

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

A seguir estão apresentadas e discutidas as alternativas tecnológicas e locais concernentes aos Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos. Em confronto a essas informações, são apresentadas as justificativas para a exclusão da hipótese de não realização da atividade.

II.3.1 - Aspectos Tecnológicos

II.3.1.1 - Unidades Estacionárias de Produção

Na concepção de cada projeto objeto deste estudo (Testes de Longa Duração -TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção), a escolha do tipo de unidade de produção a ser utilizada foi realizada em função de diversos fatores, tais como a lâmina d'água, o número de poços produtores, e os aspectos operacionais e de segurança que repercutem no menor potencial de interação física com o meio ambiente e que conferem maior confiabilidade operacional.

Considerando o conhecimento da PETROBRAS adquirido na produção em águas profundas e a variável econômica, optou-se pela utilização em todos os projetos de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*), com capacidades de processamento compatíveis com a produção de petróleo prevista. A adoção dessas unidades apresenta diversas vantagens, como o menor custo de investimento, a facilidade de deslocamento e instalação, e a grande capacidade de armazenamento.

A escolha das unidades do tipo FPSO também irá favorecer o escoamento do óleo produzido durante as atividades, que será realizado através de navios aliviadores (*offloading*). Devido à grande capacidade de armazenamento das unidades, essa transferência poderá ser realizada de forma periódica, além de ser controlada por sistemas de detecção de vazamento existentes em ambas as unidades, e de seguir os demais procedimentos de segurança estabelecidos.

II.3.1.2 - Escoamento e Tratamento do Gás Produzido

De acordo com o que foi apresentado no item II.2 deste estudo, o gás proveniente das atividades dos TLDs será consumido para a geração de energia da própria plataforma que estiver realizando o teste e o excedente enviado para o *flare*, respeitando os limites de queima estabelecidos pela ANP (500.000 m³/d). Logo, não haverá escoamento de gás em tais atividades.

Para os projetos dos Pilotos e de Desenvolvimento de Produção, foi necessário determinar um sistema de escoamento. Considerando as melhores práticas de segurança, meio ambiente e saúde, segundo as diretrizes do Sistema de Gestão implementado na PETROBRAS, optou-se pela adoção do sistema de escoamento de gás através de gasodutos (Guará-Tupi, Tupi Ne-Tupi e Iracema-Tupi).

O gasoduto proveniente do Desenvolvimento de Produção de Iracema (Iracema-Tupi) será interligado ao gasoduto Tupi NE-Tupi. Esse último, da mesma forma que o gasoduto Guará-Tupi, interligará as respectivas unidades de produção (atuantes no Pilotos de Tupi NE e de Guará) a uma estrutura de válvulas submarinas denominada PLEM-TUPI-001. Instalado na base do FPSO Cidade de Angra dos Reis, no Bloco BM-S-11 (Área de Tupi), o PLEM-TUPI-001 possuirá um entroncamento com o gasoduto Tupi-Mexilhão, que possibilitará o escoamento do gás produzido nestas áreas até a plataforma de Mexilhão (PMXL-1). Em PMXL-1 haverá outro entroncamento para a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), no município de Caraguatatuba. Ressalta-se que o gás escoado não entrará no processo da plataforma de Mexilhão, seguindo diretamente para terra através do gasoduto PMXL-1 – UTGCA.

O escoamento via gasoduto entre Tupi e a Plataforma de Mexilhão (TUPI-PMXL-1) e dessa para a unidade de tratamento de gás em Caraguatatuba (PMXL-1 – UTGCA) foi a alternativa com indicadores econômicos mais favoráveis, e a que melhor atendeu à data prevista para o primeiro gás do projeto. Tal justificativa se baseia no fato dos projetos em implantação de Mexilhão e Tupi já preverem a instalação de gasodutos e a construção da UTGCA, a qual terá a capacidade de processamento de 15 MM m³/d de gás, com possibilidade de ampliação, podendo receber a produção de outras áreas da Bacia de Santos.

II.3.2 - Aspectos Locacionais

As alternativas locacionais dos Projetos Integrados do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos condicionam-se a diversos critérios específicos de cada projeto, como a localização dos reservatórios a serem desenvolvidos e dos poços até então perfurados nas áreas onde serão realizadas as atividades.

A determinação dos locais de instalação dos FPSOs e do lançamento das linhas de coleta foi norteadada pelos processos para o reconhecimento das locações. Tal reconhecimento é feito por meio de análise do tipo de solo, identificando suas propriedades e características, inclinação (direção e sentido) e relevo, com sinalização da ocorrência de variação acentuada de batimetria. Além de serem importantes para inferir sobre a estabilidade da região, essas informações influenciam diretamente na definição do traçado das linhas e dos procedimentos e metodologia a serem empregados para instalação dos equipamentos no leito marinho.

Por meio destas avaliações, buscou-se identificar possíveis obstáculos geomorfológicos ou restrições geológicas ao longo do trajeto das linhas ou em áreas adjacentes à posição de equipamentos submarinos. No caso da presença de obstáculos que ofereçam risco significativo, são estudadas novas posições para os equipamentos. Essa medida é realizada de modo a minimizar o risco de instabilidade geológica e obter o suporte geotécnico condizente com a implantação das estruturas submarinas a serem instaladas.

Do ponto de vista da localização específica das unidades envolvidas nos TLDs (FPSOs BW Cidade de São Vicente e *Dynamic Producer*), foi considerada a distância mínima necessária entre as UEPs e os poços. Essa consideração objetiva reduzir o comprimento total de linhas de escoamento a serem utilizadas, reduzir a formação de parafina e hidratos nas linhas, e minimizar os riscos associados a ruptura destas, de modo a viabilizar a execução das atividades.

Para a definição da locação específica dos FPSOs envolvidos nas atividades dos Pilotos e do Desenvolvimento de Produção, nos Blocos BM-S-9 (Área de Guará) e BM-S-11 (Área de Tupi Nordeste e Iracema), considerou-se,

basicamente 3 (três) questões: a direção do sistema de escoamento da produção (Guará-TUPI, Tupi NE-TUPI e Iracema-Tupi NE); a lâmina d'água compatível com o tipo da plataforma (FPSO) e, finalmente, os estudos para identificação de risco de instabilidade geológica.

Quanto a definição do traçado dos gasodutos de exportação (Guará-TUPI, Tupi NE-TUPI e Iracema-Tupi NE), tomou-se como base a identificação de riscos geológicos, o não impacto em possíveis comunidades biológicas de fundo e otimização de traçado.

Cabe ressaltar que a PETROBRAS mantém um registro atualizado da localização e lâmina d'água de todas as estruturas (obstáculos) fixas (submersas ou na superfície) existentes na região de realização de suas atividades. Este registro é realizado através de um banco de dados chamado Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), ferramenta amplamente adotada nas atividades da empresa localizadas na Bacia de Campos e Bacia de Santos.

Para garantir a segurança do sistema, qualquer instalação somente é realizada após a consulta a este banco de dados, de maneira a mitigar os riscos de interação das novas estruturas submarinas com outros equipamentos existentes na área. Assim, para a instalação das linhas pertencentes ao sistema submarino dos TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção, serão consideradas rotas sem interferências, com base no SGO e na inspeção visual (*track survey*) através de ROV, mantendo-se, ainda, um afastamento seguro entre tais estruturas.

II.3.3 - Hipótese de Não Execução do Projeto

Primeiramente é válido ressaltar que, como a PETROBRAS detém o estado da arte em termos tecnológicos, a empresa busca utilizar as melhores tecnologias disponíveis no mercado para a condução de suas atividades.

Uma vez tomada a decisão de conduzir o processo de licenciamento, observando-se com clareza os benefícios e as adversidades da implantação das

atividades, a hipótese de não execução do projeto infere na não realização dos Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-sal, que incluem TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção nas Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

A não realização dos TLDs impossibilitaria a aquisição de informações de um grande reservatório localizado em uma fronteira completamente nova, tanto em termos de geoengenharia como de desafios tecnológicos. Além disso, impediria a obtenção de dados referentes ao comportamento da produção em longo tempo, do escoamento de óleo parafínico nas linhas e informações fundamentais para a definição de planejamento e implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo.

A não execução dos Pilotos de Produção, assim como na situação hipotética supracitada, impossibilitaria a aquisição de informações fundamentais referentes ao comportamento da produção, além de dados sobre a injeção de água e gás, alternadamente, como mecanismos de otimização da produção. Sem esses dados, a confiabilidade do planejamento do desenvolvimento definitivo é reduzida.

A não execução do Desenvolvimento de Produção impediria o crescimento da capacidade de produção de óleo e gás natural da PETROBRAS para atender a crescente demanda dos vários setores da economia. Além disso, compromete a criação de oportunidades para a indústria brasileira, desde os fornecedores de materiais até o serviço de vários níveis e especialidades.

Dessa forma, a discussão e análise da hipótese de não execução do projeto, tratam do uso do recurso, óleo e gás natural, na sociedade atual, tanto no cenário brasileiro quanto no cenário mundial. Atualmente, além do petróleo ser um produto em crescente demanda mundial, sendo internacionalmente comercializado, é a principal fonte de energia utilizada pelo Homem, atendendo a 42,6% do consumo energético mundial (Agência Internacional de Energia - IEA, 2009 *apud* BEN, 2009) e 37,4% do consumo energético brasileiro (BEN, 2009).

Em relação a oferta de gás natural no Brasil, vale ainda destacar que este é um recurso disponibilizado, principalmente, via importação. Logo, é preciso aumentar sua participação na matriz energética brasileira e estimular sua aderência a um programa estruturado e rentável de termoeletricidade. Nesse contexto, o país busca hoje reduzir a dependência externa em relação ao gás natural, através do aumento da oferta proveniente da produção brasileira.

Cabe salientar que, a implantação da atividade abrirá oportunidades para a indústria nacional, compreendendo desde os fornecedores de materiais até o serviço de vários níveis e especialidades. Deve-se enfatizar como principal justificativa econômica para implantação da atividade, a expectativa favorável de sucesso na exploração de óleo e gás dos reservatórios do Pré-Sal da Bacia de Santos, cuja experiência deverá ser expandida para outras áreas semelhantes.

Dessa forma, a despeito dos riscos e impactos associados à indústria petrolífera *upstream* e, mais especificamente, a *offshore*, a tendência atual é a promoção da exploração dos reservatórios. Ressalta-se ainda que o Brasil é considerado atualmente como um dos países mais atrativos em termos de crescimento para este setor (ARAÚJO, 2004).

A realização dos TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção na Área do Pré-Sal na Bacia de Santos contribuirá de forma fundamental para a avaliação do desempenho de produção em longo tempo dessas áreas. Também irá contribuir para a consolidação da expectativa favorável de sucesso na exploração de óleo e gás dos reservatórios do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos, bem como para a sustentabilidade da auto-suficiência no abastecimento de petróleo do país. Vale ainda ressaltar a produtividade de óleo de ótima qualidade presente nessa região (entre 28° e 34° API).

Em síntese, a análise apresentada indica que a não realização das atividades dos Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos, poderá apresentar reflexos bastante expressivos no quadro esperado para o crescimento da economia nacional. Poderá, também, influenciar na capacidade de produção de óleo e gás e na demanda interna futura de consumo de derivados nos mais variados setores da economia, ressaltando-se, neste caso, a importância regional e local.