

ÍNDICE

II.3 – ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS.....	3
II.3.1 - PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE BALEIA ANÃ.....	3
II.3.2 - DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE CACHALOTE, BALEIA FRANCA E BALEIA ANÃ.....	5
II.3.3 - DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE BALEIA AZUL E PIRAMBÚ.....	7
II.3.4 - FASE 2 DO DESENVOLVIMENTO DE BALEIA JUBARTE.....	10
II.3.5 - PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CAXARÉU.....	13
II.3.6 - PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CATUÁ.....	15
II.3.7 - DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE CATUÁ.....	17
II.3.8 - GASODUTO SUL CAPIXABA.....	20

II.3 – ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

Visando atender a este item do Termo de Referência, são apresentadas a seguir as alternativas tecnológicas e locacionais dos diferentes projetos de produção previstos para o Parque das Baleias e área do campo de Catuá, bem como as alternativas tecnológicas e locacionais do Gasoduto Sul Capixaba.

II.3.1 – PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE BALEIA ANÃ

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Com relação às alternativas tecnológicas para produção e escoamento de óleo em um Projeto piloto em área *offshore*, sobretudo quando em lâmina de água profunda, em geral a opção escolhida por toda empresa petrolífera é a utilização de uma unidade flutuante de produção e estocagem, capaz de produzir e separar óleo e gás de reservatórios situados em áreas de lâmina d'água profundas a ultra profundas. No caso do Piloto de Baleia Anã, a PETROBRAS irá utilizar o FPSO *Seillean*, que já vem atuando em outros projetos similares, tais como o Teste de Longa Duração (TLD) do campo de Jubarte, onde posteriormente passou a operar o FPSO P-34, e no Desenvolvimento de um outro TLD na área do poço ESS-132, no campo de Golfinho.

Outras opções tecnológicas são igualmente viáveis e amplamente utilizadas na Bacia de Campos pela própria PETROBRAS, a exemplo das plataformas semi-submersíveis interligadas a um navio tanque que recebe o óleo produzido. No entanto, em se tratando de um teste temporário, onde predominam diversos tipos de incertezas quanto a geologia do reservatório e sua real capacidade de produção, este tipo de produção via plataformas semi-submersíveis se torna impraticável em função dos custos, dos prazos e da própria incerteza quanto a viabilidade de sua permanência após a realização do piloto. Ressalta-se que a empresa detém tecnologia compatível para as duas opções, e que as mesmas já vem sendo utilizadas na Bacia de Campos em outros campos produtores.

Com relação aos tipos de escoamento da produção de óleo de uma unidade de produção, apresentam-se duas opções com tecnologias diferentes, uma representada por oleodutos que interligam diretamente a unidade de produção até os terminais em terra, e daí até as refinarias, e outra por escoamento através de

navios petroleiros, que encaminham a produção até pontos no continente, transferindo-a para refinarias através de dutos.

Para o escoamento do óleo do Piloto de Baleia Anã a PETROBRAS optou por utilizar navios aliviadores, que encaminham a produção para Terminais da empresa localizados em terra, de onde seguem por oleodutos até as refinarias. Ressalta-se que a utilização desta tecnologia de escoamento é bastante empregada em todo o mundo, notadamente em campos que se situam a grandes distâncias da costa. A opção por tal tecnologia, em se tratando de um projeto piloto, não poderia ser diferente, uma vez que no futuro o poço será integrado ao Projeto de Desenvolvimento Integrado dos Campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã.

No que tange ao escoamento do gás associado a ser produzido durante o piloto, não será utilizado gasoduto para exportação ao continente, uma vez que inexistem gasodutos nesta região da Bacia de Campos, da mesma forma que não se justifica a implantação de um sistema de dutos para um teste temporário. Desta forma, o gás associado produzido será sua maior parte consumido na unidade e o excedente queimado no *flare*.

ALTERNATIVAS LOCACIONAIS

Com relação às alternativas locais para instalação do FPSO *Seillean*, a sua localização se norteou basicamente em função das estruturas geológicas existentes no local, que permitiram a formação e acumulação de hidrocarbonetos, cujos resultados de pesquisa culminaram com a descoberta de um reservatório que justifica, no mínimo, uma melhor avaliação através de um piloto de produção.

A micro-localização da embarcação naquele ponto específico se deu em função do tipo de produção a ser desenvolvida, utilizando-se um *drill pipe riser* ligado diretamente ao poço BLAP-01, sem a necessidade de linhas no leito marinho.

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, seria necessária uma malha extensa de dutos interligando a cabeça dos poços até a unidade de

produção. Como no caso em questão apenas um poço será interligado optou-se pela instalação da unidade sobre o poço.

Para o caso específico deste piloto de produção não foi considerado nas alternativas locacionais o aspecto do aproveitamento do gás associado, em função da inexistência de estruturas capazes de exportá-lo para terra. Por este motivo, o gás será utilizado conforme anteriormente explicitado.

II.3.2 – DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE CACHALOTE, BALEIA FRANCA E BALEIA ANÃ

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Estudos e perfurações exploratórias no antigo Bloco BC-60, localizado no norte da Bacia de Campos, onde se encontram os campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã, resultaram na descoberta de áreas portadoras de hidrocarbonetos, passando então a representar áreas de interesse para pesquisa por parte da PETROBRAS.

A PETROBRAS realizou os Planos de Avaliação destas áreas tendo como objetivo principal determinar os volumes dos recursos descobertos e delimitar as áreas de ocorrência do(s) reservatório(s). A Declaração de Comercialidade de Cachalote foi feita em dezembro de 2002, enquanto as de Baleia Franca e Baleia Anã foram realizadas em dezembro de 2004. O plano de desenvolvimento dos campos foi aprovado em junho de 2005.

O Plano de Desenvolvimento indica como única opção viável o escoamento de óleo por navios aliviadores. Do contrário, seria necessária a construção de oleodutos marinhos e terrestres, de forma a escoar o óleo para as refinarias dos Estados de Minas Gerais, Bahia ou Rio de Janeiro. Uma segunda estratégia seria encaminhá-lo para os Terminais Marítimos do Estado do Espírito Santo, nos municípios de São Mateus e Linhares, para que fosse transportado por navios petroleiros, como atualmente se operacionaliza o escoamento do petróleo produzido em terra (*onshore*) no Estado.

Ressalta-se que a utilização da tecnologia de escoamento por meio de navios aliviadores é largamente utilizada em todo o mundo, notadamente em campos

que se situam a grandes distâncias da costa, permitindo um maior leque de possibilidades para o tratamento do óleo produzido.

A opção por esta tecnologia de escoamento considerou também a inexistência de um sistema de oleodutos, tanto na área marítima quanto na área terrestre do litoral do Espírito Santo, não oferecendo facilidades para a utilização de outra forma de escoamento.

Sendo assim, a escolha de uma Unidade Flutuante de produção, estocagem e transferência (FPSO) é a única alternativa operacional e economicamente viável para atuar nesta área, não havendo alternativa a ser contraposta que se justifique.

Para o escoamento do gás natural a ser produzido nos campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã, 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 sua produção será lançado um gasoduto flexível de exportação de 10 polegadas de diâmetro e 7 km de extensão entre a UEP e o PLEM do Gasoduto Sul Capixaba.

A partir do PLEM, o gás será escoado para terra através deste gasoduto até chegar a UTG-Sul Capixaba, 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, por meio de transporte rodoviário.

Todavia, outras opções também foram avaliadas, como o transporte no estado gasoso em cilindros de alta pressão - GNC (Gás Natural Comprimido), alternativa que se apresentou inviável em função da distância muito longa e o grande volume a ser escoado. Também o transporte no estado líquido - GNL (Gás Natural Liquefeito), através de navios ou barcaças criogênicas, se apresentou igualmente inviável por requerer que o transporte seja efetuado por navios de grandes capacidades. 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 nos campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Ana 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.

ALTERNATIVAS LOCACIONAIS

Com relação às alternativas locais para instalação da unidade de produção, a sua localização foi condicionada basicamente pelas 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 e delimitação dos campos de Cachalote, Baleia Franca e Baleia Anã.

A micro-localização do FPSO foi definida a partir de estudos do reservatório em foco, cujo plano de drenagem prevê determinada localização de poços. De forma adicional, estudos de risco geológico (*Geohazard*, PETROBRAS 2006) foram desenvolvidos.

Em 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 não existem restrições em função do tipo de óleo a ser produzido, a posição não oferece risco geológico e esta alternativa locacional minimiza o inventário de hidrocarbonetos no sistema de coleta. Assim, procurou-se posicionar a unidade o mais próximo possível dos poços dentro dos limites tecnológicos. Desta forma, não há razão para se avaliar o risco ou os potenciais impactos de se posicionar a unidade em uma localização distinta da estabelecida.

II.3.3 – DESENVOLVIMENTO INTEGRADO DOS CAMPOS DE BALEIA AZUL E PIRAMBÚ

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Estudos e perfurações exploratórias no antigo Bloco BC-60, localizado no norte da Bacia de Campos, onde se encontram os campos de Baleia Azul e

Pirambú, resultaram na descoberta de áreas portadoras de hidrocarbonetos, passando então a representar áreas de interesse para pesquisa por parte da PETROBRAS.

A PETROBRAS realizou 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). A Declaração de Comercialidade dos campos foi realizada em dezembro de 2004.

Em relação às alternativas para o escoamento da produção de óleo e gás a partir de uma unidade de produção, apresentam-se duas opções com tecnologias diferentes: escoamento por meio de navios aliviadores ou através de oleoduto. A opção por cada uma destas alternativas é fruto, principalmente, 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 e dos custos de implantação do duto.

O Plano de Desenvolvimento dos campos indica como única opção viável o escoamento de óleo por navios aliviadores. Do contrário, seria necessária a construção de oleodutos marinhos e terrestres, de forma a escoar o óleo para as refinarias dos estados de Minas Gerais, Bahia ou Rio de Janeiro. Uma segunda opção seria encaminhá-lo para os Terminais Marítimos do Estado do Espírito Santo, nos municípios de São Mateus e Linhares, para que fosse transportado por navios petroleiros, como atualmente se constitui a operação de escoamento do petróleo produzido em terra (*onshore*) no Estado.

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

Desta forma, a escolha de uma UEP flutuante com capacidade de produzir, estocar e transferir o óleo produzido (FPSO) é a única alternativa operacional e

economicamente viável para atuação nesta área, não havendo alternativa a ser contraposta que se justifique

Ao longo dos estudos a serem realizados durante o Projeto Básico, serão analisadas alternativas para o desenvolvimento dos campos. Porém, em relação à unidade de produção e ao sistema de escoamento de óleo, todas deverão prever a presença de um FPSO e escoamento por navios aliviadores para o continente.

Para o escoamento do gás a ser produzido nos campos de Baleia Azul e Pirambu, a tecnologia mundialmente utilizada indica como forma mais adequada a construção de gasodutos, sendo esta alternativa a mais segura e barata para o aproveitamento de grandes volumes de gás natural. Desta maneira, para o escoamento da produção/importação de gás natural será lançado um gasoduto de exportação de 6 polegadas de diâmetro e 23 km de extensão, sendo 1,9 km de *riser* e 21,1 km de *flow*, no trecho entre a UEP e o PLEM do Gasoduto Sul Capixaba. A partir do PLEM, o gás será escoado para terra através deste gasoduto até chegar a UTG-Sul Capixaba, 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 por meio de transporte rodoviário.

Todavia, foram avaliadas outras opções, como o transporte no estado gasoso em cilindros de alta pressão - GNC (Gás Natural Comprimido), o qual se apresenta inviável pela distância muito longa e pelo grande volume a ser escoado. Ou ainda o transporte no estado líquido - GNL (Gás Natural Liquefeito), com o uso de navios ou barcaças criogênicas, igualmente inviabilizado por requerer que o transporte seja efetuado por navios de grandes capacidades. 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 nos Campos de Baleia Azul e Pirambú 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.

ALTERNATIVAS LOCACIONAIS

Com relação às alternativas locais para instalação da unidade FPSO, a sua localização se norteou basicamente pela configuração das estruturas geológicas existentes no local, que permitiram a formação e acumulação de hidrocarbonetos, cujos resultados de pesquisa e perfuração existentes culminaram com a descoberta e delimitação dos campos de Baleia Azul e Pirambu.

A micro-localização do FPSO foi definida a partir de estudos do reservatório em questão, cujo plano de drenagem prevê determinada localização de poços. De forma adicional, estudos de risco geológico (*Geohazard*, PETROBRAS, 2006) foram desenvolvidos.

Em geral, neste tipo de empreendimento a alternativa locacional prioritária é a instalação da unidade de produção o mais próximo possível dos poços produtores dos campos, 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 não existem restrições em função do tipo de óleo a ser produzido, a posição não oferece risco geológico e esta alternativa locacional minimiza o inventário de hidrocarbonetos no sistema de coleta. Desta forma, procurou-se posicionar a unidade o mais próximo possível dos poços dentro dos limites tecnológicos existentes. Assim, não há razão para se avaliar o risco ou os potenciais impactos de se posicionar a unidade em uma localização distinta da estabelecida.

II.3.4 – FASE 2 DO DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE JUBARTE

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Estudos e perfurações exploratórias no antigo Bloco BC-60, localizado no norte da Bacia de Campos, onde também se encontra o campo de Jubarte, resultaram na descoberta de áreas portadoras de hidrocarbonetos, passando então a representar áreas de interesse para pesquisa por parte da PETROBRAS.

A empresa realizou 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). A Declaração de Comercialidade foi feita em dezembro de 2002.

Com relação às alternativas para o escoamento da produção de óleo e gás a partir de uma unidade de produção, 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, principalmente, 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 e dos custos de implantação do duto.

O Plano de Desenvolvimento indica como única opção viável o escoamento de óleo por navios aliviadores. Do contrário, seria necessária a construção de oleodutos no mar e em terra, de forma a escoar o óleo para as refinarias nos estados de Minas Gerais, Bahia ou Rio de Janeiro. Como já visto nesta seção, uma segunda alternativa seria encaminhá-lo para os Terminais Marítimos do Estado do Espírito Santo, escoando posteriormente por navios petroleiros.

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

Sendo assim, a escolha de uma UEP flutuante que produz, estoca e transfere o petróleo produzido (FPSO) é a única alternativa operacional e economicamente viável para atuação nesta área, não havendo alternativa a ser contraposta que se justifique.

Ao longo dos estudos que serão realizados durante o Projeto Básico, serão analisadas alternativas para o desenvolvimento do campo, porém, em relação à unidade de produção e o sistema de escoamento de óleo, todas deverão prever a existência de um FPSO e o escoamento através de navios aliviadores para o continente.

Para o escoamento do gás natural que será produzido no campo de Jubarte, 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 será lançado um gasoduto flexível de exportação de 9,13 polegadas de diâmetro e 4,7 km de extensão, sendo 1,7 km de *riser* e 3,0 km de *flow*, no trecho entre a UEP e o PLEM do Gasoduto Sul Capixaba . A partir do PLEM, o gás será escoado para terra através deste gasoduto até chegar a UTG-Sul Capixaba, 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, por meio de transporte rodoviário.

Todavia, foram avaliadas outras opções, assim como se procedeu para os demais empreendimentos. O transporte no estado gasoso em cilindros de alta pressão - GNC (Gás Natural Comprimido), se apresentou inviável pela distância muito longa e pelo grande volume a ser escoado. E ainda o transporte no estado líquido - GNL (Gás Natural Liquefeito), através de navios ou barcas criogênicas, foi igualmente inviabilizado por requerer que o transporte seja efetuado por navios com grandes capacidades. 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 alternativas.

Conclui-se, portanto, que a único escoamento viável do gás a ser produzido no campo de Jubarte 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.

ALTERNATIVAS LOCACIONAIS

Com relação às alternativas locais para instalação da unidade FPSO, a sua localização se norteou pelas 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 e delimitação do campo de Jubarte.

A micro-localização do FPSO foi definida a partir de estudos do reservatório em foco, cujo plano de drenagem prevê determinada localização de poços. 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 próxima aos poços produtores, embora seja possível a produção à distância, necessitando, neste caso, de uma extensa malha de linhas interligando a cabeça dos poços até a UEP.

Como não existem restrições pelo tipo de óleo a ser produzido, a posição não oferece risco geológico e esta alternativa locacional minimiza o inventário de hidrocarbonetos no sistema de coleta. Procurou-se posicionar a unidade o mais próximo possível dos poços dentro dos limites tecnológicos existentes. Desta forma, não há razões para se avaliar o risco ou os potenciais impactos de se posicionar a UEP em uma locação distinta da estabelecida.

II.3.5 – PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CAXARÉU

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Com relação às alternativas tecnológicas para produção e escoamento de óleo em um projeto piloto em área *offshore*, sobretudo em lâmina de água profunda ou ultra profunda, a opção escolhida por toda empresa petrolífera, de um modo geral, se situa na utilização de uma unidade flutuante de produção e estocagem, capaz de produzir e de separar o óleo e o gás. No caso do Piloto de Caxaréu, a PETROBRAS irá utilizar uma unidade de produção do tipo FPSO, semelhante ao FPSO *Seillean*, que já vem atuando em outros projetos similares, tais como o Teste de Longa Duração (TLD) do campo de Jubarte e o TLD na área do poço ESS-132, no campo de Golfinho.

Outras opções tecnológicas são igualmente viáveis e amplamente utilizadas na Bacia de Campos pela própria PETROBRAS, a exemplo das plataformas semi-submersíveis interligadas a um navio tanque que recebe o óleo produzido. No entanto, em se tratando de um teste temporário, onde predominam diversos tipos de incertezas quanto à geologia do reservatório e sua real capacidade de produção, este tipo de produção via plataformas semi-submersíveis se torna

impraticável em função dos custos, dos prazos e da própria incerteza quanto à viabilidade de sua permanência após a realização do piloto. Ressalta-se que a PETROBRAS detém tecnologia para as duas opções, e que as mesmas já vem sendo utilizadas na Bacia de Campos em outros campos produtores.

Com relação às alternativas para o escoamento da produção de óleo em uma unidade de produção, apresentam-se duas opções com tecnologias diferenciadas: uma representada por oleodutos que interligam diretamente a unidade de produção até os terminais em terra, e daí até as refinarias, e outra por escoamento através de navios petroleiros, que encaminham a produção até pontos no continente, transferindo-a para refinarias através de dutos.

Para o escoamento do óleo do Piloto de Caxaréu, a PETROBRAS optou por utilizar navios aliviadores, que encaminham a produção para terminais da empresa localizados em terra, de onde seguem por oleodutos até as refinarias. Ressalta-se que a utilização desta tecnologia de escoamento é largamente empregada em todo o mundo, notadamente em campos que se situam a grandes distâncias da costa. A opção por tal tecnologia, em se tratando de um projeto piloto, é a mais atrativa, uma vez que no futuro o poço será integrado ao Projeto de Desenvolvimento do campo de Caxaréu.

No que tange ao escoamento do gás associado a ser produzido durante o piloto, não será utilizado gasoduto para exportação ao continente, uma vez que inexistem gasodutos nesta região da Bacia de Campos, da mesma forma que não se justifica a implantação de um gasoduto para um teste temporário. Desta forma, o gás associado será em parte consumido na unidade e o excedente queimado no *flare*.

ALTERNATIVAS LOCACIONAIS

Com relação às alternativas locais para instalação de uma unidade do tipo FPSO semelhante ao FPSO *Seillean*, a sua locação se norteou basicamente pela configuração das estruturas geológicas existentes no local, que permitiram a formação e acumulação de hidrocarbonetos, cujos resultados de pesquisa culminaram com a descoberta de um reservatório que demanda, no mínimo, ser melhor avaliado através de um piloto de produção.

A micro-localização da embarcação naquele ponto específico do poço 4 ESS 0172 ES se deu em função do tipo de produção a ser desenvolvida, utilizando-se um *drill pipe riser* ligado diretamente no poço, sem necessidade de linhas no leito marinho.

De modo geral, neste tipo de empreendimento a alternativa locacional prioritária é a instalação da UEP o mais próximo possível dos poços produtores, embora seja possível a produção à distância, necessitando, neste caso, de uma malha extensa de dutos interligando a cabeça dos poços até a unidade. Como no empreendimento em questão será apenas um poço interligado, optou-se pela instalação da unidade sobre o poço.

Para o caso específico deste piloto de produção, não foi considerado nas alternativas locacionais, o aspecto do aproveitamento do gás associado do poço 4 ESS 0172 ES, em função da inexistência de estruturas capazes de exportá-lo para a terra. Por este motivo, o gás será utilizado conforme anteriormente explicado.

II.3.6 – PILOTO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE CATUÁ

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Com relação às alternativas tecnológicas para produção e escoamento de óleo em um projeto piloto em área *offshore*, sobretudo em lâmina de água profunda ou ultra profunda, a opção escolhida por toda empresa do setor de petróleo, de um modo geral, é a utilização de uma unidade flutuante de produção e estocagem, capaz de produzir e separar o óleo e o gás dos reservatórios.

No caso do Piloto de Catuá, a PETROBRAS irá utilizar o FPSO *Seillean*, que já vem atuando em outros projetos similares, tais como o TLD do campo de Jubarte e o desenvolvimento do TLD na área do poço ESS-132, no campo de Golfinho.

Outras opções tecnológicas são igualmente viáveis e amplamente utilizadas na Bacia de Campos pela própria PETROBRAS, a exemplo das plataformas semi-submersíveis interligadas a um navio tanque que recebe o óleo produzido. No entanto, em se tratando de um teste temporário, onde predominam diversos tipos de incertezas quanto à geologia do reservatório e sua real capacidade de

produção, este tipo de alternativa via plataformas semi-submersíveis se torna impraticável em função dos custos, dos prazos e da própria incerteza quanto a viabilidade de sua permanência após a realização do piloto.

Ressalta-se que a empresa detém tecnologia compatível para as duas opções supracitadas e que as mesmas vêm sendo utilizadas na Bacia de Campos em outros campos produtores já existentes.

Com relação aos tipos de escoamento, apresentam-se duas opções com tecnologias diferentes: uma representada por oleodutos que interligam diretamente a unidade de produção até os terminais em terra, e daí até as refinarias, e outra por escoamento através de navios petroleiros, que encaminham a produção até pontos no continente, transferindo-a para refinarias com o auxílio de dutos.

Para o escoamento do óleo do Piloto de Catuá, a PETROBRAS optou por utilizar navios aliviadores, que encaminham a produção para terminais da empresa localizados em terra, de onde seguem por oleodutos até as refinarias. Ressalta-se que a utilização desta tecnologia de escoamento é empregada mundialmente e de forma notável em campos que se situam a grandes distâncias da costa. A opção por tal tecnologia, em se tratando de um projeto piloto, não poderia ser diferente, uma vez que no futuro o poço será integrado ao Projeto de Desenvolvimento do Campo de Catuá.

No que tange ao escoamento do gás associado a ser produzido durante o este piloto, não será utilizado gasoduto para exportação ao continente, uma vez que inexistem gasodutos nesta região da Bacia de Campos, da mesma forma que não se justifica a implantação de um sistema de escoamento via dutos para um teste temporário. Desta forma, o gás associado a ser produzido será em parte consumido na UEP e o excedente queimado no *flare* da unidade.

ALTERNATIVAS LOCACIONAIS

Com relação às alternativas locacionais para instalação do FPSO *Seillean*, a sua locação se norteou basicamente em função das estruturas geológicas existentes no local, que permitiram a formação e acumulação de hidrocarbonetos, cujos resultados de pesquisa culminaram com a descoberta de um reservatório que justifica uma melhor avaliação através de um piloto de produção.

A micro-localização da embarcação naquele ponto específico do poço PROD-01 ocorreu em função do tipo de produção a ser desenvolvida, utilizando-se um *drill pipe riser* ligado diretamente no poço, sem necessidade de linhas no leito marinho.

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 plausível a produção à distância, seria necessária uma malha extensa de dutos interligando a cabeça dos poços até a unidade. Como no caso em questão apenas um poço será interligado optou-se pela instalação da UEP exatamente sobre o poço a ser utilizado.

Para o caso específico deste piloto de produção não foi considerado nas alternativas locais o aspecto do aproveitamento do gás associado, em função da inexistência de estruturas capazes de exportá-lo para terra. Por este motivo, o gás será utilizado conforme anteriormente definido.

II.3.7 – DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE CATUÁ

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Estudos e perfurações exploratórias no antigo Bloco BC-60, localizado no norte da Bacia de Campos, onde se encontra o campo de Catuá, resultaram na descoberta de áreas portadoras de hidrocarbonetos, passando então a representar áreas de retenção para pesquisa por parte da PETROBRAS.

A empresa realizou 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). A Declaração de Comercialidade foi feita em dezembro de 2006 e atualmente encontra-se em elaboração o Plano de Desenvolvimento do campo de Catuá.

Em relação às alternativas para o escoamento da produção de óleo e gás a partir de uma unidade de produção, 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, principalmente, 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 e dos custos de implantação do duto.

O Plano de Desenvolvimento, ora em elaboração, indica como única opção viável o escoamento de óleo por navios aliviadores. Do contrário, seria necessária a construção de oleodutos marinhos e terrestres, de forma a escoar o óleo para as refinarias ou ainda encaminhá-lo para os terminais de petróleo do Estado do Espírito Santo,.

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 o tratamento do óleo produzido. A opção por esta tecnologia de escoamento considerou também a inexistência de um sistema de oleodutos na área marítima e terrestre do litoral do Espírito Santo, não oferecendo facilidades para a utilização de outra forma de escoamento.

Sendo assim, a escolha de um FPSO é a única alternativa operacional e economicamente viável para atuação nesta área, não havendo alternativa a ser contraposta que se justifique.

Ao longo dos estudos que serão realizados durante o Projeto Conceitual, serão analisadas alternativas para o desenvolvimento do campo, porém, em relação à unidade de produção e o sistema de escoamento de óleo, todas deverão prever a presença de um FPSO e a realização de escoamento por navios para o continente.

Para o escoamento do gás a ser produzido no campo de Catuá, 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 será lançado um gasoduto de exportação de 12 polegadas de diâmetro e 40 km de extensão, no trecho entre a UEP e o PLEM do Gasoduto Sul-Capixaba. A partir do PLEM, será escoado pelo gasoduto até a UTG-Sul Capixaba, 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, por meio de transporte rodoviário.

Todavia, foram ventiladas outras alternativas de escoamento, como o transporte no estado gasoso em cilindros de alta pressão - GNC (Gás Natural Comprimido), o qual se torna inviável em função da distância muito longa e o grande volume a ser escoado. Verificou-se 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. 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 Catuá 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.

ALTERNATIVAS LOCACIONAIS

Com relação às alternativas locais para instalação da unidade FPSO, a sua localização 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 e delimitação do campo de Catuá. A localização do FPSO foi definida a partir de estudos do reservatório em foco, cujo plano de drenagem prevê determinada localização de poços. 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 de produção.

Como não existem restrições pelo tipo de óleo a ser produzido, a posição não oferece risco geológico, e esta alternativa locacional minimiza o inventário de hidrocarbonetos no sistema de coleta. Assim, procurou-se posicionar a unidade o

mais próximo possível dos poços dentro dos limites tecnológicos. 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.

II.3.8 – GASODUTO SUL CAPIXABA

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Para o escoamento do gás dos campos do Sul do Espírito Santo 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. Todavia, foram analisadas outras opções, como o transporte no estado gasoso em cilindros de alta pressão – GNC (Gás Natural Comprimido) e o transporte no estado líquido – GNL (Gás Natural Liquefeito), através de navios ou barcaças criogênicas, onde o gás se mantém a uma temperatura negativa de - 160° C, com redução de volume de aproximadamente 600 vezes.

O transporte com a utilização de cilindros de alta pressão normalmente é o meio menos indicado, principalmente quando se têm grandes distâncias a serem percorridas e um volume incompatível com esse tipo de transporte. Portanto, só é utilizado em casos excepcionais.

O escoamento na forma de GNL requer a liquefação do gás natural a uma temperatura negativa de -160 °C, através de processos de criogenia, para que o transporte seja efetuado por navios de grandes capacidades. Esta forma de transporte, embora ocorra em algumas partes do mundo, é mais aplicada quando se tem a necessidade de travessia de oceanos e o manuseio de volumes inferiores aqueles a serem produzidos por os campos de interesse.

No entanto, tanto para o transporte do gás na forma de GNC, como na forma de GNL, faz-se obrigatória a presença de uma planta complexa de processamento de gás natural em plena plataforma marítima de produção, o que contribui mais ainda para inviabilizar técnica e economicamente estas formas de escoamento para o gás natural.

Desta forma a alternativa para transporte do gás destes campos recaiu sobre a implantação de um gasoduto que interligará as unidades de produção, utilizando

um PLEM até a UTG-Sul Capixaba, que será implantada no município de Anchieta, Estado do Espírito Santo.

ALTERNATIVAS LOCACIONAIS

Em relação ao gasoduto, que terá parte instalada em águas profundas, junto ao talude continental, a localização dos dutos considerou como alternativas para sua locação os resultados dos estudos geológicos e geofísicos que incluíram levantamento batimétrico, sísmico de alta resolução e sonográfico no talude, com o objetivo de delimitar e compreender os cânions e ravinas presentes na região. Assim, tais estudos embasaram a definição da alternativa selecionada como diretriz do gasoduto.

Na diretriz original do projeto existem inclinações do fundo marinho no talude superior, além da presença de cânions. Estes resultados preliminares justificaram a realização de pesquisas em uma grande área do talude continental de forma a identificar as principais feições geomorfológicas presentes no fundo marinho, com fins de lançar o gasoduto em segurança. Informações detalhadas sobre a escolha do traçado do duto (trecho marítimo até o ponto de chegada do furo direcional) encontram-se apresentadas na seção II.2 – Caracterização da Atividade (item II.2.4.B).

Além das pesquisas realizadas para definição do traçado do gasoduto, também foi necessário realizar um levantamento que indicasse a melhor alternativa para chegada do gasoduto ao continente. Após a realização de tal levantamento, foram selecionadas duas possíveis diretrizes, a saber: uma na Praia do Além e outra na Praia de Parati (ambas nos município de Anchieta).

As várias considerações sobre as vantagens e desvantagens de cada uma das diretrizes que foram levantadas e analisadas se encontram apresentadas na Tabela II.3-1 a seguir.

Tabela II.3.1-1 - Vantagens e desvantagens das alternativas estudadas para a chegada do Gasoduto Sul Capixaba ao continente.

Praia do Além	
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> Em função da aplicação da técnica de furo direcional, não haverá necessidade de enterramento do duto, evitando desta forma a perturbação do assoalho marinho e da praia. O perfil de fundo permite atingir uma profundidade (LDA) aproximada de 16,5 metros na saída do furo direcional, favorecendo as atividades de interligação do gasoduto, que poderão ser realizadas por meio de duas embarcações apenas. Tais embarcações seriam capazes de fazer o serviço em sua totalidade, ou seja, da praia até a lâmina d'água aproximada de 1183 metros. Maiores detalhes sobre o lançamento do gasoduto marítimo são apresentados na seção II.2 (item II.2.4.F). 	<ul style="list-style-type: none"> Predomínio de Rocha sã (gnaisse), gerando maior resistência à perfuração do furo direcional e conseqüentemente maior demanda de tempo para realização da atividade.
Praia de Parati	
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> Predominância de areia e argila, permitindo maior facilidade na execução do furo direcional por causa do terreno. 	<ul style="list-style-type: none"> Não existem dados geológicos marítimos suficientes para definição de detalhes técnicos sobre o enterramento do duto numa extensão de aproximadamente 15 km; Necessidade de manutenção do furo direcional no <i>shore approach</i> devido às características do terreno; Necessidade de utilização de duas embarcações com características diferentes para o lançamento dos dutos devido à variação de lâmina d'água e de outra embarcação para realizar o enterramento.

Considerando as vantagens e desvantagens citadas acima, duas características foram decisivas, técnica e financeiramente, para a escolha do ponto de chegada na Praia do Além:

- Reduzido número de embarcações necessárias para lançamento do duto;
- E as características do furo direcional, que dispensarão enterramento do duto no leito marinho e na praia.

A Figura II.3-1 - Visão Geral do Sistema de Escoamento e Tratamento de Gás Sul , apresentada a seguir, explicita a concepção do sistema proposto para o projeto, que inclui o Gasoduto Sul Capixaba, além de exibir os campos que deverão utilizar o sistema de escoamento e tratamento de gás.



Figura II.3-1 - Visão Geral do Sistema de Escoamento e Tratamento de Gás Sul Capixaba

A implantação deste empreendimento virá ao encontro à necessidade de disponibilizar o gás natural produzido ao mercado consumidor, contribuindo para a diversificação e o fortalecimento desta matriz energética no país.

Por outro lado, a alternativa para a implantação dos projetos de produção de óleo nos campos da região, sem o aproveitamento do gás natural, seria a queima ou a reinjeção de volumes elevados deste gás em reservatórios subterrâneos. Tais alternativas significariam uma perda irremediável deste recurso energético, bem como um maior impacto ambiental no caso da queima.