

## II.3 ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

O desenvolvimento para produção do Campo de Frade foi planejado a partir de um histórico de exploração que iniciou em 1985 e culminou em 2001 com o programa de pré-desenvolvimento do campo. Os resultados dos estudos e avaliações realizadas durante todo este período identificaram duas áreas potenciais, porém, somente uma mostrou-se viável para exploração a níveis comerciais, definindo assim a escolha da área do poço RJ 366, para o desenvolvimento de três reservatórios, quais sejam: N-570 (14,85 km<sup>2</sup>), N-560 (4,14 km<sup>2</sup>) e N-540/545 (12,5 km<sup>2</sup>).

A partir desta escolha, outras decisões locais, tais como a distribuição dos poços, o posicionamento das unidades de perfuração e de produção, e dos equipamentos e linhas submarinas, estão associadas às soluções tecnológicas adotadas no projeto, em conjunto com as avaliações ambientais e geológicas efetuadas na área, de forma a viabilizar econômica e ambientalmente sua implantação.

No caso específico do Campo de Frade, para o qual não se viabilizam alternativas que considerem um grande escoamento de óleo para a costa através de dutos submarinos, os fatores sujeitos a decisões locais ficam restritos ao entorno da área destes reservatórios, à exceção da linha de exportação de gás, cuja extensão do trajeto ultrapassa os limites da área do campo, indo até o ponto de interligação ao *manifold* de exportação de gás do Campo de Roncador (RO-PLAEM-1).

Por esse motivo, as alternativas locais, nestes dois casos, serão tratadas distintamente quanto às potenciais interferências com o meio ambiente e com a dinâmica socioeconômica da região, onde se insere o empreendimento, principalmente considerando-se o afastamento das instalações em relação à costa e à profundidade local.

É importante ressaltar que as peculiaridades do Campo de Frade tais como, a proximidade dos reservatórios, as características do óleo pesado com alta viscosidade, a pressão natural dos reservatórios, a grande profundidade local a ser vencida para elevação da produção e a possibilidade da presença de areia fina na formação, demandam o emprego de técnicas específicas e arranjos muito específicos. Estes limitam a diversidade de alternativas a serem utilizadas de forma que ainda mantenha o projeto economicamente viável.

No processo de avaliação do melhor projeto conceitual a ser adotado pela **CHEVRON** para desenvolvimento do Campo de Frade, foram consideradas as principais determinantes:

- ♦ necessidade de ampliar o conhecimento do campo e dirimir incertezas quanto à extensão e desempenho produtivo do reservatório, o que orientou a alternativa de desenvolvimento por fases. Esta abordagem

- foi item chave para a definição das estratégias tecnológicas a serem adotadas, bem como para o planejamento da sua implantação;
- ♦ funcionalidade requerida para a especificação da unidade de armazenamento de óleo, principalmente quanto à definição das capacidades máximas de processamento de óleo e de água (injetada e produzida);
  - ♦ gerenciamento do gás produzido, considerando as alternativas de exportação e venda, da provável necessidade de importação para uso como combustível no futuro, do uso como *gas lift* e do estudo da possibilidade de reinjeção do excedente na formação, considerando o objetivo de não haver queima a bordo; e
  - ♦ gerenciamento da água de produção, optando pela alternativa de reinjeção no reservatório.

Considerando que no Campo de Frade não haverá necessidade de elevação artificial através de bombas submersíveis para viabilizar a produção, foi possível estabelecer um arranjo simplificado de localização das estruturas produtivas submarinas, que serão independentes para cada poço, minimizando acessos para manutenção do sistema de produção.

A opção de utilização de uma unidade de perfuração móvel dinamicamente posicionada, capacitada para operação em águas profundas, atende a critérios de segurança operacional da atividade de perfuração, não comprometendo a qualidade ambiental.

Além disto, a praticidade de uma unidade móvel aliada à proximidade dos poços permitiu que se optasse por duas formas de execução da perfuração: a seqüencial (tradicionalmente utilizada, onde todas as seções de um único poço são perfuradas em seqüência), e a em bateladas (onde seções de mesmo diâmetro, logo mesma tecnologia [coluna e fluido], de um conjunto de poços próximos são feitas antes de perfurar a próxima seção). Esta forma mista de execução possibilitará agilização dos trabalhos, cumprimento de prazos e redução de custos gerais do projeto, com relevante minimização de resíduos gerados pela perfuração, especialmente em relação a fluidos de perfuração.

A utilização de um FPSO para as funções de processamento, armazenamento e escoamento da produção foi uma definição motivada, principalmente, por dois aspectos: (a) adequação dos volumes de armazenamento à logística de produção e *offloading*; e (b) necessidade de existência de uma planta para gerenciamento do tratamento de água do mar e de água produzida para reinjeção no reservatório.

No primeiro caso, dada a inexistência de sistemas de escoamento locais para a produção, seriam necessários o lançamento e a instalação de novos dutos de escoamento de óleo para vencer longas distâncias até a costa. Esta alternativa seria extremamente dificultada em função da necessidade de bombeamento e aquecimento do óleo produzido para esta operação, o que aumentaria os custos associados à produção. Da mesma forma, as incertezas quanto à capacidade do

reservatório também orientaram na direção deste tipo de unidade, já que a frequência dos *offloadings* pode ser ajustada à taxa de produção no campo. No segundo caso, apesar da planta de tratamento da água de produção ser um pouco menor que as comumente usadas para os casos de descarte deste efluente no mar, o sistema de reinjeção desta água produzida e de água do mar, deverá tratar os efluentes destas duas naturezas, segundo tratamentos específicos.

Desta forma, uma vez definidos os contornos operacionais do arranjo de perfuração e produção, as decisões subseqüentes sobre alternativas tecnológicas se concentraram na seleção de projetos e dispositivos que propiciassem uma maior segurança operacional e um menor comprometimento da qualidade ambiental local.

Na seqüência são discutidos os fatores sujeitos ao cotejo de alternativas tecnológicas durante a fase de planejamento do projeto.

### **II.3.1 ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS**

#### **Fase de Perfuração**

A configuração do sistema escolhida para a atividade de perfuração dos poços produtores e injetores dos reservatórios do Campo de Frade constitui-se na utilização de uma plataforma móvel semi-submersível de 2ª geração, capacitada para operação na lâmina d'água do projeto (até 2.000 m) e profundidades de até 7620 m, com posicionamento dinâmico e equipada com BOP submarino.

A profundidade para operação e a indisponibilidade de sondas com este perfil foram fatores determinantes para esta escolha, já que existem poucas sondas com capacidade de operar nesta profundidade, e esta seria a única disponível para atendimento do cronograma previsto. Para tal, a unidade necessitará de adaptações e atualizações para torná-la um sistema mais adequado às operações a serem desenvolvidas no Campo de Frade.

O fato de operar com posicionamento dinâmico, a privilegia em relação aos impactos causados por qualquer outra opção que fizesse o uso de um sistema de ancoragem. Cabe ressaltar, no entanto, que uma plataforma ancorada oferece maior segurança que uma unidade dinamicamente posicionada, porém quando se trata de águas profundas, esta é a única alternativa viável a ser adotada.

O sistema de BOP submarino, instalado na cabeça do poço é tradicionalmente utilizado em perfurações em águas profundas e comprovadamente seguro, pois permite o controle efetivo do poço, equipado com vários dispositivos que o bloqueiam no caso de desconexão ou de um descontrole (*kick*).

Considerando a quantidade e a proximidade dos poços a serem perfurados bem como a mobilidade da sonda de perfuração, optou-se pela combinação de duas

formas de perfuração para o desenvolvimento no Campo de Frade. Numa, tradicionalmente utilizada, o poço é perfurado e revestido em todas as suas seções, de forma seqüencial, do início ao fim; na outra forma, ao final da perfuração de uma seção, o poço é tamponado temporariamente e a unidade de perfuração é deslocada para outro poço para perfurar a seção de mesmo diâmetro, e assim sucessivamente até que todas as fases sejam executadas e o poço seja completado.

A maior parte dos poços de desenvolvimento do Campo de Frade será perfurada em batelada, por ser este um sistema eficaz de perfuração sob diversos aspectos, conforme explicado a seguir.

A logística é facilitada em função do uso dos mesmos materiais e equipamentos durante a perfuração de uma mesma seção nos diferentes poços, já que não requer trocas de montagem da seção do conjunto de fundo de poço – BHA, utiliza o mesmo tipo de fluido de perfuração e reduz o espaço necessário ao armazenamento de revestimentos de diferentes tamanhos. Há melhoria de desempenho com otimização do tempo de execução, já que a experiência trazida de um poço pode ser aplicada ao outro. Por fim, sob o aspecto ambiental, em função da forma de atuação, há efetiva redução de resíduos gerados durante as atividades pela otimização do fluido recuperado e pelo seu reaproveitamento de um poço para outro. Além disso, há uma redução do número de vezes (apenas uma) requerida para a limpeza do local antes do deslocamento da unidade para os intervalos de menor diâmetro. Sendo assim, os potenciais impactos ambientais produzidos e os riscos operacionais associados na perfuração em batelada são reduzidos, especialmente quando se trata de um grande número de poços.

## **Fase de Produção**

Quanto ao arranjo geral de produção, aspectos como a função da proximidade dos reservatórios com características comuns (óleo pesado e viscoso), a grande distância do campo em relação à costa (120 Km), a ausência de dutos de escoamento instalados, a sua localização em águas profundas (1.050 a 1.300 m), e a estratégia de desenvolvimento escalonado dos poços, a melhor alternativa técnica e economicamente viável avaliada foi a utilização de uma unidade FPSO, para realização do processamento, armazenagem e transferência da produção.

Para atendimento dos três reservatórios, o FPSO será posicionado no Campo de Frade próximo aos poços a serem perfurados, que serão conectados ao mesmo através de *risers* individuais. Várias questões técnicas foram consideradas para a escolha desta arquitetura de coleta da produção, conforme descrito a seguir.

O cenário de conexão única é uma solução bastante viável e eficiente, sem barreiras tecnológicas, e tipicamente utilizado nas estratégias de desenvolvimento para produção no Brasil. Os controles independentes possibilitam que a operação de um poço não afete a operação de qualquer outro. A opção de desenvolvimento em fases, com esta arquitetura, acarreta redução de custos na fase inicial (Fase

1) de desenvolvimento. Do ponto de vista operacional, os procedimentos de inicializações e paralisações dos poços são independentes e facilmente realizados. Além disto, os equipamentos de controle de poço, tais como *chokes* de produção (dispositivo de redução da velocidade de fluxo), encontram-se no FPSO em local de fácil acesso para o caso de manutenção e mudanças operacionais. Os *chokes* de produção submarina, situados em cada ANM dos poços de produção serão utilizados apenas para as inicializações. Durante as operações normais, esses *chokes* estarão inteiramente abertos. Outro aspecto considerado diz respeito ao teste do poço, que poderá ser realizado no FPSO, dispensando o uso de medidores de poço ou de medidores submarinos de fluxo multifásico. Por fim, na arquitetura proposta, a instalação é otimizada por ser igual para todos os poços.

Os reservatórios do Frade são normalmente pressurizados (gradiente de água do mar) e devem fluir por conta própria com 100% de óleo. Contudo, a elevação artificial é necessária para produzir os poços em taxas econômicas. Com este intuito foram estudadas duas alternativas: utilização de bombas elétricas e elevação com gás (*gas lift*).

As bombas elétricas submersíveis requerem manutenção ou substituição a cada três a cinco anos. No entanto, este intervalo pode diminuir caso haja produção de areia fina. Como em algumas amostras de testemunho do Frade foi observada alta porcentagem de finos de formação, prevê-se a produção de areia fina no campo. Considerando o aspecto ambiental, a utilização destes equipamentos não seria desejável, já que resultaria em maior interferência no subsolo marinho. Além disso, esses tipos de intervenções rotineiras teriam custos extremamente elevados. Sendo assim, a alternativa escolhida como método de elevação artificial foi a elevação com gás (*gas lift*), que é altamente confiável e segura, e requer intervenções mínimas, podendo durar toda a vida da produção.

No que concerne ao excedente do gás produzido, a alternativa de reinjeção no reservatório está sendo considerada, por ser econômica e ambientalmente favoráveis, já que poderá atender futuramente as deficiências de gás da unidade de produção, além de restringir a queima de gases na plataforma, contribuindo assim para a redução dos seus efeitos sobre o meio ambiente.

Ressalta-se ainda, dentre as alternativas tecnológicas estudadas, a estratégia inovadora de reinjeção da água de produção no reservatório, eliminando um dos mais volumosos aspectos gerador de impactos ambientais, normalmente presente em atividades de produção, decorrente do lançamento deste efluente no mar após tratamento para seu enquadramento quanto à concentração final de óleo.

Outra decisão efetuada durante a concepção do projeto, teve como foco as possíveis soluções de ancoragem e de conexão do sistema de produção a unidade FPSO.

Inicialmente, a opção por utilização de *turret* foi pautada no fato de que esta estrutura propicia um grau de liberdade maior para a oscilação da embarcação,

que pode girar livremente em torno do ponto de ancoragem. Por outro lado, uma unidade sem *turret* fica sujeita a restrições de movimento que a levariam a trabalhar em condições mais críticas de tensão, sobretudo nos elementos de conexão dos dutos de produção. Portanto, a solução pretendida implica em menores riscos, com evidentes vantagens no que concerne à segurança do processo de produção como um todo.

A partir desta escolha, a decisão de utilização de um *turret* interno foi melhor quando comparada a de um *turret* externo, por ser aquele o sistema que melhor se adequa ao número de *risers* e umbilicais previstos no projeto, que requerem um *turret* de grandes dimensões.

Esta escolha é justificada pois a partir de determinado tamanho, um *turret* externo torna a operação e o controle mais difíceis, por ser uma grande massa externa ao sistema de flutuação do FPSO. Além disto, a dimensão e extensão da estrutura requerida para um sistema de *turret* externo, demanda um grande reforço de aço. Também contribuíram fortemente para essa escolha o fato de que sistemas simples ou duplos de suporte relacionados com *turrets* externos, poderão afetar significativamente a estabilidade do FPSO, quando em trânsito.

Por fim, ressalta-se ainda que na escolha do projeto para a unidade FPSO foram selecionados somente aqueles que consideraram a existência de casco duplo, elemento de proteção e redução de risco no armazenamento do óleo.

### **II.3.2 ALTERNATIVAS LOCACIONAIS**

A partir do desenho da solução tecnológica para a produção no Campo de Frade, os aspectos passíveis de análise quanto a alternativas locais referem-se, basicamente, à disposição dos poços sobre as áreas dos reservatórios, ao posicionamento da unidade de produção e armazenamento, e ao trajeto dos dutos de interligação dos poços à unidade de produção para escoamento do óleo e para exportação do gás.

No que concerne ao posicionamento dos poços, com base nas características geológicas e geotécnicas dos reservatórios do Campo de Frade, foi adotada a alternativa de locação de poços individuais que serão interligados diretamente a unidade FPSO por *risers* independentes. Estes poços serão executados por um método misto de perfuração, cuja alternativa é ambientalmente favorável conforme já explicado no subitem anterior.

O arranjo submarino proposto dispensa o uso de bombas submersas ou *manifolds* submarinos de produção, reduzindo incursos complicados e dispendiosos para manutenção destes equipamentos em meio marinho. Toda produção será elevada exclusivamente por *gas lift*, sendo controlada remotamente a partir do FPSO. Isto também permite um menor gasto com a geração de energia, mais demandada no caso de operação contínua das bombas.





O trajeto dos dutos de escoamento do óleo e dos umbilicais de controle ficará restrito à área que interliga cada poço a unidade FPSO. Quanto ao trajeto da linha de exportação de gás, a identificação prévia dos dois cânions na região norteou o traçado de um trajeto mais seguro para implantação do gasoduto do Campo de Frade ao ponto de conexão com o gasoduto do Campo de Roncador. Esta decisão exigirá uma rota mais longa para contorno da área de cânions (onde o duto poderia estar exposto a tensões desfavoráveis), porém técnica e ambientalmente mais segura.