

## ***DISTRIBUIÇÃO E REATIVIDADE DOS HIDROCARBONETOS NO MEIO AMBIENTE MARINHO***

A distribuição dos hidrocarbonetos no ambiente marinho é condicionada por diversos processos de natureza física, química e biológica.

Os hidrocarbonetos são compostos químicos apolares (hidrófobos), o que limita sobremaneira sua solubilidade na água do mar. Deste modo, eles apresentam uma tendência de associação às fases sólidas, como as partículas em suspensão, aos tecidos biológicos e aos sedimentos, ou de transferência para a atmosfera na fase gasosa (Jaffé, 1991).

Paralelamente a estes mecanismos de equilíbrio de fase, os hidrocarbonetos podem sofrer alterações estruturais que modificam sua reatividade, distribuição e tempo de residência nos compartimentos ambientais, decorrentes de processos químicos e biológicos, onde se destacam as reações de oxidação química, as reações fotolíticas e hidrolíticas, a biodegradação e a assimilação biológica (Burns e Villeneuve, 1983).

### ***Interação Oceano-Atmosfera***

A atmosfera representa uma importante via de transporte de hidrocarbonetos, na fase gasosa e associados a partículas sólidas, que são introduzidos no ambiente marinho, provenientes de diversas fontes naturais e antrópicas.

A partição de um determinado hidrocarboneto entre as fases gasosa e particulada na atmosfera é governada pela sua pressão de vapor e pela temperatura ambiente. Os compostos de menor peso molecular tendem a permanecer na fase gasosa, em função de sua maior pressão de vapor, e os demais se mantêm associados à fase sólida (Lunde e Bjorseth, 1977).

A concentração de partículas em suspensão na atmosfera (área superficial disponível para adsorção) e a sua composição (orgânica/inorgânica; higroscópica/não higroscópica) são também considerados fatores relevantes na partição dos hidrocarbonetos (Pankow, 1987; Bidleman, 1988).

A introdução de hidrocarbonetos no ambiente marinho, via atmosfera, se dá por deposição seca (precipitação direta de partículas em suspensão) e úmida (carreamento de gases e partículas pela precipitação chuvosa) e através da absorção direta de componentes gasosos na interface oceano-atmosfera (Bidleman, 1988).

O tempo de residência dos hidrocarbonetos na atmosfera pode variar de poucas horas a várias semanas, dependendo do equilíbrio entre as fases gasosa e particulada, da sua resistência à oxidação fotoquímica e da incidência de precipitação chuvosa. Desta forma, estes compostos podem ser transportados pelas correntes aéreas para regiões distantes de suas fontes de emissão, favorecendo sua ampla distribuição geográfica.

Geralmente, as regiões marinhas costeiras, notadamente as que se encontram próximas de centros urbanos e industrializados, recebem as maiores contribuições de hidrocarbonetos provenientes da atmosfera (Neff, 1979; Bidleman, 1988).

A evaporação, por outro lado, é o principal mecanismo de transferência de hidrocarbonetos do mar para a atmosfera. A evaporação é condicionada tanto pelas características químicas dos compostos individuais, como pressão de vapor e solubilidade, quanto pelas características físico-químicas e hidrodinâmicas da água do mar, especialmente a temperatura e a turbulência.

### ***Interação Água-Sólidos em Suspensão e Sedimentos***

A distribuição dos hidrocarbonetos entre as fases aquosa e sólida nos oceanos é governada por diversos fatores, como a solubilidade dos compostos, as características físico-químicas da água do mar (temperatura, pressão, salinidade, pH), a concentração e composição da matéria orgânica dissolvida e dos sólidos em suspensão, a taxa de sedimentação, o teor orgânico dos sedimentos e os processos biológicos (Boehm e Quinn, 1973; Karickhoff *et al.*, 1979; Whitehouse, 1984; Gschwend e Schwarzenbach, 1992).

#### **Partição Entre as Fases Dissolvida e Particulada**

Um dos fatores mais importantes que condiciona os processos de transporte de hidrocarbonetos na coluna d'água é a sua partição entre as fases dissolvida, coloidal e particulada (Saliot *et al.*, 1990).

A relação entre a concentração de um determinado composto na fase aquosa versus sua concentração na fase sólida é definida como coeficiente de partição,  $K_p$ , que permite determinar, empiricamente, a lipofilicidade de um composto (Leo *et al.*, 1971).

Como o teor orgânico de uma fase sólida é um fator importante na capacidade de adsorção de hidrocarbonetos, o coeficiente de partição pode ser expresso em função do teor de carbono orgânico da fase sólida. O coeficiente de partição normalizado para um teor de 100% de carbono orgânico é denominado  $K_{oc}$ .

A interação entre hidrocarbonetos e sólidos em suspensão, associada ao teor de carbono orgânico destes últimos, consiste, portanto, no principal fator atuante na dinâmica dos hidrocarbonetos na coluna d'água; contudo, devem ser considerados os efeitos das interações com a matéria orgânica dissolvida e coloidal na distribuição dos hidrocarbonetos, especialmente em ambientes estuarinos, onde as concentrações destes componentes orgânicos, naturalmente mais elevadas, produzem alterações no equilíbrio de partição (Jaffé, 1991; Gschwend e Schwarzenbach, 1992).

#### **Sedimentação**

O fluxo vertical de partículas orgânicas e inorgânicas na coluna d'água configura o principal mecanismo de carreamento e deposição de hidrocarbonetos junto aos sedimentos (McCave, 1975; Harvey *et al.*, 1991; Lipiatou *et al.*, 1997).

A floculação e sedimentação de sólidos de origem fluvial em suspensão em águas estuarinas e a precipitação de pelotas fecais e partículas agregadas em regiões costeiras e pelágicas destacam-se entre os processos de remoção de partículas em suspensão da coluna d'água para os sedimentos (Prahl e Carpenter, 1979; Harvey *et al.*, 1991).

A baixa solubilidade dos compostos orgânicos, como os hidrocarbonetos, favorece sua adsorção nos sólidos em suspensão nas águas estuarinas e o seu conseqüente carreamento para os sedimentos quando da floculação e precipitação das partículas.

Paralelamente, os organismos planctônicos, especialmente o zooplâncton, constituem importantes agentes biológicos que atuam na incorporação de hidrocarbonetos solúveis e particulados em seus tecidos e excreções. Além disto, o plâncton é responsável por modificações da composição dos hidrocarbonetos, através de seu metabolismo e da incorporação seletiva, o que repercute nos compostos individuais que são efetivamente removidos da coluna d'água e incorporados aos sedimentos (Burns e Villeneuve, 1983).

A distribuição de hidrocarbonetos individuais nos sedimentos depende não apenas de sua taxa de sedimentação, mas também de processos de ressuspensão, degradação e reciclagem bêntica. Os registros históricos sobre a distribuição de hidrocarbonetos ao longo da coluna de sedimentos marinhos indicam um aumento das introduções de hidrocarbonetos aromáticos e não aromáticos de origem antrópica a partir da revolução industrial, em decorrência dos processos de industrialização, urbanização e consumo de combustíveis fósseis (Wakeham, 1996).

### ***Degradação dos Hidrocarbonetos***

Os mecanismos de degradação de hidrocarbonetos no meio ambiente marinho baseiam-se em processos químicos, biológicos ou em uma combinação de ambos.

Burns e colaboradores (1985) investigaram o fluxo de hidrocarbonetos na coluna d'água no Mar Mediterrâneo e concluíram, baseados em três anos de experimento com traçadores de sedimento, que cerca de 90% destes compostos são degradados antes de serem incorporados pelos sedimentos, demonstrando a amplitude dos processos de degradação dos hidrocarbonetos no ambiente marinho.

### ***Degradação Química***

A degradação química de compostos orgânicos pode ocorrer através de hidrólise, reações redox ou oxidação fotoquímica. Dentre estes mecanismos, a hidrólise apresenta pouca eficácia no caso dos hidrocarbonetos, em vista do caráter hidrófobo destes compostos inibir sua reação com moléculas de água ou com íons hidroxila, agentes básicos do processo hidrolítico.

As reações redox envolvendo contaminantes orgânicos têm sido observadas nos sistemas aquáticos, especialmente no caso de hidrocarbonetos polihalogenados sob condições redutoras, onde a redução de halogênios da molécula se processa através da oxidação de matéria orgânica reduzida na presença de um catalisador, como o  $Fe^{+3}$  ou mesmo um microorganismo (Jaffé, 1991).

Na camada eufótica da coluna d'água e na presença de oxigênio molecular, a exposição de hidrocarbonetos à radiação solar pode produzir sua oxidação fotoquímica, processo este cuja eficácia dependerá da intensidade, duração e espectro da radiação, da natureza molecular do hidrocarboneto e da presença de catalisadores específicos, como determinados compostos organometálicos (Poulicek, 1994).

Os hidrocarbonetos aromáticos são degradados mais rapidamente que os alifáticos e, entre estes últimos, os compostos ramificados são mais facilmente oxidados que os lineares, como os *n*-alcanos. Os produtos da oxidação fotoquímica dos hidrocarbonetos distribuem-se entre diversos compostos oxigenados, como ácidos carboxílicos, álcoois, cetonas e fenóis, parte dos quais apresenta um caráter mais tóxico à biota marinha do que seus precursores (Poulicek, 1994).

A degradação completa de determinados hidrocarbonetos pode envolver uma combinação da oxidação fotoquímica com a biodegradação. Hinga e colaboradores (1986) estudaram a degradação do composto 7,12-dimetilbenzo (a) antraceno em um ambiente marinho controlado, quando concluíram que as transformações iniciais deste HPA foram resultantes de sua oxidação fotoquímica, e que parte dos produtos desta foto-oxidação sofreram uma biodegradação subsequente, resultando na produção de gás carbônico.

As investigações realizadas por Ehrhardt e Petrick (1993), em águas superficiais do Mar Mediterrâneo, indicaram que a oxidação fotoquímica não apenas modifica a composição dos hidrocarbonetos de origem fóssil dissolvidos na água do mar superficial, através da depleção preferencial de moléculas com maior fotosensibilidade, como também atua de forma importante na redução das concentrações totais destes compostos dissolvidos em águas oligotróficas.

### Biodegradação

A biodegradação é um dos mecanismos mais importantes na dinâmica dos hidrocarbonetos no meio ambiente marinho, cujos agentes principais são os microorganismos.

Investigações e revisões realizadas por diversos pesquisadores apontam cerca de 200 espécies de microorganismos aquáticos capazes de degradarem hidrocarbonetos, a maioria dos quais composta por bactérias e fungos (Fusey e Oudot, 1984; Farrington, 1985; Baker *et al.*, 1990, Poulicek, 1994).

Determinados gêneros de bactérias, como *Pseudomonas*, *Mycobacterium* e *Nocardia* são aptos a degradarem tanto hidrocarbonetos alifáticos como aromáticos, assim como os fungos da espécie *Cladosporium resinae* (Baker *et al.*, 1980).

Os microorganismos hidrocarbonoclasticos encontram-se presentes em todo o ambiente marinho, especialmente em áreas poluídas por hidrocarbonetos, onde a densidade e diversidade de suas populações são mais expressivas. Os compartimentos ambientais preferenciais destes organismos são os sedimentos e a zona de interface água-atmosfera, em vista da maior presença de substratos orgânicos nestes locais.

Em condições naturais, a biodegradação de uma molécula orgânica por microorganismos marinhos é condicionada pelos seguintes fatores (Poulicek, 1994):

- biodegradabilidade do substrato, que deve apresentar uma configuração química compatível com uma cadeia catabólica existente e um custo energético para sua degradação inferior ao ganho energético a ser obtido pelos microorganismos;
- presença de microorganismos adequados, que estejam aptos a catabolizar o substrato;
- interação entre microorganismos, de forma a potencializar e acelerar a degradação do substrato;
- interação entre diferentes substratos, envolvendo desde a degradação seletiva, que privilegia os substratos menos refratários, até a co-oxidação;
- condições ambientais propícias, como temperatura, concentração de oxigênio dissolvido e micronutrientes e pressão hidrostática, entre outros.

A disponibilidade de oxigênio molecular é um fator essencial à biodegradação, um processo de natureza oxidativa. Sob condições anaeróbicas, a preservação dos hidrocarbonetos pode se estender por longos períodos de tempo, como no caso das camadas subsuperficiais e profundas dos sedimentos marinhos.

Além do oxigênio, os micronutrientes inorgânicos também podem ser limitantes da biodegradação, visto os hidrocarbonetos serem fontes apenas de carbono e os microorganismos necessitarem, também, de compostos de nitrogênio e fósforo.

Paralelamente à atividade microbiológica, vários grupos de macroorganismos marinhos apresentam a capacidade de converter hidrocarbonetos em metabólitos, como peixes, crustáceos e moluscos (Baker *et al.*, 1990).

O grau de susceptibilidade dos hidrocarbonetos a biodegradação é condicionado pelas suas características estruturais. No caso dos hidrocarbonetos alifáticos, esta susceptibilidade segue a seguinte tendência decrescente: *n*-alcanos, alquilciclohexanos, alcanos isoprenóides acíclicos, esteranos e hopanos, enquanto que para os hidrocarbonetos aromáticos a susceptibilidade é inversamente proporcional ao número de anéis aromáticos (Kennicutt, 1988; Alexander *et al.*, 1983 e Conan, 1984, *apud* Jaffé, 1991).

### 1.5.5.3 - Toxicologia dos Hidrocarbonetos nos Ecossistemas Marinhos

Os ecossistemas marinhos e seus componentes biológicos podem sofrer efeitos muito variáveis decorrentes da presença de hidrocarbonetos de origem antrópica, em função da natureza química e da concentração destes compostos associadas às características dos componentes bióticos e abióticos dos ecossistemas naturais.

Os óleos brutos e seus derivados variam amplamente em termos da toxicidade de seus componentes, caracterizando-se pela presença de hidrocarbonetos de alta toxicidade nas frações de menor peso molecular, especialmente os compostos aromáticos.

Os fatores abióticos também condicionam os efeitos da poluição por hidrocarbonetos. As regiões oceânicas se caracterizam pelo elevado grau de dispersão destes poluentes, enquanto que as áreas costeiras propiciam sua concentração, em função do menor hidrodinamismo, das elevadas taxas de sedimentação e da presença de ecossistemas semi-confinados e confinados.

A temperatura e as concentrações de oxigênio dissolvido e de micronutrientes inorgânicos na água do mar, por sua vez, condicionam processos como a evaporação e a biodegradação dos hidrocarbonetos, influenciando diretamente o tempo de residência destes poluentes no ambiente marinho. Por outro lado, o tipo de substrato existente pode favorecer a penetração e retenção dos hidrocarbonetos junto aos sedimentos, preservando-os dos processos aeróbios de degradação (IPIECA, 1991).

A poluição marinha por hidrocarbonetos envolve desde situações de elevado impacto imediato às comunidades biológicas e às atividades humanas de uma região, como no caso de derrames acidentais de óleo (petróleo ou derivados), até efeitos subletais na biota, resultantes de um longo prazo de exposição dos organismos a níveis elevados de concentração de hidrocarbonetos, quadro típico de áreas costeiras sob poluição crônica originária de aporte fluvial e atmosférico, do lançamento de efluentes domésticos e industriais e de atividades portuárias e de navegação.

Os efeitos considerados “visíveis” da poluição por óleo compreendem a morte de macroorganismos marinhos, como peixes, moluscos, crustáceos e aves marinhas; o gosto característico do óleo mineral no pescado consumido; a presença de manchas e filmes oleosos na superfície da água; o recobrimento pelo óleo de praias, costões, embarcações e artefatos de pesca e maricultura; e a presença de óleo nos sistemas industriais de captação de água para resfriamento, geração de energia e dessalinização.

Os efeitos letais da poluição por óleo sobre os organismos podem ser decorrentes de intoxicação direta; do recobrimento pelo óleo, causando como exemplo a perda da camada impermeabilizante e da capacidade de



reter calor pelos mamíferos e aves marinhas e a asfixia e a redução da flutuabilidade nas espécies planctônicas; ou da ação conjunta de ambos (Baker *et al.*, 1990).

No que tange aos efeitos subletais da poluição por hidrocarbonetos, diversos estudos foram realizados em condições controladas em laboratório e através de observações *in situ*, em áreas tanto sob poluição crônica quanto atingidas por derrames acidentais (Barry e Yevich, 1975; Cullinane *et al.*, 1975; Vandermeulen *et al.*, 1979; Scholten *et al.*, 1987; Baker *et al.*, 1990; Nendza *et al.*, 1997).

Dentre os principais efeitos subletais, identificados a partir de concentrações da ordem de partes por bilhão de hidrocarbonetos tóxicos dissolvidos na água do mar, destacam-se a interferência nas funções celulares e fisiológicas, a ocorrência de danos e lesões em órgãos e tecidos internos, a alteração dos padrões de reprodução, a ruptura da teia alimentar e as mudanças nas características populacionais e na estrutura ecológica das comunidades marinhas (Bishop, 1983).

A bioacumulação de hidrocarbonetos pelos organismos marinhos, a partir da acumulação por via oral, percutânea ou respiratória de compostos retirados diretamente do meio externo (bioconcentração) ou ao longo da teia trófica, através da ingestão de alimento contaminado (biomagnificação), consiste de um mecanismo importante de potencialização dos efeitos deletérios de determinados hidrocarbonetos (Jaffé, 1991).

Apesar dos mecanismos de metabolização e eliminação destes compostos serem bastante ativos na maioria dos organismos, a bioacumulação de hidrocarbonetos aromáticos carcinogênicos ocorre de forma efetiva, especialmente em espécies de peixes e moluscos (Bernhard e Zattera, 1975).

Os hidrocarbonetos aromáticos de baixo peso molecular, como benzeno, naftaleno e fenantreno, são considerados os componentes mais tóxicos às comunidades marinhas. Os hidrocarbonetos alifáticos de baixo peso molecular, que apresentam uma maior solubilidade na água do mar, podem causar narcose e anestesia em baixas concentrações e danos celulares e morte de organismos quando em altas concentrações. Diversos hidrocarbonetos poliaromáticos são comprovadamente carcinogênicos, como o 3,4-benzopireno, podendo ser bioacumulados pelos organismos marinhos (Hyland e Scheider, 1976 *apud* Bishop, 1983).

A sensibilidade natural da biota aos hidrocarbonetos tóxicos apresenta uma tendência geral de incremento dos invertebrados inferiores para os invertebrados superiores e destes para os vertebrados, sendo que as fases larvar e juvenil são mais susceptíveis aos efeitos da intoxicação por hidrocarbonetos que os indivíduos adultos (Rice *et al.*, 1979 *apud* Bishop, 1983).

### **1.5.6 - DESCRIÇÃO DA INFRA-ESTRUTURA DE APOIO E DAS ATIVIDADES ASSOCIADAS**

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.

### **1.5.6.1 - Área para Disposição de Rejeitos nas Unidades e Áreas de Destinação de Resíduos**

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.

As áreas para destinação dos resíduos em terra estão melhor caracterizadas no item 1.5.4-5, Tabela 1.5.4.5-1.

### **1.5.6.2 - 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.

### **1.5.6.3 - 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.

### **Produtos Químicos**

Esses 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.

### **Óleo Diesel**

**Fornecimento:** 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.

**Propriedades Físico-químicas:** O óleo diesel é uma mistura de hidrocarbonetos na faixa de 12 a 20 átomos de carbono, odor característico, mais leve que a água e volátil. O produto contém quantidade variável de aditivos e enxofre em sua composição. A Tabela 1.5.6.3-1 a seguir apresenta as principais características.

Tabela 1.5.6.3-1: Principais Características do Óleo Diesel

<b>PARÂMETROS</b>	<b>VALORES</b>
- Ponto de fulgor	60°C
- Densidade	0,841 a 16°
- Temperatura de auto-ignição	176,8 - 329,7°C
- Viscosidade cinemática	9,600 cSt@ 20°C
- Taxa de queima	4 mm/min (líquido)
- Ponto de ebulição	288 – 338°C
- Solubilidade na água	insolúvel
- Limite inferior de inflamabilidade	1,3%
- Limite superior de inflamabilidade	6,0%

**Toxicologia:** A composição variada do óleo diesel não permite definir perfeitamente seus efeitos tóxicos. O principal efeito da exposição a altas concentrações nas vias respiratórias é a depressão do sistema nervoso

central. Alguns aditivos utilizados podem causar irritação nos olhos ao contato com o produto. A ingestão causa irritação no estômago, tendo como sintomas náuseas e vômitos. Concentrações altas de vapores podem ser asfixiantes e causar dor de cabeça e sonolência.

Riscos: Os principais riscos do óleo diesel referem-se a incêndios e contaminação de águas. Dependendo da composição, o produto pode ser inflamável. Em caso de incêndio, deve-se combater o fogo com espuma ou pó químico, resfriando com neblina d'água os tanques existentes na área atingida. Em caso de vazamento do produto, não deve ser utilizada a água atingida pelo produto.

Condições de estocagem e manuseio: O óleo diesel é recebido nas unidades P-40 e P-38 através de embarcações de apoio, utilizando-se bombeamento com mangotes até as unidades, onde será transportado por tubulação metálica e estocado em tanques apropriados. Todo manuseio deste insumo é realizado por dutos e bombas, evitando-se o contato humano.

### ***Gás Natural***

Composição: 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 ( $\text{CH}_4$ ), tendo como componentes secundários outros hidrocarbonetos mais pesados como o etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), o propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) e os butanos (n  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  e i.  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) que podem ser separados, vindo a formar o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Ainda podem comparecer na estrutura do gás natural os pentanos e até alguns hexanos que irão fazer parte da gasolina natural. Quantidades muito pequenas de não hidrocarbonetos costumam estar presentes, como hidrogênio, dióxido de carbono, sulfeto de nitrogênio e hélio. No item 1.5.5.1 deste documento estão apresentadas as características/propriedades do gás natural do campo de Marlim Sul.

Toxicidade: O gás natural pode ser venenoso se inalado ou absorvido pela pele, e seus vapores podem provocar tonturas ou sufocação. O contato com a pele pode causar lesões por congelamento. O fogo pode ocasionar a emissão de gases irritantes ou venenosos.

Riscos: Os principais riscos referentes ao gás natural relacionam-se a incêndios, uma vez que o gás é inflamável na presença de fonte de ignição, e explosões, em caso de vazamentos para ambientes confinados e havendo fonte de ignição, a rápida liberação de energia causará explosão. Finalmente existe ainda o risco ambiental, uma vez que o vazamento contaminará a atmosfera com hidrocarbonetos.

Condições de Estocagem: 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 repostos.

### ***Querosene***

Propriedades Físico/Químicas: 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. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela 1.5.6.3-2, a seguir.

Tabela 1.5.6.3-2: Propriedades Médias do Querosene

PARÂMETROS	VALORES
- Ponto de Fulgor	100 a 165 °C
- Ponto Final de Ebulição	300 °C
- Densidade	0,760 a 0,822
- Limite Inferior de Inflamabilidade	0,7 %
- Limite Superior de Inflamabilidade	5,0 %
- Viscosidade Máxima	8,0 Cst@ 20 °C
- Temperatura de auto-ignição	225 °C
- Poder Calorífico Mínimo	10 200 kcal/kg
- Densidade de Vapor	4,5
- Enxofre Total (Máximo)	0,3 % (em peso)

**Toxicologia:** A inalação de vapores de querosene pode causar dor de cabeça, sonolência, irritação dos olhos e das vias respiratórias. Em altas concentrações aumenta a frequência cardíaca, causa tosse, edema pulmonar e distúrbios cardíacos e neurológicos.

**Riscos:** Incêndio quando exposto ao calor e chamas, podendo ainda reagir com oxidantes fortes, tornando-se combustível. Combate-se com espuma, pó ou água sob a forma de neblina. Apresenta também risco de contaminação ambiental, e em caso de vazamento não utilizar água contaminada pelo mesmo.

#### **Álcool Etilico (Etanol)**

**Propriedades Físico/Químicas:** O etanol é um líquido incolor, volátil, com odor característico. É solúvel em água, álcool e outros solventes como éter etílico, clorofórmico e acetona. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela 1.5.6.3-3 a seguir.

Tabela 1.5.6.3-3: Propriedades Médias do Álcool Etilico (Etanol)

PARÂMETROS	VALORES
- Densidade	0,7893 @ °C
- Densidade de Vapor (AR=1)	1,59
- Ponto de Ebulição	78,4 °C
- Ponto de Fulgor (Vaso Fechado)	12,2 °C
- Ponto de Fulgor (Vaso Aberto)	15,8 °C
- Temperatura de auto-ignição	371 °C
- Limite Inferior de Inflamabilidade	3,3 %
- Limite Superior de Inflamabilidade	19,0 %

**Toxicologia:** A exposição contínua a concentrações elevadas pode provocar irritação nos olhos, no trato respiratório, dores de cabeça, tonturas, sonolência, fadiga, náuseas e tremores. A ingestão acidental pode causar lesões gástricas graves.

- Limite de percepção olfativa: 10 ppm
- Limite de tolerância: 780 ppm

**Riscos:** Incêndio, uma vez que o etanol é um líquido inflamável podendo formar mistura explosiva com o ar. Pode reagir violentamente com substâncias oxidantes fortes. Deve-se combater o fogo pó químico seco ou dióxido de carbono. Apresenta ainda riscos ao meio ambiente, e no caso de vazamento, não utilizar a água

contaminada e se ocorrer em local confinado deve-se evacuar o local, se possível, removendo o recipiente com vazamento para área ventilada e isolá-lo.

### ***Óleo de Silicone (Anti-Espumante)***

***Propriedades Físico/Químicas:*** É um líquido incolor, inodoro e de alta viscosidade, utilizado como anti-espumante, sendo conhecido quimicamente como di-metil polisiloxano. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela 1.5.6.3-4, a seguir.

Tabela 1.5.6.3-4: Propriedades Médias do Óleo de Silicone

<b>PARÂMETROS</b>	<b>VALORES</b>
- Viscosidade	12 500 CP
- Densidade	0,973 @ 25 °C
- Ponto de Fulgor	300 °C
- Pressão de Vapor	0,01 min Hg @ 200 °C
- Tensão Superficial	21,1 DINAS/cm @ 25 °C

***Toxicologia:*** O produto é pouco reativo e não desprende vapores tóxicos, sendo apenas necessário evitar a ingestão e o contato com a pele e a mucosa.

***Riscos:*** Trata-se de produto pouco reativo, praticamente atóxico e não volátil.

### ***Inibidor de Corrosão***

***Características Físico/químicas:*** São utilizados produtos a base de morfolina e aminas, dissolvidos em uma fração de hidrocarbonetos aromáticos. De cor âmbar, límpido e insolúvel na água possui as propriedades médias apresentadas na Tabela 1.5.6.3-5, a seguir.

Tabela 1.5.6.3-5: Propriedades Médias do Inibidor de Corrosão

<b>PARÂMETROS</b>	<b>VALORES</b>
- Densidade	0,880 g/c m <sup>2</sup> @ 20 °C
- Viscosidade	5,0 Cps @ 25 °C
- Ponto de Fulgor	30 °C

***Toxicologia:*** Apresenta alto risco a saúde, se inalado e pode causar irritação na pele e nos olhos.

***Riscos:*** Sob condições de queima pode emanar NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub>. Deve-se evitar o contato com oxidantes enérgicos (cloro, peróxidos e permanganatos) que podem gerar calor, fogo, explosões e liberação de fumaças tóxicas.

Deve ser evitado o contato com o ácido nitroso, nitritos ou atmosferas com alta concentração de óxido nitroso, pois as aminas podem reagir formando N-Nitrosaminas, substâncias carcinogênicas.

### ***Trietilnoglicol (TEG)***

***Propriedades Físico/Químicas:*** O TEG é um líquido viscoso de aspecto límpido, odor suave, usado na desidratação do gás produzido.

***Toxicologia:*** A inalação de vapores de TEG pode causar irritação ao aparelho respiratório, da mucosa dos olhos, narinas e cavidade oral. A ingestão pode causar lesões no fígado.

***Riscos:*** Incêndio quando em contato com chamas ou fonte de calor, podendo tornar-se combustível. Combate-se com pó químico seco, CO<sub>2</sub>, espuma ou água. Apresenta risco ao meio ambiente. No caso de vazamento não utilizar a água contaminada e se o mesmo ocorrer em local confinado, deve-se evacuar o local, se possível, removendo o recipiente com vazamento para área ventilada e isolá-lo.

### ***Desemulsificante***

***Propriedades Físico/Químicas:*** É uma mistura de poliésteres 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. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela 1.5.6.3-6, a seguir.

Tabela 1.5.6.3-6: Propriedades Médias do Desemulsificante

<b>PARÂMETROS</b>	<b>VALORES</b>
- Peso Específico	0,98 / 1,00
- Ponto de Flash	> 28 °C
- Viscosidade	40 – 80 CTS
- pH	6,5 – 8,5
- Teor de Aditivos	48 – 52 %

***Toxicologia:*** A inalação/ingestão pode causar tonturas a níveis altos; nos olhos, pode provocar dor e moderada irritação; na pele, desidrata e pode causar moderada irritação.

***Riscos:*** Incêndio, uma vez que se trata de produto inflamável. Em caso de pequeno incêndio, use pó químico ou CO<sub>2</sub>. Em grande incêndio, use neblina d'água ou espuma. Apresenta risco ao meio ambiente. No caso de vazamento não utilizar a água contaminada e se o mesmo ocorrer em local confinado, deve-se evacuar o local, se possível, removendo o recipiente com vazamento para área ventilada e isolá-lo. Produto tóxico para peixes.

### ***Sequestrante de Oxigênio***

***Propriedades Físico/Químicas:*** É um líquido translúcido, cor amarelada, de forte odor característico de Amônia, sendo conhecido quimicamente como Bissulfito de Amônia.

***Toxicologia:*** Apresenta alto risco a saúde, provoca queimaduras em contato com a pele e olhos; se inalado pode causar irritação na pele, nos olhos e no aparelho respiratório.

***Riscos:*** Não é inflamável; em caso de incêndio, use pó químico ou CO<sub>2</sub>. Apresenta riscos ao meio ambiente. No caso de vazamento não utilizar a água contaminada e se o mesmo ocorrer em local confinado deve-se evacuar o local, se possível, removendo o recipiente com vazamento para área ventilada e isolá-lo.

#### **1.5.6.4 - 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.

#### **1.5.6.5 - Mão-de-Obra Necessária**

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 1.5.6.5-1 e 1.5.5-2 a seguir, ilustram o quantitativo total de mão de obra vinculado às atividades das unidades P-38 e P-40.

Tabela 1.5.6.5-1: Total de funcionários vinculados à operação da P-38

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

Fonte: E&amp;P-BC

Tabela 1.5.6.5-2: Total de funcionários vinculados à operação da P-40

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

Fonte: E&amp;P-BC

### 1.5.6.6 Centros Administrativos e Alojamentos

A Bacia de Campos, na altura compreendida entre o Alto Estrutural de Vitória, no litoral do estado do Espírito Santo, e o Alto de Cabo Frio, no estado do Rio de Janeiro, é de responsabilidade exploratória, de produção e operacional dos técnicos da PETROBRAS que se encontram na Gerência de Exploração e Produção da Bacia de Campos (E&P-BC), localizada na cidade de Macaé.

O gerenciamento das Plataformas P-40 e P-38 ocorre nas próprias unidades, contando ainda com toda a estrutura da sede do E&P-BC, localizada na cidade de Macaé, e da estrutura portuária, também localizada nesta cidade, que possui o controle de todo o material a ser despachado ou recebido da plataforma.

Com relação aos alojamentos dos funcionários que embarcam nas plataformas em regime de turno, a empresa não dispõe de instalações deste tipo em terra, mas somente aquelas existentes nas próprias plataformas, cujas instalações permitem que sejam acomodados um grande número de pessoas com conforto. Além dos alojamentos, as unidades são dotadas de cozinha, refeitório, áreas de lazer e demais instalações condizentes com as necessidades daqueles que se encontram em ambiente confinado.

### 1.5.6.7 - 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.



## 1.6 - CURVA DE PREVISÃO DA PRODUÇÃO DA UNIDADE P-40 E DO CAMPO MARLIM SUL

### 1.6.1 – UNIDADE P-40

A Tabela 1.6-1 a seguir apresenta os dados referentes aos volumes de água produzida, gás natural e petróleo a serem produzidos pela P-40, projetados para um período de 26 anos, compreendido entre o ano 2001 e o ano 2026.

Tabela 1.6-1: Curvas de Produção para 28 poços

P-40											28 Poços	
DATE	Qo m <sup>3</sup> /d	NP MMm <sup>3</sup>	Qg Mm <sup>3</sup> /d	GP MMm <sup>3</sup>	RGO m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Qw m <sup>3</sup> /d	WP Mm <sup>3</sup>	BSW %	Qwi m <sup>3</sup> /d	WI Mm <sup>3</sup>	GLIR Mm <sup>3</sup> /d	Np Atual MMm <sup>3</sup>
31-Dec-99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
31-Dec-00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
31-Dec-01	14671	5	1759	642	120	4	2	0	12274	4480	442	4.66
31-Dec-02	21595	13	2527	1564	117	5	4	0	23208	12951	713	10.62
31-Dec-03	21592	21	2265	2391	105	7	6	0	24468	21882	974	15.80
31-Dec-04	21292	29	2216	3202	104	308	119	1	25137	31082	1024	20.25
31-Dec-05	20877	37	2183	3999	105	700	375	3	27619	41163	1053	24.04
31-Dec-06	19630	44	2099	4766	107	1946	1085	9	28468	51554	1137	27.14
31-Dec-07	17827	50	1879	5451	105	3731	2447	17	28085	61805	1355	29.58
31-Dec-08	16025	56	1692	6070	106	5581	4489	26	28101	72090	1549	31.50
31-Dec-09	14721	61	1535	6630	104	6817	6978	32	28685	82560	1696	33.02
31-Dec-10	13921	67	1442	7157	104	7673	9778	36	27814	92712	1797	34.28
31-Dec-11	13137	71	1356	7652	103	8268	12796	39	26592	102418	1855	35.31
31-Dec-12	11486	76	1195	8089	104	9547	16291	45	25929	111908	1961	36.09
31-Dec-13	10192	79	1051	8472	103	10341	20065	50	24759	120945	2029	36.70
31-Dec-14	9121	83	935	8813	102	10655	23954	54	22940	129318	2032	37.17
31-Dec-15	8792	86	918	9148	104	11252	28061	56	23016	137719	2089	37.56
31-Dec-16	8361	89	870	9467	104	11833	32392	59	22593	145988	2159	37.89
31-Dec-17	7871	92	805	9761	102	12023	36781	60	20992	153650	2179	38.15
31-Dec-18	7748	95	795	10051	103	12752	41435	62	22882	162002	2280	38.38
31-Dec-19	7145	97	733	10319	103	12894	46141	64	21734	169935	2273	38.56
31-Dec-20	6770	100	690	10571	102	12528	50727	65	20978	177613	2205	38.72
31-Dec-21	6852	102	706	10829	103	13364	55605	66	19159	184606	2326	38.85
31-Dec-22	6419	104	664	11071	103	13850	60660	68	19293	191648	2377	38.96
1-Dec-23	5940	107	632	11302	106	13606	65626	70	18290	198324	2300	39.04
31-Dec-24	5254	109	545	11501	104	13430	70542	72	18380	205051	2258	39.11
31-Dec-25	3290	110	341	11625	104	8975	73817	73	12595	209648	1499	39.15
31-Dec-26	0	110	0	11625	0	0	73817	0	0	209648	0	39.15

Qo:..... vazão de óleo, em m<sup>3</sup>/dia

NP: ..... somatório da produção de óleo, em MMm<sup>3</sup>

Qg:..... vazão de gás, em Mm<sup>3</sup>/d

GP: ..... somatório da produção de gás, em MMm<sup>3</sup>

RGO: ..... razão gás/óleo, em m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

Qw:..... vazão de água de produção, em m<sup>3</sup>/d

WP:..... somatório do volume de água de produção gerado, em Mm<sup>3</sup>

BSW: ..... razão água/óleo, em %

Qwi: ..... vazão de água injetada, em m<sup>3</sup>/d

WI:..... somatório do volume de água injetada, em Mm<sup>3</sup>

GLIR: ..... vazão de gás injetado, em Mm<sup>3</sup>/d

Np Atual: ..... em MMm<sup>3</sup>

A Figura 1.6-1 a seguir ilustra na forma de gráfico as produções de petróleo, gás natural e água produzida para o período considerado na Tabela 1.6-1 apresentada anteriormente.

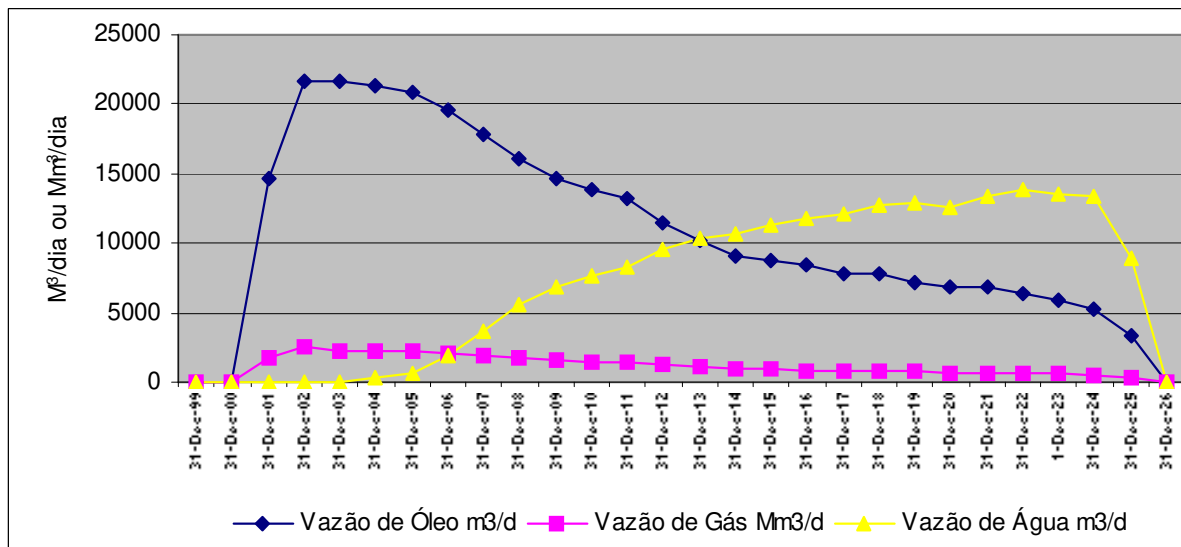


Figura 1.6-1: Gráfico das produções de petróleo, gás natural e água produzida.

## 1.6.2 – CAMPO DE MARLIM SUL

Com relação a 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.

## **1.7 - PLANOS DE EXPANSÃO DA PRODUÇÃO**

### ***NOVOS POÇOS PRODUTORES E INJETORES***

Não se encontra prevista 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.

### ***NOVAS UNIDADES DE PRODUÇÃO***

Como o campo de Marlim Sul possui um volume enorme de reservas de hidrocarbonetos já bloqueado, tratando-se de um campo gigante, e distribuído em uma área extensa, a sua exploração comercial prevê a implantação de novos módulos de produção. Atualmente, são avaliados mais três módulos, em regiões de lâmina d'água mais profundas, conforme ilustra o croqui exposto na Figura 1.2.3-2: Localização do Módulo 1 dentro do próprio Campo de Marlim Sul, apresentada anteriormente no presente documento.

### ***LANÇAMENTO DE NOVAS LINHAS***

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.

## **1.8 - SISTEMÁTICA DE EXECUÇÃO DAS ATIVIDADES**

- Formas de manutenção e detecção de vazamentos;
- Sistemas de segurança;
- Sistemas de bloqueio no caso de acidentes;
- Sistemas de medição e monitoramento;
- Caracterização e disposição de rejeitos.

Estes assuntos já foram abordados anteriormente nos sub-itens 1.5.1.7, 1.5.1.8, 1.5.1.9 e 1.5.4.5.

## 1.9 - 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**



## **1.10 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS**

### **1.10.1 - ALTERNATIVAS LOCACIONAIS**

Com relação às alternativas locais para instalação da Plataforma P-40, e consequentemente 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 locais, 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.

A não implantação de uma destas alternativas induz a não implantação do empreendimento cujos efeitos são discutidos no item 3.6 referente ao Prognóstico da Qualidade Ambiental.

### **1.10.2 - 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.