

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

II.3.1 - Alternativas Tecnológicas

Estudos e perfurações exploratórias no antigo Bloco BES-100, onde se encontra o Campo de Camarupim, resultaram na descoberta de áreas portadoras de hidrocarbonetos, que foram extraídas do Bloco BES-100 quando de sua devolução para a ANP em agosto de 2003, passando então a representar áreas de retenção para pesquisa por parte da Petrobras.

A Petrobras iniciou o Plano de Avaliação desta área tendo como objetivo principal determinar os volumes dos recursos descobertos e delimitar a área de ocorrência do(s) reservatório(s) que motivaram a apresentação do Plano. O Plano de Avaliação do Campo de Camarupim constou da perfuração do poço exploratório 4-ESS-164A, concluído em julho de 2006.

Em decorrência deste Plano de Avaliação, a Petrobras contemplou a escolha de uma Unidade Flutuante de Produção, Estocagem e Transferência (FPSO), capaz de produzir e separar óleo e gás de reservatórios situados em áreas de lâmina d'água profundas a ultraprofundas.

Como o Campo de Camarupim manteria inicialmente o nível de produção pretendido durante um período de cerca de 12 anos, a utilização de uma unidade do tipo FPSO se torna mais adequada em relação à utilização de outros tipos de unidades (semi-submersíveis interligadas a um navio tanque - FSO ou plataformas semi-submersíveis, por exemplo), considerando-se, sobretudo os custos e os prazos para construção e adequabilidade desta última. Quanto à escolha de uma plataforma semi-submersível para este empreendimento, esta alternativa recai na limitação batimétrica da unidade para campos localizados em grandes profundidades, como é o caso do Campo de Camarupim.

Sendo assim, a escolha de uma unidade FPSO é a única alternativa operacional e economicamente viável para atuação nesta área, em virtude da lâmina d'água local e da curta duração do empreendimento, não havendo outra alternativa a ser contraposta que justifique a apresentação de uma Análise de Risco ou de uma Avaliação de Impactos própria.

Em relação às alternativas para o escoamento da produção de óleo e gás a partir de uma unidade de produção (FPSO Cidade de São Mateus), apresentam-se duas opções com tecnologias diferentes: escoamento por meio de navios aliviadores ou através de oleoduto. A opção por cada uma delas é fruto da localização do campo produtor, da facilidade e/ou viabilidade de interligação de um novo campo em oleodutos já lançados na região produtora, das facilidades em terra a partir do ponto de recebimento do óleo escoado, dos custos de implantação do duto, dentre outras.

De modo semelhante ao apresentado para a escolha da unidade de produção, o estudo de viabilidade técnica e econômica do projeto indicou como única opção viável o escoamento de óleo por navios aliviadores. Do contrário, seria necessária a construção de oleodutos até o continente, o que iria demandar ainda a construção de oleodutos em terra, de forma a escoar o óleo para as refinarias nos estados de MG, BA ou RJ, ou ainda encaminhá-lo para os terminais de petróleo do estado do Espírito Santo, em São Mateus ou Linhares, para que fosse escoado por navios petroleiros, como atualmente se faz com o petróleo produzido em terra no estado.

Ressalta-se que a utilização da tecnologia de escoamento por meio de navios aliviadores é bastante utilizada em todo o mundo, notadamente em campos que se situam a grandes distâncias da costa, permitindo um maior leque de possibilidades para tratamento do óleo produzido. A opção por esta tecnologia de escoamento considerou também a inexistência de um sistema de oleodutos, tanto na parte marítima da Bacia do Espírito Santo, quanto na área terrestre, não oferecendo facilidades para a utilização de outra forma de escoamento.

Para o escoamento do gás a ser produzido no Campo de Camarupim, a tecnologia mundialmente utilizada indica como forma mais adequada a construção de gasodutos, sendo esta a tecnologia mais segura e barata para aproveitamento de grandes volumes de gás natural. Desta maneira, para o escoamento da produção de gás natural será lançado um gasoduto de exportação de 12 polegadas de diâmetro e 5 km de extensão, no trecho entre a UEP e o PLEM, e de 24 polegadas de diâmetro e 55 km de extensão, no trecho entre o PLEM e a UTGC, onde será tratado e comprimido visando seu consumo industrial

e residencial na região da Grande Vitória, enquanto a fração correspondente ao GLP será escoada para os centros consumidores em caminhões.

Todavia, devem ser lembradas outras opções, como o transporte no estado gasoso em cilindros de alta pressão - GNC (Gás Natural Comprimido), o qual é inviabilizado pela distância muito longa e pelo grande volume a ser escoado, ou ainda o transporte no estado líquido - GNL (Gás Natural Liquefeito), através de navios ou barcaças criogênicas, igualmente inviabilizado por requerer que o transporte seja efetuado por navios de grandes capacidades, com manuseio de volumes inferiores aqueles a serem produzidos no Campo de Camarupim. Além do exposto, para ambas as alternativas seria necessária uma planta complexa de processamento de gás natural em plena unidade marítima de produção, o que contribui mais ainda para inviabilizar técnica e economicamente estas formas de escoamento.

Conclui-se portanto, que a única alternativa viável para o escoamento do gás a ser produzido no Campo de Camarupim é a construção de gasoduto, não cabendo portanto a apresentação de Análise de Risco e Avaliação de Impactos decorrentes de outras alternativas a não ser a que será contemplada neste empreendimento.

II.3.2 - Alternativas Locacionais

Com relação às alternativas locais para instalação da unidade FPSO Cidade de São Mateus, a sua locação se norteou basicamente nas estruturas geológicas existentes no local, que permitiram a formação e acumulação de hidrocarbonetos, cujos resultados de pesquisa e perfuração de poços culminaram com a descoberta do Campo de Camarupim.

A micro-localização do FPSO Cidade de São Mateus foi definida a partir de estudos de viabilidade econômica no reservatório em foco. Assim, com as análises de custo/benefício do potencial do reservatório, deu-se início à implantação deste projeto sob licenciamento. Em adição, estudos de risco geológico (*Geohazard*, Petrobras 2006) foram desenvolvidos.

De modo geral, neste tipo de empreendimento a alternativa locacional prioritária é a instalação da unidade de produção o mais próximo possível dos

poços produtores, embora seja possível a produção à distância, necessitando, neste caso, de uma malha extensa de linhas interligando a cabeça dos poços até a unidade.

Como no caso em questão não existem restrições pelo tipo de óleo a ser produzido, e a posição prevista não oferece risco geológico, procurou-se instalar a unidade o mais próximo possível dos poços, não sendo considerada outra alternativa locacional para a mesma. Sendo assim, não há razões para se avaliar o risco ou os potenciais impactos de se posicionar a unidade em uma locação distinta da estabelecida.

Dentre os efeitos de uma não realização deste projeto incluem-se significativas perdas socioeconômicas para os municípios recebedores de *royalties*, para o estado do Espírito Santo e para o Brasil.

Deve-se ainda enfatizar como importante justificativa econômica para a implantação deste empreendimento, o fato de se tratar de uma acumulação de gás, que devido aos últimos acontecimentos no contexto geopolítico na América do Sul demanda um tratamento diferenciado, a fim de reduzir a dependência de fontes externas para o fornecimento deste recurso.

Adicionalmente, a hipótese da não execução de uma destas alternativas consideradas induziria automaticamente à não implantação do empreendimento, ou ainda a instalá-lo em outra locação, cujos efeitos certamente iriam ocasionar maiores custos e possivelmente maiores impactos ambientais.