

II.3 – ANÁLISE DE ALTERNATIVAS

No presente capítulo são 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 3, bem como as justificativas por implantar novos projetos no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS) e para a hipótese de não desenvolvimento destas atividades.

II.3.1 – Aspectos Tecnológicos

A Petrobras já acumula experiência técnica na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, permitindo alcançar uma produção elevada nos campos do pré-sal em um intervalo de tempo inferior a outras importantes áreas de produção marítimas no mundo.

A partir de sua experiência, a Petrobras superou alguns dos desafios tecnológicos no pré-sal como: sísmica de alta resolução com maior sucesso exploratório, modelagem geológica e numérica com melhor previsão do comportamento da produção, seleção de novos materiais, qualificação de novos sistemas para coleta da produção, separação do dióxido de carbono (CO₂) do gás natural em águas profundas e sua reinjeção, o que reduz as emissões atmosféricas.

II.3.1.1 – Unidades Estacionárias de Produção

Na concepção de cada projeto objeto deste estudo (Teste de Longa Duração – TLD, Sistemas de Produção Antecipada – SPAs, Pilotos e Desenvolvimentos 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 (SS) com escoamento através de oleodutos.
- 3 - Unidades Estacionárias do tipo *Floating, Production, Storage and Offloading* (FPSOs).

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 <ul style="list-style-type: none"> • Maior custo • Maior movimentação de navios aliviadores |
| 2. SS + escoamento através de Oleoduto | <ul style="list-style-type: none"> • Menor movimentação de navios aliviadores | <ul style="list-style-type: none"> • Dificuldades na garantia do escoamento de óleo em função da grande distância da costa • Recebimento de grande quantidade de óleo em um único ponto da costa <ul style="list-style-type: none"> • Necessidade de um terminal dedicado • Grande área de impacto na comunidade bentônica em função do lançamento do oleoduto |
| 3. FPSO | <ul style="list-style-type: none"> • Boa capacidade de armazenamento • Menor área de ancoragem <ul style="list-style-type: none"> • Menor custo | <ul style="list-style-type: none"> • Maior movimentação de navios aliviadores |

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 econômico e ambiental é a alternativa 3 (FPSOs), principalmente devido à maior capacidade de armazenamento.

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 seguir os procedimentos de segurança estabelecidos.

Além disso, atualmente a Petrobras já acumula grande experiência na operação de FPSOs, principalmente nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo.

II.3.1.2 – Escoamento e Tratamento do Gás Produzido

A escolha da alternativa de escoamento e tratamento do gás oriundo das áreas produtoras dos projetos elencados no âmbito do processo de licenciamento ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3 se deu em função das diretrizes prevista no Plano Diretor de Escoamento de Gás (PDEG) da Bacia de Santos da Petrobras.

De acordo com o PDEG, a malha de escoamento de gás natural do PPSBS compreende diversos gasodutos secundários (ramais) interligados a 03 gasodutos estruturantes (gasodutos troncos), que interligam as áreas produtoras do PPSBS ao continente: os gasodutos Rota 1, 2 e 3, que agregam à malha, quando de sua implantação plena, a capacidade de 10 MM m³/d, 16 MM m³/d e 18 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 *Floating Liquefied Natural Gas* (FLNG), capaz de produzir, liquefazer e armazenar o gás, exportando-o para um navio transportador. Porém, a alternativa dos gasodutos mostrou-se mais vantajosa por ser uma tecnologia mais consolidada, além do fato de que, além do alto custo de um FLNG, seriam necessárias a construção de Terminais de Regaseificação na costa. Desta forma, o sistema de escoamento de gás ligado às atividades do Projeto Etapa 3 será realizado via gasoduto e processado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) terrestres.

II.3.2 – Aspectos Locacionais

Para definição das locações dos FPSOs e dos equipamentos submarinos, bem como a definição do traçado dos gasodutos e linhas de coleta, durante a elaboração do projeto básico são realizados levantamentos geomorfológicos, geofísicos e amostragem de sedimentos para a caracterização do assoalho, objetivando identificar possíveis obstáculos ou restrições ao longo do trajeto planejado e em áreas adjacentes ao local de instalação dos equipamentos e dos FPSOs. Essas informações permitem que sejam feitas avaliações quanto à estabilidade da região na qual será realizada a instalação das estruturas submersas.

Desta forma, a definição das locações dos equipamentos submarinos e da rota de lançamento dos gasodutos e linhas de coleta prioriza áreas mais planas e com relevo de fundo o mais constante possível, buscando evitar a instalação ou passagem por feições complexas de relevo submarino como cânions, ravinas, taludes com inclinação excessiva e mesmo obstáculos artificiais, como âncoras abandonadas, por exemplo.

A definição das locações e rota de lançamento leva em consideração as informações constantes no Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO) da companhia. O SGO consiste de um banco de dados que concentra os registros atualizados da localização de estruturas offshore (obstáculos) fixas existentes (submersas ou em superfície), para a segurança de suas atividades.

Em relação às instalações necessárias para execução dos TLD e SPAs, do ponto de vista da localização específica da unidade BW Cidade de São Vicente, foi considerada a distância mínima necessária entre o FPSO e os poços. Essa consideração objetiva mitigar o risco de formação de parafina e hidratos nas linhas e minimizar os riscos associados à ruptura destas. 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.

II.3.3 – Hipótese de Não Execução do Projeto

A não realização do TLD, SPAs e Piloto de curta duração dificultaria a aquisição de informações referentes ao comportamento da produção, importantes para a definição de planejamento e implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo.

A não execução dos DPs e Piloto de longa duração 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) | | | | | | | | | |
|--------|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Brasil | 19,6 | 20,6 | 21,2 | 24,9 | 20,1 | 26,8 | 26,7 | 31,7 | 37,3 | 39,6 |
| Mundo | 2.775,2 | 2.856,1 | 2.964,4 | 3.048,2 | 2.969,9 | 3.193,7 | 3.256,3 | 3.345,8 | 3.381,0 | 3.393,0 |

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) - Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2015.

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

| Local | Consumo de petróleo (mil barris/dia) | | | | | | | | | |
|--------|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Brasil | 2.108 | 2.139 | 2.297 | 2.452 | 2.486 | 2.701 | 2.813 | 2.860 | 3.048 | 3.229 |
| Mundo | 84.411 | 85.328 | 86.741 | 86.115 | 85.066 | 87.867 | 88.974 | 89.846 | 91.243 | 92.086 |

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) - Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2015.

Ainda de acordo com o Estudo da Demanda de Energia elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (EPE, 2014), é projetada uma evolução da participação do gás natural na demanda total de energia brasileira, passando de 7,6% no ano de 2013 para 10,3% em 2030 e 11,2% em 2050.

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. O petróleo e o gás natural são as principais fontes de energia utilizadas no Brasil, tendo representado em 2014 39,4% e 13,5% do consumo energético brasileiro, respectivamente (BEN, 2015).

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 brasileira nesta matriz energética 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 existam 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 – Etapa 3 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.