

Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados
Centro de Documentação e Informação
Coordenação de Biblioteca
<http://bd.camara.gov.br>

"Dissemina os documentos digitais de interesse da atividade legislativa e da sociedade."



O PRÉ-SAL E O AQUECIMENTO GLOBAL

Paulo César Ribeiro Lima
Consultor Legislativo da Área XII
Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

ESTUDO

DEZEMBRO/2009



Câmara dos Deputados
Praça 3 Poderes
Consultoria Legislativa
Anexo III - Térreo
Brasília - DF

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	3
2. A ENERGIA NO CONTEXTO MUNDIAL.....	4
3. AS RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO.....	5
3.1 Petróleo recuperável e cenários de produção.....	7
3.2 Potencial da exploração futura.....	8
3.3 A questão da definição das reservas.....	9
3.4 Preços e consumo.....	9
3.5 Teoria do Pico do Petróleo.....	12
3.6 Capacidade de produção.....	12
4. A PROVÍNCIA DO PRÉ-SAL.....	13
4.1 A questão do CO ₂	17
4.2 O custo e o ritmo de produção.....	18
5. CONCLUSÕES.....	19
Bibliografia.....	20

© 2008 Câmara dos Deputados.

Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados o autor e a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São vedadas a venda, a reprodução parcial e a tradução, sem autorização prévia por escrito da Câmara dos Deputados.

Este trabalho é de inteira responsabilidade de seu autor, não representando necessariamente a opinião da Câmara dos Deputados.

O PRÉ-SAL E O AQUECIMENTO GLOBAL

Paulo César Ribeiro Lima

1. INTRODUÇÃO

Este estudo tem como objetivo analisar a relação existente entre a exploração da província petrolífera do Pré-Sal e o aquecimento global. Os dados atuais indicam a ocorrência de reservatórios petrolíferos do tipo carbonato microbial, ou microbiolito, abaixo de camadas salinas de aproximadamente 800 km de comprimento e, em algumas áreas, 200 km de largura, que se estendem do litoral do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina.

O Projeto de Lei nº 5.938, de 2009, de autoria do Poder Executivo, estabelece, oficialmente, a área dessa província a partir das coordenadas do Polígono Pré-Sal. A área total da província do Pré-Sal é 149.000 km², sendo que uma área de 41.772 km² já está sob concessão. Assim, restam 107.228 km² a serem explorados, o que representa 72% da área total.

Segundo o presidente da Associação dos Engenheiros da Petrobras (Aepet), “no pré-sal há, certamente, pelo menos 90 bilhões de barris de petróleo”¹. Para que se tenha uma ideia de quanto isso significa, basta considerar que todas as reservas brasileiras, excluído o Pré-Sal, somam 14 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Se, com o Pré-Sal, o Brasil atingir reservas de 104 bilhões de barris, isso vai representar cerca de 8,3% das reservas mundiais certificadas de 2007, que eram de 1,26 trilhão de barris².

Com relação ao aquecimento global, o Quarto Relatório de Avaliação, o Painel Intergovernamental sobre Mudança Climática (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) concluiu, com mais de 90% de probabilidade, que ele se deve ao aumento antropogênico das concentrações de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera.³

A contribuição relativa, em escala global, do dióxido de carbono (CO₂), o principal desses GEEs, é de 60%. A combustão de energéticos fósseis, como o petróleo, o gás

¹ SIQUEIRA, F. **A imensa e cobiçada riqueza do pré-sal**. Jornal do Engenheiro - Maio / Junho de 2009

² BP **Statistical Review of World Energy 2008**. June 2009

³ INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Summary for Policymakers. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Climate Change 2007

natural e o carvão, é a principal fonte de CO₂. Em 2006, o setor energético foi responsável por cerca de 65% das emissões antropogênicas de CO₂ no mundo⁴.

De acordo com o IPCC Fourth Assessment Report (Working Group III Report, Chapter 4), em 2004, o carvão foi responsável por emissões de 10,6 bilhões de toneladas de CO₂, o petróleo por 10,2 bilhões e o gás natural por 5,3 bilhões.

Foi estimado pela Energy Information Administration (EIA) que, em 2006, o carvão mineral representou 26,6% da produção mundial de energia primária; o petróleo e o gás natural, representaram, respectivamente, 36,8% e 22,9%. Assim, nesse ano, 59,7% da energia primária do mundo foi produzida por esses combustíveis fósseis. Somado o carvão, essa parcela chega a 86,3%.

Dessa forma, não há como negar a relação entre a produção do petróleo e do gás natural do Pré-Sal e o aquecimento global. No entanto, muitas considerações devem ser feitas, antes que se chegue a conclusões precipitadas. Este é o principal objetivo deste trabalho.

2. A ENERGIA NO CONTEXTO MUNDIAL

A raça humana está sempre em busca de melhores condições de vida e, para isso, tem consumido grande quantidade de energia. Atualmente, a maior parte dessa energia é produzida pela queima de combustíveis fósseis.

Esses combustíveis são restos fossilizados de plantas e animais que se depositaram sobre a terra e sobre o fundo do mar, sendo gerado pela exposição, por milhões de anos, a altas pressões e temperaturas. Suas moléculas contêm carbono e hidrogênio em diferentes proporções, daí a denominação hidrocarbonetos. Na sua combustão, os hidrocarbonetos liberam água, CO₂ e grande quantidade de energia.

De acordo com estimativas da EIA, agência do governo americano, os combustíveis fósseis representam cerca de 86% de toda a energia primária produzida no mundo. O petróleo representa 36,8%, o carvão mineral 26,6% e o gás natural 22,9%.

Recentemente, o mundo passou por um período de forte crescimento econômico. Com o aumento da demanda pelos combustíveis fósseis, os preços do petróleo chegaram a ser superiores a US\$ 140 por barril no início de julho de 2008, o que representou um valor recorde em termos reais. Foi a primeira vez que os preços do petróleo cresceram por sete anos consecutivos. Os preços do gás natural e do carvão seguiram trajetórias similares.

De fato, todos os preços médios de fontes primárias de energia aumentaram significativamente nesse período. O consumo líquido de energia veio,

⁴ THE NATIONAL COAL COUNCIL. **Technologies to reduce or capture and store carbon dioxide emissions.** June 2007

principalmente, de países de fora da Organisation for Economic Co-operation and Development (OCDE), como a China, que, sozinha, representou 75% do crescimento global de energia.

Também é importante destacar que pelo sexto ano consecutivo o carvão mineral foi o combustível que apresentou o maior crescimento de consumo, com óbvias implicações nas emissões globais de CO₂.

O uso de energias renováveis novamente cresceu rapidamente, geralmente a partir de incentivos governamentais. Apesar de ainda representarem um pequeno percentual na matriz energética mundial, em alguns países elas começam a ter importante papel. No Brasil, essas energias representam uma parcela de cerca de 46% da matriz energética.

Tudo indica que a raça humana deve buscar fontes mais adequadas de energia para substituir os combustíveis fósseis. Cientistas de todo o mundo estão pesquisando novas e limpas fontes de energia que apresentem pequeno impacto sobre o meio ambiente e que possam contribuir para se evitar o aquecimento global.

A energia solar, eólica, nuclear e os biocombustíveis são somente algumas das promissoras alternativas para um futuro mais limpo. Outras fontes menos exploradas, como a geotérmica e a energia dos mares, também estão sendo pesquisadas.

No entanto, as próximas décadas ainda serão fortemente marcadas pela dependência energética dos combustíveis fósseis, como o petróleo e o gás natural.

3. AS RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO

Desde 1960, tem havido um permanente declínio das reservas mundiais de petróleo. No entanto, esse declínio tem sido parcialmente compensado por mais efetivas avaliações das áreas já descobertas e por maiores fatores de recuperação, tudo isso garantido por importantes avanços tecnológicos.

A sísmica tem avançado significativamente, principalmente na obtenção de imagens subsuperficiais. Atualmente, é possível detalhar corpos sedimentares individuais e reservatórios, detectar pequenas falhas e mapear indicações de hidrocarbonetos.

Na fase de desenvolvimento dos campos, as tecnologias de perfuração e produção tiveram grandes avanços, o que vem permitindo a recuperação de volumes muito maiores de petróleo.

O desenvolvimento tecnológico é a principal razão para as reservas de petróleo terem se mantido aproximadamente constantes ao longo dos últimos anos. Desde 1984,

nunca houve uma significativa e sustentada queda na relação entre reservas e produção (R/P)⁵, conforme mostrado na Figura 3.1.

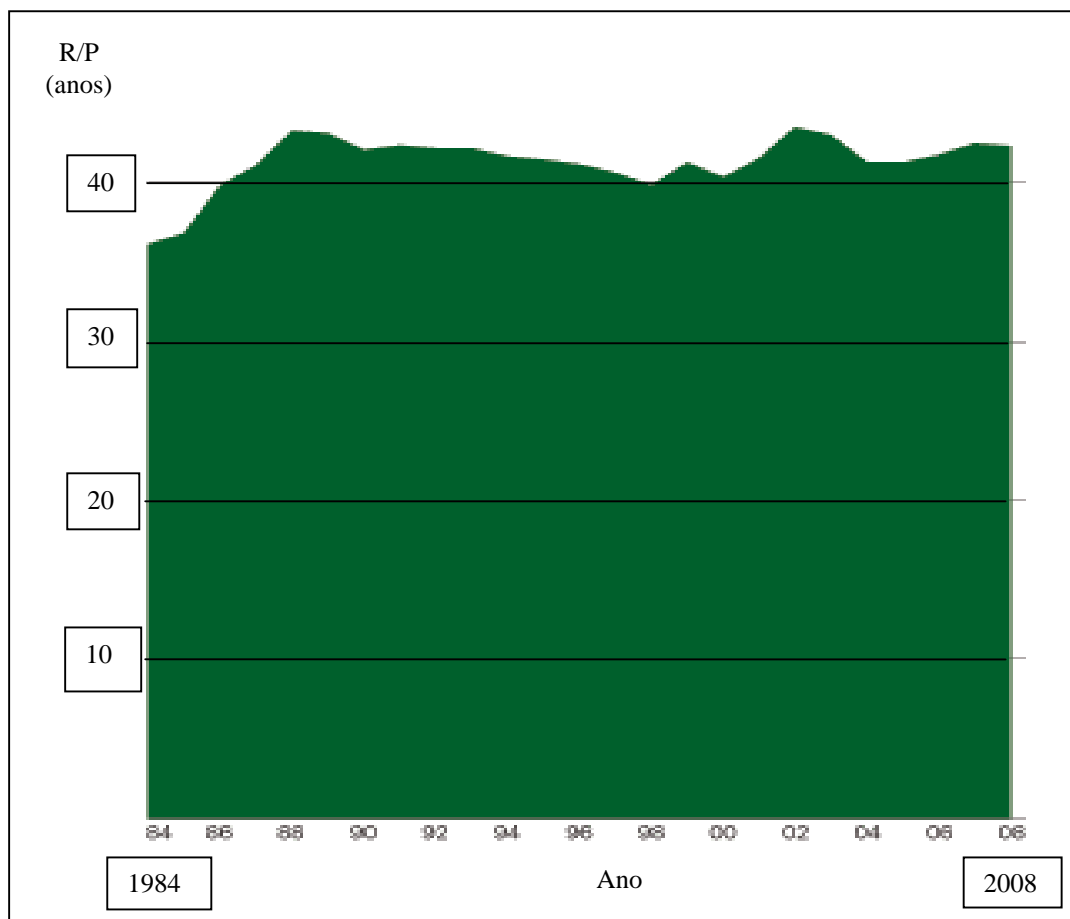


Figura 3.1 – Relação entre reservas e produção em anos

Com relação aos hidrocarbonetos não convencionais, há dez anos seria difícil imaginar uma produção comercial em larga escala. No entanto, esses hidrocarbonetos tornaram-se fatores dominantes na Venezuela, com a exploração do óleo pesado do Orinoco, e no Canadá, com a exploração das areias betuminosas.

⁵ BP Statistical Review of World Energy 2008. June 2009

3.1 Petróleo recuperável e cenários de produção

A estimativa de volumes recuperáveis de petróleo e gás natural apresentada por Stark e Chew (2009) é uma das melhores iniciativas para quantificar os volumes de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos que ainda poderão ser economicamente extraídos do planeta⁶. Essa estimativa é mostrada na Figura 3.2.

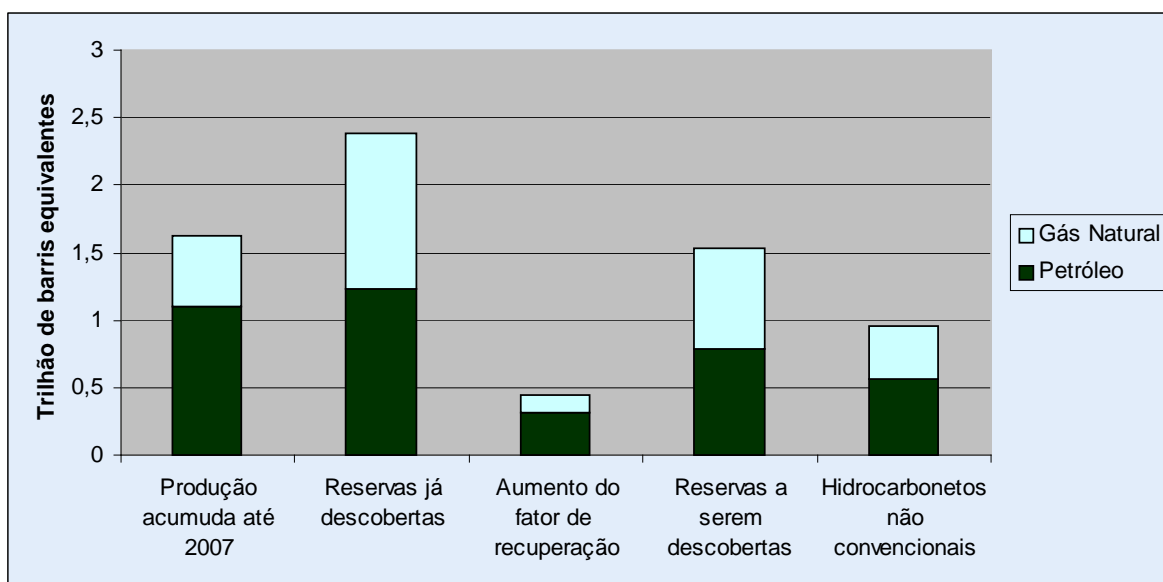


Figura 3.2 – Reservas que poderão ser extraídas economicamente do planeta.

Os números são baseados em extensos bancos de dados e em dados obtidos junto à indústria. Os resultados são muito mais conservadores que os do Serviço Geológico dos Estados Unidos, mas estão em linha com os relatórios da indústria, como os publicados pela BP Statistical Review.

De acordo com a Figura 3.2, as atuais reservas de petróleo devem crescer cerca de 25% por meio do aumento do fator de recuperação. As estimativas do petróleo e gás natural ainda a serem descobertos são de 60% das reservas já descobertas e que deverão entrar em produção. Os hidrocarbonetos não convencionais representam um potencial de 45% das atuais reservas provadas de petróleo e 35% das de gás natural.

⁶ STARK, P., CHEW, K. **Pillars of Oil and Gas Supplies**. NAPE International Forum February 4, 2009

Na Venezuela, o custo de produção do óleo pesado caiu 70% desde 1990⁷. Na estimativa de hidrocarbonetos não convencionais mostrada na Figura 3.2, apenas a Venezuela e o Canadá foram incluídos. Outros volumes recuperáveis como, por exemplo, o xisto de Farfaya, no Marrocos, não foram computados. Dessa forma, os volumes devem ser maiores.

Ainda segundo a Figura 3.2, os volumes petróleo que poderão ser extraídos economicamente do planeta são cerca de três vezes maiores que todo o petróleo já produzido até 2006; os de gás natural são cerca de 5 vezes maiores.

O somatório de todo o volume de petróleo que poderá ser extraído economicamente do planeta seria de 2,9 trilhões de barris; o do gás natural seria de 2,4 trilhões de barris equivalentes. Registre-se que, em 2007, a produção de petróleo foi de 29,7 bilhões de barris; a de gás natural foi de 18,5 bilhões de barris equivalentes.

Mantidos os patamares de produção de 2007, as relações entre o volume total que pode ser produzido e a produção são de 97,5 anos e 131 anos, respectivamente, para o petróleo e para o gás natural. Admitindo-se um crescimento anual da produção de 1%, em 69 anos os volumes recuperáveis de petróleo do planeta teriam se esgotado; se o crescimento anual for de 2%, o esgotamento ocorreria em 55 anos.

3.2 Potencial da exploração futura

As novas grandes reservas de petróleo e gás natural deverão ser descobertas nas águas profundas do oceano Atlântico e, talvez, do oceano Índico. As águas profundas do oeste da África e do leste do Brasil, principalmente abaixo das espessas camadas de sal, devem proporcionar enormes descobertas. Também o Ártico é uma área muito promissora.

Além disso, deverão ocorrer muitas descobertas de petróleo e gás natural em área próximas às já exploradas, muitas dessas áreas hoje consideradas maduras. A experiência tem mostrado que, com os avanços tecnológicos, importantes bacias já produtoras fornecerão recursos adicionais.

Também é importante ressaltar que o aquecimento global, pela redução da cobertura de gelo, vem permitindo o acesso a vastas áreas próximas a deltas de rios que já proporcionaram importantes províncias petrolíferas (Alasca, Norte do Canadá e Sibéria). Estima-se que a redução da cobertura de gelo seja de 6 a 10 milhões de km². Dessa forma, 25% de todo o petróleo a ser descoberto pode estar localizado na plataforma continental do Ártico⁸.

⁷ BURRI, P. **World oil and gas resources: status and outlook – A rational attempt at an emotional issue**. Bull. angew. Geol. Vol. 13/1, 2008

⁸ GOULD, A. **No easy solutions for meeting future energy demand**. First Break, Vol. 26, July 2008, 47 -51.

3.3 A questão da definição das reservas

Há uma grande discussão acerca das reservas mundiais de petróleo e gás natural. São diferentes os critérios para o estabelecimento dessas reservas, que, em geral, são classificadas em provadas, prováveis e possíveis. Nos Estados Unidos, ao contrário do Brasil, a Security and Exchange Commission (SEC) aceita que as reservas provadas sejam contabilizadas no ativo da empresa.

Em dezembro de 2008, a SEC publicou suas regras revisadas para a apresentação do relatório de reservas de petróleo. As regras anteriores eram muito mais rígidas. O documento Petroleum Resources Management System, publicado pela Society of Petroleum Engineers em março de 2007, foi a base para as novas definições da SEC. No entanto, os critérios da SEC continuam mais rígidos que os critérios da SPE.

Atualmente, as empresas têm a opção de reportar reservas prováveis e possíveis, desde que sejam definidas de acordo com as regras da SEC, de acordo com o documento Modernization of Oil and Gas Reporting. Esse documento permite que os preços médios do petróleo e do gás natural possam ser usados para calcular os limites econômicos das reservas e para estimar a produção futura.

A SEC também vai permitir que se reporte as reservas de hidrocarbonetos não convencionais, como, por exemplo, as areias betuminosas, desde que o produto final seja petróleo. Será permitido, ainda, o uso de modernas tecnologias para justificar os níveis de certeza para categorizar as reservas, desde que essas tecnologias produzam resultados consistentes.

Registre-se, por fim, que as empresas petrolíferas internacionais tendem a ser muito conservadoras no cômputo das suas reservas. Estudo de Klett e Gautier (2005) mostra que, no mar do Norte, de 62 campos observados entre 1985 e 2007, apenas 7 apresentaram um decréscimo na estimativa das reservas, enquanto 55 campos mostraram substanciais aumentos de suas reservas certificadas⁹.

3.4 Preços e consumo

Os altos preços do petróleo permitiram, nos últimos anos, um uso muito mais intensivo da tecnologia. Como a maior parte das reservas mundiais são controladas por empresas de propriedade do estado, é importante que os governos façam com que maiores rendas signifiquem maiores investimentos em tecnologia.

⁹ KLETT, T., GAUTIER, D. **Reserve growth in North Sea oil fields**. Petroleum Geoscience, Vol. 11, 2005, 79-190.

Em geral, preços elevados provocam a redução do consumo em países desenvolvidos e em alguns países do terceiro mundo. No entanto, isso não tem ocorrido em vários países em desenvolvimento, como a China. Registre-se, ainda, que nesses países o consumo per capita é muito baixo¹⁰, conforme mostrado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Consumo per capita em 2007.

País	Consumo de petróleo por ano por pessoa (barris)
Estados Unidos	25,1
Suíça	11,8
Brasil	4,6
China	2,1

No atual contexto mundial, o consumo também poderá ser muito afetado pela questão ambiental. Atualmente, discute-se a introdução de metas de redução de emissão de GEEs e a cobrança pela emissão desses gases. Isso, sem dúvida, pode levar a uma redução do consumo.

No entanto, é provável que a demanda global de petróleo e gás natural ainda cresça um pouco ou apresente cifras médias próximas da atual, pelo menos nas próximas décadas. A Figura 3.3 mostra uma estimativa do crescimento da demanda até o ano de 2100¹¹, que foi reproduzida no trabalho de Fernandez (2008)¹².

¹⁰ Nationmaster.com no sítio http://www.nationmaster.com/graph/ene_oil_con_percap-energy-oil-consumption-per-capita. Acesso em 02/12/2009.

¹¹ KALDI J. **Geosequestration of CO₂: What are the Issues and Opportunities in Australia?** CCS – The Emerging Industry Sydney. Oct., 2007

¹² FERNÁNDEZ, E. F. **Panorama e Cenários da Oferta de Energia, no Mundo e no Brasil.** PUC Rio (2008)

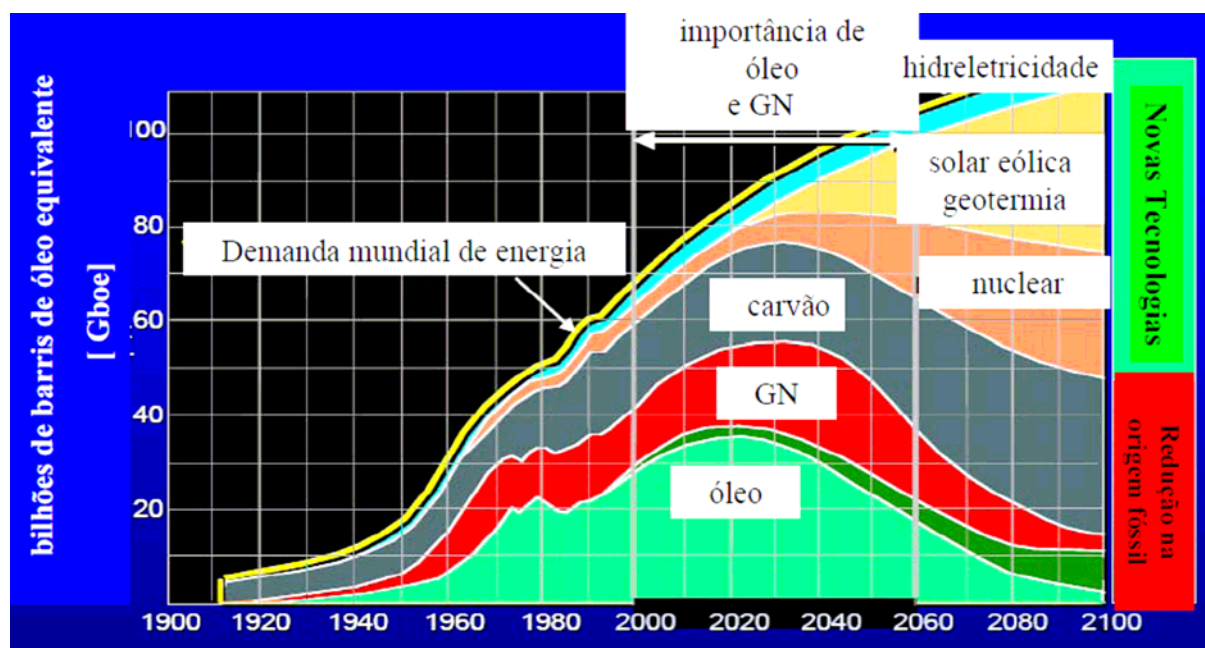


Figura 3.3 – Estimativa da demanda de energia, por fonte, até o ano de 2100.

Também é importante destacar que o consumo mundial de carvão tem crescido muito mais rapidamente, nos últimos dez anos, que o do petróleo e do gás natural¹³. A Tabela 3.2 mostra o aumento na produção de energia fóssil de 1997 a 2007.

Tabela 3.2 – Aumento na produção de energia fóssil de 1997 a 2007

Fonte	Aumento
Petróleo	12,8%
Gás Natural	31,5%
Carvão mineral	36,6%

¹³ BP Statistical Review of World Energy 2008. June 2009.

3.5 Teoria do Pico do Petróleo

A teoria do Pico do Petróleo, baseada em estudos de K. Hubbert¹⁴, estabelece que os volumes descobertos de petróleo e de produção seguem uma curva de distribuição regular e que o aumento e a queda da produção podem ser previstos com base nos resultados da exploração passada.

O pico de produção de petróleo tem sido repetidamente previsto. O pico já foi anunciado em 1989, 1997, 2004 e 2010. Muitos ignoram que a curva de Hubbert é verdadeiramente válida para uma única bacia ou um única descoberta em uma área madura.

Também no caso do melhor exemplo conhecido, a curva de Hubbert para os Estados Unidos, apesar de relativamente precisa para a exploração convencional e na plataforma continental, não escapou de modificações. As maiores descobertas em águas profundas do Golfo do México, que proporcionaram um aumento de 25% na produção dos Estados Unidos, não foram previstas por Hubbert.

A teoria do Pico do Petróleo não considera adequadamente o impacto de novas tecnologias. Um bom exemplo disso é a produção de petróleo no Mar do Norte, onde o pico de produção foi primeiramente previsto para o final da década de 1980 e onde a produção foi significativamente estendida por progressos tecnológicos e o pico foi atingido logo depois do ano 2000.

O que é, de fato, relevante para a oferta e para o preço não é o pico de produção, mas o ponto no qual a demanda ultrapassa a capacidade de a indústria produzir.

3.6 Capacidade de produção

Os grandes projetos de petróleo e gás natural apresentam um grande tempo entre a descoberta e a produção, sendo os efeitos da falta de investimento sentidos somente após decorridos mais de dez anos.

Como consequência dessa falta de investimento, a margem dos membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) reduziu de 6,5 milhões de barris por dia, em 2002, para menos de 1 milhão de barris por dia, em 2004, de acordo com a EIA.

Uma pequena margem significa que a indústria não tem flexibilidade para responder rapidamente a aumentos da demanda, seja por questões políticas, técnicas ou meteorológicas. O fato de um grande controle da oferta por parte das empresas de propriedade

¹⁴ HUBBERT, M. K. *Energy resources, a report to the Committee on Natural Resources*. Nat. Acad. Sci. Publ. 1962

do estado também pode impactar o mercado. Ressalte-se que apenas 25% das reservas mundiais de petróleo equivalente estão abertas ao capital privado¹⁵.

As taxas mundiais médias de depleção dos campos petrolíferos são de cerca de 4% de acordo com o Industry Performance and Strategy (IHS) e de 2,9% conforme a Schlumberger (Gould, 2008).

Estima-se, então, a necessidade de se adicionar de 3 a 4 milhões de barris por dia a partir de produção nova. Desse total, 1 milhão poderia vir de hidrocarbonetos não convencionais e 2 a 3 milhões poderiam vir de novos reservatórios e de maiores fatores de recuperação. Isso representa um grande desafio.

4. A PROVÍNCIA DO PRÉ-SAL

A Figura 4.1 mostra a área onde estão localizados os promissores reservatórios da província petrolífera do Pré-Sal, além dos blocos exploratórios já licitados, dos campos de petróleo e gás em produção na camada pós-sal, dos poços perfurados e dos poços testados¹⁶.

Segundo a Petrobras, em áreas já concedidas no Pré-Sal, na Bacia de Santos, encontram-se as principais descobertas do Brasil e do mundo nos últimos anos. A seguir, são mostradas as estimativas de óleo recuperável nos três prospectos dessa Bacia que estão em estágio mais avançado de exploração:

- Tupi: 5 a 8 bilhões de barris;
- Iara: 3 a 4 bilhões de barris;
- Guará: 1,1 a 2 bilhões de barris.

Como já mencionado, de acordo com o presidente da Aepet, “no pré-sal há, certamente, pelo menos 90 bilhões de barris de petróleo”. Essas reservas somadas as atuais reservas brasileiras, excluído o Pré-Sal, de 14 bilhões de barris equivalentes de petróleo, somariam 104 bilhões de barris, o que representará cerca de 8,3% das reservas mundiais certificadas de cerca de 1,26 trilhão de barris.

A Petrobras já perfurou 31 poços na província do Pré-Sal, nas bacias de Campos e Santos, alcançando uma taxa de sucesso de 87% na comprovação de presença de hidrocarbonetos. Na Bacia de Santos, foram perfurados 13 poços com taxa de sucesso da Petrobras de 100%.

¹⁵ GOULD, A. **No easy solutions for meeting future energy demand**. First Break, Vol. 26, July 2008, 47 -51.

¹⁶ BR – PETROBRAS. **Modelo Regulatório de Exploração e Produção**. Pré-sal e áreas estratégicas 2009

Também na Bacia de Santos foram perfurados dois poços exploratórios pela empresa ExxonMobil no Bloco BM-S-22, mostrado na Figura 4.2, que detalha uma área chamada de *cluster*¹⁷. O primeiro poço, chamado de Azulão, foi descobridor de óleo. No entanto, o segundo, chamado de Guarani, não encontrou petróleo.

No campo de Jubarte, já foi iniciado em 2 de setembro de 2008, um teste de longa duração em setembro de 2008 de um poço em reservatório do Pré-Sal. Em uma área próxima ao Parque das Baleias, a empresa Anadarko perfurou dois poços no Bloco BM-C-30, mostrado na Figura 4.3. Os dois poços foram descobridores de óleo alta qualidade em reservatório do Pré-Sal.

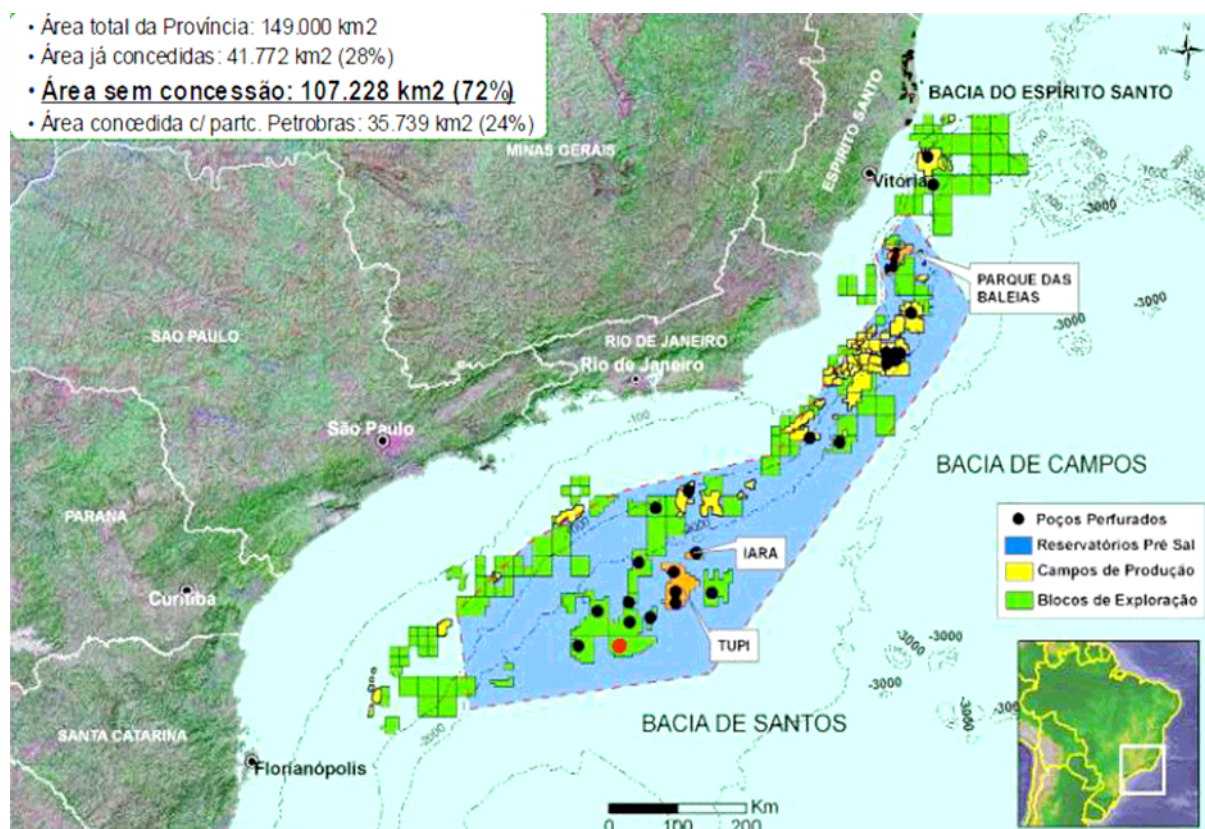


Figura 4.1 – Desenho esquemático da província do Pré-Sal.

¹⁷ BR – PETROBRAS. **Modelo Regulatório de Exploração e Produção**. Pré-sal e áreas estratégicas 2009

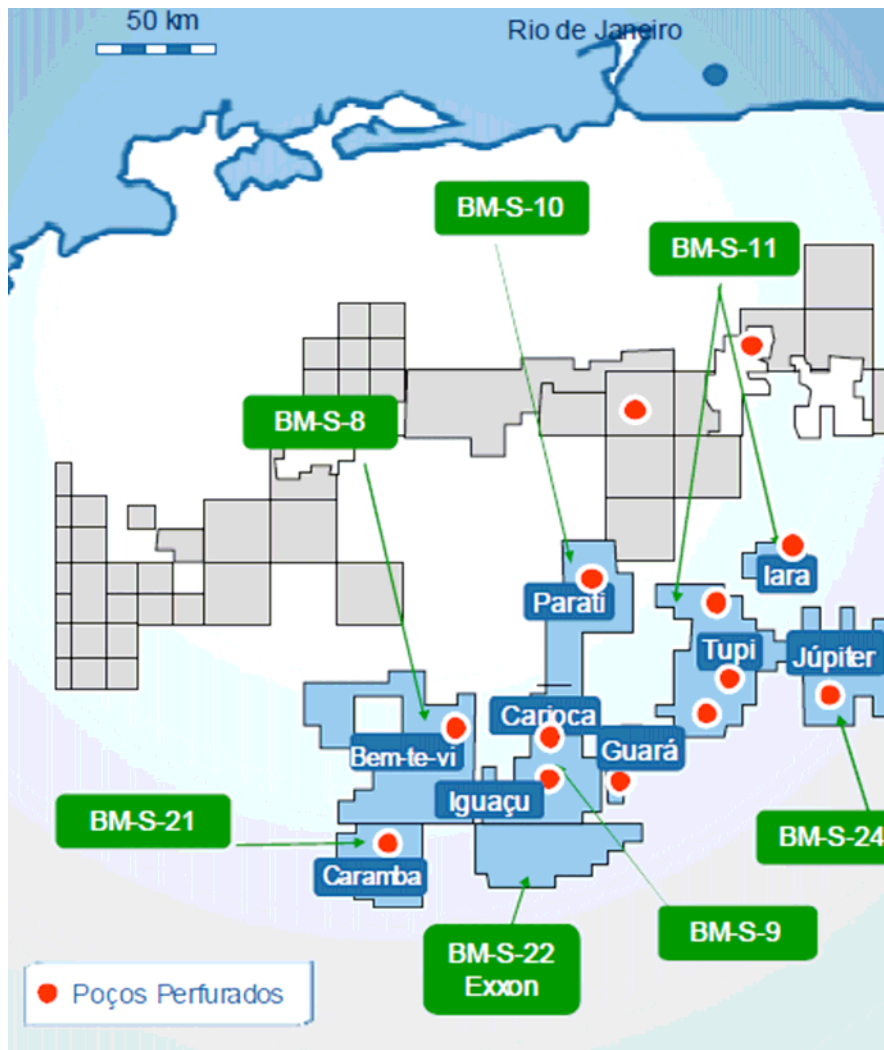


Figura 4.2 – Cluster da Bacia de Santos.

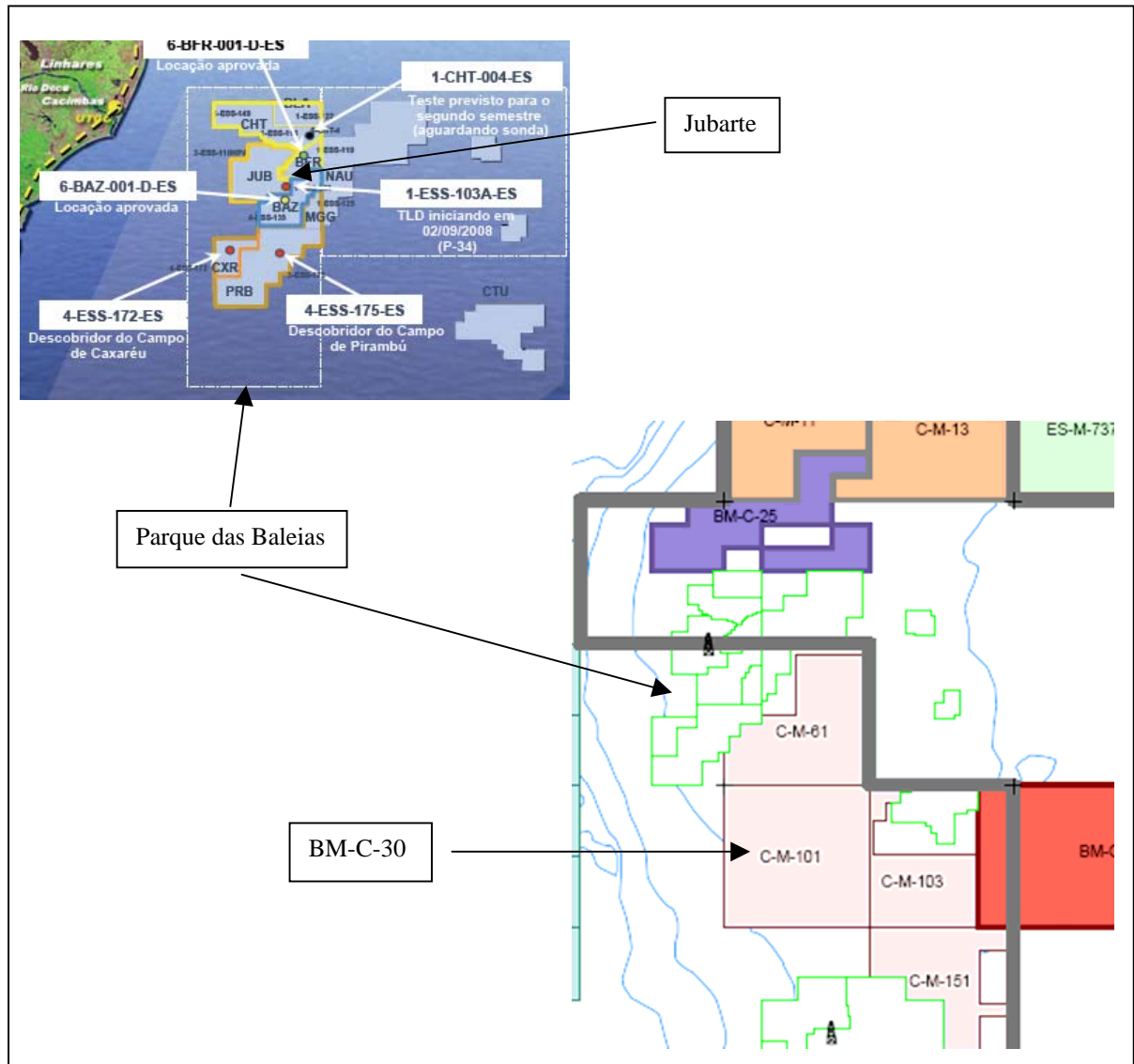


Figura 4.3 – Bloco BM-C-30 com dois poços descobridores de petróleo no Pré-Sal.

A área de Tupi, mostrada na Figura 4.2, é a que está em estágio mais adiantado de avaliação no *cluster* da Bacia de Santos, já tendo sido iniciado um teste de longa duração em maio de 2009. Essa área está localizada em águas de cerca de 2.200 m de lâmina de água, com camadas de sal de 2.000 m de espessura. Os poços testados indicam vazões potenciais de 15 a 50 mil barris de óleo por dia e a presença de 8% a 12% de CO₂ no gás associado.

4.1 A questão do CO₂

As concentrações de 8% a 12% de CO₂ no gás associado do Pré-Sal são muito maiores que em outros campos petrolíferos. Nas demais campos brasileiros, a concentração média é de 5%. Estimativas apontam, somente nas áreas de Tupi e Iara, a existência de 3,1 bilhões de toneladas de CO₂, o principal GEE.

Para evitar que todo esse gás seja emitido para a atmosfera, a solução é investir em tecnologia. Dessa forma, a Petrobras planeja reinjetar o CO₂ nos próprios reservatórios¹⁸.

Segundo José Formigli, gerente executivo da Petrobras, a reinjeção é viável e seu emprego se justifica pelo grande passivo ambiental que seria gerado caso o CO₂ fosse liberado. Ainda segundo ele, dentro de alguns anos, será socialmente inaceitável lançar tamanha quantidade de carbono.

Alexandre Szklo, professor de planejamento energético do Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Coppe), estima que as emissões de CO₂ podem superar os 3 bilhões de toneladas somente com o CO₂ presente nos reservatórios¹⁹. Nessa estimativa, não está incluído o CO₂ que será liberado com a queima do petróleo e do gás natural do Pré-Sal.

De acordo com o professor da Coppe, a técnica de reinjetar o CO₂ em poços de petróleo é conhecida, mas não é utilizada em escala comercial. Segundo ele, esse é o maior desafio da Petrobras.

Registre-se, contudo, que o petróleo do Pré-Sal pode deslocar o consumo de hidrocarbonetos não convencionais, como as areias betuminosas do Canadá e o petróleo pesado da Venezuela. Nesse caso, seriam importantes os benefícios ambientais.

¹⁸ SOARES, P. **Petrobras estuda "sumir" com CO₂ da camada pré-sal**. Folha de S. Paulo de 31/05/09.

¹⁹ *Ibidem*

4.2 O custo e o ritmo de produção

As reservas do Pré-Sal da bacia de Santos estão a 2 mil metros de profundidade do mar e cerca de 5 mil metros abaixo do solo marinho, onde camadas salinas que pode chegar a mais de 2 mil metros de espessura precisam ser perfuradas. Tudo isso a cerca de 300 quilômetros da costa. Somam-se a isso as dificuldades impostas pelo ambiente mais hostil no fundo do mar da região e a presença de elementos corrosivos, que são ameaças constantes aos equipamentos.

A logística para transporte de pessoas, equipamentos e mantimentos usada até hoje para a produção em águas profundas em poços distantes cerca de cem quilômetros da costa, na bacia de Campos, deverá ser deixada de lado no Pré-Sal da bacia de Santos.

A Petrobras já declarou que a produção no Pré-Sal terá menos gente porque o custo ficaria muito alto. A ideia é que a produção seja controlada de forma remota, na medida do possível. A construção de bases intermediárias, como se fossem ilhas, a meia distância entre a costa e os reservatórios, também é uma possibilidade. Suprimentos e equipamentos para manutenção ficariam nessas ilhas e só seriam levados para a área de produção quando necessário.

No entanto, o grande desafio do Pré-Sal não diz respeito à logística e aos sistemas e equipamentos de produção, mas à necessidade de um maior conhecimento do comportamento do reservatório, denominado microbiólito, e das camadas salinas a serem perfuradas. Entretanto, são grandes as chances de os reservatórios do Pré-Sal apresentarem uma excelente produtividade e de as camadas salinas não apresentarem problema para perfurações verticais.

Atualmente, o custo médio de produção da empresa é de cerca de US\$ 15 por barril, que, somado aos *royalties* e à participação especial, pode se aproximar de US\$ 35 por barril, com um preço do barril de US\$ 75. No contexto atual, a Petrobras estima que um valor de US\$ 45 por barril torna viável a produção do Pré-Sal. Assim, o barril do petróleo na faixa de US\$ 75 representa uma margem de US\$ 30.

Pode-se estimar, então, que o custo de produção do Pré-Sal, incluídos os *royalties* e a participação especial, seja próximo de US\$ 40 por barril, incluídas essas participações governamentais.

Dessa forma, é muito importante que, do ponto de vista econômico, o Pré-Sal seja produzido nas próximas décadas, antes que possa haver uma queda nos preços do petróleo em razão do aquecimento global ou do desenvolvimento de fontes mais limpas de energia a custos compensadores. No futuro, baixos preços do petróleo podem, até mesmo, inviabilizar a exploração do Pré-Sal.

5. CONCLUSÕES

As reservas provadas de petróleo e gás natural são maiores que todo o volume produzido até hoje. Os volumes disponíveis propiciam um “colchão” suficiente para permitir ao mundo uma transição controlada, durante este século, para um modelo mais limpo. Parte desses volumes vão decorrer de novas descobertas, do aumento do fator de recuperação e da produção comercial de hidrocarbonetos não convencionais.

As recentes taxas de crescimento do consumo de combustíveis fósseis não deverão ser mantidas em razão do agravamento do aquecimento global e do desenvolvimento de novas tecnologias, podendo haver uma estabilização ou redução do consumo mundial. Mesmo assim, volumes substanciais de petróleo e gás natural deverão ser produzidos e consumidos neste século.

Nesse cenário, se o petróleo do Pré-Sal não for produzido e consumido, muito provavelmente será consumido o petróleo de outras áreas e hidrocarbonetos não convencionais, como o óleo pesado da Venezuela e as areias betuminosas do Canadá, que são ainda mais poluentes. Dessa forma, o argumento de que o petróleo do Pré-Sal não deve ser explorado em razão do aquecimento global não se sustenta.

Apesar da situação relativamente confortável dos volumes recuperáveis, o mundo precisa se empenhar no desenvolvimento de combustíveis alternativos nas próximas décadas, tanto para o atendimento da demanda energética quanto para fazer face aos desafios ambientais do planeta, pois há quase um consenso acerca da intrínseca relação entre a emissão de gases de efeito estufa gerados pela queima de combustíveis fósseis e o aquecimento global.

Esse desenvolvimento exigirá investimentos em escala jamais vista. A indústria de petróleo e gás natural deve desempenhar um papel fundamental no futuro energético, tanto por sua competência técnica quanto por sua capacidade financeira. Nesse contexto, os recursos do Pré-Sal podem e devem ser utilizados para o desenvolvimento de combustíveis alternativos e de tecnologias que mitiguem o agravamento do efeito estufa.

Do ponto de vista econômico, o Pré-Sal deve ser explorado nas próximas décadas, quando, provavelmente, serão altos os preços do petróleo. No futuro, baixos preços do petróleo, em razão do aquecimento global ou do desenvolvimento de fontes mais limpas de energia, podem inviabilizar a exploração do Pré-Sal.

As próximas décadas serão, provavelmente, as mais desafiadoras da história energética do planeta. Muito provavelmente, a “era do petróleo” vai se findar não por questões geológicas, mas em razão do desenvolvimento de fontes menos agressivas ao meio ambiente de energia e de custos compatíveis com as necessidades do mercado.

BIBLIOGRAFIA

BP **Statistical Review of World Energy**. June 2009.

BR – PETROBRAS. **Modelo Regulatório de Exploração e Produção**. Pré-sal e áreas estratégicas 2009.

BURRI, Peter. **World oil and gas resources: status and outlook – A rational attempt at an emotional issue**. Bull. angew. Geol. Vol. 13/1, 2008

FERNÁNDEZ, Eloi Fernández. **Panorama e Cenários da Oferta de Energia, no Mundo e no Brasil**. PUC Rio (2008)

GOULD, A. **No easy solutions for meeting future energy demand**. First Break, Vol. 26, July 2008, 47 -51.

HUBBERT, M. King. **Energy resources, a report to the Committee on Natural Resources**. Nat. Acad. Sci. Publ. 1962

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Summary for Policymakers. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Climate Change 2007.

KALDI, John. **Geosequestration of CO₂: What are the Issues and Opportunities in Australia?** CCS – The Emerging Industry Sydney. Oct., 2007

KLETT, T., GAUTIER, DONALD. **Reserve growth in North Sea oil fields**. PETROLEUM GEOSCIENCE, VOL. 11, 2005, 79-190.

NATIONMASTER.COM. Sítio http://www.nationmaster.com/graph/ene_oil_con_percap-energy-oil-consumption-per-capita. Acesso em 2 de dezembro de 2009.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. **Destaques operacionais – Exploração e Produção – Custo de Extração**. Fevereiro de 2008.

SIQUEIRA, Fernando. **A imensa e cobiçada riqueza do pré-sal**. Jornal do Engenheiro - Maio / Junho de 2009

SOARES, Pedro. **Petrobras estuda "sumir" com CO₂ da camada pré-sal**. Folha de S. Paulo de 31/05/09.

STARK, Philip e CHEW, Ken. **Pillars of Oil and Gas Supplies**. NAPE International Forum February 4, 2009

THE NATIONAL COAL COUNCIL. **Technologies to reduce or capture and store carbon dioxide emissions**. June 2007.