

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

No presente item estão apresentadas e discutidas as 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 2. São apresentadas, também, as justificativas para a hipótese de não realização do Projeto Etapa 2.

II.3.1 - Aspectos Tecnológicos

Primeiramente, é válido ressaltar que a PETROBRAS 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 (Sistema de Produção Antecipada – SPA, Testes de Longa Duração – TLDs, e Desenvolvimento de Produção – DPs), a escolha do tipo de unidade de produção a ser utilizada foi realizada considerando diversos fatores.

Dentre estes fatores, podem-se destacar a distância até a costa, a lâmina d'água, o número de poços produtores, aspectos operacionais e de segurança, que resultam 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.

O estudo de alternativas indicou três categoriais de unidades de produção:

1. Plataformas semissubmersíveis (SS) e FSOs (*Floating, Storage and Offloading*);
2. Plataformas semissubmersíveis com escoamento através de monoboias;
3. Unidades Estacionárias do tipo FPSOs (*Floating, Production, Storage and Offloading*).

O **Quadro II.3.1.1-1** apresenta as alternativas de unidades de produção estudadas e suas respectivas vantagens e desvantagens principais.

Quadro II.3.1.1-1 - Vantagens e desvantagens das alternativas de unidades de produção estudadas.

Alternativa	Vantagens	Desvantagens
1. SS + armazenamento em FSO associado	<ul style="list-style-type: none"> Boa capacidade de armazenamento 	<ul style="list-style-type: none"> Maior área de impacto na comunidade bentônica em função da área de ancoragem;
2. SS + escoamento através de Monoboia	-	<ul style="list-style-type: none"> Não há armazenamento Maior probabilidade de acidentes envolvendo derrames de óleo Dificuldade de ancoragem da monoboia na lâmina d'água dos empreendimentos
3. FPSO	<ul style="list-style-type: none"> Maior capacidade de armazenamento; Menor área de ancoragem 	-

Legenda: SS = Semissubmersíveis; FSO = Floating, Storage and Offloading; FPSO = Floating, Production, Storage and Offloading.

O estudo de viabilidade técnica e econômica concluiu que, das três opções acima avaliadas, a mais viável sob o ponto de vista ambiental é a alternativa 3 (FPSOs), principalmente devido a maior capacidade de armazenamento e por apresentar menor área de interferência com comunidades bentônicas.

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.

II.3.1.2 - Escoamento e Tratamento do Gás Produzido

A malha integrada do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos consiste em 3 rotas de escoamento e processamento de gás. Os gasodutos Rota 1, 2 e 3 agregam à malha, quando de sua implantação plena, a capacidade de 10 MM m³/d, 13 MM m³/d e 21 MM m³/d de gás, respectivamente.

Durante a etapa conceitual de projeto dos Gasodutos Rota 2 e Rota 3, além da opção gasoduto, foi estudada também a opção de FSO (*Floating Storage*

Offloading) capaz de liquefazer o gás e exportar para navio transportador. Porém a alternativa dos gasodutos mostrou-se mais vantajosa por atender à demanda e necessidades do mercado nacional.

Desta forma, o sistema de escoamento de gás ligado às atividades do Projeto Etapa 2 será realizado via gasoduto e processado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) terrestres.

II.3.2 - Aspectos Locacionais

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares. Somente após exaustivo prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo é que se realiza um programa de prospecção que visa fundamentalmente dois objetivos:

- Localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condição para acumulação de petróleo e gás natural;
- Verificar qual, dentre estas situações, possui mais chance de conter petróleo e gás natural.

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 descrever 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 evitar áreas com risco

de instabilidade geológica e obter o suporte geotécnico condizente com a implantação das estruturas submarinas a serem instaladas.

Além dos obstáculos geológicos/geotécnicos, é avaliada a presença de comunidades biológicas relevantes que possam ser influenciadas, não só pela instalação dos equipamentos e arranjos submarinos, como também pelas atividades relacionadas à operação propriamente dita.

Do ponto de vista da localização específica das unidades envolvidas nos SPATLDs, foi considerada a distância mínima necessária entre os FPSOs e os poços. Essa consideração objetiva reduzir o comprimento total de linhas de escoamento a ser utilizado, reduzir a formação de parafina e hidratos nas linhas, minimizar os riscos associados à ruptura destas, além de minimizar a interferência com o fundo e causar impactos físicos sobre o bentos, principalmente no caso do FPWSO Dynamic Producer que possui posicionamento dinâmico.

Para a definição da locação específica dos FPSOs envolvidos nas atividades de Desenvolvimento de Produção, também se buscou minimizar a área total ocupada pelo arranjo submarino e equipamentos.

Quanto à definição do traçado dos gasodutos para escoamento do gás produzido nos DPs, bem como do posicionamento das linhas de coleta e dos FPSOs, tomou-se como base a identificação de riscos geológicos, a minimização do impacto em comunidades biológicas de fundo e a otimização de traçado.

Para verificar a presença ou ausência de recifes de corais (incluindo corais de águas profundas) e bancos de algas na área afetada, foram realizadas campanhas de caracterização do fundo através de AUV e ROV. Tais imagens indicam a ausência de feições indicativas ou sugestivas (alvos refletivos) da presença de bancos de corais na região.

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 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.

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 do 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. Informações mais detalhadas sobre o mesmo, encontram-se na **seção II.2 - Caracterização da Atividade**.

II.3.3 - Hipótese de Não Execução do Projeto

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 dos SPA/TLDs e DPs, escopo do presente EIA, infere na não realização de vários projetos que compõem a Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal na Bacia de Santos.

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 28° e 34° API), localizado em uma fronteira ainda bastante nova, tanto em termos de geoengenharia, como de desafios tecnológicos. Adicionalmente, impediria a obtenção de informações referentes ao comportamento da produção, fundamentais para a definição de planejamento e implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo, bem como para a sustentabilidade da autossuficiência no abastecimento do petróleo.

A não execução do Desenvolvimento de Produção, previsto para durar em média 25 anos (concessão) e produzir cerca de 743.000 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. Comprometeria ainda a criação de oportunidades para a indústria brasileira, desde os fornecedores de bens (materiais, equipamentos) até serviços de vários níveis e especialidades. Além disso, é importante ressaltar que a revitalização da indústria naval brasileira depende enormemente do sucesso dos projetos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

A crescente demanda por gás natural e petróleo pode ser visualizada na **Tabela II.3.3-1** e na **Tabela II.3.3-2** que mostram a evolução do consumo de gás natural e petróleo no Brasil e no mundo, respectivamente.

Tabela II.3.3-1 – Evolução do consumo de gás natural no Brasil e no mundo.

Local	Consumo de gás natural (bilhões m ³)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Brasil	14,1	15,8	18,8	19,7	20,8	21,1	24,6	19,8	26,8	26,7
Mundo	2.515	2.599	2.679	2.766	2.824	2.930	3.005	2.930	3.153	3.222

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) - Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2012.

Tabela II.3.3-2 – Evolução do consumo de petróleo no Brasil e no mundo.

Local	Consumo de petróleo (mil barris/dia)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Brasil	2.005	1.953	2.024	2.070	2.090	2.235	2.395	2.415	2.629	2.653
Mundo	78.187	79.686	82.746	83.925	84.873	86.321	85.768	84.631	87.439	88.034

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) - Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2012.

A **Tabela II.3.3-3** apresenta a expectativa do consumo de gás natural até 2020.

Tabela II.3.3-3 – Consumo atual e projetado de gás natural no Brasil (10³ m³/dia).

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2011	120	7.992	3.119	27.382	264	38.877
2015	343	10.338	4.156	36.254	1.606	52.696
2020	385	12.758	5.620	48.839	1.956	69.558
Período	Acréscimo (10 ³ m ³ /dia)					
2010-2020	365	5.832	2.590	23.143	1.724	33.654
Período	Variação (% a.a.)*					
2010-2015	76,5	8,3	6,5	7,1	47,2	8,0
2015-2020	2,4	4,3	6,2	6,1	4,0	5,7
2010-2020	34,4	6,3	6,4	6,6	23,7	6,8

Obs.: Inclui consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético (consumo como matéria-prima, cogeração, consumo downstream do sistema PETROBRAS) e consumo termelétrico. (*) Variações médias nos períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE, 2011

Aliado ao contínuo aumento da demanda de gás natural e petróleo, as descobertas dos campos/blocos do Pré-Sal possibilitam a elevação da oferta destes produtos no mercado, reduzindo a dependência de importações, que oneram consideravelmente a balança comercial brasileira.

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. Além de o petróleo ser um produto em crescente demanda mundial, sendo internacionalmente comercializado, é também a principal fonte de energia utilizada pelo homem, atendendo a 41,6% do consumo energético mundial e 41,9% do consumo energético brasileiro (BEN, 2011).

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 relação à 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.

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.