining capacity of such facilities; anticipated capital requirements of such facilities; anticipated capital requirements for the respective upstream and downstream partnerships; marketing and transportation plans and future plans with respect to the potential development of the Borealis, Steepbank, East McMurray and Cheecham projects. Readers are cautioned not to place undue reliance on forward-looking statements, as there can be no assurance that the plans, intentions or expectations upon which they are based will occur. By their nature, forward-looking statements involve numerous assumptions, known and unknown risks and uncertainties, both general and specific, that contribute to the possibility that the predictions, forecasts, projections and other forward-looking statements will not occur, which may cause the company's actual performance and financial results in future periods to differ materially from any estimates or projections of future performance or results expressed or implied by such forward-looking statements. These risks and uncertainties include, among other things: volatility of and assumptions regarding oil and gas prices; assumptions based on the company's current guidance; fluctuations in currency and interest rates; product supply and demand; market competition; risks inherent in the company's marketing operations, including credit risks; imprecision of estimates of recoverable bitumen, reserves estimates, resources estimates and estimates of recoverable quantities of oil, bitumen, natural gas and liquids from resource plays and other sources not currently classified as proved reserves; risks associated with technology; the company's ability to replace and expand oil and gas reserves; its ability to generate sufficient cash flow from operations to meet its current and future obligations; its ability to access external sources of debt and equity capital; the timing and the costs of well and pipeline construction; the company's ability to secure adequate product transportation; changes in environmental and other regulations or the interpretations of such regulations; political and economic conditions in the countries in which the company operates; the risk of war, hostilities, civil insurrection and instability affecting countries in which the company operates and terrorist threats; risks associated with existing and potential future lawsuits and regulatory actions made against the company; and other risks and uncertainties described from time to time in the reports and filings made with securities regulatory authorities by EnCana. Although EnCana believes that the expectations represented by such forward-looking statements are reasonable, there can be no assurance that such expectations will prove to be correct. Readers are cautioned that the foregoing list of important factors is not exhaustive.

Furthermore, the forward-looking statements contained in this news release are made as of the date of this news release, and, except as required by law, EnCana does not undertake any obligation to update publicly or to revise any of the included forward-looking statements, whether as a result of new information, future events or otherwise. The forward-looking statements contained in this news release are expressly qualified by this cautionary statement.

NOTE REGARDING ENCANA DISCLOSURE PROTOCOLS - EnCana's disclosure of reserves data and other oil and gas information is made in reliance on an exemption granted to EnCana by Canadian securities regulatory authorities which permits it to provide such disclosure in accordance with U.S. disclosure requirements. The information provided by EnCana may differ from the corresponding information prepared in accordance with Canadian disclosure standards under National Instrument 51-101 (NI 51-101). The reserves quantities referenced in this news release represent net proved reserves calculated using the standards contained in Regulation S-X of the U.S. Securities and Exchange Commission. Further information about the differences between the U.S. requirements and the NI 51-101 requirements is set forth under the heading "Note Regarding Reserves Data and Other Oil and Gas Information" in EnCana's Annual Information Form.

For convenience, references in this news release to "EnCana", the "company", "we", "us" and "our" may, where applicable, refer only to or include any relevant direct and indirect subsidiary corporations and partnerships ("Subsidiaries") of EnCana Corporation, and the assets, activities and initiatives of such Subsidiaries.

All information included in this news release is shown on a US dollar, after royalties basis unless otherwise noted.

Further information on EnCana Corporation is available on the company's website, www.encana.com, or by contacting:

EnCana Corporation

Investor contact:
EnCana Corporate Finance
Sheila McIntosh
Vice-President, Investor Relations
403-645-2194

Paul Gagne
Manager, Investor Relations

403-645-4737

Ryder McRitchie
Manager, Investor Relations
403-645-2007

Media contact:
Alan Boras
Manager, Media Relations
403-645-4747

ConocoPhillips
Investor contact:
Gary Russell
212-207-1996

Media contact:
Becky Johnson
281-293-6743

From the makers of wikinvest

SigFig Track & Manage All Of Your Investments Try It Now!

eg. GOOG, iPhone, Yen, or Gold Search New! Portfolio Login / Sign Up

Vanguard

ConocoPhillips (COP)

72.13 0.78 (1.09%) as of Oct 31, 3:59 PM EDT

COP » Topics » EnCana Joint Ventures

This excerpt taken from the COP 10-K filed Feb 23, 2007.

EnCana Joint Ventures

In October 2006, we announced a business venture with EnCana Corporation (EnCana), to create an integrated North American heavy-oil business. The transaction closed on January 3, 2007. The venture consists of two 50/50 operating joint ventures, a Canadian upstream general partnership, FCCL Oil Sands Partnership, and a U.S. downstream limited liability company, WRB Refining LLC. We plan to use the equity method of accounting for our investments in both joint ventures.

FCCL Oil Sands Partnership's operating assets consist of EnCana's Foster Creek and Christina Lake steam-assisted gravity drainage bitumen projects, both located in the eastern flank of the Athabasca oil sands in northeast Alberta. EnCana is the operator and managing partner of this joint venture. We expect to contribute $7.5 billion, plus accrued interest, to the joint venture over a 10-year period beginning in 2007. This interest-bearing cash contribution obligation will be recorded as a liability on our first quarter 2007 balance sheet.

WRB Refining LLC's operating assets consist of our Wood River and Borger refineries, located in Roxana, Illinois, and Borger, Texas, respectively. This joint venture plans to expand heavy-oil processing capacity at these facilities from 60,000 barrels per day to approximately 550,000 barrels per day by 2015. Total crude oil throughput at these two facilities is expected to increase from the current 452,000 barrels per day to approximately 600,000 barrels per day over the same time period. We are the operator and managing partner of this joint venture. EnCana is expected to contribute $7.5 billion, plus accrued interest to the joint venture over a 10-year period beginning in 2007. For the Wood River refinery, operating results will be shared 50/50 starting upon formation. For the Borger refinery, we are entitled to 85 percent of the operating results in 2007, 65 percent in 2008, and 50 percent in all years thereafter.

This excerpt taken from the COP 10-Q filed Nov 2, 2006.

EnCana Joint Ventures

In October 2006, we announced a business venture with EnCana Corporation (EnCana), to create an integrated North American heavy-oil business. The venture will consist of two 50/50 operating joint ventures, a Canadian upstream general partnership and a U.S. downstream limited liability company, with both EnCana and ourselves contributing equally-valued assets and equity. We expect to use the equity method of accounting for our investments in both joint ventures.

The upstream joint venture's operating assets will consist of EnCana's Foster Creek and Christina Lake steam-assisted gravity-drainage bitumen projects, both located in the eastern flank of the Athabasca oil sands in northeast Alberta. EnCana will be operator and managing partner of the upstream joint venture. We expect to contribute $7.5 billion to this joint venture over a 10-year period beginning in 2007. This interest-bearing cash contribution obligation is expected to be recorded as a liability on our balance sheet at the close of the transaction.

63

The downstream joint venture will consist of our Wood River and Borger refineries, located in Roxana, Illinois, and Borger, Texas, respectively. This joint venture plans to expand heavy-oil processing capacity at these facilities from 60,000 barrels per day to approximately 550,000 barrels per day by 2015. Total crude oil throughput at these two facilities is expected to increase from the current 450,000 barrels per day to 600,000 barrels per day over the same time period. We will be the operator and managing partner of this downstream joint venture. EnCana is expected to contribute $7.5 billion, plus accrued interest to this joint venture over a 10-year period beginning in 2007. For the Wood River refinery, operating results will be shared 50/50 starting upon formation. For the Borger refinery, we will receive 85 percent of the operating results in 2007, 65 percent in 2008, and 50 percent in all years thereafter.

EXCERPTS ON THIS PAGE:
10-K Feb 23, 2007
10-Q Nov 2, 2006

RELATED TOPICS for COP:
Alaska
Other
Outlook
VIEW MORE

The transaction has received approval from Canadian authorities. Pending completion of U.S. regulatory review, the transaction is expected to close on January 2, 2007. Both companies' board of directors have approved the transaction.

Vanguard®
Find a fund

Wikinvest © 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012. Use of this site is subject to express Terms of Service, Privacy Policy, and Disclaimer. By continuing past this page, you agree to abide by these terms. Any information provided by Wikinvest, including but not limited to company data, competitors, business analysis, market share, sales revenues and other operating metrics, earnings call analysis, conference call transcripts, industry information, or price targets should not be construed as research, trading tips or recommendations, or investment advice and is provided with no warrants as to its accuracy. Stock market data, including US and International equity symbols, stock quotes, share prices, earnings ratios, and other fundamental data is provided by data partners. Stock market quotes delayed at least 15 minutes for NASDAQ, 20 mins for NYSE and AMEX. Market data by Xignite. See data providers for more details. Company names, products, services and branding cited herein may be trademarks or registered trademarks of their respective owners. The use of trademarks or service marks of another is not a representation that the other is affiliated with, sponsors, is sponsored by, endorses, or is endorsed by Wikinvest.

About | Blog | Press | Feedback | Help | Get involved

Mobile | Advertise | Licensing & Partnerships | Blogger Tools | Jobs

EXHIBIT 99.2

ENCANA

ConocoPhillips





Creating an Integrated North American Heavy Oil Business

October 5, 2006

CAUTIONARY STATEMENT

FOR THE PURPOSES OF THE "SAFE HARBOR" PROVISIONS OF THE PRIVATE SECURITIES LITIGATION REFORM ACT OF 1995

The following presentation includes forward-looking statements within the meaning of Section 27A of the Securities Act of 1933, as amended and Section 21E of the Securities Exchange Act of 1934, as amended, which are intended to be covered by the safe harbors created thereby. You can identify our forward-looking statements by words such as "anticipates," "expects," "intends," "plans," "projects," "believes," "estimates," and similar expressions. Forward-looking statements relating to ConocoPhillips' operations are based on our management's expectations, estimates and projections about ConocoPhillips and the petroleum industry in general on the date these presentations were given. These statements are not guarantees of future performance and involve certain risks, uncertainties and assumptions that are difficult to predict. Further, certain forward-looking statements are based upon assumptions as to future events that may not prove to be accurate. Therefore, actual outcomes and results may differ materially from what is expressed or forecast in such forward-looking statements.

Factors that could cause actual results or events to differ materially include, but are not limited to, the ability of the parties to successfully negotiate and execute final definitive agreements, each party's ability to successfully operate and finance the proposed joint ventures, crude oil and natural gas prices; refining and marketing margins; potential failure to achieve, and potential delays in achieving expected reserves or production levels from existing and future oil and gas development projects due to operating hazards, drilling risks, and the inherent uncertainties in interpreting engineering data relating to underground accumulations of oil and gas; unsuccessful exploratory drilling activities; lack of exploration success; potential disruption or unexpected technical difficulties in developing new products and manufacturing processes; potential failure of new products to achieve acceptance in the market; unexpected cost increases or technical difficulties in constructing or modifying company manufacturing or refining facilities; unexpected difficulties in manufacturing, transporting or refining synthetic crude oil; international monetary conditions and exchange controls; potential liability for remedial actions under existing or future environmental regulations; potential liability resulting from pending or future litigation; general domestic and international economic and political conditions, as well as changes in tax and other laws applicable to each party's business. Other factors that could cause actual results to differ materially from those described in the forward-looking statements include other economic, business, competitive and/or regulatory factors affecting ConocoPhillips' business generally as set forth in ConocoPhillips' filings with the Securities and Exchange Commission (SEC), including their Form 10-K for the year ending December 31, 2005, as updated by subsequent periodic reports on Form 10-Q and Form 8-K. ConocoPhillips is under no obligation (and expressly disclaims any such obligation) to update or alter its forward-looking statements, whether as a result of new information, future events or otherwise.

Cautionary Note to U.S. Investors – The U.S. Securities and Exchange Commission permits oil and gas companies, in their filings with the SEC, to disclose only proved reserves that a company has demonstrated by actual production or conclusive formation tests to be economically and legally producible under existing economic and operating conditions. We use certain terms in this presentation such as "recoverable resources," "recoverable oil resources," "recoverable bitumen," "Syncrude," "oilsands," and/or "heavy oil" that the SEC's guidelines strictly prohibit ConocoPhillips from including in its filings with the SEC. U.S. investors are urged to consider closely the oil and gas disclosures in ConocoPhillips' Form 10-K for the year ended December 31, 2005.

This presentation (Slides 11 and 12) contains an illustrative example calculating a measure, "EBITDA," that is not calculated in accordance with U.S. generally accepted accounting principles (GAAP). The example demonstrates a scenario for just one of the many that were evaluated in the evaluation process, and is an estimate of how costs, and resulting margins, could possibly perform at a given West Texas Intermediate (WTI) oil price. The example estimates the various costs (field operating, natural gas, diluent, transportation) at a $50 WTI example, and then estimates the resulting EBITDA margin that would result from this scenario. EBITDA consists of earnings before interest expense, income tax expense, and depreciation, depletion and amortization. EBITDA should not be considered as an alternative to any measure of operating results as promulgated under GAAP, nor should it be considered as an indicator of overall financial performance. We have included this non-GAAP financial measure because, in management's opinion, it most closely portrays a cash margin, which management believes will be an important measure in an analysis of cash flow consideration for the proposed joint ventures. Since the use of EBITDA is in the context of an illustrative example, a reconciliation to the most comparable GAAP measure (cash flow from operations) is not possible, as the GAAP components excluded from EBITDA were not estimated for purposes of such example.

Transaction Summary

EnCana and ConocoPhillips are creating a long-term integrated North American heavy oil business

- Venture comprised of two 50/50 Partnerships:

Upstream Partnership

- EnCana's Foster Creek and Christina Lake projects

Downstream Partnership

- ConocoPhillips' Wood River and Borger refineries

- Partnerships of equivalent value
- Planned effective date: January 2, 2007



Transaction Highlights

Upstream Partnership (50/50)

- EnCana contributes 100% of their working interest in Foster Creek and Christina Lake oilsands projects
- Independent estimated recoverable bitumen of >6.5 billion bbls*
- Planned increase in current bitumen production from 50,000 bpd to 400,000 bpd by 2015
- Markets bitumen blend at major Alberta trading hubs

Downstream Partnership (50/50)

- ConocoPhillips contributes 100% of Wood River and Borger refineries
- Planned increase in total refining capacity* from ~450,000 to ~600,000 bpd by 2015
  - Heavy oil capacity increasing from ~60,000 bpd to ~550,000 bpd by 2015
    - Bitumen capacity increasing from ~30,000 bpd to ~275,000 bpd by 2015
  - Further expand capacity in Alberta or the U.S. as warranted
- ConocoPhillips retains two year disproportionate interest in Borger
  - 85/15 in 2007; 65/35 in 2008; 50/50 thereafter
- Purchases and transports feedstock and sells refined products

*Notes: Recoverable bitumen estimate provided by McDaniel & Associates Consultants Ltd. ; All numbers shown are after royalty numbers for 100% interest. Capacity numbers are for Wood River and Borger only, and do not include NGL capacity at Borger.

Strategic Rationale

ENCANA

Maximizes oilsands value creation and recognition:

- Partners with leading refiner with top tier assets
- Demonstrates commitment to oilsands growth strategy
- Enhances visibility of development plans
- Eliminates exposure to light/heavy differentials
- Reduces project execution risk
- Accelerates timeframe for downstream integration
- Captures full refined product margin on bitumen production
- Leverages capabilities and technologies

Strategic Rationale

ConocoPhillips

Access to large North American resource base:

- Partners with leading SAGD producer with best-in-class assets
- Repositions 10% of U.S. downstream into upstream resources
  - > 3 billion barrels net estimated recoverable bitumen*
  - Stable source of ongoing resource additions
- Complements large North American natural gas & refining positions
- Enhances certainty of value creation through integrated approach
- Stable, long-term refinery supply
- Enhances near and long-term production growth
- Leverages capabilities and technologies

*Note: Recoverable bitumen estimate provided by McDaniel & Associates Consultants Ltd.; represents net after royalty estimate for 50% interest.

Benefits of Integration

EnCana

- **Leader in oilsands development and SAGD technology**

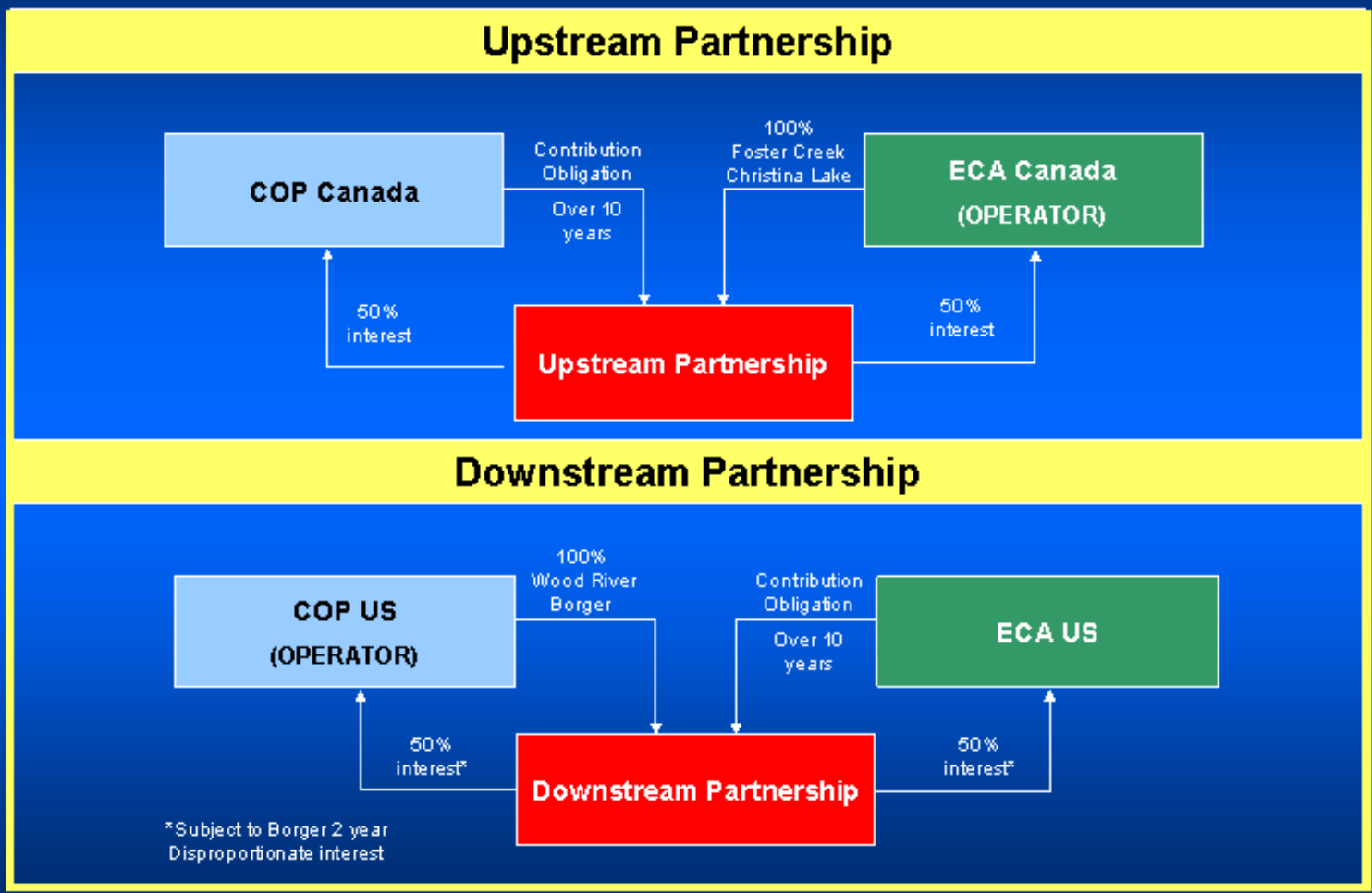
ConocoPhillips

- **Leader in heavy oil refining and coking technology**

Partnership Benefits

- Enhances certainty of integrated margin on investments
- Reduces cash-flow volatility due to swings in light/heavy differentials
- Facilitates significant expansion of oilsands projects and refineries
- Leverages existing infrastructure and economies of scope and scale
- Provides long-term supply to attractive North American product markets
- Expands demand for bitumen and synthetic crude
- Combines outstanding track records in terms of safety, environmental and business performance

Transaction Structure



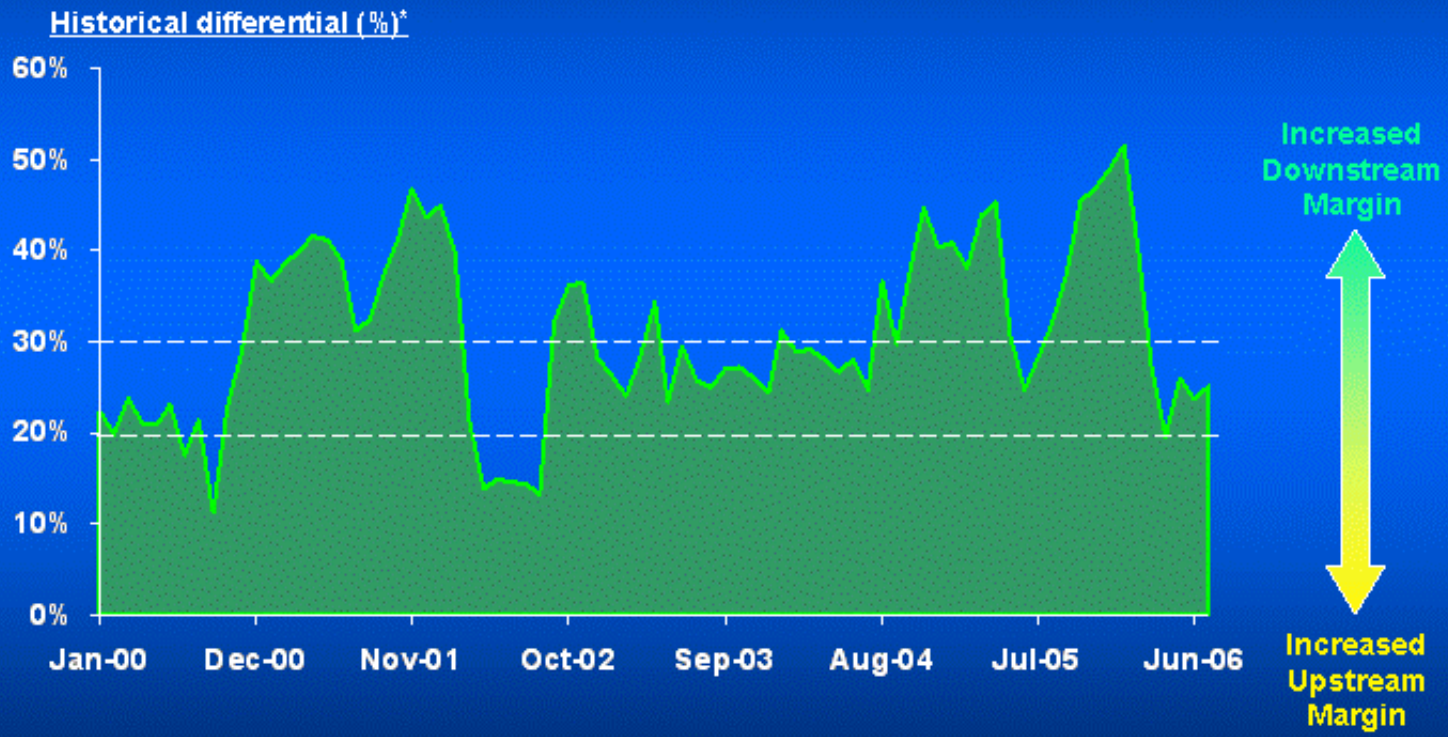
Corporate and Operating Governance

Equal Representation and Rights

- **50/50 upstream and downstream partnerships**
- **Management committee for each partnership**
  - Equal number of representatives
  - 50/50 voting rights
  - Unanimity required for strategic/major decisions
  - Supported by multi-disciplined Operating sub-committee
- **Upstream partnership**
  - EnCana is the operator and managing partner
- **Downstream partnership**
  - ConocoPhillips is the operator and managing partner
- **Capital, costs, revenues shared 50/50 Day 1**
  - Disproportionate interest in Borger in 2007 and 2008

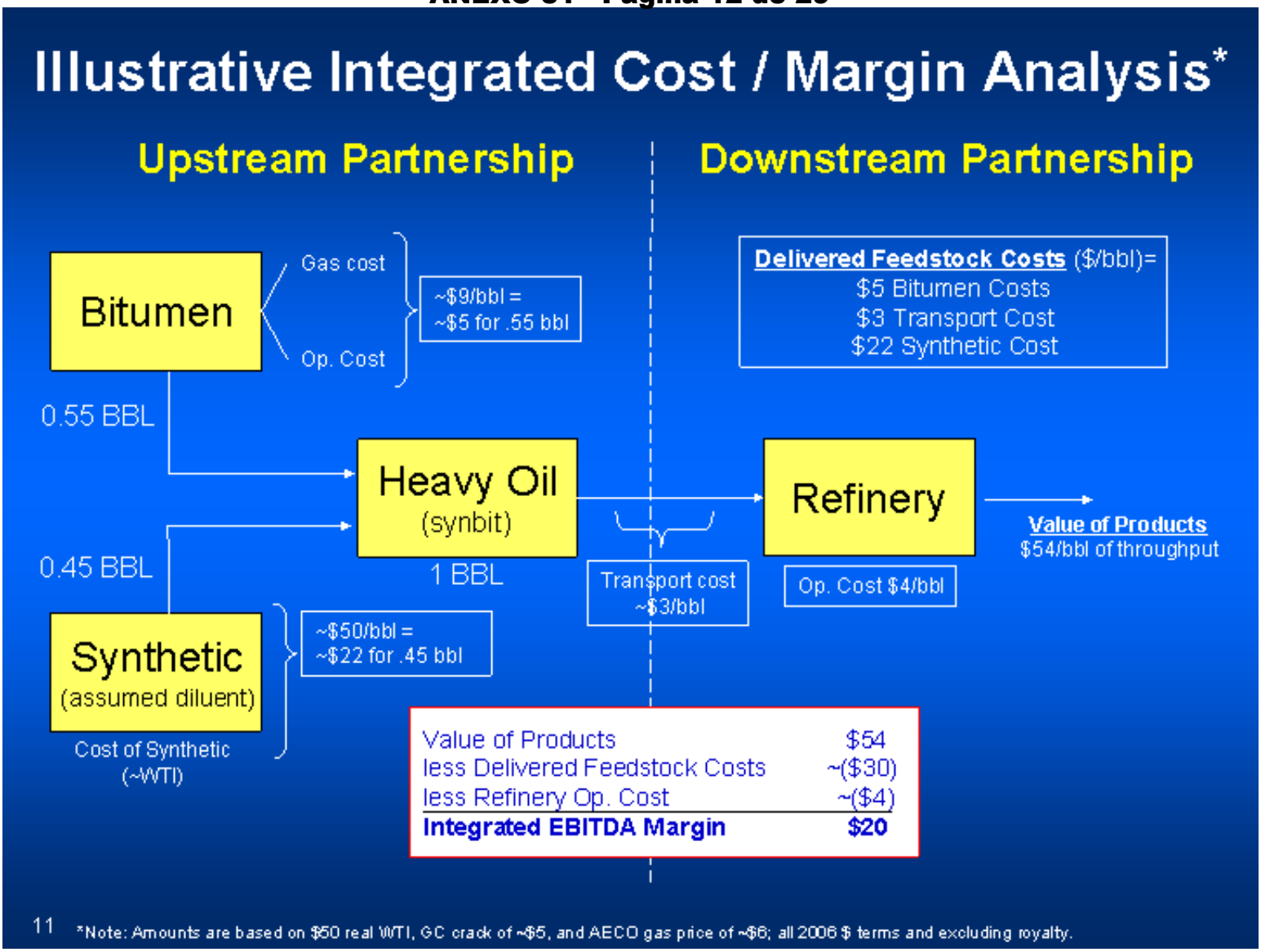
Historical Differential Volatility

Integration reduces exposure to light / heavy differentials



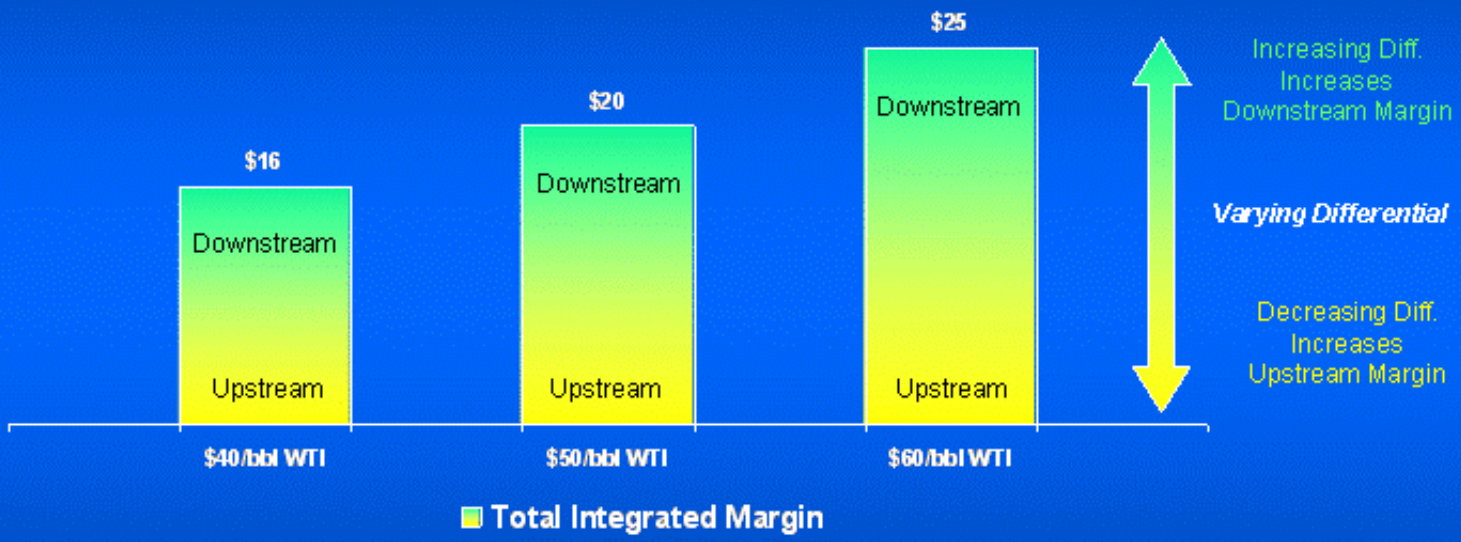
10

*Note: Light/heavy differential based on Lloyd Blend (LLB) at Hardisty and WTI; Defined as: (WTI – LLB)/WTI


Illustrative Integrated Cost / Margin Analysis*
Upstream Partnership
Downstream Partnership
Bitumen
Gas cost
Op. Cost
~$9/bbl =
~$5 for .55 bbl
Delivered Feedstock Costs ($/bbl)=
$5 Bitumen Costs
$3 Transport Cost
$22 Synthetic Cost
0.55 BBL
Heavy Oil
(synbit)
1 BBL
Refinery
Value of Products
$54/bbl of throughput
0.45 BBL
Transport cost
~$3/bbl
Op. Cost $4/bbl
Synthetic
(assumed diluent)
~$50/bbl =
~$22 for .45 bbl
Cost of Synthetic
(~WTI)
Value of Products $54
less Delivered Feedstock Costs ~($30)
less Refinery Op. Cost ~($4)
Integrated EBITDA Margin $20
11
*Note: Amounts are based on $60 real WTI, GC crack of ~$5, and AECO gas price of ~$6; all 2006 $ terms and excluding royalty.

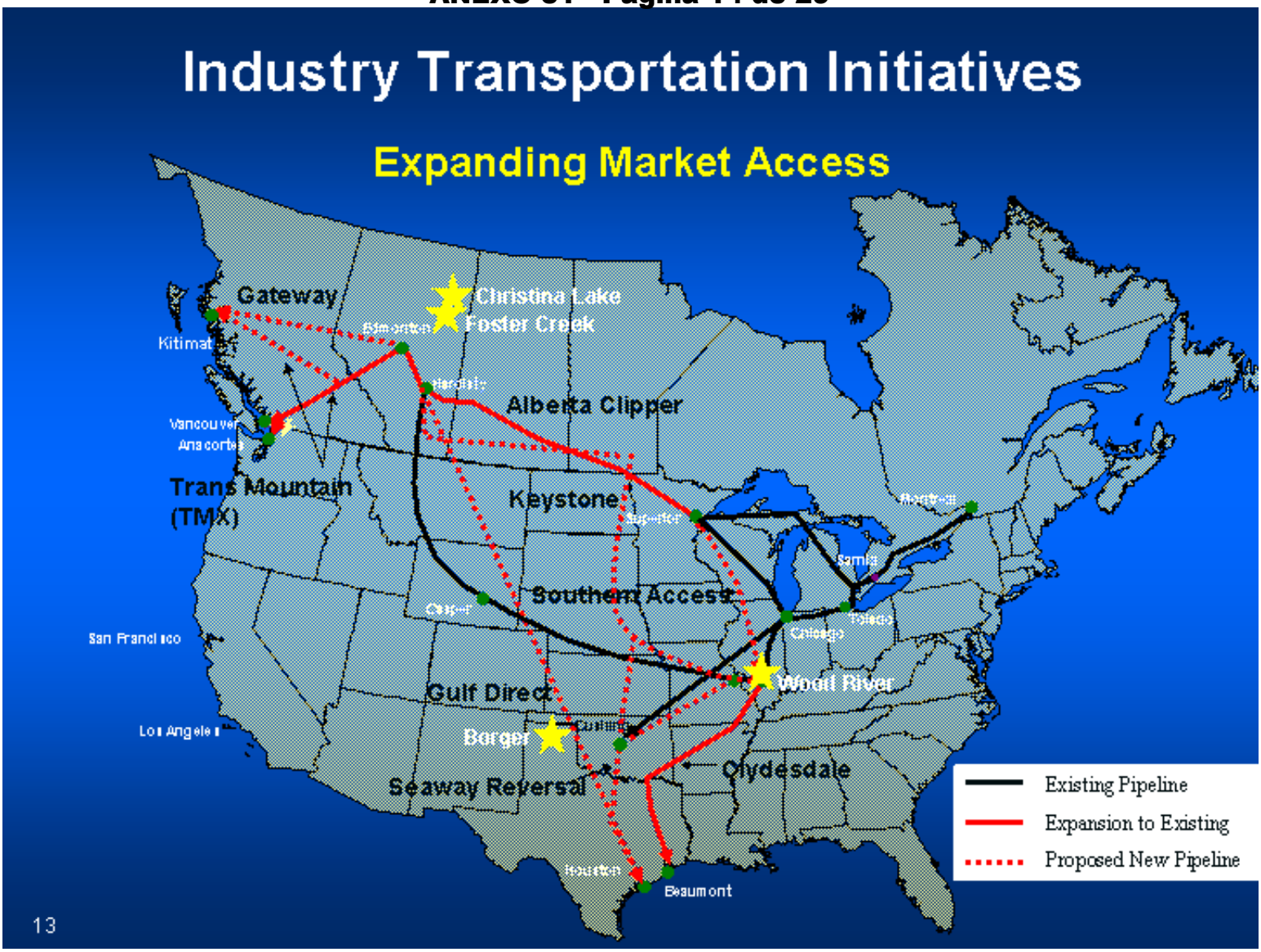
Illustrative Integrated Margin

EBITDA margin ($/bbl)*

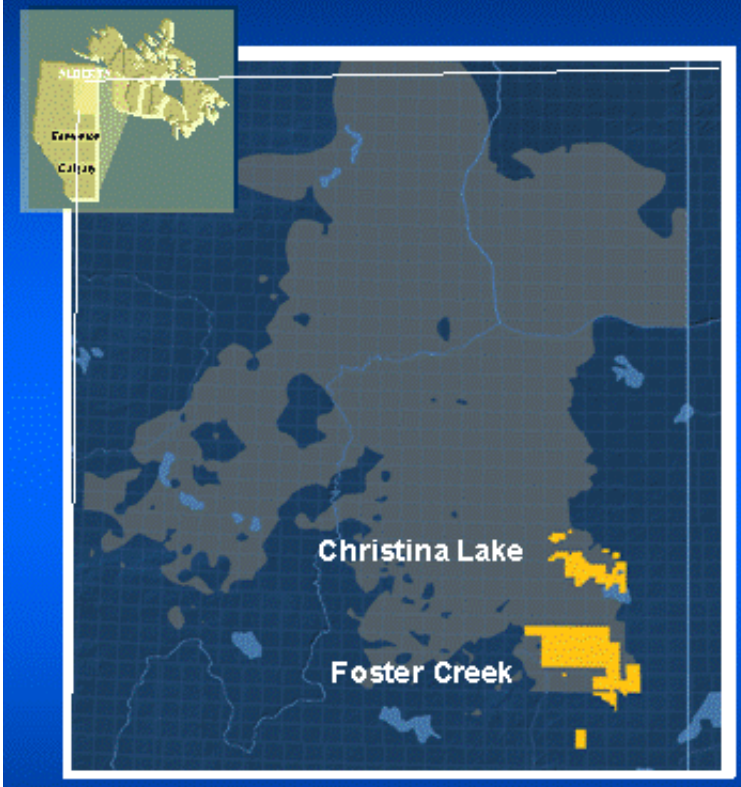


Participation in both Partnerships provides more certainty in overall margin

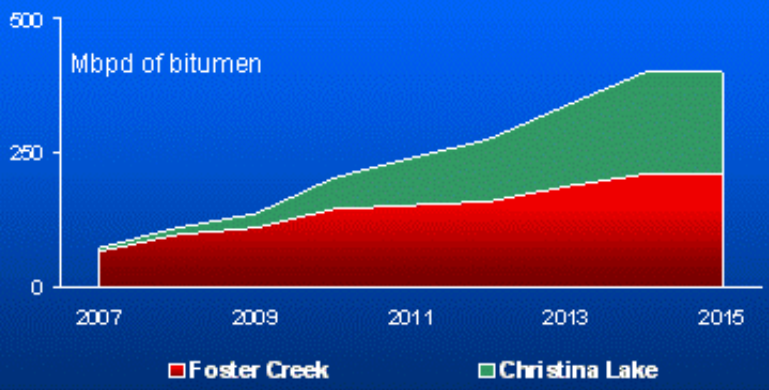
*Note: Based on information after all project completions; 2006 $ terms;
EBITDA Margin defined as: Revenues – Opex – Gas cost/Feedstock cost – Transport.


Industry Transportation Initiatives
Expanding Market Access
Gateway
Christina Lake
Foster Creek
Kitimat
Alberta Clipper
Vancouver
Trans Mountain
(TMX)
Keystone
Southern Access
San Francisco
Gulf Direct
Wood River
Borger
Los Angeles
Seaway Reversal
Clydesdale
Beaumont
Existing Pipeline
Expansion to Existing
Proposed New Pipeline
13

EnCana's Leading SAGD Position



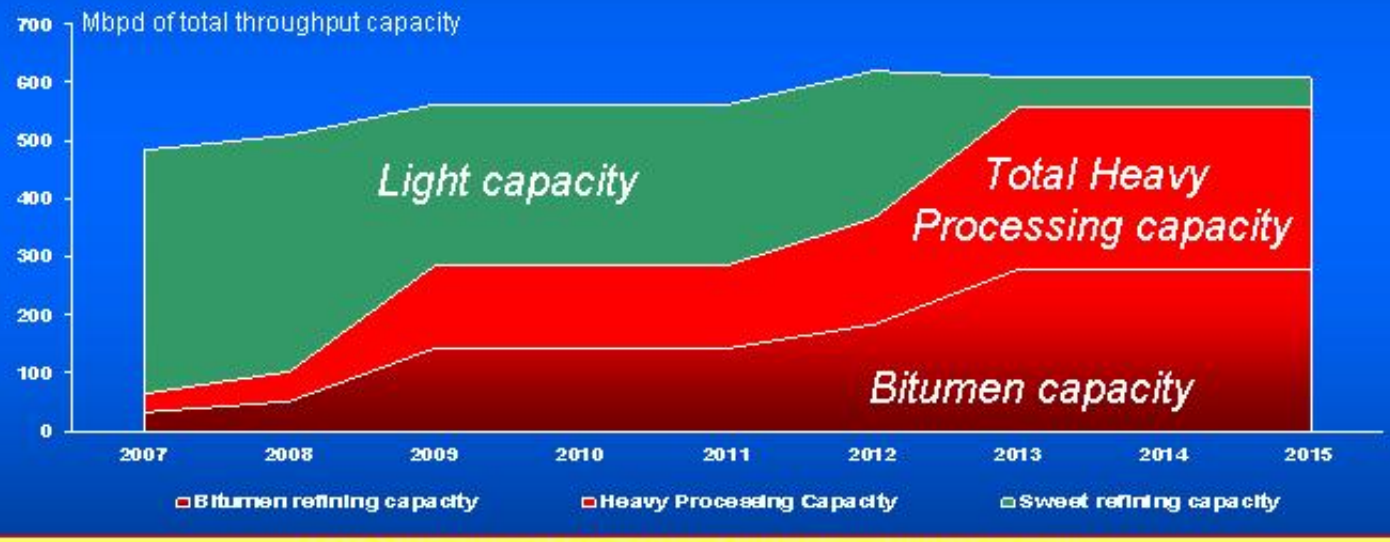
- Partnership Resource Opportunity
- ~900,000 net acres contributed (leased or option to lease)
- Estimated 44.5 billion bbls bitumen in place*
- Estimated >6.5 billion bbls recoverable bitumen*
- Estimated 400,000 bpd by 2015
- Premium SAGD reservoirs
  - Low SOR
  - High gravity
  - Advantaged proximity to markets



*Note: Recoverable bitumen (after royalty) and bitumen in place (gross before royalty) estimates provided by McDaniel & Associates Consultants Ltd. - represent 100% interest.

COP's Expanding Refining Capacity

	Total Throughput - MBPD		Bitumen Capacity - MBPD		Clean product yield - %	
	Current	Planned	Current	Planned	Current	Planned
Wood River	306	400	30	200	77	87
Borger*	146	200	0	75	90	90

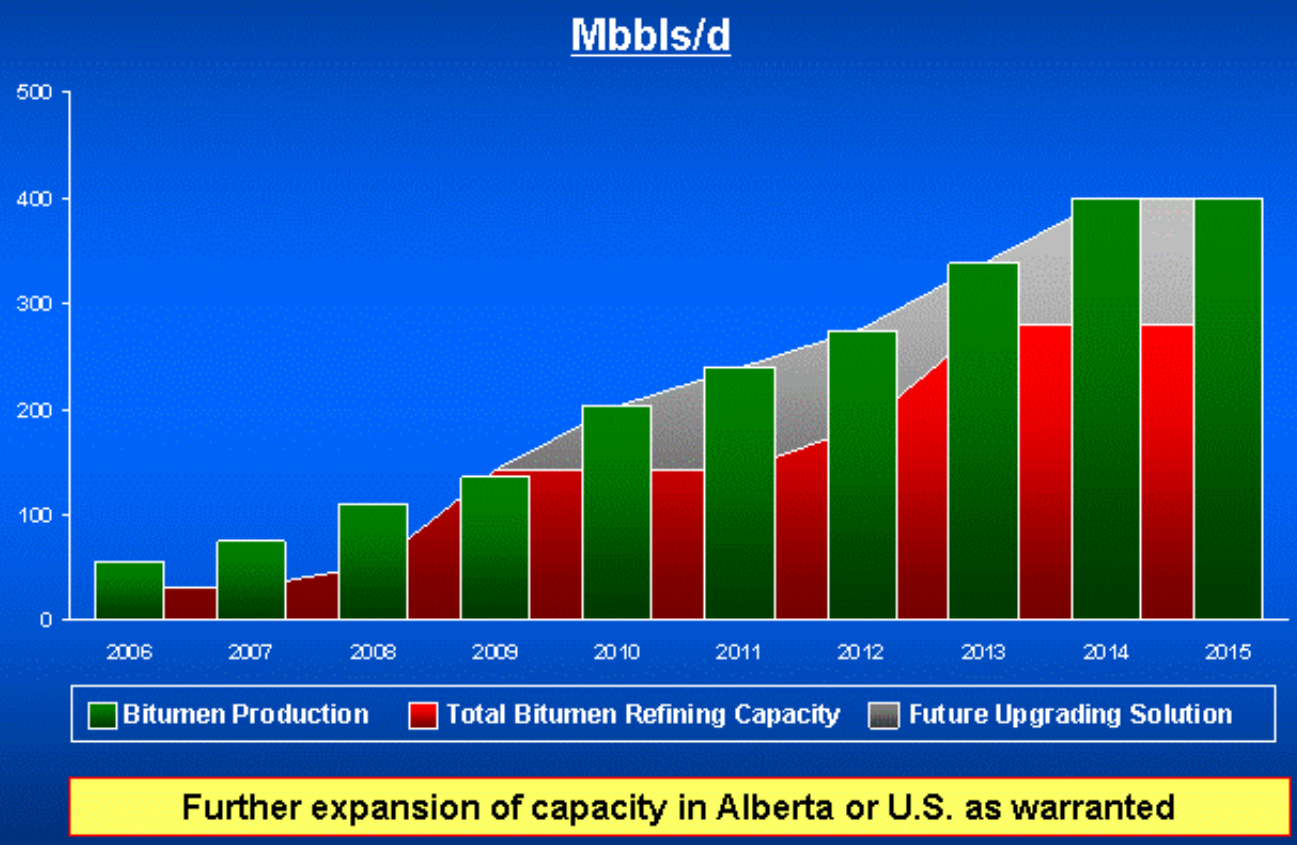


- Wood River and Borger expansions underway
- Partnership enables accelerated growth compared to previously announced plans

15 *Note: Capacity numbers for Borger do not include NGL capacity of ~50,000 bpd.

Bitumen Volume Match

Foster Creek & Christina Lake vs. Wood River & Borger



Further expansion of capacity in Alberta or U.S. as warranted

16

Transaction Benefits

- Fully-integrated oilsands solution
  - World-class projects in both Upstream and Downstream
  - Access to capital, people, and best technologies
- Certainty of margin
  - Integrated approach captures value from reservoir to refined product
- Certainty of project execution through integrated approach
  - Field development and production growth with refinery access
  - Expanded heavy refining capacity with long-term supply
- Outstanding industry track record in terms of safety, environmental and business performance
- Estimated 400,000 bpd of bitumen supply by 2015 to attractive North American destinations

Asset Appendix

Upstream Assets

Foster Creek Overview

Overview

- Located in the southeastern corner of Canada's oilsands region
- First commercial scale SAGD project
  - Pilot phase began in 1997
  - Commercial development began in 2001
- Consistently among the best commercial and technical SAGD projects
- Cumulative production of over 40 mmbbls
- Steam/oil ratio among lowest of all SAGD projects
- Currently producing 43,000 bpd of bitumen
- Expansion underway to reach 60,000 bpd by early 2007
  - Two additional 30,000 bpd expansions expected to be on stream in late 2008 and 2009 respectively

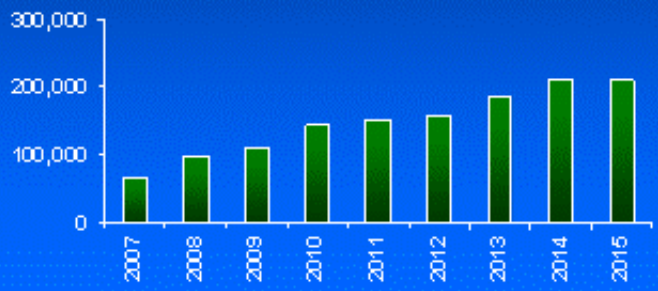


Foster Creek Project

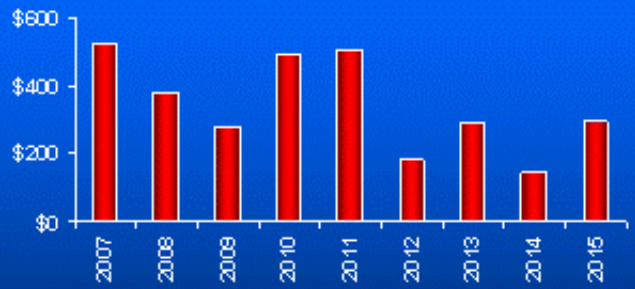
Project details

- ~200,000 + net acres leased
- Option to lease 500,000 net acres
- Estimated 29 billion barrels of bitumen in place*
- Estimated 2.4 billion barrels of recoverable bitumen*
- Estimated capital costs of $3.1 billion through 2015*
- Forecast production estimate of 210,000 bpd of bitumen by 2015
- Bitumen API Gravity of 10°
- Estimated resource life of > 30 years
- Estimated steam/oil ratio of 2.0-2.5 over life of the project

Bitumen Production (bbl/d)



Capital Expenditures ($ Millions)*



*Note: Recoverable bitumen (after royalty) and bitumen in place (gross before royalty) estimates provided by McDaniel & Associates Consultants Ltd. - represent 100% interest. Capital expenditures are in 2006$ terms, and are for 100% expenditures.
Source: Company estimates (Production and Capital estimates per ECA).

Christina Lake Overview

Overview

- Located in the southern portion of Canada's oilsands region
- Phase I was initiated in 2002
- Cumulative production of over 6 mmbls
- Steam/oil ratio among lowest of all SAGD projects
- Current production of 7,000 bpd of bitumen from six SAGD well pairs
- Current expansion expected to take production to 18,000 bpd in the last half of 2008

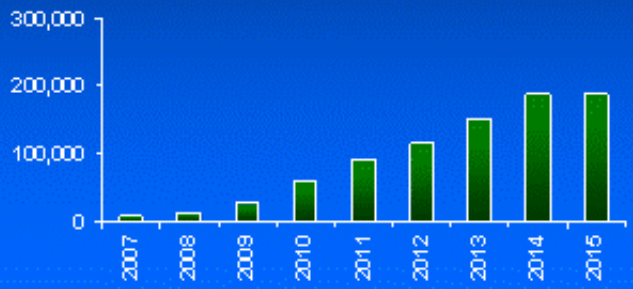


Christina Lake Project

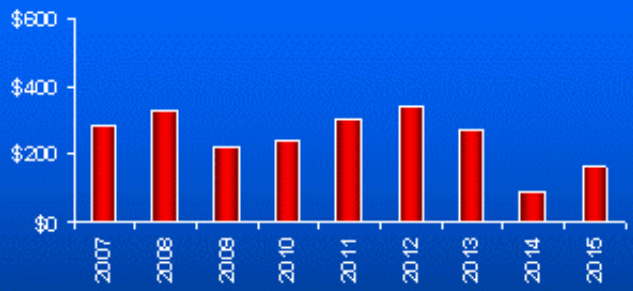
Project Details

- ~180,000+ net acres leased
- Estimated 15 billion barrels of bitumen in place*
- Estimated 4.2 billion barrels of recoverable bitumen*
- Estimated capital costs of $2.3 billion through 2015*
- Forecast production estimate of 190,000 bpd of bitumen by 2015
- Bitumen API gravity of 9°
- Estimated resource life of > 60 years
- Estimated steam/oil ratio of 2.0-2.5 over life of the project

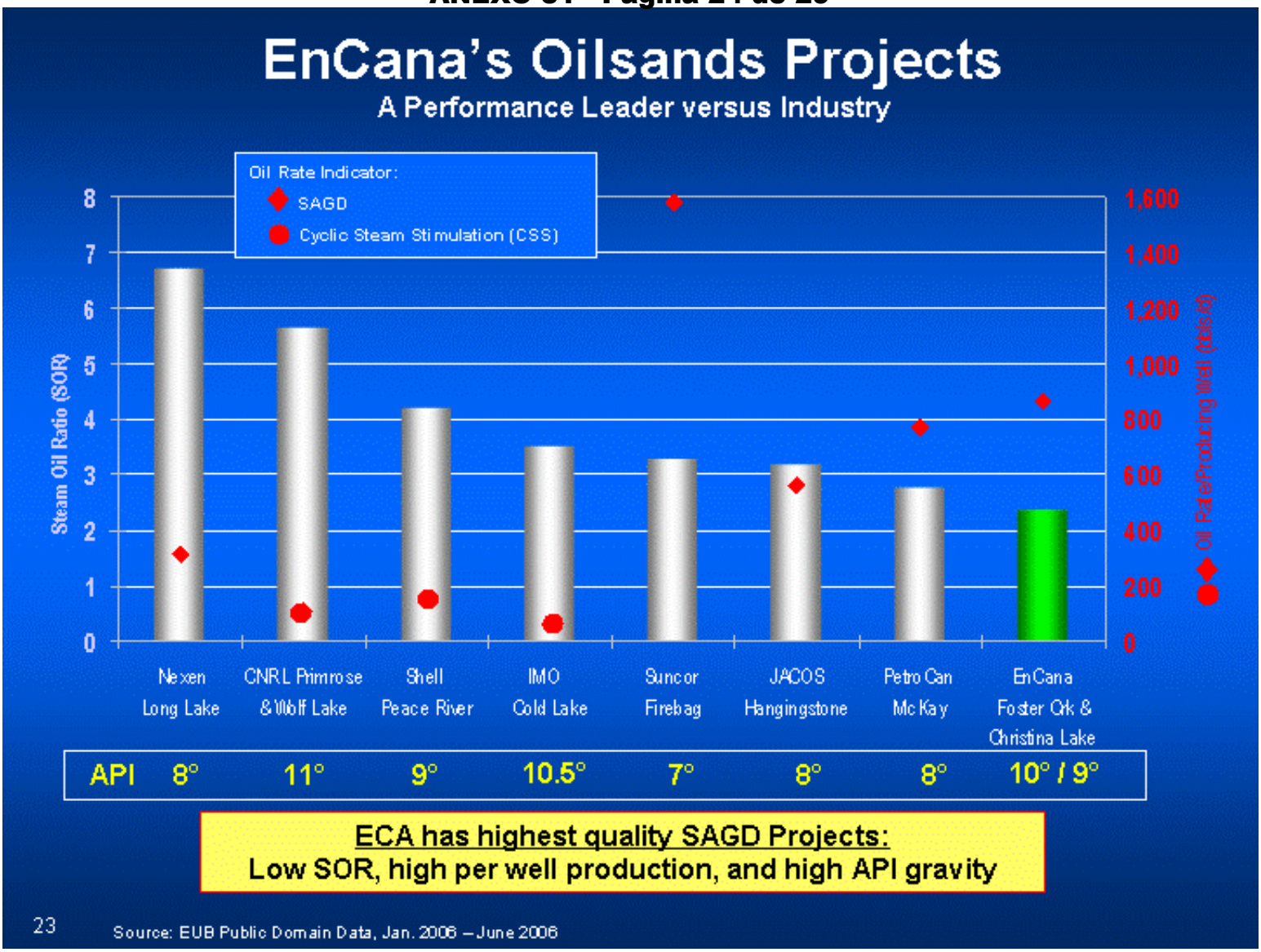
Bitumen Production (bbl/d)



Capital Expenditures ($ Millions)*



*Note: Recoverable bitumen (after royalty) and bitumen in place (gross before royalty) estimates provided by McDaniel & Associates Consultants Ltd. - represent 100% interest. Capital expenditures are in 2006$ terms, and are for 100% expenditures.
Source: Company estimates (Production and Capital estimates per ECA).


EnCana's Oilsands Projects
A Performance Leader versus Industry
Oil Rate Indicator:
SAGD
Cyclic Steam Stimulation (CSS)
Steam Oil Ratio (SOR)
Oil Rate/Producing Well (bbl/d)
0
1
2
3
4
5
6
7
8
0
200
400
600
800
1,000
1,200
1,400
1,600
Nexen Long Lake
CNRL Primrose & Wolf Lake
Shell Peace River
IMO Cold Lake
Suncor Firebag
JACOS Hangingstone
Petro Can McKay
EnCana Foster Crk & Christina Lake
API 8° 11° 9° 10.5° 7° 8° 8° 10° / 9°
ECA has highest quality SAGD Projects:
Low SOR, high per well production, and high API gravity
23
Source: EUB Public Domain Data, Jan. 2006 – June 2006

Asset Appendix

Downstream Assets

Wood River Overview

Overview

- **Located in Roxana, Illinois**
- **Largest ConocoPhillips Refinery (10th largest in the U.S.)**
  - 306,000 bpd throughput, multiple train refinery
  - 30,000 bpd bitumen capacity
  - Clean product yield 77%
  - ~2,200 acres
- **Multiple pipeline options for receiving Canadian crude**
- **Excellent access to markets in St. Louis and Chicago**
  - Pipeline and water



Wood River Expansion Details

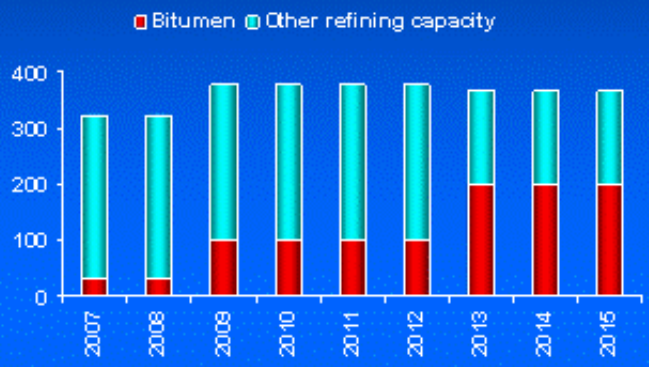
Core Project (current expansion)

- 2009 completion
- Addition of estimated 70,000 bpd bitumen capacity
- Estimated $1.9 B capital cost
  - New 65,000 bpd large coker facility

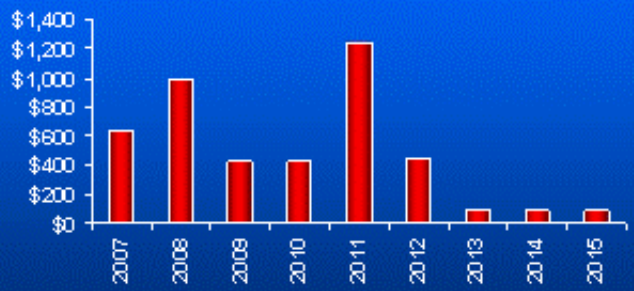
Phase 2 Expansion Project

- 2013 completion
- Addition of estimated 100,000 bpd of bitumen capacity
- Crude unit and coker expansion to 375,000 – 400,000 bpd
  - Enables 100% bitumen refining capacity
- Estimated $2.0 B capital cost

Wood River Capacity (mbpd)



Capital Expenditures ($ Millions)*



*Note: Capital expenditures are in 2006$ terms, and are for 100% expenditures.
Source: Company estimates (Capacity and Capital estimates per COP).

Borger Overview

Overview

- **Located in Borger, Texas - 50 miles northeast of Amarillo, TX**
  - 146,000 bpd crude; 50,000 bpd NGL capacity
  - Nelson complexity: 13.3
  - Clean product yield: 90%
  - Integrated with NGL production
  - OSHA VPP Star site since 2002
  - ~2,600 acres
- **Mid-continent, Denver and Midwest markets**
- **Excellent pipeline access**
  - Line O project: New pipeline capacity from Cushing to Borger





Borger Expansion Details

Phase 1

- 2007 completion
- New coker
  - Addition of estimated 20,000 bpd bitumen capacity
- Estimated $0.5B capital cost

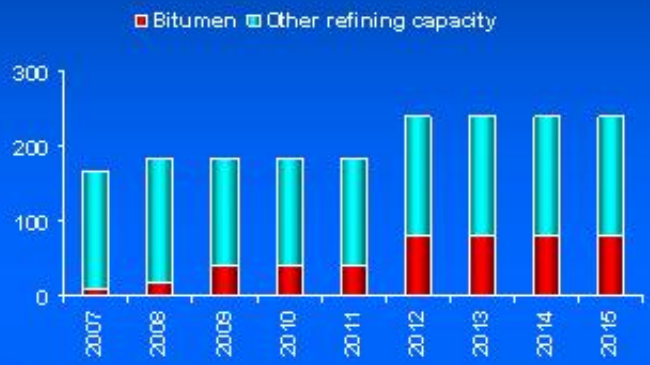
Phase 2

- 2009 completion
- Debottleneck infrastructure to add incremental estimated 20,000 bpd bitumen capacity
- Estimated $0.3B capital cost

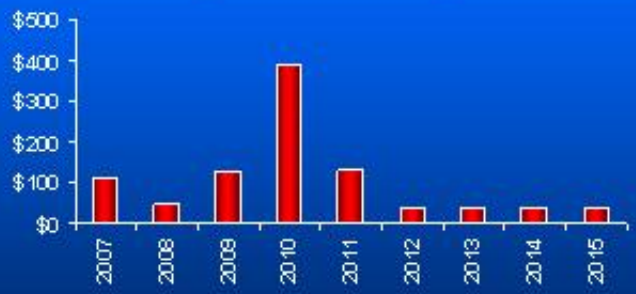
Phase 3

- 2012 completion
- Expand Crude Rate to ~200,000 bpd with ~75,000 bpd bitumen capacity
- Estimated $0.6B capital cost

Borger Bitumen Capacity (mbpd)



Capital Expenditures ($ Millions)*



*Note: Capital expenditures are in 2006$ terms, and are for 100% expenditures.
Source: Company estimates (Capacity and Capital estimates per COP).

ANEXO 32 - Página 1 de 2



The Wall Street Journal: Tesoro Acquires Shell Refinery Near L.A. for $1.63 Billion

Jan 29th, 2007
by admin.

DOW JONES NEWSWIRES
January 29, 2007 9:29 a.m.

HOUSTON — Tesoro Petroleum Corp. acquired Royal Dutch Shell PLC's Los Angeles-area refinery for $1.63 billion, in a move to enhance its position as the leading West Coast refiner.

Tesoro Chief Executive Bruce Smith announced plans to acquire the 98,000 barrel a day refinery on Monday. The company acquired the refinery, located in Wilmington, Calif., as well as 250 gasoline stations from Shell. Additionally, Tesoro purchased 140 California gasoline stations from USA Petroleum.

"It doesn't take much of an imagination to see how well these assets fit with our profile," Mr. Smith said Monday

The acquisition gives the San Antonio-based independent refiner a position in Los Angeles, the only West Coast market where it was not previously represented.

"We're going to have assets that are going to be significantly and immediately accretive to earnings," Mr. Smith said.

Although some analysts had suggested that the acquisition could be blocked by federal regulators, Mr. Smith said the company was not concerned about the deal clearing the Federal Trade Commission. "This has been reviewed by a lot of attorneys who are familiar with what the potential problems are with an acquisition or acquisitions of this sort," he said.

After the deal closes the company plans to aggressively invest in the refinery. Tesoro plans to invest $325 million to $350 million on improvements over the next five years, $375 million to $400 million on regulatory costs over the next five years, and $80 million a year on maintenance costs. Overall, approximately $1 billion will be invested in the refinery, Mr. Smith said.

The company anticipates $100 million in synergies with its other refineries in the first 12 months, he said.

Write to Dow Jones Newswires editors at asknewswires@dowjones.com

Share this:

Facebook Twitter Email Print

Like this:

Loading...

Posted in: Uncategorized.

← Guardian Unlimited: Shell defies US pressure and signs £5bn Iranian gas deal
CNNMoney.com: Big Shell Iran deal could bring U.S. sanctions →

Comments are closed.

ANEXO 32 - Página 2 de 2

Subscribe to Feed

- **Meta**
  - Log in
  - Entries RSS
  - Comments RSS
  - WordPress.org
- 



  Reading between the lines in various legal documents, it seems that the allegations are that after the technology in question had been disclosed to a Shell company in the USA, the information was passed to Shell in the Netherlands in breach of confidentiality. And Royal Dutch Shell subsequently exploited the technology without payment or credit to the company holding the rights; Newton Research Partners. The inference seems to be that Twister B.V. was founded by Shell partly on trade secrets stolen from Bloom/Newton.

  For more information read:

  ARTICLE: Shell in the US courts again for alleged theft of trade secrets: 20 June 2014

  ARTICLE: Twister B.V. by name, Twister by nature?: 09 August 2014

- **DISCLAIMER**

  DISCLAIMER: This is not a Shell website, nor is it officially endorsed by or affiliated with Royal Dutch Shell Plc.

  
  John Donovan
  Website Owner

- **Shell Controversies**

  A selection of memorable warnings/articles/images associated with the controversial track record of Royal Dutch Shell.

ANEXO 33 - Página 1 de 3

Husky Energy

Husky Energy To Acquire Lima Refinery From Valero Energy Corporation

Download PDF

May 2, 2007

Calgary, Alberta - Mr. John C.S. Lau, President & Chief Executive Officer of Husky Energy Inc. is pleased to announce that Husky has reached an agreement to acquire the refinery in Lima, Ohio from Valero Energy Corporation. The purchase price will be U.S. $1.9 billion, plus net working capital. The acquisition is subject to regulatory approval and is expected to close by the end of the second quarter of 2007.

“The acquisition of the Lima refinery represents a significant step in Husky's ongoing strategic move of expanding our downstream business and supports Husky's objective as a fully integrated energy and energy related company,” said Mr. Lau. "This transaction is expected to have an immediately positive financial contribution to Husky's earnings and cash flow.”

Husky will acquire the refinery through the purchase of all the outstanding shares of Lima Refining Company. The Lima refinery has a throughput capacity of 165,000 barrels per stream day of light crude oil and produces gasoline and diesel fuels that meet U.S. clean fuel standards. The refinery processes primarily light sweet crude oil and also has some capability of processing heavy crude oil.

Husky holds substantial oil sands leases covering 510 thousand acres in the Cold Lake and Athabasca regions of northern Alberta, Canada. Production at Husky's Tucker Oil Sands Project has commenced and development planning is proceeding for oil sands projects at Sunrise and Caribou Lake. Husky plans to review options for reconfiguring and expanding the Ohio Lima refinery to process heavy crude oil and bitumen, providing additional future investment in the community.

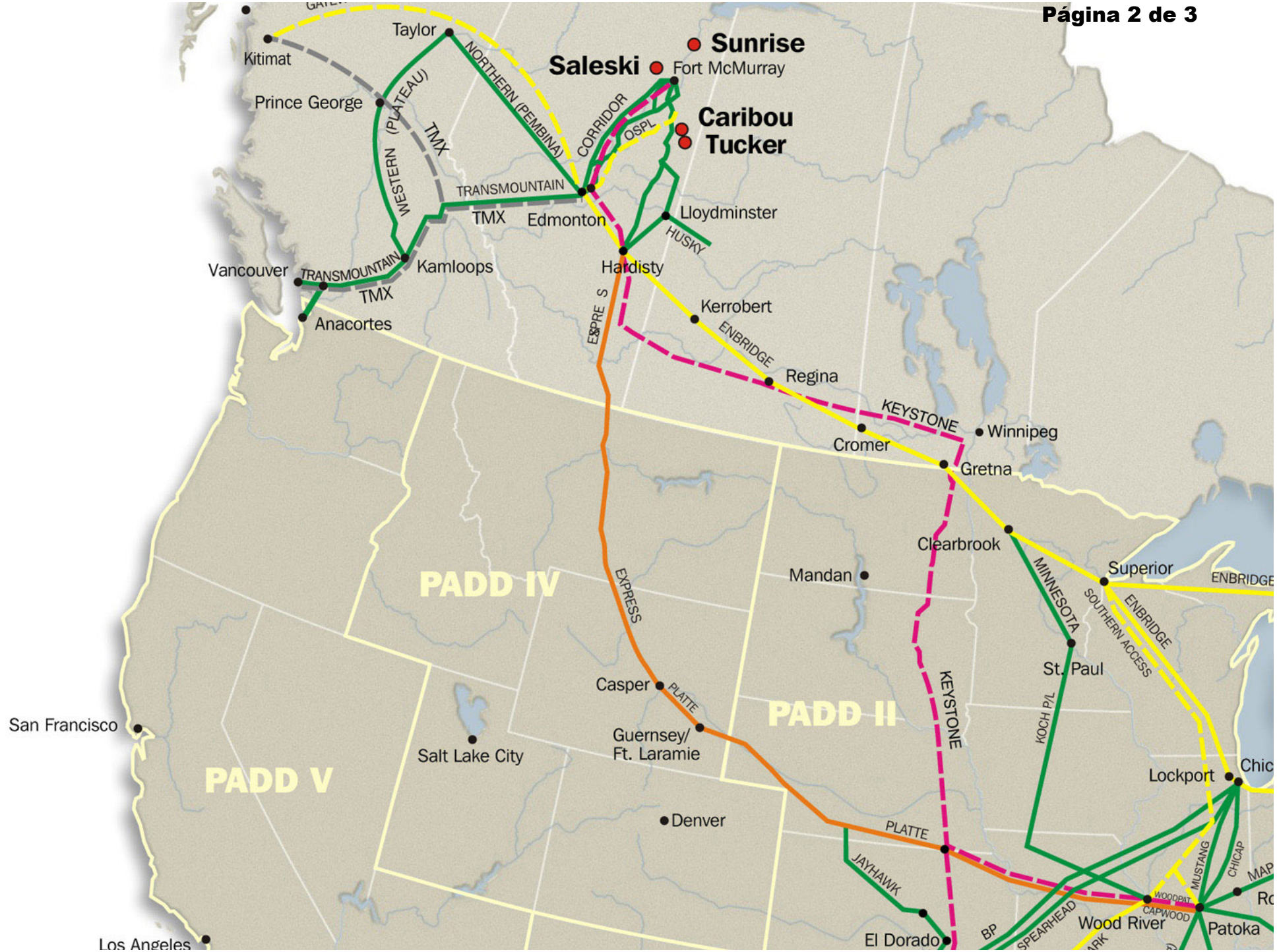
“Integration of the Lima refinery with future growth of heavy crude oil and oil sands production is part of Husky's long term strategy to enhance returns to shareholders by capturing the complete value chain,” added Mr. Lau.

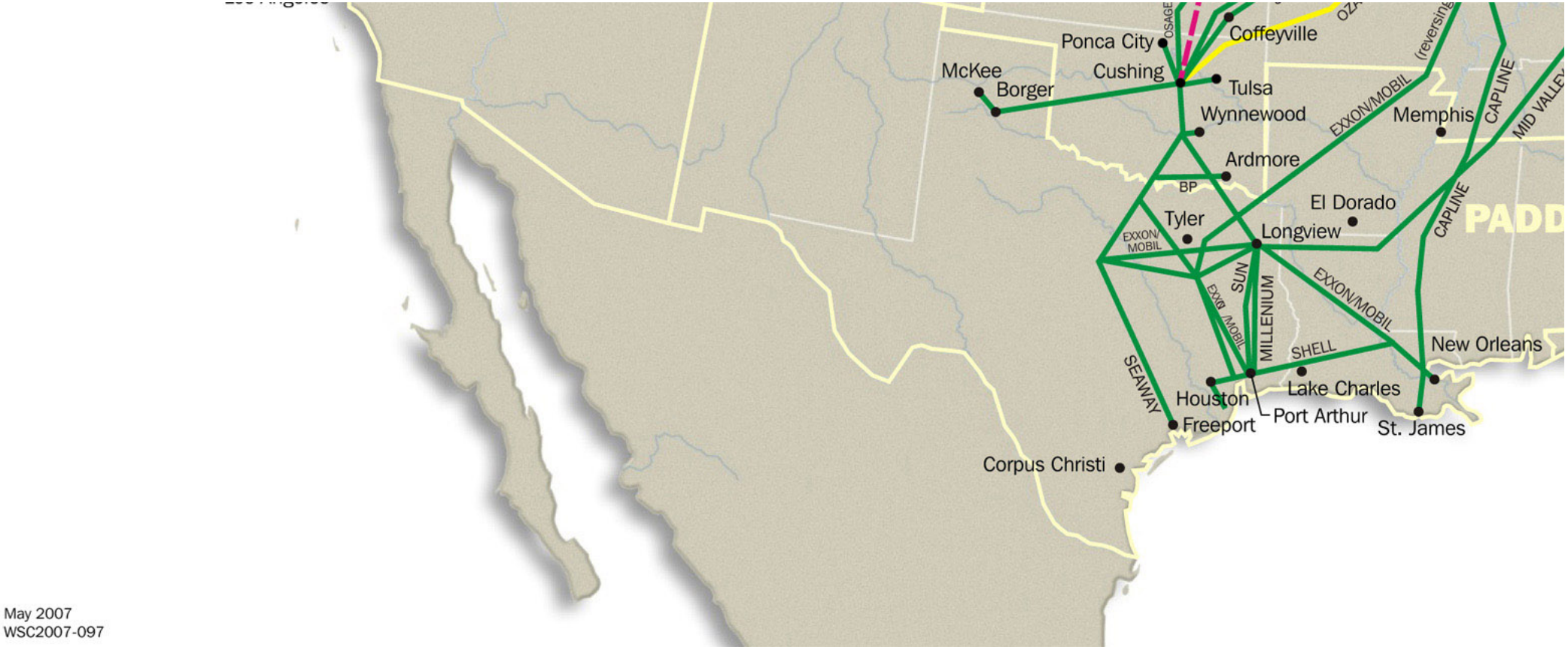
Husky Energy is a Canadian based integrated energy and energy related company headquartered in Calgary, Alberta. Husky Energy is a publicly traded company listed on the Toronto Stock Exchange under the symbol HSE. Husky's upstream segment includes the exploration, development and production of crude oil, bitumen and natural gas in Western Canada, offshore Canada's East Coast, and offshore China and Indonesia. Husky's midstream segment minimizes cash flow volatility, optimizes processing assets and is strategically located throughout Western Canada and connects with key North American transportation systems. Husky's refined products segment includes the refining, marketing and distribution of gasoline, diesel, asphalt, ethanol and ancillary services in Canada and the United States, and a retail network of more than 500 outlets from British Columbia to Ontario, Canada.

Certain statements contained in this news release constitute forward looking statements or information (collectively, “forward looking statements”) within the meaning of applicable securities legislation. These forward looking statements relate to future events or Husky's future performance. The use of any of the words “could”, “expect”, “believe”, “will”, “projected”, “estimated” and similar expressions and statements relating to matters that are not historical facts are intended to identify forward looking statements and are based on Husky's current belief or assumptions as to the outcome and timing of such future events, and in this news release include Husky's general business plans and strategy for heavy oil and oil sands development and the Lima refinery, the financial impact and the closing date. Actual future results may differ materially. Husky's annual report to shareholders and other documents filed with securities regulatory authorities (accessible through the SEDAR website www.sedar.com and the EDGAR website www.sec.gov) describe the risks, uncertainties and other factors, such as drilling results, the receipt of regulatory approvals, changes in business plans and potential delays or changes in plans with respect to development projects or capital expenditures, that could influence actual results. Except as required by applicable securities laws, Husky disclaims any intention or obligation to publicly update or revise any forward looking statements, whether as a result of new information, future events or otherwise.



ANEXO 33 - Página 2 de 3




Ponca City
Coffeyville
McKee
Borger
Cushing
Tulsa
Wynnewood
Memphis
Ardmore
BP
El Dorado
Tyler
Longview
EXXON/MOBIL
SUN
MILLENIUM
SHELL
New Orleans
Lake Charles
Houston
Port Arthur
Freeport
St. James
SEAWAY
CAPLINE
Corpus Christi
May 2007
WSC2007-097

BP Enters Canadian Oil Sands with Husky Energy

Release date: **04 December 2007**

BP announced today that it is moving into the Canadian oil sands by acquiring a half-share in the Sunrise field in Alberta operated by Husky Energy. At the same time Husky will acquire a half share in BP's Toledo oil refinery in Ohio, US, between them forming an integrated North American oil sands business. Two independent 50/50 joint ventures will be formed from the equally valued assets to own and develop the businesses.

"Toledo and Sunrise are excellent assets. BP's move into oil sands is an opportunity to build a strategic, material position and the huge potential of Sunrise is the ideal entry point for BP into Canadian oil sands," said Tony Hayward, BP's group chief executive. "In addition this deal will help guarantee a supply of advanced transportation fuels to major North American markets from Toledo which is a flexible and advantaged site."

The Sunrise oil sands field is expected to be sanctioned in 2008 with first production of bitumen in 2012, building to 200,000 barrels of oil a day (bpd) by the end of the next decade with a 40 year production plateau. Sunrise, located in the Athabasca oil sands in northeast Alberta will be developed using steam assisted gravity drainage (SAGD), a tested technology which heats the bitumen within the reservoir allowing it to flow to the surface. The bitumen will be piped to Hardisty, Alberta, from where it will be transported via existing pipeline networks for refining. Sunrise will be operated by Husky as a Canadian oil sands partnership, based in Calgary.

Toledo Refinery's crude distillation capacity is currently 155,000 bpd of which 60,000 bpd capacity is currently heavy oil. The refinery is located in one of the largest energy consumption regions of the US and, subject to necessary approvals and permits, will be expanded to process approximately 170,000 bpd of heavy oil and bitumen by 2015. It will be operated by BP as a US refining LLC.

"This transaction completes Husky's Sunrise Oil Sands total integration with respect to upstream and downstream solutions," said Mr. John C.S. Lau, President & Chief Executive Officer of Husky Energy Inc. "Husky is extremely pleased to be partnering with BP, a world class global E&P and Refining company."

"The upstream and downstream joint ventures announced today will be investing billions of dollars to expand North American energy supply and enhance North American energy security," said Bob Malone, chairman and president of BP America. "The result will be the development of a major new Canadian oil field and the modernization and expansion of the Toledo refinery to allow far greater use of Canadian heavy oil and to increase clean fuels production by as much as 600,000 gallons a day."

Full regulatory approval of the proposed deal and final commercial agreements are expected to be completed in 1Q 2008, with a partnership effective date of 1 January, 2008.

BP has been advised by BMO Capital Markets.

Note to editors

- The Sunrise field in the north of Athabasca, NE Alberta, will be developed in three phases based on steam assisted gravity drainage (SAGD). The field has been fully delineated by the drilling of 650 appraisal wells. Front End Engineering is well advanced on Sunrise with completion expected in early 2008. Joint investment up to 2012 is estimated at around US$3bn. Site preparation work, including clearing of the various development areas and the rough grading of the central plant site, field facility roads and well pads is ongoing. The partnership will be responsible for sourcing fuel gas and diluents for Sunrise; and delivering product to a market transfer point at Hardisty where each party will take their respective production share.
- SAGD is a thermal in-situ recovery process using pairs of horizontal wells. A horizontal production well is located near the bottom of the reservoir and steam is injected into a second horizontal well placed above it heating the bitumen and enabling it to flow. The bitumen and condensed steam, under the influence of gravity, drain to the lower horizontal well and are produced through the wellbore to the surface.
- Around 175 billion barrels of Alberta's oil sands are currently thought to be commercially recoverable. These resources are split between oil sands which require mining methods (about 25% of resource); and oil sands which can be developed using adaptations of conventional oilfield technologies (about 75% of resource).
- Toledo Refinery is located in the city of Oregon in northwest Ohio. It is well positioned to receive Canadian crudes for refining and supply into the US mid-west and the neighbouring Canadian markets. It is a heavy sour coking refinery and is highly flexible (Nelson complexity index of 11.6), one of the few complex refineries outside the Gulf Coast

region and California. It can take heavy and medium sour crudes and upgrade them to advanced, cleaner transport and heating fuels such as low sulphur gasoline, ultra low sulphur diesel, aviation fuels, propane, kerosene and asphalt. It produces daily 3.8 million US gallons of gasoline, 1.1m gals of diesel, 756,000 gals of jet fuels, about 0.5% of US total refining capacity. The value of Toledo in the books of BP Products North America Inc. as at 30 September 2007 was US$494m.

- Joint investment of around US$2.5bn is expected up to 2015 to sustain and reposition the refinery to process increased amounts of heavy crude oil and bitumen.
- BP will initially market 100 percent of the refinery products until commencement of Sunrise deliveries, when Husky will have the right to market its share of the refinery products.
- BP operates five wholly-owned refineries in the US, located in Ohio, Indiana, Texas, Washington and California.
- BP is one of the world's largest oil and gas companies, serving millions of customers every day in more than 100 countries across six continents. BP's business activities are in Exploration and Production; Refining and Marketing; and its low-carbon BP Alternative Energy division. Through these businesses, BP provides fuel for transportation, energy for heat and light, retail services, and petrochemicals products.
- Husky Energy Inc. is a fully integrated energy company that participates in upstream, midstream and refined products business areas. The Husky Energy group of companies produce crude oil, natural gas, synthetic crude oil and a range of derivative products, for North American and international markets. Husky Oil Operations Limited (Husky), one of the Husky Energy group of companies, has a 100 percent interest in oil sands leases east of Kearl Lake, about 60 kilometres northeast of Fort McMurray.

www.huskyenergy.ca

Further information:

Location: BP, London
Phone: +44 (0)207 496 4076
Location: BP, London (Out of hours)
Phone: +44 (0)207 496 5129

Location: BP, Calgary
Phone: +1 (403) 233 1033
Name: BP, Toledo
Phone: +1 (419) 698-6475

Location: BP, Chicago
Phone: +1 630-821-3212
Office: BP, Chicago (Out of hours)
Phone: +1 630-640-4231

Location: Husky Energy, Calgary
Phone: +1 (403) 298 6747