



II.3 ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

No contexto de um empreendimento de produção petrolífera, onde a decisão locacional é governada pela presença, em uma determinada posição geográfica, de reservas de hidrocarbonetos em condições comerciais de exploração, a análise e ponderação de alternativas têm seu foco principal nas possíveis soluções tecnológicas disponíveis para levar a cabo os objetivos de produção. As decisões locacionais, neste contexto, ficam restritas às questões de pequena escala, relativas em geral a aspectos acessórios ao empreendimento. Geralmente, estas ficam associadas a pequenos ajustes nas possíveis coordenadas de locação das estruturas submarinas em função da topografia e de obstáculos identificados no fundo do mar.

Especificamente no caso do desenvolvimento da produção no Bloco BC-10, para o qual não se viabilizam alternativas que consideram um grande escoamento dutoviário até a costa, os fatores sujeitos a decisões locacionais ficam limitados a uma área de extensão restrita, em torno da locação dos reservatórios que se pretende explorar. A própria geometria destes reservatórios também já é bastante suficiente para o desenho de um *layout* próprio e sem muitas alternativas na distribuição das localizações das estruturas produtivas.

Por esse motivo, as alternativas passíveis de serem cotejadas do ponto de vista locacional são praticamente equivalentes em termos de suas potenciais interferências com o meio ambiente e com a dinâmica socioeconômica da região, onde se insere o empreendimento, principalmente considerando-se o fato do afastamento do Bloco em relação a costa e à sua lâmina d'água.

Quanto às alternativas tecnológicas, é importante ressaltar que a produção do Bloco BC-10, por suas peculiaridades (reservatórios afastados, óleo pesado, grande profundidade local a ser vencida para elevação da produção), demanda o emprego de técnicas específicas, que limitam a possibilidade de análise de um conjunto mais amplo de alternativas que não inviabilizem economicamente o projeto.

No processo de avaliação do melhor projeto conceitual adotado pela **SHELL**, foram considerados todos os argumentos relacionados a:

- ♦ sequência de desenvolvimento dos reservatórios – item chave para a definição das estratégias tecnológicas a serem adotadas, bem como o planejamento de sua implantação;
- ♦ funcionalidade requerida para a unidade de armazenamento de óleo – principalmente quanto a definição das capacidades de processamento de óleo e de água (injetada e produzida);
- ♦ gerenciamento do gás produzido no Bloco – as alternativas para sua exportação e futura importação, considerando o objetivo de não haver queima a bordo;
- ♦ capacidade operacional de injeção de água – especificação do volume e do sistema necessário para sua operação;



- ♦ flexibilidade do sistema para a interligação com potenciais áreas a serem desenvolvidas próximas ao BC-10 – em virtude das possíveis descobertas a serem feitas nos blocos próximos, a especificação do sistema considerou aspectos quanto a flexibilidade para a incorporação destas novas produções sem e com a perspectiva de alterações.

Assim, até a análise quanto ao fato de serem necessárias bombas submersíveis para viabilizar a produção de óleo dos poços gerou avaliações relativas às necessidades de previsão de um arranjo que permitisse o acesso periódico a essas bombas, para realização de sua manutenção. Da mesma forma, foram feitas projeções quanto ao consumo de energia da utilização de tubulões, onde será feita a pré-separação das fases da produção, de todo o sistema de bombeamento submarino (aquecido) e de elevação da produção até a unidade de processamento e armazenamento desta.

De fato, o que se impôs foi um arranjo, como o adotado, de locação das estruturas produtivas submarinas (bombas e manifolds) para os poços de cada reservatório, interligando-os de forma a minimizar os esforços de bombeamento e otimizar a distribuição de energia, concentrando a elevação da produção para uma única unidade que será responsável pelo processamento, armazenamento e exportação desta produção. Esta unidade também foi considerada em relação a sua função geradora e distribuidora de energia para a manutenção de todo o sistema produtivo.

Para a atividade de perfuração, a escolha da alternativa de utilização de uma plataforma de 3^a/4^a geração adaptada para operação nesta lâmina d'água, equipada com BOP de superfície, também é inovadora no conceito de ampliação da capacidade operativa de unidades mais disponíveis em quantidade no mercado que as sondas comumente usadas em operações nesta faixa de profundidade. O BOP de superfície viabiliza a utilização destas unidades, principalmente em função da conseqüente redução do peso da coluna de perfuração.

No entanto, ressalta-se que a opção escolhida não compromete em nada a segurança operacional da atividade de perfuração, nem representa maiores riscos de comprometimento da qualidade ambiental. A substituição do sistema de posicionamento dinâmico pelo sistema tradicional de ancoragem aumenta a segurança quanto à manutenção da posição da unidade bem como reduz consideravelmente a sua demanda por combustíveis para operações dos motores do primeiro sistema. Além disto, o funcionamento do sistema de BOP de superfície permite o controle efetivo do poço, sendo equipado com vários dispositivos que o bloqueiam no caso de desconexão ou de um *kick*.

Portanto, pode-se considerar que a tecnologia escolhida para a perfuração dos poços nos reservatórios do Bloco Bc-10 tirou proveito de características combinadas de sistemas de ancoragem e controle de poço mais vantajosas, que permitiram a adoção da alternativa mais segura, dentre as alternativas disponíveis. Contudo, pode-se afirmar que a adoção de uma unidade com



posicionamento dinâmico não alteraria, de forma expressiva, a magnitude de impactos ambientais ou socioeconômicos potencialmente associados à presença da plataforma de perfuração.

Quanto a utilizar apenas um FPSO para as funções de processamento, armazenamento e escoamento, esta definição foi motivada, principalmente, por três aspectos: (a) a possibilidade de trabalhar com um dimensionamento otimizado para a combinação do sequenciamento das produções dos reservatórios do Bloco BC-10 e de potenciais áreas produtivas próximas; (b) concentração da provisão de energia ao sistema submarino, necessária para a manutenção da produção, reduzindo os gastos em atividades críticas (bombeamento da produção, bombeamento do escoamento aquecido e elevação da produção); e (c) concentração da interligação com Jubarte (BC-60), através do gasoduto de interligação entre os dois blocos que, combinado com o aspecto descrito em (a), permitirá a exportação de gás nos primeiros anos de produção, bem como a importação deste combustível para a manutenção da produção de energia para o sistema, nos anos seguintes de operação.

Outro aspecto que reforça a utilização de uma unidade FPSO é a inexistência de sistemas de escoamento locais para a produção. Mas este escoamento por longas distâncias também seria extremamente dificultado em função da necessidade de bombeamento e aquecimento do óleo produzido para esta operação.

Desta forma, uma vez definidos os contornos operacionais do arranjo de perfuração e produção, as decisões subsequentes sobre alternativas tecnológicas se concentraram na seleção de projetos e dispositivos, que propiciassem maior segurança operacional e conseqüentemente maior possibilidade de controle de eventos que viessem a comprometer a qualidade ambiental local.

Na seqüência são discutidos os fatores sujeitos ao cotejo de alternativas 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 Bloco BC-10 constitui-se na utilização de uma plataforma de 3ª/4ª geração, modificada para operação na lâmina d'água do projeto (até 2.000 m), com BOP de superfície. A utilização deste equipamento de controle de poço reduz o peso da coluna de perfuração, viabilizando a operação com plataformas desta geração adaptadas.

O BOP de superfície, já utilizado na perfuração do Bloco BM-C-10, também possui uma série de dispositivos de desconexão e intertravamentos



pressurizados, que garantem a sua função de controle do poço no caso de uma emergência, sem comprometimento da qualidade ambiental.

Esta tecnologia também traz um benefício social agregado, uma vez que habilita a utilização destas plataformas em perfurações em águas profundas, aumentando o horizonte de ocupação de sua tripulação e desafogando o mercado de sondas de mais nova geração, atualmente sobrecarregado.

A alternativa à concepção definida pela SHELL seria a utilização de uma sonda com posicionamento dinâmico, de 5ª geração, equipada com sistema tradicional de BOP submarino, instalado sobre a cabeça do poço.

O fato da sonda ter posicionamento dinâmico, a privilegia em relação aos impactos causados pelo sistema de ancoragem da plataforma selecionada (penetração, tensionamento, cravamento e retirada das 8 âncoras). No entanto, a estratégia de perfuração de vários poços direcionais a partir do mesmo piloto, reduz a incidência deste impacto. Da mesma forma, o risco de deslocamento da unidade é superior ao atribuído ao sistema de ancoramento tradicional, bem como o alto gasto com a queima constante de óleo combustível para manutenção do sistema de posicionamento, acarretando maior quantidade de emissões e custos para a atividade de perfuração.

O sistema de BOP submarino é tradicionalmente utilizado em perfurações em águas profundas. No entanto, as inovações tecnológicas do BOP de superfície, no que tange à pressurização da coluna e à rápida ativação dos controles (sistema de desconexão), associada à significativa redução do peso da coluna de perfuração, o habilitam com o mesmo nível de segurança que o BOP submarino nas operações de perfuração.

Conclui-se, portanto, que os impactos ambientais e riscos operacionais associados a este tipo de concepção não sofreriam alterações relevantes no caso do uso da alternativa apresentada. Entretanto, cabe destacar que a plataforma ancorada corresponde ao um tipo mais seguro que a unidade com posicionamento dinâmico, sendo preferível sempre que as condições da locação permitirem o cotejo entre ambas.

Fase de Produção

Quanto ao arranjo geral de produção, foram analisadas duas alternativas tecnológicas, adequadas aos condicionantes acima discutidos. Uma delas combinava duas unidades FPSO em duas locações distintas no Bloco, uma atendendo aos reservatórios do complexo O, incluindo o BO, mais preparada para a produção de um óleo pesado, e outra para atendimento à produção dos reservatórios C e AO, que em função da característica do óleo em A seria própria para misturas mais leves. A outra alternativa consistia na utilização de somente uma unidade FPSO, disposta em posição centralizada no campo, para atendimento a todos os reservatórios do Bloco BC-10.



A primeira alternativa reduzia as extensões de algumas das ligações submarinas necessárias para o escoamento da produção até a unidade produtiva, verificadas na segunda opção. No entanto, em relação à quantidade e à complexidade do sistema submarino, a primeira opção se mostrou desfavorável em relação à segunda, uma vez que seria necessária a instalação em duplicata de todo o sistema de bombeamento e elevação da produção até as duas unidades.

Outro aspecto desfavorável da primeira alternativa são os elevados custos de arrendamento/contratação de duas unidades FPSO, que teriam seus volumes especificados em função das capacidades produtivas projetadas para os reservatórios. Os volumes de produção não seriam, ao longo do tempo de vida dos reservatórios, compatíveis e economicamente viáveis com o processo de *offloading* desta produção, sendo necessária a acumulação cada vez mais longa para a realização desta operação. Ou então, a associação dos processos de *offloading* das duas unidades para otimização do volume produzido. No entanto, esta opção não seria aconselhável em função do incremento dos riscos associados a esta operação.

Da mesma forma, a diferença entre a capacidade de produção dos reservatórios AO e C levaria a necessidade de alterações no *topside* de produção para, ao longo do tempo de operação, adequar-se ao óleo mais pesado de C, tendendo, então, para o mesmo sistema de processamento do primeiro FPSO.

Também foi considerado o aspecto de interligação do projeto a Jubarte pelo gasoduto, que tem a função inicial de exportação do excedente de gás produzido, passando ao longo do tempo de produção do campo a importação de gás necessário à geração de energia que mantém o sistema submarino de produção. O principal aspecto complicador estaria relacionado à necessidade de duplicidade de lançamento destas estruturas, uma vez que a produção de gás não é homogênea nos reservatórios, que demandariam a inversão do sentido no fornecimento de gás em épocas distintas.

Haveria um aspecto positivo da primeira alternativa, em relação à capacitação da unidade FPSO para a operação de injeção de água. A unidade definida para o atendimento ao reservatório do complexo O já seria construída/convertida com os *topsides* relativos a esta atividade, não sendo necessária a alteração na unidade em produção, prevista na segunda alternativa.

No entanto, o balanço produtivo dos reservatórios levou a desconsideração da primeira alternativa, uma vez que o custo de montagem da unidade FPSO é mais facilmente suportado se for distribuído por um longo período de utilização. Associado à possibilidade de escalonamento no desenvolvimento dos reservatórios, a segunda alternativa passou a ser significativamente considerada como a melhor alternativa tecnológica para a produção.

Destaca-se que, mesmo com a adoção da alternativa considerada no projeto de desenvolvimento da produção no Bloco BC-10, ainda estão em desenvolvimento



estudos de verificação da aplicabilidade e introduções de melhorias nos sistemas de bombeamento e distribuição de energia ao sistema submarino.

Outra decisão sobre alternativas tecnológicas, efetuada durante a concepção do projeto, teve como foco as possíveis soluções de ancoragem e de conexão do sistema de produção a unidade FPSO. No caso da produção no Bloco BC-10, a alternativa selecionada considera uma unidade com *turret*, sendo a outra alternativa disponível correspondia a uma unidade sem *turret*. Nesta última, a conexão se faz pelo costado da embarcação, a qual é ancorada pelo sistema convencional pela proa e pela popa. A escolha baseou-se no fato de que o *turret* propicia um grau de liberdade maior para a oscilação da embarcação, que pode girar livremente em torno do ponto de ancoragem. Por outro lado, a 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. A solução pretendida implica portanto em menores riscos, com evidentes vantagens no que concerne à segurança do processo de produção como um todo.

Da mesma forma, só foram considerados projetos para a unidade FPSO que considerassem a existência de casco duplo (embarcações efetivamente com casco duplo ou alternativas que criassem estruturas que simulam o casco duplo e a proteção que ele oferece, através da soldagem de placas interna ou externamente às paredes dos tanques).

II.3.2 ALTERNATIVAS LOCACIONAIS

Como já discutido, os aspectos passíveis de análise quanto às alternativas locais, no contexto do projeto do desenvolvimento da produção no Bloco BC-10, projetaram-se sobre uma área de extensão restrita e referiram-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 no sistema de produção submarino a partir do conceito tecnológico escolhido.

Assim, com base nas características geológicas das reservas do Bloco BC-10, foi adotada a alternativa de combinação da perfuração de vários poços de produção de cada reservatório diretamente a partir de um único ponto. A centralização das locações para os poços permite através de acessos direcionais, uma melhor estratégia para drenagem destes reservatórios, além de permitir seu melhor controle durante a perfuração (problemas de estabilidade em função do grande teor de areia da camada produtora) e a redução dos impactos associados a perfuração de abertura do poço, sem *riser*. No caso específico dos poços do complexo O, a necessidade de perfuração de poços de injeção de água em alguns pontos do reservatório, aumenta a distribuição geográfica dos pontos a serem perfurados.



O arranjo submarino também foi otimizado de forma a reduzir os gastos de energia no bombeamento da produção dos manifolds nas áreas dos reservatórios até a posição da unidade FPSO, aproveitando declividades locais. Estudos geofísicos estão sendo realizados a fim de permitir uma melhor avaliação dos traçados dos dutos e linhas de produção, bem como da posição dos manifolds, de forma a garantir que estes não se posicionem em locais geologicamente instáveis nem sobre feições morfológicas de difícil assentamento. Portanto, alguns pequenos ajustes nos traçados, posições de manifolds e até nas coordenadas dos poços podem ser incorporados ao projeto até a sua implementação.

É importante observar que o maior concentração dos poços influi positivamente na deposição dos cascalhos descartados da plataforma, reduzindo o seu maior impacto observado na fase inicial aberta da atividade. Ainda sob o aspecto de redução das diferentes locações de perfuração, tem-se o aspecto positivo da pouca diversificação dos efeitos de cravamento e retirada do sistema de ancoramento da plataforma de perfuração em uma área menor do Bloco.

A localização do FPSO considerou um ajuste entre as distâncias para os reservatórios produtores, para Jubarte (em função da definição da extensão aproximada do gasoduto a ser interligado com o PLEM deste campo) e as perspectivas futuras de interligações com potenciais áreas produtivas próximas. Estes aspectos foram considerados à luz da situação atual da região, que à exceção de Jubarte, não apresenta qualquer outro duto ou instalação de escoamento que possa atender à produção do BC-10..

Em síntese, pode-se afirmar que o processo de decisão realizado para seleção desta alternativa, embora fortemente condicionado por fatores de viabilidade técnica, foi também orientado pelas opções que levassem ao melhor nível de segurança ambiental.