

ECONOMIA DE BAIXO CARBONO: PETRÓLEO E PETROQUÍMICA

Eduardo Luiz Machado

SÃO PAULO
Abril 2013

INTRODUÇÃO

Diversos produtos são derivados a partir do petróleo, sejam eles com finalidade energética, tais como gasolina, óleo diesel, querosene, gás natural, gás liquefeito de petróleo (GLP), ou com outras finalidades, como insumos para a indústria petroquímica na produção de polímeros plásticos, ou de utilização final como as parafinas e os asfaltos (Entschev, 2008).

A cadeia produtiva engloba o conjunto de atividades econômicas relacionadas a exploração, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural, outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados. Divide-se em dois grandes blocos complementares: *upstream* (exploração e produção) e *downstream* (transporte, refino e distribuição).

A indústria petrolífera baseia-se em um recurso mineral não-renovável que constitui atualmente a principal fonte de energia mundial sem produtos substitutos próximos, ao menos em toda gama de usos e aplicações. Tal fato confere ao petróleo uma demanda inelástica com relação ao preço. Outra característica importante é a tendência a verticalização da cadeia produtiva decorrente das elevadas economias de escala e escopo da atividade de refino e diluição do risco associado à atividade de exploração e produção, bem como de integração horizontal, em função da distribuição desigual das jazidas no mundo.

A indústria petroquímica congrega a indústria de produtos químicos derivados do petróleo. Especificamente, corresponde à parte da indústria química que utiliza como matéria prima a nafta, gás natural ou hidrocarbonetos básicos extraídos do solo. O setor é um dos pilares de um parque industrial moderno, em função de seu papel como fornecedor de insumos para uma grande diversidade de bens.

Não existe no curto prazo uma expectativa de escassez mundial petróleo e gás natural. Por outro lado, a qualidade do petróleo se deteriorou, sendo mais pesado e com teor de enxofre mais elevado. Tal fato tem como consequência direta o aumento da complexidade dos projetos produtivos, exigindo o uso de tecnologias ainda imaturas e custos crescentes de exploração e desenvolvimento.

As novas tecnologias para explorar petróleo e gás irão alterar o mapa geopolítico da energia. Destacam-se as que permitem a exploração de petróleo em águas profundas e o aproveitamento das areias petrolíferas. Além disso, há o

aprimoramento de processos físicos e químicos que purificam o petróleo de baixa qualidade. Por fim, a técnica de exploração do gás de xisto tem se mostrado bastante promissora. Adicionalmente, percebe-se que a exploração e produção de óleos não convencionais poderá reduzir a expectativa de elevação do preço futuro do barril de petróleo, bem como se espera um aumento da emissão de gases do efeito estufa.

A exploração de combustíveis fósseis não convencionais ainda apresentam elevados custos, inviabilizando sua utilização a menos que os preços, no mercado de seus produtos, se mantenham elevados. Especificamente no caso da exploração de gás de xisto, o risco de contaminação do lençol freático por produtos químicos utilizados na sua exploração ainda é presente, bem como o associado a pequenas explosões subterrâneas e tremores.

O objetivo deste texto é identificar as tendências tecnológicas e produtivas que possam impactar profundamente os setores de petróleo e petroquímica. A estrutura deste texto cobre aspectos relacionados ao setor (seção 1), sua dinâmica tecnológica (seção 2), o quadro nacional (seção 3) e efeitos decorrentes de mudanças climáticas (seção 4).

1. ESTRUTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

A indústria do petróleo se caracteriza por ser um oligopólio, no qual as empresas precisam estar bem posicionadas quanto às reservas e protegidas da concorrência por barreiras à entrada, que em geral são de natureza estritamente legal, como *royalties*, direitos de propriedade mineral, monopólios de empresas estatais, de serviços ou de categorias profissionais (CECCHI, 1998).

As atividades dos vários segmentos da indústria petrolífera são intensivas em capital. No entanto, por ser uma indústria baseada na exploração e produção continuada de um recurso mineral não renovável, a intensidade de capital é mais significativa nestas duas fases, devido ao alto risco associado à atividade. Destaque-se também que os investimentos são elevados, de longa maturação e não podem ser fracionados facilmente. (Alveal, 2002).

A indústria petrolífera apresenta uma forte concentração e verticalização com atividades de amplitude mundial, multiprodutos, processos contínuos, intensivas em

capital e escala. É tecnologicamente madura e a competitividade na indústria está associada fundamentalmente ao controle das reservas de óleo bruto e ao controle de seus mercados e da tecnologia de toda a cadeia.

Diante do crescimento da demanda mundial e da restrição de oferta de petróleos leves, as operações de refino tornaram-se mais complexas, com implantação de unidades de conversão de resíduos e de hidrotreatamento/hidrocraqueamento, que vêm permitindo a conversão de cargas mais pesadas (e mais baratas) em produtos de boa qualidade(Gomes, 2008).

Já a indústria petroquímica é caracterizada por grandes empresas e grandes unidades produtivas. O padrão competitivo do setor está vinculado a elevadas escalas de produção e ao uso intensivo do capital. Caracteriza-se pela elevada elasticidade-renda decorrente da incorporação de novos usos e consumidores à grande variedade de produtos existentes, bem como da contínua ampliação da gama de produtos criada pelo desenvolvimento tecnológico.

Há uma inerente ligação entre o refino e a petroquímica, tendo em vista o encadeamento das atividades. Assim, a dinâmica do mercado de petroquímicos básicos afeta tanto a petroquímica quanto o refino. Deste modo, algumas empresas do setor seguem a lógica da integração vertical, atuando tanto no *upstream* quanto no *downstream*, buscando obter benefícios tais como alavancar as margens de refino, promover a otimização global das refinarias e produzir derivados de maior valor agregado. A alta interdependência entre os agentes envolvidos faz com que as unidades produtivas sejam geograficamente próximas.

A indústria petroquímica é intensiva em capital e recursos naturais, utiliza processos contínuos com pequenos graus de flexibilização da produção e tem necessidade de níveis de ocupação elevados. Assim, apresenta importantes barreiras à entrada de novos agentes, em função do elevado volume de investimentos necessários, do longo prazo de maturação, das economias de escala¹ e da exigência de matéria-prima a custos competitivos. Além disso, os investimentos ocorrem em ativos específicos, que não podem ser transacionados sem perda parcial ou total de seu

¹A escala produtiva mínima economicamente viável de uma central petroquímica na década de 60 era de 180 mil toneladas/ano de eteno. Na década de 80, falava-se de 400 mil toneladas e na atualidade os números apontam para 700 mil toneladas do produto.

valor. Ou seja, os elevados custos irrecuperáveis (*sunk costs*) dependem de retorno a longo prazo.

O setor petroquímico engloba grandes grupos com presença internacional que têm nos produtos químicos a sua principal linha de produtos ou, pelo menos, obtêm desses produtos parcela substancial de seu faturamento.

As grandes empresas internacionais são líderes em seus mercados, apresentam um perfil integrado e possuem em geral base sólida na produção de petroquímicos básicos (Furtado et al., 2002). A estratégia comercial dessas empresas se caracteriza, por um lado, pelo domínio do mercado de produtos menos diferenciados por meio de uma política agressiva de preços e, por outro lado, pelo avanço em direção aos produtos mais diferenciados, cuja margem é mais atrativa.

Além dos grandes grupos, destacam-se ainda algumas empresas de menor porte, que derivam suas vantagens competitivas do domínio tecnológico ou do desenvolvimento de competências especializadas. Essas empresas apresentam esforços expressivos nas atividades de desenvolvimento de produto e combinam uma forma de inserção calcada em mercados de menores dimensões e na atuação global nesses segmentos diferenciados (Furtado et al., 2002).

2. DINÂMICA TECNOLÓGICA

Existe uma grande variedade de alternativas tecnológicas para responder aos desafios atuais da indústria petrolífera, que podem ser sintetizados em três fatores principais: ambientais, em particular a resposta ao aquecimento global; fatores ligados à garantia e segurança do abastecimento energético; e fatores relacionados à perspectiva de esgotamento do petróleo (UFRJ, 2006).

O avanço dos requisitos ambientais, em todas as etapas do processo produtivo e na quantidade de poluentes emitidos pela queima de derivados, bem como a necessidade de se avançar sobre reservas não convencionais são os principais desafios tecnológicos impostos para a indústria petrolífera. Observam-se cinco importantes tendências em nível internacional:

- a) Aumento do volume de processamento de óleos não convencionais;²
- b) Crescimento da necessidade de processos de tratamento à base de hidrogênio (hidrotratamento), como desnitrificação e dessulfurização³, em função do caráter restritivo das regulações ambientais;
- c) Aumento da competitividade por meio da redução dos custos operacionais e melhoria da qualidade dos seus produtos;
- d) Garantia de sustentabilidade ambiental⁴;
- e) Ampliação da participação de combustíveis renováveis na matriz energética.

Há uma tendência de exploração de áreas geológicas desfavoráveis, como no Golfo do México, águas ultraprofundas⁵ no Brasil, petróleo ultra-pesado na Venezuela, depósitos de areia betuminosa no Canadá e gás de xisto nos Estados Unidos. Tal fato tem como consequência direta o aumento da complexidade dos projetos produtivos, exigindo o uso de tecnologias ainda imaturas e custos crescentes de exploração e desenvolvimento. Adicionalmente, percebe-se que a exploração e produção de óleos não convencionais terá impacto de reduzir a expectativa do preço futuro do barril de petróleo, bem como se espera um aumento da emissão de gases do efeito estufa.

Com efeito, a qualidade do petróleo, principalmente sua densidade e teor de enxofre, condiciona sua oferta futura e a estrutura de refino (Ernest & Young Terco, 2011).

Com a tendência de redução da produção de petróleo leve e ultraleve, projeta-se que o crescimento esperado da demanda será atendido pelo aumento gradual do volume de petróleo pesado. Tal situação acarreta a necessidade de aumento da capacidade de conversão nas refinarias para ampliar a oferta de derivados leves. Adiciona-se que, pelo menos no curto prazo, as fontes de petróleo não convencional apresentam custo de produção elevado (Ernest Young Terco, 2011).

² A composição da oferta futura irá incorporar o petróleo não convencional (recuperação ampliada, areias petrolíferas e petróleo extrapesado) e a conversão de gás natural em combustíveis líquidos (*gas-to-liquids* - GTL), e conversão de carvão em combustíveis líquidos (*coal-to-liquids* - CTL).

³ Instalações de tratamentos de efluentes gasosos que diminuem, respectivamente, as emissões de óxidos de azoto e dióxidos de enxofre.

⁴ Utilização racional dos recursos naturais, sob a perspectiva do longo prazo. É caracterizada pela manutenção da capacidade do meio ambiente de prover os serviços ambientais e os recursos necessários ao desenvolvimento da sociedade de forma permanente.

⁵ Lâmina d'água de 1.500 a 3.000 metros

Neste sentido, existe a necessidade da indústria petrolífera superar os desafios tecnológicos de incorporação e recuperação de reservas. A manutenção de preços elevados do barril de petróleo pode favorecer a adoção e o desenvolvimento de novas tecnologias. Novas tecnologias permitem a exploração de petróleo em águas profundas, o aproveitamento do petróleo de areias betuminosas e a exploração de gás de xisto. Estima-se a existência de 9 trilhões de barris de combustível fóssil não convencional no mundo, o que coloca dúvidas sobre o preço futuro do petróleo, além de reduzir os problemas geopolíticos atuais.

A exploração e o desenvolvimento em águas ultraprofundas consolidam um novo padrão tecnológico de produção de petróleo e gás natural, que utiliza sondas de elevado desempenho, com capacidade de perfuração de até 10.000 metros de profundidade total (Ernest Young Terco, 2011).

O petróleo não convencional produzido no Canadá encontra-se sob a forma de areia betuminosa, estando disponíveis duas tecnologias de produção de betume: *mining* e *in situ*. A primeira corresponde à mineração da areia betuminosa “a céu aberto”, sendo efetiva para o caso da extração em depósitos localizados próximos a superfície. A extração do petróleo nas areias betuminosas *in situ* emprega a tecnologia conhecida como drenagem gravitacional auxiliada por vapor (SAGD). Tal técnica consiste na injeção de vapor superaquecido para esquentar os depósitos de betume, tornando-o suficientemente líquido para ser coletado e bombeado para reservatórios de coleta na superfície. A técnica *in situ* é eficaz para depósitos localizados no subsolo (80% dos depósitos). Vale destacar o relativo avanço destas tecnologias, tendo em vista a tendência recente de redução dos seus custos médios.

Terminado o processo de extração do betume da areia, por qualquer uma das duas técnicas acima comentadas, é possível adicionar hidrocarbonetos leves ao betume e processá-lo para gerar óleo sintético mais leve, chamado *syncrude*, que pode ser vendido para refinarias convencionais.⁶

Duas tecnologias foram cruciais para viabilizar a exploração do gás de xisto: perfuração horizontal e fraturamento hidráulico. A primeira técnica permite o aproveitamento de reservas pouco profundas espalhadas por grandes áreas

⁶ Os depósitos de betume no Canadá cobrem uma área total comparável ao tamanho da Escócia, sendo previsto que a produção de cru sintético e betume representem mais que 50% da produção do país até 2015 (Tavares, 2005).

geográficas, por meio da perfuração horizontal do subsolo até se alcançar as formações de xisto. Já segunda consiste no bombeamento a alta pressão nos túneis escavados de uma mistura de água, areia e produtos químicos que rompem a rocha. O impacto produzido por esse jato de alta pressão produz pequenas fissuras nas rochas, liberando o gás que é posteriormente canalizado por dutos. Destaque-se que o gás de xisto era uma fonte de energia praticamente inexistente nos Estados Unidos em 2000, e que representa em 2013 mais de 25% da oferta de combustível no país.

Apesar dos avanços tecnológicos no processo de produção de óleos não convencionais, o preço elevado do petróleo constitui ainda uma variável central e restrição importante para viabilizar a produção. Note-se também a dependência em relação ao gás natural, pois o processo de separação do betume e o processamento do óleo sintético demandam, além de água, grandes quantidades de gás natural, configurando uma relação de dependência ao preço do gás. Por fim, é relevante a deterioração das condições ambientais, pois a produção e o processamento de óleos não convencionais ocasionam efeitos deletérios em relação à poluição do ar, desperdício de água, e devastação das superfícies (Kupfer, 2010).

Por fim, outro meio de ampliar as reservas é o avanço tecnológico no processo de recuperação do petróleo existente, hoje limitado a cerca de 35% do volume presente nos campos.

Em suma, a qualidade do petróleo mundial vem se deteriorado paulatinamente. Se por um lado a matéria-prima se torna mais pesada e com teor de enxofre mais elevado, por outro lado, a demanda por derivados leves/médios – gasolina e diesel – com teores de enxofre reduzidos vem aumentando. O aumento das restrições força a indústria petrolífera a investir em unidades de refino mais complexas para atender as novas especificações (Tavares, 2005).

A quantidade de processos de refino era pequena e de pouca complexidade, mas com o passar do tempo novas tecnologias foram incorporadas visando melhorar o rendimento da conversão das frações de petróleo, bem como alcançar níveis mais elevados de qualidade dos derivados e reduzir a geração de resíduos. Com a expectativa de elevação do preço do barril do petróleo e o aumento da importância dos óleos não-convencionais no cenário mundial, observa-se também um intenso

esforço tecnológico para melhorar a sua conversão. Destaque-se que o aproveitamento economicamente viável dos óleos não convencionais só será possível com o aprimoramento de processos físicos e químicos que purificam esse petróleo de baixa qualidade.

A dificuldade de adequação da oferta à demanda na indústria do refino deve-se a baixa flexibilidade de uma refinaria. Uma vez construída para a utilização de determinados tipos óleos, modificações nas características para as quais foi projetada implicam em custos significativos (MASSERON, 1990).

Em função da baixa flexibilidade, o processamento do fundo de barril⁷ é considerado o estágio central das operações de refino, sendo o FCC (craqueamento catalítico em leito fluidizado) um importante processo, tanto do ponto de vista econômico quanto do ambiental, visto que utiliza como carga os gasóleos pesados de petróleo. Existe um número crescente de unidades em construção no mundo destinadas ao processamento de resíduos (Corradi, 2008).

Por outro lado, a cadeia petroquímica é impactada em escala mundial pelo cenário de elevado preço das matérias primas, que afeta principalmente a rota baseada em nafta, e pelo deslocamento do principal mercado consumidor de produtos petroquímicos para a China, direcionando o fluxo de investimentos em expansão da capacidade para o Oriente Médio e Ásia.

Tecnologias para o pré-tratamento do cru promovem uma melhora de qualidade do óleo antes mesmo que ele seja processado em uma refinaria, facilitando a obtenção de derivados mais leves. Da mesma forma, tecnologias para ampliar a conversão de gasóleos em petroquímicos são direcionadas a variações do FCC convencional (voltado para a produção de combustíveis), conhecidas como FCC petroquímico. Tal fato deve-se ao aumento da demanda por eteno e propeno. (Santos, 2006).

Pode-se citar como tecnologias emergentes: FCC petroquímico, *methanol to olefins* (MTO), acoplamento oxidativo de metano, metátese e *methanol to propylene* (MTP) (Pereira *et al*, 2007).

⁷ Os processos de fundo de barril têm como objetivo utilizar algumas frações mais pesadas do petróleo e com seu processamento conseguir produtos com maior valor agregado e de maior utilidade para mercado consumidor (Corradi, 2008).

Além do processo de craqueamento da nafta e a separação do etano e propano do gás natural, tem-se atualmente a tecnologia de conversão do gás natural em olefinas, conhecida como GTO (*Gas to Olefins*). Nela, primeiramente é feita a conversão do gás natural em metanol e, posteriormente, a conversão do metanol em olefinas, principalmente eteno, propeno e buteno. O processo específico a partir do metanol é conhecido como MTO (*Methanol to Olefins*), e inclui o processo MTP (*Methanol to Propylene*).

3. QUADRO NACIONAL

A atividade petrolífera brasileira é marcada pela presença da Petrobrás, que detém parcela significativa do mercado brasileiro em todas as atividades do setor. É a maior empresa de exploração e produção brasileira, sendo responsável pela estruturação da indústria de petróleo e gás natural no país. Até 1997, deteve o monopólio do setor.

A Lei 9.478, também conhecida como “Lei do Petróleo”, dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio de petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo (ANP). Retirou também o monopólio da Petrobrás, autorizando outras empresas a atuarem nas atividades de exploração e refino. A partir de então, qualquer empresa, independente da origem do seu capital, poderia realizar atividades de exploração, produção, transporte, refino, importação e exportação de petróleo. A abertura total do mercado se concretizou em 2002, quando as distribuidoras se beneficiaram também da flexibilização da importação de derivados de petróleo.

As atividades *upstream* passaram, com a flexibilização do setor, a ser exercidas por meio de contratos de concessão entre o órgão regulador e os concessionários. A relação contratual implica para o concessionário a obrigação de explorar e produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, depois de extraídos, com encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes (Campos, 1998).

Mudanças relevantes ocorreram também a *downstream* na cadeia produtiva:

- i) Alteração da estrutura de formação dos preços dos derivados nas refinarias;
- ii) Extinção do mecanismo de equalização de preços ao consumidor no território nacional;
- iii) Introdução do livre acesso a oleodutos, tanques e terminais.

Com a reforma da política energética brasileira, o setor de petróleo experimentou novo formato a partir da presença de outras empresas, com ampliação da participação do setor privado. Por outro lado, a abertura do mercado brasileiro atraiu outras empresas, promovendo o aumento da concorrência na atividade de distribuição e comercialização de derivados de petróleo.

Já na construção do parque petroquímico brasileiro, além do Estado (via Petroquisa) foram mobilizados vários grupos econômicos nacionais e estrangeiros. O setor petroquímico brasileiro encontra-se distribuído em três polos principais. São eles:

- o Polo de Camaçari, localizado no Estado da Bahia;
- o Polo de São Paulo, localizado em Capuava, no Estado de São Paulo; e
- o Polo de Triunfo, no Estado do Rio Grande do Sul.

Os três polos utilizam nafta, produzida pela Petrobras (cerca de 70%) ou importada de fabricantes de produtos de primeira geração. Um quarto polo petroquímico existe em Duque de Caxias, no Estado do Rio de Janeiro, gerando etano e propano derivados do gás natural extraído pela Petrobras na Bacia de Campos.

As empresas nacionais mais relevantes do setor petroquímico concentram-se na fabricação de resinas termoplásticas e no estágio a montante da cadeia, especificamente nas centrais de matérias-primas⁸. Embora o país tenha alcançado a autossuficiência na produção de petróleo, ainda depende da importação de cerca de um terço da nafta consumida e da importação de petroquímicos intermediários não produzidos no país (Bastos, 2009).

⁸ Cada polo industrial possui uma só produtora de produtos de primeira geração, conhecida como "central de matérias-primas". O objetivo é produzir os petroquímicos básicos que servirão de matérias-primas para a produção dos produtos intermediários petroquímicos

3.1. PERFIL TECNOLÓGICO

A indústria do petróleo apresenta um sistema setorial de inovação composto por um grupo heterogêneo de atores, a saber, governo, instituições de pesquisa e empresas articulados entre si (Silva, 2006).

Com relação à capacitação tecnológica, a partir da análise de dados da PINTEC (IBGE), verificou-se que as empresas para-petrolíferas desenvolvem, em média, inovações de produto e processo em ritmo superior à média da indústria. Porém, tais valores estão abaixo dos patamares de empresas para-petrolíferas no mundo. Além disso, as firmas adotam o modelo “*learning by doing*” para adquirir informações tecnológicas, relegando as atividades de P&D a um segundo plano.

Em suma, há um déficit significativo de competitividade no Brasil, vinculado à fragilidade da engenharia nacional e à baixa capacidade tecnológica de inovação. Tal déficit distribui-se de forma diferenciada entre os segmentos, visto que alguns apresentam competitividade em nível internacional, enquanto outros possuem lacunas produtivas relevantes que restringem a capacidade de suprir de forma adequada o mercado doméstico.

As perspectivas trazidas pelas descobertas do pré-sal colocam um enorme desafio tecnológico para a indústria petrolífera brasileira, na medida em que se faz necessário não somente acessar os hidrocarbonetos, mas, sobretudo, efetivar a sua extração a custos viáveis em termos econômicos (Kupfer *et al.*, 2010).

A exploração e o desenvolvimento da produção do pré-sal vão demandar imensa quantidade de recursos financeiros, humanos e tecnológicos. Além de localizados em grande profundidade, os reservatórios são constituídos por rochas formadas por carbonatos, mais heterogêneas e instáveis do que nas perfurações em camadas pós-sal. Há ainda a dificuldade de cruzar dois quilômetros de sal para alcançar os reservatórios. Em função da natureza plástica do sal, a coluna de perfuração pode ser fechada, danificando o aço usado na operação. Novas ligas mais resistentes vêm sendo desenvolvidas para superar este problema. Adicionalmente, o petróleo extraído do pré-sal apresenta alto teor de dióxido de carbono, o qual combinado com a água forma ácido carbônico, que ataca o revestimento dos equipamentos, corroendo o aço (Ernest & Young Terco, 2011).

De todo modo, segundo Kupfer *et al.* (2010) as atividades de exploração e prospecção na camada do pré-sal não constituem propriamente uma novidade na indústria petrolífera mundial. Nos últimos 10 anos, experiências bem sucedidas na exploração de óleo em camada do pré-sal no Golfo do México indicam a relativa viabilidade em lidar com os desafios impostos por esta fronteira exploratória.

Apesar do histórico positivo da indústria em nível global, algumas particularidades dos reservatórios do pré-sal brasileiro indicam, para a indústria nacional especificamente, um contexto repleto de desafios, que segundo Kupfer *et al.* (2010) podem ser agrupados em cinco grandes áreas:

- i. Caracterização e engenharia de reservatórios: interpretação da sísmica; caracterização interna dos reservatórios; factibilidade técnica da injeção de gás, água e CO₂ para recuperação secundária; e geomecânica das rochas adjacentes em estágio de depleção.
- ii. Completação e perfuração de poços: desvios de poços na zona salitre e gerenciamento do CO₂, altamente corrosivo para os materiais.
- iii. Engenharia submarina: qualificação dos *risers* (tubulações flexíveis que levam petróleo e gás do poço às plataformas) para operação em profundidade de 2.200 metros, considerando o CO₂ e a elevada pressão;
- iv. Unidades flutuantes de produção: ancoramento das unidades, considerando profundidade de 2.200 metros e conexões com o sistema de *risers*;
- v. Logística para o gás associado: desenvolvimento de materiais para equipamentos expostos a fluxos gasíferos com elevadas concentrações de CO₂, e de dutos com mais de 18" em profundidade de 2.200 metros.

Os desafios elencados impõem a indústria petrolífera nacional a necessidade de buscar soluções inovadoras, buscando aproveitar as oportunidades para o retomada dos investimentos na indústria para-petrolífera brasileira (Kupfer *et al.*, 2010).

Outro desafio tecnológico abrange à área de tecnologia da informação (TI), mais especificamente envolvendo as operações de recuperação de petróleo dos reservatórios, engenharia de poços, detecção de CO₂ em rochas, escoamento do petróleo e a longa distância da costa. Tais processos requerem o acompanhamento de redes de computadores, buscando minimizar o risco da atividade como um todo. Além da gestão de conhecimento, a área de TI é responsável pela armazenagem e

transmissão de informações e por garantir o relacionamento colaborativo entre profissionais (Ernest & Young Terco, 2011).

A localização dos blocos de exploração exigirá soluções inovadoras de logística para a movimentação de pessoas, materiais e equipamentos. A Petrobras avalia a construção de bases em alto-mar para abrigar postos de abastecimento, armazéns, heliportos e alojamentos. Da mesma forma, a infraestrutura de apoio offshore e marítimo exige investimentos em ampliação de portos e aeroportos e nos setores naval, hoteleiro e imobiliário. No caso da estrutura portuária, a sua ampliação depende de investimentos também nas malhas rodoviária e ferroviária e na desburocratização (Ernest & Young Terco, 2011).

Outros segmentos da indústria de petróleo e gás (de refino e comercialização de combustíveis) também vão necessitar de modernização e construção de novas refinarias, rodovias, ferrovias e gasodutos. A ampliação do parque de refino nacional é fundamental para agregar valor à indústria petrolífera.

Para ter sucesso na superação dos desafios, exige-se que a base de conhecimento tecnológico se consolide de forma permanente no país, Neste sentido, destaque-se as Redes Temáticas e Núcleos Regionais da Petrobrás, que identificou temas estratégicos na área de petróleo e gás e formou uma rede de colaboração com instituições espalhadas por todo o país.

Segundo a ABDI (2009), a taxa de inovação do setor petroquímico é semelhante à da indústria brasileira, sendo a mais difundida inovação de produto. Tal comportamento é refletido pelas taxas de inovação de produto novo para o mercado (13%, contra 5% da média da indústria) e de processo novo para o mercado (2%, contra 3%). O padrão de inovação do setor, baseado em aquisição de máquinas e equipamentos, se reflete nos reduzidos níveis de investimento em P&D, que representam apenas 0,55% do faturamento, em contraste a uma taxa de 0,66% na média industrial.

Observam-se, atualmente, duas fortes tendências na indústria petroquímica nacional relacionadas entre si: a integração com o refino e a busca de alternativas para a nafta, como matéria-prima cada vez mais cara e escassa no Brasil e no exterior (VIGLIANO, 2008). Culminando com esta tendência, planeja-se a entrada em operação do Comperj, em 2015, onde refinaria e petroquímicas estarão fundidas em

uma única planta: os produtos serão fabricados diretamente a partir do petróleo, sem a necessidade de se craquear a nafta e o etano. O complexo deverá produzir 3,3 milhões de t/ano de resinas termoplásticas.

4. MUDANÇAS CLIMÁTICAS, INSTITUCIONAIS E TECNOLÓGICAS

A evolução da matriz energética mundial nas próximas décadas é fator crucial para o entendimento da transformação que a cadeia produtiva de petróleo e gás irá enfrentar no curto e longo prazos em direção a uma economia de baixo carbono. Atualmente, o sistema energético internacional é fortemente dependente do uso de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás). Cerca de 80% do consumo mundial de energia se originam dessas fontes, que apresentam uma taxa de crescimento anual de cerca de 2% (média em 20 anos).

Dentro do contexto mundial de emissão de gases de efeito estufa (GEE), o Brasil encontra-se em uma situação diferenciada em relação ao resto do mundo, consequência direta da matriz energética altamente renovável. Entretanto, apesar da matriz energética favorável do ponto de vista ambiental, o Brasil ocupa o terceiro posto entre os maiores emissores de GEE do mundo, totalizando 2,2 bilhões de tCO_{2eq}, que representa 5,0% das emissões globais, em virtude de mudanças do uso da terra, mais especificamente do desmatamento. (Instituto Acende Brasil, 2012).

4.1. IMPACTOS AMBIENTAIS SETORIAIS

A questão ambiental⁹ se coloca como fundamental na atividade industrial em todo o mundo, com particular ênfase nas indústrias de petróleo e petroquímica, ambas potencialmente muito agressivas ao meio ambiente.

A exploração de um novo campo de petróleo altera significativamente as características socioeconômicas de uma região. Ao mesmo tempo, tem efeitos acentuados no meio ambiente. A exploração, prospecção e produção em terra provocam alterações que levam ao aumento da degradação do solo. No mar, há o risco permanente da ocorrência de vazamentos do óleo, que afetam toda a fauna e a flora marinha. Por fim, na fase de combustão dos derivados para a geração de

⁹ Segundo Silva Júnior (2006) a questão ambiental refere-se aos impactos ambientais causados pelos serviços prestados, seja por sua atuação direta, seja pelo repasse desse impacto para os seus *stakeholders*.

energia, o grande fator de impacto ambiental é a emissão de gases poluentes, alguns deles responsáveis pelo efeito estufa. Tais fatos fazem com que toda a cadeia produtiva do petróleo seja submetida a forte controle por meio de legislações ambientais cada vez mais rígidas no mundo.

Estima-se que cada barril de petróleo extraído produza cerca de 536 kg de CO₂, o que faz com que a indústria de petróleo seja uma grande emissora de CO₂ na atmosfera. Destaque-se que 83 kg de CO₂ são diretamente emitido pelo setor, sendo o restante proveniente do uso dos derivados

As emissões de CO₂ representam a maior quantidade de gases no âmbito da indústria do petróleo e gás, provenientes principalmente do processo de queima e de combustão. Cerca de 96% das emissões totais de CO₂ vem de processos de tratamento, enquanto atividade como perfuração representam somente 3% do total de CO₂ emitido. Por outro, quando se utiliza como base de comparação o volume total de CO₂ eq emitido, observa-se que a atividade de exploração e produção é responsável por 37% das emissões, o refino por 40% e o restante decorrente da distribuição, exploração e transporte do gás natural e outros.

Já as emissões de CH₄ representam 5% do total emitido na indústria de petróleo e gás. Elas são provenientes principalmente de fugas e descargas e da combustão incompleta de hidrocarbonetos, representando 98% do total emitido. Atividade de perfuração é responsável por apenas 2% do total de emissões de CH₄.

Com a relação a exploração do pré-sal, ainda não se tem clareza sobre o potencial de emissões e da concentração de CO₂ nos novos poços. Existem desde poços concentrações de CO₂ acima do encontrado na Bacia de Campos, enquanto outros apresentaram concentrações próximas a zero. Adicionalmente, as novas plantas de processo do pré-sal podem tratar, separar e reinjetar o CO₂ no próprio reservatório produtor para armazenamento geológico.

Um elemento importante é o fato de o setor utilizar matéria-prima fóssil que gera impacto ambiental em sua extração. Suas operações geram efluentes que contribuem para a poluição do ar, do solo e da água.

O Gráfico 1 apresenta a evolução de indicadores do desempenho da indústria de petróleo e gás no Brasil. Com relação à água, observa-se que a relação captação de

água/produção de petróleo declinou ao longo do período. Mesmo resultado pode ser observado quanto à geração de efluentes e geração de resíduos (CNI,2012).

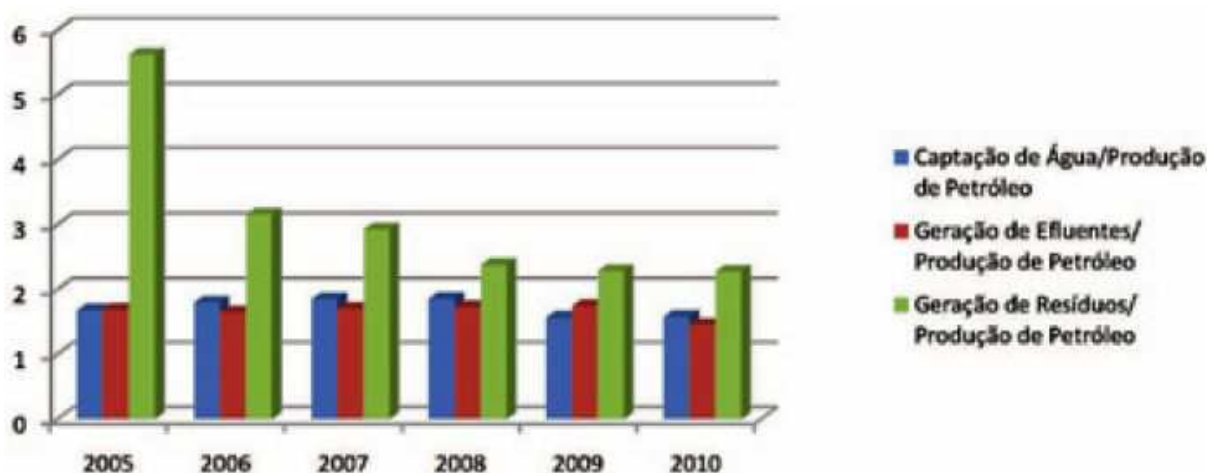
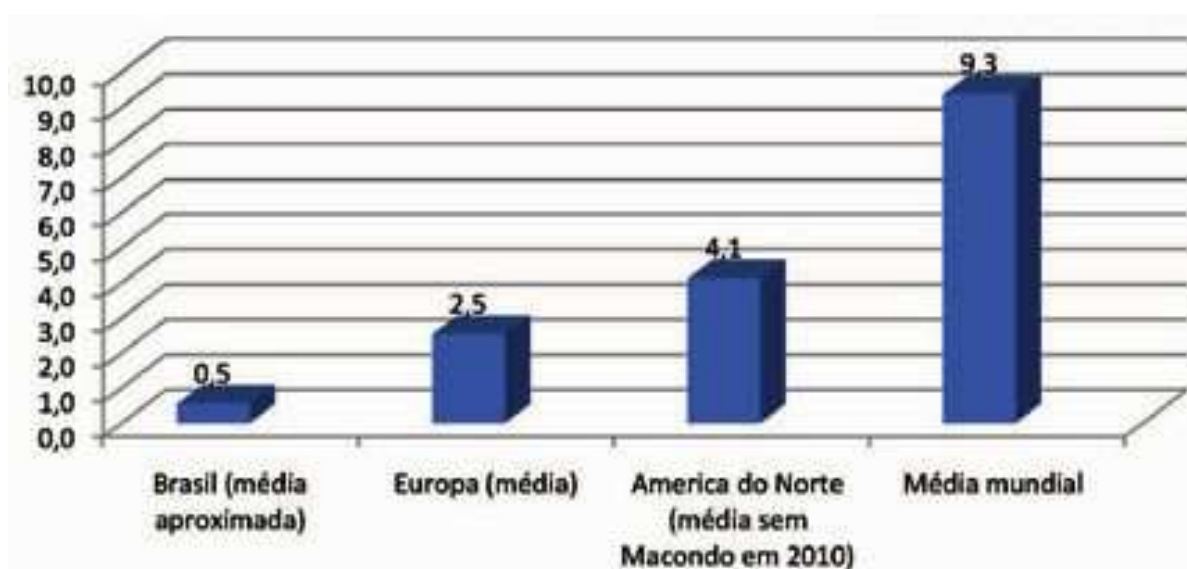


Gráfico 1: Indicadores do desempenho ambiental do setor petróleo e gás (água e efluentes – m³/103 m³; resíduos – t/103 m³)
Fonte: CNI (2012)

Alguns dos últimos acidentes e episódios de dano ambiental de grande repercussão na mídia, tanto no Brasil como no Exterior, estão associados à indústria petroquímica e a seu principal fornecedor, a indústria do petróleo¹⁰. Com relação aos derrames de petróleo e derivados para o meio ambiente, o segmento de E&P da indústria brasileira de petróleo e gás é inferior à média mundial, como apresentado na Figura 2.



¹⁰ Por exemplo, Bophal em 1984, Exxon-Valdez em 1989, Baía da Guanabara, Rio Iguaçu em 2000, Shell-Paulínia em 2001, Golfo do México – BP em 2010 e Bacia de Campos – Chevron em 2011.

Figura 2: Volume derramado na atividade de E&P (t vazadas/106 t de produção de hidrocarbonetos)
Fonte: CNI (2012)

Por esse motivo, as empresas do setor sofrem com desconfiança e críticas da opinião pública e são constantemente monitoradas pelos órgãos governamentais e organizações da sociedade civil preocupadas com o meio-ambiente. Ademais, o crescimento dos centros urbanos fez com que instalações de produção anteriormente isoladas se encontrem hoje em meio a áreas densamente povoadas¹¹, o que impõe restrições quanto à emissão de efluentes.

As refinarias de petróleo são fontes de poluição aérea, emitindo, principalmente, compostos aromáticos, material particulado, óxidos nitrogenados, monóxido de carbono, ácido sulfídrico e dióxido de enxofre. As emissões podem ser provenientes de vazamentos de equipamentos, processos de combustão a altas temperaturas, aquecimento de vapor e de outros fluidos e transferência de produtos.

A contribuição à emissão de GEE dos processos de extração, transporte e processamento de petróleo e gás natural é contabilizada no capítulo de Emissões Fugitivas do Inventário Brasileiro das Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). As emissões incluem as fugas de metano (CH₄) durante os processos de extração (*venting*), transporte e distribuição por dutos e navios e durante o processamento nas refinarias. São também consideradas as emissões de CO₂ por combustão não útil (*flaring*) nas plataformas de extração de petróleo e gás natural e nas refinarias (CNI, 2012).

Além disso, as refinarias contribuem para a contaminação de lençóis freáticos, pela emissão de rejeitos líquidos contaminados (amônia, sulfetos e outras substâncias). Já a contaminação de solos decorrente do refino do petróleo é pouco significativa quando comparada com o potencial de contaminação do ar e da água.

Assim como outras indústrias estão sujeitas a limites de emissões mais rígidos, as especificações relacionadas à emissão de poluentes por parte de fontes móveis (carros, ônibus, etc.) e fontes fixas (indústrias) estão se tornando cada vez mais restritivas, e, conseqüentemente, encarecendo os derivados de petróleo que devem ter menor percentual de enxofre e emitir menos material particulado.

¹¹ Polo petroquímico de Capuava, em Santo André, SP.

Uma refinaria ultramoderna, com capacidade elevada de conversão, que produz produtos de elevada qualidade e que gera pouca quantidade de emissões, requer um investimento maior. Especificações mais rígidas de derivados de petróleo, ao exigirem adaptações nas instalações de refino, comprometem, muitas vezes, a sobrevivência das refinarias, o que eleva a margem das que permanecem no mercado (Tavares, 2005).

A questão ambiental impacta não somente a operação das empresas do setor, mas ameaça também seus produtos. Esses são matérias-primas para a produção de plásticos, materiais não-biodegradáveis, que assim produzem problemas em seu descarte. Por esse motivo, existem hoje pesquisas de materiais plásticos produzidos a partir de substâncias de origem vegetal, com velocidade de degradação muitas vezes superior aos plásticos de origem petroquímica. Os novos materiais apresentam duas vantagens importantes: são provenientes de fontes renováveis de matéria-prima e são biodegradáveis. Devido às preocupações ambientais, a médio e longo prazo os bioplásticos poderão substituir os plásticos petroquímicos em diversas aplicações, particularmente nas embalagens descartáveis.

Muitas empresas petrolíferas têm investido na minimização dos impactos ambientais causados pela extração do petróleo, com iniciativas como: o sequestro geológico de carbono (RAVAGNANI, 2007), a eliminação da queima do gás (conhecido por *flaring*) nas plataformas; e o desenvolvimento de energias que possam, mesmo em pequena escala, substituir o uso de combustível fóssil em algumas aplicações.

Pensando no conjunto da cadeia de suprimentos e das companhias de petróleo, um ponto fundamental é incluir requisitos de sustentabilidade nas operações dos fornecedores locais que serão chamados a operar para que a atividade cumpra as exigências de conteúdo local. As atuais regras de conteúdo local não mencionam o tema sustentabilidade ambiental. Uma iniciativa interessante seria dispor de instalações para destruição e tratamento dos resíduos adicionais gerados com a operação do pré-sal. As instalações atuais não comportam mais resíduos da atividade, formados principalmente por petróleo e toda sorte de produtos químicos. Outra é o monitoramento ou controle sobre emissões de resíduos de toda a cadeia do pré-sal (Ernest & Young Terco, 2011).

Quanto ao risco de acidentes, a gestão de risco deve considerar mais o impacto do acidente do que a chance de ocorrência, que é em geral baixa. Então, mesmo com baixa probabilidade, o impacto eleva muito o risco da atividade. Assim, as empresas deverão tomar medidas efetivas para evitar que eles ocorram, sem economizar, por exemplo, na manutenção dos equipamentos. O custo dessa manutenção é alto e nem sempre prioritário (Ernest & Young Terco, 2011).

Por fim, uma iniciativa também recomendável às empresas é o fortalecimento das parcerias com as comunidades do entorno do negócio e organizações não governamentais dedicadas à proteção do meio ambiente, para ações mais efetivas. (Ernest & Young Terco, 2011).

Algumas companhias petrolíferas já partiram para a criação de departamentos para cuidar de áreas contaminadas, eficiência energética e mudanças climáticas. Essa é uma tendência que deve se consolidar, assim como a inclusão da questão da responsabilidade socioambiental e de saúde pública no planejamento estratégico da empresa, considerada indissociável dos negócios (Ernest & Young Terco, 2011).

As emissões atmosféricas das refinarias incluem emissões fugitivas dos compostos voláteis presentes no óleo cru e nas suas frações, emissões decorrentes da queima de combustíveis nos aquecedores de processo e caldeiras, além das emissões geradas nas unidades de processo. O primeiro tipo, emissões fugitivas, acontece em toda a refinaria, sendo provenientes de válvulas, bombas, tanques, válvulas de alívio, flanges, entre outros. Apesar de individualmente ocorrerem em pequeno volume, a soma total dessas emissões em uma refinaria pode ser extremamente elevada (Garcia, 2010).

Existem diversas técnicas para reduzir essas emissões, que incluem o uso de equipamentos com maior resistência a vazamentos, diminuição do número de tanques de armazenamento e de outras fontes potenciais, utilização de tanques com teto flutuante, e o estabelecimento de programa de detecção e reparo de vazamentos (Mariano, 2001).

O segundo tipo de emissões decorre do aquecimento das correntes de processo ou da geração de vapor nas caldeiras para aquecimento ou retificação com vapor. Tal atividade pode levar a emissão de CO, SO_x, NO_x, material particulado e de hidrocarbonetos. Em geral, quando operado de maneira adequada ou quando são

queimados combustíveis limpos (gás de refinaria, óleo combustível ou gás natural) e quando os equipamentos são construídos com as especificações corretas e mantidos de maneira adequada as emissões são relativamente pequenas. Caso contrário, as emissões podem se tornar significativas (Garcia, 2010).

A maior parte das correntes gasosas que deixam as unidades de processo das refinarias contém quantidades variáveis de gás de refinaria, gás sulfídrico e amônia. Tais correntes são usualmente coletadas e enviadas para as unidades de tratamento de gás e de recuperação de enxofre, com a finalidade de se recuperar o gás de refinaria, que é usado como combustível, e o enxofre elementar, que pode ser posteriormente vendido.

As emissões da recuperação de enxofre normalmente contém algum sulfeto de hidrogênio, assim como óxidos de enxofre e de nitrogênio. Outras fontes de emissão provêm da regeneração periódica dos catalisadores de processo. A regeneração dos catalisadores gera correntes gasosas que podem conter monóxido de carbono, material particulado e hidrocarbonetos voláteis. Antes de serem descartadas para a atmosfera, tais correntes precisam ser tratadas, primeiro, passando por uma caldeira de CO, que queima não apenas o monóxido de carbono, levando-o a dióxido, mas também quaisquer hidrocarbonetos presentes. Depois, é necessário que elas passem por precipitadores eletrostáticos ou ciclones, que são equipamentos que têm como finalidade remover o material particulado presente no gás (Mariano, 2001).

De um modo geral, pode-se dizer que os principais poluentes atmosféricos emitidos pelas refinarias são os óxidos de enxofre e nitrogênio, o monóxido de carbono, os materiais particulados e os hidrocarbonetos. Tais poluentes são liberados nas áreas de armazenamento (tancagem), nas unidades de processo, nos eventuais vazamentos e nas unidades de queima de combustíveis fósseis (fornos e caldeiras) que geram calor e energia para consumo da própria refinaria.

Outra tendência importante é a substituição por outros combustíveis, como o gás natural e GLP. A queima de GLP ou gás natural é em média 5% mais eficiente que a queima de óleo combustível, ocorrendo um melhor aproveitamento do recurso natural. Outra vantagem está na questão ambiental, visto que a queima do óleo combustível é um processo com elevado teor de emissões de CO_{2eq}. Sua

substituição por gás natural ou GLP pode reduzir as emissões de CO_{2eq} em cerca de 25%.

No caso a emissão de SO₂ e SO₃ possibilita formação de H₂SO₄ na atmosfera que culmina em chuva ácida. De forma similar à emissão de material particulado afeta a vegetação pela deposição nas plantas e pode alterar a composição química do solo (Corradi, 2008). Da mesma forma a substituição do óleo combustível por gás natural ou GLP permite reduzir consideravelmente estes poluentes de efeito local.

Já a indústria petroquímica se caracteriza pela ampla variedade de bens, intermediários e finais, rotas tecnológicas e fontes de emissões de GEE. É, em termos de impacto sobre o meio ambiente, responsável por 30% do uso mundial de energia na indústria, sendo mais de 50% proveniente do uso do petróleo e gás natural como matéria-prima. Consequentemente, o setor emite 18% das emissões diretas de CO₂ pela indústria, sendo a terceira maior fonte industrial, depois das indústrias siderúrgica e de cimento (Gielen *et al.*, 2007). Já no Brasil, o setor consome 9% da energia consumida pela indústria e é responsável por cerca de 13% das emissões de GEE.

O setor vem adotando um amplo conjunto de medidas direcionadas à sustentabilidade ambiental como parte do objetivo estratégico de se posicionar entre as cinco maiores indústrias petroquímicas do mundo, reverter a balança comercial e liderar em química verde.

Com relação à mudança climática, destacam-se as seguintes iniciativas:

- substituição de óleo combustível por gás natural e biomassa;
- economia de energia térmica (caldeiras mais eficientes, cogeração, isolamento térmico, reaproveitamento de fontes térmicas etc.);
- abatimento de emissões de NO_x na produção de ácido adípico e de ácido nítrico.

Como resultado, a intensidade de emissões de GEE da indústria petroquímica brasileira reduziu-se em 47% entre 2001 e 2010 (de 580 para 306 kg CO₂ eq/t produto). Em 2007 o nível brasileiro foi 57% da média global de dióxido de carbono, em decorrência de inovações no setor.

4.2. MUDANÇAS CLIMÁTICAS E MUDANÇA TECNOLÓGICA

As reservas de combustíveis fósseis são exauríveis e devem ser consumidas com a clara noção de sua inerente e irreversível exaustão. Assim, na busca de uma perspectiva sustentável para a indústria do petróleo e do gás natural, além de se requerer o maior cuidado com as práticas de proteção ambiental e mitigação dos efeitos ao meio ambiente ao longo da cadeia de produção, processamento e consumo, é importante que se considerem as possibilidades de transição para fontes energéticas mais brandas. No caso do Brasil algumas destas alternativas já estão identificadas e devem ser reforçadas, especialmente aquelas associadas ao uso das bioenergias, em que o potencial brasileiro é reconhecido (Horta, 2002).

As novas tecnologias para explorar petróleo e gás irão alterar o mapa geopolítico da energia. Destacam-se as que permitem a exploração de petróleo em águas profundas e o aproveitamento das areias petrolíferas. Além disso, há o aprimoramento de processos físicos e químicos que purificam o petróleo de baixa qualidade. Por fim, a técnica de exploração do gás de xisto tem se mostrado bastante promissora.

A produção e o processamento de fontes não convencionais de petróleo apresentam problemas ambientais únicos que incluem poluição do ar e da água e devastação de áreas superficiais (Tavares, 2005).

Há algumas ressalvas importantes na exploração desses combustíveis fósseis não convencionais. Em primeiro lugar, ainda apresentam elevados custos, inviabilizando sua utilização a menos que os preços, no mercado de seus produtos, se mantenham elevados. Um segundo aspecto refere-se à eventual diminuição do esforço tecnológico na busca de fontes de energia renováveis e usos mais eficientes de energia, decorrente do aproveitamento de jazidas de petróleo não convencional. Por fim, no caso da exploração de gás de xisto, não há clareza a respeito dos riscos de contaminação do lençol freático pelos produtos químicos utilizados em sua exploração. Há também dúvidas relacionadas à possibilidade de o gás liberado no processo de extração provocar pequenas explosões subterrâneas e tremores (CNI, 2012).

Os “Cenários de Baixo Carbono” do estudo publicado recentemente pelo Banco Mundial (DE GOUVELLO, 2010) mostram algumas medidas para redução das

emissões de GEE na indústria petrolífera. As medidas contemplam refinarias novas e existentes e a introdução de plantas de GTL (*gas-to-liquids*). Já para as plantas existentes, as alternativas consideradas são: integração energética, redução de formação de incrustações e controle avançado de processos. Em relação às novas refinarias, considerou-se um modelo otimizado em que se foca na produção de diesel integrada à produção de petroquímicos. As plantas GTL são capazes de produzir combustíveis líquidos (com destaque para o diesel de alta qualidade) a partir do gás natural, aproveitando eventualmente o gás que seria queimado em *flares* nas plataformas de petróleo *offshore* (CNI, 2012).

A combinação dessas diversas medidas permitiria evitar um volume médio de emissões de GEE de 12,3 Mt CO₂eq por ano. Segundo o estudo do Banco Mundial, a medida mais custo-efetiva é a introdução da tecnologia GTL, que também proporciona o maior volume de emissões evitadas.

A introdução de *Carbon Capture and Storage* (CCS) também é uma medida de mitigação de emissões, entretanto, o estudo do Banco Mundial mostra que um custo elevado de mitigação, que pode ser superior a 100 US\$ / tCO₂eq. Destaque-se que ainda existem questões tecnológicas não resolvidas, que precisam ser equacionadas para viabilizar a utilização da técnica CCS (CNI, 2012).

5. CONCLUSÃO

Não existe no curto prazo uma expectativa de escassez mundial petróleo e gás natural. Por outro lado, a qualidade do petróleo se deteriorou, sendo mais pesado e com teor de enxofre mais elevado.

Percebe-se que a exploração e produção de óleos não convencionais poderá reduzir a expectativa de elevação do preço futuro do barril de petróleo, bem como se espera um aumento da emissão de gases do efeito estufa.

A exploração de combustíveis fósseis não convencionais ainda apresentam elevados custos, inviabilizando sua utilização a menos que os preços, no mercado de seus produtos, se mantenham elevados.

No Brasil, a cadeia produtiva de petróleo e gás natural necessita reconstruir e expandir a cadeia local de fornecedores, internalizando a indústria de bens e

serviços e agregando valor ao produto final. Com relação à capacitação tecnológica há um déficit significativo de competitividade, vinculado à fragilidade da engenharia nacional e à baixa capacidade tecnológica de inovação. Tal déficit distribui-se de forma diferenciada entre os segmentos, visto que alguns apresentam competitividade em nível internacional, enquanto outros possuem lacunas produtivas relevantes que restringem a capacidade de suprir de forma adequada o mercado doméstico.

Empresas petrolíferas têm investido na minimização dos impactos ambientais causados pela extração do petróleo, com iniciativas como: o sequestro geológico de carbono (*Carbon Capture and Storage*), eliminação da queima do gás (*flaring*) nas plataformas; e o desenvolvimento de novas fontes energias que possam, substituir o uso de combustível fóssil em algumas aplicações.

As medidas redução das emissões de GEE na indústria petrolífera contemplam a introdução de plantas de GTL (*gas-to-liquids*). As plantas GTL são capazes de produzir combustíveis líquidos (com destaque para o diesel de alta qualidade) a partir do gás natural, aproveitando eventualmente o gás que seria queimado em *flares* nas plataformas de petróleo *offshore*. Já para as plantas existentes, as alternativas consideradas são: integração energética, redução de formação de incrustações e controle avançado de processos.

Algumas particularidades dos reservatórios do pré-sal brasileiro indicam para a indústria nacional um contexto repleto de desafios nas áreas de caracterização e engenharia de reservatórios; perfuração de poços; engenharia submarina; unidades flutuantes de produção e; logística para o gás associado.

Para o Brasil aumentar a competitividade em produtos petroquímicos, torna-se necessário o desenvolvimento de novas tecnologias para obter a nafta a partir das reservas existentes de óleos pesados e ultrapesados. Com vistas à exportação de produtos mais elaborados, necessita-se retomar os investimentos em refino e petroquímica. O esforço tecnológico é fortemente voltado para o aumento de produtividade e para a melhoria no grau de pureza do produto, por meio do desenvolvimento de melhores catalisadores e do controle de processo. A substituição de óleo combustível por gás natural e biomassa e a economia de energia térmica (caldeiras mais eficientes, cogeração, isolamento térmico,

reaproveitamento de fontes térmicas etc) são outras iniciativas importantes no setor petroquímico.

As reservas de combustíveis fósseis são exauríveis e devem ser consumidas com a clara noção de sua inerente e irreversível exaustão. Assim, uma perspectiva sustentável para a indústria do petróleo e do gás natural requer que se considerem as possibilidades de transição para fontes energéticas mais brandas. No caso do Brasil algumas destas alternativas são associadas ao uso das bioenergias.

REFERÊNCIAS

ABADIE, E. Apostila sobre processos de refinação. PETROBRAS/RH/UC/DTA. 2003.

AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL. Relatório Setorial: Transformados Plásticos. Estudos Setoriais de Inovação, 2009

AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL. Estudo Setorial – Plásticos. São Paulo: ABDI, 2008. v.4 (Série Cadernos da Indústria, 4).

ALMEIDA, E. “Fundamentos de Economia da Energia – Petróleo”. Rio de Janeiro, COPPEAD / UFRJ. IE, 2003.

BASTOS, V. D. Desafios da petroquímica brasileira no cenário global. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 29, p. 321-358, mar. 2009.

CAMPOS, A.F. Petrobrás: a caminho da privatização? (A quebra do monopólio estatal e suas implicações). Dissertação de Mestrado em Economia, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 1998.

CAMPOS, A.F. Transformações recentes no setor petrolífero brasileiro Perspectiva Econômica online, 1(1): 68-81, jan./jun., 2005.

CANELAS, A. Investimentos em Exploração e Produção após a Abertura da Indústria Petrolífera no Brasil: Impactos Econômicos. Monografia de Graduação em Ciências Econômicas. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro- UFRJ, 2004.

CHESNAIS, F. La pétrochimie. In: OMAN, Charles. Les nouvelles formes d'investissement dans les industries des pays en développement. Paris: OCDE, 1989, p.87-154.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. Contribuição do setor brasileiro de petróleo, gás e biocombustíveis para o desenvolvimento sustentável no país / Confederação Nacional da Indústria. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Brasília: CNI, 2012.

CORRADI, S.R. Ecoeficiência na Indústria de Petróleo: O Estudo do Craqueamento Catalítico na Petrobrás. Escola Brasileira de Administração Pública e Empresas. Dissertação de mestrado, 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2011 – Ano base 2010: Resultados Preliminares Rio de Janeiro: EPE, 2011.

ERNEST & YOUNG TERCO. Brasil sustentável: perspectivas dos mercados de petróleo, etanol e gás natural. Ernest & Young Terco Brasil, 2011

ENTSCHEV, E. Análise econômica do HBio como biocombustível em substituição parcial no diesel mineral. Dissertação de mestrado, Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 2008

FRANSOO, J. C.; RUTTEN, W. G. M. M., 1994, A Typology of Production Control Situations in Process Industries, *International Journal Of Operations & Production Management*, v. 14, n. 12, p. 47-57.

FURTADO, J.; HIRATUKA, C.; GARCIA, R. e SABBATINI, R. La nueva petroquímica brasileña: límites para la competitividad sustentable. *Comercio Exterior*, v. 52, n. 8, p. 736-745, 2002

GARCIA, F.A.P. Marcadores metálicos como avaliação de impacto de emissões petroquímicas em zona urbana. Dissertação do programa de pós-graduação em oceanografia física, química e geológica. Rio Grande, 2010.

GUEDES FILHO, E.M., FARINA, E.M.M.Q. e BRASIL, E.U. Efeitos anticompetitivos da participação da Petrobras nos leilões de venda de energia gerada por termoelétricas. Tendências Consultoria Integrada, 2011.

GUERRA, O. Competitividade da indústria petroquímica: nota técnica da indústria petroquímica. In: COUTINHO, Luciano et al. coords. Estudo da competitividade da indústria brasileira. Campinas: MCT/FINEP/ PAC/ DCT, 1993.

GIELEN, D. et al. IEA petrochemical scenarios for 2030-2050: energy technology perspectives. Paris: International Energy Agency, 2007. Disponível: http://www.iea.org/textbase/work/2006/petrochemicals/Discussion_Paper.pdf>.

GOMES, G.L. CONFIGURAÇÕES ALTERNATIVAS DE REFINO E INTEGRAÇÃO COM PETROQUÍMICA NO BRASIL. *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008*, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2008

GONÇALVES, A. M. Melhorias no desempenho ambiental do Setor de Transformação de Plásticos decorrentes de aperfeiçoamento tecnológico realizado pelo PRUMO/Plásticos do IPT. Dissertação de mestrado profissional em Tecnologia Ambiental. Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 2011.

HORTA, L.A. Produção e processamento de petróleo e gás natural no Brasil: perspectivas e sustentabilidade nos próximos 20 anos. [S.l.]; ANP, 2002

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Mudanças Climáticas e o Setor Elétrico Brasileiro. White Paper 6, São Paulo, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Energy technology perspectives 2006: Scenarios and Strategies to 2050. Paris: Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), 2006.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Tracking industrial energy efficiency and co2 emissions. Paris: Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), 2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Worldwide trends in energy use and efficiency. Paris: Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), 2008.

IHS (2008), Upstream Capital Costs Index. Disponível em <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx>. 05 novembro de 2012

KIMURA, R. M. Indústria brasileira de petróleo: uma análise da cadeia de valor agregado. Monografia de Bacharelado em Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

KUPFER, D., LAPLANE, M.F. e HIRATUKA, C. (Coords.). Perspectivas do investimento no Brasil: Rio de Janeiro: Synergia: UFRJ, Instituto de Economia; Campinas: UNICAMP, Instituto de Economia, 2010.

LÉO, S. É tempo de pensar no combustível do futuro. Valor Online, São Paulo, 11 dezembro 2006. Disponível em: http://www.valoronline.com.br/valor_economico/285/

MAGOON, L. B., & DOW, W. G., 1994.The Petroleum System, in Magoon, L. B., and Dow, W.G., eds., The petroleum system - From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 3-24.

MARIANO, J. B.; Impactos ambientais do refino de petróleo. Dissertação de mestrado no programa de pós-graduação de engenharia. UFRJ Rio de Janeiro, 2001, 289p.

MOREIRA, F.S. A Integração refino petroquímica como alternativa para atendimento do crescente mercado de petroquímicos. Dissertação de mestrado do programa de processos químicos e bioquímicos. UFRJ Rio de Janeiro, 2008, 135p

MOREIRA, C., FERNADES, E., GOMES, G.L., DVORSAK, P., HEIL,T.B.B., BASTOS, V.D. Potencial de investimento no setor petroquímico brasileiro 2007-2010, BNDES, 2007.

MONTENEGRO, R. S. P.; MONTEIRO FILHA, D. C.; GOMES, G.L. Indústria petroquímica brasileira: em busca de novas estratégias empresariais BNDES Setorial, n.9, 1999

OLIVEIRA, G., GUEDES FILHO, E.M., FERRES, J.P. e VALLADARES, F.E.C. Parecer sobre questões econômicas e concorrenciais decorrentes da constituição da Braskem. Tendências Consultoria Integrada, 2003.

PAVITT, K. Sectorial patterns of technical change: towards a taxonomy and a theory, *Research Policy*, 13, 343-373, 1984.

PEREIRA, R.A., ALVES, T.B, FURTADO, L.R., ANTUNES, A.M.S. E SÁ, L.G. Tendências tecnológicas e mercadológicas dos principais produtos petroquímicos básicos: eteno e propeno. 4o PDPETRO, Campinas, SP 2007

PINTO JR et al (2007) Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. 1ª Ed. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

QUIJADA, Raul (1993). Os novos materiais: vantagens técnicas e econômicas. Indicadores Econômicos FEE, Porto Alegre, v.21, n.1, p. 160-164.

RAVAGNANI, A.T.G. Modelagem Tecno economica de Sequestro de CO2 considerando Injeção em Campos Maduros. Tese (Doutorado) – Unicamp. Campinas, 2007.

RIBAS, R.P. Estratégias de empresas petróleo no cenário de mudanças climáticas globais. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

SANTOS, P.C. Desafios para a implantação de uma refinaria petroquímica no Brasil. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. Programa EQ-ANP, Monografia em Engenharia Química, 2006

SILVA, C. R. S; FURTADO, A. T. Uma análise da nova política de compras da PETROBRAS para seus empreendimentos *offshore*. Revista Gestão Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2006.

SOARES, A.C., LEAL, J. E. e AZEVEDO, I.R. Diagnóstico da rede de distribuição de derivados de petróleo no Brasil e sua representação em um SIG. XXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Ouro Preto, 2003

TAVARES, M. E. E. Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas - Uma Análise "Cross-Section". Tese de Doutorado. Programa de Planejamento Energético/COPPE/UFRJ. Março, 2005.

THOMAS, J.E (org). Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 1ª ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TSALIK, S. & SCHIFFRIN, A. Reportando o petróleo. Open SocietyInstitute, Nova Iorque, 2005.

UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro). Projeto: Matriz Brasileira de Combustíveis. Rio de Janeiro: GEE/IE/UFRJ, 2006, 170p.