

EIA/RIMA para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 1

EIA - Estudo de Impacto Ambiental

Volume 00

Revisão 01

Nov/2011



E&P

ÍNDICE GERAL

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS	1/8
II.3.1 - Aspectos Tecnológicos	1/8
II.3.1.1 - Unidades Estacionárias de Produção	1/8
II.3.1.2 - Escoamento e Tratamento do Gás Produzido	2/8
II.3.2 - Aspectos Locacionais	4/8
II.3.3 - Hipótese de Não Execução do Projeto	5/8

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

A seguir estão apresentadas e discutidas as principais alternativas tecnológicas e locacionais concernentes à Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 1. Em confronto a essas informações, são apresentadas as justificativas para a exclusão da hipótese de não realização da atividade.

II.3.1 - Aspectos Tecnológicos

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.

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 considerando diversos fatores. Dentre estes fatores, pode-se destacar a distância até a costa, a lâmina d'água, o número de poços produtores e os aspectos operacionais e de segurança, que repercutem em menor interação física com o meio ambiente, além de proporcionarem maior confiabilidade nas operações. Além disso, foram avaliadas também as melhores alternativas para aproveitamento do gás produzido em cada projeto.

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, entre outras.

A escolha das unidades do tipo FPSO irá favorecer também o escoamento do óleo produzido durante as atividades, que será realizado através de navios

aliviadores (operação de *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.

A PETROBRAS analisou outras unidades para realização dos TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção, contudo, tendo em vista as grandes vantagens dos FPSOs, sua ampla utilização atualmente e suas características adequadas às particularidades deste projeto, estes foram selecionados para a execução das atividades.

II.3.1.2 - Escoamento e Tratamento do Gás Produzido

De acordo com o que foi apresentado na seção **II.2 - Caracterização da Atividade**, o gás proveniente de cada TLD 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).

A queima do gás é justificada por se tratar de uma fase exploratória, cuja atividade envolve produção em menor escala e menor duração que os Pilotos e Desenvolvimento de Produção. Com isso, torna-se inviável economicamente o escoamento do gás produzido e não há, por esta razão, previsão de implantação de sistema de escoamento do gás produzido durante os TLDs.

Nesse contexto, vale também destacar a tecnologia GTL (*Gas to Liquid*) embarcado, iniciativa inédita na indústria do petróleo, que visa à transformação química de gás associado em petróleo sintético utilizando o conceito de reatores compactos. Como resultado, tanto o petróleo sintético produzido a partir do gás associado, quanto o petróleo proveniente do reservatório, são enviados ao tanque de carga, e ambos transferidos para um navio aliviador. Destaca-se, contudo, que não há possibilidade de se adaptar as atuais unidades utilizadas em TLDs para receber as plantas de processo do GTL.

Considerando a produção em maior escala e a duração dos Pilotos e 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 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 nos 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). Nesta plataforma, haverá outro entroncamento para a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), no município de Caraguatatuba, Litoral Norte de São Paulo. Ressalta-se que o gás escoado não entrará no processo da plataforma de Mexilhão, seguindo diretamente para terra através do gasoduto PMXL-1-UTGCA.

Este gasoduto foi projetado para escoar, de forma segura, no máximo 20 MM m³/dia de gás a uma pressão de 77 bar. Dessa forma, seu entroncamento com o gasoduto Tupi-Mexilhão não provocará a superação da capacidade de transporte de gás, livre do risco de acidentes, ocasionados por sobrepressão nos dutos.

A alternativa supracitada foi a que apresentou indicadores econômicos mais favoráveis e a que melhor atendeu a data prevista para o primeiro gás do projeto. Tal justificativa se baseia no fato dos projetos de Mexilhão e Tupi já preverem a instalação de gasodutos e da UTGCA, a qual terá a capacidade de processamento de 14 MM m³/d de gás a partir de julho de 2013, com possibilidade de ampliação (chegando até 20 milhões de m³/d a partir de janeiro de 2014), podendo receber a produção de outras áreas da Bacia de Santos.

II.3.2 - Aspectos Locacionais

Assim as tecnológicas, as alternativas locacionais para a atividade em estudo condicionam-se aos 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 norteadas 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 à 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 (FPSOs Cidade de São Paulo, Cidade de Parati e Cidade de Mangaratiba), consideraram-se, basicamente, três questões: a direção do sistema de escoamento da produção de gás (Guará-Tupi, Tupi NE-Tupi e Iracema-Tupi NE), a lâmina d'água compatível com FPSOs e os estudos para identificação de risco de instabilidade geológica.

Quanto à definição do traçado dos gasodutos supracitados, tomou-se como base a identificação de riscos geológicos, o não impacto em possíveis comunidades biológicas de fundo (que não foram observadas a partir de levantamentos realizados pela PETROBRAS) e a 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 esse 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. O estágio de desenvolvimento do SGO, assim com informações mais detalhadas sobre o mesmo, encontram-se na seção **II.2 - Caracterização da Atividade**.

II.3.3 - Hipótese de Não Execução do Projeto

Assim como a escolha por conduzir o processo de licenciamento e implantar as atividades, a não execução das mesmas também possui benefícios e adversidades. A seguir serão discutidos os principais pontos positivos e negativos do projeto para, ao fim, demonstrar que a execução do projeto será mais benéfica para a sociedade e a economia do país.

Entre os pontos positivos, destaca-se que a ausência dos Projetos no Polo Pré-Sal contribuiria para a não alteração da qualidade ambiental nas localidades do empreendimento, e poderia incentivar o consumo mais eficiente, bem como o desenvolver novas tecnologias.

Além disso, incentivaria a procura e substituição gradual por fontes renováveis de energias (como energia das marés, solar, eólica, geotérmica, biodiesel, etanol, energia obtida através do hidrogênio, etc.). Os benefícios da utilização destas fontes de energia estão associados ao fato do petróleo ser um recurso escasso com ampla utilização internacional, como também ser um combustível fóssil responsável pela emissão de gases intensificadores do efeito estufa quando queimado.

Como pontos negativos, pode ser destacado que o petróleo, atualmente, ainda constitui-se como um produto em crescente demanda mundial, sendo a principal fonte de energia, 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).

Além disso, vale ressaltar que a década de 90 foi de grande impulso na área de exploração e produção de petróleo no Brasil, e que em 2006 foi alcançada a autossuficiência na produção deste recurso. Estes fatos, somados à descoberta do Pré-Sal, tornam o Brasil um dos países mais atrativos em termos de crescimentos neste setor.

Apesar da autossuficiência, o Brasil ainda depende de petróleo de boa qualidade, o qual ainda é importado, ocasionando reflexos negativos no desenvolvimento da indústria do País, na geração de emprego e na segurança do abastecimento energético brasileiro.

Complementando esta análise, é importante destacar que no Brasil o gás natural é um recurso disponibilizado, principalmente, via importação. Logo, é importante reduzir a dependência externa em relação a este recurso, aumentando sua participação na matriz energética brasileira. Para isso, por ser estimulado, por exemplo, um programa estruturado e rentável de termoelectricidade a base de gás natural.

Em relação especificamente ao projeto em estudo, ressalta-se que a não realização dos TLDs impossibilitaria a aquisição de informações importantes sobre o Pré-Sal, que consiste em um grande reservatório com petróleo de boa qualidade

(entre 28º e 34º API), localizado em uma fronteira ainda bastante nova, tanto em termos de geoengenharia, como de desafios tecnológicos. Adicionalmente, impediria a obtenção informações referentes ao comportamento da produção, fundamentais para a definição de planejamento e implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo.

Isto poderia comprometer a eficiência da produção de petróleo, influenciando no dimensionamento dos recursos utilizados. Para obter o mesmo grau de conhecimento sem um TLD, em geral, seria necessário a perfuração de vários poços de avaliação exploratória. Além disso, o poço testado em um TLD geralmente é aproveitado para a fase de produção. Deste modo, a não realização do projeto poderia ser negativa do ponto de vista ambiental.

No que diz respeito aos Pilotos de Produção, assim como foi dito para os TLDs, sua não realização impossibilitaria a aquisição de dados essenciais sobre o comportamento da produção, além de informações 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. Além disso, os Pilotos têm previsão de duração de 27 anos, produzindo, em média, 120.000 bpd, o que significa uma produção em nível comercial.

A não execução do Desenvolvimento de Produção, também previsto para durar 27 anos e produzir cerca de 125.000 bpd, 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 serviços de vários níveis e especialidades.

Pode-se afirmar que a principal justificativa econômica para implantação da atividade em estudo, é a favorável expectativa 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, como por exemplo, a camada pré-sal das Bacias de Campos e do Espírito Santo.

Em síntese, embora haja riscos e impactos associados à indústria petrolífera *offshore*, a análise apresentada indica que a não realização da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos poderá apresentar reflexos bastante expressivos no quadro esperado para o crescimento da economia nacional. Influenciaria, também, na capacidade de produção de óleo e gás e na demanda interna futura de consumo de derivados nos mais variados setores da economia.