

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

No presente capítulo serão apresentadas e discutidas as alternativas tecnológicas e locacionais para as atividades de perfuração e produção a serem realizadas no Campo de Mexilhão e adjacências, bem como as hipóteses de não realização das mesmas.

II.3.1 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS DA ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO

II.3.1.1 - Alternativas Tecnológicas

As alternativas tecnológicas consideradas para atividade de perfuração marítima no Campo de Mexilhão e adjacências se basearam em diferentes tipos de sondas e fluidos de perfuração, discutidos a seguir.

Tipos de Unidades Marítimas de Perfuração

Dentre os tipos de plataformas possíveis de serem utilizadas em atividades de perfuração, destacam-se as plataformas fixas, auto-eleváveis, submersíveis, *tension legs* e flutuantes, cujo emprego é condicionado à lâmina d'água, às condições do mar, ao relevo submarino, à finalidade do poço, à disponibilidade de apoio logístico e à relação custo-benefício. A seguir, apresenta-se um breve descritivo da classificação das unidades marítimas adotada por Thomas (2001).

a) Plataformas fixas

Consistem de módulos apoiados sobre uma estrutura metálica (conhecida como jaqueta) fixada no fundo marinho, sendo utilizadas preferencialmente em lâminas d'água de até 300 m.

As plataformas fixas são normalmente empregadas no desenvolvimento de campos já conhecidos, devido principalmente aos seus custos de instalação, uma

vez que, nessas atividades, as plataformas permanecem na mesma localização por um curto período de tempo, deslocando-se freqüentemente para outros locais. As atividades de perfuração também podem ser executadas por meio da instalação de uma sonda modular em sua estrutura (Figura II.3.1.1-1).



Figura II.3.1.1-1 - Plataforma fixa com sonda modular instalada.

Fonte: Petrobras

b) Plataformas auto-eleváveis

São constituídas, basicamente, de uma balsa equipada com estruturas de apoio que, acionadas mecânica ou hidraulicamente, movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar.

Essas plataformas são móveis, sendo transportadas por rebocadores ou com propulsão própria, destinadas à perfuração de poços exploratórios em lâminas d'água de 5 a 130 metros. Apresentam uso operacional restrito em virtude de dificuldades quanto ao reboque e, para grandes movimentações, devem ser retiradas seções das pernas para melhorar sua estabilidade. Na Figura II.3.1.1-2, é apresentada uma plataforma auto-elevável.



**Figura II.3.1.1-2 - Ilustração de
uma plataforma
auto-elevável.**
Fonte: Petrobras

c) Plataformas submersíveis

São formadas por uma estrutura montada sobre flutuadores. Quando posicionadas no local da perfuração, são lastreadas até o seu casco inferior se apoiar no leito, que deverá ser macio e pouco acidentado. Sua utilização é limitada a águas calmas, rios e baías com pequenas lâminas d'água. A Figura II.3.1.1-3 apresenta a ilustração de uma plataforma submersível.



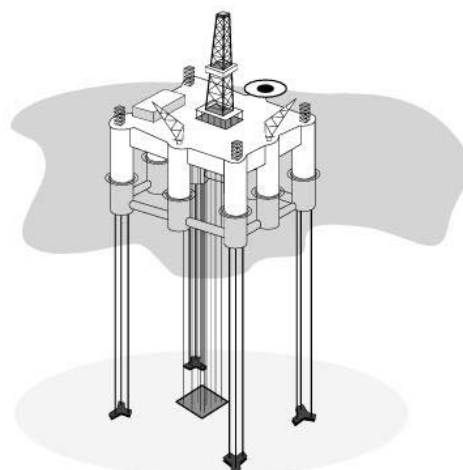
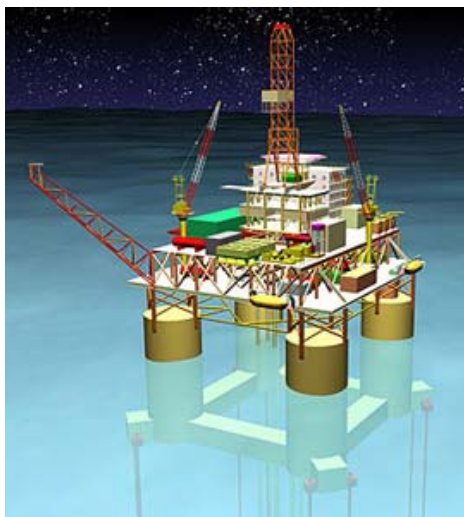
**Figura II.3.1.1-3 - Ilustração de uma
plataforma submersível**

Fonte: <http://www.noblecorp.com/rig/foverviewfrX.html>

d) Plataformas de pernas atirantadas (tension leg platform – TLP)

Este tipo de plataforma (Figura II.3.1.1-4) possui estrutura similar à plataforma semi-submersível, sendo que suas pernas são ancoradas no fundo do mar por meio de cabos tubulares. O grau de flutuação da plataforma possibilita que as pernas mantenham-se tracionadas, reduzindo severamente o movimento da plataforma, tornando suas operações de perfuração e completação semelhantes às das plataformas fixas.

O emprego deste tipo de plataforma em perfuração é restrito uma vez que, nessas atividades, as plataformas permanecem na mesma locação por um curto período de tempo, deslocando-se freqüentemente para outros locais.



Copyright © 1998 SeaSoft Systems

Figura II.3.1.1-4 - Ilustração de uma plataforma de pernas atirantadas (TLP).

Fonte: www.dillinger.de e <http://www.west.net>

e) Plataformas flutuantes (semi-submersível e navio-sonda)

Destacam-se como plataformas flutuantes os navios-sonda (Figura II.3.1.1-5a) e as semi-submersíveis (Figura II.3.1.1-5b). As unidades semi-submersíveis são compostas por um ou mais conveses, apoiadas por colunas em flutuadores submersos e seu posicionamento pode ser realizado pelo sistema de ancoragem ou pelo sistema de posicionamento dinâmico.

Os navios-sonda são compostos por casco e superestrutura, na qual está instalada a torre de perfuração. Normalmente, operam em lâminas d'água profundas, com sistema de posicionamento dinâmico.



Figura II.3.1.1-5 - (a) Navio-sonda e (b) Semi-submersível.

Fonte: <http://www.noblecorp.com/rig/foverviewfrX.html>

Dentre os tipos de plataformas apresentadas, optou-se pela utilização de unidades semi-submersíveis, que possuem aspectos técnicos mais adequados para a execução da atividade de perfuração no Campo de Mexilhão e adjacências.

Tipos de Fluidos

A classificação dos fluidos de perfuração se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Seguindo este critério, os fluidos são classificados de acordo com a base utilizada em sua composição: aquosa, oleosa e sintética.

Os fluidos de base aquosa são aqueles que utilizam a água como fase contínua, sendo mais baratos e mais largamente utilizados.

Os fluidos sintéticos ou base-sintética são formulados como uma emulsão na qual líquidos sintéticos formam a fase contínua, enquanto uma salmoura forma a fase dispersa (*Candler et al., 1993*). Estes fluidos foram desenvolvidos para substituir os de base-óleo em situações de perfuração específicas. Apesar de serem mais caros, os fluidos sintéticos são menos agressivos ao ambiente que os

de base-óleo, possibilitando o descarte dos cascalhos no mar após tratamento adequado.

A escolha dos tipos de fluidos a serem utilizados é realizada pelo programa de fluido de perfuração e se baseia nas características das formações e no tempo em que elas deverão ficar expostas, objetivando evitar problemas de inchamento das argilas, desmoronamentos, alargamentos excessivos, etc. Nas perfurações do Campo de Mexilhão e adjacências, serão utilizados fluidos base aquosa e sintéticos.

Certas condições de perfuração podem forçar a substituição de um fluido base-água por um de base-sintética para melhorar o desempenho das operações envolvendo, por exemplo, poço HPHT, poços direcionais ou delgados ou de longo afastamento, formações com baixa pressão de poros ou de fraturas, etc. Do ponto de vista operacional, estes fluidos de base sintética possuem a mesma eficiência na perfuração dos fluidos base oleosa, sem causar, entretanto, as interferências ambientais dos fluidos oleosos (Wills, 2000).

II.3.1.2 - Alternativas Locacionais

A indicação do local mais propício para a perfuração de poços se dará em função da presença de áreas favoráveis à acumulação de gás, as quais são identificadas com base na conjunção de métodos geológicos e geofísicos. (Thomas, 2001).

Portanto, as alternativas locacionais da atividade condicionam-se à localização de reservatórios a serem desenvolvidos.

II.3.2 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO

Na fase de planejamento do Projeto de Desenvolvimento da Produção do Campo de Mexilhão e adjacências foram elaborados extensivos estudos sobre as melhores alternativas de projeto para otimização da produção, considerando,

ainda, os cuidados ambientais, consolidados no Plano de Desenvolvimento do Campo.

II.3.2.1 - Alternativas Tecnológicas

As alternativas tecnológicas envolvendo a produção e o escoamento do gás do campo de Mexilhão consideram, basicamente, uma unidade flutuante sobre o campo, uma unidade fixa entre o campo e a costa, e o escoamento direto do poço para a continente, aproveitando o potencial surgente dos poços produtores.

Para melhor compreensão, as ilustrações dos sistemas de produção e escoamento selecionados para o campo de Mexilhão são apresentadas nas Figuras a seguir.

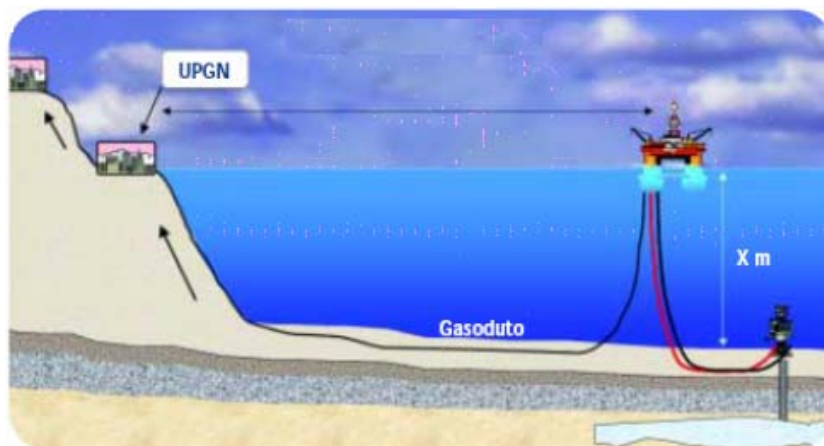


Figura II.3.2.1-1 - Alternativa 1 – Sistema de escoamento com plataforma flutuante sobre o campo.

Fonte: PETROBRAS

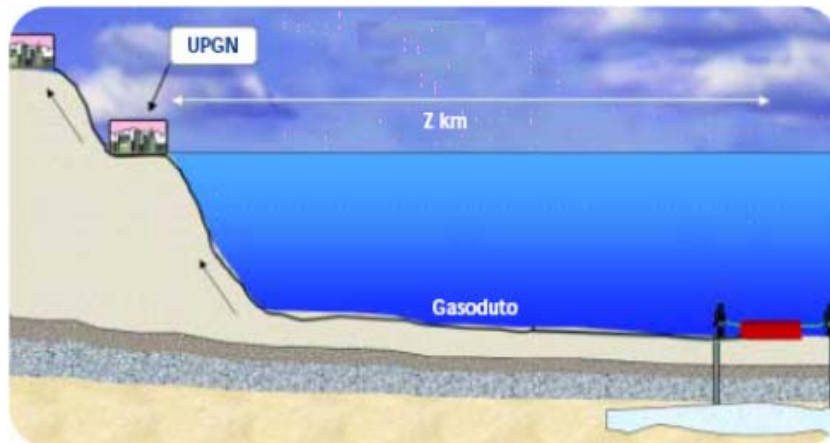


Figura II.3.2.1-2 - Alternativa 2 – sistema de escoamento de gás direto do poço à terra.

Fonte: PETROBRAS

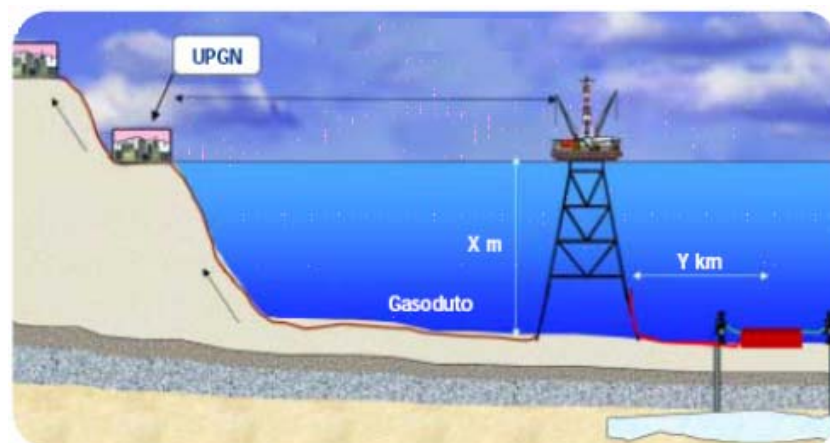


Figura II.3.2.1-3 - Alternativa 3– Sistema de escoamento com plataforma fixa entre o campo e a costa.

Fonte: PETROBRAS

A análise das alternativas apresentadas indicou que a primeira alternativa (utilização de plataformas flutuantes) envolvia alto risco de prazo, não atendendo, desta forma, aos requisitos do projeto que consideram a urgente demanda nacional por gás.

Já a segunda alternativa (escoamento direto do poço para a continente) teria que prever não só a instalação de gasodutos que enviassem o gás do poço a terra, mas também dutos que enviassem produtos químicos inibidores de obstrução até o poço, no sentido inverso ao escoamento do gás, uma vez que há

a possibilidade de formação de hidratos ao longo do duto, gerando a necessidade de injeção desses produtos químicos diretamente na cabeça de poço.

Desta forma, a solução encontrada para minimizar o problema foi a instalação de uma plataforma intermediária (do tipo fixa), na qual o gás seria desidratado antes de ser encaminhado para a terra.

Estudos para viabilidade técnica-econômica indicaram, finalmente, a escolha de uma plataforma com grande capacidade de processamento (conferindo flexibilidade ao projeto em receber a produção de áreas adjacentes) e sem compressão de gás (simplificando as instalações na mesma).

A escolha do sistema de escoamento de gás, dutoviário, considerou a opção tecnologicamente mais segura e moderna para transporte de hidrocarbonetos gasosos, incorporando a oportunidade de uso de dutos já adquiridos pela própria companhia em outros projetos (duto de 34" do antigo projeto PDET).

II.3.2.2 - Alternativas Locacionais

As alternativas para localização da plataforma PMXL-1 consideram basicamente a direção do sistema de escoamento da produção em relação à costa, a lâmina d'água compatível com o tipo da plataforma (fixa com jaqueta) e, finalmente, os estudos para identificação de risco de instabilidade geológica.

Quanto às alternativas locacionais para o traçado do gasoduto de exportação, as mesmas estão atreladas basicamente à localização da unidade de tratamento de gás, localizada em terra, a qual por sua vez deve estar o mais próximo possível do ponto de conexão com a malha de gasodutos da região sudeste.

Os pontos de chegada em costa contemplavam, como opções, as regiões de Sepetiba/RJ, Angra dos Reis/RJ, Caraguatatuba/SP, São Sebastião/SP e Ubatuba/SP.

Destas, a que mais se mostrou favorável foi Caraguatatuba por estar mais próximo do ponto de conexão com a malha de gasodutos do sudeste de maior flexibilidade operacional, além de não apresentar os seguintes inconvenientes das demais áreas:

- ★ Ubatuba/SP e São Sebastião/SP: áreas densamente povoadas, faixas de servidão existentes inadequadas para o projeto e grande distância até a conexão com a malha de gasodutos;
- ★ Sepetiba/RJ e Angra dos Reis/RJ: logística de transporte de menor flexibilidade operacional e maior distância entre a plataforma e a unidade de tratamento de gás.

A escolha do traçado do duto de condensado foi realizada em função da localização da unidade de tratamento de gás.

II.3.3 - HIPÓTESE DE NÃO EXECUÇÃO DO PROJETO DE PERFURAÇÃO E PRODUÇÃO

A atividade de produção de gás é viabilizada através da perfuração de poços exploratórios, os quais permitem a descoberta de novas reservas, viabilizando um aumento da oferta nacional de gás natural.

Com a implementação deste empreendimento, o país aumentará sua capacidade de substituição parcial do uso de outros combustíveis não renováveis. A evolução do consumo desse energético vem sendo acompanhada com muita atenção uma vez que, o gás natural constitui um substituto adequado e flexível para o petróleo, que escasseia ano a ano. Portanto, comparativamente com os demais energéticos da mesma origem, o gás natural apresenta menor potencialidade poluidora, o que assegura a esse produto uma posição de destaque nos esforços pela redução da emissão de gases do efeito estufa, e sua utilização, em substituição a outros combustíveis de origem fóssil, representa um avanço significativo em termos ambientais.

Segundo as estimativas do Ministério de Energia dos Estados Unidos, o crescimento do consumo mundial de gás natural gira em torno de 2,2% anuais. Isso é válido para os próximos 20 anos. Trata-se de uma taxa de crescimento superior à do consumo de petróleo (1,9%) e de carvão (1,6%)¹. Nos países em desenvolvimento, a taxa de crescimento do consumo é ainda mais

¹ *International Energy Outlook 2004, Washington: Department of Energy).*

alta, de cerca de 2,9% ao ano. Em 2025, o consumo de gás natural nesses países terá dobrado em relação a 2001.

No Brasil, as recentes descobertas de reservas de gás natural na Bacia de Santos, em São Paulo, que em razão de seu extraordinário volume, praticamente triplicaram as reservas do país, certamente mudarão o cenário da matriz energética brasileira, permitindo não só a maior participação do gás natural na nossa matriz, como também a queda dos preços dessa *commodity*, contribuindo decisivamente para impulsionar a utilização do produto como uma alternativa mais barata e limpa na geração de energia².

Com o investimento no desenvolvimento do Campo de Mexilhão e adjacências, a Petrobras estará possibilitando a integração das malhas de distribuição na região sudeste do país. Além disso, a execução deste projeto visa o abastecimento do Gasene (gasodutos Cabiúnas-Vitória, Vitória-Cacimbas e Cacimbas-Catu), que interligará as regiões Sudeste e Nordeste.

Uma vez tomada a decisão de conduzir o processo de licenciamento em função de uma área na Bacia de Santos, observando-se com clareza os benefícios e as adversidades desta opção, a hipótese de não execução do projeto, tal como está sendo conduzido, infere a não realização de atividades de produção de gás viabilizada pela perfuração marítima. Neste contexto, sua discussão e análise tratam do uso do recurso, gás natural, na sociedade atual, tanto no cenário brasileiro quanto do cenário mundial.

² Araújo, 2004 in <http://www.gee.ie.ufrj.br>, acessado em abril 2005