

1. Descrição do Empreendimento

1.1 - IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE E DO EMPREENDEDOR

DENOMINAÇÃO OFICIAL DA ATIVIDADE

Produção de hidrocarbonetos no Campo de Marlim Sul – Bacia de Campos, através da plataforma semi-submersível P-40 e estocagem na unidade flutuante P-38.

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDEDOR

- Nome ou Razão Social:PETROBRAS – E&P/BC
- CGC:33.000.167/0001-01
- Inscrição Estadual:81.281.882
- Endereço:Av. Elias Agostinho 665, Imbetiba
Macaé/RJ CEP: 27.913-350
- Representante Legal:.....Carlos Eduardo Sardenberg Bellot
 - CPF: 349.791.077/00
 - Fone: (24) 761.2250
 - Fax: (24) 761.220
 - E-mail: bellot@ep-bc.petrobras.com.br
- Pessoa de Contato:Ricardo Caselli Moni
 - CPF: 349.750.980/91
 - Fone: (24) 761.2216
 - Fax: (24) 761.2020
 - E-mail: moni@ep-bc.petrobras.com.br
- Número do Registro no Cadastro Técnico Federal
de Atividades Potencialmente Poluidoras
e/ou Utilizadoras dos Recursos Naturais:..... 1/33/2000/000134-6

IDENTIFICAÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO

O módulo 1 do desenvolvimento da produção do campo de Marlim Sul será composto pelas unidades PETROBRAS 38 e PETROBRAS 40.

A P-40 consiste numa plataforma semi-submersível de produção offshore e a P 38 corresponde a uma Unidade Flutuante de Estocagem e Transferência de petróleo (FSO – Floating Storage and Offloading), redesenhada a partir da conversão do navio petroleiro World Eminence. As Figuras 1.1-1 e 1.1-2 apresentam imagens fotográficas mostrando a P-40 e a P-38, respectivamente, ambas em fase de construção.

Estas unidades possuem os seguintes números de registros legais:

- PETROBRAS 38: 27026 – PEXT – 1
- PETROBRAS 40: 20392 – PEXT – 1



Figura 1.1-1: Fotografia da P-40



Figura 1.1-2: Fotografia da P-38.



Figura 1.2.3-1: Localização do Campo de Marlim Sul em relação a Bacia de Campos.

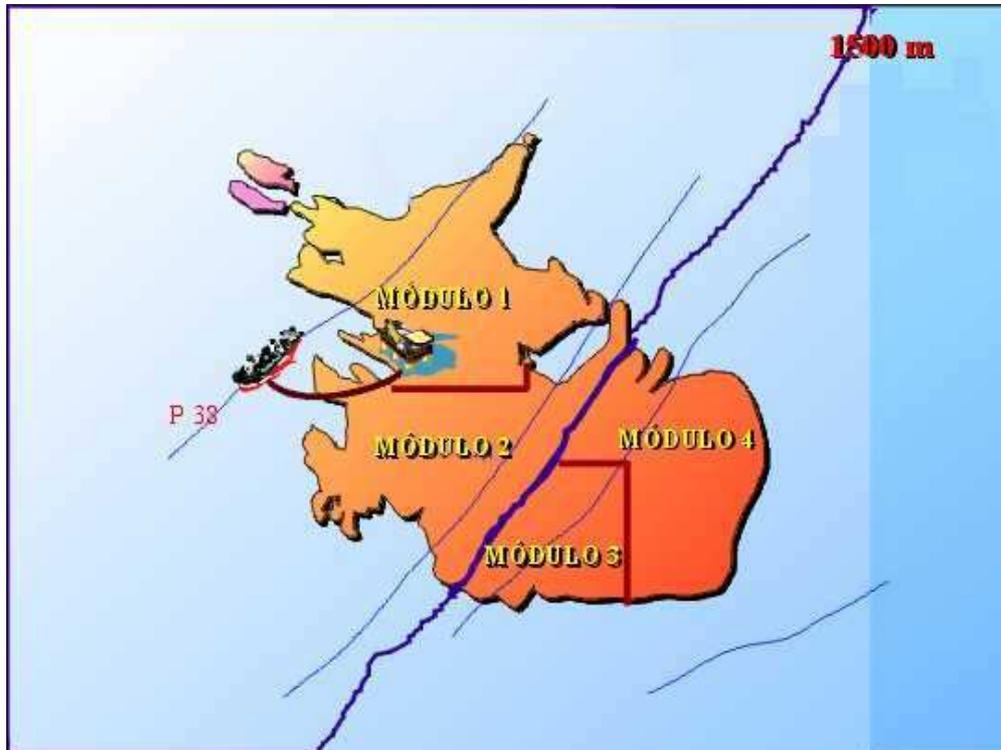


Figura 1.2.3-2: Localização do Módulo 1 dentro do próprio Campo de Marlim Sul.

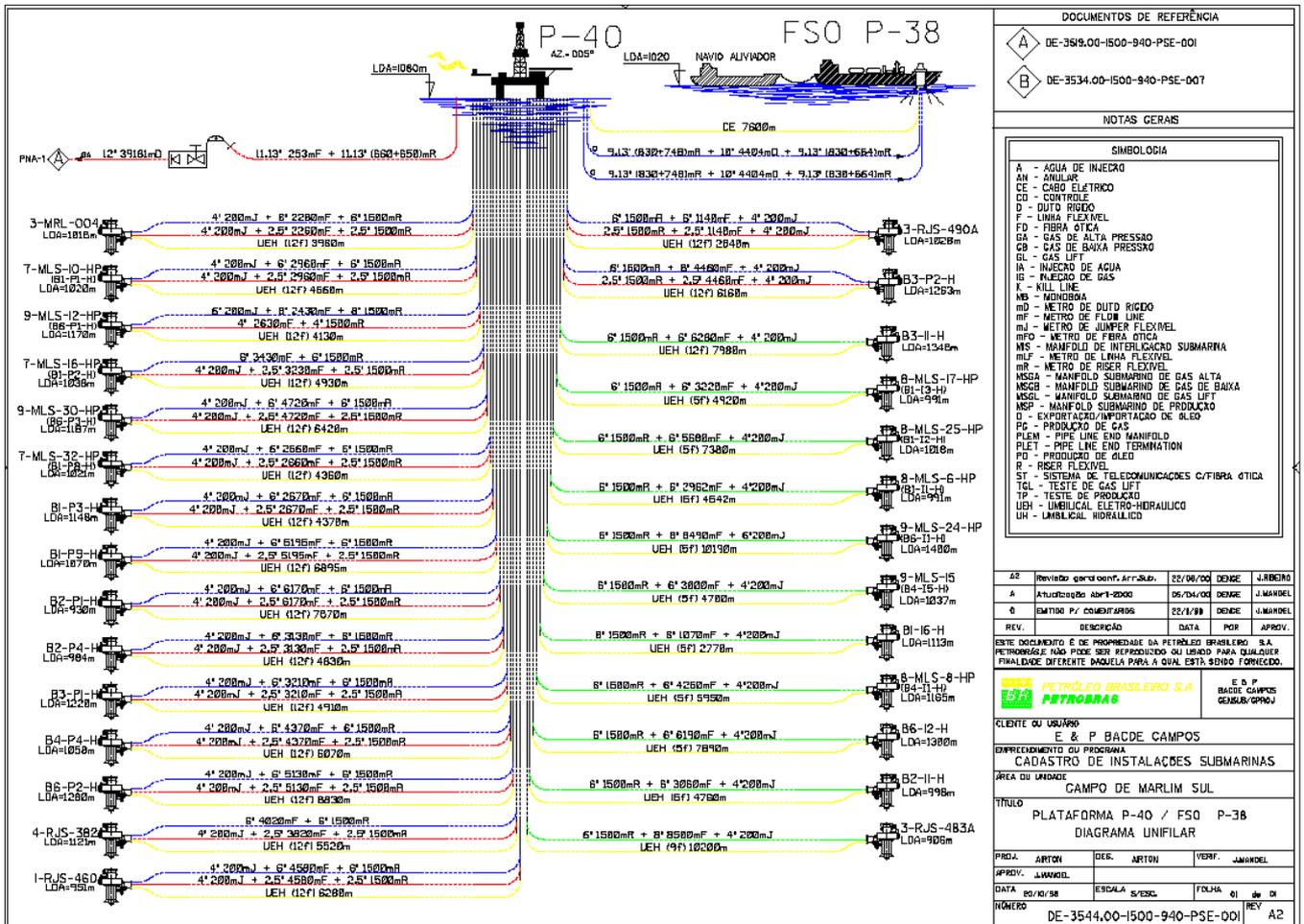


Figura 1.2.3-3: Diagrama Unifilar das Unidades P-38 e P-40.

A unidade produtora, P-40, se encontrará ancorada, no ponto de coordenadas UTM 7506345 N e 390097 E, em lâmina d'água de 1080 metros, por sistema *Taut Leg* com 16 linhas de ancoragem.

A unidade de estocagem e transferência, P-38, se encontrará ancorada a 5,5 km na direção sudoeste da P-40, no ponto de coordenadas UTM 7504979 N e 384591 E, em lâmina d'água correspondente a 1020 metros.

O mapa "Bacia de Campos - Área de Influência Indireta" (Capítulo 2 - Delimitação das Áreas de Influência do Empreendimento), apresenta a localização, em base cartográfica georeferenciada, das unidades objeto deste estudo.

No Anexo 0 é apresentada a localização dos poços e dutos em base cartográfica georeferenciada.

1.2.4 - CONTRIBUIÇÃO PARA O SETOR PETROLÍFERO NACIONAL

Utilizando-se dados do mês de janeiro de 2000 (Revista Energia, maio/2000), as bacias sedimentares do Espírito Santo, da Bahia, de Sergipe/Alagoas e Rio Grande do Norte/Ceará produzem respectivamente 0,87%, 4,41 %, 4,09 % e 9,49 % da produção nacional.

Considerando a produção nacional em cerca 1.200.000 barris/dia em janeiro de 2000, e mantendo-se este volume fixo para efeito comparativo, a produção da P-40 no segundo ano de operação, cuja previsão é de 65.215 barris/dia de petróleo, estará representando 5,15% do todo o petróleo produzido no Brasil. Desta forma, já no segundo ano, que ainda representa a fase inicial de produção do módulo 1 do campo de Marlim Sul, a P-40 estaria produzindo individualmente mais que 3 das bacias anteriormente citadas. No pico de sua produção, prevista para ocorrer no quarto ano de operação, com uma produção de 148.702 bpd de óleo, a produção da P-40 representaria 11% da nacional. Considera-se, portanto, que a produção deste empreendimento é bastante significativa em termos de produção nacional, sobretudo se confrontado com a produção comercial de outras bacias sedimentares brasileiras onde a empresa mantém atividades de exploração e produção.

A Figura 1.2.4-1 apresenta na forma de histograma, os percentuais de produção de petróleo referentes às bacias de Campos, Espírito Santo, Bahia, Sergipe/Alagoas e Rio Grande do Norte/Ceará em janeiro de 2000, e da previsão do módulo 1 do campo de Marlim Sul para o segundo ano de produção e para o ano de produção máxima prevista para ocorrer no quarto ano de operação deste módulo.

A projeção deste cálculo para todo o período de operação deste módulo 1 no Campo de Marlim Sul poderá não corresponder a realidade, visto que atualmente é praticamente impossível fazer projeções confiáveis com respeito a evolução da produção nacional e de quanto este módulo representará, em termos percentuais, com relação a produção comercial de petróleo no Brasil ao longo das duas próximas décadas, uma vez que a entrada de novas empresas no cenário petrolífero nacional deverá trazer incrementos significativos na produção, notadamente nos projetos de parceria da PETROBRAS com diversas outras empresas privadas.

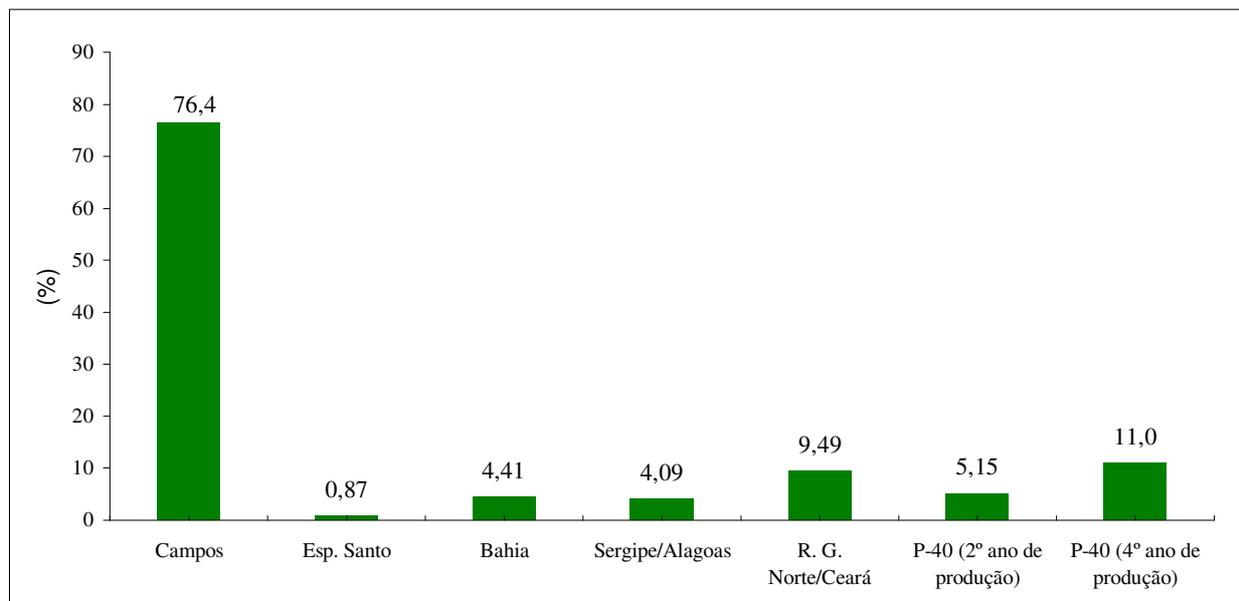


Figura 1.2.4-1: Percentuais de produção de petróleo referentes às bacias de Campos, Espírito Santo, Bahia, Sergipe/Alagoas e Rio Grande do Norte/Ceará, em janeiro de 2000, e da previsão do módulo 1 do campo de Marlim Sul.

1.3 - HISTÓRICO DO EMPREENDIMENTO

1.3.1 - HISTÓRICO DO PROJETO DE PRODUÇÃO E DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS REALIZADAS NO CAMPO

As pesquisas exploratórias nesta parte da Bacia de Campos iniciaram-se com a realização de levantamentos sísmicos ao longo da década de 80.

O campo foi descoberto no ano de 1987, através do poço pioneiro adjacente RJS-382, que explorava áreas localizadas ao Sul do Campo de Marlim, sob lâmina d'água variando de 800 a 2600 m. No estágio atual de conhecimento, o campo de Marlim Sul apresenta um volume de óleo original da ordem de 1,6 bilhões de m³, em área de aproximadamente 600 Km².

Após a confirmação de reservas que justificavam testes efetivos no campo de Marlim Sul, iniciou-se, em abril de 1994, a Fase Pré-piloto, após a completação do poço 3-MRL-4RJS através da interligação deste poço a plataforma PETROBRAS-20 (P-20), que representava, nesta época a plataforma piloto do campo de Marlim, próximo ao campo de Marlim Sul.

Posteriormente, em maio de 1995, este poço foi remanejado para a plataforma PETROBRAS-18 (P-18), nesta época pertencente ao módulo 1 do campo de Marlim, onde produziu até fevereiro de 1998, quando foi novamente remanejado, desta vez para a plataforma PETROBRAS-26 (P-26), também no campo de Marlim.

Ainda em caráter pré-piloto, de agosto de 1997 a dezembro de 1998 foi realizado o Teste de Longa Duração (TLD) do poço 6-MLS-3B-RJS, interligado ao navio FPSO 2, ancorado no campo de Marlim Sul. Este poço representou na época o recorde mundial de completação submarina, a uma profundidade de 1709 metros.

O principal objetivo da Fase Pré-piloto foi permitir o aumento do nível de conhecimento do campo de Marlim Sul, avaliar o sistema de escoamento de óleo viscoso através de linhas flexíveis desprovidas de isolamento térmico, além de testar tecnologias de completação e interligação de poços em lâminas d'água profundas e ultra-profundas, subsidiando assim o planejamento das etapas subsequentes.

Encerrado o Teste de Longa Duração do poço 6-MLS-3B-RJS, onde foi utilizado o equipamento FPSO 2, estabeleceu-se que o mesmo iria atuar nos poços 3-MRL-2RJS e 4-RJS-442, ambos no campo de Marlim Sul, executando um novo Teste de Longa Duração.

Após a realização de todos os Testes de Longa Duração nos poços mencionados, que permitiram o melhor conhecimento das características dos reservatórios de Marlim Sul, além do desenvolvimento e aperfeiçoamento de tecnologias necessárias a sua exploração efetiva, a empresa optou pela instalação de equipamentos visando a plena exploração comercial do campo, através da implantação do módulo 1, composto pelo conjunto da PETROBRAS-38 (P-38) e PETROBRAS 40 (P-40).

1.3.2 - MEDIDAS DE CONTROLE AMBIENTAL ADOTADAS NAS FASES ANTERIORES

As fases anteriores relativas exploração e produção de hidrocarbonetos no campo de Marlim Sul correspondem as diversas perfurações de poços e a produção para pesquisa do poço 3-MRL-4RJS através plataformas localizadas próximas ao campo de Marlim Sul, e posteriormente de testes de longa duração (TLD) através do FPSO 2 que atualmente ainda se encontra ancorado neste campo.

Durante a fase de perfuração, um aspecto de controle ambiental adotado refere-se a utilização de fluido de perfuração à base de água, com menor potencial de impacto para as águas marinhas.

Com relação a fase de produção para pesquisa através do FPSO-2, que se limitou apenas a dois poços produtores, observa-se que a atividade foi objeto de licenciamento ambiental junto ao IBAMA, tendo sido a licença LPpro 04/99 obtida após a análise do Estudo de Viabilidade Ambiental apresentado a este órgão, além do cumprimento das condicionantes relativas ao mesmo.

Nesta etapa não vem sendo realizado o monitoramento do efluente representado pela água de produção, uma vez que a mesma não vem sendo separada do óleo produzido. O pequeno volume de água atualmente produzido vem sendo escoado juntamente com o óleo.

Os resíduos gerados nesta produção para pesquisa também são contemplados no Programa de Gerenciamento de Resíduos da PETROBRAS para a Bacia de Campos, onde se encontram descritos os procedimentos para manejo de todos os resíduos gerados, incluindo classificação, coleta, transporte, armazenamento temporário e, disposição final.

Com relação a queima do gás associado e separado do petróleo, o mesmo é queimado no flare da embarcação, através de licença do IBAMA e da ANP.

1.4 - JUSTIFICATIVAS PARA O EMPREENDIMENTO

1.4.1 - JUSTIFICATIVAS TÉCNICAS

É internacionalmente reconhecida a capacidade e posição de destaque que a PETROBRAS detém hoje para exploração e produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas, dentro de margens confiáveis sob os aspectos de segurança operacional deste tipo de atividade.

A capacitação e liderança neste segmento da indústria petrolífera foram obtidas às custas de intensa pesquisa tecnológica ao longo dos anos, culminando com o desenvolvimento de uma tecnologia nacional voltada a este tipo de atividade. Neste sentido, a capacitação da empresa representa uma forte justificativa técnica para implantação do módulo 1 e início do desenvolvimento comercial do campo de Marlim Sul, ressaltando que a empresa já vem explorando hidrocarbonetos em campos situados em áreas com lâmina d'água mais profundas que esta parte do campo de Marlim Sul.

Ainda sob a ótica da questão técnica, merece destaque as dificuldades enfrentadas pelo país em relação a sua matriz energética, comprometida com o baixo suprimento de energia elétrica de fontes diversas frente à demanda atual e prevista do país, justificando assim o aumento da disponibilidade de gás natural para consumo industrial ao longo das várias regiões habilitadas a receber o gás produzido na Bacia de Campos, que já se encontram interligadas por gasodutos em terra. O consumo deste gás natural poderá se dar a partir da utilização direta como insumo na atividade industrial ou através da energia gerada em termelétricas a base de gás natural.

Quanto à utilização de navios tanque de transferência, para escoamento da produção, esta forma oferece a vantagem de permitir a descarga do produto em qualquer terminal, dando uma maior flexibilidade ao programa de refino da empresa.

1.4.2 - JUSTIFICATIVAS ECONÔMICAS

A fabricação e montagem dos equipamentos que compõe uma unidade produtora de hidrocarbonetos do porte desta proposta para ser instalada como módulo 1 do campo de Marlim Sul, que envolve uma ordem significativa de recursos financeiros, representa o estímulo necessário ao fortalecimento do segmento da indústria petrolífera e naval.

Adicionalmente, a contratação de serviços e mão-de-obra na fase de operação de uma plataforma envolvem recursos significativos, capazes de promoverem a dinamização da renda nas localidades onde se inserem estes tipos de empreendimento. Comprovando este fato, pode-se citar o desempenho industrial do estado do Rio de Janeiro nos anos de 1998 e 1999, superior a média do país, em grande parte proporcionado pela sua forte indústria petrolífera.

No entanto, deve-se enfatizar como principal justificativa econômica para implantação deste empreendimento o próprio aumento da produção nacional de petróleo, cujas consequências imediatas se refletem na redução do volume importado com vistas a suprir a demanda interna do Brasil. Consequentemente, esta redução no volume importado representa economia de divisas para o país em época de esforços para melhoria da balança comercial da nação.

Deve ser ainda destacado que o aumento da produção de hidrocarbonetos será acompanhado do aumento de impostos e taxas (ICMS, royalty e Imposto de Renda) a serem arrecadados por municípios, estados e governo federal, através da compra de produtos e serviços, além das receitas municipais que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço.

Finalmente, o aumento da produção do gás natural na Bacia de Campos, e sua posterior disponibilidade para consumo industrial, representam uma excelente alternativa para diversos tipos de indústria que pretendam se instalar no estado do Rio de Janeiro.

1.4.3 - JUSTIFICATIVAS SOCIAIS

O aumento da produção nacional de petróleo, além de manter o nível de emprego no segmento da indústria de petróleo no país, notadamente em uma época que o índice de desemprego na atividade industrial se encontrou em níveis ascendentes durante a década, acarretará a geração de novos postos de trabalho, tanto a nível direto como indireto.

Este incremento na produção de petróleo gera ainda uma maior confiabilidade no atendimento a demanda interna de derivados, cujos reflexos sociais são bastante significativos.

Outro aspecto a ser considerado refere-se ao pagamento de royalties a estados e municípios, cuja aplicação, prevista em lei, deverá ser voltada para as áreas de saúde, saneamento básico e pavimentação, revertendo em melhoria na qualidade de vida das populações beneficiadas, uma vez que estas representam áreas de interesse da coletividade.

Ainda com relação aos royalties a serem pagos, deve-se ressaltar a recente legislação que destina, até o ano de 2004, uma parte significativa dos recursos diretamente para o Ministério da Ciência e Tecnologia repassar as universidades do país, visando o desenvolvimento de pesquisas diversas na área de petróleo, sendo a liberação dos recursos sujeita a aprovação da FINEP.

1.4.4 - JUSTIFICATIVAS LOCACIONAIS

As pesquisas desenvolvidas na área, através da realização dos Testes de Longa Duração (TLD), associado ao atual conhecimento das características geológicas do reservatório no local proposto para instalação do módulo 1, indicaram este local como o melhor para instalação deste módulo inicial.

Contribuiu ainda o fato da lâmina d'água no ponto selecionado ser bastante inferior a outros locais testados, que atingiram profundidades superiores a 1700 metros, além do fato que outras partes do campo ainda não se encontram na fase de conhecimento suficiente e confiável, quanto às espessuras das estruturas acumuladoras de hidrocarbonetos, às heterogeneidades internas e a conexão com as diversas estruturas já mapeadas.

Adicionalmente deve ser destacada a presença, próximo a esta região do campo de Marlim Sul, da estrutura já instalada no campo de Namorado (PNA-1), o que permitirá o escoamento do gás natural de forma mais rápida e com menor custo, permitindo simultaneamente o desenvolvimento de pesquisas visando o aumento do conhecimento das características das outras partes do campo de Marlim Sul, de forma a viabilizar no



futuro, a implantação do módulo 2 neste campo. Merece destaque ainda a presença, nesta área, de poços produtores já credenciados tecnicamente a entrar em operação.