

## 8 PERSPECTIVAS DE CONSUMO DE HIDROCARBONETOS PARA OS PRÓXIMOS 30 ANOS

Com base em todo levantamento realizado para elaboração desta tese, podemos afirmar que o Brasil apresenta relativa abundância de recursos energéticos tanto de fontes convencionais quanto de fontes renováveis. Entretanto, todo este potencial pode ser desperdiçado caso não sejam estabelecidas políticas claras e disciplinadoras para o mercado de hidrocarbonetos, em especial para o gás natural, pois caso contrário o Brasil corre o risco de ficar a margem da história, visto que os marcos regulatórios demandam tempo de amadurecimento e confiança do mercado.

O mercado consumidor brasileiro para gás natural é incipiente, mas com grande potencial de crescimento, principalmente com a descoberta do pré-sal que vai garantir suplemento firme deste energético.

Veremos a seguir fatos e informações que corroboram com as afirmações acima.

Todos os anos, numerosos cenários de evolução energética são elaborados pelos organismos especializados no domínio da energia. Estes cenários perspectivam uma procura de energia para 2050 que vai dos 15 às 25 Gtep (Figura 107).

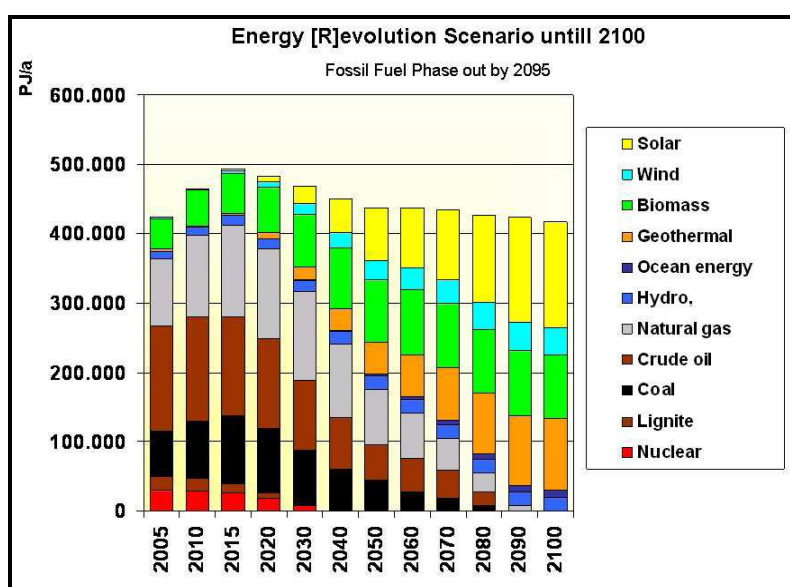


Figura 107 - Aumento no consumo de energia para o horizonte de 50 anos  
Fonte: IEA (2008)

Estes cenários prospectivos têm utilizam diferentes bases de dados, sendo as conjecturas relativas ao crescimento econômico, ao aumento da população mundial, ao acesso

progressivo à eletricidade de 1,7 mil milhões de pessoas que ainda são privadas do acesso direto as diferentes formas de energia, às necessidades energéticas crescentes dos países em vias de desenvolvimento e à efetivação de políticas de economia de energia que protejam o ambiente.

As incertezas relativas à evolução destes diferentes cenários explicam desvios consideráveis que se verificam entre cenários extremos.

O fato é que independente do cenário proposto sa é certa: a necessidade urgente em desenvolver novas tecnologias, que serão inevitavelmente mais caras no início do seu desenvolvimento e utilização, mas com a produção em escala o seu preço vai satisfazer ao mercado consumidor.

Considerando um cenário hipotético e improvável onde o consumo se mantivesse inalterado, as reservas conhecidas de petróleo dariam para um período da ordem de 60 anos de consumo, isso considerado as tecnologias de exploração disponível no mercado hoje. Pois há décadas, os cientistas fazem prognósticos quanto o fim próximo do petróleo, entretanto a cada dia que passa a tecnologia é aperfeiçoada e novas reservas são localizadas.

Este fato pode ser comprovado pelo comportamento da maior parte das refinadoras de petróleo que atualmente não estão preocupadas com a perda, a curto prazo, de participação de mercado para os combustíveis renováveis. Elas acham que os mercados de gasolina e diesel continuarão a dar as cartas nos próximos 10 a 25 anos.

Fica evidente que este comportamento esta pautado por segurança quanto ao consumo dos hidrocarbonetos no horizonte de pelo menos 2 a 3 décadas, visto que os investimentos no setor petrolífero demandam recursos que ficaram imobilizados por pelo menos 15 anos, prazo mínimo para retorno neste setor.

De fato não importa se a solução é de longo ou de curto prazo, se virá pelo uso mais eficiente do diesel ou pela maior demanda pela energia solar, ou se pela demanda por segurança energética oriunda de outras fontes ou pela necessidade por menor degradação ambiental ou se de fato pelas quedas previstas no fornecimento de petróleo cru. Mais o que importa é que todas essas coisas colaboram com o movimento em prol de energia limpa, consenso entre as maiores autoridades no assunto.

A pressão internacional sobre os países em desenvolvimento para redução nas emissões de CO<sub>2</sub> tem forçado muitos países a sair em busca de alternativas, contudo o elevado custo de vários dos projetos de tecnologia limpa dificulta sua decolagem, sobretudo diante da crise econômica internacional.

Uma das maiores discussões do COP 15, em dezembro de 2009 foi quanto será necessário investir em tecnologias limpas para reduzir a quantidade de emissões de CO<sub>2</sub>, muitos países afirmaram que terão dificuldades em atrair capital de risco, pois muitas dessas tecnologias não são economicamente viável no curto prazo, para o cenário de referencia proposto para 2030 (Figura 108) a IEA estima que será necessário investir \$10.5 trilhões de dólares no mundo todo para aumentar a eficiência dos energéticos e manter as emissões de CO<sub>2</sub> em patamares aceitáveis.

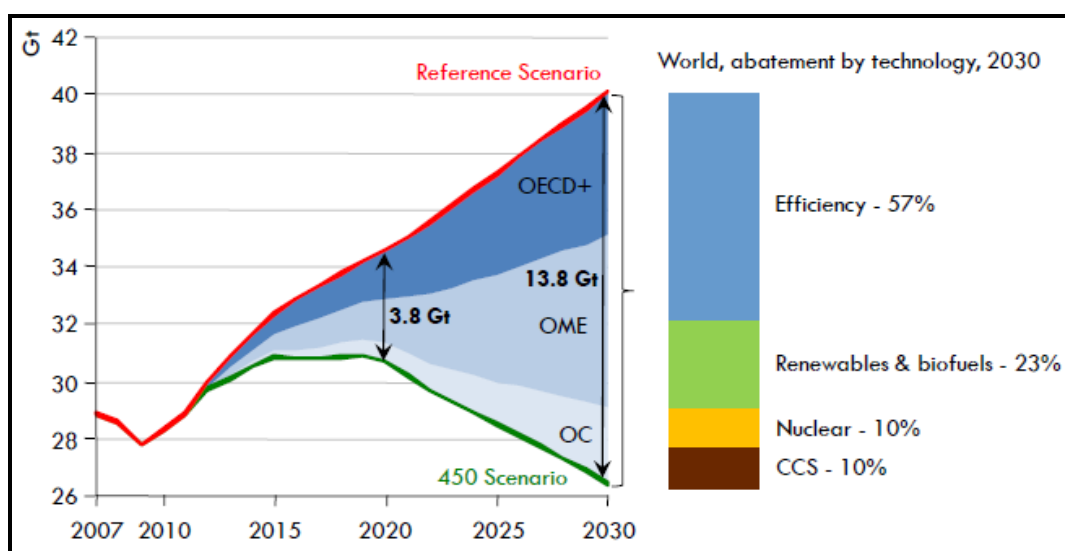


Figura 108 - Sem investimentos em eficiência as emissões em CO<sub>2</sub> podem aumentar de 3.8 Gt em 2020 para 13.8 Gt em 2030

Fonte: IEA (2008)

Muitos dos projetos exigem investimentos da ordem de US\$ 30, US\$ 40, US\$ 50 ou mais de 60 milhões, sem retorno garantido o que em momentos de crise em muitos casos tornam-se inviáveis, sendo difícil o comprometimento dos países desenvolvidos para com os países em desenvolvimento. Na (Figura 110) pode-se observar que no cenário de referência elaborado para 2030 pela IEA, sugere que até 2030 o consumo de combustíveis fósseis deve predominar, estando a partir desta data os combustíveis renováveis em 3º lugar em demanda de energéticos.

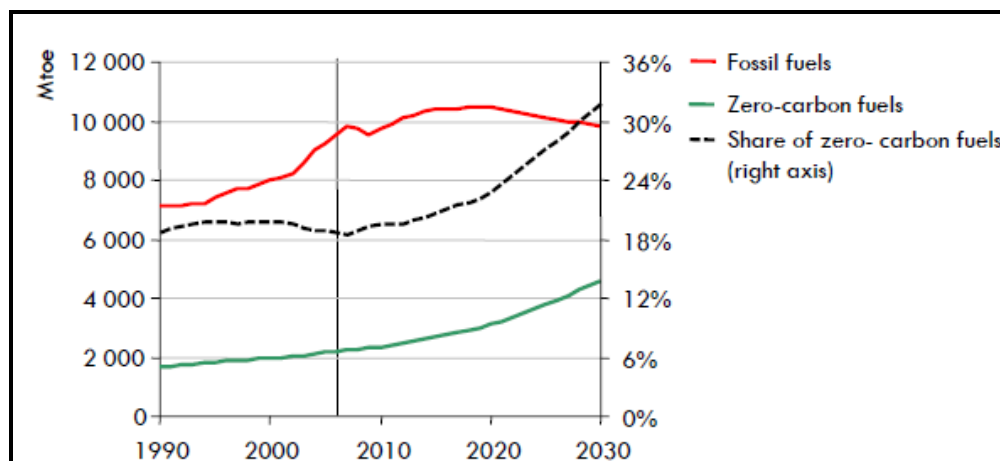


Figura 109– O peak do petróleo segunda a IEA será atingido em 2030  
Fonte: IEA

Outro fator que preocupa os consumidores de energia, sobretudo no Brasil, condiz com a infraestrutura de abastecimento, pois a mesma está envelhecida - são disjuntores, linhas de transmissão, talvez 50% ou 60% deles tenham idades entre 25 a 30 anos, esta infraestrutura não tem condições de suportar o crescimento da população e a duplicação da geração de eletricidade necessária até 2040.

Os EUA atualmente passam pelo mesmo problema – modernizar ou substituir a sua infraestrutura de distribuição de energia e afirmam que não resolverão seu problema de energia substituindo ou reformando a infraestrutura antiga, pelo contrário, tentam “mais inteligente, mais eficiente”, segundo a agência internacional de energia. O Brasil para evitar os constantes problemas de apagões vai precisar de uma política energética que contemple todo o setor, não apenas parte como se costuma fazer.

Retornando à questão da demanda por energético as estimativas indicam a possibilidade de que o consumo de hidrocarbonetos aumente cerca de 3 vezes o consumo atual, mantendo-se inalteradas as reservas de gás natural, as mesmas dariam para pelo menos 60 anos. Entretanto, levando-se em conta que a cada ano, tem sido encontrado mais gás do que aquele que é consumido, estas podem perdurar por muito mais tempo. A (Figura 110) apresenta uma estimativa de alguns órgãos especializados, onde o consumo de gás natural deve superar o consumo de petróleo logo em 2025.

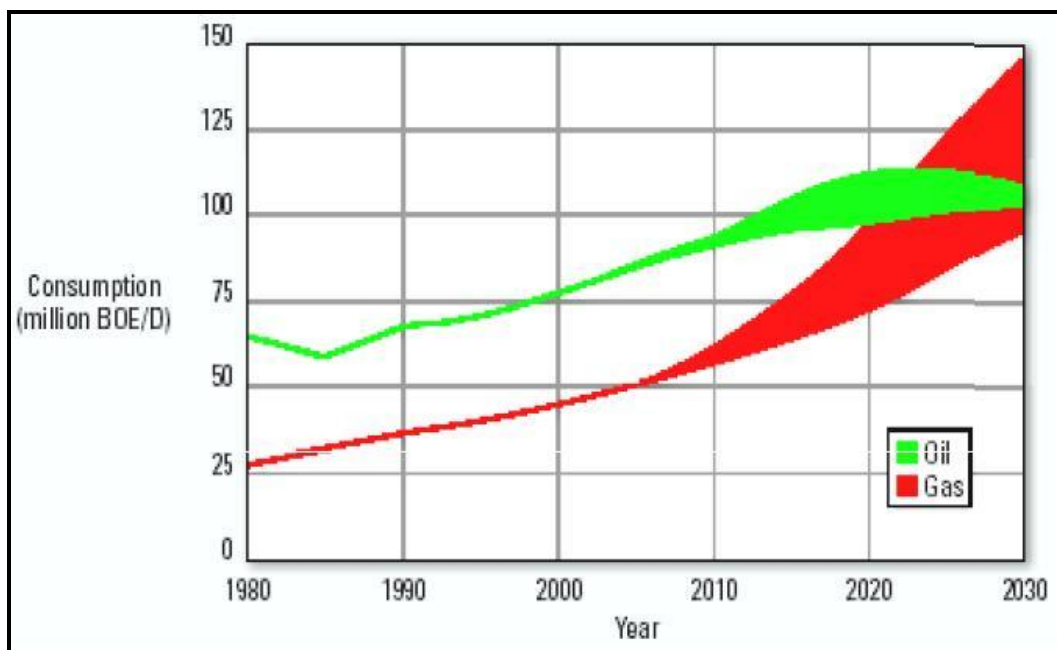


Figura 110 – No período considerado mantido o consumo atual em 2025 o gás natural superaria o consumo de petróleo

Fonte: World Gas Conference (2008)

O carvão é o combustível fóssil cujas reservas são maiores, sendo estimado que suas reservas durem para mais de 200 anos.

Os preços de importação do gás natural devem quadruplicar entre 2010 e 2050, enquanto os preços do carvão devem quase dobrar, chegando a US\$360/tonelada em 2050, segundo dados da IEA.

Levando-se em conta estas diversas possibilidades é esperado que o preço médio do barril de petróleo aumente de US\$72,5 por barril em 11/2009 para US\$150 em 2015, e continue aumentando até chegar a US\$190/barril em 2050.

Existem diversos especialistas que acreditam que a redução no consumo de combustíveis fósseis vai acontecer naturalmente devido ao aumento nos preços destes produtos, fato que ocorreu nos dois choques do petróleo.

O aumento nos preços dos hidrocarbonetos em 2008 provocou um fenômeno típico de pós-crise – a redução da frota americana de veículos caindo cerca de 4 milhões em 2009, devido ao descarte de carros velhos e redução das vendas. Acreditamos que o encolhimento continue, reduzindo a frota americana em 25 milhões de carros até 2020.

Esta redução na frota é o resultado de uma mudança cultural onde mais pessoas, especialmente jovens, não vêem o carro como uma necessidade. Esta mudança na forma como as pessoas encaram os automóveis significa menor uso de derivados de petróleo.

Segundo as fontes internacionais o consumo de petróleo nos EUA caiu 9% nos últimos dois anos. A recessão certamente prejudicou a demanda, mas muitos analistas acham que o uso do petróleo no Ocidente atingiu um pico e não retomara níveis anteriores. O Departamento de Energia prevê que o consumo de combustíveis derivados de petróleo nos EUA diminuirá nas próximas décadas.

A China é um dos fatores cruciais para qualquer cenário proposto, pois ao mesmo tempo em que a China continental devora petróleo e carvão, o governo chinês está executando uma agenda verde. A China tem a melhor indústria do mundo de painéis de energia solar, as hidroelétricas são uma das mais eficientes no mundo e as normas de emissão por automóveis são agora mais severas do que as em vigor nos EUA.

A política oficial chinesa determina que, até 2020, fontes alternativas supram 15% da demanda energética do país, 9 pontos a mais do que hoje. Assim, o consumo de petróleo na China continuará aumentando, mas talvez a um ritmo não tão forte quanto o esperado. Um choque desagradável de petróleo é sempre possível, ou seja, uma redução na oferta deste energético pode acontecer mesmo com medidas de contenção.

Assim sendo, caso não se tivesse em consideração às consequências dramáticas do consumo exacerbado de combustíveis fósseis sobre o clima e as suas consequências para as gerações vindouras, a procura de energia até 2050 deve ficar de 15 e as 25 Gtep, podendo continuar a ser, no essencial, satisfeita, por energia de origem fóssil, tal como hoje acontece.

No entanto, para limitar o aumento da temperatura dentro de um intervalo de 1 a 3°C como foi discutido na COP 15 é necessário que o total de emissões atmosféricas que venham a ocorrer nos próximos séculos seja, somente, um terço daquelas que seriam provocadas pela combustão dos recursos disponíveis de gás, petróleo e carvão. Será, necessário que a humanidade auto-interdite a queima de dois terços da energia primária que se encontra facilmente disponível e que apresentam custos relativamente em conta, optando por considerar que não é razoável continuar a jogar com os recursos limitados de energia primária

existente, arriscando-se a um seu esgotamento precoce e ao aumento das emissões por efeito de estufa (Figura 111).

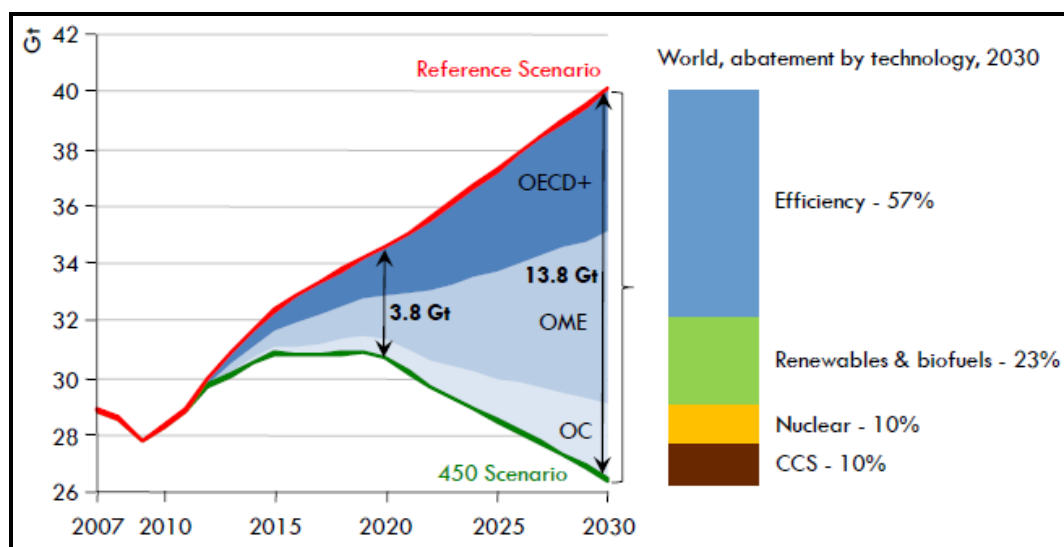


Figura 111 – Sem investimentos na eficiência dos energéticos as taxas de CO<sub>2</sub> podem aumentar de 3.8 Gt em 2020 para 13.8 Gt em 2030

Fonte: IEA (2009)

Assim, mesmo com os preços relativamente baixos dos combustíveis fósseis (apesar da sua subida ser cada vez mais evidente) é necessário que surjam novas tecnologias, inevitavelmente mais caras, já que não beneficiam da produção em grandes escalas.

É difícil identificar as tecnologias que irão ter o papel preponderante no futuro. Um sistema energético futuro com baixo teor em emissões de gases de efeito de estufa, deverá ser baseado provavelmente, numa combinação de energias com diferentes origens, de vetores e de sistemas de conversão energética que assumirão formas distintas nas diversas regiões do mundo.

No entanto, é possível antever algumas das tendências do nosso futuro energético:

- É previsível um crescimento da componente associada às energias renováveis. No entanto, a sua importância dependerá da redução dos seus custos e dos progressos realizados no armazenamento maciço de energia elétrica, de modo a permitir integrar nas redes elétrica grandes quantidades de produção de energia com caráter

descontínuo e disperso. É, no entanto, pouco provável que, mesmo a longo prazo, cada uma das fontes de energia renovável ultrapasse os 10% do fornecimento mundial de energia. Tendo em consideração as previsões mais otimistas, a sua combinação poderá permitir responder a 30-50% do mercado, em meados do século (no início da década de 2000, o conjunto das energias renováveis atingia os 10% da produção energética).

- As energias fósseis continuarão a serem utilizadas durante diversas dezenas de anos, sendo favorecidas as energias com um reduzido conteúdo de carbono, das quais o gás natural é um exemplo. Entretanto, enquanto se aguarda por evoluções tecnológicas relevantes, a captura e o armazenamento do dióxido de carbono em condições economicamente razoáveis constitui a única opção tecnológica susceptível de permitir continuar a utilizar recursos fósseis, conseguindo-se limitar a concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera.
- A energia nuclear não gera CO<sub>2</sub>, com exceção do que é emitido durante a fase de construção das centrais e durante a fase de enriquecimento do urânio consumido nas centrais. Este tipo de energia continuará a ser utilizado num determinado conjunto de países, entre as quais se inclui a França, envolvendo um tratamento satisfatório da gestão dos resíduos nucleares, o desenvolvimento de uma nova geração mais segura de reatores e, num mais longo prazo, o desenvolvimento da fusão nuclear, cujas perspectivas se situa bem para depois de 2050.
- O desenvolvimento das pilhas de combustível poderá permitir o desenvolvimento da economia do hidrogênio que não gera CO<sub>2</sub>, caso o hidrogênio seja produzido a partir de energias renováveis, nucleares ou fósseis com sequestro de CO<sub>2</sub>. Os Estados Unidos, que não ratificaram o protocolo de Kyoto por o considerarem demasiado lesivo para a sua economia, lançaram em 2003 um programa ambicioso de investigação com o objetivo de reduzir o custo de produção do hidrogênio controlando as emissões associadas de gases de efeito de estufa, de assegurar o seu armazenamento e de reduzir o custo da pilha de combustível.
- Enfim, o controlo das emissões dos gases de efeito de estufa não será possível de ser concretizada sem progressos significativos no domínio da eficiência energética nos sectores da construção civil, da indústria e dos transportes. O caminho é utilizar menos energia para satisfazer as mesmas necessidades.



No caso brasileiro a situação é complexa, visto se esperar uma super produção de óleo e gás com o pré-sal, entretanto o país encontra-se distante de qualquer posição convergente sobre a operação e a regulação de estoques estratégicos. Não existem sequer estoques operacionais de gás natural no país que possam fazer face às importantes oscilações sazonais da demanda.

Caso se confirme o potencial do pré-sal as estimativas elaboradas pela Petrobras é de produzir quase 4 milhões de barris de óleo por dia (Figura 112), sendo que muito deste óleo está associado a gás natural.

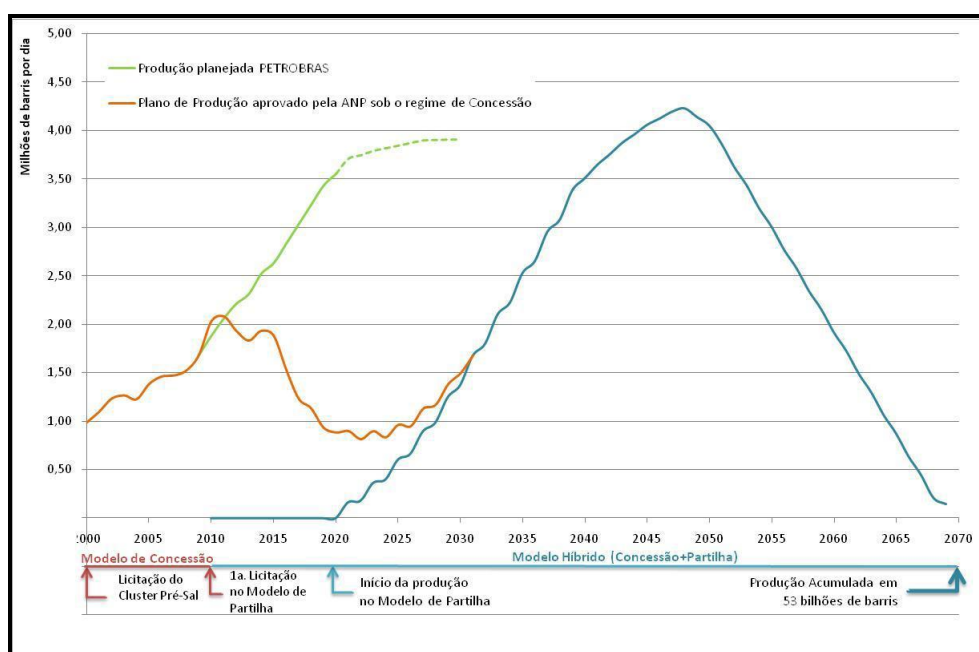


Figura 112 – Estimativas de produção para o pré-sal  
Fonte: Petrobras

O Brasil pode se beneficiar do gás natural em seus vários estados físicos, entretanto isso implica, por exemplo, repensar a logística do gás, incorporando vários modais alternativos (dutoviário, rodoviário, ferroviário e aquaviário). Em um país de dimensões continentais como o Brasil, a Lei do Gás deveria abranger mais a rede de consumo como um todo.

Quanto às instalações de tratamento e escoamento, processamento e liquefação/regaseificação, a lei também poderia ter avançado na valorização do princípio da *essential facilities*. Tais etapas da cadeia de suprimento não receberam a mesma importância

de tratamento em comparação ao transporte dutoviário. Com isso, a Lei 11.909 manteve um resquício de “Lei de Transporte Dutoviário de Gás Natural”, talvez perdendo a oportunidade de se tornar uma verdadeira “Lei do Gás Natural”, segundo SANTOS (2009).

Em relação à garantia de suprimento aos consumidores de gás, a lei não previu instrumentos criativos que pudessem induzir a uma maior facilidade de acesso ao gás por consumidores dispostos a receber o novo energético, mas ainda desconectados das redes de suprimento. Priorizou-se a questão do “acesso aos gasodutos”, que afeta os operadores (e eventualmente os grandes consumidores), em vez de se priorizar um conceito talvez mais forte de “acesso ao gás” dentro de uma perspectiva mais universal de consumo.

A Lei do gás trata de um plano de contingência para situações de exceção. Mediante proposição a ser elaborada pelo CNPE e aprovada por decreto do Presidente da República, o plano comportará eventuais alterações nas condições de entrega do gás estabelecidas nos contratos. Esse plano deverá estar em equilíbrio com a gestão (ainda desconhecida) dos estoques estratégicos a lei não parece revelar um completo entendimento de que os problemas de incerteza no suprimento de gás vividos por alguns consumidores nos últimos anos estão prioritariamente associados às políticas governamentais e estratégias empresariais de priorização do uso do gás para a geração de eletricidade.

A contribuição das fontes renováveis para o fornecimento de calor será de cerca de 71%. Aproximadamente 44% do suprimento global de energia primária em 2050 ainda virá de combustíveis fósseis, principalmente graças ao uso do petróleo para o setor de transportes, seguido por gás natural e carvão no setor de energia.

O Brasil pode se beneficiar deste mercado que estará aberto nos próximos anos basta que para isso invista no desenvolvimento de políticas mais abrangentes quanto a rede de distribuição do gás natural.

## 9 CONCLUSÃO

Neste trabalho analisamos a realidade brasileira quanto à composição da matriz energética em especial chamamos a atenção para uma série de dificuldades ligadas ao aproveitamento do gás natural, energético que tem grande potencial com descoberta do Pré-sal.

A descoberta do pré-sal apresenta uma vantagem competitiva que poderá ser explorada, ainda que tal opção energética envolva, ela mesma, os seus próprios problemas que ainda precisam ser equacionados.

Foi possível nesta tese analisar a importância dos investimentos atualmente em desenvolvimento de conhecimento das bacias sedimentares brasileiras para apurar o potencial de recursos fósseis que podem ser economicamente aproveitados e desta forma agregar valor à balança comercial brasileira.

Podemos averiguar, que apesar de todos os benefícios potenciais que o gás natural pode proporcionar ao mercado nacional, existem inúmeras barreiras tecnológicas, econômicas e culturais inibindo o uso deste energético em grande escala, obstáculos que podem ser removidos com uma revisão pelo Comitê de Políticas energéticas das leis que regulam o setor.

Chamamos a atenção para o fato de que sem um processo inovador onde se possa criar conhecimento, tecnologia e acima de tudo cultura para o consumo de gás em usos finais legítimos como a energia térmica e a força motriz, o desenvolvimento do mercado de gás natural ficará restrito como acontece há décadas no mercado nacional.

Outro fator inibidor do desenvolvimento da rede do gás natural se deve aos incentivos do governo em desenvolver o fornecimento de energia a base dos recursos hídricos, onde o governo abriu diversas linhas de créditos voltados para a construção de hidroelétricas, postergando o desenvolvimento da infraestrutura necessária para distribuição de gás natural.

Chamamos a atenção para a importância do modelo até agora adotado de geração de energia se encontrar em transição, visto que existe a falta de rios de grandes extensões com

potencial para construção de grandes hidrelétricas e os que possuem potencial encontram restrições pelas normas ambientais em vigência.

A utilização do gás natural para geração de energia pode ser considerado um excelente investimento devido os prazos de *payback* inerente aos projetos de construção de termoelétricas, pois o tempo de construção é considerado mais rápido se comparados a construção de uma hidroelétrica, além de se economizar nas linhas de transmissão, pois as termos podem ser construídas próximo aos centros consumidores ao contrário das hidroelétricas que tem o tempo de recuperação dos investimentos de longo prazo, o que quer dizer de 15 a 25 anos.

Verificamos que no caso de países em desenvolvimento como o Brasil, a construção de uma civilização do gás dificilmente poderá ser materializada com os recursos financeiros e as políticas energéticas atualmente disponíveis.

Um problema inicial, para utilização em grande escala do gás natural, são os custos das tecnologias, com os quais os países em desenvolvimento não podem arcar, porém, a sua exclusão tecnológica conduz a um sistema energético global irracional e de uso desnecessário de recursos energéticos, cada vez mais escassos, bem como crescentes impactos ambientais que poderiam ser evitados por meio da maior eficiência no uso final da energia.

A estratégia de desenvolver um mercado do gás natural parece disputar preferências em relação, especialmente, à revitalização da energia nuclear. Tal energia é exclusivamente destinada à geração de eletricidade, portanto trata-se de promover a energia estacionaria em detrimento ao potencial do gás.

Caso país consiga superar os problemas e aproveitar as vantagens potenciais do gás natural se beneficiaria de uma oportunidade histórica de garantir uma maior eficiência energética em um mundo cada vez mais restritivo de disponibilidade de fontes primárias de energia e na capacidade de absorver impactos ambientais.

Dentro do escopo desta tese, verificamos que o Governo Brasileiro exerce um papel fundamental e caberá a ele implantar as diretrizes do Conselho Nacional de Planejamento Energético – CNPE no sentido de buscar a redução da dependência energética brasileira, com

antecipação da produção de gás natural prevista de 2035 para 2010, além do incentivo ao uso do gás natural por maior parte dos setores intensivos em energia.

No que tange à antecipação de produção de gás, tais propostas são arrojadas e dependerão de um excelente desempenho administrativo e empresarial de empresas como a Petrobras na implementação de investimentos em infraestrutura de produção e de transporte para o sucesso das metas.

Há, ainda, a necessidade de serem definidas metas de produção, que sejam capazes de elevar o Brasil para a posição de auto-suficiente no gás natural, possibilitando o corte na importação de gás boliviano.

Foi observado que o grande desafio de curto prazo é vencer a falta de sintonia existente entre os diversos organismos públicos federais e estaduais envolvidos no setor energético brasileiro, o que permitiria uma melhor coordenação de ações políticas e regulação tanto no curto quanto no longo prazo, garantindo uma ampla e adequada sinalização dos objetivos e ações do governo ao mercado.

E por fim, observamos a necessidade do estabelecimento de regras que garantam a consolidação de um ambiente de livre concorrência e redefinam as relações entre a Petrobras e suas subsidiárias, de forma a evitar o domínio econômico e práticas anti-concorrenciais.

## REFERÊNCIAS

ABREU, P. L., MARTINEZ, J. A., *Gás natural, o combustível do novo milênio*. 2. ed. Porto Alegre: Plural Comunicação, 2003.

ADELMAN, M. The Real Oil Problem. *Regulation Journal* Spring, 2004.

AGENCE FRANÇAISE POUR LA MAITRISE DE L'ENERGIE. *La methanisation des fumiers: guide pratique pour l'autoconstruction*. França: AFME, 1986.

AL-ATTAR, A.; ALOMAIR, O. Evaluation of upstream petroleum agreements and exploration and production costs. *OPEC Review*, v. 29, n. 4, dez., p. 243-266, 2005.

ALLEN P.A.; ALLEN J.R. . *Basin Analysis: Principles and Applications*. Blackwell, Oxford, 1990.

ALMEIDA, E.; ARAÚJO, L. Atratividade do upstream da Indústria de Petróleo e Gás Brasileira. *Boletim Infopetro*, Rio de Janeiro, jul. 2003. Disponível em: <<http://www.gee.ie.ufrj.br/infopetro/lng/pt/boletim.php>>. Acesso em: 20 junho 2009.

ALVEAL, C., *Evolução da indústria de petróleo: nascimento e desenvolvimento*. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, 2003.

ANUÁRIO Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2006. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 20 março 2008.

\_\_\_\_\_. *Modelos de contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural: uma análise crítica da experiência brasileira e de alguns países selecionados*, 2007. (Nota Técnica, 21). Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/doc/gas/Nota\\_21\\_2007.pdf](http://www.anp.gov.br/doc/gas/Nota_21_2007.pdf) .> Acesso em: 02 julho 2008.

\_\_\_\_\_. *Produção nacional de petróleo*, 2005. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/doc/dados%5C\\_estatisticos/A48](http://www.anp.gov.br/doc/dados%5C_estatisticos/A48)>. Acesso em: 20 março 2008.

BACOCOLI, G., COSTA I. G; BRANDÃO, J.A.S.L. O processo da descoberta de bacias petrolíferas no Brasil, In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 1., 1989, Rio de Janeiro, *Anais...*, Rio de Janeiro: Petrobras/Depex1, 1989. p. 383/390.

BALANÇO Energético Nacional. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2004.

\_\_\_\_\_. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2007.

BELL, M., ROSS-LARSON, B.; WESTPHAL, L. E. Assessing the performance of infant industries. *Journal of Development Economics*, v. 16, n. 1-2, p. 101-128. 1984. Disponível em: <<http://ideas.repec.org/a/eee/deveco/v16y1984i1-2p101-128.html>>. Acesso em: 03 março 2008.

BERG, R. R. Capillary pressures in stratigraphic traps. *AAPG Bulletin*, College Station, Tex., United States, 2002.v 59, p. 939-956.

BERMANN, C. *Os limites dos aproveitamentos energéticos para fins elétricos: uma análise política da questão energética e de suas repercussões sócio-ambientais no Brasil*. 1991. Tese (Doutorado em Engenharia) -. FEM, UNICAMP, Campinas, 1991.

BERMANN, C. Estratégias Industriais e Energéticas no Primeiro Mundo: o Alumínio no Japão, Canadá e Estados Unidos, In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2. 1995, Campinas, *Anais...* SBPE-NIPE/PRDU/ UNICAMP, 1995. p. 143-154.

BOURDAIRE, J.M. *Perspectives Énergétiques à l'Horizon 2020: Questions et Incertitudes - Coopération à Long Terme et Analyse des Politiques* – Paris, AIE, 2007.

BRUNI, P. B. *Petrobras: Estratégia e esforço tecnológico para alavancar competitividade, análise da conjuntura das indústrias do petróleo e do gás*. 2002. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/infopetro/pdfs/petrogas-mar2002.pdf>>. Acesso em: 10 março 2009.

BUONFIGLIO, A., *Programa de Ajuste da Demanda de Álcool e de Derivados de Petróleo*, 1992, (Dissertação de Mestrado) - FEM-UNICAMP, Campinas, 1992.

BUSH, J.; JOHNSTON, D.; *International Oil Company Financial Management in Non-technical Language*. Tulsa, Oklahoma, USA: PenWell, 1998.

CAMPBELL, C. J., *The coming oil crisis*. [S.l.]: Multi-science Publishing Company, 1988. 120p.

CAMPOS, C.W.M.; Sumário da história da exploração de petróleo no Brasil, *Associação Brasileira de Engenheiros de Petróleo*, SPE, Rio de Janeiro. 2001.

CAVALCANTI, M. *Análise dos Tributos Incidentes sobre os Combustíveis Automotivos no Brasil*. 2006, (Dissertação de Mestrado). Rio de Janeiro: Programa de Planejamento Energético- PPE/COPPE/UFRJ, 2006.

CHAPMAN, C.; *Estimation and Classification of reserves of crude oil, natural gas and condensate*. Society of Petroleum Engineers, Oil&Gas consultant. 2001.

CECHI, J. C.; *Indústria Brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros*. n. 2, Rio de Janeiro: ANP, 2001.

CENTRO DE TECNOLOGIA DO GÁS. *Fundamentos do Gás Natural*. SENAI, Natal., 1999.

CENTRO DE PESQUISA DA PETROBRAS: *Linha do tempo*. Disponível em:  
<[http://www2.petrobras.com.br/tecnologia2/port/centro\\_pesquisasdapetrobraslinhatempo.asp](http://www2.petrobras.com.br/tecnologia2/port/centro_pesquisasdapetrobraslinhatempo.asp)  
> . Acesso em: 10 outubro 2008.

\_\_\_\_\_. *Centro de estudos em petróleo*. Disponível em:  
<<http://www.cepetro.unicamp.br/>>. Acesso em: 13 maio 2007.

COELHO, M.J.; *Evaluation of Alternative Future Energy Scenarios for Brazil using an Energy Mix Model 2001*, (Tese de Doutorado). North Caroline State University, EUA, 2001.

CONCIENCIA *História do petróleo no BRASIL*. DISPONÍVEL em:  
<<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet06.shtml>>. Acesso em: 23/03/2009.

CONSTANTINO, C.; Petroleum prospect and the need for international cooperation. *Natural Resources. Forum*, [S. l.], v.15, n.4. p. 287-291, nov. 1991.

COOPERS ; LYBRAND *Remuneração Estratégica*. 1. ed., Atlas, São Paulo: 1996.

CRAIG Jr., F.F.; Optimized recovery through continuing interdisciplinary cooperation, *Journal of Petroleum Technology*, [S. l.], v. 27, n. 7, p. 755-760, jul. 1977.

CRIQUI, P.; Après la crise du Golfe, le troisième choc pétrolier reste à venir, *Economie Prospective Internationale*, 3. Trim. p. 15-33, 1991.

CRONQUIST, C. *Estimation and Classification of Reserves of Crude oil, Natural Gas and Condesate*. chardson, Texas: SPE, 2001. 416p .

DEBEIR, J.C. E. A.; *A Expansão do Sistema energético capitalista, Uma história da energia*. UnB, Brasília. 1993.

DELLA FAVERA, J.C. --*Tempestitos da Bacia do Parnaíba*. 1990, 2v. Tese (Doutorado em Geologia) Porto Alegre, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto alegre, 1990

DE OLIVEIRA, A. *Energia e Desenvolvimento Sustentável*. Rio de Janeiro: Instituto de Economia, UFRJ, 1998.

DESTRO, N., *Falhas de Alívio de Transferência: O significado Tectônico e Econômico no Rift do Recôncavo-Tucano-Jatobá, NE Brasil*, 2002, (Tese de Doutorado), UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO, 2002.

DEWEY J.F. *Continental margins: a model for the transition from Atlantic type to Andean type*. *Earth and Planetary Sci. Letters*, v. 6, n. 5, p. 189-197, 1969.



DIEESE. *O setor de hidrocarbonetos e a matriz energética brasileira*. São Paulo, 2007. (Nota Técnica, 43). Disponível em: <<http://www.dieese.org.br/notatecnica/notatec43PACehidrocarbonetos.pdf>>. Acesso em: 02 julho 2008.

DOSI, G. The nature of the innovative process. In: DOSI, G. et al. *Technical change and economy theory*, Londres: Nova York, 1988, p. 221–238.

DURAND, B. Understanding of HC migration in sedimentary basins (present stage of knowledge). In: MATAVELLI, L.; NOVELLI, L. (Ed.) *Advances in Organic Geochemistry*. Oxford: Pergamon Press, 1988. p. 445-459. (Organic Geochemistry, 13).

DURAND, B. Technological paradigms and technological trajectories: A suggested interpretation of the determinants and directions of technical change. *Research Policy*, v. 11, n. , p. 3147–162.1982. Disponível em: <<http://ideas.repec.org/a/eee/respol/v11y1982i3p147-162.html>> Acesso em: 20 maio 2008.

ENGLAND, R.W., MCBRIDE, J. H.; HOBBS, R. W.. The role of Mesozoic rifting in the opening of the NE Atlantic: Evidence from deep seismic profiling across the Faroe-Shetland Trough. *Journal of the Geological Society*, London, v. 162, n. 4, p. 661-673, jul. 2005.

ESTEVEZ, F.A., BARBOSA, F.A.R.; BICUDO, C.E.M. Limnology in Brazil: origin, development and perspectives. In: TUNDISI, J.G.; BICUDO, C.E.; MATSUMURA-TUNDISI, T. *Limnology in Brazil*. Rio de Janeiro: Academia Brasileira de Ciências e Sociedade Brasileira de Limnologia, 1995. p. 1-18.

ESSLEY JR., P.L, What is reservoir engineering?, *Journal of Petroleum Technology*, v. 17, n. 1, p. 19-25, jan. 1965.

FIGUEIREDO A.M.F. ; RAJA GABAGLIA G.P. Sistema classificatório aplicado às bacias sedimentares brasileiras. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 16: p.350-369, 1986.

FRAGA, O. A parceria empresa-universidade em alto-mar: o caso das plataformas da Petrobras. *Revista Politécnica Online*, (2002). Disponível em: <<http://www.poli.usp.br/RevistaPolitecnica/busca.asp?results=results>> Acesso em: 20 abril 2008.

FRANZ, J.H. ; JOCHEN, V. Shale Gas. *Schlumberger*, Texas, 9 p., 2005. *White Paper*.

FRANKEL, M. Obsolescence and technological change in a maturing economy. *The American Economic Review*, v. 46, n. 4 , p. 646-652, 1956,

FREEMAN, C.; SOETE, L. *The economics of industrial innovation*. .3. ed. Cambridge, Mass.: MIT Press , 1997, 470 p.

- FURTADO, A. T. La trayectoria tecnológica de Petrobrás en la producción costa afuera. *Revista Espacios*, v. 17, 1996. Disponível em: <<http://www.revistaespacios.com/a96v17n03/32961703.html>> Acesso em: 21 abril 2008.
- FURTADO, A. T.; FREITAS, A. G. Nacionalismo e aprendizagem no programa de Águas profundas da Petrobras. *Revista Brasileira de Inovação*, Rio de Janeiro, v.3, n.1, p. 55-86, 2004.
- GIRAUD, A.; BOY DE LA TOUR, X.; *Geopolitique du pétrole et du gaz naturel*. Paris: Technip, 1987. 418 p.
- GOLDEMBERG, J.; VILLANUEVA, L.D. *Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento*. 2. ed. São Paulo: USP, 2003.
- GONCALVES, F. T. T.. *Investigação quimioestratigráfica de alta resolução de rochas geradoras de hidrocarbonetos: aplicação na análise do sistema petrolífero do Grupo Villeta, Vale Superior do Magdalena, Colômbia*. 2005. Tese (Doutorado em Geociências), UFRJ, Rio de Janeiro, 2005, p.164.
- GUTMAN, J. *Participações Governamentais na Lei do Petróleo*. Rio de Janeiro: ANP. 2004. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/doc/palestras/Gutman06-10-17h.pdf>> Acesso em:10 abril 2009.
- HAGE, J. A. A. *Bolívia, Brasil e a guerra do gás: as implicações políticas da integração energética na estratégia e na segurança nacional brasileira*. Campinas: UNICAMP, 2006.
- HARRIS, D. G.; HEWITT, C. H. Synergism in Reservoir management – the geologic perspective, *Journal of Petroleum Technology*, v. 29, n. 7, p. 761-770, julho 1977.
- HÉMERY, D.; et al. *Uma História da Energia*. Brasília: UnB, Universidade de Brasília, 1993.
- HOLDREN, P. J.; EHRLICH, R. P. *Global ecology: reading toward a rational strategy for man*. New York: Harcourt Brace Jovanovich, 1971.
- HUBBARD, R. G., WEINER, R. J. Regulation and long-term contracting in U.S. natural gas markets. *The Journal of Industrial Economics*, v. 35, n. 1, p.71-79, 1986.
- \_\_\_\_\_. Efficient contracting and market power: evidence from the U.S. natural gas industry. *Journal of Law and Economics*, v. 34, n. 1, p. 25-97, 1991.
- HUBBERT, M. K., *Energy Resources a report to the Committee on Natural Resources*. Washington, D. C. – USA: National Academy of Sciences, 1962. 141 p.
- \_\_\_\_\_. Degree of advancement of petroleum exploration in United States. Washington, D.C. USA. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 51. n.1,1p.2207, 1967.

IBGE. *Padrões de Produção e Consumo. Indicadores de Desenvolvimento Sustentável*. Rio de Janeiro: IBGE, 2004.

KEY World Energy Statistics, [S.l.]: IEA, 2004

JANUZZI, G. de M. e SWISHER, J. N. P. *Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: Meio Ambiente Conservação de Energia e Fontes Renováveis*. Campinas: Autores Associados, 1997.

KOZULJ R., PISTONESI H. Política de Precios del Gas Natural y sus Derivados en La Argentina, Período 1970-1988. *Desarrollo y Energia*, Bariloche , v. 1 n. 1., out. 1990

KRAUSE, G.G.; PINTO JUNIOR, H.Q. *Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural: Experiência Internacional*. Rio de Janeiro, ANP, 1998.

LAFER, C. O Planejamento no Brasil: Observações sobre o Plano de Metas (1956-1961). In: LAFER, Betty Mindlin (Org.). *Planejamento no Brasil*. São Paulo: Perspectiva, 1975, p. 29-51.

LE MONDE en 2020: Vers une Nouvelle Ère Mondiale, Paris: OCDE, 1997.

LEWAN, M. D. Laboratory simulation of petroleum formation by hydrous pyrolysis. In: ENGEL, M. H.; MACKO, S.A.(Ed.) *Organic Geochemistry*. New York: Plenum Press, 1993. p. 419-442

\_\_\_\_\_. Primary oil migration and expulsion as determined by hydrous pyrolysis. In: WORLD PETROLEUM, 13. 1993, New York. Proceedings... New York: Wiley, 1993. v.2 p. 215-223.

MACHADO, G.V., *Estimativa da Contribuição do Setor Petróleo ao Produto Bruto do Brasil*, , ANP. Rio de Janeiro: ANP, 2008. Nota Técnica SEE 15

MECANISMO de desenvolvimento limpo – MDL In: SEMINÁRIO ÁGUA É VIDA, 3., 2005, Petrópolis. Painel.

MENEZELLO, M.A.C. *Comentários á Lei do Petróleo: Lei Federal nº 9.478, de 06-08-1997*. São Paulo: Atlas, 2000.

MIALL, A.D. *Principles of Sedimentary Basin Analysis*, 3. ed. Berlim: Springer-Verlag, 1999. 672 p.

MOURA, P. D.E., CARNEIRO, F. O. *Em busca do petróleo brasileiro*, Rio de Janeiro, Fundação Gorceix, 1976, 360 p.

NEWBERY, D. M. *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*. London: MIT Press, 2000.

OCEAN INDUSTRY. Gulf of Mexico: More Deepwater Development Coming. *Oil&Gas Journal*. julho 1991.

ORTEGA FILHO, S. *O potencial da agroindústria canavieira do Brasil*. Disponível em: <[http://www.fcf.usp.br/Departamentos/FBT/HP\\_Professores/Penna/EstudoDirigido/Agroindustria\\_Canavieira.pdf](http://www.fcf.usp.br/Departamentos/FBT/HP_Professores/Penna/EstudoDirigido/Agroindustria_Canavieira.pdf)>. Acesso em: 20 abril 2009.

PARENTE, J. S.. *Biodiesel: Uma aventura Tecnológica num País Engraçado*. Fortaleza: Tecbio, 2003.

PERCEBOIS, J.; *Economie de l'Energie*. Paris: Editions Economica, 1989. .689 p.

PETROBRÁS. *Gás natural: a energia do século XXI*. Rio de Janeiro: Petrobrás: 2001.

\_\_\_\_\_. *Petrobras na vanguarda*. 2005, Disponível em: <<http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/be10/Artigo/Petrobrasnavanguarda%.htm>>. Acesso em: 10 abril 2009.

PROCEL. *Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica*. Catálogo Selo. Rio de Janeiro, 2006.

PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM AGUAS PROFUNDAS. 2005. Disponível em: <[http://www2.petrobras.com.br/tecnologia/portugues/programas%5C\\_tecnologic%25os/pravap.p.stm](http://www2.petrobras.com.br/tecnologia/portugues/programas%5C_tecnologic%25os/pravap.p.stm)>. Acesso em: 10 abril 2009.

RAJA GABAGLIA, G. P.; MILANI E.J (Coord.). *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*, Rio de Janeiro: Petrobras, 1991.415 p.

RAPPORT de l'OCDE sur les Indicateurs de la Science et la Technologie, n° 3, Paris: OCDE, 1989.

RODRIGUES, R. *A Geoquímica Orgânica na Bacia do Parnaíba*.1995. Tese (Doutorado em Geologia) - UFRGS, Porto Alegre,1995.

ROMANKEVICH, E.A. *Geochemistry of Organic Matter in the Ocean*. Berlim: Springer-Verlag, 1984. 334p.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R.S. *Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência. 2002.

ROSENBERG, N. *The direction of technological change: Inducement mechanisms and focusing devices. Economic Development and Cultural Change*, 1969. Disponível em: <<http://ideas.repec.org/a/ucp/ecdecc/v18y1969i1p1-24.html>>. Acesso em: 20 abril 2009.

ROSS, J.G. The Philosophy of Reserve Estimation. In: SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM. 1997, Dallas, Tex.. *Paper SPE 37960, Dallas, Tex., 1997.*

\_\_\_\_\_. Booking Reserves. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. 1998, New Orleans. *Paper 49178-MS, New Orleans, 1998.*

SANTOS, E. M., ZAMALOLOA, G.C., FAGÁ, M.T. W. *Gás natural – estratégias para uma energia nova no Brasil*. São Paulo: Annablume, Fapesp, Petrobrás, 2002.

SUSLICK, S B. *Regulação em petróleo e gás natural.*, Campinas: Komedi, 2001. 528 p.

SUSLICK, S B. *O petróleo na vanguarda*. Disponível em: <<http://www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2007/11/01/materia.2007-11-01.0592825467>> Acesso em: 20 abril 2008.

TEECE, D. *Technological change and the nature of the firm.*, In: DOSI, G. et al. (Ed.). *Technical change and economic theory*. Londres : Pinter Publisher, 1988, p.13-37.

THOMAZ, A. F.; Ocorrência de Arenito Betuminoso em Anhembi (SP). Cubagem e Condicionamento geológico. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 32. ,1982. *Anais...* Salvador, 1982, v.5, p.2344-2346.

TIRATSOO, E.N. *Natural Gas: a Study*. 2. ed. Beaconsfield: Scientific Press, 1972. p.399

TISSOT, B.P.; PELET, R.; UNGERER, P. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices and kinetics of oil and gas generation. *AAPG, Bulletin*, v.71: p. 1445-1466, 1987.

TOLMASQUIM, M. T.; SZKLO, A. S. (Coord.). *Manual descritivo do modelo MIPE*. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro: [s.n.], 1997.

\_\_\_\_\_. *A matriz energética brasileira na virada do milênio.*. Rio de Janeiro: ENERGE/PPE, 2000.

TURDERA, M.V. A. *Evolução do Mercado de Gás Natural: O Mercado de Gás Natural da América do Norte*. 2002. Disponível em: <<http://www.gasbrasil.com.br/atualidades/boletins/38/index.asp>>. Acessado em: 10 dezembro 2006.

UNICAMP. *Desafio dos óleos pesados*. Disponível em: <<http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE38/artigo.htm>>. Acesso em: 10 outubro 2005.

WALKER, R.G.; JAMES, N.P. Facies models – Response to Sea Level Change. Ontário: Geological Association of Canada, 1992. 454 p.

WYLLIE, M.R.J., Reservoir mechanics , Stylized Myth or Potencial Science. *Journal of Petroleum Technology*,[S.l.], jun. 1962.

WORLD DEVEIOPMENT INDICATORS. The World Bank United Nations Development Programme. 2004.

# **ANEXO A**

## **EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO**

## 1 Marco regulatório brasileiro

O monopólio da União sobre o setor de hidrocarbonetos no Brasil estava assegurado desde 1953, quando da assinatura da Lei 2.004. A mesma lei que estabeleceu o monopólio criou e concedeu à Petrobras, empresa estatal de capital misto, o direito de exercer este monopólio em nome da União.

O marco regulatório foi o parâmetro para as regras do setor até 1995, quando o governo da época, adotando um conjunto de medidas de abertura do mercado nacional, encaminhou e fez aprovar junto ao Congresso Nacional a Emenda Constitucional nº 9, que retirava da Petrobras o direito de exercer o monopólio em nome da União. Dois anos mais tarde, uma nova legislação regulamentando a mudança na Constituição foi aprovada, criando a Lei 9.478/97. Como consequência, todo o conteúdo da lei 2.004/53 foi revogado.

Este novo marco regulatório tem como objeto principal o estabelecimento dos princípios e objetivos gerais da política energética nacional, prevendo a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O primeiro, um órgão estatal para regular o setor e promover a entrada de empresas nacionais e internacionais ao longo da cadeia produtiva do petróleo e o segundo, vinculado ao gabinete da presidência da República.

Com a aprovação da Lei 9.478/97, ficou estabelecido que os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural, no território brasileiros, continuariam pertencendo à União, sabendo a ANP a sua administração, mediante o sistema de concessões de áreas, por meio de leilões públicos, abertos tanto às empresas públicas como as empresas privadas.

Os recursos naturais do subsolo do território nacional têm a titularidade das reservas inclusive o petróleo e gás garantido ao Estado, uma vez trazido à superfície, a propriedade passa a ser de quem o extraiu, segundo atesta o artigo 26 da Lei 9.478/97:

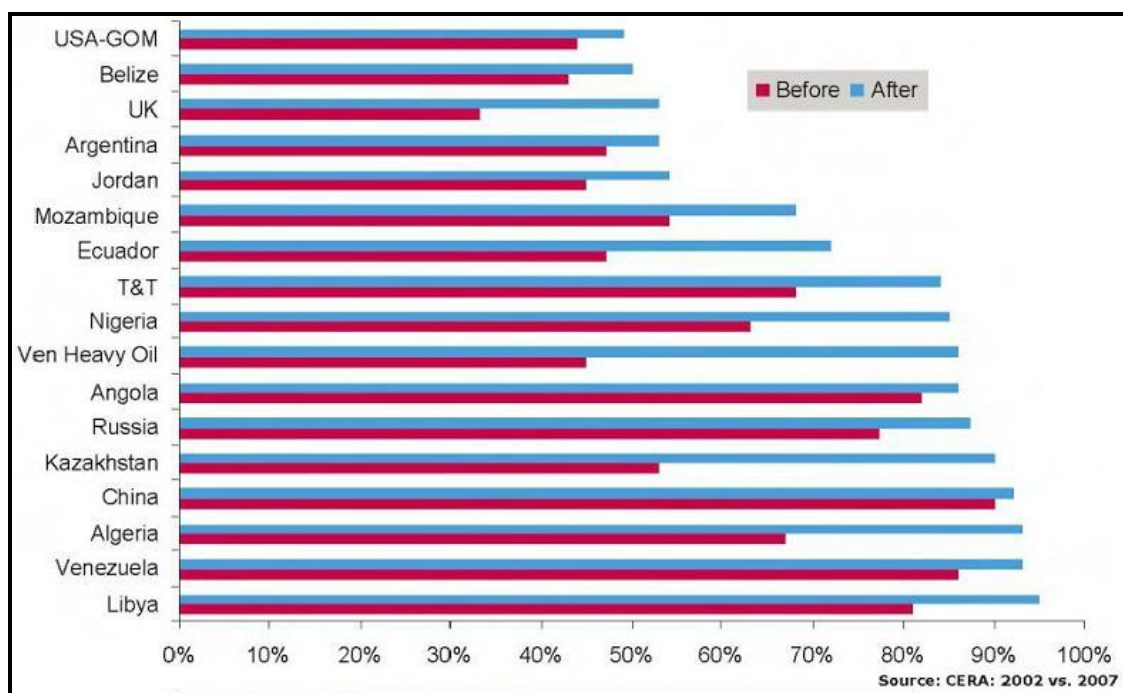
*Art. 26 – “A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir*



*petróleo e gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens (...)*”.

A seguir serão expostas na (tabela 1), as principais características dos sistemas de exploração e produção de petróleo e gás natural mais utilizado na maioria dos países.

Tabela 1 - Participações governamentais em alguns países do mundo



Fonte: Cambridge Energy Research Associates – CERA

É importante destacar, entretanto, que a decisão de adotar o sistema de exploração e produção por meio de concessões, modelo já em desuso na segunda metade do século XX na maior parte dos países detentores de reservas relevantes de petróleo e gás natural, foi orientada por quatro fatores básicos observados à época:

- Alto risco exploratório;
- Campos de tamanho pequeno/médio;
- Baixa capacidade de financiamento;
- Preço do petróleo abaixo de US\$ 15 dólares.

Com base neste sistema, a ANP realizou, entre 1999 e 2009, dez rodadas de licitações, nas quais foram concedidos mais de 760 blocos de exploração para 91 grupos econômicos (empresas petrolíferas) nacionais e internacionais. Destes grupos econômicos, 49 são de

capital nacional (incluindo a Petrobras) e 42 de capital internacional, sediados em 19 países: Angola, Argentina, Austrália, Canadá, Cingapura, Colômbia, Coreia do Sul, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, França, Holanda, Índia, Itália, Japão, Noruega, Panamá, Portugal e Reino Unido, etc.

Modelos de exploração adotados no mundo

### Contrato de concessão

A empresa adquire o direito a explorar uma área mediante o pagamento, como contrapartida, de royalties e taxas ao governo (Figura 64). No Brasil, a transferência das concessões aos concessionários é feita por meio de leilões de blocos exploratórios, realizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

### Contrato de partilha da produção

Historicamente este tipo de contrato foi criado pelas companhias de petróleo para atuar em países de instabilidade jurídica e regulatória (Tabela 2). A partilha de produção implica a existência de divisão de custos e investimentos tanto pelo Estado quanto pela empresa que realiza a exploração, levando ambos a investir na empreitada. A empresa realiza a exploração e produção de petróleo pagando ao governo com parte do óleo produzido ou em moeda pelo direito a realizar essas atividades.

### Contratos de serviços

Menos comuns na indústria do petróleo internacional. São adotados especialmente em países em que predomina uma grande resistência a investimentos estrangeiros no setor de petróleo e gás natural. São os modelos utilizados, por exemplo, no Irã e no México (Figura 1). Este modelo envolve a contratação de uma empresa para a realização da atividade de exploração, com a entrega da produção ao governo.

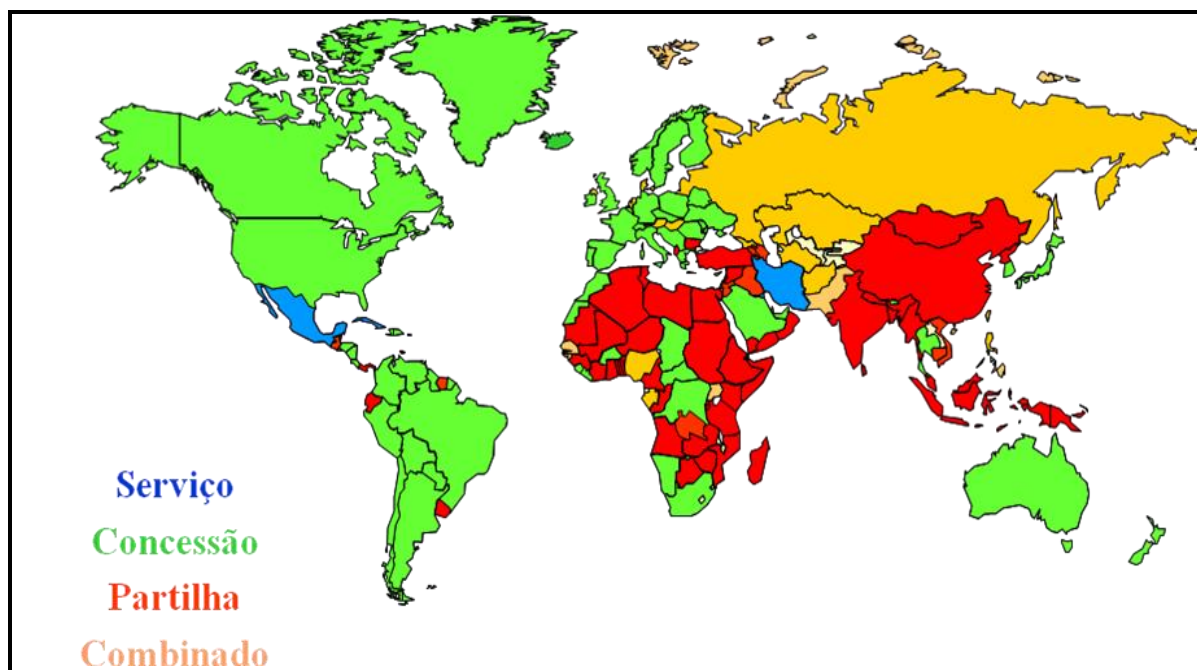


Figura 1 – Contratos em vigor nos diversos países

Fonte: ANP

As comparações entre as vantagens e desvantagens de cada tipo de contrato estão explicitadas na (tabela 2).

Tabela 2 - Principais diferenças entre os contratos

	Concessão	Partilha	Serviço
Propriedade	Estado	Estado	Estado
Titularidade na Produção	Cabeça poço	Ponto Exportação	Nenhuma
Receita Bruta Contratante	Venda produção	Venda de sua Parcela	Venda Serviço
Propriedade Bens (assets)	Contratante	Cia Estatal NOC	Cia Estatal NOC
Liberdade Operacional	Geralmente alta	Limitada Sujeita à NOC	Limitada Sujeita à NOC
Participação Governo no Contrato	NOC - se existente (carregada ou não)	NOC (em geral carregada)	NOC (em geral carregada)
Receita Governo	Bônus, Royalties, impostos, Part. Esp.	Venda de sua Parcela	Produção Total

Fonte: IBP

Voltando ao modelo utilizado no Brasil, a oitava rodada (Tabela 3), que foi realizada em novembro de 2006, foi suspensa por decisão judicial antes que tivessem sido leiloados todos os blocos previstos.

E, em 18 de dezembro de 2008, a ANP realizou a 10ª Rodada, em que foram ofertados 130 blocos de exploração em terra, em áreas classificadas como bacias maduras e de nova fronteira.

A seleção das áreas oferecidas buscou o equilíbrio entre bacias maduras e bacias de nova fronteira, com o intuito de contemplar tanto as atividades de prospecção como as de produção de petróleo e gás natural, assim como estimular a interiorização geográfica da indústria petrolífera

Tabela 3 - Rodadas de licitação realizadas pela ANP

	Nº de Blocos Ofertados	Nº de Blocos Concedidos	Bônus de Assinatura (R\$ milhões)	Nº de Cia(s) Vencedoras	Nº de Operadores Novos	Conteúdo Local Exploração	Conteúdo Local Produção
Rodada 1	27	12	322	11	6	25%	27%
Rodada 2	23	21	468	16	8	42%	48%
Rodada 3	53	34	595	22	8	28%	40%
Rodada 4	54	21	92	14	5	39%	54%
Rodada 5	908	101	28	6	1	79%	86%
Rodada 6	913	154	665	19	4	86%	89%
Rodada 7	1134	251	1085	41	-	74%	81%
Rodada 9	271	117	2100	24	11	69%	77%
Rodada 10	130	54	89,4	17	5		

Fonte: ANP

Na 7ª rodada de licitações da ANP foram retidas uma grande quantidade de blocos por determinação do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, segundo o governo por questão de estratégia. Esta foi uma das rodadas mais bem sucedidas segundo a agência visto que abarcou uma grande quantidade de empresas de médio e pequeno porte (Figura 2).

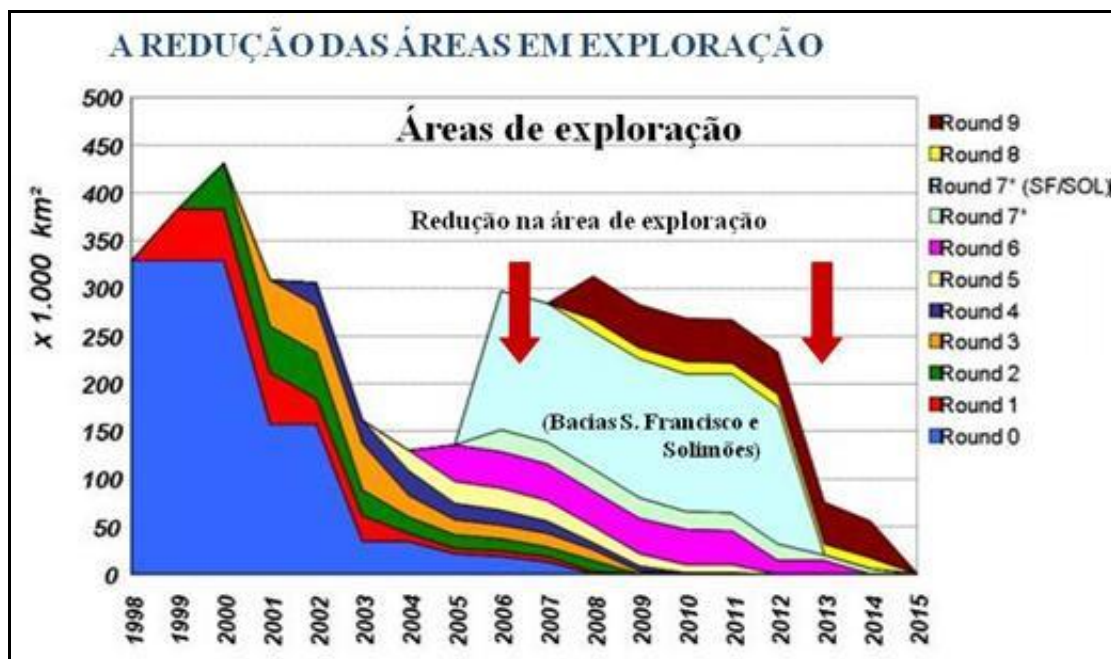


Figura 2 – Retirada de áreas estratégicas da 7ª rodada  
Fonte: ANP

Com o anúncio sobre a descoberta do Pré-Sal o governo por uma questão de estratégia preserva áreas de elevado potencial para a União até se saber qual a melhor estratégia a ser adotada, mantendo os leilões restritos a áreas menos desafiadoras, como foi o caso da 10ª rodada que tiveram áreas todas concentradas em terra.

Diante desta nova realidade, concomitantemente com a decisão do CNPE, o governo brasileiro anunciou sua intenção de mudar os marcos da regulação do setor de hidrocarbonetos, uma vez de que nenhum dos fatores utilizados como critério básico para definir o modelo de exploração e produção de hidrocarbonetos, no país, continua a ser observado.

Leilões com áreas do Pré-sal somente depois de definidos novos marcos regulatório, o que pode levar ainda algum tempo, visto as discussões entre os Estados produtores e o governo federal.

No início de 2010 deve acontecer a 11ª rodada de licitações, ainda sem a inclusão de áreas do Pré-sal o que para os especialistas é um contra senso, visto o interesse das grandes empresas em entrar nesta nova fronteira.

## 1.2 A descoberta do Pré-Sal

Nos últimos meses (2009), principalmente após o anúncio das descobertas de grandes jazidas de petróleo e gás natural na camada pré-sal brasileira (Figura 3), a mídia especializada tem dado grande destaque ao debate entre os principais atores/gestores da indústria de hidrocarbonetos do país, sobre a possibilidade de mudanças na forma de gestão desses recursos,

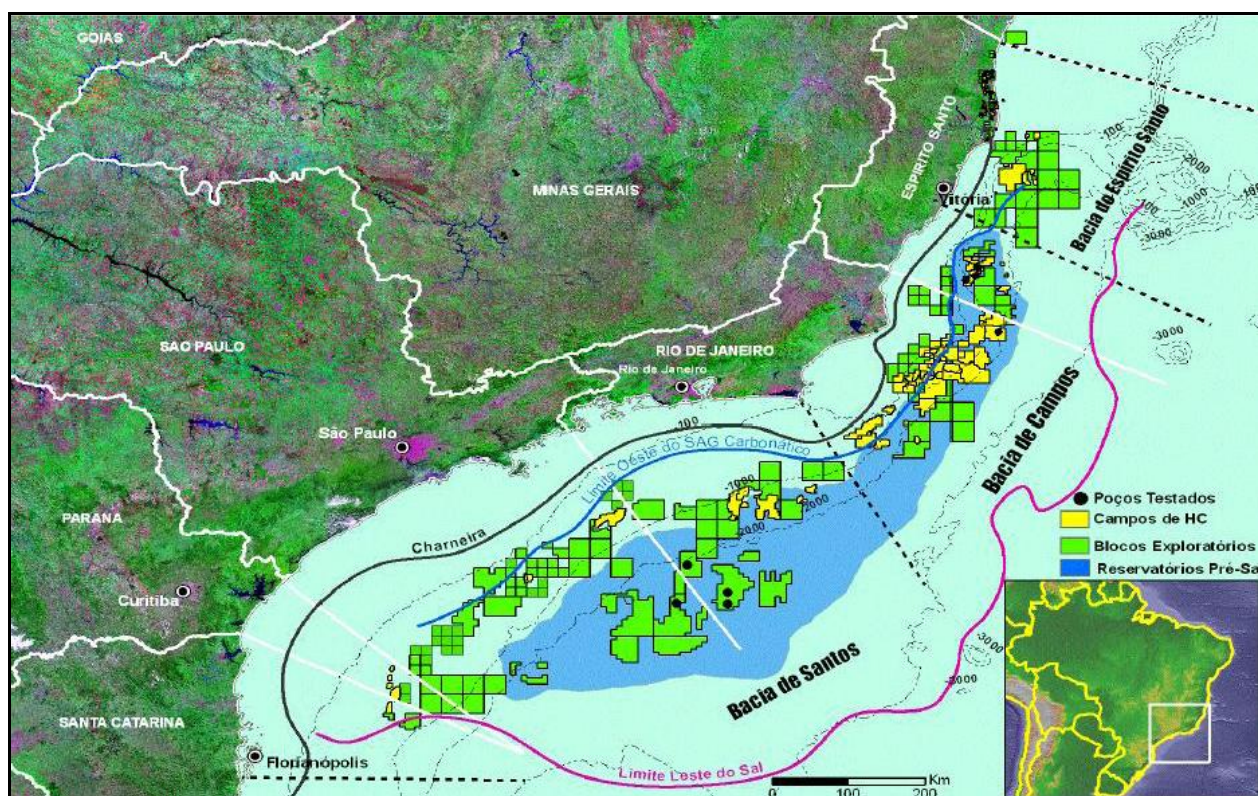


Figura 3 – Áreas de descobertas no Pré-Sal na Bacia de Santos  
Fonte: Petrobras

Além disso, foi criada em julho/2009 uma comissão interministerial para analisar eventuais mudanças no marco regulatório do petróleo para futura exploração nos campos petrolíferos do pré-sal, com a incumbência de, em dois meses, apresentar sugestões ao presidente da República.

A seguir, listamos algumas das propostas apresentadas para a mudança ou manutenção do marco regulatório nacional, em especial para o setor petrolífero. Vale ressaltar que esse

debate ainda está em andamento e as posições aqui apresentadas refletirão interesses bem definidos.

Em princípio, todos os grupos concordam que o país está em um período importante na definição das leis que regularão o setor de petróleo no Brasil. Embora alguns descartem a possibilidade de mudar o atual modelo de concessão das reservas, propõem como mudança a necessidade de aumentar a participação do Estado, com o aumento da cobrança dos *royalties* e das participações especiais, criando alíquotas específicas sobre campos de alto potencial de produção.

O principal argumento desses grupos está no aumento da receita do Estado com a exploração do petróleo. Para eles, a cobrança de *royalties*, participações especiais e outras taxaões serviriam como compensação ao governo por abrir mão de receita futura em prol da obtenção de ganhos no presente e, portanto, deveriam ser empregados na diversificação econômica e na melhoria da infraestrutura, em vez de financiar gastos correntes.

Existem outros grupos, entretanto, que não concordam com essa linha de raciocínio. Para eles, deveria haver uma mudança no modelo de contrato adotado pelo Brasil, passando de Concessão para Partilha da Produção. Mesmo assim, ressaltam que deveria ser respeitados e mantidos os contratos realizados até o momento.

Como argumento para defesa dessa mudança de modelo de contrato, este grupo ressalta a necessidade de o Estado ter um maior controle sobre a produção e capacidade de fazer os “ajustes finos”, caso haja problemas de atendimento à demanda interna. Além disso, dizem que os riscos de exploração na camada do pré-sal são muito baixos, além do enorme potencial de produção que guardam essas reservas.

No meio ao grupo que defende a mudança de modelo, existem aqueles que propõem a criação de uma empresa totalmente estatal para administrar os contratos das reservas do Pré-sal. O argumento para a criação de uma “nova empresa totalmente estatal” estaria no fato de a Petrobras ser uma empresa de capital aberto e possuir, entre seus acionistas, capital nacional e internacional. Nesse sentido, os “benefícios” da produção dessas reservas não se destinariam na sua totalidade para a população brasileira.

Não há um único caminho possível a ser seguido, mas devido à importância estratégica desse setor para o futuro do país, torna-se imprescindível que o modelo a ser adotado pelo governo federal não beneficie apenas alguns grupos de interesse, como ocorreu em outros países detentores de grandes reservas. Antes de tudo, deve-se buscar o que for mais adequado aos interesses do conjunto da sociedade como um todo.

### 1.3 **A evolução das descobertas brasileiras sob diferentes marcos regulatórios**

No Brasil a exploração do petróleo começou em 1858. Exsudações de petróleo e gás eram conhecidas em várias regiões do país, na Bahia, na hoje conhecida Bacia do Recôncavo Baiano, em São Paulo, Paraná e Santa Catarina, na Bacia do Paraná, no litoral baiano de Ilhéus, Bacia de Camamu, no Estado do Maranhão, Bacias de São Luiz e Barreirinhas.

Os primeiros registros históricos, documentados, foram as duas concessões outorgadas em 1858 pelo Imperador Dom Pedro II a particulares, para a pesquisa e mineração de carvão, turfa e betume.

A partir daí, a história da exploração do petróleo brasileiro evoluiu por diversos períodos e fases influenciados e sustentados nestes 140 anos por um crescimento do conhecimento geológico, pelo aumento expressivo da demanda por derivados do petróleo, pela disponibilidade de recursos financeiros, pelos choques dos preços internacionais e pelos marcos regulatórios implementados.

O evento mais importante no período foi à criação da Petrobras, com a responsabilidade de atuação exclusiva neste segmento da indústria, uma aventura de sucesso que começou em terra, migrou para o mar, avançou com sucesso para as regiões de águas profundas (com cotas batimétricas entre 400 e 2.000 metros) e, desde 1999, iniciou mais uma etapa em uma nova fronteira, as regiões de águas ultraprofundas (mais de 2.000 metros de lâmina d'água).

A promulgação em 06/08/97 da lei 9478/97 estabeleceu uma nova regulamentação na exploração de petróleo no Brasil com a conseqüente implantação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que encontrou a atividade de exploração de petróleo em estágio crescente e



maduro, do ponto de vista do conhecimento geológico, de grande parte das diversas e complexas bacias sedimentares brasileiras.

Possuindo grandes dimensões e uma área sedimentar total de 6.436.000 km<sup>2</sup>, o Brasil conta, em terra, com mais de 20 bacias proterozóicas, paleozóicas, cretácicas e terciárias, algumas ainda inexploradas (Figura 4), espalhando-se por 4.880.000 km<sup>2</sup>, desde o desenvolvido Sul-Sudeste até o árido Nordeste e a Amazônia.

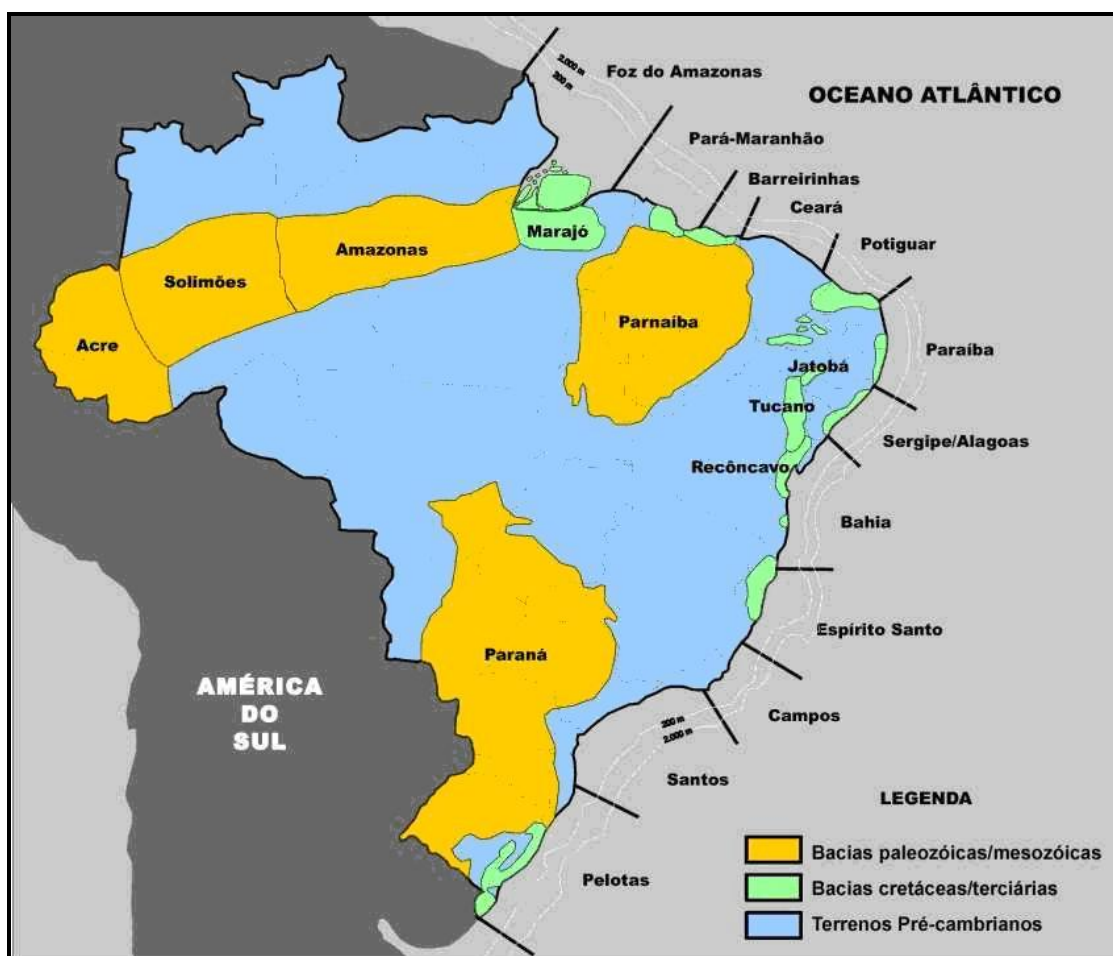


Figura 4 – Bacias sedimentares brasileiras  
Fonte: ANP

O restante da área sedimentar brasileira está na Plataforma Continental, onde 1.550.000 km<sup>2</sup> se distribuem por mais de 15 bacias sedimentares cretáceo-terciárias de Margem Atlântica, até a cota batimétrica de 3.000 metros, desde o extremo sul, em águas territoriais limítrofes com o Uruguai, até o extremo norte, na fronteira com a Guiana Francesa. A região de águas profundas no mar brasileiro abrange 780.000 km<sup>2</sup> entre as cotas batimétricas de 400 e 3.000 metros.

Com uma população de cerca de 189,6 milhões de habitantes (IBGE, 2009) o Brasil é uma das grandes economias do mundo, sendo a principal força econômica da América do Sul. Sua economia é diretamente influenciada pelos recursos energéticos encontrados em suas bacias sedimentares, principalmente aquelas da margem continental.

Hoje, cerca de 38% da energia primária consumida no País é proveniente do petróleo. Uma média diária de cerca de 1.500.000 barris de petróleo (óleo + condensado + gás) são produzidos a partir das bacias sedimentares brasileiras, correspondendo aproximadamente a 70% das necessidades nacionais.

### 1.3.1 A exploração no período pré-Petrobras

Neste período, que se estendeu de 1858 até 1953, as áreas sedimentares brasileiras estiveram abertas à iniciativa privada, sendo que as formas de concessão foram aprimoradas ao longo do século, com base em modelos utilizados em outros países produtores de petróleo.

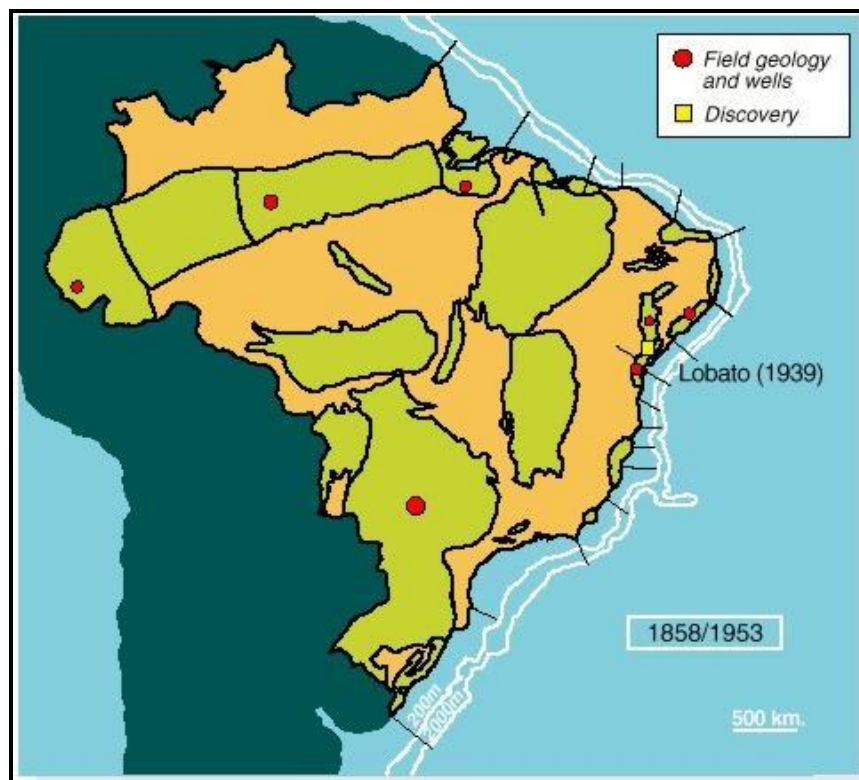


Figura 5 – Descobertas realizadas antes da criação da Petrobras  
Fonte: ANP

Registros de 1859 descrevem a existência de *seeps* de óleo em cortes da estrada de ferro em construção no Recôncavo Baiano, próximo a Salvador. Impulsionado por indícios da existência de óleo no Recôncavo em 1864, Thomas Dennys Sargent solicitou e recebeu uma concessão do imperador para a pesquisa e lavra de turfa e petróleo na mesma região de Ilhéus e Camamu.

Em 1867 foram concedidos direitos de exploração de betume na região das bacias costeiras de São Luis e Barreirinhas. Entre 1872 e 1874 várias concessões foram registradas no interior do estado de São Paulo, nos arredores de Rio Claro, região da Bacia do Paraná conhecida pela ocorrência de exsudações de óleo e gás.

Em 1876, com a fundação da Escola de Minas de Ouro Preto em Minas Gerais, resolveu-se parcialmente o problema de mão-de-obra nacional especializada para suprir, com algum conhecimento científico, a busca do petróleo.

Em 1881, a lavra e a retortagem do folhelho pirobetuminoso da Bacia de Taubaté produziram combustível para a iluminação da cidade, por aproximadamente dois anos.

O marco mais importante desta época, porém, foi a perfuração, em 1892 na Bacia do Paraná em Bofete Estado de São Paulo, de um poço de petróleo que atingiu 488 metros de profundidade, um feito extraordinário para o Brasil daquele final de século.

Eugênio de Camargo, entusiasmado com as notícias vindas dos Estados Unidos a respeito do "ouro negro", obteve concessões na Bacia do Paraná, na região de Rio Claro e Botucatu. Inicialmente contratou um cientista belga chamado Auguste Colon, que provavelmente realizou os primeiros estudos geológicos de campo visando a ocorrência de petróleo no Brasil. Colon, ao final de seu trabalho, indicou duas áreas, em Bofete e em Porto Martins, onde duas possíveis estruturas geológicas poderiam conter petróleo. Camargo importou uma sonda americana, com um sondador experiente e mais alguns trabalhadores especializados, e o poço foi perfurado em Bofete, de onde teriam sido recuperados dois barris de petróleo.

Em 1907 foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB), o que proporcionou um aumento substancial, tanto nas atividades de perfuração de poços, como na

utilização de tecnologia e mais profissionais. Sondas foram compradas e alguns geólogos e engenheiros de minas brasileiros fizeram parte da estrutura de pesquisa e perfuração para petróleo no SGMB.

Duas décadas depois, em 1933, foi criado o Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), porém a falta de recursos e peças de reposição para as sondas começaram a causar problemas. A atividade de exploração de petróleo já estava mais organizada, graças ao SGMB e DNPM, porém a carência de recursos e a ausência de um órgão exclusivo responsável pelo Setor de Petróleo motivaram a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), em abril de 1939.

Nesta época, o consumo brasileiro já causava uma dependência incômoda dos produtos estrangeiros. O CNP melhorou a estrutura da atividade de exploração de petróleo no Brasil e, após a primeira descoberta comercial em Lobato, preferiu inicialmente concentrar-se no Recôncavo Baiano.

Diante do entusiasmo causado por esta primeira descoberta, em pouco tempo os resultados começaram a aparecer. A partir de 1941 - 1953 foram descobertos os Campos de Candeias, Aratu, Dom João e Água Grande, até hoje os maiores campos terrestres já descobertos no Recôncavo. Ao longo desta fase a exploração se expandiu para o centro e porção norte da Bacia do Recôncavo, saindo das proximidades da Baía de Todos os Santos.

Este primeiro período de exploração de petróleo no Brasil teve como participantes alguns empreendedores privados, estes em boa parte foram financiados e utilizaram equipamentos dos governos Estaduais e Federal, SGMB, DNPM e, por ultimo do CNP.

A pesquisa na busca do petróleo nesta fase utilizou como ferramenta principal à geologia de superfície, inicialmente praticada por curiosos e sempre nas proximidades de *seeps* de óleo e gás, no final da fase, a geofísica começou a ser utilizada, principalmente nos arredores de São Pedro (SP), para a detecção de estruturas em subsuperfície.

A partir da criação do CNP, a exploração passou a contar de forma mais rotineira com o auxílio já importante da sísmica e com sondas de maior capacidade de perfuração (até 2.000 metros). Foram perfurados 162 poços exploratórios terrestres rasos neste período, principalmente nas bacias do Recôncavo, Paraná, Amazonas e Sergipe-Alagoas (Figura 6).

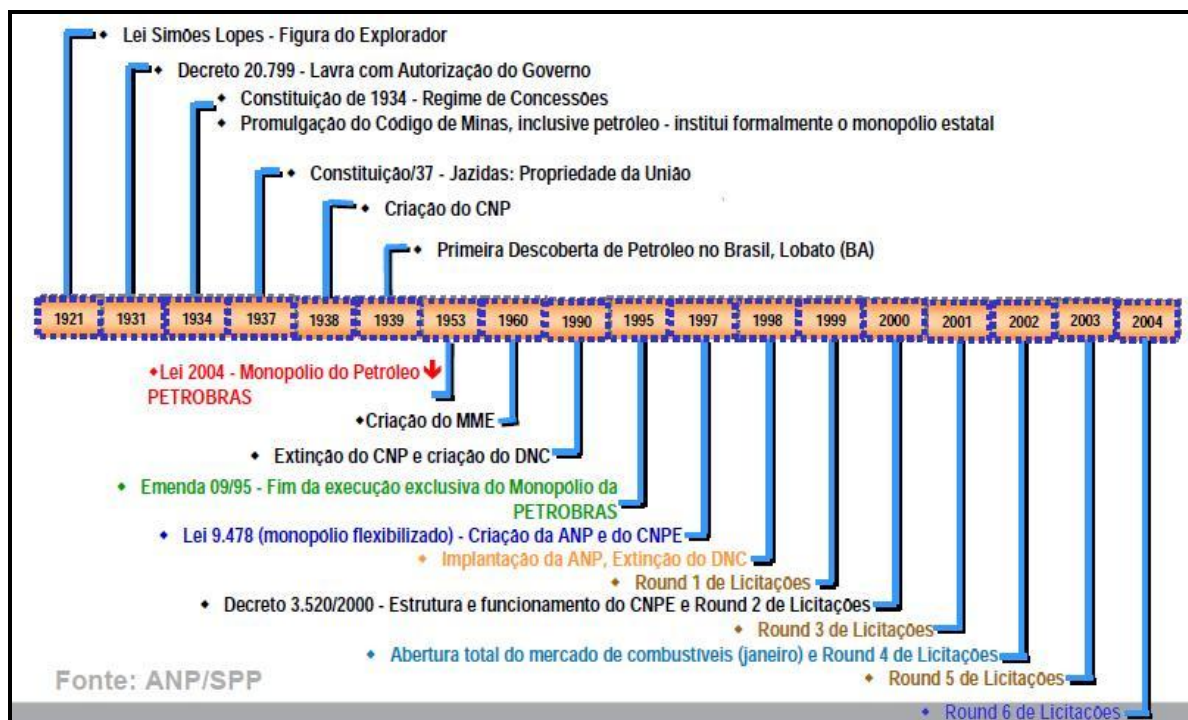


Figura 6 – Evolução institucional da indústria do petróleo

Fonte: ANP

A Petrobras foi criada pela lei 2004 (03/10/1953), após longa e inflamada campanha popular, e instalada em 10/05/1954, para servir de base para a indústria do petróleo no Brasil e para exercer, em nome da União, o monopólio da exploração, produção, refino e comercialização do petróleo e seus derivados (Figura 7).

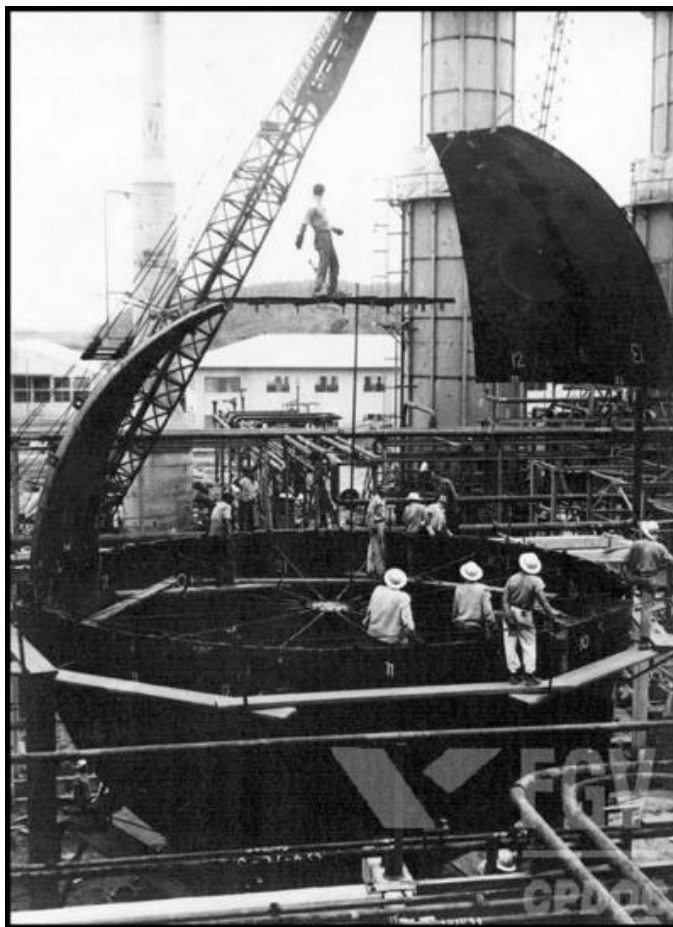


Figura 7 - Construção da primeira refinaria brasileira 1953  
Fonte FGV

Fez parte deste ciclo histórico a criação de diversas indústrias de base, com a função clara de substituir as importações nas áreas de metalurgia, siderurgia, estaleiros e petróleo. A empresa tinha como missão suprir o mercado interno com petróleo e seus derivados, através da produção nacional ou pela importação. O período no qual a Petrobras exerceu o monopólio do petróleo em nome da União pode ser dividido em fases distintas, que estão descritas a seguir:

### 1.3.2 1954/1968: Fase terrestre

O início deste período (até 1961) se caracterizou pela instalação da Petrobras, coincide com a formação do primeiro grupo de geologia pela UFRGS, pela presença maciça de técnicos estrangeiros e pela concentração de esforços no Recôncavo e na Amazônia, e, na sua

segunda metade (1961/1968) pela presença cada vez maior de técnicos brasileiros na Bahia, porém já se expandindo pelas demais bacias cretáceas costeiras.

Com demanda interna aumentando em virtude do consumo, a dependência externa se agravou, apesar do baixo preço do barril de petróleo. Logo após à criação da Petrobras, em 1953, uma decisão importantíssima foi tomada pelo comando da recém criada companhia - organizar o Departamento de Exploração nos mesmos moldes em que operavam as grandes companhias internacionais. Esta decisão resultou das mal sucedidas experiências anteriores, com órgãos estruturados de maneira pouco profissional e financeiramente instáveis.

Atender a nova visão da empresa foi contratado o geólogo Walter K. Link, veterano e bem conceituado no cenário da Exploração e Produção mundial, ex-profissional da Standard Oil Co, com a tarefa de organizar o Departamento de Exploração nos moldes industriais consagrados no restante do mundo, promover uma análise das bacias brasileiras para direcionar a exploração de petróleo nacional e ainda realizar as descobertas tão ansiosamente esperadas pelos brasileiros após a campanha "O Petróleo é Nosso".

Walter Link implantou na Petrobras uma estrutura organizacional nos moldes da indústria americana, fortemente centralizada. Técnicos estrangeiros, americanos e europeus, foram contratados maciçamente, enquanto geólogos/geofísicos brasileiros foram enviados para treinamento e estudos no exterior. A sede da empresa foi instalada no Rio de Janeiro, com distritos operacionais em Belém, Maceió, Salvador e Ponta Grossa (PR).

Inicialmente, foi realizada uma revisão meticulosa das bacias conhecidas, ficando as ações concentradas nas bacias do Recôncavo (exploração e produção) e da Amazônia (exploração), com esforço mais modesto nas demais bacias. A estratégia era imediatista: um aumento rápido da produção e de novas descobertas na já razoavelmente conhecida Bacia do Recôncavo, e realizar as grandes descobertas nas bacias da Região Amazônica, onde se concentravam nossas expectativas.

Persistiu a carência de pessoal especializado, apesar do CENAP (Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo) ter realizado alguns convênios com universidades brasileiras para formar geólogos de petróleo e do envio ao exterior de alguns técnicos brasileiros para estudos e especialização.

Dezenas de geólogos e geofísicos norte-americanos e europeus foram contratadas (Tabela 4), sob a justificativa de que seriam os professores e instrutores dos técnicos brasileiros e, mais importante, a de que os resultados exploratórios só poderiam ser obtidos no curtíssimo prazo com a ajuda daqueles profissionais. O plano inicial era que, à medida que os profissionais brasileiros fossem sendo treinados, estes iriam substituindo os estrangeiros. Isto de fato aconteceu, e a tabela abaixo mostra como foi esta evolução.

Walter K. Link conhecia a indústria e as dificuldades das bacias brasileiras, tendo aqui chegado com um cenário de óleo barato e com as expectativas nacionalistas exacerbadas pela campanha de criação da Petrobras ("O Petróleo é Nosso"), sabia da necessidade de se encontrar rapidamente os "*bonanzas fields*" (denominação utilizada no México e Sul dos Estados Unidos para campos gigantes), com campanhas exploratórias que se iniciariam rapidamente nas bacias mais apropriadas para estas descobertas.

Tabela 4 - Histórico de geocientistas da Petrobras de 1954 a 1970

ANO	GEOLOGOS / GEOFISICOS BRASILEIROS	GEOLOGOS / GEOFISICOS ESTRANGEIROS	TOTAL
1954	19	0	19
55	27	22	49
56	46	37	83
57	51	63	114
58	64	72	163
59	84	62	146
60	98	68	166
61	131	54	185
62	197	36	233
63	256	26	282
64	297	11	308
65	323	8	331
66	325	0	325
67	321	0	321
68	316	0	316
69	286	0	286
1970	275	0	275

Fonte: Petrobras



Após uma meticulosa revisão de todas as bacias sedimentares brasileiras, os esforços terem sido divididos entre o óleo mais fácil e em quantidades modestas no Recôncavo e Sergipe-Alagoas e a busca de reservatórios nas imensas bacias paleozóicas Amazônicas, do Parnaíba e Paraná.

Em 1955, um dos primeiros poços perfurados na Bacia do Médio Amazonas região de Nova Olinda, produziu algum óleo gerando esperanças e intensificando a campanha amazônica. Em 1957 a descoberta da acumulação de Jequiá foi à primeira na Bacia de Sergipe-Alagoas e, também, a primeira fora do Recôncavo Baiano.

A partir de 1960/61, as universidades brasileiras começaram a formar regularmente turmas de geólogos. Em 1961 os resultados negativos na Amazônia já começavam a causar algum desconforto e, neste mesmo ano, foi divulgado o Relatório Link (Link, 1960, *apud* Souza, 1997), que concluiu pela inexistência de acumulações de grande porte nas bacias sedimentares terrestres brasileiras.

A partir do relatório de Link começou-se a questionar fortemente futuros investimentos em programas exploratórios audaciosos, desestimulando novas investidas nas bacias paleozóicas e recomendando a intensificação dos trabalhos no Recôncavo e Sergipe-Alagoas, principalmente na porção sergipana da bacia. Link, entretanto insistia que as conclusões apresentadas eram dependentes em grande parte dos escassos e pouco evoluídos dados geofísicos da época, e que a evolução desta ferramenta poderia reverter este quadro.

Sugeriu ainda que o caminho para as grandes descobertas tão almejadas poderia estar na Plataforma Continental, naquela época já com intensa atividade e descobertas animadoras no Golfo do México americano, e também em concessões a serem adquiridas no exterior em bacias geologicamente mais atrativas.

A polêmica despertada pelo "Relatório" na imprensa e nos meios políticos foi enorme, principalmente quanto ao pessimismo para com as imensas bacias paleozóicas brasileiras e devido ao mito criado da existência de petróleo em abundância no país. Um anexo ao relatório foi apresentado em novembro de 1960, com novas informações que rebaixavam as avaliações

da Bacia do Médio Amazonas e da porção terrestre da Bacia de Sergipe-Alagoas, principalmente esta última (Alagoas).

A comoção nos meios jornalísticos e políticos aumentaram, levantando inclusive suspeitas acerca da idoneidade na condução da política exploratória. Tudo isto coincidiu com a mudança do governo brasileiro e teve repercussão na direção da Petrobras, tendo sido trocado o General Sardenberg pelo engenheiro Geonísio Barroso.

Nos meios técnicos também houve reação ao relatório, porém esta reação se prendeu mais ao que foi considerado pessimismo exagerado com relação a certas bacias frente a escassa quantidade de dados. Os argumentos dos exploracionistas, que criticavam o Relatório, se referiam em grande parte à metodologia, já que achavam que muito pouco trabalho de detalhe havia sido feito até então para avaliações tão negativas.

No começo de 1961, com o fim de seu contrato e ressentido com as críticas, muitas delas injustas e irrefletidas a respeito do seu trabalho, Walter K. Link deixa o país, após demitir-se. Às acusações de má-fé, por se "encontrar a serviço de interesses alienígenas", Link comenta simplesmente: "não sou eu quem fez a geologia das bacias sedimentares brasileiras".

Em março de 1961, antes da saída de Link, foi criado por decisão da diretoria da Petrobras um grupo de trabalho composto pelos geólogos Pedro de Moura e Décio Oddone, para a reavaliação do Relatório Link. Após a saída do geólogo Link, Pedro de Moura foi empossado como chefe do Departamento de Exploração.

O relatório de reavaliação produzido pelo grupo de trabalho recém criado de modo geral contra-argumentava que até então muito pouco trabalho de detalhe havia sido feito para justificar uma condenação tão radical das bacias. No entanto, observando-se as avaliações das bacias feitas pelos dois grupos (Tabela 5) o de Link e o de Moura e Oddone (1962), *apud* Souza (1997), verificam-se haver poucas discrepâncias entre os dois.

Tabela 5 - Ranking de bacias sedimentares brasileiras segundo sua atratividade

<b>Bacia</b>	<b>Link</b>	<b>Moura e Oddone</b>
<i>Baixo Amazonas</i>	<b>D</b>	<b>D</b>
<i>Médio Amazonas</i>	<b>C</b>	<b>C+</b>
<i>Alto Amazonas</i>	<b>D</b>	<b>D</b>
<i>Acre</i>	<b>D+</b>	<b>C-</b>
<i>São Luiz /Maranhão (Parnaíba)</i>	<b>D+</b>	<b>C-</b>
<i>Barreirinhas</i>	<b>D</b>	<b>B</b>
<i>Maranhão /Piauí</i>	<b>D-</b>	<b>C</b>
<i>Sergipe (terra)</i>	<b>C-</b>	<b>B</b>
<i>Alagoas (terra)</i>	<b>C-</b>	<b>B</b>
<i>ES/Bahia Sul</i>	<b>D</b>	<b>D</b>
<i>Sul do Brasil</i>	<b>D</b>	<b>C-</b>
<i>Recôncovo</i>	<b>A</b>	<b>A</b>
<i>Tucano</i>	<b>B</b>	<b>B</b>

Fonte: Petrobras

A maior divergência observada entre as duas classificações refere-se à Bacia de Barreirinhas, que passa de D+ (Link) para B (Moura & Oddone), no entanto, hoje, a bacia com cerca de 80 poços perfurados ainda não se caracterizou como produtora de petróleo. A Bacia de Sergipe-Alagoas, apesar de ter tido uma nota pessimista (C-) por parte da equipe de Link, nada indica que tivesse sido descartada se Link continuasse à frente da exploração. Link tinha comentários desfavoráveis principalmente contra a parte alagoana da bacia.

Observadas com olhos de hoje, muitos especialistas ainda consideram que ambas as classificações padeceram da falta de dados, e principalmente, diante das expectativas criadas pelo ambiente de efervescência nacionalista que precederam a criação da Petrobras, pela ânsia (campanhas até certo ponto apressadas) em descobrir o petróleo em grandes quantidades que, esperava-se, moldaria o futuro da nação.

A passagem de Link pela Petrobras, apesar de causar desconforto em alguns grupos, deixou um saldo extremamente positivo, no mínimo por ter criado a estrutura de organização da Petrobras, pela formação dos primeiros técnicos brasileiros e pela política inicial de treinamento da empresa, méritos que continuados pelas chefias brasileiras seguintes, permitiram à Companhia encontrar os caminhos até a posição de destaque que ela ocupa hoje.

Atualmente, com o conhecimento e resultados acumulados, sabemos que as avaliações feitas por Link e posteriormente por Moura e Oddone refletem a própria Geografia do Petróleo, e comprovam que nem todas as bacias sedimentares congregam todas as condições para a acumulação de petróleo em grandes quantidades.

Apesar de um significativo aumento na produção (5 a 6 vezes), as reservas ao final da primeira metade deste período não cresceram na mesma proporção. Com a Petrobras já estabelecida e estruturada e o ciclo Link encerrado tem início uma nova fase de desenvolvimento da empresa impulsionada pelo aumento da atividade de perfuração de poços exploratórios, entretanto a atividade geofísica continuou nos mesmos níveis.

Trabalhos de reconhecimento gravimétrico localizaram novas bacias cretáceas costeiras no norte (Bragança-Vizeu, São Luís, Barreirinhas e Pará-Maranhão) e no leste brasileiro (Jequitinhonha, Nativo no Sul da Bahia e Espírito Santo). Neste período verifica-se uma diminuição nas atividades nas bacias amazônicas e em outras bacias paleozóicas, transferindo-se os esforços para as bacias cretáceas costeiras, especialmente do Recôncavo, Tucano, Sergipe-Alagoas e Barreirinhas. A Petrobras estava na dependência total da produção dos campos de petróleo baianos.

Em 1963 foi descoberto em Sergipe-Alagoas o Campo de Carmópolis, que se tornaria a maior acumulação terrestre brasileira, um gigante contrariando parcialmente o Relatório Link, divulgado dois anos antes.

No final de 1967, com a idéia já amadurecida de explorar a Plataforma Continental, foi realizado extenso levantamento gravimétrico marítimo entre Cabo Frio e Recife. Em 1967/68 executou-se o reconhecimento com sísmica de reflexão de cobertura múltipla e registro digital de várias bacias da Plataforma Continental.

#### 1.3.2.1 Os avanços da indústria de petróleo brasileira

Petrobras em 1968 cria o primeiro Centro de Processamento de Dados Sísmicos da empresa. Decorrentes dos levantamentos sísmicos anteriores, as primeiras sondas marítimas foram contratadas para perfurar os 2 primeiros poços no mar. Sendo que na perfuração do segundo foi descoberto o Campo de Guaricema, o primeiro campo de petróleo na Plataforma Continental brasileira.

Na fase de monopólio da Petrobras, foram pesquisados, de alguma forma, praticamente todas as bacias terrestres conhecidas, inclusive o Pantanal e as porções terrestres das bacias da Bahia Sul, Pelotas e Campos. A geologia de superfície, muito utilizada no início do período, foi perdendo terreno para os métodos potenciais (gravimetria e magnetometria) e principalmente para a sísmica de reflexão, já utilizada rotineira e intensivamente ao final do período.

Sondas mais moderna e com maior capacidade foram compradas ou alugadas e poços mais profundos começaram a ser perfurados. Os registros dão conta de que foram perfurados nesta fase 1.120 poços em terra e os dois primeiros poços exploratórios no mar, na plataforma continental do Espírito Santo e de Sergipe-Alagoas, além de extensivos levantamentos geofísicos (Figura 8).

Como resultado destas primeiras incursões contabiliza-se 58 acumulações de óleo e gás descobertas, inclusive a primeira na plataforma continental (Guaricema, em Sergipe-Alagoas).

No final de 1968 as reservas eram de 1,47 bilhões de barris e a produção brasileira de petróleo alcançou 163.884 barris por dia. A dependência externa continuava. Porém, com a descoberta de Guaricema na plataforma continental de Sergipe-Alagoas, renovaram-se às perspectivas de auto-suficiência, com o foco deslocado agora para o mar.

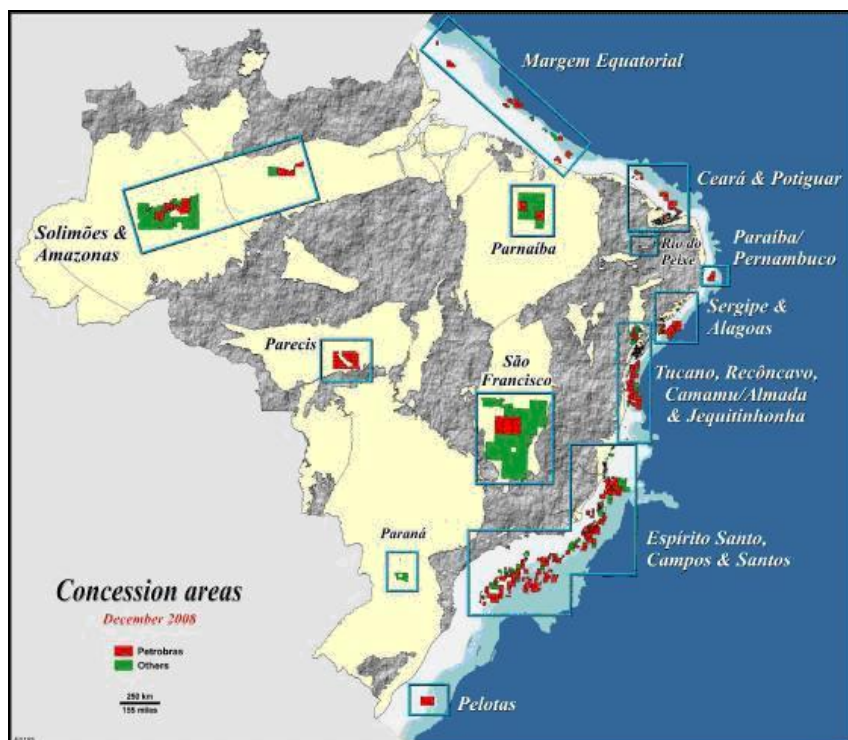


Figura 8 - Áreas de concessão e exploração da Petrobras  
Fonte: Petrobras

### 1.3.3 1969/1974: Fase marítima/plataforma rasa

Campo de Guaricema, descoberto com a perfuração do segundo poço na plataforma continental de Sergipe-Alagoas, renovou as perspectivas de auto-suficiência, direcionadas para exploração offshore (Figura 9).



Figura 9 - Evolução das descobertas no Brasil  
Fonte: Petrobras

A exploração na Plataforma Continental baseava-se nos critérios de continuidade das bacias terrestres costeiras, com seus resultados e indícios e na analogia com outras bacias produtoras no mundo.

Estudos da época estimavam em 20 bilhões de barris as reservas de petróleo da plataforma. Os grandes deltas da margem continental brasileira, como os da Foz do Amazonas, São Francisco, Rio Doce, Paraíba do Sul e Rio Grande, geraram grandes expectativas, especialmente pela influência dos consultores americanos e pela analogia com os deltas do Níger e do Mississipi. O Delta do Níger, no outro lado do Atlântico, já contava naquela época com mais de 20 bilhões de barris de petróleo de reservas. O critério da continuidade respondeu discretamente, porém o da analogia fracassou e os poços secos se sucederam na Foz do Amazonas, Espírito Santo e Santos, as bacias brasileiras apresentaram uma grande evolução como pode ser visto na (Figura 10).



Figura 10 - Sucesso nas descobertas brasileiras

Fonte: Petrobras

A descoberta do Campo de São Mateus em 1969 mostrou o potencial da província terrestre do Espírito Santo. Em 1972 os distritos exploratórios foram esvaziados e as atividades em terra e o número de técnicos reduzidos. Os resultados modestos na plataforma

marítima, aliados às reservas em declínio, levaram a companhia a duas importantes decisões: 1) a criação da Braspetro (Figura 11), na tentativa de buscar no exterior o petróleo não encontrado internamente; 2) o direcionamento dos investimentos para o *downstream* (refino, transporte, petroquímica, comercialização).

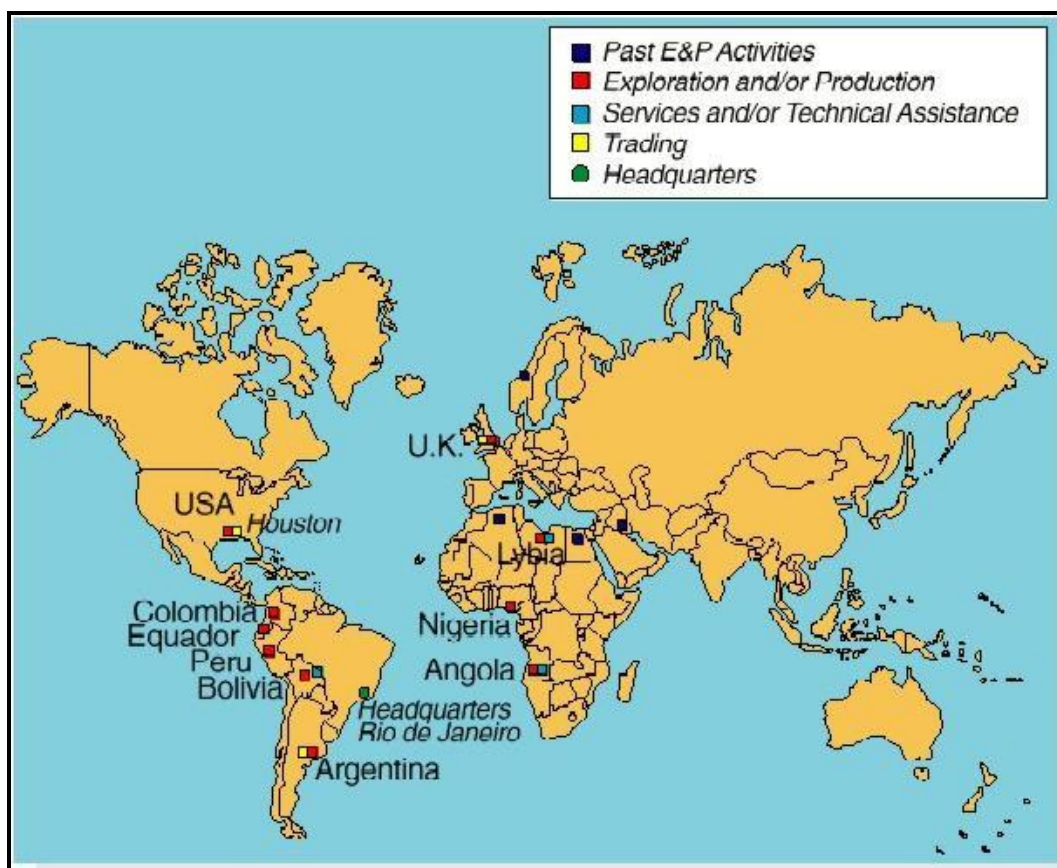


Figura 11 - Atividades da Braspetro no mundo

Fonte: Petrobras

Entretanto com o Primeiro Choque do Petróleo, em 1973, a descoberta do Campo de Ubarana na porção marítima da Bacia Potiguar fez com que os investimentos no mar se elevassem novamente e, no apagar do ano de 1974, finalmente a primeira descoberta importante aconteceu no mar - o Campo de Garoupa, na Bacia de Campos.

Garoupa representou o início de um novo ciclo no Brasil, renovando as esperanças, até então sempre frustradas, de auto-suficiência. Nesta fase, também, foi conferida ênfase



especial ao treinamento dos técnicos brasileiros e à contratação sistemática de consultores estrangeiros alinhados com as mais recentes metodologias e tecnologias de E&P.

Nesta fase a sísmica de reflexão é considerada o principal método investigativo em franca evolução tecnológica. Os métodos potenciais ainda eram bastante utilizados, porém a Geologia de Superfície, pelas circunstâncias da exploração *offshore*, praticamente não é mais utilizada.

Durante este período foram perfurados 316 poços exploratórios em terra e 165 na plataforma continental. Ao final desta fase, existiam cerca de 272 geólogos e geofísicos de petróleo no Brasil.

Os resultados da fase foram 30 acumulações de óleo e gás descobertas, 20 em terra e 10 no mar, das quais as mais importantes em terra foram as de São Mateus e Fazenda Cedro, no Espírito Santo e Remanso no Recôncavo, e as do mar foram Ubarana, na Bacia Potiguar, e destacadamente Garoupa, na Bacia de Campos. No final de 1974 as reservas estavam em 1,445 bilhões de barris e a produção estava em 182.064 barris por dia.

#### 1.3.4 1975/1984: Fase Marítima Bacia de Campos

O Campo de Namorado foi descoberto em 1975 na Bacia de Campos, o primeiro gigante da Plataforma Continental brasileira. Os Contratos de Risco (Figura 12), decretados em 1976, permitiram a presença das empresas estrangeiras, como a Shell, Exxon, Texaco, BP, ELF, Total, Marathon, Conoco, Hispanoil, Pecten, Pennzoil e companhias brasileiras, como a Paulipetro, Azevedo Travassos, Camargo Correa, além da Petrobras, atuando no cenário da indústria petrolífera no Brasil.

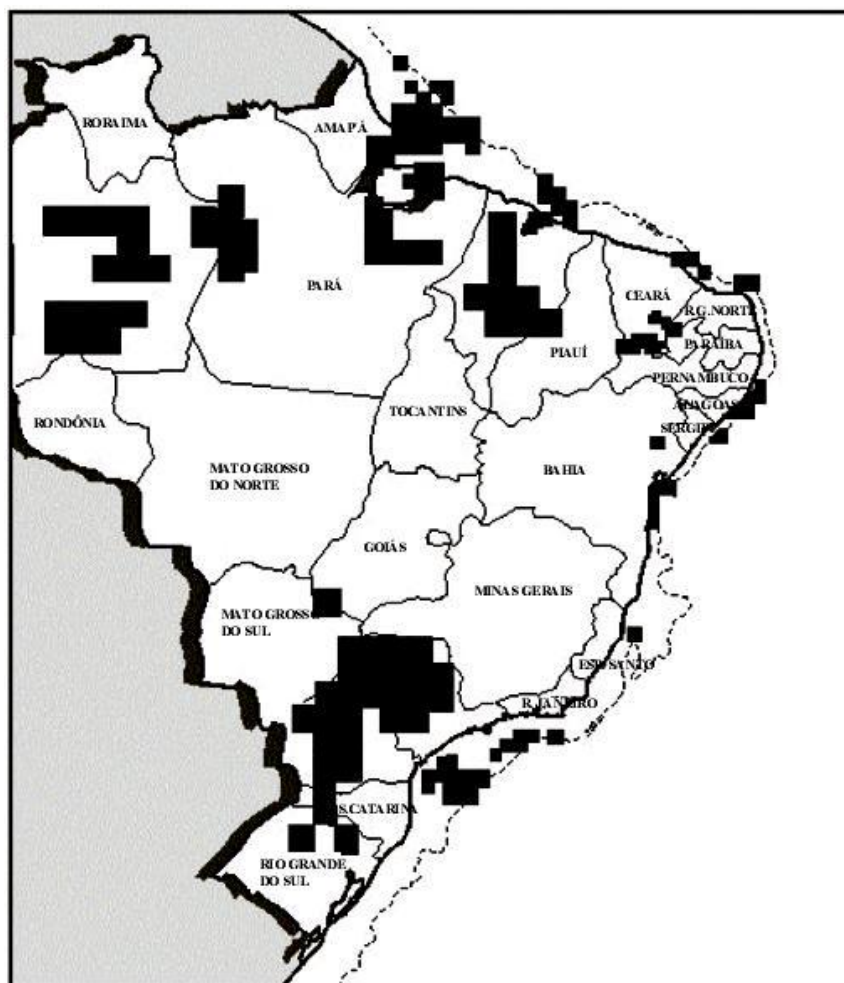


Figura 12 – Áreas de concessão aos contratos de risco  
Fonte: Petrobras

Nesse período foi também descoberto o campo de gás do Juruá, na Bacia do Solimões (1978) e a primeira acumulação terrestre da Bacia Potiguar (1979). No mar, aconteceu a primeira descoberta por uma empresa sob contrato de risco, o campo de gás de Merluza, pela Pecten, na Bacia de Santos.

Também é desta época a criação do Proalcool, uma experiência bem sucedida de reduzir a dependência externa de combustível e o estabelecimento da meta do Governo Federal para a produção de 500.000 barris por dia em 1985. Em 1984 foram descobertos na Bacia de Campos o Campo de Marimbá e o campo gigante Albacora, ambos já indicando o irreversível caminho das águas profundas (Figura 13). A meta dos 500.000 barris por dia foi atingida ao final do ano de 1984, com antecipação de quase um ano. Esta fase teve início com as bacias cretáceas terrestres em natural declínio exploratório e a Bacia de Campos como nova esperança.

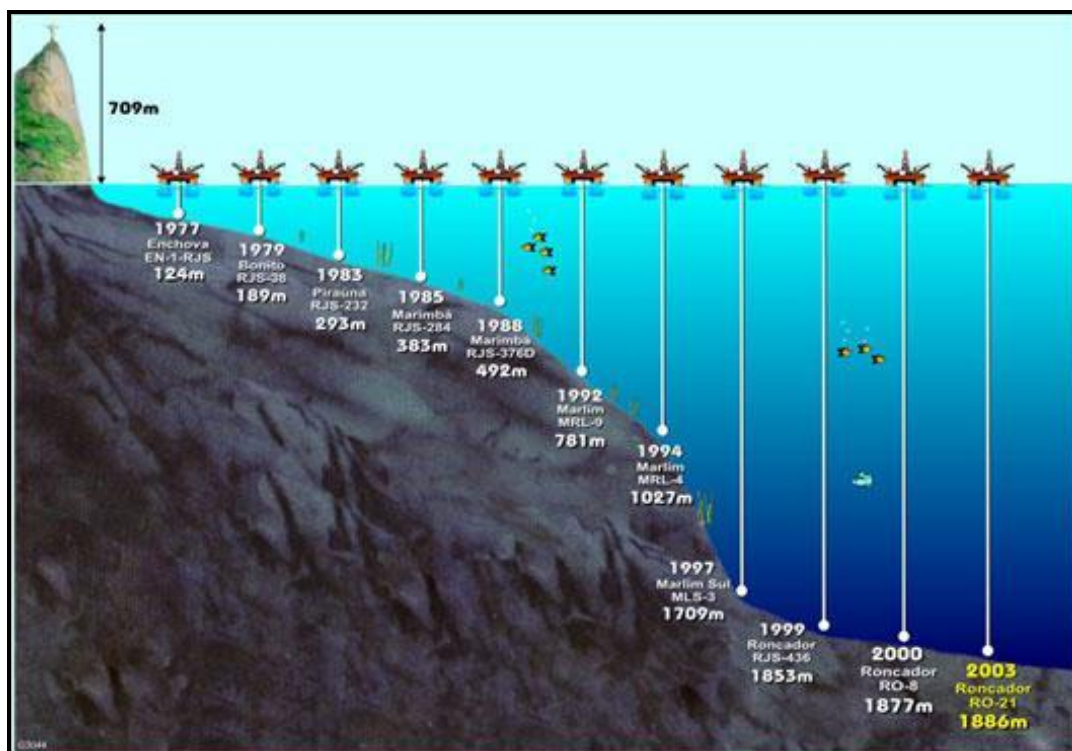


Figura 13 – Avanço das plataformas de perfuração  
Fonte: Petrobras

As importações de petróleo a US\$15/barril pesavam cada vez mais na balança comercial brasileira e assim, com a necessidade de maior produção interna, tem início o desafio da engenharia de produção com os sistemas antecipados. A pressão da balança comercial resultou também na criação dos contratos de risco e o Segundo Choque do Petróleo agravou ainda mais a situação de dependência do petróleo estrangeiro. O treinamento dos técnicos da Petrobras foi acelerado, tanto no Brasil quanto no exterior. Foi a "Era Carlos Walter" na Petrobras.

Carlos Walter Campos, foi o Gerente de Exploração da Petrobras que, em seu momento histórico, fomentou as atividades na plataforma continental, particularmente rumo às águas profundas da Bacia de Campos, ao mesmo tempo mantinha uma posição veementemente crítica à exploração nas bacias paleozóicas, por ele classificadas como "vendedoras de ilusões".

Em parte, os resultados da exploração no Brasil têm corroborado o pensar de Carlos Walter, muito embora expressivas reservas de hidrocarbonetos tenham sido descobertas na Bacia do Solimões, a bacia paleozóica brasileira mais conhecida e amostrada.

A Bacia de Campos se afirmou com as novas descobertas e o desafio da engenharia foi vencido com os sistemas antecipados de produção (Figura 14).

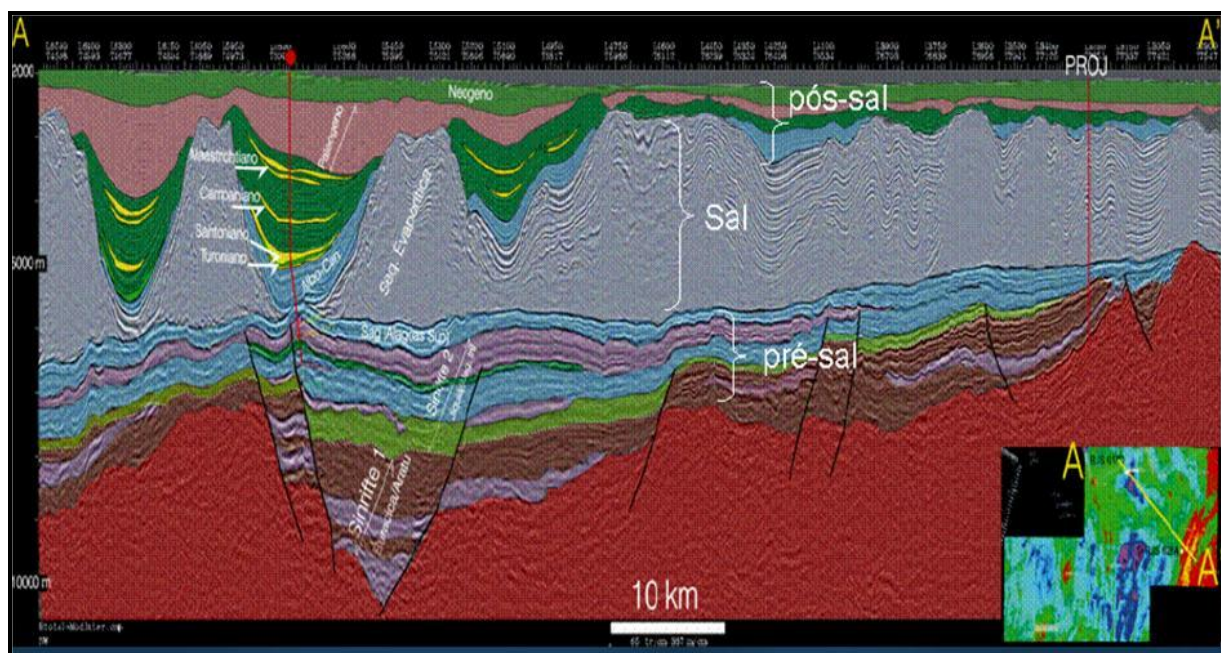


Figura 14 – Seção sismoestratigráfica da bacia de Santos, mostrando as áreas de ocorrências do Pré-Sal

Fonte: ANP

A qualidade dos dados sísmicos melhorou consideravelmente e se anteciparam soluções para a produção em lâminas d'água maiores. O Centro de Processamento de Dados Sísmicos da Petrobras se tornou plenamente operante, oferecendo opções e soluções caseiras que facilitaram o trabalho dos exploracionistas.

O Segundo Choque do Petróleo fez com que jazidas em águas mais profundas e as marginais em terra se tornassem economicamente viáveis. Assim, aconteceram os recordes de investimentos, resultando em mais descobertas e acréscimo substancial das reservas e da produção.

O Pólo Nordeste da Bacia de Campos a uma profundidade de 400 m de lâmina d'água contribuíram com importantes descobertas. A Bacia Potiguar terrestre se revelou muito favorável com o *trend* Estreito-Guamaré e o Recôncavo se revitalizou a partir da descoberta de Riacho da Barra. Em 1985 navios de posicionamento dinâmico permitiram a perfuração em profundidades cada vez maiores, e logo nos primeiros poços foram descobertos os campos gigantes Albacora (400 a 1.000 metros) e Marlim (700 a 1.200 metros), com os turbiditos se firmando como os principais reservatórios das bacias da Plataforma Continental brasileira.

Com a acelerada informatização da Petrobrás ganhou força a idéia de fortalecer o processamento sísmico interno, inclusive com a compra de supercomputadores. Os primeiros levantamentos de sísmica 3D revolucionaram e aceleraram a exploração no mar e navios de posicionamento dinâmico facilitaram o avanço para as águas profundas, a evolução desse esforço exploratório pode ser observada na (Figura 15).

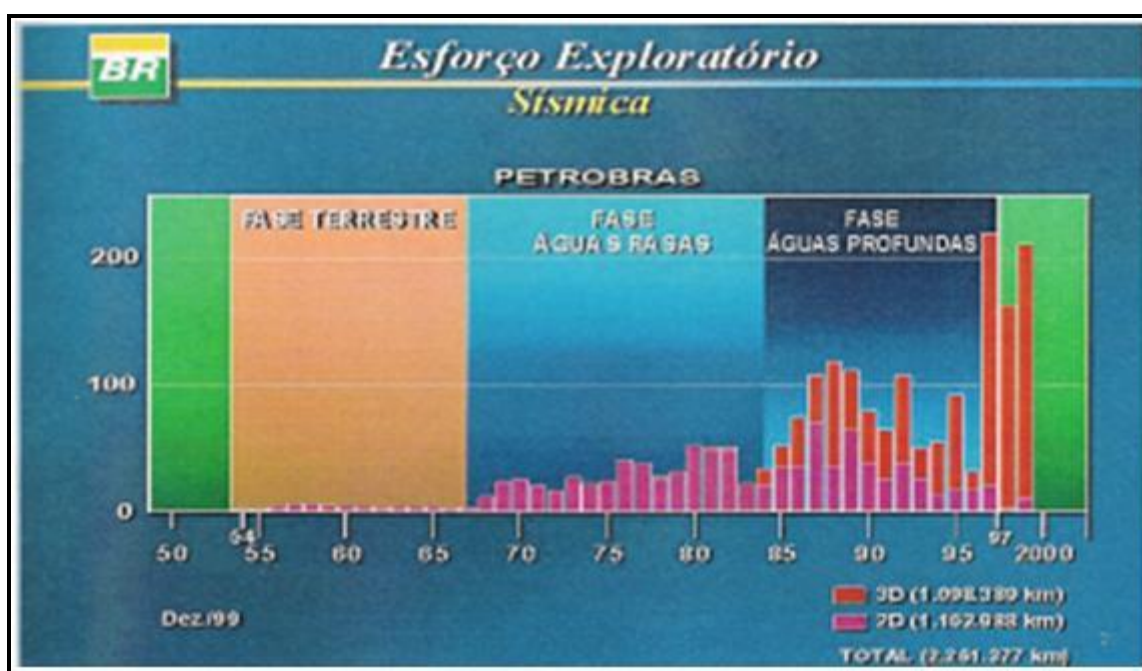


Figura 15 - Entre 1954-1999. Em 45 anos foram adquiridos mais de 2.2 milhões de km de dados sísmicos, em fases marcada de águas rasas e águas profundas. A sísmica 3D cresceu em 100%.

Fonte: Petrobras

# **ANEXO B**

**REGULAMENTO TÉCNICO N° 001/2000**

## **REGULAMENTO TÉCNICO Nº 001/2000 DE RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

### **1. OBJETIVOS**

Este Regulamento trata de questões relativas a reservas petrolíferas e gaseíferas, introduzindo os seguintes objetivos:

- Estabelecer a nomenclatura e definir os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural;
- Classificar recursos e reservas;
- Definir critérios de apropriação de reservas;
- Estabelecer diretrizes para a avaliação de reservas.

### **2. DEFINIÇÕES TÉCNICAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

#### **2.1. Petróleo**

Petróleo – é todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado.

##### **2.1.1. Definição quanto às características físico-químicas**

Quanto às características físico-químicas, o Petróleo pode ser considerado como toda mistura de hidrocarbonetos existentes na fase líquida nas condições originais de reservatório e que permanece líquido nas condições normais de pressão e temperatura na superfície, possuindo viscosidade absoluta menor ou igual a 10.000 centipoises, medida nas condições de temperatura original do reservatório e pressão de superfície.

##### **2.1.2. Classificação quanto à densidade**

Quanto à densidade, referida a 20°C/20°C, pode ser classificado em:

**2.1.2.1. Petróleo Leve** – todo petróleo com densidade igual ou inferior a 0,87 (ou grau API igual ou superior a 31°);

**2.1.2.2. Petróleo Mediano** – todo petróleo com densidade superior a 0,87 e igual ou inferior a 0,92 (ou grau API igual ou superior a 22° e inferior a 31°);

**2.1.2.3. Petróleo Pesado** – todo petróleo com densidade superior a 0,92 e igual ou inferior a 1,00 (ou grau API igual ou superior a 10° e inferior a 22°);

**2.1.2.4. Petróleo Extrapesado** – todo petróleo com densidade superior a 1,00 (ou grau API inferior a 10°).

#### **2.2. Gás Natural**

Gás Natural – todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça em

estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

### **2.2.1. Classificação quanto à fase em subsuperfície**

Quanto à fase em que se encontra em subsuperfície, o gás natural pode ser classificado em:

**2.2.1.1. Gás Livre** – todo gás natural que se encontra na fase gasosa nas condições originais de pressão e temperatura do reservatório.

**2.2.1.2. Gás em Solução** – todo gás natural que se encontra em solução no petróleo nas condições originais de pressão e temperatura do reservatório.

### **2.2.2. Classificação quanto à existência em sistemas de fases**

Quanto à existência em um sistema monofásico ou bifásico, o gás natural pode ser classificado em:

**2.2.2.1. Gás Seco** – todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça inteiramente na fase gasosa em quaisquer condições de reservatório ou de superfície.

**2.2.2.2. Gás Úmido** – todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que, embora originalmente na fase gasosa, venha a apresentar a formação de líquidos em diferentes condições de reservatório ou de superfície.

### **2.2.3. Classificação quanto à ocorrência simultânea de petróleo e gás**

Quanto à ocorrência simultânea com petróleo em subsuperfície, o gás natural pode ser classificado em:

**2.2.3.1. Gás Associado ao Petróleo** – gás natural produzido de jazida onde ele é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com petróleo subjacente saturado de gás.

**2.2.3.2. Gás Não Associado ao Petróleo** – gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado (gás úmido).

## **2.3. Líquido de Gás Natural (LGN)**

Líquido de Gás Natural (LGN) – parte do gás natural que se encontra na fase líquida em determinada condição de pressão e temperatura na superfície, obtida nos processos de separação de campo, em unidades de processamento de gás natural ou em operações de transferência em gasodutos.

### **2.3.1. Classificação quanto aos processos de separação**

Em relação aos processos de separação, os líquidos de gás natural podem ser classificados em:



**2.3.1.1. Condensado** – líquido de gás natural obtido no processo de separação normal de campo, que é mantido na fase líquida nas condições de pressão e temperatura de separação.

**2.3.1.2. Condensado Estabilizado** – condensado que permanece na fase líquida nas condições atmosféricas.

**2.3.1.3. Gás Liqüefeito do Petróleo** – mistura de hidrocarbonetos com alta pressão de vapor, obtida do gás natural em unidades de processo especiais, que é mantida na fase líquida em condições especiais de armazenamento na superfície.

**2.3.1.4. Gasolina Natural** – mistura de hidrocarbonetos que se encontra na fase líquida em determinadas condições de pressão e temperatura, obtida em separadores especiais ou unidades de processamento de gás natural.

#### **2.4. Gás Natural Liqüefeito**

Gás Natural Liqüefeito – Gás Natural resfriado a temperaturas inferiores a  $-160^{\circ}\text{C}$  para fins de transferência e estocagem como líquido.

### **3. DEFINIÇÕES TÉCNICAS COMPLEMENTARES**

a. **Bacia Sedimentar** – depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não

**3.2. Bloco** – parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

b. **Campo** – área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidade variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção.

c. **Reservatório** – configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não.

#### **3.4.1. Definição quanto a processo de recuperação**

Do ponto de vista da recuperação de petróleo, um Reservatório de Petróleo ou Gás Natural é uma formação rochosa em subsuperfície que contém petróleo ou gás natural em condições de deslocamento no meio poroso, confinada por rochas impermeáveis, falhas geológicas selantes ou barreiras de água, e caracterizada por conter um único sistema hidráulico.

#### **3.4.2. Classificação de reservatório quanto à natureza do fluido contido**

Quanto à natureza do fluido que contém, os Reservatórios podem ser classificados em:

**3.4.2.1. Reservatório de Petróleo** – todo reservatório que contém hidrocarbonetos predominantemente na fase líquida.

**3.4.2.2. Reservatório de Gás** – todo reservatório que contém hidrocarbonetos predominantemente na fase gasosa.

**3.5. Rocha - Reservatório** – corpo de rochas permo-porosas, estratigraficamente definido e correlacionável.

**3.6. Jazida** – reservatório já identificado e possível de ser posto em produção.

**3.7. Zona** – camada ou conjunto de camadas correlacionáveis dentro de uma mesma unidade estratigráfica, contendo petróleo, gás ou água.

**3.8. Recuperação** – processo de extração de petróleo e gás natural através de poços produtores, utilizando-se a energia natural dos reservatórios ou introduzindo-se energia adicional através de poços injetores.

## 7. CONDIÇÕES BÁSICAS

**4.1.** Os volumes de petróleo e gás natural, definidos nas próximas seções, devem ser estimados nas seguintes condições básicas:

- a) Pressão Absoluta 1,0332 kgf/cm<sup>2</sup> ou 1 atm
- b) Temperatura 20°C

**4.2.** Os volumes relativos a gás liquefeito do petróleo e gasolina natural devem ser estimados nas seguintes condições:

- a) Pressão Absoluta 10,332 kgf/cm<sup>2</sup> ou 10 atm
- b) Temperatura 20°C

## 8. VOLUME *IN-SITU*: DEFINIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO

**5.1. Volume *In-situ*** – volume de petróleo ou gás natural, apurado em uma determinada data, contido em reservatórios descobertos ou de existência inferida com base em critérios geológicos e estatísticos

**5.1.1. Volume *In-situ* Original** – volume *In-situ* originalmente contido no reservatório, antes de qualquer produção de petróleo ou gás natural.

### 5.2. Classificação quanto à comprovação de existência

Quanto à comprovação de existência, o Volume *In-situ* pode ser classificado em:

**5.2.1. Volume *In-situ* Descoberto** – volume de petróleo ou gás natural, apurado em uma

determinada data, contido em reservatórios cuja existência seja comprovada pela perfuração de poços e avaliados através de testes de formação ou em reservatórios que possam ser avaliados por correlações de perfis ou análise de testemunhos em reservatórios vizinhos e/ou geologicamente análogos.

**5.2.2. Volume *In-situ* Não Descoberto** – volume de petróleo e gás natural, apurado em uma

determinada data, que se estima existir em acumulações não descobertas de bacias ainda não produtoras ou em áreas inexploradas de bacias produtoras, inferido com base em critérios geológicos e estatísticos na época da avaliação.

## **6. RECURSOS: DEFINIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO**

**6.1. Recursos** – volumes *In-situ* de petróleo e gás natural potencialmente recuperáveis, a partir de uma determinada data em diante

**6.1.1. Recursos Originais** – recursos de petróleo e gás natural que podem ser obtidos como

resultado da produção de um reservatório, a partir das condições originais deste reservatório em diante.

### **6.2. Classificação quanto à comprovação de existência**

Quanto à comprovação de existência, os recursos de petróleo e gás natural podem ser classificados em:

**6.2.1. Recursos Descobertos** – volumes *in-situ* descobertos de petróleo e gás natural que podem ser recuperados a partir de uma determinada data em diante.

**6.2.2. Recursos Não Descobertos** – volumes *In-situ* não descobertos de petróleo e gás natural que se estimam serem passíveis de recuperação a partir de uma determinada data em diante.

## **7. PRODUÇÃO ACUMULADA E FATOR DE RECUPERAÇÃO**

**7.1. Produção Acumulada** – volume de fluido produzido dos reservatórios até uma determinada data.

**7.2. Injeção Acumulada de Gás Natural** – volume de gás natural injetado em reservatórios até uma determinada data.

**7.3. Estoque de Gás Natural** – volume *In-situ* proveniente da injeção de gás natural, numa determinada data.

**7.4. Retirado de Estoque Acumulado** – volume retirado do estoque de gás natural até uma determinada data.

**7.5. Fator de Recuperação Atual** – razão entre a produção acumulada de petróleo ou gás natural de um determinado reservatório e o seu volume *In-situ* original.

**7.6. Fator de Recuperação Final** – razão entre os recursos originais de petróleo ou gás natural de um determinado reservatório e o seu volume *In-situ* original.

## **8. RESERVAS: DEFINIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO**

**8.1. Reservas** – recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em diante.

### **8.2. Classificação Quanto ao Grau de Incerteza**

Como a estimativa de reservas sempre envolve incertezas quanto às informações geológicas e de engenharia e às condições econômicas, esses recursos podem ser classificados como:

**8.2.1. Reservas Provasdas** – reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos em avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pela legislações petrolífera e tributária brasileiras.

**8.2.2. Reservas Prováveis** – reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas.

**8.2.3. Reservas Possíveis** – reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

### **8.3. Classificação Quanto ao Estágio de Desenvolvimento**

Dependendo do estágio em que se encontra a exploração de um campo petrolífero, as reservas podem ser classificadas em:

**8.3.1. Reservas Desenvolvidas** – reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas através de poços existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção já se encontram instalados. As reservas desenvolvidas podem ser classificadas em:

**8.3.1.1. Reservas Desenvolvidas em Produção** – reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas de intervalos completados e em produção na data da estimativa.

**8.3.1.2. Reservas Desenvolvidas a Produzir** – reservas de petróleo e gás natural que podem vir a ser recuperadas de intervalos completados porém fechados ou de poços fechados na data da estimativa.

**8.3.2. Reservas Não Desenvolvidas** – reservas de petróleo e gás natural que podem vir a ser recuperadas através de novos poços em áreas não perfuradas, re-entrada ou recompletação de poços existentes, ou que dependam da instalação de equipamentos de

produção e transporte previstos nos projetos de recuperação convencional ou melhorada.

## **9. CRITÉRIO PARA APROPRIAÇÃO DE RESERVAS PROVADAS**

As reservas são consideradas **provadas** quando:

**9.1.** Os reservatórios encontram-se em produção ou os hidrocarbonetos neles contidos tenham sua existência comprovada por testes de formação.

**9.2.** Os reservatórios possam ser avaliados por correlação de perfis ou análise de testemunhos. Esta correlação de perfis pode ser:

**a)** vertical: quando o horizonte em questão apresente características de perfis iguais ou melhores do que os outros intervalos testados do mesmo poço;

**b)** horizontal: quando, embora em reservatórios diferentes, o horizonte em questão pertença, comprovadamente, a mesma zona estratigráfica, testada ou em produção por outro poço.

Em ambos os casos, só se poderá considerar o reservatório como avaliado quando não persistirem dúvidas em relação ao resultado que se obteria caso fosse testado.

**9.3.** As instalações para processamento e movimentação dos fluidos produzidos encontram-se desenvolvidas ou existe orçamento aprovado para que tais instalações venham a ser desenvolvidas.

**9.4.** As reservas decorrentes da aplicação de métodos de recuperação melhorada de petróleo e gás natural são consideradas **provadas** quando:

**a)** Existe um projeto piloto testado com sucesso.

**b)** Existe um projeto implantado no mesmo reservatório ou em reservatório análogo com propriedades de rocha e fluido similares.

**c)** Embora ainda não implantado, existe uma razoável certeza de que o projeto será implementado.

**9.5.** As condições econômicas vigentes, consideradas na estimativa de reservas provadas, devem ser estabelecidas com base no histórico de preços de petróleo e custos associados, bem como as obrigações do Contrato de Concessão e as regulamentações brasileiras quanto à tributação, segurança operacional e preservação ambiental.

## **10. CRITÉRIO PARA APROPRIAÇÃO DE RESERVAS PROVÁVEIS**

Em geral, as reservas **prováveis** podem incluir:

**10.1.** Reservas previstas de serem provadas através da perfuração de poços, porém localizadas onde não exista um controle geológico de sub-superfície adequado para classificá-las como provadas.

**10.2.** Reservas em formações que devem ser produtoras com base em suas características de perfis, mas que não têm dados de testemunhos ou testes de poços, bem como correlação com reservatórios provados na área.

**10.3.** Incremento de reservas que poderiam ser classificadas como provadas devido a adensamento de malha de perfuração se espaçamento mais refinado estivesse sido aprovado pela ANP, na data da estimativa.

**10.4.** Reservas relativas a métodos de recuperação suplementar de comprovada aplicação comercial quando:

a) projeto ou o piloto estiver planejado, mas não em operação;

b) as características geológicas e hidrodinâmicas dos reservatórios são favoráveis à aplicação comercial do método em questão.

**10.5.** Reservas de uma área da formação que deve estar separada da porção provada devido a falhamento e a interpretação geológica indica ser essa área estruturalmente mais alta que a provada.

**10.6.** Reservas atribuídas a trabalhos futuros de restauração, tratamento ou re-tratamento de poços, mudança de equipamentos, ou outros procedimentos mecânicos, onde essas técnicas não tenham sido testadas com sucesso em poços que apresentem comportamento similar em reservatórios análogos.

**10.7.** Reservas que excedam àquelas classificadas como provadas quando se utiliza uma interpretação alternativa de desempenho ou de dados volumétricos.

## **11. CRITÉRIO PARA APROPRIAÇÃO DE RESERVAS POSSÍVEIS**

Em geral, as reservas **possíveis** podem incluir:

**11.1.** Reservas além do limite do provável, quando o controle geológico de sub-superfície for inadequado para classificá-las como prováveis.

**11.2.** Reservas em formações que podem ser portadoras de hidrocarbonetos, baseadas nas características de perfis e análise de testemunhos, mas onde existam incertezas elevadas quanto a sua capacidade de produzir com vazões comerciais.

**11.3.** Incremento de reservas atribuído a adensamento de malha de perfuração, porém sujeito a incertezas técnicas.

**11.4.** Reservas relativas a métodos de recuperação suplementar quando:

- a) projeto ou o piloto estiver planejado, porém não em operação;
- b) as características geológicas e hidrodinâmicas dos reservatórios são tais que exista uma razoável dúvida de que o projeto será comercial

**11.5.** Reservas de uma área da formação que parecem estar separadas da porção provada devido a falhamento e a interpretação geológica indica ser esta área estruturalmente mais baixa que a provada.

**11.6.** Recursos descobertos onde as avaliações de projeto indiquem alto risco econômico, principalmente devido a insuficiência de mercado.

## **12. CRITÉRIO PARA APROPRIAÇÃO DE RESERVAS DESENVOLVIDAS**

As reservas são consideradas **desenvolvidas** quando:

**12.1.** Os reservatórios encontram-se em produção, não sendo necessários novos investimentos para sua viabilização.

**12.2.** Os reservatórios podem ser colocados em produção através da recompletação de poços ou reabertura de poços fechados, desde que os investimentos necessários não sejam significativos.

**12.3.** Os reservatórios possam ser produzidos por meio de projetos de melhoria de recuperação já implantados ou quando estes projetos encontram-se em fase final de implantação.

## **13. CRITÉRIO PARA APROPRIAÇÃO DE RESERVAS NÃO DESENVOLVIDAS**

As reservas são consideradas **não desenvolvidas** quando:

**13.1.** A colocação de reservatórios em produção exige significativos investimentos em recompletação de poços.

**13.2.** campo necessita da instalação de equipamentos de produção e movimentação para projetos de recuperação primária ou de incremento de recuperação em áreas já testadas através de projetos piloto.

**13.3.** A colocação do reservatório em produção exige o aprofundamento de poços já existentes.

**13.4.** Novos poços são necessários para a complementação da malha de drenagem ou para a extensão desta em reservatórios de comprovada continuidade geológica e hidrodinâmica na área a ser estendida.

## **14. DIRETRIZES PARA ESTIMATIVA DE RECURSOS E RESERVAS**

## 14.1. Abordagem Determinística ou Probabilística

**14.1.1.** As metodologias para a determinação dos volumes *in-situ* originais e recursos de petróleo e gás natural podem utilizar uma abordagem determinística ou probabilística. Os métodos probabilísticos devem levar em consideração informações sobre a incerteza de cada parâmetro envolvido no cálculo dos volumes *in-situ*. Quando se tratar de volumes não descobertos, recomenda-se o emprego de métodos probabilísticos.

**14.1.2.** Para o cálculo de reservas, a abordagem probabilística implica em considerar os seguintes limites inferiores de probabilidade para que os volumes a serem recuperados igualem ou excedam os valores estimados das reservas discriminadas abaixo:

Reservas estimadas	Probabilidade
Provasdas	90 %
Provasdas + Prováveis	50 %
Provasdas + Prováveis + Possíveis	10 %

## 14.2. Métodos de Determinação dos Volumes *In-situ* Originais

Na determinação dos volumes *in-situ* originais descobertos, podem ser empregados os seguintes métodos:

**14.2.1. Método Volumétrico** – consiste na obtenção de volumes *in-situ* originais utilizando-se mapas elaborados a partir de informações geológicas, geofísicas e de produção.

**14.2.2. Método de Balanço de Materiais** – consiste na obtenção de volumes *in-situ* originais através da aplicação direta da equação de balanço de materiais ou do uso de simuladores matemáticos de fluxo de fluidos em reservatórios, utilizando-se, para tanto, o histórico de produção e as propriedades físicas dos fluidos e das rochas.

## 14.3. Métodos de Estimativa de Recursos e Reservas

Os seguintes métodos podem ser empregados para a estimativa dos recursos petrolíferos ou gaseíferos:

**14.3.1. Método Empírico** – consiste na obtenção dos recursos de petróleo e gás natural de um determinado reservatório através da aplicação de correlações empíricas, comprovadamente reconhecidas pela indústria de petróleo, que considerem as características permo-porosas da rocha-reservatório, as características dos fluidos presentes e os mecanismos de produção deste reservatório.

Em geral, os métodos empíricos fornecem diretamente o fator de recuperação do reservatório.



Os recursos podem ser obtidos através da relação:

$$\text{Recursos} = (\text{Volume } In-situ \text{ Original}) \times (\text{Fator de Recuperação}) - (\text{Produção Acumulada})$$

**14.3.2. Método Analítico** – consiste na obtenção dos recursos de petróleo e gás natural de um

determinado reservatório através da aplicação de um modelo analítico de engenharia de reservatórios e utilizando-se o histórico de produção e as propriedades físicas dos fluidos e das rochas deste reservatório.

Método de Análise de Curvas de Declínio de Produção pode ser empregado para se obter diretamente as reservas petrolíferas ou gaseíferas, desde que se disponha de um histórico de produção confiável e representativo.

**14.3.3. Método Numérico** – consiste na obtenção dos recursos de petróleo e gás natural de

um determinado reservatório através do emprego de simuladores numéricos de fluxo de fluidos em reservatórios e utilizando-se dados de modelagem geológica e de análise do sistema rocha-fluido deste reservatório.

**14.3.4. Método Experimental** – consiste na obtenção dos recursos de petróleo e gás natural

na obtenção de um determinado reservatório através da interpretação de ensaios de laboratório e de modelos reduzidos que reproduzam as características deste reservatório

**14.3.5. Método de Similaridade** – consiste na obtenção dos recursos de petróleo e gás natural de um determinado reservatório com base em sua similaridade com outros reservatórios para os quais se conhece com segurança o fator de recuperação.

#### **14.4. Orientações para a Seleção de Métodos de Estimativa**

**14.4.1.** Os recursos e as reservas de petróleo e gás natural devem ser periodicamente atualizados de modo a refletir alterações das condições econômicas e melhoria no conhecimento geológico e hidrodinâmico dos reservatórios.

**14.4.2.** Os métodos de estimativa de recursos e reservas devem ser selecionados em função da

qualidade das informações geológicas e de engenharia disponíveis e das diversas fases em que se encontra um empreendimento petrolífero. A tabela abaixo fornece os métodos que podem ser preferencialmente utilizados em cada fase, bem como explicita a categoria volumétrica em que devem ser enquadrados os volumes recuperáveis.

Fase da Atividade Petrolífera	Categoria Volumétrica	Método a Ser Empregado
Exploração	Recursos	Similaridade Empírico Analítico
Avaliação	Recursos ou Reservas (*)	Balanço de Materiais Analítico
Desenvolvimento Inicial	Reservas	Analítico Numérico
Desenvolvimento Complementar (Recuperação Melhorada)	Reservas	Numérico Analítico Experimental
Desenvolvimento Complementar (Adensamento de Malha)	Reservas	Analítico Numérico
Produção	Reservas	Balanço de Materiais Analítico

(\*) Na fase de Avaliação, logo após a notificação de descoberta, os volumes estimados devem ser classificados como Recursos e, no momento da declaração de comercialidade, enquadram-se na categoria de Reservas.

## 14.5. Propriedades de Fluidos

**14.5.1.** Na estimativa de reservas de petróleo e gás natural, devem ser utilizados, preferencialmente, as propriedades dos fluidos obtidas através de análises PVT dos fluidos do próprio reservatório.

**14.5.2.** Na estimativa de recursos de petróleo e gás natural, caso não exista uma análise PVT

dos fluidos da área em consideração, podem ser empregadas correlações empíricas existentes na literatura de Engenharia de Petróleo.

**AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO****PORTARIA Nº 009 DE 21 DE JANEIRO DE 2000**

Aprova o Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural, o qual define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas.

O Diretor-Geral da Agência Nacional de Petróleo – ANP, no uso de suas atribuições legais e consoante a Reunião de Diretoria nº 019, de 18 de janeiro de 2000, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica aprovado o Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural, em anexo, o qual define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas.

Art. 2º O Concessionário que esteja operando um campo de produção no País fica obrigado a informar anualmente à ANP os volumes de petróleo, condensado estabilizado e gás natural (total e não associado) do campo, conforme abaixo discriminado:

- I - volume *in-situ* original;
- II - reservas provadas;
- III - reservas totais;
- IV - reservas desenvolvidas;
- V - reservas não desenvolvidas;
- VI - produção acumulada;
- VII - injeção acumulada de gás natural;
- VIII - estoque de gás natural; e
- IX - retirado do estoque de gás natural.

§ 1º Os volumes discriminados no *caput* deste Artigo devem ser apurados de acordo com o Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural aprovado por esta Portaria.

§ 2º As reservas totais significam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

§ 3º As informações sobre os volumes discriminados no *caput* deste Artigo devem ser individualizadas por reservatório existente em cada campo, que se encontra descrito no respectivo Plano de Desenvolvimento.

Art. 3º Os volumes citados no *caput* do Art. 2º serão informados à ANP por meio do Boletim Anual de Reservas para cada campo de uma concessão de produção, cujo modelo encontra-se anexo a esta Portaria.

§ 1º O Boletim Anual de Reservas deve ser entregue à ANP até o dia 15 de janeiro do ano

subsequente ao de referência, devendo contemplar os volumes relativos ao dia 31 de dezembro do ano de referência.

§ 2º As informações contidas no Boletim Anual de Reservas devem ser coerentes com o Plano de Desenvolvimento e demais programas de trabalho aprovados pela ANP relativos ao campo em referência.

§ 3º Os volumes informados no Boletim Anual de Reservas devem ser expressos em metros

cúbicos, em conformidade com as condições básicas definidas no Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural.

Art. 4º No início da fase de produção de uma concessão, as reservas de petróleo e gás natural de um campo somente estarão formalmente reconhecidas pela ANP após a aprovação do Plano de Desenvolvimento daquele campo.

Art. 5º Em caso de reavaliação das reservas de petróleo e gás natural de um campo, os novos

valores deverão ser relatados no Boletim Anual de Reservas referente ao ano, acompanhados de justificativa devidamente instruída com os dados e informações pertinentes.

Parágrafo único. No caso da variação entre as reservas previstas e reavaliadas ser igual ou superior a 10% (dez por cento), o Plano de Desenvolvimento e o Programa Anual de Produção do campo em consideração serão revistos pelo Concessionário.

Art. 6º Durante a fase de exploração, incluindo-se o período de avaliação, os volumes recuperáveis estimados serão classificados como recursos petrolíferos ou gaseíferos.

Parágrafo único. Os volumes produzidos em testes de poço de longa duração, no período de

avaliação, serão também considerados como recursos.

Art. 7º As informações referidas no Art. 2º desta Portaria somente poderão ser divulgadas pelo Concessionário mediante prévio e expresso consentimento da ANP.

§ 1º O Concessionário estará dispensado de solicitar à ANP o consentimento prévio a que se refere o *caput* deste Artigo, nas hipóteses previstas na Cláusula de Confidencialidade que consta do seu Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural.

§ 2º Quando for permitida a divulgação das informações de que trata o Art. 2º desta Portaria a

terceiros, esses estarão obrigados a firmar termo de confidencialidade.

Art. 8º Caberá à ANP estimar as reservas de petróleo e gás natural porventura existentes em blocos ainda não submetidos a licitação para a outorga de concessão para exploração e produção.

Art. 9º A ANP consolidará, anualmente, as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural, ficando responsável por divulgá-las até o dia 15 de fevereiro do ano subsequente ao de referência.

Parágrafo único. A ANP divulgará as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural agrupando-as em áreas terrestres e marítimas de produção e especificando os respectivos municípios e estados da Federação.

Art. 10º O Boletim Anual de Reservas referente ao ano de 1999, excepcionalmente, deverá ser entregue até o dia 15 de fevereiro de 2000, devendo a ANP divulgar as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural até o dia 15 de março de 2000.

Art. 11 O não cumprimento das disposições contidas na presente Portaria implicará em aplicação das penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e em legislação complementar.

Art. 12 Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN  
Diretor-Geral

Publicada no DOU de 24 de janeiro de 2000