

TATIANE MARIN

**ANALISE ENERGO AMBIENTAL DA EXPLORAÇÃO E
EXPLOTAÇÃO DO GÁS NATURAL**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Minas do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e
de Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo.

Orientador: Miguel Edgar Morales Udaeta

**São Paulo
2005**

TF. 2005
M 338a
1571602

M2005L

DEDALUS - Acervo - EP-EPMI



31700005970

FICHA CATALOGRÁFICA

Marin, Tatiane

Análise energo ambiental da exploração e exploração do gás natural / T. Marin. -- São Paulo, 2005.

46 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

**1.Pesquisa mineral 2.Gás natural (Exploração) 3.Impactos ambientais 4.Tecnologia mineral (Análise econômica)
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II.t.**

A meus familiares e amigos que sempre me apoiaram.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Miguel Edgar Morales Udaeta, meu orientador pela ajuda e paciência na realização deste trabalho.

A Agência Nacional de Petróleo – ANP, pela auxílio financeiro para a realização deste projeto.

Aos professores e colegas do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo da USP, pela ajuda na minha formação profissional e pessoal.

RESUMO

O objetivo deste trabalho é estudar o conteúdo energético e ambiental no primeiro elo da cadeia do gás natural. Para isto a metodologia foi descrever os processos de exploração e exploração objetivando uma produção de gás eficiente. O resultado em termos ambientais é a mudança da relação com o meio-ambiente, atualmente é obrigatório o licenciamento ambiental para operar, os maiores impactos estão na perfuração e operação do poço. A queima e perda de gás no Brasil diminuíram 38% no período compreendido entre os anos de 2000 e 2004, demonstrando a preocupação ambiental e otimização da recuperação. A partir dos resultados conclui-se que o fim do monopólio da Petrobrás e a criação das rodadas de licitação pela ANP, trouxeram um grande avanço na prospecção de bacias sedimentares brasileira. Que de fato, o aproveitamento de gás natural é necessário e indica claramente a busca de uma fonte de energia mais limpa e sustentável e endógena, demonstrado também pela Rodada 7 de licitações que foi orientada para o gás natural.

Palavras chave: gás natural, exploração, exploração, energia e meio ambiente.

SUMÁRIO

	página
1. INTRODUÇÃO	1
2. GÁS NATURAL	2
3. RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL	2
4. PROSPECÇÃO	3
4.1 Métodos Geológicos	3
4.1.1 Geologia de superfície	3
4.1.2 Aerofotogrametria e fotologia	4
4.1.3 Geologia de subsuperfície	4
4.2 Métodos Potenciais	4
4.2.1 Gravimetria	5
4.2.2 Magnometria	5
4.3 Métodos sísmicos	5
5. PERFURAÇÃO DO POÇO	8
5.1 Completação	10
5.2 Sistema de geração e transmissão de energia	11
5.3 Classificação dos poços	11
5.4 Possíveis problemas na perfuração	12
6. AVALIAÇÃO DE FORMAÇÕES	12
6.1 Perfilagem de poço	13
6.2 Testes de pressão em poços	14
6.3 Perfilagem de produção.	15
7. CUSTOS DA CADEIA DO GÁS NATURAL	16
8. USOS NA CADEIA PRODUTIVA	17
9. REGULAÇÃO DA EXPLORAÇÃO	18
9.1 Política Energética Nacional para Exploração do Gás	18
9.2 Rodadas de licitação	19
10. ESTUDO DE CASO – BACIA DE SANTOS.	22
11. RESULTADOS	24
12. CONCLUSÃO	25
13. REFERÊNCIAS	25
 ANEXO A – Produção Mundial de Gás Natural	27
ANEXO B – Produção Brasileira de Gás Natural	28
ANEXO C – Consumo de gás no E&P no Brasil	29
ANEXO D – Queima de gás natural no Brasil	30
ANEXO E – Reinjeção de gás natural no Brasil	31
ANEXO F – Consumo de Gás no Brasil	32

ANEXO G – Resumo das Rodadas	33
ANEXO H – Licenciamento ambiental	38
ANEXO I – Cadeia Produtiva do Gás Natural.	40
ANEXO J – Composição Bruta do Gás Natural.	45
ANEXO K – Preços de serviços utilizados em engenharia de petróleo.	46

1. INTRODUÇÃO

Segundo projeções da Agencia Internacional de Energia o gás natural devera ter forte ascensão na matriz energética mundial. As atividades para busca de gás, denominadas pesquisa ou exploração, envolvem a aquisição de dados, a realização de estudos geológicos e a perfuração de poços para comprovação da existência de hidrocarbonetos.

O Brasil é um país privilegiado em áreas com potencial para descoberta de gás natural e petróleo. Estudos da Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicam a existência de 29 bacias sedimentares com interesse para pesquisa de petróleo e gás, cobrindo cerca de 6,4 milhões de km² em terra e no mar. As bacias no mar, com extensão de 1,5 milhões de km², estendem-se de Pelotas, no Rio Grande do Sul, à Foz do Amazonas, no Amapá.

Para aumentar o conhecimento sobre o potencial dessas bacias sedimentares, é necessário intensificar os estudos e promover a execução de serviços de geologia e geofísica. Hoje, encontram-se em exploração apenas 3% das áreas das bacias que estão sob concessão para atividades de exploração.

A única atividade exploratória que pode confirmar a presença de gás natural ou petróleo é a perfuração de poços. Em toda a historia do país, apenas 21,5 mil poços foram perfurados; deste total, cerca de seis mil são exploratórios, ou seja, visavam à descoberta de gás e petróleo, e os demais são poços para a produção. Nos Estados Unidos, mais de 2,5 milhões de poços já foram perfurados, sendo que cerca de 24 mil somente no ano de 2002. No Brasil, ainda há muito trabalho a fazer.

O objetivo deste trabalho é estudar, avaliar e interpretar a primeira fase da cadeia produtiva do gás natural, que esta no ANEXO I, descrever os métodos utilizados atualmente para realizar a exploração e a exploração. Determinar onde, como, o tipo e quanto de energia é gasta nessa fase da cadeia. Identificar os impactos ambientais causados e os custos envolvidos em cada etapa.

A metodologia utilizada foi realizar fazer uma base de dados, levantando informações na bibliografia existente, realizando uma analise ambiental, energética, social e econômica dos métodos e fases levantados. Seguindo de uma contabilização geral, estruturando de maneira lógica o trabalho realizado.

2. GÁS NATURAL

O Gás Natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves que na temperatura ambiente e pressão atmosférica, permanece no estado gasoso. O gás natural apresenta características adequadas para ser utilizado como combustível em instalações industriais, comerciais, residenciais e como matéria-prima em indústrias químicas, siderúrgicas e de fertilizantes.

Os processos naturais de formação dos gás natural são a degradação da matéria orgânica por bactérias anaeróbias, a degradação da matéria orgânica e do carvão por temperatura e pressão elevadas ou da alteração térmica dos hidrocarbonetos líquidos.

O Gás Natural é extraído de jazidas naturais subterrâneas formadas por rochas sedimentares porosas e permeáveis e cobertas por estratos impermeáveis que impedem a sua saída para o exterior. O Gás, assim como petróleo, formou-se nessas jazidas subterrâneas como resultado da decomposição de sedimentos naturais ao longo de muitos milhares de anos. O gás natural pode estar acompanhado por petróleo (gás associado) ou é encontrado constituindo um reservatório de gás (gás não-associado).

O gás natural como encontrado na natureza é uma mistura variada de hidrocarbonetos gasosos cujo componente preponderante é sempre o Metano. O gás natural não associado apresenta os maiores teores de Metano, enquanto o gás natural associado apresenta proporções mais significativas de Etano, Propano, Butano e hidrocarbonetos mais pesados.

Além dos hidrocarbonetos fazem parte da composição do gás natural bruto outros componentes, tais como o Dióxido de Carbono (CO_2), o Nitrogênio (N_2), Hidrogênio Sulfurado (H_2S), Água (H_2O), Ácido Clorídrico (HCl), Metanol e impurezas mecânicas. A presença e proporção destes elementos depende fundamentalmente da localização do reservatório, se em terra ou no mar, sua condição de associado ou não, do tipo de matéria orgânica ou mistura do qual se origina, da geologia do solo e do tipo de rocha onde se encontra o reservatório, etc. O ANEXO J exemplifica a diversidade e a variabilidade da composição do Gás Natural Bruto, bem como a predominância do gás

3. RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

As reservas provadas nacionais estão atualmente em 316 bilhões de metros cúbicos e serão expandidas, podendo atingir 657 bilhões de metros cúbicos, duplicando a oferta do combustível nos próximos dez anos e subsidiando o abastecimento do mercado brasileiro por um período de 20 a 30 anos. Este mercado nacional foi, até aqui, abastecido pelas reservas da Petrobras no Brasil e na Bolívia.

Destacam-se nessas reservas os Estados do Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Amazonas e mais recentemente, a Bacia de Santos e o litoral do Espírito Santo, na Região Sudeste, devido ao grande volume de gás natural encontrado. Com as descobertas na Bacia de Santos, foram incorporados às reservas provadas 78 bilhões de metros cúbicos de gás natural e mais 341 bilhões de metros cúbicos estão em fase de avaliação.

Os primeiros testes em apenas dois poços da Bacia de Santos indicaram uma capacidade de produção superior a 12,5 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia.

A maior parte do gás existente no país (80%) está associado a jazidas de petróleo, limitando a extração do produto. Além disso, as reservas da Amazônia só poderão ser utilizadas após a construção dos gasodutos Urucu-Porto Velho e Coari-Manaus, ambos em estudo pela Petrobras.

Para complementar a produção nacional, viabilizou-se a importação da Bolívia e Argentina. Os gasodutos Bolívia-Brasil e Uruguaiana-Porto Alegre abastecem diversos municípios brasileiros, atravessando os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, além de também beneficiar indiretamente Rio de Janeiro e Minas Gerais.

Hoje, a participação do gás natural responde por 7,5% da matriz energética brasileira e um dos grandes desafios da Petrobras é consolidar um crescimento progressivo que possibilite chegar a 15% da matriz em 2015. Estima-se que até 2010 haverá um crescimento de 14,2% ao ano do mercado de gás natural. Também no ano de 2015, a oferta de gás natural ao mercado brasileiro deverá atingir patamares superiores a 100 milhões de metros cúbicos diários, o triplo da oferta atual.

A tendência é que o aumento da demanda interna pelo combustível, nos próximos anos, estimule a criação de novas parcerias internacionais, em particular com os países da América do Sul, garantindo o suprimento nas próximas décadas.

Assim, o aumento do gás natural na matriz energética estará contribuindo para o desenvolvimento do Brasil, propiciando a geração de, aproximadamente, 200 mil novos empregos permanentes, reduzindo a emissão dos principais gases poluentes e do efeito estufa e abrindo novas perspectivas. Tudo isso para que tenhamos um País mais competitivo e com melhores condições de vida.

4. PROSPECÇÃO

O objetivo da prospecção é identificar os locais mais favoráveis à ocorrência de hidrocarbonetos através de métodos geológicos e geofísicos, que, atuando em conjunto, conseguem indicar o local mais propício para a perfuração. Na fase de prospecção o gás e o petróleo não são diferenciados. O custo de um único poço exploratório é superior ao programa de prospecção, que consegue estudar uma grande área eliminando as regiões menos propícias.

4.1 Métodos Geológicos

Na primeira etapa de um programa exploratório é realizado um estudo geológico para reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos em uma determinada região. O geológico elabora mapas de geologia de superfície com apoio da aerofotogrametria e fotogeologia, infere a geologia de subsuperfície a partir das mapas de superfície e dados de poços e analisa as informações paleontológico e geoquímico.

4.1.1 Geologia de superfície

Através do mapeamento das rochas que afloram na superfície, é possível reconhecer e delimitar as bacias sedimentares e identificar algumas estruturas capazes de acumular hidrocarbonetos. Nesta fase são praticamente eliminadas as áreas compostas de rochas ígneas e metamórficas e bacias sedimentares com espessura muito pequena ou sem

estrutura favorável à acumulação. Através deste estudo é possível determinar a locação de um poço pioneiro.

4.1.2 Aerofotogrametria e fotologia

A aerofotogrametria é utilizada para construção de mapas base ou topográficos e consiste em fotografar o terreno utilizando-se um avião devidamente equipado, voando com altitude, direção e velocidade constantes.

A fotogeologia consiste na determinação das feições geológicas a partir de fotos aéreas, onde dobras, falhas e o mergulho da camada são visíveis. As estruturas geológicas podem ser identificadas através da variação da cor do solo, da configuração de rios e de drenagem presente na região de estudo.

Além das fotos aéreas obtidas nos levantamentos aerofotogramétricos, utilizam-se imagens de radar e imagens de satélite, cuja cores são processadas para ressaltar características específicas das rochas expostas da superfície.

4.1.3 Geologia de subsuperfície

Geologia de subsuperfície é o estudo de dados geológicos obtidos em poço exploratório, permitindo reconhecer as rochas que não afloram na superfície. As técnicas mais comuns envolvem:

- A descrição das amostras de rochas recolhidas durante a perfuração;
- O estudo das formações perfuradas e sua profundidade em relação a um referencial fixo (frequentemente o nível do mar);
- A construção de mapas e seções estruturais através de correlação entre as informações de diferentes poços; e
- Identificação dos fosseis presentes, para correlacionar os tipos de rochas dentro de uma mesma bacia ou mesmo entre bacias.

4.2 Métodos Potenciais

Geofísica é o estudo da Terra usando medidas físicas tomadas na sua superfície. Os geofísicos adquirem, processam e interpretam os dados coletados por instrumentos especiais, com objetivo de obter informações sobre a estrutura e composição de rochas em subsuperfície.

A vantagem principal da geofísica sobre os métodos tradicionais com perfuração, é que os métodos geofísicos são não invasivos, não destrutivos, mais baratos, e menos perigosos. Técnicas geofísicas são mais efetivas quando usadas para direcionar amostragens diretas. Grande parte do conhecimento adquirido sobre o interior da Terra, além dos limites alcançados por poços, vem de observações geofísicas.

A gravimetria e a magnetometria, também chamadas métodos potenciais foram muito importantes no início de prospecção de petróleo por métodos indiretos, permitindo o

reconhecimento e mapeamento das grandes estruturas geológicas que não apareciam na superfície.

4.2.1 Gravimetria

O campo gravitacional depende de cinco fatores: latitude, elevação, topografia, marés e variações de densidade em subsuperfície. Este último é o único que interessa na exploração gravimétrica de hidrocarbonetos, pois permite fazer estimativas da espessura de sedimentos em uma bacia sedimentar, presença de sal e prever a existência de altos e baixos estruturais pela distribuição lateral desigual de densidade em subsuperfície.

A utilização individual do método gravimétrico não consegue diagnosticar com confiabilidade a real estrutura da interior da Terra porque diferentes feições geológicas podem produzir perfis gravimétricos semelhantes. Contudo, quando utilizado conjuntamente com outros métodos geofísicos e com o conhecimento geológico prévio da área, permite um avanço significativo no entendimento da distribuição espacial das rochas em superfície.

4.2.2 Magnometria

A prospecção magnética para petróleo tem como objetivo medir pequenas variações na intensidade do campo magnético terrestre, conseqüente da distribuição irregular de rochas magnetizadas em subsuperfície.

Nos levantamentos aeromagnéticos as medidas obtidas pelos magnetômetros dependem da latitude, altitude de vôo ou elevação, direção de vôo, variações diurnas e presença localizada de rochas com diferentes susceptibilidades magnéticas, entre outros fatores menos importantes.

Da mesma forma que a gravimetria a magnometria pode apresentar interpretações ambíguas e devem ser utilizadas em conjunto com outros métodos. A interpretação dos mapas magnéticos pode fornecer estimativas da profundidade do embasamento magnético ou espessura de sedimentos, altos estruturais do embasamento e presença de rochas intrusivas básicas.

4.3 Métodos sísmicos

São os métodos que baseiam-se na emissão de ondas sísmicas artificiais em subsuperfície ou no mar, captando-se os seus "ecos" depois de percorrerem determinada distância para o interior da crosta terrestre, serem refletidas e refratadas nas suas descontinuidades e então retornando à superfície. Distinguimos dois tipos de métodos sísmicos:

- a. **Refração:** aqui as ondas sísmicas propagam-se em sub-superfície e viajam a grandes distâncias, sendo após captadas por sensores (geofones). As informações obtidas por este método geralmente são de áreas em grande escala, trazendo informações pouco detalhadas das regiões abaixo da superfície, situadas entre o

ponto de detonação e o ponto de captação. Na área de petróleo e gás natural sua aplicação é bastante restrita atualmente, embora este método tenha sido largamente utilizado na década de 1950 como apoio e refinamento dos resultados obtidos pelos métodos potenciais.

- b. **Reflexão:** neste método, observa-se o comportamento das ondas sísmicas, após penetrarem na crosta, serem refletidas em contatos de duas camadas de diferentes propriedades elásticas e retornarem à superfície, sendo, então, detectadas por sensores (geofones ou hidrofones). É o principal método usado na prospecção de hidrocarbonetos (petróleo e gás) por fornecerem detalhes da estrutura da crosta, bem como de propriedades físicas das camadas que a compõem. Mais de 90% dos investimentos em prospecção são aplicadas em sísmica de reflexão.

A aquisição de dados sísmicos consiste na geração de uma perturbação mecânica em um ponto da superfície e o registro das reflexões em centenas de canais de recepção, eqüidistantes, ao longo de uma linha reta.

As fontes de energia sísmica mais utilizadas são a dinamite e o vibrador em terra e canhões de ar comprimido em levantamentos marítimos. Recentemente, devido as preocupações ambientais, não é mais utilizado explosivos para gerar as ondas sísmicas.

Os receptores utilizados para registrar reflexões destes pulsos são basicamente de dois tipos: eletromagnéticos (geofones) para registros em terra, e de pressão (hidrofones) para levantamentos na água.

Através do conhecimento das velocidades, das impedâncias acústicas e parâmetros de calibração é possível fazer estimativas da distribuição de porosidade, conforme ilustrado na Figura 1.

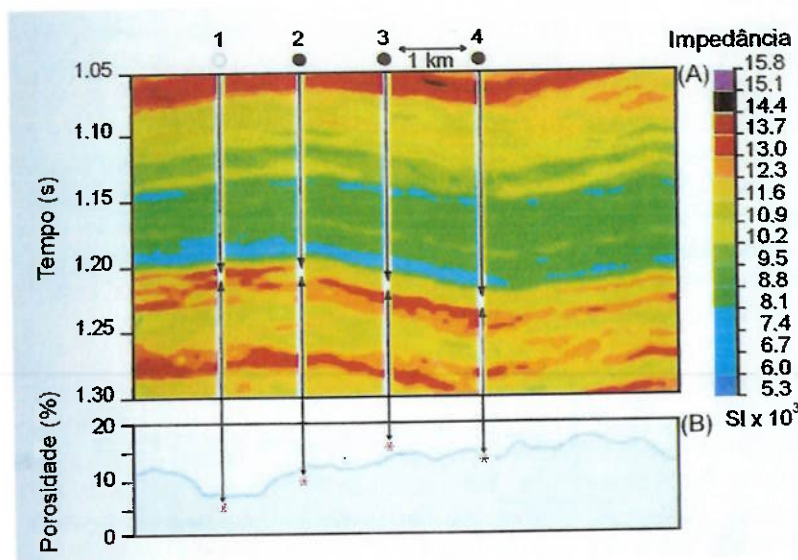


Figura 1: (A) Exemplo de seção de impedância acústica obtida pelo processamento de dados sísmicos de reflexão. (B) Estimativas de porosidade ao longo da seção e comparação com as porosidades medidas nos poços, marcado pelo símbolo *. (Extraído de Thomas, 2001).

- a. **Sísmica 2D:** o levantamento se dá em apenas um plano, o resultado final é uma seção composta por traços sísmicos colocados lado a lado que representa a imagem sísmica correspondente ao plano geológico vertical ao longo do qual foi realizado o levantamento.
- b. **Sísmica 3D:** é o levantamento dos dados sísmicos em linhas paralelas afastadas entre si de distância igual à distância entre os canais receptores. O algoritmo de migração possui a flexibilidade de migrar eventos para a terceira dimensão, permitindo que eventos laterais presentes nas seções 2D sejam migrados para suas respectivas posições verdadeiras em 3D. O conjunto dos traços sísmicos constitui o cubo de dados 3D no qual se utilizam códigos de cores para melhor visualização, gerando perfis 2D através de cortes do mesmo. A figura 2 mostra a diferença entre o método 2D e 3D.
- c. **Sísmica 4C:** consiste na obtenção de informações não apenas da onda principal (P), mas também a onda cisalhante (S). Essa onda S é o quarto componente da sísmica 4C. Mas como essa onda não se propaga em meio à água, numa aquisição sísmica offshore é necessário implantar hidrofones no fundo do mar ligados à embarcação. A combinação dessas informações permite aos pesquisadores saber não só o tipo de rocha, mas também sua porosidade. Atualmente é pouco utilizada.
- d. **Sísmica 4D:** é proveniente da variável tempo, ou seja, consiste em levantamentos sísmicos de 3D realizados em diferentes estágios da vida produtora do campo de petróleo. O levantamento base 3D, normalmente efetuado durante a fase de delimitação ou de desenvolvimento do campo produtor, é utilizado como referência para posteriores levantamentos 3D efetuados em intervalos de tempo definidos em função da curva de produção ou depleção do campo de petróleo. “Fazendo levantamentos várias vezes ao longo do tempo, observamos a migração do óleo”.

O primeiro levantamento sísmico 4D no Brasil foi realizado no segundo semestre do ano passado, nos campos de Marlim e Voador (produtores de petróleo), abrangendo uma área total de 580 km².

O grande desafio é processar a quantidade de informações – para isso, a Petrobrás precisa recorrer ao cluster desenvolvido pela Área Tecnológica de Geologia e Geofísica do Cenpes, que permite o processamento de uma enorme quantidade de dados com grande rapidez.

Além do hardware o sucesso está no desenvolvimento do algoritmo de processamento paralelo: todas as funções matemáticas que precisam ser resolvidas são distribuídas paralelamente para cada um dos micros da rede – que funcionam como “nós” desse cluster – que recebem a tarefa, realizam a operação matemática, e devolvem a informação para um computador central. Isso diminui exponencialmente o tempo gasto em processamento – tarefas que levariam mais de oito dias são realizadas em 1 hora.

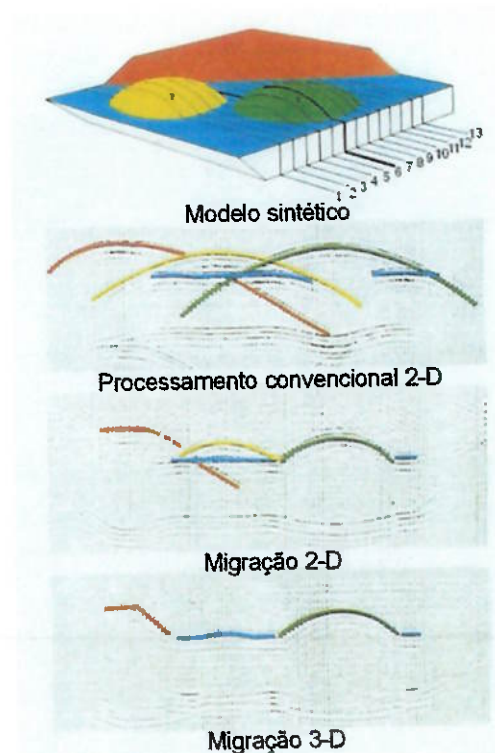


Figura 2: modelo sintético ilustrando a migração 3-D. A seção convencional ao longo da linha 6 apresenta-se contaminada de difrações que são atenuadas pela migração 2-D. Entretanto, a reflexão lateral do domo amarelo somente é atenuada com a migração 3-D. (Extraído de Thomas, 2001).

5. PERFURAÇÃO DO POÇO

Ao se iniciar um poço, ninguém sabe ao certo se encontrará uma reserva, somente a sondagem revelará a presença ou não do óleo ou gás. O trabalho de perfuração reúne um grande número de profissionais especializados como geólogos, engenheiros, eletricitistas, mecânicos, etc.

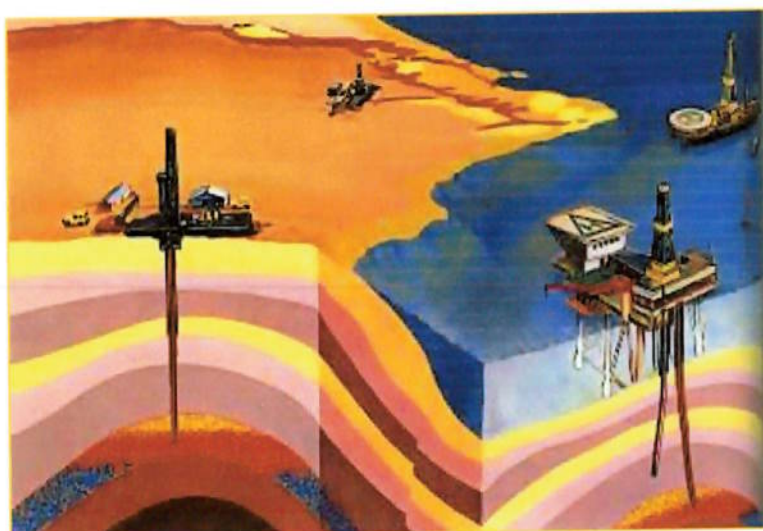


Figura 2: Ilustração de perfuração de poços em terra e em mar.

A partir do momento em que se inicia a perfuração, o processo não é mais interrompido até que se atinja o objetivo. A perfuração é realizada através de uma sonda. Caracteriza-se pela aplicação de peso e rotação na broca e pela circulação de fluido. O peso e a rotação têm a função de destruir as rochas; já o fluido retira os cascalhos gerados pela broca e os transporta para a superfície. A circulação consiste em manter o bombeio do fluido, em geral com rotação, mas com a broca fora do fundo (sem peso). Assim, não se tem avanço e pode-se efetuar uma melhor limpeza, retirando todo o cascalho do poço. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção ou swivel, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço. O anular entre os tubos de revestimento e as paredes do poço é cimentado com finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Após a cimentação, a nova broca de diâmetro inferior ao da broca é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro inferior ao revestimento para o prosseguimento da perfuração.

A sonda de perfuração é o conjunto de equipamentos e acessórios que possibilitam a perfuração do poço. Todos os equipamentos de uma sonda rotativa responsáveis por determinada função são agrupados nos chamados sistemas. Os principais sistemas são: de geração e transmissão de energia, de sustentação de cargas, de movimentação de carga, de rotação de brocas, de circulação, de segurança do poço, de monitoramento e o sistema de subsuperfície (coluna de perfuração). Um sonda e seus principais componente são representados na figura 3.

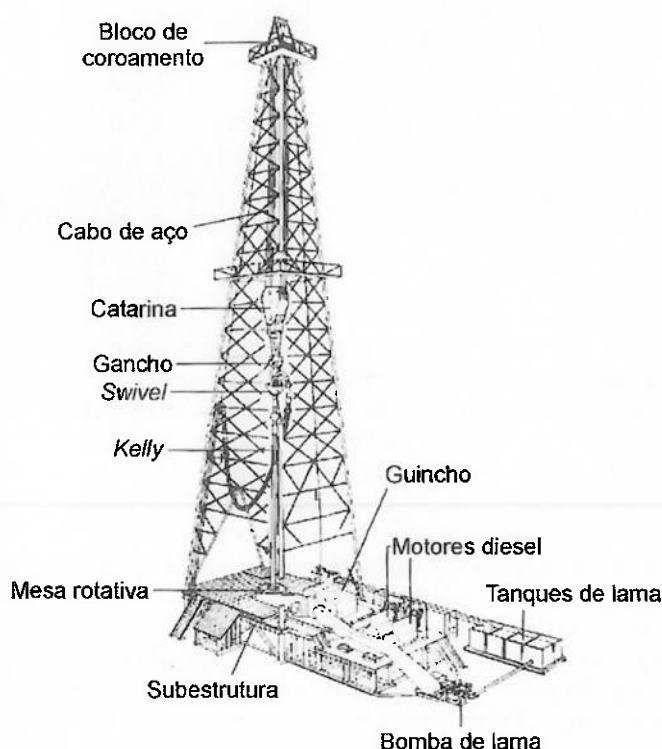


Figura 3: Esquema de uma sonda rotativa (*Extraído de Thomas, 2001*).

Na perfuração convencional, o poço é perfurado de tubo em tubo (aproximadamente 9 metros). Já na perfuração com top-drive, a perfuração é feita de seção em seção (28 metros).

Em um poço típico onshore, primeiro crava-se no chão um condutor de 20" de diâmetro por onde descenderá a broca de 12 1/4" que irá perfurar até certa profundidade, em seguida retira-se a broca, para após descer um revestimento de 9 5/8", para que então ocorra a cimentação, conforme demonstrado na figura em amarelo. Assim se reinicia a perfuração com uma broca de 8 1/2", seguido do mesmo processo anterior.

Em um poço offshore, primeiro desce uma base guia temporária de 36", onde se inicia a perfuração com uma broca de 26", em seguida retira-se a broca, desce o revestimento de 20", para então ocorrer a cimentação. O processo de perfuração é continuado como na situação onshore com uma broca de 8 1/2" e seus passos seguintes.

5.1 Completação

Ao terminar a perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva. Ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás (ou ainda injetar fluidos nos reservatórios) denomina-se completção.

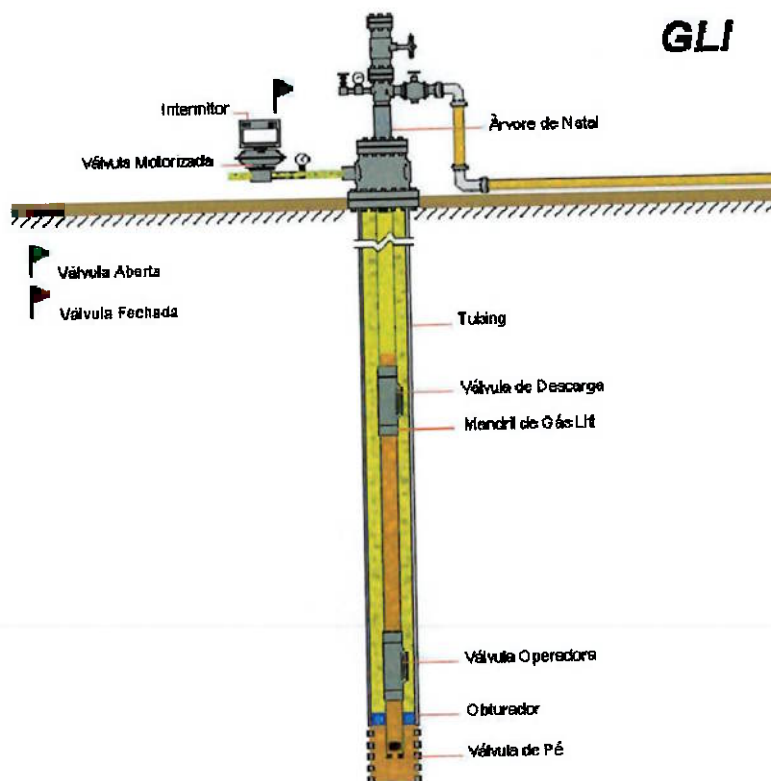


Figura 4: Completção de um poço de petróleo. (fonte: IEE)

Quanto aos aspectos técnico e operacional, deve-se buscar otimizar a vazão de produção (ou de injeção) e tornar a completação a mais permanente possível, ou seja, aquela que minimize a necessidade de intervenções futuras para a manutenção do poço (as chamadas operações de *workover*).

Considerando que a completação tem reflexos em toda a vida produtiva do poço e envolve altos custos, faz-se necessário um planejamento criterioso das operações e uma análise econômica cuidadosa.

Arvore de natal é um equipamento constituído por um conjunto de válvulas que é acoplado à cabeça do poço, com o objetivo de controlar e permitir a produção de fluidos.

5.2 Sistema de geração e transmissão de energia

A energia necessária para acionamento dos equipamentos de uma sonda de perfuração é normalmente fornecida por motores diesel.

Nas sondas marítimas em que exista produção de gás é comum e econômica a utilização de turbinas a gás para geração de energia para toda a plataforma.

Quando disponível, a utilização da energia elétrica de redes públicas pode ser vantajosa, principalmente quando o tempo de permanência da sonda em cada local for elevado.

Uma característica importante dos equipamentos de uma sonda, e que afeta o processo de transmissão de energia, é a necessidade deles operarem com velocidade e torque variáveis.

A depender do modo de transmissão de energia para os equipamentos, as sondas de perfuração são classificadas em sondas mecânicas ou diesel - elétricas.

5.3 Classificação dos poços

Os poços exploratórios podem ser considerados:

- a. **Pioneiros:** quando tem o objetivo de encontrar uma nova reserva de petróleo, envolve altos custos e riscos, a localização deve ser criteriosamente analisada. O índice de sucesso em poços deste tipo da Petrobras no mar é de 47%.
- b. **Estratigráfico:** quando o poço é perfurado para se obter dados estratigráficos para futuras programações e análises específicas.
- c. **Extensão:** quando visa perfurar uma área onde já existe uma reserva com intensão ampliar a produção, delimitar a reserva, determinar o comprimento, largura, sentido, assim, sendo possível estimar o tamanho da reserva;
- d. **Pioneiro adjacente:** quando se buscam novas reservas em um campo produtor.

Os poços também são classificados por seu direcionamento:

- a. **Verticais:** seu objetivo está sobre a sonda e não há DOG-LEG (mudança de direção) elevados.
- b. **Direcionais:** quando é necessário a mudança de direção ou inclinados.

5.4 Possíveis problemas na perfuração

Perda de Circulação" ou "Ausência de Retorno" é a perda do fluido de perfuração (ou pasta de cimento) para os espaços porosos, fraturas ou cavernas da formação, durante as operações de perfuração ou completação.

Prisão de coluna de perfuração por diferencial de pressão, desmoronamento, embuchamento ou inchamento de argila.

Desgaste de brocas tricônicas.

Objeto indesejável (ferramenta, seção da coluna de perfuração, cones de broca, cabos) preso ou caído no poço que impede o prosseguimento da perfuração. Quando possível usa-se ferramenta para "pescar" objetos.

Mudanças de direção do poço em função de fatores naturais e mecânicos (que podem ser desejados ou não), tem equipamento para evita-lo.

O Kick é um influxo indesejável e não esperado, que pode ocorrer da formação para dentro do poço. Ocorre quando a pressão no poço, em frente a uma formação permeável, fica menor que a pressão de poros dessa formação. O fluido invasor pode ser de água, óleo ou gás. Dentre suas causas citamos a falta de ataque ao poço durante as manobras, pistoneio, perda de circulação, peso de lama insuficiente e corte da lama por gás. Quando um kick é detectado deve-se fechar o poço pelo BOP, circular o fluido invasor para fora do poço, circular um fluido mais denso para controlar o poço, abrir o BOP e voltar a perfurar.

O Blowout é um fluxo descontrolado. Pode ocorrer na superfície ou sub-superfície (Underground Blowout). É muito importante o controle do Kick, para evitar que se transforme num Blowout.

6. AVALIAÇÃO DE FORMAÇÕES

Denomina-se "Avaliação de Formação" as atividades e estudos que visam definir em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida, isto é, a sua capacidade produtiva e a valorização das suas reservas de óleo e gás. A avaliação das formações baseia-se principalmente na perfuração a poço aberto, no teste de formação a poço aberto, nos testes de pressão a poço revestido e na perfuração de produção. Também são utilizadas todas as informações anteriores à perfuração do intervalo de interesse, sejam elas obtidas na etapa do estudo geológico e geofísico da área ou na etapa de perfuração do poço. A integração de todos os dados disponíveis permite a avaliação efetiva do reservatório.

O processo se inicia com a perfuração do poço pioneiro, cuja localização é definida no estudo geológico e geofísico, principalmente a sísmica. Durante a perfuração do poço, vários indícios podem indicar a possibilidade da presença de hidrocarbonetos. Esses indícios são observados nas amostras de calha das rochas perfuradas, em testemunhos e em *kicks*, assim como pela velocidade de perfuração, pelo detector de gás, etc.

A perfilagem final, executada ao termino da perfuração do poço, permite obter informações importante a respeito das formações atravessadas pelo poço: litologia, espessura, porosidade, prováveis fluidos existentes nos poros e suas saturações. A maior limitação da perfilagem é a pequena extensão de seu raio de investigação lateral, de modo que apenas a vizinhança do poço é analisada pela perfilagem.

Com base na análise dos perfis, decide-se quais os intervalos do poço são de interesse potencial para se executar os testes de formação. Se não houver intervalo de interesse o poço é abandonado. Os testes de formação têm sido amplamente utilizados para se estimar a capacidade produtiva do poço.

Apesar dos indícios obtidos durante a perfuração e a perfilagem indicarem presença de hidrocarbonetos na formação, isto não significa que possam ser produzidos economicamente. Somente o teste de formação (isto é, somente a colocação do poço em fluxo) poderá confirmar, com segurança, a presença de hidrocarbonetos na formação e fornecer dados a respeito das condições de fluxo nas imediações do poço.

6.1 Perfilagem de poço

O perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedade das rochas perfuradas, têm sempre como objetivo principal, a determinação da profundidade e a estimativa do volume da jazida de hidrocarboneto. Para fazer uma perfilagem em um poço, são usadas diversas ferramentas (sensores) acopladas a sofisticados aparelhos eletrônicos. Estes sensores são introduzidos poço adentro, registrando, a cada profundidade, as diversas informações relativas às características físicas das rochas e dos fluidos em seus interstícios (poros). As ferramentas utilizam diversas características e propriedades das rochas, que podem ser elétricas, nucleares ou acústicas. Os perfis são denominados de perfis elétricos independente do processo físico utilizado.

Com os sensores elétricos, detecta-se, por exemplo, a resistividade das rochas e a identificação das mesmas se dão através de comparações dos valores obtidos na perfilagem com os valores das resistividades de diversas rochas conhecidas e determinadas em testes de laboratório. Com os sensores nucleares, detecta-se a intensidade de radioatividade das rochas e dos fluidos em seus poros, podendo-se inferir a composição mineralógica das mesmas. Com as ferramentas acústicas, ultra-sons são emitidos em uma ponta da ferramenta a intervalos regulares e detectados em sensores na outra ponta. O tempo que o sinal sonoro levou para percorrer esta distância fixa e conhecida (chamado de tempo de trânsito) através da parede do poço (ou seja, pela rocha) é medido e gravado no perfil. O geofísico, mais tarde, compara estes tempos de trânsito com os tempos determinados em laboratório para rochas de composições conhecidas, inferindo, desta maneira, as

composições mineralógicas das rochas atravessadas pelo poço e determinando suas profundidades.

Existem muitos tipos de perfis com o objetivo de avaliar as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida comercial de hidrocarbonetos, os principais são: potencial espontâneo (SP), raios gama (GR), neutrônico (NPHI), indução (ILD); sônico (DT) e densidade (RHOB). A figura 5 mostra exemplos de alguns perfis obtidos em um poço exploratório.

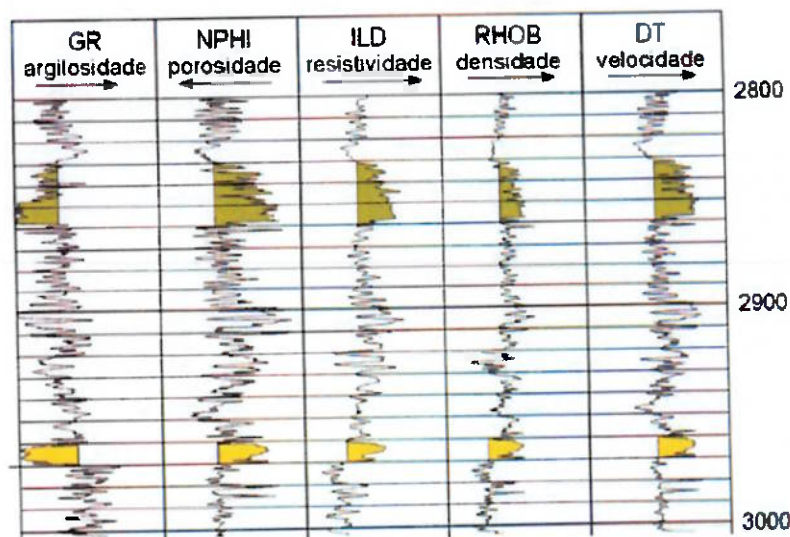


Figura 5: Exemplo de uma suite de perfis obtido em um poço exploratório (Extraído de Thomas, 2001).

6.2 Testes de pressão em poços

Um reservatório novo, selado nos seus limites externos esta inicialmente em equilíbrio, ou seja, em qualquer ponto a pressão é a mesma e denominada pressão estática original. Quando um poço é colocado em produção (durante um teste, por exemplo), o equilíbrio é quebrado: a pressão é menor no poço e vai crescendo à medida que se afasta dele em direção aos limites do reservatório. O período em que o poço esta produzindo é chamado de período de fluxo.

Após o fechamento do poço a movimentação de fluidos continuara ocorrendo ate que não haja diferença de pressão no seu interior. Esta pressão de equilíbrio é denominada pressão media do reservatório. O período de tempo em que o poço esta fechado é chamado de período de estática ou período de crescimento de pressão.

A pressão media vai declinando com o tempo à medida que o fluido de reservatório vai sendo produzido, esse processo é denominado de depleção. As variações de pressão ao longo do tempo, tanto no período de fluxo quanto no período de estática, dependem de três fatores:

- Das características do reservatório (tamanho, propriedades da rocha, etc.);
- Das propriedades dos fluidos nele contidos; e
- Do histórico da produção.

Os principais objetivos de testes de pressão são: identificação dos fluidos contidos na formação; verificação da pressão estática e da existência de depleção; determinação da produtividade da formação, dos parâmetros da formação e do dano de formação, além da amostragem de fluidos para PVT (Pressão, Volume e Temperatura).

Os tipos de testes de pressão são: teste de formação repetitivo (RFT), teste de formação, teste de formação a poço aberto (TF), teste de formação a poço revestido (TFR), teste de produção (TP) e registro de pressão.

6.3 Perfilagem de produção.

A perfilagem de produção é feita através de perfis corridos após descida do revestimento de produção e completação inicial do poço, visando determinar a efetividade de uma completação ou as condições de produtividade (ou injetividade) de um poço.

A ferramenta *Production logging tool* (PLT) pode fornecer os seguintes perfis:

- Continuous flowmeter:** o objetivo principal é definir a contribuição de cada intervalo aberto do poço na vazão total de produção (ou de injeção), consiste basicamente de uma hélice centralizada na ferramenta, cuja velocidade de rotação é registrada continuamente contra a profundidade.
- Gradiomanômetro:** registra continuamente a densidade da mistura de fluido dentro do poço em função da profundidade, através da medição de pressão em dois pontos distintos, afastados de dois pés. Sua resolução é de cerca de $0,01 \text{ g/cm}^3$. A diferença de pressão registrada é função da soma da coluna hidrostática com as perdas de atrito e a diferença do efeito cinético, entretanto em velocidades normais de fluxo a única parcela significativa é a densidade do fluido.
- Perfil de densidade:** apresenta a densidade do fluido que passa pela por dentro da própria ferramenta através de um sistema radioativo. A resolução do perfil é melhor que $0,02 \text{ g/cm}^3$ e o perfil não precisa ser corrigido pelo desvio do furo.
- Hidrolog:** mede a constante dielétrica do fluido que passa por dentro da própria ferramenta, indicando a presença de água presente na mistura.
- Perfil de temperatura:** utilizado para registrar a temperatura do fluido do poço. O estudo de anomalias de temperatura pode fornecer intervalos produzindo ou recebendo fluidos, localização de vazamentos, topo do cimento, altura de fraturas, etc.

A ferramenta *Thermal decay time log* (TDT) determina os contatos gás-óleo e óleo-água. O perfil é um registro contínuo do tempo de decaimento do nível termal da energia dos nêutrons emitidos contra a formação pela fonte do aparelho versus a profundidade.

7. CUSTOS DA CADEIA DO GÁS NATURAL

Influenciam o custo de oferta do gás natural:

- a. **Localização das jazidas:** por exemplo o gás proveniente de campos “offshore” tem custo maior do que aquele explorado em campo terrestre. A concentração dos campos produtores reduz os investimentos em sistema de coleta e, por consequência, o custo de gás.
- b. **Dimensão das reservas e razão produção-reserva (P/R):** quando a produção de uma reserva se inicia e a relação P/R é pequena os custos marginais podem cair no início. Considerando os fatores de escala dos investimentos, a medida que a demanda cresce (e consequentemente a produção) o custo marginal do gás deve continuar caindo até que se atinja um nível P/R para o qual novas inversões tornam-se necessárias para assegurar o atendimento a demanda, revertendo-se, assim, a tendência e aumentando o custo marginal médio do gás (figura XXX). Nos países onde o uso do gás ainda é incipiente o seu custo marginal ainda se encontra na parte descendente da curva.
- c. **Tipos de reserva (gás associado ou gás não associado):** os custos do gás associados são, geralmente inferiores aos do gás não associado, porque grande parte dos custos de exploração e produção pode ser rateada com os do petróleo. Podem acontecer situações particulares onde o gás não associado tem custos inferiores, por exemplo, maior proximidade dos centros de consumo ou maior volume de produção.
- d. **Outros:** Composição do gás (tratamento e purificação), nível da demanda (escala de produção), duração do período de produção (esgotamento da reserva, são adotados geralmente 10 a 20 anos para amortizar e remunerar investimentos)

O gás não associado somente se tornaria viável com uma produção de, no mínimo, 30 milhões de m³/dia. Já as reservas associadas ao petróleo geralmente são viáveis com uma produção menor, pois sendo o petróleo (líquidos) um produto de elevado retorno financeiro ao projeto, acaba viabilizando os investimentos de produção (perfuração, plataforma, dutos de escoamento etc.).



Figura 6: Custos de produção do gás natural. (Extraído de *Gás Natural e a Indústria*).

8. USOS NA CADEIA PRODUTIVA

Um grande consumo de gás natural se dá na própria indústria galífera e petroleira. Uma parte do gás associado retirado do campo é reinjetado no próprio campo ou em outro campo vizinho para manter a pressão do reservatório e aumentar a recuperação do petróleo. Uma parte do gás também é utilizado em sistemas de “gás lift”, injeção de gás nos poços de produção, permitindo dar mais fluidez ao óleo e otimizando a produção. O ANEXO E mostra a reinjeção de gás na indústria brasileira.

Consome-se gás para gerar a energia necessária aos equipamentos de separação de óleo e gás, bem como para as demais necessidades energéticas nas áreas de produção, incluindo as bombas e os compressores utilizados para comprimir o gás antes de entregá-lo aos gasodutos de transporte que encaminham o gás das zonas de produção às plantas de processamento. O consumo de gás na exploração e produção (E&P) no Brasil se encontra no ANEXO C.

Em plataformas de produção, a partir de um primeiro estágio de separação óleo e gás, obtém-se um gás de alta pressão que pode ser facilmente enviado para processamento, desde que existam as infra-estruturas de escoamento. De um segundo estágio de separação, obtém-se um gás de baixa pressão que apenas será se houver compressores na plataforma. Na ausência desses compressores, uma boa do gás não será aproveitado e deverá ser queimada em tocha (“gas flare”). A queima deste gás, ainda que importante para manter a segurança da plataforma, representa um real desperdício de recursos naturais e impacto negativo inaceitável sobre o meio ambiente, devendo ser estipulada sua redução. A queima mensal de gás na indústria brasileira está no ANEXO D.

Os gasodutos de transporte e transferência também consomem uma parte do gás natural em suas estações de compressão. Enfim, uma parte do gás pode ser utilizado em refinarias, seja como combustível, seja como matéria-prima a ser adicionada nas misturas dos produtos refinados. Da mesma forma, as companhias de gás também podem, consumir uma parcela do gás recebido do transportador para suprir as suas próprias necessidades energéticas.

9. REGULAÇÃO DA EXPLORAÇÃO

No início do século XX, governantes acreditam que a exploração do gás era um “monopólio natural”. Devido ao medo de abusos, como aumento de preços sem sentido, foi imposta normas regulatórios e restrições ao preço do gás natural, visando proteger os consumidores. Atualmente, a competição caracteriza a indústria da exploração do gás natural. A desregulamentação e abertura dos mercados permitiram um aumento da eficiência da exploração e melhoramentos tecnológicos. Presente em 100 países, continua a crescer.

No Brasil, foi criada a LEI Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que cria a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e institui a Política do Petróleo.

9.1 Política Energética Nacional para Exploração do Gás

Pelo o artigo 3 da lei 9478, pertencem a União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e zona econômica exclusiva. A pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos é monopólio da União, segundo artigo 177 da Constituição Federal.

A pesquisa e lavra das jazidas poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede no País, mas o acervo técnico é considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais.

A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco, em caso de êxito. Deve produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens.

A devolução de áreas, assim como a reversão de bens não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços e poços.

O contrato de concessão prevê, entre outra as seguintes obrigações: cumprimento do programa exploratório mínimo de adquirir bens e serviços de fornecedores brasileiros; garantia aos fornecedores brasileiros de condições amplas e equânimes de concorrência com as demais empresas que venham a prestar serviços; preservação do meio ambiente e do ecossistema na área de concessão; total responsabilidade por todos os danos e prejuízos ao meio ambiente e a terceiros que resultarem, direta ou indiretamente, das operações e sua

execução; e zelo para evitar que as operações ocasionem danos ou perdas que afetem outras atividades econômicas.

O contrato de concessão prevê também que, no caso de risco de desabastecimento de combustíveis no país, os concessionários deverão atender prioritariamente às necessidades do mercado interno.

Concessão via licitações: o julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos e as atividades serão reguladas e fiscalizadas pela União.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) é uma autarquia integrante da Administração Pública Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na Lei nº 9.478, de 06/08/97, regulamentada pelo Decreto nº 2.455, de 14/01/98, nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e em conformidade com os interesses do País. ANP cabe:

- Implementar a política nacional de petróleo e gás natural.
- Promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração.
- Regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, em bases não-exclusivas;
- Elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;
- Consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas.

9.2 Rodadas de licitação

As rodadas de licitação são fundamentais para que haja atividades de busca de petróleo e gás natural no país, visando alcançar auto-suficiência sustentável nessas fontes de energia.

A ANP vem realizando rodadas anuais de licitações de área para pesquisa de petróleo e gás desde 1999, com base na Lei do Petróleo – nº 9.478, de 1997, que regulamentou a Emenda Constitucional nº 9, de 1995, para exercício do Monopólio da União sobre a exploração de petróleo e gás. Mais recentemente, as licitações realizadas pela ANP passaram a seguir também as diretrizes estabelecidas pela resolução nº 8, de agosto de 2003, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Para a Sétima Rodada, a resolução é a nº 2/04.

Para a delimitação das áreas a serem licitadas, a ANP leva em conta uma série de fatores, entre os quais a disponibilidade de dados geológicos e geofísicos, a avaliação do potencial e considerações preliminares sobre condicionantes ambientais. A seleção final é feita de acordo com as diretrizes do CNPE, nos termos da resolução nº 8.

O julgamento das ofertas apresentadas pelas empresas nas licitações contempla itens como: o Bônus de Assinatura, valor em dinheiro oferecido pela área; o Programa Exploratório Mínimo, indicação do valor a ser investido na fase de exploração; e o Conteúdo Local, compromisso da empresa com a aquisição de bens e serviços na indústria nacional. A obrigatoriedade de um percentual mínimo nesse terceiro item, a partir da 5ª Rodada, expressa o objetivo do Governo Federal e da ANP de incentivar a participação da indústria nacional de bens e serviços no setor de petróleo e gás. Um resumo das sete rodadas de licitações realizadas está no ANEXO G.

A ANP acompanha as operações decorrentes dos contratos de concessão, celebrados pela Agência em nome da União, com as empresas estatais ou privadas, onde estão estabelecidos o pagamento pela ocupação (ou retenção) das áreas e as condições de devolução das mesmas; a vigência e duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção; o compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores brasileiros e as responsabilidades dos concessionários, inclusive quanto a danos e prejuízos ao meio ambiente.

De acordo com o contrato, os concessionários são obrigados a cumprir o Programa Exploratório Mínimo, cujo período varia de dois a oito anos. Nessa fase, as empresas adquirem dados, fazem novos estudos geológicos e perfuram poços exploratórios. O cumprimento dessas obrigações, acompanhadas pela ANP, contribui para aumentar o número de descobertas, maximizar as reservas e valorizar os recursos de petróleo e gás natural, respeitando as boas práticas da indústria, entre elas o aproveitamento nacional da energia.

O incremento das atividades exploratórias, um dos principais focos da regulamentação instituída pela Lei do Petróleo, resultou na descoberta de grandes volumes de gás natural na bacia de Santos e de óleo leve na Bacia do Espírito Santo, onde não ocorreram descobertas relevantes até 1997.

As participações financeiras governamentais incorporam os Royalties, compensação financeira pela exploração e produção de recursos energéticos; Participações Especiais, em caso de campos com altos volumes e de alta rentabilidade; e o aluguel da área em exploração, desenvolvimento e produção, o valor é fixado por quilometro quadrado, ou fração da superfície do bloco sob concessão.

Em 1997, último ano do monopólio da Petrobrás, a arrecadação de Royalties foi de R\$ 190 milhões. Em 2004, a soma dos Royalties com a Participação Especial atingiu R\$ 10 bilhões. Isso representa um crescimento de 5.100%.

No período entre 1998 e 2004, a arrecadação proveniente dos pagamentos realizados pelos concessionários pela ocupação ou retenção de área totalizou R\$ 714 milhões.

Além dos aluguéis pagos ao Estado, as empresas pagam aos proprietários da terra um valor equivalente a 1% da produção de petróleo ou gás natural. O total pago pelos concessionários aos proprietários foi de R\$ 256 milhões no período de 1998 a 2004.

Após a iniciação das rodadas houve um aumento significativo na prospecção no Brasil, como mostra as figuras 7 e 8. Ainda não houve um aumento significativo de poços exploratórios, porque faz relativamente pouco tempo que se iniciou o incentivo de pesquisa das bacias sedimentares brasileiras.

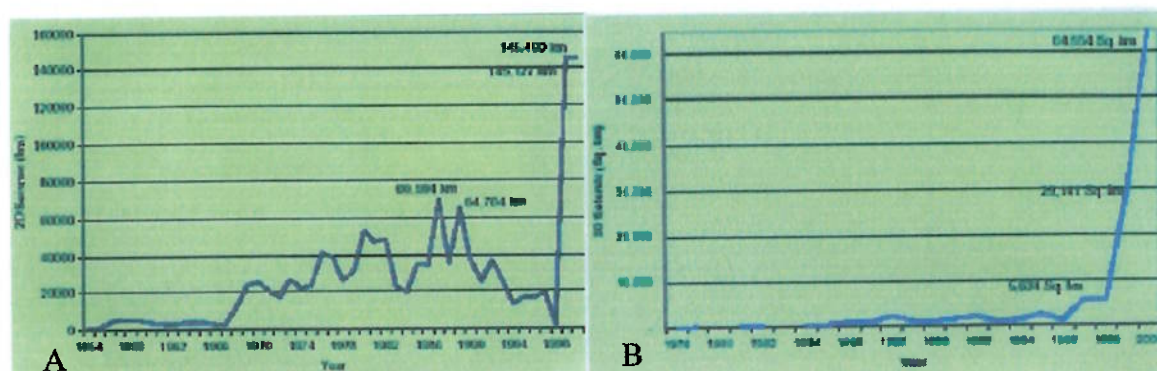


Figura 7: Evolução da aquisição de dados sísmicos no Brasil, (A): sísmica 2D, (B): sísmica 3D. (fonte: ANP).

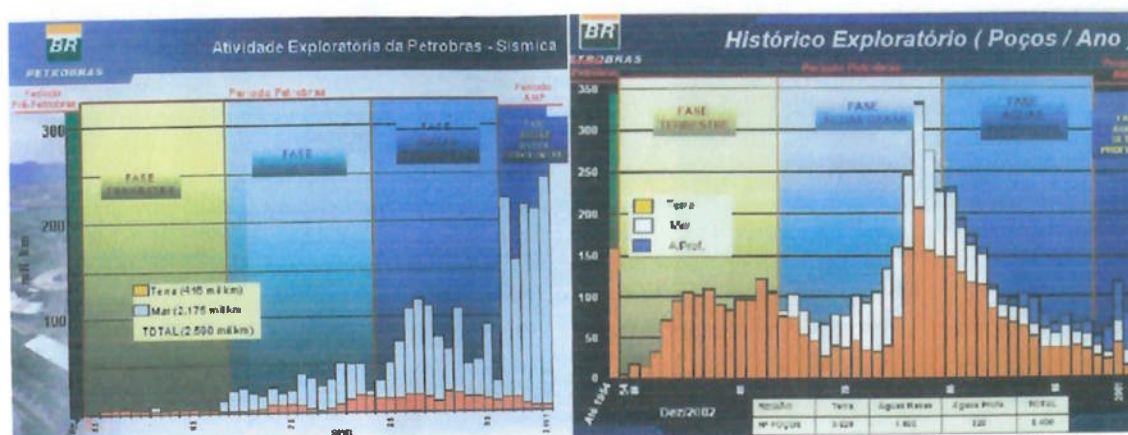


Figura 8: Atividade exploratória e número de poços exploratórios da Petrobrás, nos períodos Pré-Petrobrás, Petrobrás e ANP. (fonte: Petrobrás).

As Rodadas de Licitações para exploração de petróleo e gás natural são amplamente reconhecidas, interna e internacionalmente, pela transparência com que vêm sendo realizadas.

Regras claras e o contínuo aprimoramento das Rodadas de Licitações contribuem para a atratividade de investimentos. A consolidação do processo licitatório fortalece a autonomia do Brasil em petróleo e gás natural e contribui para o desenvolvimento do país.

10. ESTUDO DE CASO – BACIA DE SANTOS.

Na Rodada 0, foi concedido a Petrobrás alguns blocos da Bacia de Santos, o que resultou descobertas de campos enormes de gás natural.

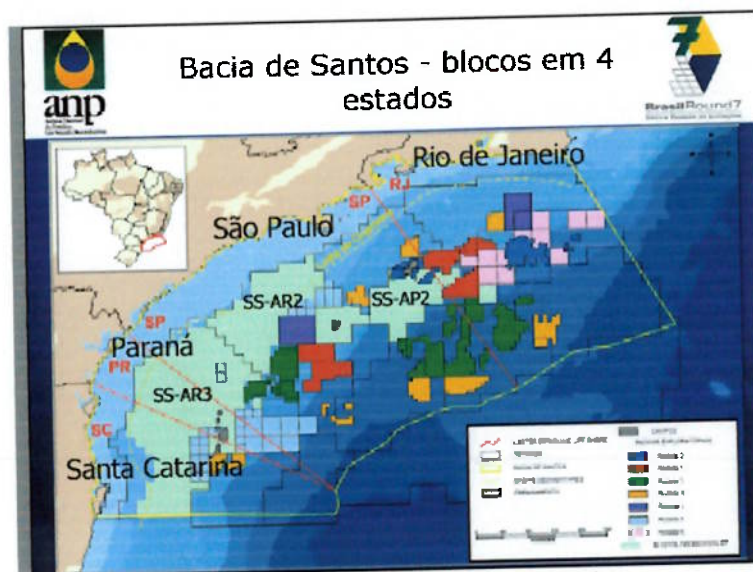


Figura 9: Bacia de Santos. (Fonte ANP).

Tabela 1: Campos descobertos antes da Lei do Petróleo (Fonte: ANP)

Campo	Descoberta	Área (km²)	Situação	Reserva de Óleo	Reserva de Gás
Merluza	1984	51	Em produção	47,0492 MM bbl	4324,93 MM m³
Tubarão	1888	33	Em desenvolvimento		
Estrela do Mar	1990	33	Em desenvolvimento		
Coral	1999	44	Em produção		
Caravela	1992	193	Produção interrompida em 07/2002		

Tabela 2: Descobertas ocorridas em Santos após a Lei do Petróleo - Campos Gigantes (Fonte: ANP)

Campo	Área (km²)	Situação	Reserva de Óleo	Reserva de Gás
Mexilhão	254	Em desenvolvimento	A definir	A definir
Cavalho Marinho	87	Em desenvolvimento		
Lagosta	60	Em desenvolvimento		
BS-4	206	Em avaliação		
BS-400	323	Em avaliação		
BS-400	761	Em avaliação		
BS-500	880	Em avaliação		
BS-500	1290	Em avaliação		

Mexilhão foi descoberto em 2003 e declarado comercial à Agência Nacional do Petróleo (ANP) em 204. Faz parte de uma série de descobertas em blocos concedidos à estatal antes do fim do monopólio no setor, em 1997, onde se inclui o BS-500.

A Petrobras e a Repsol YPF concluíram a análise de dados referentes às reservas de gás do bloco BS-400, que inclui o Campo de Mexilhão, na Bacia de Santos. Nenhuma das empresas pode dar informações oficiais sobre as negociações, por causa de acordo de confidencialidade.

A estimativa é de que sejam investidos no campo, entre plataforma, dutos e uma unidade de processamento de gás natural em terra, cerca de US\$ 3 bilhões. A plataforma terá capacidade para produzir 12,5 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia e a perspectiva é de que o campo possa produzir por cerca de 50 anos.

A estimativa da estatal é de que o BS-400 tenha reservas em torno de 420 bilhões de metros cúbicos de gás. A produção projetada chega a 12,5 milhões de metros cúbicos por dia durante 50 anos. As atividades exploratórias no bloco BS-400 estão licenciadas pela LPper 09/98.

A idéia é de que a Repsol entre no negócio para viabilizar financeiramente o projeto. A companhia captaria recursos no mercado internacional e a Petrobrás poderia fazer outra captação, além de recorrer ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Paralelamente à negociação, a Petrobrás já lançou a licitação para a construção de uma plataforma fixa do Campo de Mexilhão, que poderá ser a mais profunda plataforma fixa do país e deu entrada com o pedido de licenciamento no Ibama. As propostas finais para a construção da plataforma deverão ser entregues até dezembro.

O desenvolvimento da produção das reservas de gás do bloco BS-500, na Bacia de Santos, deverá ocorrer somente entre 2010 e 2011. A avaliação de reservas da área e a sua declaração de comercialidade deverão ser feitas até o fim do ano, quando a Petrobras também decidirá sobre a realização de uma parceria para desenvolver o empreendimento.

O BS-500 é um dos dois blocos onde a Petrobras descobriu no ano passado reservas gigantes de gás natural. Parte das reservas já foi avaliada e foi definida como pertencentes ao campo de Mexilhão, no bloco vizinho BS-400. A previsão para o início de produção em Mexilhão é em julho de 2008.

O desenvolvimento da produção no BS-500 é mais complexo porque além de as reservas conterem óleo leve e gás natural, elas ficam em águas profundas. No caso do BS-400, poderá ser instalada uma plataforma fixa em águas rasas exclusivamente para a produção de gás.

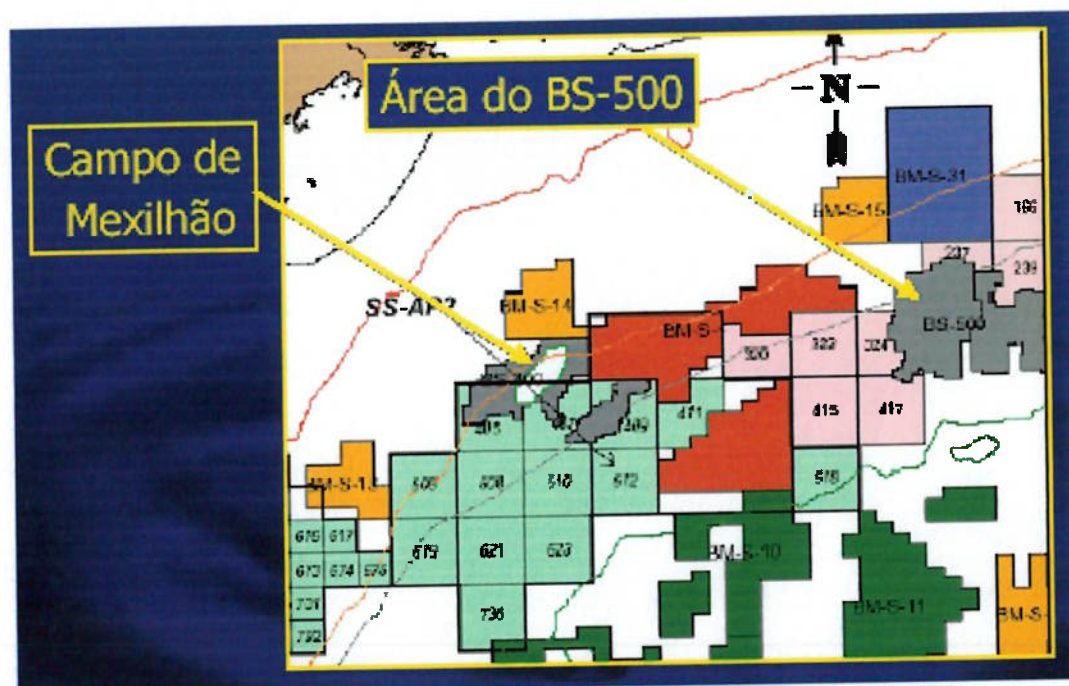


Figura 10: Localização do Campo de Mexilhão e da BS-500. (Fonte ANP).

Ao todo, a empresa acredita ter encontrado 420 bilhões de metros cúbicos de gás natural em Santos, volume que pode ser ampliado de acordo com o desenvolvimento de testes nos reservatórios. Este ano, a ANP voltou a licitar áreas próximas das reservas para desenvolver o potencial gasífero do subsolo brasileiro.

11. RESULTADOS

O resultado em termos ambientais é a mudança da relação com o meio-ambiente, atualmente é obrigatório o licenciamento ambiental para operar, os maiores impactos estão na perfuração e operação do poço.

A queima e perda de gás no Brasil diminuíram 38% no período compreendido entre os anos de 2000 e 2004, demonstrando a preocupação ambiental e otimização da recuperação. Entre janeiro a julho de 2005, houve um acréscimo de 93% na queima e perda, refletindo um aumento do número de poços e não uma despreocupação ambiental.

As perdas, queimas e consumo na E&P são maiores no Rio de Janeiro e no mar, devido a produção de petróleo.

Cerca de 80% da reinjeção ocorre no estado do Amazonas, porque a bacia de Urucum produz os líquidos do gás e utiliza o metano produzido para regular a pressão de gás na bacia.

Não houve crescimento significativo na produção de gás. No primeiro semestre de 2005 houve um crescimento de 5%.

12. CONCLUSÃO

O investimento nas atividades de prospecção é essencial, pois os investimentos envolvidos e o impacto ambiental de um poço exploratório é maior, com pode ser observado no ANEXO – J.

A partir dos resultados conclui-se que o fim do monopólio da Petrobrás e a criação das rodadas de licitação pela ANP, trouxeram um grande avanço na prospecção de bacias sedimentares brasileira.

A Bacia de Santos possui um enorme potencial para novas descobertas, especialmente de gás natural. Este potencial poderá ter impacto na matriz energética nacional e servirá para atrair importantes investimentos nos próximos anos.

E áreas extensas da Bacia de Santos, ainda consideradas fronteiras exploratórias, requerem novos dados e novos estudos para melhor entendimento dos seus sistemas.

Que de fato, o aproveitamento de gás natural é necessário e indica claramente a busca de uma fonte de energia mais limpa e sustentável e endógena, demonstrado também pela Rodada 7 de licitações que foi orientada para o gás natural.

13. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Apresenta recursos e atividades desenvolvidas. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 20 Out. 2005.

Associação das Empresas Brasileiras Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegas) <<http://www.abegas.org.br>> Acesso em: 01 Out. 2005.

Ambiente Brasil <<http://www.ambientebrasil.com.br/>> Acesso em: 15 Jul. 2005.

Biblioteca Virtual do Gás Natural <<http://www.intgas.int.com.br/>> Acesso em: 20 Jul. 2005.

Centro de Tecnologia do Gás <<http://www.ctgas.com.br/>> Acesso em: 16 Jul. 2005.

Fagá, M.T.W.; Burani, G.F.; Udaeta, M.E.M.; Rigolin, P.H.C. **Relatório técnico sobre tendências tecnológicas e demandas profissionais no setor de gás natural**. São Paulo: Programa Interunidades de pós-graduação em Energia.

Fontenelle, M. **O licenciamento ambiental do petróleo e gás natural**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2003. 493p.

Gás Brasil <<http://www.gasbrasil.com.br/>> Acesso em: 16 Jul. 2005.

GÁS Natural e a indústria. Confederação Nacional da Indústria (Brasil). Conselho para Assuntos de Energia. Rio de Janeiro: S.N., 1989. 99 p.

Gasnet <<http://www.gasnet.com.br/>> Acesso em: 20 Jul. 2005.

Gaspetro. <<http://www.gaspetro.com.br/>> Acesso em: 01 Ago. 2005.

IBAMA. <<http://www.ibama.gov.br/>> Acesso em: 15 Ago. 2005.

Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). <<http://www.ibp.org.br/>> Acesso em: 20 Out. 2005.

LEI Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT). <<http://www.mct.gov.br/>> Acesso em: 20 Out. 2005.

Portal Gás Energia. <<http://www.gasenergia.com.br/>> Acesso em: 20 Ago. 2005.

Infopetro. <<http://www.ie.ufrj.br/infopetro>> Acesso em: 01 Out. 2005.

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da USP.
<<http://www.energia.usp.br/>> Acesso em: 20 Jul. 2005.

SANTOS, E. M. (Coord.). **Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil.** São Paulo: Annablume/FAPESP/PETROBRAS, 2002. 352 p.

Suslick, S. B. **Conhecer as incertezas: o desafio da indústria do petróleo.** 2002. Disponível em <<http://www.comciencia.br/>>. Acessado em: 02 Out. 2004.

THOMAS, J. E. (Org.). **Fundamentos de engenharia de petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência/PETROBRAS, 2001. 271 p.

ANEXO A – Produção Mundial de Gás Natural

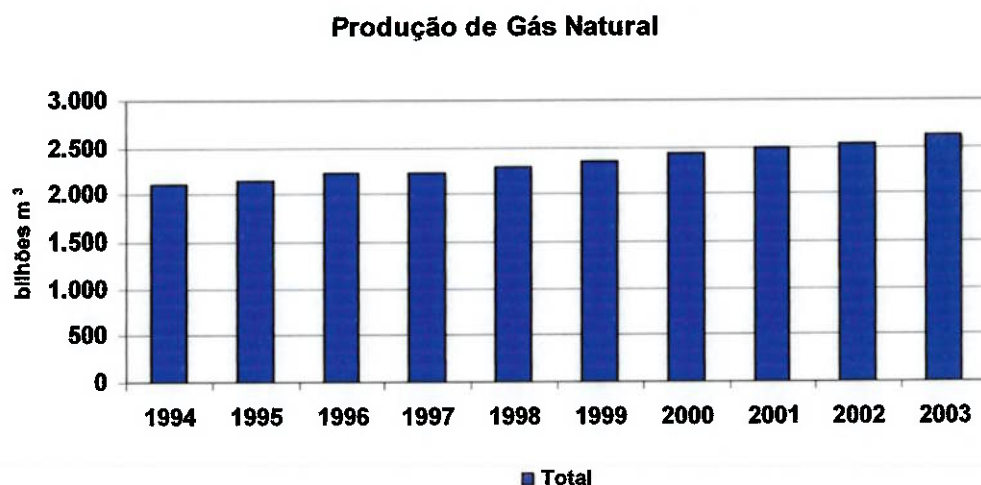


Figura 10: produção mundial de gás natural

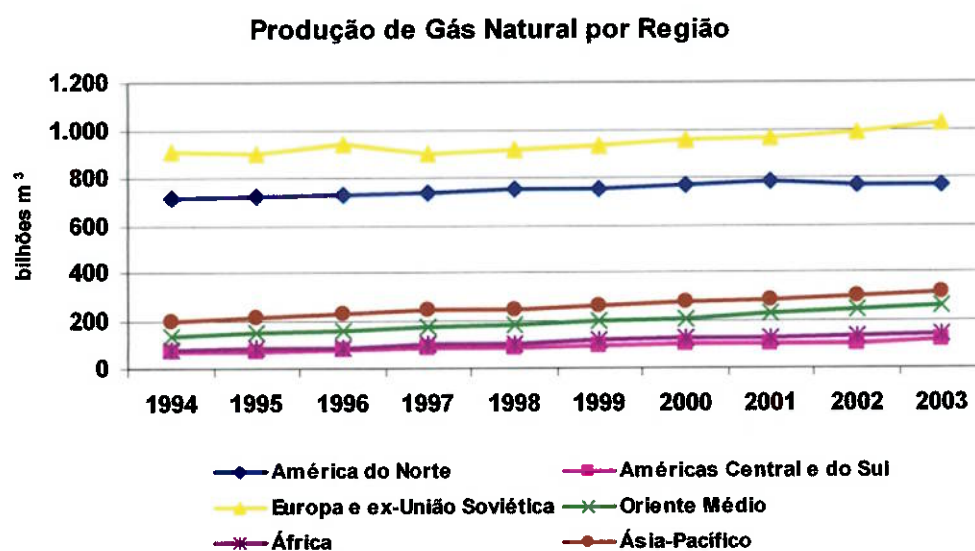


Figura 11: Produção mundial de gás natural por região.

Fontes: BP Amoco Statistical Review of World Energy 2003, exceto para o Brasil; para o Brasil, ANP/SDP, conforme o Decreto n.º 2.705/98 para os anos de 1999 a 2003, e Petrobras/SERPLAN, para os anos anteriores.

Notas: 1. Não inclui queima, perda e reinjeção.

ANEXO B – Produção Brasileira de Gás Natural

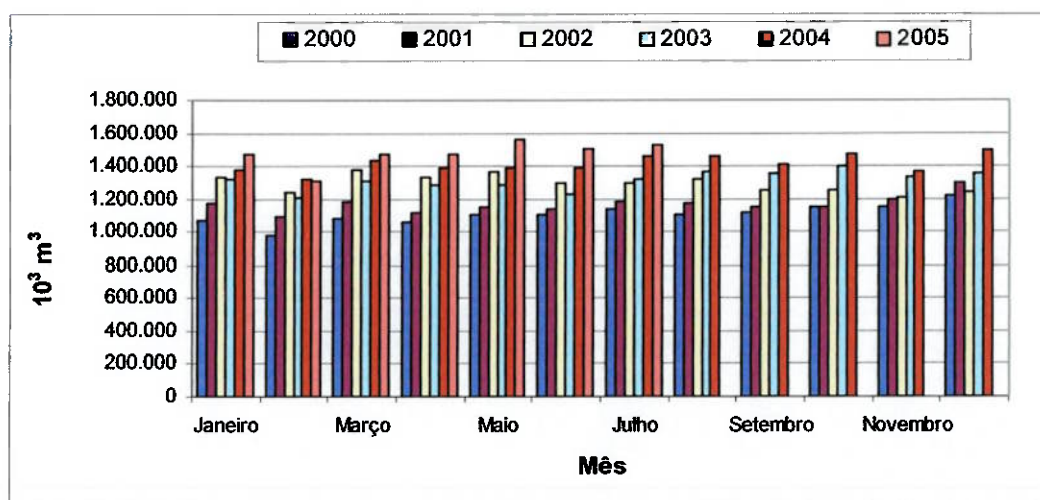


Figura 12: Produção mensal brasileira de gás natural em mar e em terra.

Tabela 3: Produção Brasileira em 2004

Estado	Mar (mil m³)	Mar (%)	Terra (mil m³)	Terra (%)	Total (mil m³)	Total (%)
Alagoas	144931	1,57	1042233	13,42	1187164	7,00
Amazonas	0	0,00	3620760	46,63	3620760	21,33
Bahia	38196	0,41	2218412	28,57	2256608	13,30
Ceara	125447	1,36	644	0,01	126091	0,74
Espírito Santo	36095	0,39	473733	6,10	509828	3,00
Paraná	65223	0,71	0	0,00	65223	0,38
Rio de Janeiro	6779078	73,64	0	0,00	6779078	39,94
Rio Grande do Norte	1032119	11,21	333460	4,29	1365579	8,05
São Paulo	383399	4,16	0	0,00	383399	2,26
Sergipe	601168	6,53	76258	0,98	677426	3,99
Total	9205656	100	7765500	100	16971156	100

A produção no mar representou cerca de 54% da produção total em 2004.

Fonte: ANP - Boletim Mensal de Produção submetido à ANP.

Notas:

Os dados referentes ao ano de 2003 foram retificados em 09/04.

O valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas e perdas e consumo próprio de gás natural.

(m³) = metro cúbico.

ANEXO C – Consumo de gás no E&P no Brasil

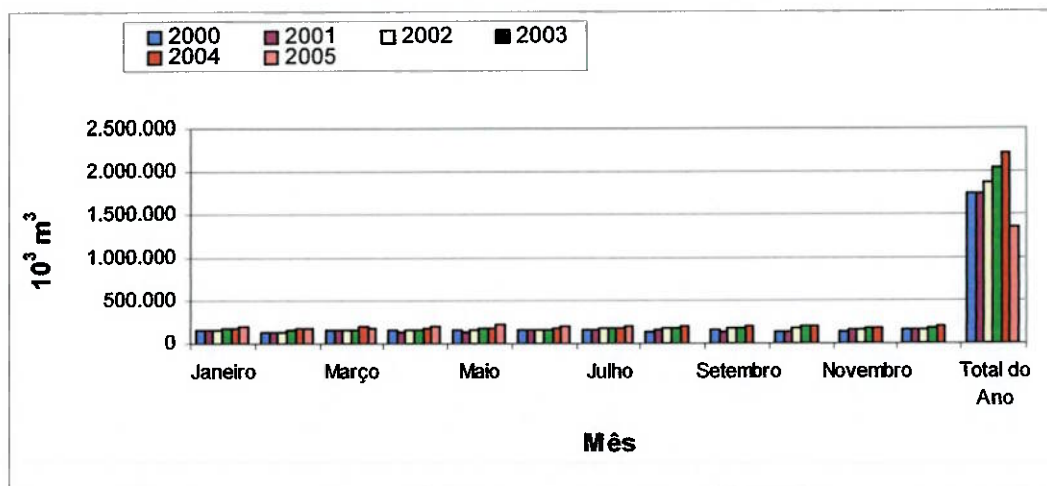


Figura 13: Consumo na E&P mensal brasileiro de gás natural em mar e em terra.

Tabela 4: Consumo de gas na E&P Brasileira 2004

Estado	Mar (mil m ³)	Mar (%)	Terra (mil m ³)	Terra (%)	Total (mil m ³)	Total (%)
Alagoas	0	0,00	11476	1,78	11476	0,52
Amazonas	0	0,00	142604	22,16	142604	6,44
Bahia	0	0,00	98193	15,26	98193	4,43
Ceara	13134	0,84	38132	5,93	51266	2,31
Espírito Santo	15736	1,00	19856	3,09	35593	1,61
Paraná	1199	0,08	0	0,00	1199	0,05
Rio de Janeiro	1453424	92,47	0	0,00	1453424	65,61
Rio Grande do Norte	58686	3,73	204107	31,72	262792	11,86
São Paulo	3093	0,20	0	0,00	3093	0,14
Sergipe	26576	1,69	129087	20,06	155663	7,03
Total	1571848	100	643454	100	2215302	100

O consumo no mar representa cerca de 70% do consumo total em 2004.

Fonte: ANP - Boletim Mensal de Produção submetido à ANP.

Notas: Refere-se ao consumo próprio nas áreas de produção e das UPGNs Urucu I e II, Guamaré I e II, Atalaia, Carmópolis, Candeias, Catu e Lagoa Parda.

(E&P) = exploração e produção.

(m³) = metro cúbico.

ANEXO D – Queima de gás natural no Brasil

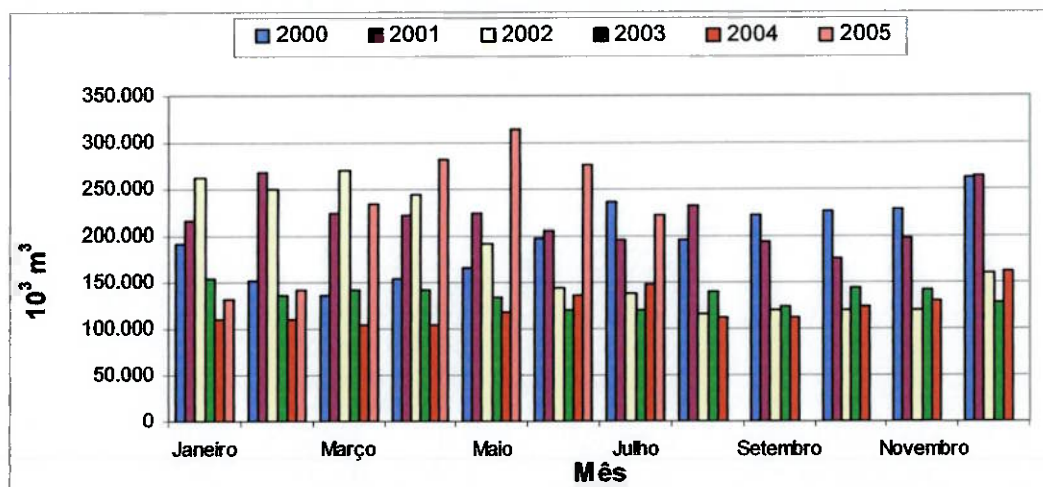


Figura 14: Queima mensal de gás natural brasileiro em mar e em terra.

Tabela 5: Queima e perda de gas Brasileira 2004

Estado	Mar (mil m ³)	Mar (%)	Terra (mil m ³)	Terra (%)	Total (mil m ³)	Total (%)
Alagoas	137	0,01	5329	1,60	5465	0,37
Amazonas	0	0,00	231770	69,48	231770	15,78
Bahia	253	0,02	31977	9,59	32230	2,19
Ceara	7262	0,64	644	0,19	7906	0,54
Espírito Santo	23728	2,09	18388	5,51	42117	2,87
Paraná	64024	5,64	0	0,00	64024	4,36
Rio de Janeiro	1001727	88,25	0	0,00	1001727	68,21
Rio Grande do Norte	18241	1,61	30301	9,08	48542	3,31
São Paulo	695	0,06	0	0,00	695	0,05
Sergipe	19014	1,68	15149	4,54	34163	2,33
Total	1135080	100	333559	100	1468639	100

A queima no mar representa cerca de 77% da queima total em 2004.

Fonte: ANP - Boletim Mensal de Produção submetido à ANP.

Notas:

(m³) = metro cúbico.

ANEXO E – Reinjeção de gás natural no Brasil

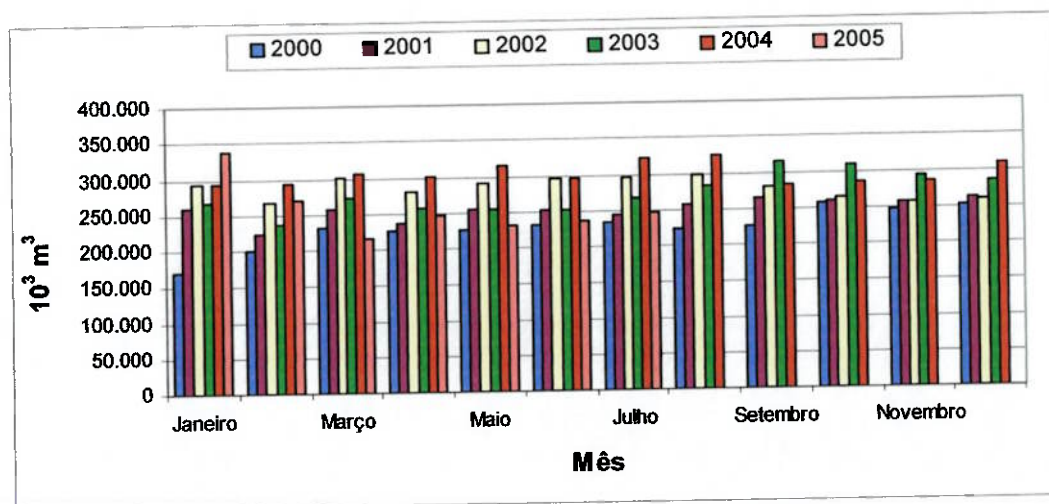


Figura 15: Reinjeção mensal de gás natural brasileiro em mar e em terra.

Tabela 6: Reinjecao de gas Brasileira 2004

Estado	Mar (mil m ³)	Mar (%)	Terra (mil m ³)	Terra (%)	Total (mil m ³)	Total (%)
Alagoas	0	0,00	189614	5,83	189614	5,24
Amazonas	0	0,00	2900173	89,18	2900173	80,20
Bahia	0	0,00	147572	4,54	147572	4,08
Ceara	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Espírito Santo	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Paraná	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Rio de Janeiro	199497	54,79	0	0,00	199497	5,52
Rio Grande do Norte	30091	8,26	5428	0,17	35519	0,98
São Paulo	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Sergipe	134504	36,94	9317	0,29	143820	3,98
Total	364092	100	3252103	100	3616195	100
A reinjeção no mar representa cerca de 10% da reinjeção total.						

Fonte: ANP - Boletim Mensal de Produção submetido à ANP.

Notas:

(m3) = metro cúbico.

ANEXO F – Consumo de Gás no Brasil

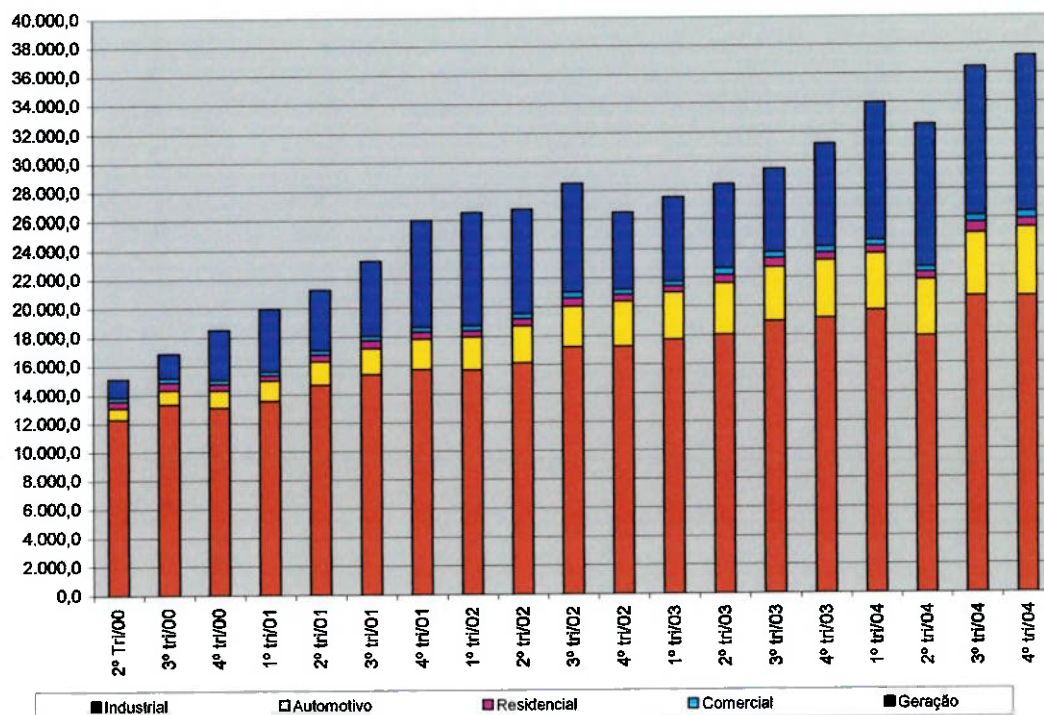


Figura 16: Venda de gás das distribuidoras por segmento (mil m³/dia)

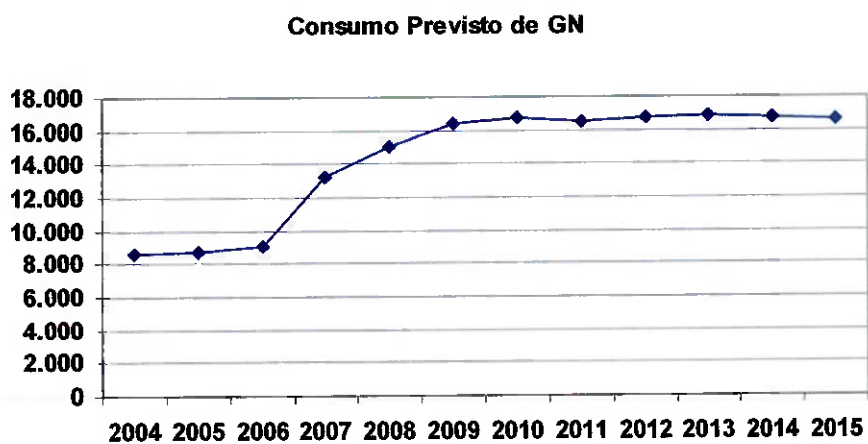


Figura 17: Consumo Previsto de gás natural nas refinarias da Petrobras (em mil m³/dia)

ANEXO G – Resumo das Rodadas

Em 6 de agosto de 1998, conforme previsto no artigo 33 da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), foram assinados 397 Contratos de Concessão entre a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). Essa concessão foi denominada **Rodada 0**. Estes contratos estavam assim distribuídos:

Tabela 7: Rodada 0.

Blocos concedidos em 06/08/1998	
Blocos em Exploração	115
Campos em Desenvolvimento	51
Campos em Produção	231

A realização da Primeira Rodada de Licitações, em junho de 1999, entrou para a história da exploração de petróleo e gás natural no Brasil, sendo o marco da flexibilização, de fato, do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção. Apesar de fatores conjunturais desfavoráveis, como o preço do óleo em seu nível mais baixo, em termos reais, desde o início da década de 70, a Primeira Rodada teve 58 empresas interessadas, das quais 42 pagaram taxa de participação e 11 foram vencedoras.

A Segunda Rodada de Licitações, realizada em junho de 2000, marcou a consolidação do processo de entrada de novos agentes no cenário exploratório brasileiro. Ao contrário do ocorrido na Primeira Rodada de Licitações, quando as vencedoras foram, em sua maioria, empresas de grande porte, a lista de 16 empresas vencedoras inclui diversas empresas médias ou independentes. Cinco empresas brasileiras foram vencedoras e tornaram-se concessionárias da ANP na Segunda Rodada de Licitações.

Em junho de 2001, seguindo a tendência de reduzir o tamanho dos blocos e oferecer oportunidades a empresas de todos os portes e perfis, 54 blocos foram colocados em oferta na Terceira Rodada de Licitações, englobando desde áreas em águas ultra-profundas a blocos terrestres em bacias maduras. Vinte e duas empresas, das 26 que apresentam ofertas, foram vencedoras, proporcionando uma arrecadação de quase R\$ 600 milhões em bônus de assinatura.

Apesar da conjuntura econômica internacional desfavorável, a Quarta Rodada de Licitações, em junho de 2002, encerrou-se com saldo extremamente positivo – 14 empresas vencedoras, incluindo 4 que não possuíam, à época, qualquer atividade no Brasil.

A Quinta Rodada Licitações, realizada em agosto de 2003, marcou a implementação do novo sistema de desenho e licitação de blocos exploratórios. As principais modificações foram:

- Divisão da bacia em setores, divididos em um grid pré-definido. O tamanho médio dos blocos, variável de acordo com a latitude, é como segue:

- Bacias maduras terrestres: 30 km²;
 - Bacias marítimas, em lâmina d'água inferior a 400 m: 180 km²;
 - Bacias marítimas, em lâmina d'água superior a 400m: 720 km².
- b. Eliminação do Programa Exploratório Mínimo pré-defindo pela ANP. O Programa Exploratório passou a ser proposto pelas empresas, como parte das ofertas. A metodologia de avaliação foi modificada, sendo os pesos dos critérios mostrados a seguir:
- Bônus de assinatura (peso 30)
 - Programa Exploratório Mínimo (peso 30)
 - Compromisso mínimo com aquisição bens e serviços locais (peso 40, sendo 15 pontos para a Fase de Exploração e 25 pontos para a Etapa de Desenvolvimento)

Na Sexta Rodada de Licitações, foram oferecidos blocos de acordo com 3 modelos exploratórios:

- a. Bacias Maduras - blocos que buscam obter a retomada dos investimentos nas bacias maduras terrestres, predominantemente para pequenas empresas;
- b. Bacias de Novas Fronteira, com objetivo de descobrir novas províncias petrolíferas;
- c. Bacias e/ou áreas de Elevado Potencial, com objetivo de garantir a sustentabilidade da autosuficiência nacional na produção de petróleo.

Tabela 8: blocos licitados e concedidos pela ANP

	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6
Blocos licitados	27	23	53	54	908	913
Blocos concedidos	12	21	34	21	101	154

Tabela 9: Informações sobre as ofertas vencedoras recebidas

	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6
Cont. local médio na fase de exploração	25,40%	41,80%	28,40%	39,10%	A partir da Quinta Rodada, a avaliação das ofertas passou a considerar propostas de conteúdo local para atividades específicas durante a Fase de Exploração e Etapa de Desenvolvimento.	
Cont. local médio na fase de desenvolvimento	26,70%	47,90%	39,90%	53,80%		
Bônus de Assinatura (R\$)	321.656.637	468.259.069	594.944.023	92.377.971	27.448.493	665.196.028

Tabela 10: Informações sobre as ofertas vencedoras recebidas em águas profundas Rodada 5 e 6.

	Blocos localizados em mar - águas profundas	Rodada 5	Rodada 6
Cont. local médio na fase de exploração	Processamento de dados geofísicos, estudos de geologia e geofísica.	100%	96,49%
	Perfuração, completção e avaliação de poços.	30,00%	37,11%
Cont. local médio na etapa de desenvolvimento	Serviços de engenharia de detalhamento.	90,00%	97,58%
	Perfuração, completção, avaliação, construção e montagem da plataforma, plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção e escoamento da produção.	50,00%	63,35%

Tabela 11: Informações sobre as ofertas vencedoras recebidas em águas rasas rodadas 5 e 6.

	Blocos localizados em mar - águas rasas	Rodada 5	Rodada 6
Cont. local médio na fase de exploração	Processamento de dados geofísicos, estudos de geologia e geofísica.	78,55%	95,10%
	Perfuração, completção e avaliação de poços.	55,00%	77,10%
Cont. local médio na etapa de desenvolvimento	Serviços de engenharia de detalhamento.	88,48%	98,10%
	Perfuração, completção, avaliação, construção e montagem da plataforma, plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção e escoamento da produção.	70,87%	71,10%

Tabela 12: Informações sobre as ofertas vencedoras recebidas em terra rodada 5 e 6.

	Blocos localizados em terra	Rodada 5	Rodada 6
Cont. local médio na fase de exploração	Aquisição de dados de geologia e geofísica.	99,25%	97,87%
	Processamento de dados geofísicos, estudos de geologia e geofísica.	92,00%	98,26%
	Perfuração, completção e avaliação de poços.	88,00%	99,44%
Cont. local médio na etapa de desenvolvimento	Serviços de engenharia de detalhamento.	97,30%	100%
	Perfuração, completção, avaliação, estações coletoras e unidades de tratamento e sistema de escoamento da produção.	90,50%	99,72%

Tabela 13: Informações sobre o nº de empresas participantes

	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6
Manifestação de interesse	58	49	46	35	18	30
Pagamento de taxa de participação	42	48	44	33	14	27
Habilitadas	38	42	42	29	12	24
Apresentando ofertas	14	27	26	17	6	21
Vencedoras	11	16	22	14	6	19

Sétima Rodada

A Sétima Rodada de Licitações foi realizada nos dias 17, 18 e 19 de outubro, com um total de 194.651 km² concedidos distribuídos da seguinte forma:

a. 251 Blocos com Risco Exploratório (194.651 km²):

- 186.916 km² em terra
- 3.066 km² em águas rasas
- 4.669 km² em águas profundas

b. 16 Áreas Inativas com Acumulações Marginais:

- 88 km² em terra

A Sétima Rodada priorizou áreas favoráveis ao gás natural devido o enorme potencial para novas descobertas da Bacia de Santos.

Foram concedidos 251 dos 1.134 blocos com risco exploratório ofertados, e foram arrematadas 16 das 17 áreas com acumulações marginais.

Das 116 empresas habilitadas, 85 apresentaram ofertas isoladamente ou em consórcio, sendo que 41 tiveram êxito e assinarão os Contratos de Concessão decorrentes.

O total de Bônus de Assinatura arrecadado foi quase um bilhão e oitenta e nove milhões de reais (R\$ 1.088.848.604,00), sendo quase um bilhão e oitenta e seis milhões de reais (R\$ 1.085.802.800,00) nos Blocos com Risco Exploratório e três milhões de reais (R\$ 3.045.804,00) nas Áreas Inativas com Acumulações Marginais.

O Programa Exploratório Mínimo para os Blocos com Risco Exploratório totalizou 195.741 Unidades de Trabalho; podendo-se estimar cerca de um bilhão e oitocentos milhões de reais (R\$ 1.797.411,00) de investimentos mínimos na fase de Exploração, nos próximos seis anos.

O Programa de Trabalho Inicial aplicado às Áreas Inativas com Acumulações Marginais foi de 6.182 Unidades de Trabalho, que nos permite imputar investimentos mínimos para a atividade de Avaliação de quase 62 milhões de reais (R\$ 61.820.000,00), nos próximos dois anos.

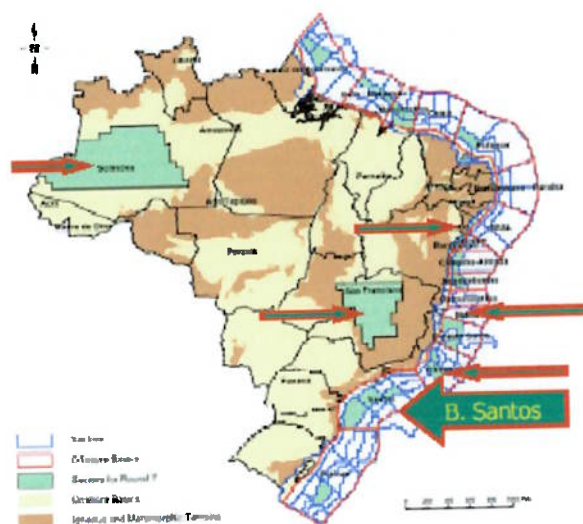


Figura 18: Áreas que foram ofertadas na Sétima Rodada – foco em gás natural.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP)

ANEXO H – Licenciamento ambiental

Os contratos de concessão para exploração e produção de gás natural e petróleo dependem de licenciamento ambiental e, no caso da exploração marítima na costa brasileira, são de responsabilidade do IBAMA.

O licenciamento ambiental das atividades marítimas da indústria do petróleo (levantamento de dados sísmicos, exploração, perfuração, produção para pesquisa e produção de petróleo e gás natural) é realizado pelo Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear – ELPN, setor do IBAMA situado no Rio de Janeiro.

As principais diretrizes para a execução do licenciamento ambiental estão expressas na Lei 6.938/81 e nas Resoluções CONAMA Nº 001/86 e Nº 237/97. Além dessas, o Ministério do Meio Ambiente emitiu recentemente o Parecer nº 312, que discorre sobre a competência estadual e federal para o licenciamento, tendo como fundamento a abrangência do impacto.

O licenciamento ambiental das atividades relacionadas à exploração e lavra de combustíveis líquidos e gás natural tem procedimento específico, regulamentado pela Resolução CONAMA n 23, de 7 de dezembro de 1994.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural são exercidas através de contrato de concessão, precedidos de procedimento licitatório. Atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras:

- Perfuração de poços para identificação de jazidas;
- Produção para a pesquisa sobre viabilidade econômica;
- Produção efetiva para fins comerciais.

Tabela 14: Tipos de licença e as atividades autorizadas pelas mesmas.

ATIVIDADE	TIPO DE LICENÇA	ESTUDO AMBIENTAL APLICÁVEL	FINALIDADE
PERFURAÇÃO <i>(Programa Exploratório Mínimo contratado com a ANP)</i>	Licença Prévia para Perfuração - (LPper)	Relatório de Controle Ambiental - RCA	Autoriza a atividade de perfuração.
PRODUÇÃO PARA PESQUISA <i>(Teste de Longa Duração - TLD, autorizado pela ANP)</i>	Licença Prévia de Produção para Pesquisa - (LPpro)	Estudo de Viabilidade Ambiental - EVA	Autoriza a realização do Teste de Longa Duração - TLD,
SISTEMAS DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO <i>(Sistema de Produção e escoamento em novo campo ou bloco - Plano de Desenvolvimento aprovado pela ANP)</i>	Licença de Instalação - (LI)	Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental - EIA/RIMA.	Autoriza, após a aprovação do EIA/RIMA com a respectiva realização de Audiência Pública, a instalação de sistemas e unidades necessárias à produção e ao escoamento.
SISTEMAS DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO <i>(Áreas onde já se encontra implantada a atividade)</i>	Licença de Instalação (LI)	Relatório de Avaliação Ambiental - RAA	Autoriza, após a aprovação do RAA, a instalação de sistemas e unidades adicionais necessários à produção e ao escoamento.
SISTEMAS DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO	Licença de Operação (LO)	- Projeto de Controle Ambiental (PCA).	Autoriza, após o atendimento das condicionantes da LI, a aprovação do PCA, do PEI e da realização da vistoria técnica, o início da operação do empreendimento.
AQUISIÇÃO DE DADOS SÍSMICOS <i>(Autorização da ANP para realização da atividade de Levantamento de Dados Sísmicos Marítimos, <u>não</u> exclusivos)</i>	Licença de Operação - (LO)	Estudo Ambiental (EA)	Autoriza, após aprovação do EA, o início da atividade de levantamento de dados sísmicos marítimos.
AQUISIÇÃO DE DADOS SÍSMICOS <i>(Contrato de Concessão ANP do Bloco, que prevê atividades de pesquisa, compreendendo a Aquisição de Dados Sísmicos Marítimos, exclusivos)</i>	Licença de Operação (LO)	Estudo Ambiental (EA)	Autoriza, após aprovação do EA, o início da atividade de levantamento de dados sísmicos marítimos.

Fonte: IBAMA

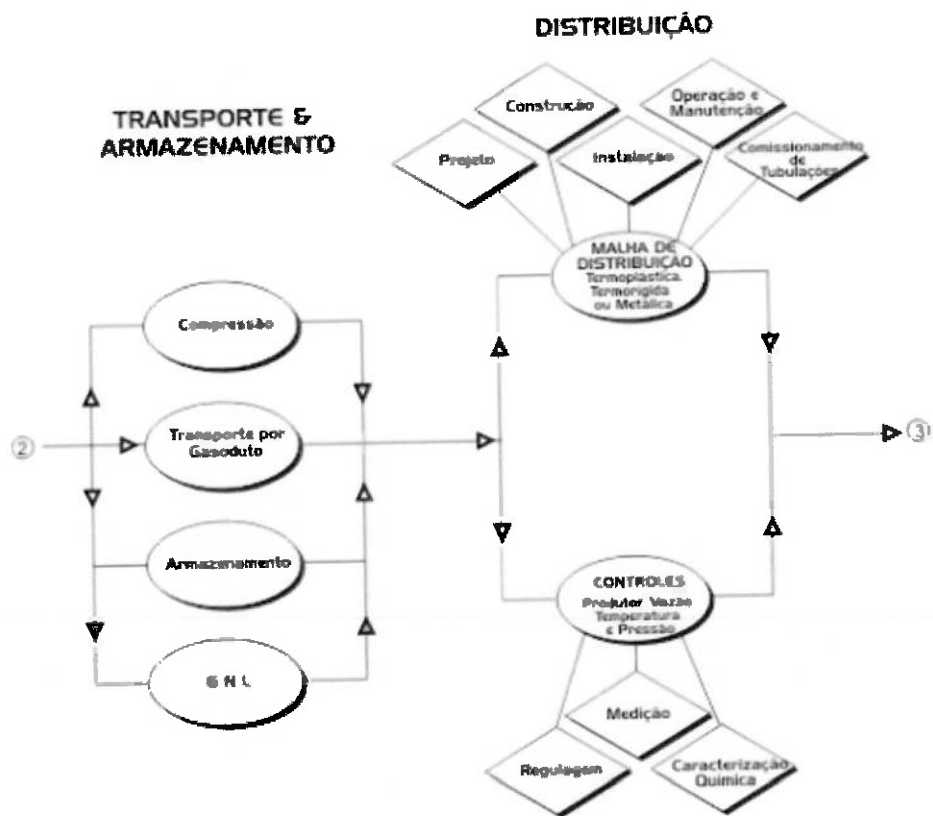
ANEXO I – Cadeia Produtiva do Gás Natural.

Cadeia produtiva é uma rede de inter-relações entre vários atores de um sistema industrial que permite a identificação do fluxo de bens e serviços através dos setores diretamente envolvidos, desde as fontes de matérias primas até o consumo final do produto.

A cadeia produtiva do gás natural, apresentada abaixo, pode ser visualizada em dois grandes blocos: um bloco que congrega atividades relacionadas à obtenção do produto em si, chamada de up-stream, e um outro com atividades relacionadas à aplicação direta do produto, focalizando seus usos, chamado de down-stream. Abaixo segue uma visão geral da cadeia.

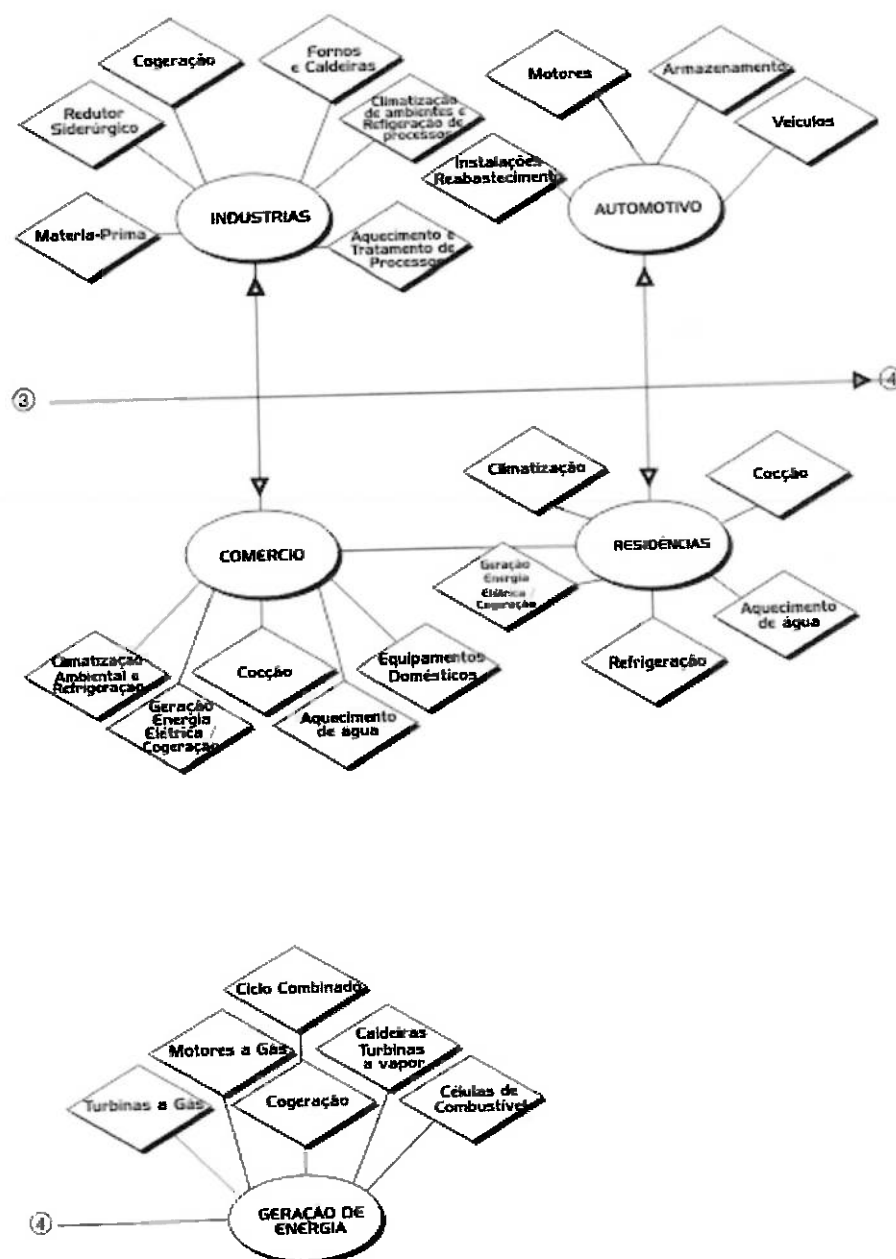
Bloco de atividades de obtenção ou “up-stream”





Bloco de atividades de aplicação ou “down-stream”

USOS DO GÁS NATURAL



•Exploração

Este grupo de atividades focaliza a probabilidade de ocorrência ou não do produto numa determinada formação geológica ou campo. Congrega as atividades de aplicação de ferramentas de avaliação do potencial gasífero de uma região geográfica, estudos geológicos desta região e a determinação da viabilidade comercial de se explorar o campo.

• Exploração

Neste grupo temos as atividades de projeto das instalações que serão desenvolvidas para permitir a operação comercial do poço, e as atividades de perfuração, completação e recompletação de poços (colocação das cabeças de vedação, válvulas, comandos remotos e demais acessórios que permitirão a produção dentro dos mais rígidos padrões de segurança).

• Produção

Neste grupo temos as atividades de produção, processamento em campo (processamento primário, visando separar o gás natural do óleo no caso de um campo de gás associado) e o transporte até a base de armazenamento ou estação de recompressão mais próxima para o caso de campos “off-store”.

• Processamento

Este grupo de atividades congrega todas as etapas de processamento que são realizadas com o gás natural após sua produção. O processamento de campo é um processamento preliminar, realizado no campo de produção ou na plataforma de modo a retirar frações pesadas do gás natural (caso dos campos de gás associado) e permitir sua compressão para terra ou até a estação de tratamento mais próxima. O processamento em planta diz respeito às Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGNs – que objetivam recuperar hidrocarbonetos líquidos (chamados de líquido de gás natural) e o chamado gás residual que é então comprimido para as estações.

• Transporte e Armazenamento

Neste grupo temos as atividades relacionadas ao transporte por gasoduto, envolvendo a etapa de compressão, ou na forma criogênica (gás natural liquefeito); e atividades relacionadas ao armazenamento do gás natural que não existe no Brasil, mas que é comum em países de clima muito frio quando o armazenamento é feito durante o verão em cavernas, de modo a formar um estoque regulador para o inverno.

• Distribuição

As atividades deste grupo dizem respeito à distribuição do gás natural pelas empresas distribuidoras até chegar nos clientes consumidores. A diferença entre transporte e distribuição é feita pelo volume de gás envolvido. Quando se trata de deslocar grandes volumes de gás através de gasodutos de grande diâmetro ‘desde os campos de produção até os chamados “city-gates” temos o caso de transporte ou transmissão de gás natural. Quando a atividade de deslocamento do gás é feita no interior das metrópoles até chegar aos consumidores finais ou para atendimento a clientes industriais na periferia das cidades, temos o caso de distribuição.

• Aplicações industriais

Este bloco congrega todas as aplicações do gás natural nos ramos da indústria, definidos no Balanço Energético Nacional, quais sejam: Alimentos e Bebidas, Cimento, Cerâmica, Têxtil, Ferro Gusa e Aço, Ferro-ligas, Mineração/Pelotização, Química, Não-

Ferrosos, Papel e Celulose e Outras indústrias. Neste bloco de aplicações, destacam-se: o uso do gás natural como combustível para geração de força motriz, para aquecimentos direto, calor de processo, climatização de ambientes, como matéria prima na indústria petroquímica ou como redutor siderúrgico.

• Aplicações comerciais

Neste grupo destacamos as atividades que focalizam as aplicações comerciais do gás natural que se concentram basicamente em aquecimento de água, condicionamento de ar e aquecimento de ambientes, como combustível para cocção em restaurantes e hotéis, como combustível em pequenos fornos de panificadoras, lavanderias em instalações comerciais ou hospitalares.

• Aplicações residenciais

Neste grupo, estão concentradas as atividades que dizem respeito às aplicações residenciais do gás natural, destacando-se a cocção de alimentos, o aquecimento ambiental (que representa um significativo mercado de gás em países de clima frio), a refrigeração e iluminação em locais onde não há disponibilidade de energia elétrica.

• Uso automotivo

Diz respeito ao uso do gás natural como combustível veicular carros de passeio, vans e ônibus urbanos. Envolve também as atividades de instalações de reabastecimento nos postos de serviço ou estações de compressão.

• Geração de energia

Esta é uma área de atividade onde o gás natural mais ganha mercado no mundo. Considerando os aspectos ambientais envolvidos, a geração de energia elétrica e para aquecimento a partir do gás natural tem crescido muito nos países industrializados e começará a ser uma realidade no Brasil em breve. As aplicações dizem respeito a queima do gás em motores e turbinas para acionamento de geradores elétricos e da utilização dos efluentes térmicos das máquinas para geração de vapor, o que caracteriza os sistemas de cogeração. As aplicações são de largo espectro tanto no segmento industrial nas centrais térmicas de pequeno, médio e grande porte, quanto nas comerciais em aplicações em shopping centers, hotéis, complexos esportivos e de lazer.

É importante frisar que em todos os blocos de atividades que descrevemos, a tecnologia de gestão ambiental está presente, o que suscita a incorporação de todo um elenco de atividades secundárias relacionadas às aplicações do gás natural.

ANEXO J – Composição Bruta do Gás Natural.

ORIGEM País / Campo	COMPOSIÇÃO EM % VOLUME						Densidade	Poder Calorífico Superior (MJ / Nm ³)
	Metano CH ₄	Etano C ₂ H ₆	Propano C ₃ H ₈	C ₄ e Maiores	CO ₂	N ₂		
USA/Panh.	81,8	5,6	3,4	2,2	0,1	6,9	-	42,7
USA/Ashlaw	75,0	24,0	-	-	-	1,0	-	46,7
Canadá	88,5	4,3	1,8	1,8	0,6	2,6	-	43,4
Rússia	97,8	0,5	0,2	0,1	0,1	1,3	-	39,6
Austrália	76,0	4,0	1,0	1,0	16,0	2,0	-	35,0
França	69,2	3,3	1,0	1,1	9,6	0,6	-	36,8
Alemanha	74,0	0,6	-	-	17,8	7,5	-	29,9
Holanda	81,2	2,9	0,4	0,2	0,9	14,4	0,640	31,4
Pérsia	66,0	14,0	10,5	7,0	1,5	1,0	0,870	52,3
Mar do Norte	94,7	3,0	0,5	0,4	0,1	1,3	0,590	38,6
Argélia	76,0	8,0	3,3	4,4	1,9	6,4	-	46,2
Venezuela	78,1	9,9	5,5	4,9	0,4	1,2	0,702	47,7
Argentina	95,0	4,0	-	-	-	1,0	0,578	40,7
Bolívia	90,8	6,1	1,2	0,0	0,5	1,5	0,607	38,8
Chile	90,0	6,6	2,1	0,8	-	-	0,640	45,2
Brasil								
Rio de Janeiro	89,44	6,7	2,26	0,46	0,34	0,8	0,623	40,22
Bahia	88,56	9,17	0,42	-	0,65	1,2	0,615	39,25
Alagoas	76,9	10,1	5,8	1,67	1,15	2,02	-	47,7
Rio Grande do Norte	83,48	11	0,41	-	1,95	3,16	0,644	38,54
Espírito Santo	84,8	8,9	3,0	0,9	0,3	1,58	0,664	45,4
Ceará	76,05	8,0	7,0	4,3	1,08	1,53	-	52,4

Fonte: Gasnet- O Site do Gás Natural

ANEXO K – Preços de serviços utilizados em engenharia de petróleo.

Tabela 15: Valores dos procedimentos realizados em engenharia de petróleo.

Tarefa	Produto	Terra	Tempo	Mar	Tempo
Mapeamento geológico	Gib	10.000 por folha	3 meses	Não tem	não tem
Liberação ambiental sísmica e poço	L2D ou L3D ou PE	30.000 por projeto	5 meses	30.000 por projeto	5 meses
Perfuração de poço		1000/m	75m/dia	1400/m	100m/dia
Perfuração de poço estratigráfico	PE	1200/m	60m/dia	1600/m	80m/dia
Teste de formação	NPL	300.000 por teste	5 dias	2.500.000 por teste	15 dias
Proposta de programa sísmico	L2D ou L3D	20.000 por proposta	30 dias	20.000 por proposta	30 dias
Sísmica 2D aquisição explosivo	L2D	6000 /km	120 km/mês	não tem	não tem
Sísmica 2D aquisição vibradores	L2D	7000 /km	170 km/mês	não tem	não tem
Sísmica 2D aquisição mar	L2D	não tem	não tem	250 / km	40 km/dia
Sísmica 2D aquisição transição	L2D	não tem	não tem	500/km	20 km/dia
Sísmica 2D processamento terra	L2D	150/km	20km/dia	60/km	50km/dia
Sísmica 2D interpretação	L2D	400 por dia	10km por dia	400 por dia	30 km por dia
Sísmica 3D aquisição explosivo	L3D	20.000/km2	2km2 por dia	Não tem	não tem
Sísmica 3D aquisição vibradores	L3D	25.000/km2	5km2 por dia	Não tem	não tem
Sísmica 3D aquisição mar	L3D	não tem	não tem	4500/km2	25km2 por dia
Sísmica 3D processamento	L3D	1000 por km2	2km2 por dia	300 por km2	5 km2 por dia
Sísmica 3D processamento pré	L3D	2000 por km2	1km2 por dia	600 por km2	2,5 km2 por dia
Sísmica 3D interpretação	L3D	400 por dia	2 km2 por dia	400 por dia	4 km2 por dia
Análise de laboratório	PE + phi + rho	5000 por amostra	5 dias por amostra	5000 por amostra	5 dias por amostra
Refração profunda		200.000 área toda	6 meses	Não tem	não tem
Aerogravimetria e interpretação	G	300.000 área toda	6 meses	50.000 por 10.000km2	10.000km2 em 3 meses
Aeromagn e Interpretação		50.000 por 10.000km2	10.000km2 em 3 meses	50.000 por 10.000km2	10.000km2 em 3 meses
Scouting aéreo		3000 por viagem	30 dias	3000 por viagem	5 dias
Imagem de satélite	SR	10.000 por viagem	30 dias	5000 por viagem	5 dias
Aerofoto levantamento		3000 área toda	30 dias	Não tem	não tem
Geoquímica de superfície		30.000 área toda	2 meses		
Mapa topográfico e batimétrico		300.000 por bacia	3 meses		
Topografia e batimetria B				10.000 área toda	2 meses

OBS: Valores em dolar. fonte: Petrobras