

1. Caracterização do Empreendimento

1.1 – INFORMAÇÕES GERAIS

A QUEM PERTENCE O EMPREENDIMENTO OU DE QUEM É O EMPREENDIMENTO?

O empreendedor é a PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A., que no presente Relatório de Impacto Ambiental será denominada como PETROBRAS. A unidade de exploração e produção da Bacia de Campos (E&P - BC) é, atualmente, a gerência da PETROBRAS responsável por este empreendimento. A seguir são resumidas algumas informações sobre o empreendedor:

- 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

O QUE É O EMPREENDIMENTO? ONDE ESTÁ LOCALIZADO?

O empreendimento objeto deste Relatório de Impacto Ambiental diz respeito à produção de hidrocarbonetos (óleo e gás natural) no Campo de Marlim Sul – Bacia de Campos, através da plataforma semi-submersível P-40 e estocagem na unidade flutuante P-38. É objeto deste empreendimento a exploração do módulo 1 do Campo de Marlim Sul.

O campo Marlim Sul está localizado na Bacia de Campos, na parte correspondente a plataforma continental norte do estado do Rio de Janeiro, a uma distância média de 120 km do continente. Com relação a Bacia de Campos, o campo de Marlim Sul situa-se em sua porção leste. Este módulo 1 terá sua localização em relação ao campo de Marlim Sul posicionado na parte noroeste do mesmo.

As Figuras 1 e 2 apresentam, respectivamente, os croquis de localização do campo de Marlim Sul em relação a Bacia de Campos e a situação do módulo 1 dentro do próprio campo.



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

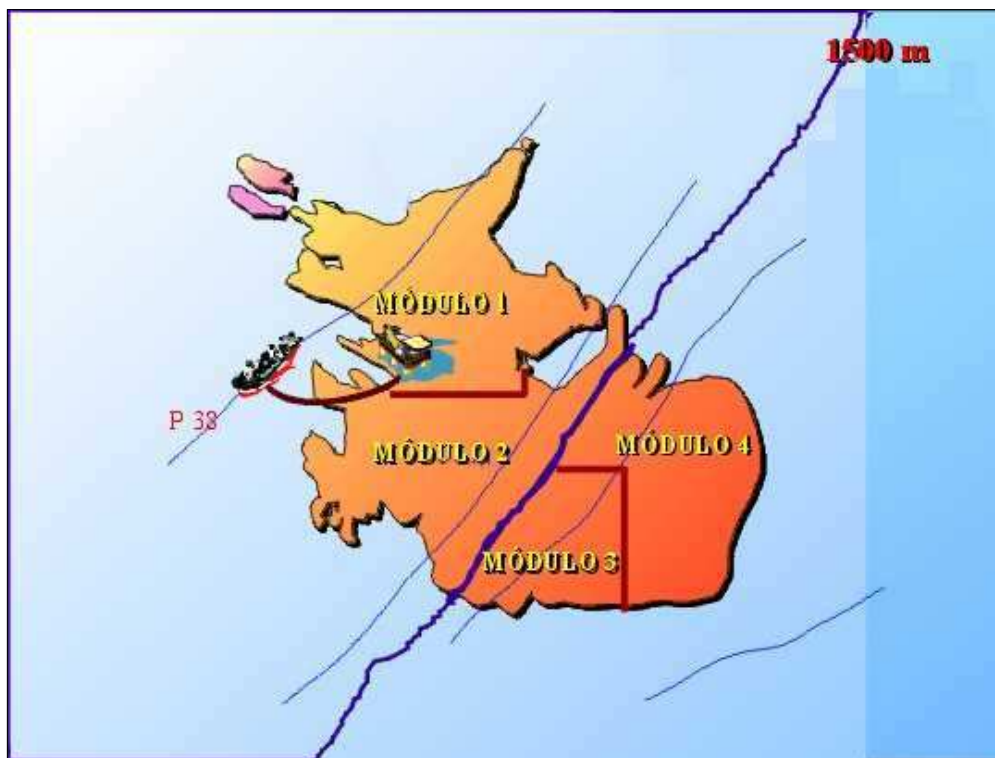


Figura 2: Localização do Módulo 1 dentro do próprio Campo de Marlim Sul.

O desenvolvimento do módulo 1 de produção do Campo de Marlim Sul será realizado através das 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.

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.

As Figuras 3 e 4 apresentam imagens fotográficas mostrando a P-40 e a P-38, respectivamente, ambas em fase de construção.



Figura 3 : Fotografia da P-40



Figura 4: Fotografia da P-38.

QUAIS OS OBJETIVOS DESTA EMPREENDIMENTO?

A instalação do módulo 1 de produção no campo de Marlim Sul, através do sistema composto pelas unidades P-38 e P-40, tem como objetivo principal o desenvolvimento deste campo de hidrocarbonetos através do início da produção comercial do mesmo.

Neste módulo, a P-40 será responsável pela produção dos vários poços de hidrocarbonetos no campo de Marlim Sul e tratamento preliminar através de separação trifásica, enviando para a Unidade de Estocagem e Transferência P-38 o óleo produzido, cuja finalidade, além da tancagem temporária do óleo, envolve a transferência do produto para navios petroleiros, que o transportará para os terminais terrestres de recebimento de óleo. A água produzida será tratada e descartada no mar, enquanto o gás produzido será escoado para a plataforma Namorado 1 – PNA-1, via linha de escoamento de gás, seguindo a partir deste ponto por malha de escoamento de gás já existente.

QUAIS AS JUSTIFICATIVAS PARA IMPLANTAÇÃO DESTE EMPREENDIMENTO?

As justificativas para o desenvolvimento do módulo 1 do Campo de Marlim Sul basearam-se em critérios técnicos, econômicos, locacionais, sociais e ambientais.

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.

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 conseqüências imediatas se refletem na redução do volume importado com vistas a suprir a demanda interna do Brasil. Conseqüentemente, 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.

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.

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.

Justificativas Ambientais

Uma importante justificativa ambiental a ser considerada neste empreendimento refere-se ao aumento da disponibilidade de gás natural ao mercado consumidor, por representar este uma fonte energética mais barata e ambientalmente mais limpa que as demais fontes utilizadas comercialmente no país (hidrelétrica, óleo combustível, óleo diesel e carvão).

No caso deste aumento ocorrer na Bacia de Campos, e considerando ainda o projeto existente de um gasoduto interligando as regiões de Macaé e Vitória (ES), os ganhos ambientais serão significativos para esta região, na medida que a disponibilização de gás natural propiciará a utilização deste em substituição aos óleos combustíveis pesados utilizados atualmente por grande parte das grandes indústrias localizadas na área urbana de Vitória. Visto que a eliminação de gases e partículas na combustão do gás natural é muito menor que aquela relativa à queima de óleos pesados, haverá uma redução significativa na emissão de gases e partículas para a atmosfera, propiciando uma melhoria na qualidade do ar desta cidade.

Adicionalmente, é possível prever os ganhos ambientais a serem obtidos a partir da troca da energia elétrica hoje utilizada por outra a base de gás natural, a partir da instalação de uma termelétrica a base de gás natural, atualmente em fase de estudo de viabilidade na região da Grande Vitória, tendo em vista que o estado do Espírito Santo apresenta-se com baixo suprimento a partir de sua matriz energética atual. Esta termelétrica será suprida com a produção da Bacia de Campos, uma vez que a produção de gás natural na Bacia do Espírito Santo não é suficiente para atender a demanda desta termelétrica.

QUAIS AS ALTERNATIVAS LOCACIONAIS E TECNOLÓGICAS DESTES EMPREENDIMENTOS?

Alternativas Locacionais

Com relação às alternativas locacionais para instalação da Plataforma P-40, e conseqüentemente da P-38, que demanda uma certa proximidade da P-40, o local de sua instalação se norteou principalmente em função das estruturas geológicas existentes no local, que permitiram a formação e acumulação de hidrocarbonetos, cujos resultados de pesquisa culminaram com a descoberta do campo.

De modo geral, neste tipo de empreendimento a alternativa locacional prioritária é a instalação da plataforma 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 boca dos poços até a plataforma.

Outro aspecto também considerado nas alternativas locacionais, mais precisamente com a expectativa de aproveitamento do gás natural do campo de Marlim Sul, referiu-se à existência na região de estruturas capazes de exportar para terra o novo gás a ser produzido no campo de Marlim Sul. Esta estrutura, no caso, refere-se a presença do campo de Namorado, com a plataforma de PNA-1.

Alternativas Tecnológicas

Com relação às alternativas tecnológicas para produção e escoamento do óleo e gás natural produzidos no Campo de Marlim Sul optou-se pela utilização de uma plataforma semi-submersível, capaz de produzir e separar óleo e gás de reservatórios situados em áreas de lâmina d'água profundas a ultra profundas, interligada a um navio tanque que receberá o óleo produzido. Ressalta-se que a empresa detém tecnologia compatível com esta atividade, e que a mesma já vem sendo aplicada na região da Bacia de Campos em outros campos produtores.

A utilização da Plataforma P-40 no campo de Marlim Sul será resultado de um longo e extenso estudo, que resultou no projeto da plataforma, elaborada visando as especificidades da área onde será implantada, notadamente dotada de tecnologia adequada para operar em lâmina d'água superior a 1000m e com planta de produção com capacidade de processamento de petróleo e gás natural compatível com a demanda do campo.

Desta forma, pode-se concluir que a escolha do equipamento que será utilizado para a produção dos hidrocarbonetos deste campo produtor apresenta tecnologia e capacidade compatíveis com a necessidade imposta pela produção do campo.

Com relação ao tipo de escoamento da produção de óleo de uma plataforma, apresentam-se duas opções com tecnologias diferentes, representadas, uma por oleodutos que interligam diretamente a plataforma até as refinarias, e outra por escoamento através de navios petroleiros, que encaminham a produção até pontos no continente, que daí se interligam as refinarias através de dutos.

Para o escoamento do óleo do campo de Marlim Sul a PETROBRAS optou em utilizar-se de um navio cisterna, que irá operar permanentemente estacionado próximo a Plataforma P-40 através de um sistema denominado Quadro de Ancoragem, que recebe a produção diária da plataforma através de dutos submarinos flexíveis.

A partir do navio cisterna o óleo é transferido para navios petroleiros 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 utilizada em todo o mundo, notadamente em campos como o de Marlim Sul, que se situam a grandes distâncias da costa.

Com relação ao escoamento do gás natural a ser produzido na plataforma P-40, a exemplo do que a PETROBRAS vem procurando fazer em todas as suas áreas produtoras de gás natural, no mar ou em terra, pretende-se construir um gasoduto, uma vez que este sistema representa, tecnologicamente, a opção mais segura e moderna para transporte de hidrocarbonetos gasosos, além de permitir um processamento contínuo, rápido e de baixo custo operacional, representando o menor custo-benefício para transporte de gás natural.

QUAL A RELAÇÃO DO PROJETO EM QUESTÃO COM OS PLANOS E PROGRAMAS GOVERNAMENTAIS PREVISTOS PARA A REGIÃO DE SUA INSTALAÇÃO? EXISTE COMPATIBILIDADE ENTRE OS MESMOS?

O empreendimento em questão tem como objetivo a exploração comercial de hidrocarbonetos do Campo de Marlim Sul que, por sua vez, está situado na Bacia de Campos que constitui de, atualmente, como a área de maior desenvolvimento da indústria petrolífera no Brasil.

Nos últimos dois anos, devido a política nacional de desenvolvimento da exploração de petróleo em todo país através do fim da exclusividade detida pela Petrobras e da conseqüente abertura deste mercado para

outras empresas, através dos contratos de concessão da ANP - Agência Nacional de Petróleo, a indústria petrolífera brasileira vêm sofrendo uma significativa alavancagem.

Ressalta-se que as atividades de produção de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares brasileiras vêm de encontro às premissas do Plano Nacional de Energia, que estabelece o objetivo governamental de elevar a participação do gás natural na matriz energética nacional, dos atuais 2% para 10% no ano 2000 e para 12% até o ano 2010, além de aumentar a produção de hidrocarbonetos líquidos visando atender a demanda interna do país, de forma a tornar-se independente das importações deste insumo, isto é, de forma a atingir a auto-suficiência.

Considera-se, portanto, que o desenvolvimento do campo de Marlim Sul através do início da produção comercial do mesmo, com a instalação das unidades P-40 e P-38, é compatível com os programas governamentais de desenvolvimento do setor petrolífero e, inclusive, faz parte do compromisso estabelecido pela PETROBRAS com a Agência Nacional de Petróleo (ANP), dentro do processo de prospecção de petróleo e gás naquela área.

Tendo em vista que o empreendimento em questão estará localizado “off-shore”, isto é, em região marinha, a que se destacar como programa governamental incidente sobre o mesmo o “REVIZEE”. O programa “REVIZEE - Avaliação do Potencial Sustentável de Recursos Vivos na Zona Econômica Exclusiva” é meta principal a ser alcançada dentro dos objetivos definidos pelo IV Plano Setorial para os Recursos do Mar (IV PSRM) e entre as responsabilidades assumidas pelo governo brasileiro quando da ratificação de sua adesão à Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar. Este programa visa levantar os potenciais sustentáveis de captura dos recursos vivos na ZEE através do estudo da composição, características ambientais, ocorrência e determinação de biomassas.

Outro programa governamental incidente sobre a área de influência indireta do empreendimento refere-se ao Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro (PNGC). A região costeira apresenta-se como um dos esforços do governo brasileiro, no sentido de definir para essas áreas o planejamento e implementação de um gerenciamento costeiro (GERCO), que seja capaz de fornecer mecanismos para orientar as ações nesta área, visando seu desenvolvimento sustentado.

Partindo-se para o contexto dos municípios inseridos na área de influência indireta do empreendimento, foram identificados diversos programas governamentais a nível federal, estadual e municipal, em desenvolvimento ou propostos, voltados principalmente para as áreas de turismo, meio ambiente e desenvolvimento econômico. Pela análise dos programas identificados nesta região pode-se concluir que os mesmos não são incompatíveis com o empreendimento em análise.

QUAL A PRODUÇÃO PREVISTA PARA ESTE EMPREENDIMENTO?

A Figura 5 a seguir apresenta as produções de petróleo, gás natural e água produzida a serem produzidos pela P-40, projetados para um período de 26 anos, compreendido entre o ano 2001 e o ano 2026.

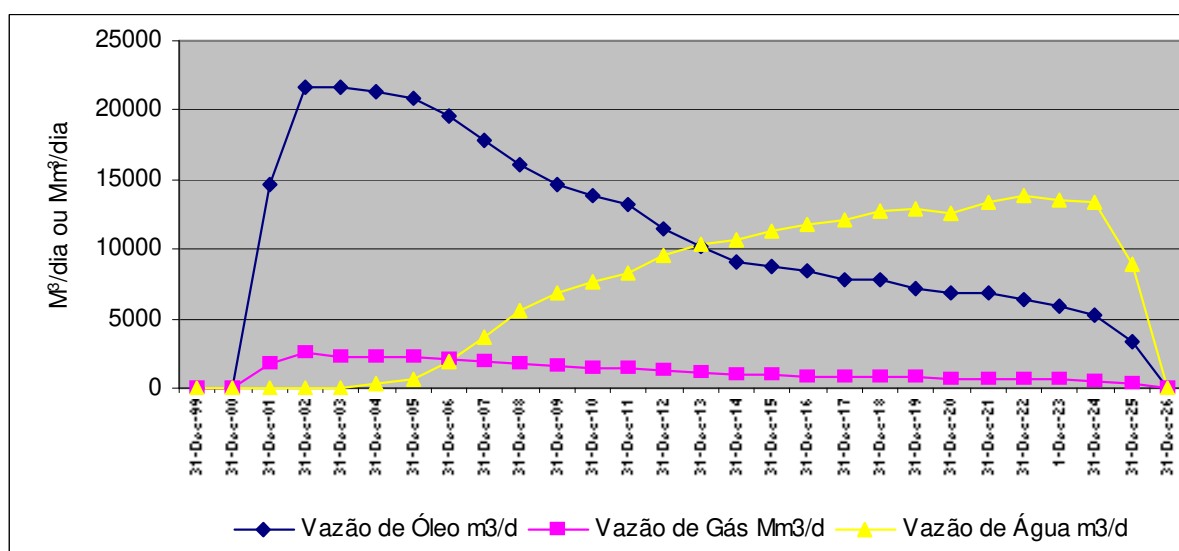


Figura 5: Gráfico das produções de petróleo, gás natural e água produzida.

Com relação à produção futura de todo o campo de Marlim Sul, até o momento encontra-se prevista a instalação, ao longo desta década, de mais 3 módulos de produção similares a este módulo 1 a ser implantado. Atualmente ainda não é possível a projeção da curva de produção para todo o campo, uma vez que ainda não se conhece o real potencial deste campo gigante, cujos volumes de hidrocarbonetos explotáveis vem sendo reavaliados, bem como a melhor forma de explorá-los e quais equipamentos de produção melhor se adequam a exploração do restante do campo.

Não se encontra prevista a perfuração de novos poços produtores ou injetores a serem interligados à P-40, que representa o módulo 1 do campo de Marlim Sul. Novos poços deverão ser perfurados quando da implantação dos demais módulos em estudo.

Também não se encontra previsto o lançamento de novas linhas de escoamento a serem interligadas a P-40, além das previstas para os 28 poços e linhas entre as unidades P-38 e P-40. Novas linhas deverão ser projetadas e lançadas quando da implantação dos outros módulos previstos, que se encontram em fase de estudo de viabilidade técnica-econômica.

QUAIS AS CARACTERÍSTICAS E PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS E AMBIENTAIS DOS HIDROCARBONETOS A SEREM PRODUZIDOS?

Os hidrocarbonetos a serem produzidos na Plataforma P-40, representados por óleo cru e gás natural, têm sua caracterização e composição apresentadas, respectivamente, nas Tabelas 1 e 2, a seguir.

Tabela 1: Características/propriedades do petróleo de Marlim Sul.

PARÂMETROS	VALORES
PESO MOLECULAR	Variável
PONTO DE EBULIÇÃO	32 a 400°
DENSIDADE DO LÍQUIDO	0,75 a 0,80
LIMITES DE INFLAMABILIDADE	Inferior: 2% ; superior: 15%
REATIVIDADE	Pode reagir com produtos oxidantes
GRAU API	23,4°
TAXA DE QUEIMA	4 mm/min
VISCOSIDADE	2,25 cP
CALOR LATENTE DE VAPORIZAÇÃO	60 cal/g
CALOR DE COMBUSTÃO	- 10.300 cal/g
PRESSÃO DE VAPOR	Dado não disponível
PONTO DE FULGOR	- 6,7 a 32°C
SOLUBILIDADE NA ÁGUA	Insolúvel

Tabela 2: Características/propriedades do gás natural de Marlim Sul.

PARÂMETROS	VALORES
DENSIDADE DO VAPOR (AR=1)	0,56 a 0,63
CALOR DE COMBUSTÃO	- 12.000 a - 13.000 cal/g
CALOR LATENTE DE VAPORIZAÇÃO	120 cal/g
TEMPERATURA DE AUTO IGNIÇÃO	482,0 a 632,0 °C
TEMPERATURA DE EBULIÇÃO	32 a 400 °C
VISCOSIDADE	4,29 a 5,62 cSt a 25 °C
LIMITE DE INFLAMABILIDADE	inferior: 4,9 % superior: 14,6 %
TAXA DE QUEIMA	12,5 mm/min
PESO MOLECULAR	16,37 a 18,12
PONTO DE EBULIÇÃO	- 161,4 °C a 760 mm Hg (metano puro)
PONTO DE FUSÃO	- 182,6 °C (para o metano puro)
TEMPERATURA CRÍTICA	- 82,2 °C
REATIVIDADE QUÍMICA COM:	
▪ Água	não reage
▪ Materiais comuns	não reage
▪ Polimerização	não ocorre
▪ Outros	incompatibilidade com o cloro, dióxido de cloro e oxigênio líquido produto volátil

O petróleo é um líquido oleoso, de coloração marrom a preto e com odor característico, que na temperatura ambiente pode emitir vapores inflamáveis. Não reage com a água, sendo ainda insolúvel nesta.



Composições variadas são encontradas para o petróleo em virtude deste ser uma mistura complexa de vários hidrocarbonetos. Esta composição variada é o fator que determina as diferentes propriedades e características para os diversos tipos de petróleo conhecidos.

QUAL A CONTRIBUIÇÃO DESTE EMPREENDIMENTO 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 6 apresenta na forma de histograma, os percentuais de produção de petróleo referentes as 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.

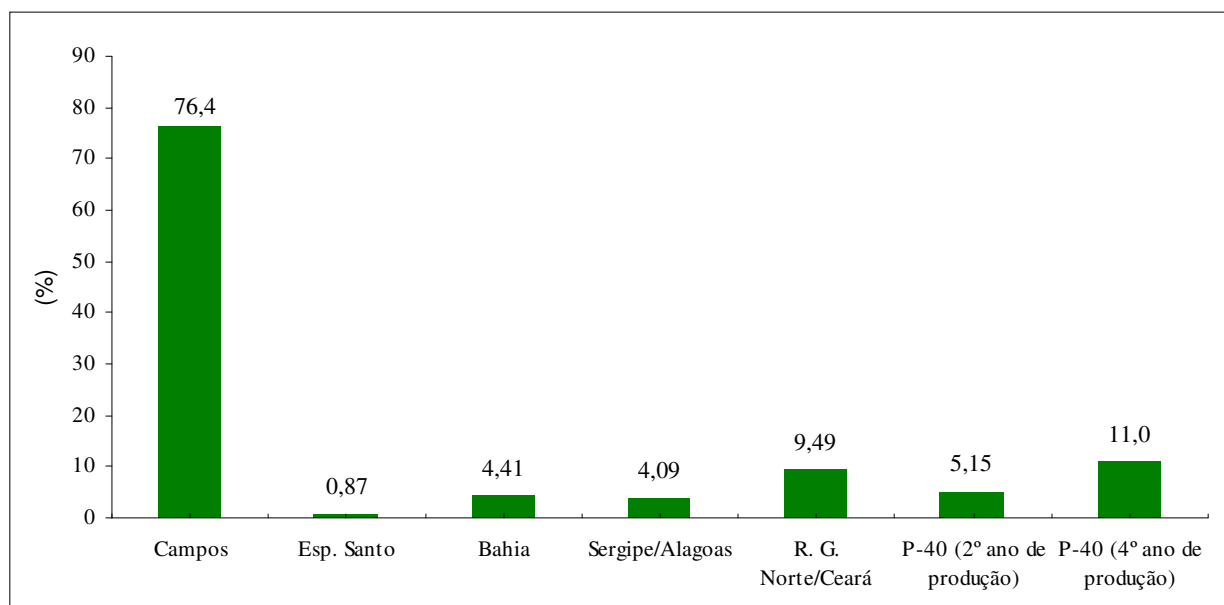


Figura 6: Percentuais de produção de petróleo referentes às bacias de Campos, Espírito Santo, Bahia, Sergipe/Alagoas e Rio Grande do Norte/Ceará, em janeiro de 2000, e da previsão do módulo 1 do campo de Marlim Sul

EXISTEM EMPREENDIMENTOS ASSOCIADOS, DECORRENTES OU SIMILARES AO PROJETO EM QUESTÃO?

Como empreendimento similar ao módulo 1 do campo de Marlim Sul, compreendido pelo conjunto Plataforma P-40 e Embarcação P-38, podem ser destacados diversos módulos distribuídos nas Bacias de Campos e Santos. Na Bacia de Campos tem-se o conjunto P-36 + P-47, atuando no campo de Roncador, e já licenciados pelo IBAMA, enquanto na Bacia de Santos pode ser destacado o módulo representado pelo conjunto da Plataforma P-XIV e o Navio Tanque Aracaju.

Como empreendimentos associados a este módulo merecem ser destacadas as atividades desenvolvidas no píer de Imbetiba em Macaé e na própria sede do E&P-BC, aonde vem sendo avaliadas a existência de outros reservatórios de hidrocarbonetos na Bacia de Campos e a exploração dos campos já descobertos, bem como no Centro de Pesquisa da empresa, aonde vêm sendo desenvolvidas tecnologias para a melhor forma de exploração do óleo viscoso de Marlim Sul.

Podem também ser citados como associados ao empreendimento, as diversas outras empresas que atuarão nas atividades a serem desenvolvidas na P-40 e P-38, tanto aquelas envolvidas na atividade de produção, como outras envolvidas nas atividades de fornecimento de equipamentos, serviços e bens de consumo, ambas representando situações em que se demandará a manutenção de estruturas fixas na cidade de Macaé.

1.2 - DESCRIÇÃO DO EMPREENDIMENTO

COMO SERÃO AS UNIDADES DE PRODUÇÃO DO MÓDULO 1 DO CAMPO DE MARLIM SUL?

O módulo 1 de produção do campo de Marlim Sul será composto pelo conjunto de unidades representadas pela PETROBRAS 40 (P-40) e PETROBRAS 38 (P-38), onde a primeira, P-40, representa a unidade de produção propriamente dita, enquanto a segunda, P-38, representa a unidade estacionária flutuante de recebimento e estocagem do óleo produzido pela primeira. A seguir será feita uma breve descrição destas unidades:

Descrição da Petrobras-40

A PETROBRAS – 40 é uma embarcação do tipo catamarã com 3 pontões, no qual estão apoiadas 13 colunas que dão sustentação ao convés. Construída a partir da conversão da balsa guindaste DB-100 os critérios de projeto permitem que a unidade opere em qualquer área marítima, excetuando-se em águas com gelo.

Como principais limitações ambientais, a plataforma foi projetada para suportar ventos de até 69 Knots direção SW, ondas de até 14,6m com períodos de 12,2 s e direção SW no calado de sobrevivência, temperatura atmosférica de 0°, temperatura da água do mar de 0° e corrente marítima de 3,24 Knots (Direção SE). Será ancorada em uma profundidade de 1080.

A Figura 7 apresenta a plataforma P-40 em maquete.

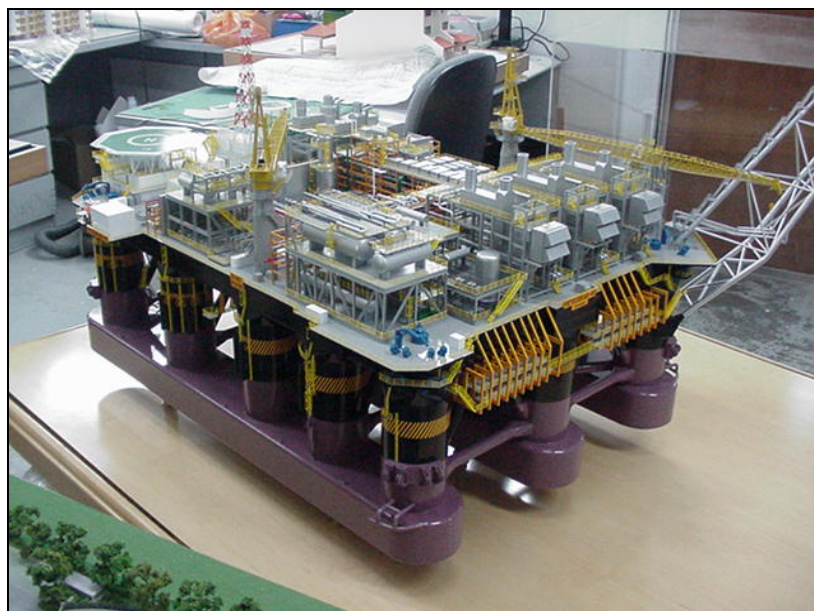


Figura 7: Maquete da Unidade P-40.

A Tabela 3, a seguir, apresenta de forma consolidada os dados da Plataforma P - 40.

Tabela 3: Dados da Unidade P-40

Convés	
Comprimento	123,75 m
Largura	83,82 m
Altura até convés principal	39,62 m
Altura até convés inferior	35,36 m
Altura suporte dos Risers	28,03 m
Pontoon	
Comprimento:	123,75 m
Largura	15,24 m
Altura	9,14 m
Boca	83,82 m
Distancia do CL para os pontoons	68,58 m
Colunas	
Quantidade:	13
Diâmetro:	11,43 m

No convés inferior (“*lower deck*”) estão localizadas salas de jogos, academia, lavanderia, sala de televisão, cinema, salas de painéis, oficinas, laboratório, unidade dessanilizadora, sala de baterias do Turbo-Compressores e Turbo-Geradores, tanques de óleo do Turbo-Geradores, gerador de hipoclorito, sala de bombas, sala dos painéis de lastro, salas do quadro de solenóides, salas de compressores de ar, sala do sistema de óleo diesel, unidade hidráulica dos guinchos de ancoragem, almoxarifado, elevadores das colunas e banheiros.

No convés principal encontram-se paióis de mantimentos, câmaras frigoríficas, cozinha, refeitório, ar condicionado, cabines telefônicas, sala de reuniões, sala de estudo, vestiário, banheiros, enfermaria, escritórios, sala de rádio, sala de telecomunicações, biblioteca, sala de controle, sala de painéis, guinchos de ancoragem, baleeiras, bote de resgate, balsas infláveis, bombas de incêndio, turbo geradores, sala de CO₂ para módulo elétrico, sala dos geradores de emergência, cabines de controle dos guinchos de “*pull-in*”, estações de recebimento, guindastes, planta de processo de óleo, planta de processo de gás, *manifolds*, forno, desaeradora, permutadores, turbo compressores, compressor “*booster*”, área de transferência de carga, área de produtos químicos, estação de medição de óleo, “*flare*”, áreas de mergulho, módulo de acomodações.

Apresenta uma grande capacidade de carga sob todas as condições de mar previstas, e algumas áreas no convés para manusear e estocar diversos tipos de carga.

Principais Equipamentos da P-40

- Turbo-geradores (2): pacote da Nuovo Pignone com acionador da GE LM 2500 Plus e gerador Toshiba com capacidade de 24 MW cada;
- Turbo-compressores (3): pacote da Nuovo Pignone com acionador da GE LM 2500 com capacidade de 2.000.000 Nm³/d cada;
- Flare Sônico de Alta Pressão (1) e Flare de Baixa Pressão (1)

- Geradores de emergência (2): Motores diesel Caterpillar dual-fuel com geradores KATO;
- Gerador de água potável: Alfa-Laval
- Compressor de ar: Atlas-Copco ZR-145
- Guindastes (3): Hydralift
- Bombas principais: fabricante SULZER
- Módulo de controle e elétrico: DMG/ABB/Allen Bradley
- Baleeiras da Norsafe
- Módulo de acomodações colocados com a Marine Accom para 100 pessoas
- 02 Unidades de TEG
- Filtros de água de injeção tipo cartucho (CUNO)
- Planta em 14 pacotes

Detalhamento do Sistema de Produção

A unidade P-40 será a responsável pela produção do Módulo 1 do campo de Marlim Sul contando com 28 poços, sendo 17 para produção e 11 para injeção de água.

A produção prevista para a P-40 é de cerca de 150.000 barris de óleo/dia e 6.000.000 Nm³/d de gás e injeção de 35.000m³/d de água, considerando-se o pico da produção.

As linhas de produção, que interligam os poços produtores e injetores à P-40, são formadas por um conjunto de linhas que incluem as linhas de produção propriamente dita, linhas de anular e umbilical eletro/hidráulico, os quais formam o que se denomina “*bundle*” do poço. Cada linha é denominada “*riser*” no trecho compreendido entre o ponto de conexão na plataforma e o fundo do mar, sendo denominada “*flow line*” durante o seu percurso sobre o fundo. As Tabelas 4 e 5, a seguir, apresentam as principais características da composição dos “*bundles*”, considerando separadamente os poços produtores e injetores.

A plataforma semi-submersível P-40 está equipada para o recebimento de 104 *risers* flexíveis, distribuídos pelas suas 04 faces, todos em catenária livre e com ângulo de chegada na UEP de 7° com a vertical, sendo que todos os *risers* chegarão na P-40 em piso exclusivo, denominado *Riser deck*, situado logo abaixo do *lower deck*.

Para os *risers* que chegam nas faces bombordo e boreste serão utilizadas bocas de sino e *I-tubes*, enquanto que para os *risers* que chegam na popa, a suportaç o ser  efetuada diretamente no *Riser deck* por interm dio de sistema convencional de suportaç o. Os *risers* que chegam pela proa ser  suportados por interm dio de sistema convencional de suportaç o, com recuo at  o flutuador central da P-40. No *Riser deck* tem-se os conectores de chegada dos poços.

Tabela 4: Características dos *Bundles* dos Poços Produtores.

POÇO	Diâmetro Interno da Linha de Produção (pol)		Comprimento da Linha de Produção (m)		Diâmetro Interno da Anular (pol)		Comprimento da Anular (m)		Comprimento da UEH (m)
	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow	
MRL-4	6	6	1.500	2.720	2-1/2	-	1.500	-	
RJS-382	6	6	1.500	3.820	2-1/2	2-1/2	1.500	3.820	5.520
RJS-460	6	6	1.500	4.580	2-1/2	2-1/2	1.500	4.580	6.280
RJS-490A	6	6	1.500	960	2-1/2	2-1/2	1.500	960	2.660
B1-P1-H	6	6	1.500	2.970	2-1/2	2-1/2	1.500	2.970	4.670
B1-P2-H	6	6	1.500	3.250	2-1/2	2-1/2	1.500	3.250	4.950
B1-P3-H	6	6	1.500	1.530	2-1/2	2-1/2	1.500	1.530	3.230
B1-P8-H	6	6	1.500	2.970	2-1/2	2-1/2	1.500	2.970	4.670
B1-P9-H	6	6	1.500	5.040	2-1/2	2-1/2	1.500	5.040	6.740
B2-P1-H	6	6	1.500	6.360	2-1/2	2-1/2	1.500	6.360	8.060
B2-P4-H	6	6	1.500	3.830	2-1/2	2-1/2	1.500	3.830	5.530
B3-P1-H	6	6	1.500	3.850	2-1/2	2-1/2	1.500	3.850	5.550
B3-P2-H	6	6	1.500	3.120	2-1/2	2-1/2	1.500	3.120	4.820
B4-P4-H	6	6	1.500	3.180	2-1/2	2-1/2	1.500	3.180	4.880
B6-P1-H	8	8	1.500	2.430	4	4	1.500	2.430	4.130
B6-P2-H	6	6	1.500	5.200	2-1/2	2-1/2	1.500	5.200	6.900
B6-P3-H	6	6	1.500	4.810	2-1/2	2-1/2	1.500	4.810	6.510

Tabela 5: Características dos *Bundles* dos Poços Injetores.

POÇO	Diâmetro Interno das Linhas de Injeção (pol)		Comprimento das Linhas de Injeção (m)		Comprimento das Umbilical Eletro/Hidráulico (m)
	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser + Flow
RJS-483	6	8	1.500	8.480	10.180
B1-I1-H	6	6	1.500	3.060	-
B1-I2-H	6	6	1.500	6.220	7.920
B1-I3-H	6	6	1.500	3.140	4.840
B1-I6-H	6	6	1.500	3.210	4.910
B2-I1-H	6	6	1.500	3.060	4.760
B3-I1-H	6	6	1.500	4.510	6.210
B4-I1-H	6	6	1.500	4.240	5.940
B4-I5-H	6	6	1.500	2.740	4.440
B6-I1-H	6	8	1.500	8.670	10.370
B6-I2-H	6	8	1.500	6.140	7.840

Descrição da Petrobras-38

A unidade de estocagem e transferência PETROBRAS-38, a ser ancorada a 5,5 km da P-40, está sendo construída a partir da conversão do navio petroleiro VLCC World Eminence, construído em 1975 no estaleiro Tsu (Japão), com 338 m de comprimento e 52 m de boca moldada, com capacidade de estocagem de 286.200 m³ e transferência de 150.000 bbl/d. A Figura 8 apresenta a maquete da P-38.

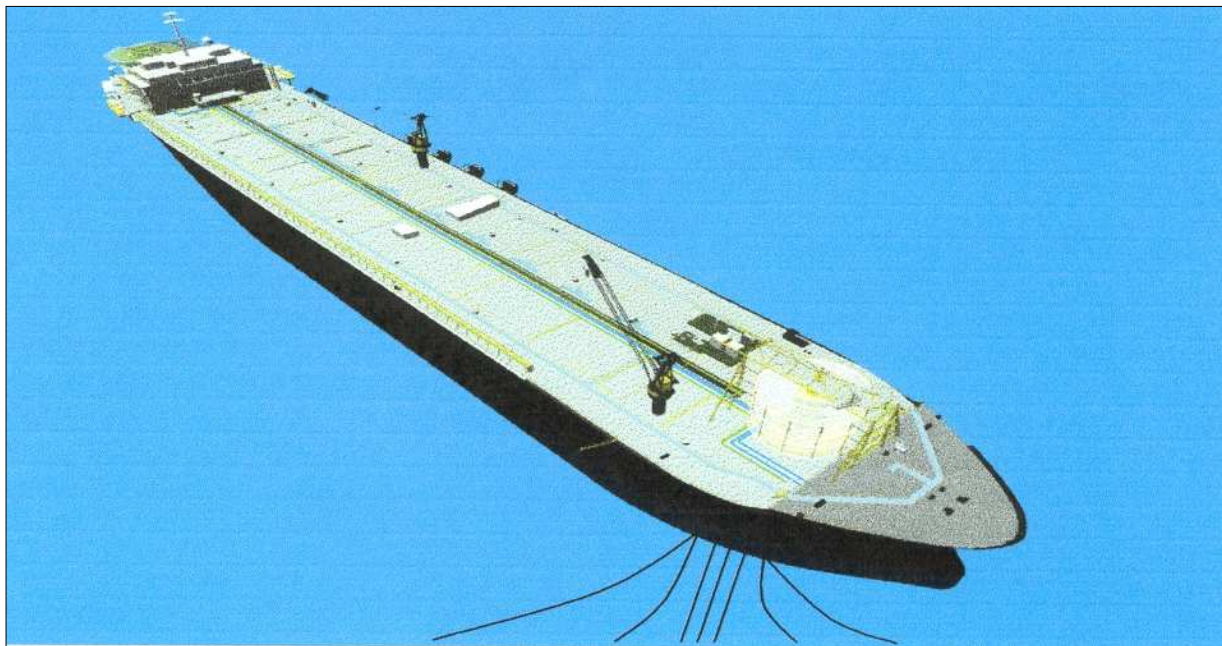


Figura 8: Foto da maquete da P-38.

O sistema de ancoragem da P-38, em lâmina d'água de 1020 metros, será através de um sistema denominado “*turret*”, que é composto de oito âncoras, que lançadas no solo marinho constituem os pontos fixos do sistema, e oito linhas de ancoragem compostas de amarras metálicas e cabos de poliéster, que ligam as âncoras à embarcação. Possui ainda uma estrutura metálica, denominada “*turret*”, instalada na proa da embarcação e ligada a esta por mancais e em cuja extremidade inferior são presas às linhas de ancoragem.

Desse modo, o “*turret*” se encontra fixo para movimentos de rotação preso pelas linhas de ancoragem, enquanto que a embarcação gira em seu entorno, alinhando-se com a resultante das componentes correntes marítimas e ventos. A P-38 não é dotada de propulsão e os navios aliviadores ficarão ancorados “*in tandem*” para as operações de transferência de petróleo.

A Tabela 6 a seguir apresenta de forma resumida as principais características da P-38.

Tabela 6: Características da P-38.

Comprimento total	338,1 metros
Boca moldada	51,8 metros
Pontal moldado do projeto	26,7 metros
Porte bruto	261.785 toneladas
Calado máximo de verão	20,9 metros
Porto de registro	Panamá
Sistema de ancoragem	Turret

Para a conversão das duas unidades foi contratada em 19 de agosto de 1997 a empresa Mitsubishi Corporation do Brasil S/A, tendo como coordenadora do empreendimento a empresa Marítima Petróleo e Engenharia Ltda, além da IESA (Internacional Engenharia S/A) como responsável pelo processo e instalação de facilidades. A parte de engenharia naval do projeto foi contratada a empresa PROJEMAR. Os valores dos contratos dos equipamentos foram de US\$ 151.173.789,41, para a P-38 e US\$ 332.397.932,18 para a P-40.

Principais Equipamentos da P-38

- Turret da Blue-water
- Geradores principais da Wartsila
- VAC colocado com a ABB
- Ecos /pacote elétrico colocado com o consórcio AC/GE/ORTENG
- Compressores de serviço colocado com a Ingersoll Rand
- Bombas principais Sulzer

COMO SERÁ O ESCOAMENTO E ESTOCAGEM DO ÓLEO E GÁS PRODUZIDOS?

Em linhas gerais, o sistema de escoamento do óleo produzido na P-40, se dará via navio tanque (FSO), representado pela P-38, em cujo local acorrerão navios petroleiros, que após a transferência do produto, o encaminharão para terminais de recebimento em terra.

A retirada de petróleo da P-38 ocorrerá periodicamente para navios aliviadores, que ficarão atracados pela popa da P-38, a 150 metros de distância, em processo denominado “*in-tandem*”. A transferência do produto entre as duas embarcações será realizada através de mangote flexível de 20 polegadas de diâmetro com 250 metros de comprimento.

Este mangote é dotado, nas duas extremidades, de válvulas automáticas que somente podem ser abertas depois de devidamente conectadas a seus respectivos flanges fixos, existentes nas duas embarcações, não permitindo vazamentos por ocasião das conexões e desconexões.

Após a conclusão da operação de transferência, o mangote será recolhido e colocado em esteira apropriada no convés da embarcação (P-38) até a próxima operação de transferência. Nestas operações o bombeamento é realizado por duas bombas centrífugas, ficando uma terceira de reserva, cuja vazão individual atinge 3.125 m³/h.

O escoamento do petróleo produzido entre a P-40 e a P-38, que apresenta 23,4° API, será realizado por duas linhas submarinas de 10 polegadas de diâmetro, oriundas da P-40 e ancoradas na base do “*turret*” em P-38. A passagem da parte fixa do “*turret*” para a embarcação é feita por duas conexões rotativas seladas denominadas “*swivel*”, que permitem a ligação com a tubulação de carregamento dos tanques de armazenamento.

Nas operações de limpeza das linhas submarinas é usado um “*pig*” de limpeza que é lançado na P-40, passa por toda a linha submarina, sendo recebido na P-38 pelo receptor de “*pig*”.

A estocagem de petróleo na P-38 será realizada em doze tanques da embarcação, sendo quatro tanques centrais e quatro em cada bordo, que juntos perfazem uma capacidade total de 286.200 m³. O espaço vazio de cada tanque de estocagem será permanentemente preenchido por gás inerte, de forma a assegurar a inexistência de atmosfera explosiva.

O escoamento do gás natural produzido na P-40 se realizará através de gasoduto, com 23 km de extensão e 12” de diâmetro, interligando a P-40 até a plataforma de PNA-1, no campo de Namorado, de onde seguirá para terra através de gasoduto já existente.

COMO SERÁ O SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO DESTAS UNIDADES?

A refrigeração de todos os equipamentos da embarcação (P-38), exceto dos equipamentos de emergência, será realizado por dois circuitos de água. O primeiro consiste num circuito aberto, em que a água captada no mar será bombeada para permutadores de calor do tipo placas, que irão refrigerar o segundo circuito, retornando ao mar com temperatura inferior a 40°C.

O segundo circuito é fechado, usando água doce, e terá como função retirar calor dos equipamentos e o transferir para o circuito aberto através dos permutadores de placa. A duplicidade de circuitos conferirá ao sistema a garantia de preservação da qualidade da água do mar, considerando o parâmetro temperatura inferior a 40° C.

O Sistema de Água de Resfriamento Industrial na P-40 também será composto de um sistema fechado de água doce industrial e de um sistema aberto de água do mar, destinado a resfriar o gás comprimido nos moto e turbo-compressores, o TEG, o ar comprimido e as unidades de ventilação e de ar condicionado (VAC).

A água do mar será captada nos submarinos, a uma vazão de 9.942 m³/h e a uma profundidade de cerca de 20 metros, sendo bombeada até os permutadores água-água (P-512401 A/B/C/D) aonde promoverá o resfriamento da água de resfriamento industrial, sendo uma parte, 1.458 m³/h no pico, utilizada para injeção de água na formação e o restante descartado para o mar, a uma temperatura de no máximo 38 °C. O circuito de água industrial, água doce, será bombeado para os usuários acima citados, para promover o resfriamento pertinente.

Este tipo de projeto evita qualquer eventual contato da água do mar com hidrocarbonetos, evitando assim a possibilidade de contaminação da mesma, no caso de um eventual furo em algum permutador.

E O SISTEMA DE LASTRO?

Quando da transferência de petróleo da P-38 para os navios aliviadores, tanques de armazenamento serão esvaziados, reduzindo o calado da embarcação. Para a manutenção da estabilidade necessária a embarcação, as bombas de lastro são acionadas, captando água do mar e estocando-a nos tanques de lastro.

Com o contínuo recebimento de petróleo, esse lastro com água se tornará desnecessário, efetuando-se a operação inversa, quando será bombeada a água dos tanques de lastro para o mar. Este sistema de lastro é exclusivo, não havendo contaminação da água armazenada nestes tanques.

Na P-40 o sistema de lastro consiste de 30 tanques com 6 bombas, sendo 4 delas com capacidade para 470 m³/h e 2 com capacidade de 235 m³/h, operando somente com água salgada, em tanques exclusivos, não havendo risco de contaminação desta água captada no mar.

E QUANTO AO SISTEMA DE MANUTENÇÃO?

A manutenção de equipamentos do porte das unidades P-38 e P-40, ou de parte deles, deverá estar sempre ocorrendo e envolve uma grande diversidade de atividades. A seguir são descritas as principais atividades de manutenção nestas unidades.

Os tanques de armazenamento de petróleo da P-38 serão periodicamente inspecionados, necessitando para isso realizar a lavagem dos mesmos com água. Nessa lavagem utiliza-se água do mar, que ao final da operação é direcionada para os tanques de água oleosa. Em seguida esta água recebe tratamento nos filtros e hidrociclones, antes do lançamento de volta ao mar.

Periodicamente, também são realizadas manutenção e limpeza das linhas de transferências submarinas, onde é usado um “pig” de limpeza que é lançado a partir da P-40, passa por toda a linha submarina, sendo recebido na P-38 pelo recebedor de “pig”. O material retirado da limpeza dessas linhas é incorporado ao óleo dos tanques.

Será periodicamente passado “PIG” instrumentado para avaliar espessura das linhas.

Com relação à estrutura metálica emersa da plataforma, existirá uma manutenção permanente, através de pintura com tintas anticorrosivas. Com relação à parte submersa, faz-se apenas uma pintura inicial com tinta anticorrosiva, e posteriormente um monitoramento da estrutura metálica, sem necessidade de retirar as espécies incrustantes que certamente se fixarão à plataforma.

A limpeza de filtros dos equipamentos será realizada em bandejas, sendo a drenagem oleosa encaminhada para o “slop”.

COMO SERÁ O SISTEMA DE SEGURANÇA E CONTROLE?

O sistema de segurança e controle é baseado em uma filosofia de segurança no controle do processo de produção, o qual é dividido em diversos módulos, interligados entre si por tubulações e cabos elétricos, por onde circulam os diversos tipos de fluidos, energia elétrica e sinais eletrônicos de instrumentação.

Cada módulo contém uma parte da planta de processo e alguns módulos requerem um sistema de controle e segurança local, dependendo da quantidade de sinais que entram e saem do módulo para a Sala de Controle Central. Este sistema de controle e segurança local fica localizado em Painéis de Controle de Campo, interligados com a Sala de Controle Central por cabos de dados.

Os painéis de controle de campo e da Sala de Controle Central, chamados de CLP's (Controladores Lógicos Programáveis), recebem os sinais dos instrumentos de campo e enviam sinais para que as ações de controle sejam executadas, de acordo com a lógica de controle e segurança. Os CLP's existem sempre em redundância, mantendo um alto nível de confiabilidade dos sistemas de controle automáticos.

Estações de computadores fazem a interface entre operadores e sistemas de monitoramento e controle. Estas estações estão localizadas na Sala de Controle Central, na Sala de Controle do *Turret* e na Sala de Controle de Máquinas da embarcação.

Os instrumentos de campo são categorizados como de controle de processo, controle do *turret*, controle da embarcação e segurança.

Os instrumentos de controle de processo de P-40 e P-38 realizam as atividades abaixo listadas:

- Monitoramento e controle de emergências;
- Monitoramento e controle do sistema de separação e aquecimento dos fluidos produzidos (óleo, gás e água);
- Controle dos compressores de gás;
- Controle da planta de desidratação de gás;
- Controle do tratamento de água produzida;
- Controle da planta de injeção de água;
- Controle do sistema de queimadores de gás (*Flare*);
- Controle dos sistemas de utilidades (ar comprimido para instrumentação, fluido hidráulico par controle dos equipamentos submarinos, sistemas de água de aquecimento e água de refrigeração);
- Monitoramento e parada dos turbo geradores e;
- Monitoramento e controle dos sistemas da embarcação e do *turret*, através do sistema de controle do processo.

Além das atividades acima listadas, os instrumentos de controle da P-38 realizam ainda:

- Monitoramento e controle dos tanques de carga (óleo produzido);
- Monitoramento e controle dos movimentos do navio e sistema de lastro;
- Controle e parada do sistema de *off loading* (escoamento para navio aliviador) e;
- Segurança e controle das caldeiras.

A P-38 possui ainda instrumentos de controle do *turret* que realizam:

- Monitoramento e controle dos equipamentos submarinos;
- Monitoramento e controle das válvulas de segurança, das linhas de chegada dos poços, das linhas de gás para os poços, linhas de importação de óleo e exportação de gás.

Com relação à segurança, a P-40 e P-38 possuem instrumentos que realizam as seguintes atividades:

- ESD (*Emergence Shut Down*) – parada imediata após detecção da emergência;
- Detecção de fogo e gás;
- Sistema de proteção contra elevação de pressão (HIPPS) e;
- Sistema de alarme e auto-falantes para alertar e transmitir instruções em casos de emergência.

Quanto às paradas de emergência (SD), são definidos quatro níveis distintos para as mesmas, conforme indicado a seguir:

- SD1 – parada de sistema da planta por desestabilização do processo;
- SD2 – parada da planta de processo, automática ou por acionamento manual, sem despressurização;
- SD3 – parada da planta de processo, automática ou por acionamento manual, com despressurização;
- SD4 – Iniciado manualmente, somente após o acionamento do SD3, em casos extremos de explosão severa ou fogo descontrolado. O SD4 desenergiza os sistemas, exceto os seguintes:

Além dos quatro níveis citados o sistema de emergência é dotado ainda dos seguintes sistemas:

- Sistemas de segurança
- Sistema de distribuição de energia para os sistemas de emergência
- Equipamentos de controle e os equipamentos de rádio e telecomunicações

Para aumentar o controle de segurança e buscando evitar, ao máximo, o acionamento das medidas emergências de combate a poluição de óleo no mar, o empreendimento é dotado de Estações Centrais de Operação e Supervisão (ECOS), de onde se controla e supervisiona toda a Unidade. Estas estações são dotadas de pontos de controle, Controladores Lógicos Programáveis (CLP's), montados com configuração redundante, e estações gráficas (para registro), possibilitando parar, imediatamente, toda a operação da Unidade, acionando todas as válvulas ESDV (*Emergency Shut Down Valve* - válvula automática de parada de emergência) e do *Manifold* (conjunto de válvulas, que permite a execução de manobras nos fluxos de óleo e gás) e, conseqüentemente, bloqueando o fluxo de óleo produzido.

Tanto na planta de processo, no *turret* e nas instalações submarinas, existem válvulas de segurança automáticas, acionadas por fluido hidráulico (válvulas submarinas) ou por ar comprimido de instrumentação (válvula da planta e do *turret*)

Na ocorrência de uma parada de emergência, algumas destas válvulas são acionadas, de acordo com a lógica de controle. Estas válvulas são “*fail safe*”, o que significa que em caso de falta do fluido de acionamento, por qualquer razão (rompimento de linha, falha de sistema, etc), a válvula vai para a posição mais segura, seja fechada ou aberta, de acordo com a lógica de processo. Por exemplo: válvulas de chegada de óleo dos poços no *turret* irão para a posição fechada. Já as válvulas de segurança de sistema de gás irão para posição aberta visando à imediata depressurização do processo para a tocha (*flare*).

Na planta de processo existem aproximadamente 40 válvulas automáticas de segurança, do tipo “*on-off*” (totalmente aberta ou totalmente fechada). Não estão incluídas aí as válvulas de controle de fluxo.

Já no *turret*, são aproximadamente 20 válvulas de segurança relacionadas ao recebimento de óleo dos poços e linhas coletoras, e 12 das linhas de gás para os poços (elevação artificial do óleo) ou para exportação. Para cada poço há um conjunto de válvulas de segurança na ANM (Arvore de Natal Molhada). Normalmente são 7 válvulas que dão acesso à coluna de produção ou ao anular dos poços. Elas também atuam como válvulas de segurança e são utilizadas para fazer os alinhamentos operacionais de produção e manutenção do poço e das linhas submarinas.

O controle de vazamentos das linhas que chegam ou saem das Unidades (produção, injeção de gás para gás *lift* nos poços, exportação de gás e *off loading*) é feito por sensores de pressão que, por lógica de controle, acionam as válvulas de segurança das respectivas linhas. Caso ocorra pressão baixa numa linha, de acordo com o nível de pressão de trabalho da linha, o sensor irá atuar, desencadeando o fechamento da válvula da linha respectiva. Este acionamento também pode ser manual, caso seja identificada alguma anormalidade que necessite esta ação.

Já na planta de processo e no *turret*, qualquer vazamento de óleo, gás ou produto químico perigoso, será detectado por sensores locais (por exemplo, sensores de gás – relacionados aos vazamentos de óleo ou gás), ou sensores do processo, em geral pressostatos (sensores de pressão nas linhas) que desencadearão ações de fechamento de válvulas de acordo com a lógica de segurança do processo.

QUAL A INFRA-ESTRUTURA DE APOIO E ATIVIDADES ASSOCIADAS A ESTE EMPREENDIMENTO?

As duas unidades que compõe o módulo 1 a ser implantado no campo de Marlim Sul, P-40 e P-38, possuem uma série de equipamentos que representam a infra-estrutura necessária ao desenvolvimento das atividades previstas para ambas, além de outras atividades associadas as mesmas, que também contribuem para que se obtenha o desenvolvimento previsto.

Deve ser ressaltado que neste caso, existe uma intensa relação de dependência da P-38 em relação a P-40, esta última fornecedora para a primeira de grande parte da estrutura necessária a sua operação, conforme poderá ser verificado nos diversos tópicos deste item.

FONTES DE ENERGIA

Toda a energia ser utilizada na Plataforma P-40 será proveniente de geração própria, uma vez que a unidade possuirá uma diversidade de equipamentos exclusivos para esta finalidade. O sistema de energia será composto de geração principal movida a gás natural/diesel e geração de emergência movida a óleo diesel, dotadas de equipamentos exclusivos a cada sistema.

Além dos equipamentos de geração, a unidade possuirá ainda transformadores cuja função é reduzir a tensão gerada de 13.8 KVolts para a tensão indicada em cada local da plataforma.

A geração de energia para acionamento de todos os sistemas, tanto na P-40 como na P-38, é feita por turbo geradores na P-40 e transferida para a P-38 por cabo elétrico. Na P-38 existem motores de combustão interna de ciclo diesel para serem utilizados até o início do fornecimento de energia pela P-40 via cabo elétrico.

PRINCIPAIS INSUMOS E MATÉRIAS-PRIMAS

Os principais insumos utilizados nas duas unidades, P-40 e P-38, referem-se ao óleo diesel e gás natural, utilizados inclusive como matéria prima na geração de energia e no funcionamento de motores. Além destes, podem ser destacados a energia, a água (potável e industrial), a alimentação para a tripulação embarcada e os produtos químicos utilizados no processo.

A seguir encontra-se detalhado cada um destes insumos, e para alguns se apresenta ainda uma avaliação das propriedades físico-químicas, das toxicidades em relação ao homem e das classes de risco destas substâncias, que são estocadas, manuseadas e transportadas nas duas unidades.

Água

A plataforma possuirá um dessalinizador instalado, com capacidade de produzir até 40 toneladas de água por dia, o que será suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade, não demandando a importação de água do continente, via rebocadores.

Alimentos

Todos os alimentos consumidos a bordo da Plataforma P-40 e do Navio P-38 serão originários do continente, sendo transportados semanalmente a partir da cidade de Macaé, por rebocadores que partem do porto da empresa nesta cidade.

Óleo Diesel

Da mesma forma que os alimentos, todo o diesel consumido nos equipamentos da unidade será proveniente do continente, sendo também transportado pelos rebocadores que atenderão à plataforma e ao navio. O óleo será transferido da tancagem existente no Píer de Imbetiba para o tanque dos rebocadores, que levarão o produto até as unidades, sendo então bombeado para os tanques das mesmas, utilizando mangotes flexíveis na transferência.

Gás Natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, encontrada em formações porosas do subsolo, freqüentemente associada ao petróleo bruto. O principal componente do gás natural é o metano (CH_4), tendo como componentes secundários outros hidrocarbonetos mais pesados como o etano (C_2H_6), o propano (C_3H_8) e os butanos (n C_4H_{10} e i. C_4H_{10}) que podem ser separados, vindo a formar o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Não existirá efetivamente a estocagem de gás natural a bordo das unidades, mas apenas o sistema de gás combustível ficará permanentemente pressurizado, sendo o débito de massa do consumo imediatamente repostado.

Querosene

O querosene é uma mistura de hidrocarbonetos alifáticos, olefínicos e aromáticos. Os principais componentes do querosene são alcanos com 10 a 16 átomos de carbono. É um líquido não viscoso, com odor característico e cor variando de amarelo pálido a transparente. Este produto será usado como solvente, não sendo necessária a sua utilização contínua.

Produtos Químicos

Alguns produtos não demandam um uso contínuo na plataforma, e referem-se principalmente a produtos inibidores de corrosão, utilizados tanto na plataforma como nos tubos da coluna de produção. Existem ainda aqueles produtos utilizados diretamente no reservatório, durante as operações de intervenção nos poços produtores representados principalmente por sequestrantes de oxigênio, desemulsificantes e surfactantes, conforme apresentado a seguir:

- **Álcool Etilico (Etanol):** O etanol é um líquido incolor, volátil, com odor característico. É solúvel em água, álcool e outros solventes como éter etílico, clorofórmico e acetona.
- **Óleo de Silicone (Anti-Espumante):** É um líquido incolor, inodoro e de alta viscosidade, utilizado como anti-espumante, sendo conhecido quimicamente como di-metil polisiloxano.
- **Inibidor de Corrosão:** São utilizados produtos a base de morfolina e aminas, dissolvidos em uma fração de hidrocarbonetos aromáticos. De cor âmbar, límpido e insolúvel na água.
- **Trietilnoglicol (TEG):** O TEG é um líquido viscoso de aspecto límpido, odor suave, usado na desidratação do gás produzido.
- **Desemulsificante:** É uma mistura de polieteres de alto peso molecular, solubilidade em solvente orgânico, especificamente desenvolvida para quebrar emulsões de água em óleo. É um líquido incolor âmbar translúcido, de odor alcoólico, de cor amarelo castanho.
- **Sequestrante de Oxigênio:** É um líquido translúcido, cor amarelada, de forte odor característico de Amônia, sendo conhecido quimicamente como Bissulfito de Amônia.

MEIOS DE ACESSO

Os acessos possíveis às unidades P-40 e P-38 e que serão normalmente utilizados a partir da cidade de Macaé são o marítimo e o aéreo.

O acesso marítimo se faz a partir do porto da empresa em Macaé, através de embarcações tipo rebocadores, com a finalidade de transportar diversos tipos de equipamentos e materiais de consumo, como alimentos e diesel, podendo ainda, quando necessário, executar também o transporte de pessoal para a plataforma ou para a embarcação, ou ainda destas para o continente.

Na P-38 encontram-se três guindastes eletro-hidráulicos, um em cada bordo e outro a ré, para movimentação de cargas e pessoal transportados pelas embarcações de apoio. Para movimentações internas, além dos guindastes citados, haverá um trolei diesel-hidráulico sobre trilhos ao longo da embarcação.

Na P-40 haverá 2 guindastes eletro-hidráulicos, com comprimento de lança de 56m e capacidade de 15 toneladas, um em cada bordo, para movimentação de cargas e pessoal transportados pelas embarcações de apoio

O acesso aéreo as duas unidades se fará a partir do Aeroporto da cidade de Macaé ou do heliponto operado pela PETROBRAS na localidade de Farol de São Tomé, a norte de Macaé e mais próximo da área onde as unidades se encontram ancoradas. Este acesso aéreo se dará por meio de helicópteros de empresa contratada exclusivamente para este tipo de serviço, e terá a finalidade de transportar principalmente pessoal a serviço nas unidades, podendo ainda levar algum equipamento de pequeno porte. As duas unidades, plataforma P-40 e FSO P-38, possuirão helipontos capacitados a receberem estes helicópteros, que deverão ser necessariamente vistoriados e homologados pelo Ministério da Aeronáutica antes de iniciar sua operação.

ÁREAS DE APOIO EM TERRA

Com relação às áreas de apoio em terra, a PETROBRAS se utiliza de uma infra-estrutura portuária na cidade de Macaé, de onde partirão os equipamentos e produtos a serem utilizados ou consumidos na Plataforma P-40 e FSO P-38. Da mesma forma, esta estrutura em terra receberá os equipamentos não mais utilizados nas unidades ou danificados, que serão encaminhados as áreas destinadas ao parque de tubos e de sucata metálica localizadas no interior da Gerência de Exploração e Produção da Bacia de Campos (E&P/BC), próximas ao porto operado pela empresa.

Merece destaque ainda toda a parte gerencial, técnica e administrativa que acompanha as atividades desenvolvidas nas diversas unidades existentes na Bacia de Campos, semelhantes a estas propostas para serem instaladas no campo Marlim Sul, que se encontra sediada na Gerência de Exploração e Produção da Bacia de Campos (E&P/BC), em Macaé.

Outra infra-estrutura a ser utilizada pela empresa, como apoio às atividades nas duas unidades, é o Aeroporto de Macaé e o Heliponto de Farol de São Tomé, de onde provavelmente partirão e chegarão os helicópteros das empresas Líder Taxi Aéreo e Aeróleo que realizarão o transporte de pessoal até as unidades.

Uma quarta área que merece ser destacada como área de suporte ao empreendimento, mesmo que de forma indireta, refere-se ao aterro municipal de Macaé, local para onde atualmente são encaminhados alguns dos resíduos gerados nas plataformas da Bacia de Campos, e que também receberão os resíduos a serem gerados nestas duas novas unidades.

QUAL MÃO-DE-OBRA NECESSÁRIA PARA OPERAÇÃO DESTA EMPREENDIMENTO?

Na Embarcação P-38 a equipe permanentemente embarcada, que corresponde a duas turmas de trabalho, será composta por um contingente médio de 37 pessoas, sendo 16 empregados da empresa e 21 funcionários de empresas contratadas. Vale ressaltar que, como a empresa trabalha em regime de turnos de equipes embarcadas, sendo 5 equipes que se revezam, e que o contingente informado refere-se a duas turmas, somente da PETROBRAS deverá haver 40 funcionários envolvidos com a operação da P-38.

A equipe da empresa será composta por chefe de plataforma, supervisor, oficial de náutica, supridor de materiais e operadores mantenedores. A equipe contratada será composta de pessoal de operação de serviços auxiliares como movimentação de cargas, operação de telecomunicação, enfermagem, hotelaria e outros serviços gerais.

Na Embarcação P-40 a equipe permanentemente embarcada, também correspondente a duas turmas de trabalho, será composta por um contingente médio de 55 pessoas, sendo 34 empregados da empresa e 21 funcionários de empresas contratadas. Também vale ressaltar que, como a empresa trabalha em regime de turnos de equipes embarcadas, sendo 5 equipes que se revezam, somente da PETROBRAS deverá haver 85 funcionários envolvidos com a operação da P-40.

A equipe da empresa será composta por chefe de plataforma, supervisor, supridor de materiais e operadores mantenedores. A equipe contratada será composta de pessoal de operação de serviços auxiliares como movimentação de cargas, operação de telecomunicação, enfermagem, hotelaria e outros serviços gerais.

As Tabelas 7 e 8 a seguir, ilustram o quantitativo total de mão de obra vinculado às atividades das unidades P-38 e P-40.

Tabela 7: Total de funcionários vinculados a operação da P-38

Total de Funcionários da Petrobras na P-38	Total de Funcionários Contratados na P-38
40	53

Fonte: E&P-BC

Tabela 8: Total de funcionários na P-40

Total de Funcionários da Petrobras na P-40	Total de Funcionários Contratados na P-40
85	53

Fonte: E&P-BC

1.3 – CONTROLE AMBIENTAL

COMO SERÁ FEITO O CONTROLE DOS EFLUENTES LÍQUIDOS OLEOSOS?

A P-38 e P-40 são dotadas de sistemas que visam impedir contaminação ou agressão ao meio ambiente pelo descarte de efluentes contaminados com óleos e graxas, tais como hidrociclones, flotor, *slop vessel*, *caisson* e sistemas de drenos direcionados a esses separadores, sendo os efluentes oriundos do processo monitorados antes de serem descartados, garantindo assim o teor máximo de 20 ppm de óleos e graxas.

Neste tipo de empreendimento, os efluentes com potencial de contaminação por óleos e graxas são advindos da água salgada que é normalmente produzida junto com o petróleo e deve ser removida por duas razões fundamentais:

- enquadrar o petróleo dentro dos padrões técnicos requerido nas refinarias para que possa ser feito o seu processamento e;
- economizar energia no bombeio do petróleo para os terminais, já que a remoção da água diminui o volume a ser bombeado.

É interessante ressaltar que a vazão de geração de água de produção evolui ao longo do tempo, conforme pode ser observado na Figura 5 apresentada anteriormente no presente documento. Nos primeiros 3 anos o descarte de água de produção é insignificante, começando a aumentar a partir do 4º ano de produção, vindo a ultrapassar a faixa de 1.000 m³/dia somente a partir de 2006. Prevê-se que o pico do descarte de água de produção ocorrerá em 2022 quando está prevista a geração de 13.850 m³/dia.

Na PETROBRAS 40 a água produzida será removida do petróleo em dois estágios: o primeiro, no Vaso Separador de primeiro estágio (SG-122301 A/B) e o segundo estágio no Vaso Desidratador de Petróleo (TO-122301 A/B). Neste último vaso, a água será removida até remanescente de 0,5% de água no óleo.

A água separada por cada vaso separador de primeiro estágio será conduzida para uma bateria de hidrociclones (CI-533601 A/B) com capacidade total de 10.100 m³/d. Esta bateria é composta por 7 conjuntos de hidrociclones por trem com as seguintes quantidades de liners: 3, 7, 14, 24, 35, 38 e 45. A depender do volume de água a ser tratada esses hidrociclones serão alinhados simultaneamente.

A água separada pelo separador de teste será conduzida para o hidrociclone CI-533602, com capacidade total de 4100 m³/d, sendo composto por uma bateria de hidrociclones de 3, 5, 10, 14, 17 e 21 liners.

A água separada pelas dessalgadoras serão conduzidas para os hidrociclones CI-533603 A/B, com capacidade total de 3200 m³/d, onde estes equipamentos removerão a maior parcela de óleo existente na água, sendo composto por um conjunto de 5 hidrociclones para cada trem com as seguintes quantidades de liners: 3, 5, 10, 14 e 21.

Os hidrociclones são equipamentos estáticos, compostos por vários liners, que pela própria força centrífuga do fluido entrando em sua voluta ocorrerá a separação dos fluidos. Como ao se encaminhar para a saída do liner o fluido encontra uma redução de volume, o fluido de menor densidade, que no caso é o óleo, é obrigado a retornar pelo centro do liner. O óleo separado nos hidrociclones é encaminhado para os *Slop Vessel* V-533602 A/B com capacidade de 30 m³ cada um. Estes equipamentos trabalham a pressão atmosférica. As bombas B-533601 A/B bombeiam este óleo para a entrada dos separadores de primeiro estágio.

A água será encaminhada para o vaso flutuador por gás induzido (FL-533601), onde o óleo remanescente será removido até que fique, no máximo, 20 ppm de óleo na água.

Este equipamento é composto por um vaso separador vertical, um edutor (EJ-533606, duas bombas de recirculação (B-533606 A/B) e três bombas de água produzida (B-533605 A/B/C). Na parte superior do flutuador existe uma alimentação com gás combustível. Com as bombas de recirculação operando o edutor suga este gás e mistura-o a água que está sendo bombeada. No interior do flutuador existe um “dispenser” responsável por promover a flotação através das micro-bolhas de gás. Com isso ocorrerá a separação do óleo presente na água.

Por controle de nível, este óleo é coletado em uma câmara e enviado para os *Slop Vessel*, que por sua vez bombeará este óleo novamente para entrada dos separadores de primeiro estágio. A água excedente é bombeada pelas bombas de água produzida. A água será então resfriada em contra corrente com o óleo frio que chega na plataforma, a uma temperatura inferior a 40 °C e descartada para o mar.

Quanto às demais águas servidas que serão geradas nas duas unidades P-40 e P-38, correspondentes às águas de lavagem da planta industrial, da área de armazenamento de insumos combustíveis e do setor de lavagem de peças e equipamentos, associadas ainda às águas pluviais que incidem sobre estas áreas e carregam resíduos oleosos, serão coletadas por drenos e sistemas de bandejamento, projetados para as duas unidades e, posteriormente estocadas em tanques para água oleosa, sendo em seguida tratadas no sistema de filtros e hidrociclones existente na P-40 e na P-38, para em seguida serem descartadas no mar. Da mesma forma, toda a água utilizada na lavagem dos tanques de petróleo receberá o mesmo tratamento antes do descarte final.

Tanto o teor de óleo e graxas presente na água, quanto a temperatura, serão monitorados continuamente na Sala de Controle da Plataforma, por instrumentos instalados em linha. Antes que atinjam os valores máximos acima citados, estes instrumentos dispararão alarmes na Sala de Controle, para que as ações sejam tomadas a tempo. No caso de se atingir um dos valores limite estabelecido acima, será efetuado o fechamento da válvula na linha de descarte, interrompendo o lançamento, e redirecionando o fluxo para um novo tratamento. Estes parâmetros serão registrados e informados diariamente à base e comporão parte da base de dados da Plataforma.

E COM RELAÇÃO AOS EFLUENTES SANITÁRIOS?

A P-38 possuirá capacidade para alojar 80 pessoas a bordo, devendo, no entanto, manter em operação normal uma lotação inferior a 40 pessoas, distribuídas em alojamentos individuais, duplos ou quádruplos, todos com banheiro, contendo chuveiro, vaso sanitário e pia. Os efluentes sanitários gerados na P-38, juntamente com os efluentes de cozinha, serão coletados em tanque específico e tratados em unidade de tratamento por oxidação, sendo posteriormente descartados no mar.

Quanto aos efluentes sanitários da P-40, onde se prevê uma população embarcada de 55 pessoas, apesar da sua capacidade de alojar até 100 pessoas, também serão coletados em tanque específico, tratados em unidade de tratamento por oxidação e descartados para o mar a uma profundidade de 20 m. Os restos de comida, tratando-se de matéria orgânica putrefaciente, serão triturados em partes menores de 25mm e lançados ao mar.

Quanto aos volumes diários a serem gerados, considerou-se para o cálculo a população embarcada nas duas unidades, de 37 e 55 pessoas, respectivamente para a P-38 e P-40, e uma taxa de geração de esgoto de 200 l/pessoa/dia. Desta forma os volumes esperados são de 7,4 m³/dia para a P-38 e 11m³/dia para a P-40.

SERÃO GERADAS EMISSÕES PARA A ATMOSFERA?

Durante a operação do empreendimento através das unidades P-40 e P-38 encontram-se previstas emissões gasosas a partir de fontes diversas, conforme especificado a seguir.

Emissões do Sistema de Gás Inerte - Este sistema gera gases para inertização dos tanques de armazenamento de petróleo, sendo obtido através da queima de combustível (gás natural ou óleo diesel) com ar, produzindo principalmente dióxido de carbono e água, sendo esta última condensada. Desta forma, o gás liberado consiste basicamente de CO₂, sendo liberado para a atmosfera a medida que se dá o enchimento dos tanques com petróleo. O volume máximo a ser liberado é da ordem de 24.000N m³/dia.

Emissões de Descarga de Motores de Combustão Interna - Serão emitidos gases provenientes do funcionamento dos motores de combustão interna, que utilizarão como combustível óleo diesel e gás combustível. As emissões resultantes destes equipamentos serão decorrentes da combinação da utilização, em plena carga de 95% de gás natural e 5% de óleo diesel, e de aproximadamente 90% de gás natural e 10% de diesel em 70% do tempo de operação dos equipamentos. As emissões características para estes tipos de mistura são CO₂, NO_x, CO, hidrocarbonetos parcialmente oxidados, traços de SO₂ e alguns carbonilados minoritários como aldeídos e cetonas.

Emissão do Sistema de Gás Combustível - O sistema de gás combustível poderá liberar gás natural em reduzidos volumes, por ocasião de despressurizações em emergências ou mesmo para manutenção. A liberação em operação normal para purga do sistema pode ser considerada irrelevante. Quanto à qualidade, estas emissões se caracterizam por serem hidrocarbonetos, cujo componente principal é o metano.

Emissão do Sistema de Queima no Flare - O gás produzido pela P-40 será em grande parte comprimido e escoado, enquanto outra parte será consumida internamente, através de gás "lift" e de gás combustível. Em operação normal é apenas mantida uma vazão de 720 Nm³/d, para manter os pilotos do flare acesos, e em caso de parada da planta de processo, o gás existente nas linhas será despressurizado para ser queimado na tocha do flare, consistindo este procedimento em segurança do processo. Basicamente CO₂ e NO₂ serão emitidos pelo sistema de chamas piloto devido às características de queima completa e com excesso de ar.

E COM RELAÇÃO À GERAÇÃO DE RESÍDUOS SÓLIDOS?

O E&P/BC possui um Plano de Gerenciamento para os resíduos gerados nas plataformas que operam em sua jurisdição, onde se encontram descritos todos os procedimentos e orientações a serem adotados para a classificação, coleta, armazenamento temporário, disposição final, quantificação, registro e desembarque dos resíduos para o Porto de Macaé. Este Plano de Gerenciamento de Resíduos do E&P/BC já foi encaminhado ao IBAMA quando do licenciamento de outras unidades sob responsabilidade do E&P/BC.

Tanto nas plataformas da região como no Porto de Macaé, é promovida a coleta seletiva de resíduos, sendo em seguida encaminhados para suas áreas de armazenamento temporário, já segregados e identificados, facilitando a disposição final, tratamento ou o encaminhamento para reciclagem.

Todo tipo de resíduo gerado nestas plataformas é desembarcado acompanhado de uma Ficha de Controle e Disposição de Resíduo (FCDR) preenchida em quatro vias, sendo duas encaminhadas para a Assessoria de Meio Ambiente da empresa, onde são arquivadas, uma é destinada ao porto e a última sendo retida na plataforma de origem.

O gerenciamento de resíduos nas plataformas atende, tanto o preconizado na Resolução CONAMA 06/88, como os princípios estabelecidos nas atuais NORMAM's, que substituíram a Portomarinst 32-02, especificamente a NORMAM 07, Capítulo 2, Seção III, que trata da poluição no mar.

Os resíduos que saem do porto de Macaé, para serem desalienados, reciclados por terceiros ou dispostos no aterro sanitário, também seguem acompanhados de uma Ficha de Registro de Transporte de Resíduos, onde além da caracterização e volume do resíduo consta o gerador, o transportador e o receptor do resíduo.

O aterro sanitário para onde são encaminhados uma parte dos resíduos gerados nas plataformas da Baía de Campos, encontra-se localizado no município de Macaé, tem sua administração sob responsabilidade da Prefeitura de Macaé, e possui Licença Ambiental do órgão estadual de controle ambiental (FEEMA).

Na Tabela 9 a seguir são apresentados os principais tipos de resíduos gerados nestas plataformas, bem como o tipo de armazenamento temporário aplicado aos mesmos e a sua destinação final. Para as unidades P-40 e P-38 prevê-se os mesmos tipos de resíduos a serem gerados, bem como as mesmas formas de armazenamento temporário e disposição final.

Tabela 9: Tipos de resíduos gerados nas plataformas da região do E&P/BC.

TIPO DE RESÍDUO	ARMAZENAMENTO INTERMEDIÁRIO	DESTINAÇÃO
1. Água oleosa da plataforma P-38	Tratada em <i>slop</i> , hidrociclones e filtros na plataforma	Descartada no mar
2. Água oleosa da plataforma P-40	Tratada em <i>slop</i> e caisson da plataforma	Descartada no mar
3. Água salgada de produção da P-40	Tratada em hidrociclone e flotor na plataforma	Descartada no mar
4. Baterias lítio-níquel	Armazenadas adequadamente no almoxarfado	Vendido para reciclagem
5. Bombonas plásticas de produtos químicos	Lavadas nas plataformas e enviadas para armazenamento em <i>big bags</i> no parque de tubos da empresa.	Vendido para reciclagem
6. Borras oleosas	Encaminhadas junto ao petróleo para o navio cisterna	Tratada por Coprocessamento em Cimenteira, Empresa Ambiental
7. Capacetes danificados	Coletados em saco plástico identificado nas plataformas e encaminhados ao Pier de serviços de Macaé	Alienadas em leilão da Petrobras
8. Cartuchos de impressora	Coletados em caixa de papelão identificada nas plataformas e desembarque para a sede da empresa	Alienadas em leilão da Petrobras
9. Copos plásticos	Armazenados em sacos plásticos identificados nas plataformas despachados em <i>big bags</i> para o Pier de serviços em Macaé	Encaminhadas para o aterro sanitário de Macaé
10. Cordas de sisal	Despachadas para o Pier de serviços em Macaé	Encaminhadas para o aterro sanitário de Macaé
11. Luvas de couro	Armazenadas em sacos plásticos identificados nas plataformas e despachados em <i>big bags</i> para o Pier de serviços em Macaé	Encaminhadas para o aterro sanitário de Macaé
12. Efluentes de lavanderia	-	Descartados no mar
13. Espumas de poliuretano	Armazenadas em sacos plásticos identificados nas plataformas e despachados em <i>big bags</i> para o Pier de serviços em Macaé	Alienadas em leilão da Petrobras.
14. Filtros de óleo	Ensacados e colocados em tambores nas plataformas de forma identificada como resíduo oleoso (perigoso) e desembarcado para o Pier de serviços de Macaé, onde se mantém estocados em tambores, cobertos por lona plástica	Encaminhados para incineração.
15. Lâmpadas fluorescentes	Dispostas temporariamente em caixas de papelão para desembarque no Pier de serviços de Macaé	Encaminhadas para a APLIQUIM em Campinas para recuperação do vapor de mercúrio
16. Lataria de cozinha	Lavadas nas plataformas e enviadas em <i>big bags</i> para armazenamento no pátio de sucatas da empresa	Alienadas em leilão da Petrobras
17. Lataria de graxa	Lavadas nas plataformas e enviadas em <i>big bags</i> para armazenamento no pátio de sucatas da empresa	Alienadas em leilão da Petrobras

Tabela 9: Tipos de resíduos gerados nas plataformas da região do E&P/BC. Continuação.

18. Lateria de tinta	Lavadas nas plataformas e enviadas em <i>big bags</i> para armazenamento no pátio de sucatas da empresa	Vendido para reciclagem
19. Lateria de solvente	Lavadas nas plataformas e enviadas em <i>big bags</i> para armazenamento no pátio de sucatas da empresa	Vendido para reciclagem
20. Lateria de óleo desingripante	Lavadas nas plataformas e enviadas em <i>big bags</i> para armazenamento no pátio de sucatas da empresa	Vendido para reciclagem
21. Resíduo hospitalar	Armazenados em caixas específicas na enfermaria das plataformas	Encaminhado para o aterro sanitário de Macaé para ser disposto em célula específica.
22. Resíduo orgânico de alimentação	Recolhidos em latões e trituradas em partículas com tamanho inferior a 25mm	Lançadas ao mar
23. Luvas e botas de PVC	Armazenadas em sacos plásticos identificados nas plataformas e despachados em <i>big bags</i> para o Pier de serviços em Macaé	Encaminhadas para o aterro sanitário de Macaé ou para incineração, quando contaminadas.
24. Óleo lubrificante usado	-	Reaproveitado no processo, sendo incorporado ao óleo
25. Papel e papelão não contaminados	Armazenados em sacos plásticos identificados nas plataformas e despachados em <i>big bags</i> para a sede da empresa	Doados a instituições que reciclam papel em Macaé
26. Papel e papelão contaminados com óleo	Entamborados nas plataformas, de forma identificada como resíduo oleoso (perigoso) e desembarcado para o Pier de serviços de Macaé, onde se mantém estocados em tambores, cobertos por lona plástica	Encaminhados para unidade de tratamento de resíduos oleosos (UTROC)
27. Resíduos de madeira	Armazenados e despachados em <i>big bags</i> para o Pier de serviços em Macaé	Vendido para reciclagem
28. Sucata de metais ferrosos	Enviadas para armazenamento no pátio de sucatas da empresa	Vendido para reciclagem (área de siderurgia)
29. Sucata de metais não ferrosos	Enviadas para armazenamento no pátio de sucatas da empresa	Vendido para reciclagem (área de siderurgia)
30. Sucata de alumínio	Enviadas para armazenamento no pátio de sucatas da empresa	Alienadas em leilão da Petrobras
31. Vidros	Armazenados em sacos plásticos identificados nas plataformas e despachados em <i>big bags</i> para o Pier de serviços em Macaé	Alienadas em leilão da Petrobras

Da mesma forma que as demais plataformas instaladas na região da Bacia de Campos, os resíduos a serem gerados nas unidades P-38 e P-40 terão um local específico para seu armazenamento temporário na plataforma.

Cada resíduo gerado em plataforma tem um acondicionamento pré-estabelecido e local específico conforme procedimento utilizado no Gerenciamento de Resíduos do E&P/BC. No entanto, um importante procedimento a ser seguido na condução do Programa de Gerenciamento de Resíduos é a máxima redução de tempo de permanência de um resíduo na plataforma.

QUAL O CRITÉRIO A SER UTILIZADO NA DESATIVAÇÃO DAS UNIDADES?

O Descomissionamento de Instalações de Produção depende de uma série de fatores técnicos, ambientais, de segurança e econômicos, que devem ser analisados caso a caso, porque envolvem interesses diversos da região onde a instalação se encontra.

Independentemente do tipo de instalação, os estudos de descomissionamento devem incluir alternativas de remoção ou abandono, total ou parcial, para todas as instalações existentes, tanto de superfície como submarinas, de maneira a respeitar a legislação ambiental e os interesses da comunidade, caso existam, bem como os aspectos relacionados a segurança e a saúde.

Analisando as considerações existentes na bibliografia referente ao tema e o acompanhamento dos estudos que os grupos científicos vem desenvolvendo no âmbito da IMO, OSPAR e outras instituições, considerou-se que a melhor proposta, ainda em processo de discussão final, corresponde a do Grupo Científico da IMO enviada para comentários dos países membros.

O documento intitulado “*Waste Assessment framework: Development of Generic and Waste-Specific Guidance*”, é um guia ou procedimento para gerenciar a remoção e abandono de plataformas e estruturas construídas pelo homem, em concordância com a Convenção de Londres de 1972 e o Protocolo de 1996.

Nesse contexto, as premissas do descomissionamento estarão baseadas nos princípios de prevenção dos efeitos potenciais sobre o meio ambiente, da reutilização das instalações e equipamentos, da reciclagem e disposição final preferencialmente em terra, exceto nos casos de utilização como recifes artificiais ou outra destinação adequada, tanto do ponto de vista técnico como econômico.

ELABORAÇÃO DO PROJETO DE REMOÇÃO.

No momento atual a Petrobras não possui um projeto elaborado para o descomissionamento das unidades P-38 e P-40. Visto que a desativação destas unidades só ocorrerá num prazo de 26 anos, período onde poderão surgir novas tecnologias de descomissionamento, novas tendências para reaproveitamento das estruturas existentes, bem como alterações nos interesses atuais da sociedade, particularmente das comunidades da região onde estarão localizadas estas unidades.

No entanto, com base na experiência do descomissionamento em outros locais e nas tendências atuais, a Petrobras acredita que o projeto a ser elaborado na época da desativação deverá considerar as premissas relacionadas a seguir:

Planejamento da Operação

O planejamento da operação deverá incluir aspectos de engenharia, segurança, economia, análise das condições ambientais e a obtenção da autorização das autoridades legais para executar a operação.

Esta atividade só pode ser desenvolvida após a análise de desativação do campo, cuja vida prevista, a luz do conhecimento geológico atual, é de 26 anos, época em que estará definido o destino real das instalações.

Este planejamento deverá considerar as seguintes alternativas:

Remanejamento da Instalação

Se for remanejada a instalação após a vida útil do projeto de produção, uma vez definida sua desativação, as unidades serão deslocadas da sua posição atual provavelmente para outra locação de interesse para produção, passando por uma vistoria geral de adequação, levando-se em conta a vida útil dos equipamentos e das estruturas nessa decisão.

É provável que a unidade precise ser deslocada para estaleiro visando uma atualização geral, para o qual deverá ser desenvolvido um projeto específico.

Desativação total ou parcial

Se for desativada, o projeto deverá contemplar a melhor alternativa para sua reutilização ou reciclagem de acordo com o estado em que se encontre a instalação, sendo então deslocada para o local da destinação final seguindo o projeto a ser elaborado na época de descomissionamento.

Dentre as formas hoje consideradas para a reutilização deste tipo de estrutura, ancorada em lâminas d'água profundas, tem-se:

- Remoção total para reciclagem de sua estrutura
- Remoção para reutilização como recife artificial
- Remoção total para aproveitamento de parte de seus equipamentos e estrutura de suporte
- Remoção Parcial

Ancoragem, Instalações Submarinas e Poços

Em ambos os casos a ancoragem será removida, deixando no local o ponto fixo de ancoragem no fundo do mar, bem como as demais instalações submarinas.

As linhas e dutos sobre o solo marinho, não precisam ser removidos. Neste caso, as linhas e dutos de escoamento que serão deixados no local da instalação deverão ser limpos ou condicionados para evitar a poluição potencial em qualquer condição, mantendo um registro da presença dos mesmos no local.

Fechamento dos Poços

O fechamento dos poços será programado e executado de acordo com os requisitos da ANP e as normas PETROBRAS, considerando também o estabelecido no contrato de concessão quando definida a parada total da instalação, que estabelece que “o abandono temporário ou definitivo de poços de produção deve ser executado em consonância com o Regulamento Técnico de Abandono de Poços da ANP”, e que foi transformado em Norma PETROBRAS.

Remoção dos Produtos e Resíduos Perigosos das Instalações

O projeto de descomissionamento das unidades deverá prever a remoção dos produtos e resíduos perigosos presentes na instalação à época da desativação total da produção. Os mesmos serão acondicionados, transportados, armazenados e dispostos conforme legislação vigente.

Transporte das Unidades

Todos os equipamentos, tanques e dutos devem ser acondicionados ou limpos das substâncias tóxicas ou poluentes contidas, antes da movimentação dos mesmos.

Caracterização do Local de Disposição

No caso da utilização como recife artificial, o local escolhido para disposição destas unidades deverá ser caracterizado com base em parâmetros físicos, químicos e biológicos, com posterior avaliação dos possíveis impactos ambientais negativos e positivos decorrentes desta disposição.

Assim sendo, deverá ser selecionado um local que minimize o impacto ao meio ambiente, analisando no mínimo o seguinte:

- ◇ Características físicas, químicas e biológicas da área;
- ◇ Características das comunidades afetadas pela disposição;
- ◇ Características ambientais da área;

- ◇ Identificação de valores sociais e físicos da área envolvida;
- ◇ Avaliação da necessidade de monitoramento ambiental e sócio-econômico;
- ◇ Viabilidade técnico – econômica do projeto de descomissionamento;
- ◇ Licença vigente na área escolhida

Custos de Descomissionamento

Os custos serão calculados na oportunidade do desenvolvimento do projeto de descomissionamento, época em que será possível uma avaliação mais precisa da desmobilização.

Esta avaliação deverá considerar no mínimo:

- ◇ retirada a ancoragem
- ◇ utilização de rebocadores
- ◇ transporte das unidades
- ◇ limpeza de linhas e dutos
- ◇ abandono dos poços

Verificação Final

Após a execução dos serviços indicados no projeto de descomissionamento, deverá ser realizada uma auditoria ambiental, verificando e documentando dentro das premissas estabelecidas no próprio projeto, o que foi realizado e se a área está em condições de ser devolvida a ANP.

Documentos relativos a Descomissionamento de Instalações Semelhantes

- ◇ **PG-11-0001-0**: Sistema de padronização do E&P.
- ◇ **International Maritime Organization – IMO - 1989: Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf.**
- ◇ **N-2072**: Abandono Temporário Definitivo de Poços Marítimos.
- ◇ **N-2345**: Abandono Temporário Definitivo e Arrassamento de Poços Terrestres.
- ◇ **PG-11-0091**: Notificações de Abandono de Poços Produtores/Injetores Fase de Produção - Etapa de Desenvolvimento
- ◇ **PG-11-0075**: Solicitação de Autorização de Abandono de Poço de Produção
- ◇ **Portaria ANP-176**

1.4 – LEGISLAÇÃO AMBIENTAL APLICÁVEL

QUAL A LEGISLAÇÃO QUE DEVE SER OBSERVADA NO PROCESSO DE LICENCIAMENTO, IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO DO EMPREENDIMENTO?

A seguir encontram-se listados os dispositivos legais que se aplicam diretamente ou indiretamente ao licenciamento, a implantação e a operação do empreendimento em questão. Estes dispositivos estão agrupados em 4 tópicos, a saber: Legislação Internacional, Federal, Estadual e Municipal.

LEGISLAÇÃO INTERNACIONAL

MARPOL - Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição causada por Navios: 73/78, suas emendas de 1984 e seus anexos opcionais III, IV e V.

LEGISLAÇÃO FEDERAL

Constituição da República Federativa do Brasil - Que no artigo 225, parágrafo 1º, itens IV e V, dispõem sobre a exigência de Estudo de Impacto Ambiental da atividade poluidora e controle da poluição das atividades que venham a causar riscos à vida, a qualidade de vida e ao meio ambiente.

Lei n.º 5.357, de 17 de novembro de 1967 - Estabelece penalidades para embarcações e terminais marítimos e/ou fluviais que lançarem detritos ou óleo em águas brasileiras.

Decreto-lei n.º 1.413, de 14 de agosto de 1975 - Dispõe sobre o controle do meio ambiente provocada por atividades industriais.

Decreto n.º 76.389, de 3 de outubro de 1975 - Dispõe sobre as medidas de prevenção e controle da poluição industrial de que trata o Decreto - Lei n.º 1.413/75, e dá outras providências.

Decreto n.º 83.540, de 4 de junho de 1979 - Regulamenta a aplicação da Convenção Internacional sobre responsabilidade civil em danos causados por poluição por óleo.

Lei Federal n.º 6.938, de 31 de agosto de 1981 - Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus afins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências.

Resolução CONAMA n.º 004 18, de setembro de 1985 - Estabelece as reservas ecológicas.

Resolução CONAMA n.º 001, de 23 de janeiro de 1986 - Estabelece as definições, responsabilidades, critérios básicos e diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação do Impacto Ambiental como um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente.

Resolução CONAMA n.º 006 de 24 de janeiro de 1986 - Aprova os modelos de publicação de pedidos de licenciamento em quaisquer de suas modalidades, sua renovação e a respectiva concessão e aprova os novos modelos para publicação de licenças, conforme instruções fornecidas.

Resolução CONAMA n.º 020, de 18 de junho de 1986 - Classifica as águas doces, salobras e salinas.

Resolução CONAMA n.º 009 de 03 de dezembro de 1987 - Dispõe sobre as audiências públicas.

Lei n.º 7.661, de 16 de maio de 1988 - Institui o Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro.

Resolução CONAMA n° 006 de 15 de junho de 1988 - Dispõe sobre o controle específico dos resíduos perigosos.

Lei n.º 7.804 de 18 de julho de 1989 - Altera a Lei n° 6.938, de 31 de agosto de 1981, que dispõe sobre a Política Nacional de Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências.

Resolução CONAMA n.º 012, de 14 de dezembro de 1989 - Dispõe sobre proibição de atividades, que especifica, nas Áreas de Relevante Interesse Ecológico - AIREs.

Resolução CONAMA n° 005 de 15 de junho de 89 - Institui o Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar – PRONAR.

Decreto n.º 99.274 de 06 de junho de 1990 - Regulamenta a Lei n° 6.902, de 27 de abril de 1981, e a Lei n° 6.938, de 31 de agosto de 1981, que dispõem, respectivamente, sobre a criação de Reservas ecológicas e Áreas de Proteção Ambiental e sobre a Política Nacional de Meio Ambiente, e dá outras providências.

Resolução CONAMA n° 003 de 28 de junho de 90 - Estabelece padrões de qualidade do ar, previstos no PRONAR.

Resolução CONAMA n.º 006, de 17 de outubro de 1990 - Dispõe da necessidade de comunicar aos órgãos ambientais a aplicação de dispersantes químicos em vazamentos, derrames e descargas de petróleo e seus derivados

Resolução CONAMA n° 008 de 06 de dezembro de 1990 - Estabelece, em nível nacional, limites máximos de emissão de poluentes do ar para processos de combustão externa em fontes novas fixas de poluição.

Resolução CONAMA n° 013 de 06 de dezembro de 1990 - Dispõe sobre as atividades nas áreas circundantes das Unidades de Conservação, num raio de dez quilômetros, que possam afetar a biota.

Resolução CONAMA n° 006 de 19 de setembro de 1991 - Dispõe sobre a incineração ou qualquer outro tratamento de queima dos resíduos sólidos provenientes dos estabelecimentos de saúde, portos e aeroportos.

Resolução CONAMA n.º 005, de 05 de agosto de 1993 - Define normas para tratamento de resíduos sólidos oriundos dos serviços de saúde, portos e aeroportos, bem como a necessidade de estender tais exigências aos terminais ferroviários e rodoviários.

Resolução CONAMA n.º 009, de 31 de agosto de 1993 - Dispõe sobre óleo lubrificante: uso, gerenciamento e reciclagem.

Resolução CONAMA n° 023 de 07 de dezembro de 1994 - Institui procedimentos específicos para o licenciamento das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural.

Resolução CONAMA n° 037 de 30 de dezembro de 1994 - Dispõe sobre os resíduos perigosos.

Lei n.º 9.478 de 06 de agosto de 1997 - Dispõe sobre a Política Energética Nacional, as atividades relativas ao monopólio de petróleo, institui o Conselho de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo.

Resolução CONAMA n.º 237, de 19 de dezembro de 1997 - Revisa os procedimentos e critérios utilizados no processo de licenciamento ambiental.

Portaria Normativa IBAMA nº 113 de 25 de setembro de 1997 - Estabelece critérios sobre obrigatoriedade do registro no Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ou Utilizadoras de Recursos Ambientais.

Lei n.º 9.605 de 13 de fevereiro de 1998 - Define sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente.

Decreto 2.508 de 04 de março de 1998 - Promulga a Convenção Internacional para a prevenção da poluição causada por navios, concluída em Londres, em 02 de novembro de 1973, seu protocolo, concluído em Londres, em 17 de fevereiro de 1978, suas emendas de 1984 e seus anexos opcionais III, IV e V.

Decreto 2.870 de 12 de dezembro de 1998 - Promulga a Convenção Internacional sobre preparo, resposta e cooperação em caso de poluição por óleo, assinada em Londres, em 30 de novembro de 1990.

Decreto n.º 2.956 de 03 de fevereiro de 1999 - Aprova o V Plano Setorial para os Recursos do Mar.

Decreto n.º 3.179 de 21 de setembro de 1999 - Dispõe sobre a especificação de sanções aplicáveis às condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências.

Lei n.º 9.966, de 28 de abril de 2000 - Dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências.

LEGISLAÇÃO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Constituição Estadual – Capítulo do Meio Ambiente.

Decreto-lei n. 134 de 16.03.1975 - Dispõe sobre a prevenção e o controle da Poluição do Meio Ambiente no Estado do Rio de Janeiro.

Lei n. 1.361 de 06.10.88 - Regula a estocagem, o processamento e a disposição final de resíduos industriais tóxicos.

Lei n. 1.898 de 26.11.91 - Dispõe sobre a realização de Auditorias Ambientais.

Lei n. 2.011 de 10.07.92 - Dispõe sobre a obrigatoriedade da implantação de Programa de Redução de Resíduos.

Lei n. 2.110 de 28.04.93 - Cria o Sistema Estadual de Recolhimento de Pilhas e Baterias.

Decreto nº 897 de 21.09.76 - Código de segurança contra incêndio e pânico.

Decreto n. 8.974 de 15.05.86 - Regulamenta a aplicação das penalidades previstas no Decreto-lei n. 134, de 16.06.75; alterado pelo Decreto n. 21.287, de 23.01.95.

Decreto n. 8.975 de 15.05.86 - Aprova o Regulamento dos Serviços de Controle, Coleta e Destino Final dos Despejos Industriais do Estado do Rio de Janeiro e dá outras providências.

Decreto n. 15.121 de 19.07.90 - Altera os artigos 4º, 10º e 12º do Decreto n. 8.974, de 15.05.86.

Decreto n. 21.470-A de 05.06.1995 - Regulamenta a Lei n. 1.898, de 26.11.91, que dispõe sobre a realização de auditorias ambientais.

Deliberação CECA n. 673 de 27.06.85 - Aprova a DZ-1310 – Diretriz de Implantação do Sistema de Manifesto de Resíduos Industriais.

Deliberação CECA n. 935 de 07.07.86 - Aprova a DZ-545 – Diretriz de Implantação do Programa de Autocontrole de Emissões para atmosfera – PROCON AR.

Deliberação CECA n. 1.007 de 04.12.86 - Aprova a NT 202 R.10 – Critérios e Padrões para Lançamento de Efluentes Líquidos.

Deliberação CECA n. 1.948 de 04.09.90 - Aprova NT- 213 R.4 – Critérios e Padrões para Controle da Toxicidade em Efluentes Líquidos Industriais.

Deliberação CECA n. 1.995 de 10.10.90 - Aprova DZ 942 R.7 – Diretriz do Programa de Autocontrole de Efluentes Líquidos – PROCON ÁGUA.

Deliberação CECA n. 3.327 de 29.11.95 - Aprova a DZ 1.311 R.4 – Diretriz de Destinação de Resíduos.

Deliberação CECA/CN 3.427 de 14.11.95 - Aprova a DZ 056 R.2 – Diretriz para Realização de Auditoria Ambiental.

LEGISLAÇÃO DO MUNICÍPIO DE MACAÉ

Lei Orgânica do Município: Seção do Meio Ambiente - Estabelece diretrizes ambientais para o município.

LEGISLAÇÃO DO MUNICÍPIO DE QUISSAMÃ

Lei Orgânica do Município - Seção do Meio Ambiente - Estabelece diretrizes ambientais para o município.

LEGISLAÇÃO DO MUNICÍPIO DE CARAPEBUS

Lei Orgânica do Município - Seção do Meio Ambiente - Estabelece diretrizes ambientais para o município.