

### 3. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO

Neste capítulo, será apresentada a descrição da atividade de perfuração nos Blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42, BM-C-43, na Bacia de Campos, apresentando os principais aspectos operacionais da atividade a ser realizada pela OGX.

Está prevista a perfuração de 14 poços distribuídos entre os 5 blocos na Bacia de Campos. A descrição dos projetos destes poços será feita por poço-tipo, sendo a descrição dos projetos dos poços-tipo e a correlação com as 14 localizações propostas apresentadas no item 3.1.

Para o desenvolvimento das atividades de perfuração, a OGX utilizará duas entre três unidades de perfuração de propriedade da empresa Diamond Offshore: Ocean Lexington, Ocean Quest e Ocean Ambassador, cujas descrições de seus principais equipamentos estão apresentadas no quadro 3-1, a seguir. No entanto, face às indefinições características do mercado, a OGX não apresentará na versão 00 deste EIA informações que caracterizem completamente as três sondas e que, conseqüentemente, atendam totalmente alguns itens deste estudo, como, por exemplo, os capítulos 8 - Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, o capítulo 9- Plano de Emergência Individual, além deste próprio. O desenvolvimento desta versão deste EIA será conduzido com base nas informações de uma plataforma semi-submersível ancorada, a *Alaskan Star* (SS-39), aqui definida como plataforma "tipo". As informações desta sonda serão utilizadas para contextualizar a elaboração do EIA, sem contudo, em momento algum, inferir que a *Alaskan Star* (SS-39) será utilizada na atividade.

Ressalta-se que, tão logo informações concretas das sondas Ocean Lexington, Ocean Ambassador e Ocean Quest estejam disponíveis, os capítulos que necessitem revisão serão refeitos à luz das novas informações e uma nova versão consolidada será apresentada à CGPEG/IBAMA. As sondas deverão ter características compatíveis com o exigido pelo órgão e pela legislação pertinente.

**Quadro 3-1.** Informações das sondas *Ocean Ambassador*, *Ocean Lexington* e *Ocean Quest*.

DADOS GERAIS	OCEAN AMBASSADOR	OCEAN LEXINGTON	OCEAN QUEST
Tipo	SS Ancorada/ ABS AI	SS Ancorada/ ABS AI	SS Ancorada/ ABS AI
Local de Origem	Golfo do Mexico	Egito	Golfo do Mexico
Ano de construção	1975/ 1985	1976	1973/ 1996
Colunas de estabilização	6	8	12
Ancoras	8 ( 3"x 4000"; 15t )	8 ( 2 <sup>3/4</sup> "x 5500"; 20t )	8
Dimensão ( m x m x m )	100 x 62 x 38,5	79 x 61 x 24,5	102 x 88 x 39
Helideck ( m )	25,3	20,1	25,3 x 25,3
Moon pool ( m x m )	6,7 x 4,6	5,5 x 5,5	5,8 x 10,7
Leitos	92	106	91
Lamina d'água ( m )	335	609	1066
Profundidade máxima ( m )	5000	5000	7600
Air Gap ( m )	21,3	13,7	19,4
Riser	Vecto 21" MR6-C	Vecto 21" MR6-C	Vecto 21" MR6-C
Sistema Ten. Riser, kips	Rucker Shaffer - 640	Rucker Shaffer -800	Rucker Shaffer -1000
Dimensão Mastro ( m³ )	12,2 x 12,2 x 54,9	12,2 x 12,2 x 54,9	12,2 x 12,2 x 54,9
Capacidade total Carga ( lb )	1.000.000	1.000.000	1.150.000
Capacidade Carga Deck	1475 – 2800	907 – 2721	4000 – 5000
Compensador, KLB	400	500	600
Mesa Rotativa	National C-495; 49,5"	OilWell A-495; 49,5"	National C-495; 49,5"
BOP ( pol x psi )	18 <sup>3/4</sup> " x 10000	18 <sup>3/4</sup> " x 10000	18 <sup>3/4</sup> " x 15000
Diverter	Regan KFDS 24"	Regan KFDS 20"	Regan KFDS 24"
Motores principais	3 ( 1959 HP )	3	5 ( 1815 HP )
Geradores	3 ( 1500 KVA )	3	5 ( 1815 KVA )
Top Drive	Varco AR-3200	Varco AR-3200	Varco AR-3200
Guincho	National 1625 ( 1 ½ " )	Oilwell E-3000 ( 1 ½ " )	Continental ( 1 <sup>5/8</sup> " )
Manuseio de tubos	Varco AR-3200	Varco AR-3200	Varco AR-3200
Bambas de lama	3 ( National 12 P-160 )	3 ( Oliwell 1700 PT )	3 ( National 12 P-160 )
Volume de lama ( bbl )	2642	1700+500	2978
Sacaria ( sc )	1500	6000	4000
Silos lama+cimento ( pe³ )	10500	10200	12200
Água Industrial ( bbl )	10644	12400	10560
Água potável ( bbl )	1555	1325	738
Óleo diesel ( bbl )	4345	6900	10400
Controle de sólidos	5 eq. sistema cascata	6 eq. sistema cascata	8 eq. sistema cascata
Unidade de cimentação	Halliburton	—	BJ
Unidade de ROV	Oceaniring	Fugro	Oceaniring
Guindastes	2	3	3
Barcos de Apoio (PSV), BP, ST	75	—	—
Barco Ancora (AHST), MBH/ Bow thruster	6140/ 500	—	—

### 3.1. DESCRIÇÃO GERAL DO PROCESSO DE PERFURAÇÃO

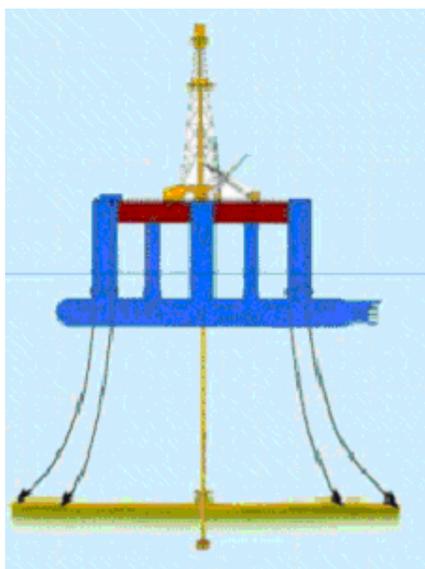
#### A. CARACTERIZAÇÃO DAS ETAPAS DO PROCESSO DE PERFURAÇÃO

A atividade de perfuração dos poços da Bacia de Campos contempla três etapas principais:

- Mobilização da sonda;
- Perfuração do poço;
- Teste do poço (em caso de sucesso na perfuração);
- Desmobilização da sonda.

##### A.1. Mobilização da Sonda

A sonda de perfuração será transportada até a locação dos poços a serem perfurados e ancorada por meio de sistema convencional (âncoras e linhas de amarração), com auxílio de rebocadores, cujas características serão apresentadas no item 3.1.F deste EIA. A Figura 3.1-1 apresenta um desenho ilustrativo do sistema de ancoragem comumente utilizado em sondas semi-submersíveis.



**Figura 3.1-1.** Desenho ilustrativo do sistema de ancoragem das sondas.

Fonte: [www.ukooa.co.uk](http://www.ukooa.co.uk) (2004).

## A.2. Perfuração do Poço

A perfuração dos poços dos blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42, BM-C-43, na Bacia de Campos, está prevista acontecer em 4 ou 5 fases. A primeira fase será perfurada com broca de 26" de diâmetro, conectada a alargador de 36" de diâmetro, sendo revestida com tubos de 30" de diâmetro. As demais fases serão perfuradas com brocas de diâmetros de 26", 17 ½", 12 ¼" e 8 ½". Sendo revestidas com tubos de diâmetros de 20", 13 ¾" e 9 ⅝", conforme mostra o Quadro 3.1-1, a seguir.

**Quadro 3.1-1.** Diâmetros, revestimentos e profundidades dos poços.

MAUI E ALOHA				
FASES	DIÂMETRO DO POÇO ( POL )	DIÂMETRO DO REVESTIMENTO ( POL )	PROFUNDIDADE* ( M )	FLUIDO DE PERFURAÇÃO
1	36,00	30,000	190 a 200	Base aquosa
2	26,00	20,000	460 a 510	Base aquosa
3	17,50	13,375	1060 a 1700	Base aquosa
4	12,25		1600 a 2500	Base aquosa
HONOLULU				
FASES	DIÂMETRO DO POÇO ( POL )	DIÂMETRO DO REVESTIMENTO ( POL )	PROFUNDIDADE* ( M )	FLUIDO DE PERFURAÇÃO
1	36,00	30,000	260	Base aquosa
2	26,00	20,000	570	Base aquosa
3	17,50	13,375	2010	Base aquosa ou base sintética
4	12,25	9,625	3900	Base sintética
5	8,50		4300	Base sintética

(\*) a partir do fundo do mar

Os poços dos blocos da Bacia de Campos cuja profundidade final ficará antes da camada Aptiana usarão fluidos de perfuração de base aquosa. Enquanto os poços que irão até as camadas abaixo da Aptiana, utilizarão fluido de base sintética nas fases 3, 4 e 5, de diâmetros de 17 ½", 12 ¼" e 8 ½", respectivamente. É importante ressaltar, porém, que a OGX somente prevê a utilização de fluido base sintética nos poços onde haja possibilidade de atingir esta formação. Cabe salientar que todas as informações solicitadas pela CGPEG/IBAMA para a aprovação dos

fluidos de perfuração com base sintética são apresentados no Item 3.2.F deste Estudo de Impacto Ambiental.

Estão sendo propostos três poços-tipo (Maui, Aloha e Honolulu) com características de projeto (por exemplo: extensão perfurada, diâmetro de broca, diâmetro de revestimento, volume de cascalho gerado, volume de fluido utilizado) semelhantes. Para o Poço-Tipo Honolulu está sendo proposta, também, a utilização de fluido sintético nas duas ou três últimas fases. O Quadro 3.1-2, apresentado a seguir, correlaciona as localizações propostas e os respectivos projetos (Poços-Tipo).

**Quadro 3.1-2.** Relação entre Poço-Tipo e localização.

POÇO TIPO	LOCALIZAÇÃO RELACIONADA
Maui	Maui, Wakiki e Sunset
Aloha	Aloha, Mahalo, Lokahi, Pipeline, Waimea e Vesuvio01
Honolulu	Honolulu, Etna, Huna, Kilawea e Hawaii

Na sonda, o fluido de perfuração é processado em equipamentos específicos para a separação dos sólidos e reutilização na perfuração do poço. Os equipamentos e o processo de remoção de sólidos do fluido de perfuração serão descritos em item específico a seguir.

Após o término da perfuração de cada fase de um poço, é descida uma coluna de revestimento, procedendo-se com a sua cimentação. O comprimento das colunas de revestimento é determinado em função das pressões de poros e de fraturas previstas, que indicam o risco de prisão da coluna por diferencial de pressão, ocorrência de kicks (influxo indesejável no poço dos fluidos confinados nos poros das formações), desmoronamento das paredes do poço ou perda do fluido de perfuração para as formações.

Dentre as funções da coluna de revestimento, destacam-se:

- Prevenir o desmoronamento da parede do poço;
- Permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície;
- Prover meios de controle de pressão dos fluidos;
- Impedir a migração de fluidos das formações;
- Sustentar os equipamentos de segurança de cabeça de poço;
- Sustentar outras colunas de revestimento;
- Confinar a produção ao interior do poço.

Após a descida da coluna de revestimento, o espaço anular, entre a tubulação de revestimento e as paredes do poço, é preenchido com cimento, de modo a fixar a tubulação, dando suporte mecânico ao poço, e promovendo a vedação hidráulica entre os diversos intervalos de formações permeáveis.

As colunas dos revestimentos serão cimentadas às paredes do poço, bombeando-se colchões lavadores e as pastas de cimento por dentro da própria tubulação de revestimento, deslocando-as com água e fluidos de perfuração. O espaço anular entre o revestimento e as paredes do poço ficará preenchido com cimento, fixando a tubulação e evitando a migração de fluidos entre as zonas permeáveis de cada fase.

A Figura 3.1-2 a seguir ilustra os poços revestidos e cimentados.

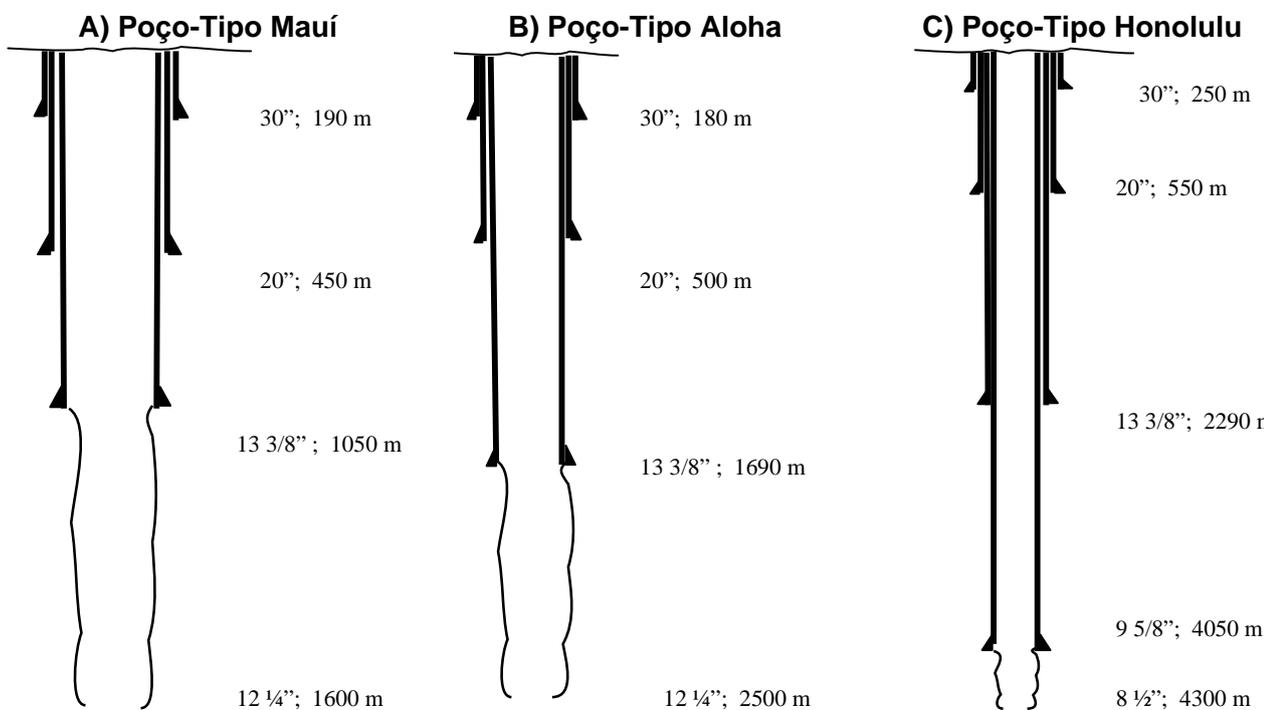


Figura 3.1-2. Esquema dos poços revestidos e cimentados. Fonte: OGX

### A.3. Desmobilização da Sonda

Terminada a atividade de perfuração, o riser e os demais equipamentos de perfuração serão recolhidos à sonda, onde então iniciará seu deslocamento até a próxima locação a ser perfurada.

## B. DESCRIÇÃO DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO E EMBARCAÇÕES DE APOIO

### B.1. Unidade de Perfuração

Conforme citado no início deste capítulo, na atividade de perfuração dos Blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42, BM-C-43 na Bacia de Campos serão utilizadas duas sondas escolhidas entre as unidades de perfuração *Ocean Lexington*, *Ocean Ambassador* e *Ocean Quest* (Figura 3.1-3), todas do tipo semi-submersível ancoradas.



(A) Ocean Lexington



(B) Ocean Ambassador



(C) Ocean Quest

**Figura 3.1-3.** Ilustração das sondas (A) Ocean Lexington, (B) Ocean Ambassador e (C) Ocean Quest

Fonte: OGX

Apresenta-se, a seguir, a descrição da sonda “tipo” Alaskan Star (SS-39), que, da mesma maneira que as sondas da Diamond Offshore, é uma plataforma semi-submersível ancorada. Esta plataforma foi construída pela empresa *Mitsubishi Heavy Industries of Japan* em 1976.

A plataforma “tipo” *Alaskan Star* estará equipada para operar em lâmina d’água de até 500 m e possui capacidade de perfuração de até 7.600 m de profundidade. A Figura 3.1-4 apresenta a ilustração da sonda.



**Figura 3.1-4.** Ilustração da sonda *Star Alaskan*.

Fonte: <http://www.qgog.com.br>

O Quadro 3.1-3 a seguir apresenta as principais características da sonda “tipo” Alaskan Star (SS-39).

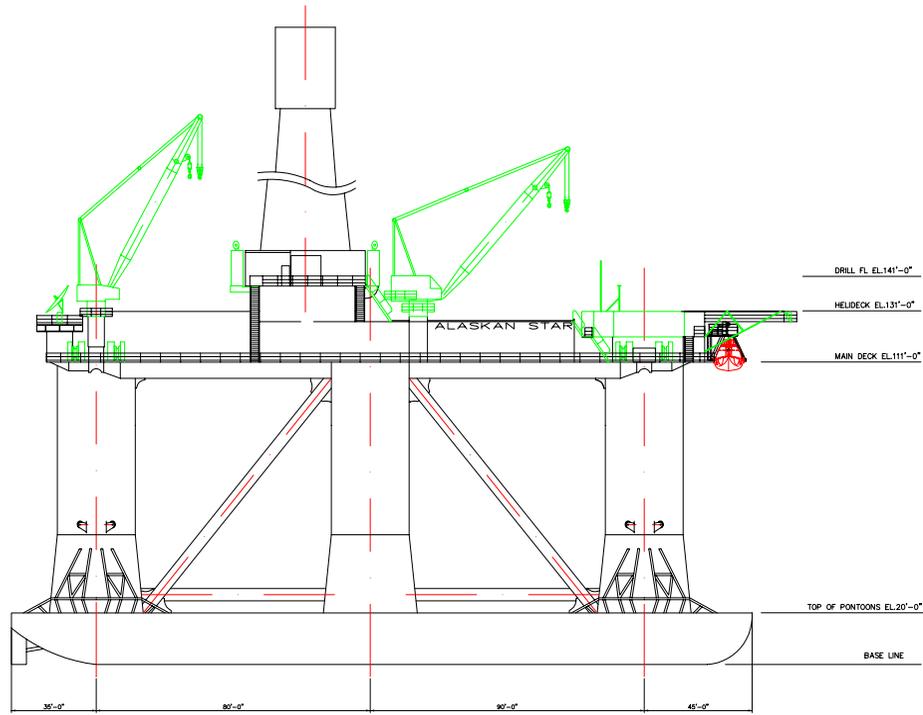
**Quadro 3.1-3.** Principais características da unidade de perfuração “tipo” *Alaskan Star (SS-39)*.  
(continua...)

DADOS GERAIS	
Nome	<i>Alaskan Star</i>
Tipo	<i>Embarcação para perfuração, completação e intervenção em poços de petróleo, Semi-submersível ancorada.</i>
Proprietário	<i>Star International Drilling Ltd</i>
Sociedade Classificadora	ABS
Bandeira	Panamá
Ano de Construção	1976
DIMENSÕES GERAIS	
Comprimento total da unidade	84,20 m
Boca moldada	79,60 m
Pontal moldado	36,41 m
Capacidade de perfuração	7.600 m

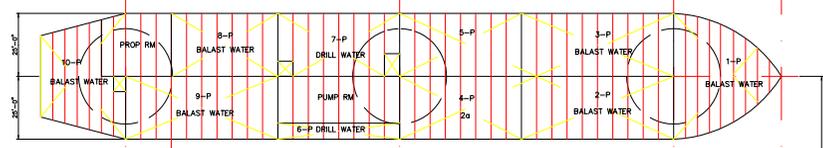
**Quadro 3.1-3.** Principais características da unidade de perfuração "tipo "Alaskan Star (SS-39).  
(continuação)

DIMENSÕES GERAIS	
Máxima lamina d'água	500 m
Deslocamento (carregado e com calado de projeto)	20.156 ton
<i>Moonpool</i>	3,9 m X 7,0m X 9,0m
Acomodações	100 leitos
Heliponto	Um heliponto (sem abastecimento) localizado na proa, dimensões de 25,00 X 25,00 metros, projetadas para aeronaves S-76, capacidade máxima 11.000 Kg.
EQUIPAMENTOS	
Geração de Energia	04 Moto geradores EMD com saída de 2.625 kVA cada 01 Gerador de emergência Caterpillar D 343 PC com potencia de 250 kVA/ 480 V
Guindastes	02 Guindastes de proa, fabricante Manitowoc, motor do tipo diesel. Capacidade 36,00 ton. 01 Guindastes de popa, fabricante National, motor do tipo diesel. Capacidade 36,00 ton.

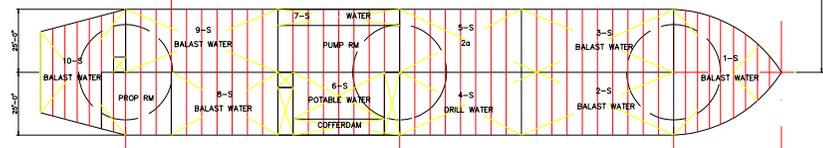




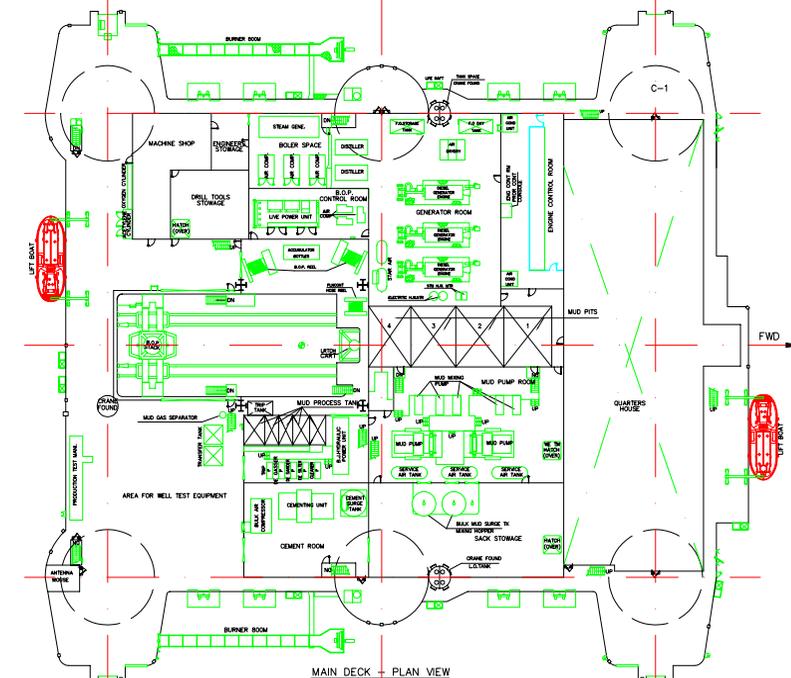
PROFILE VIEW



CAISSONS' - PLAN VIEW

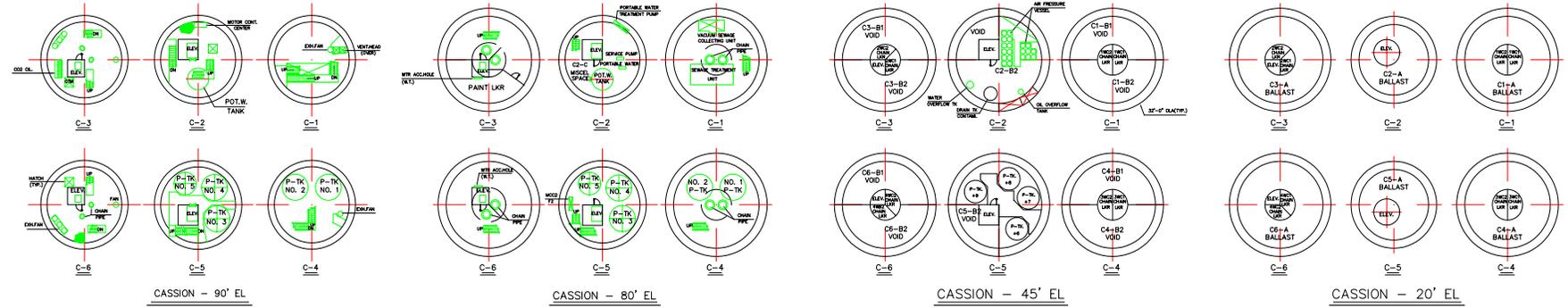


CAISSONS' - PLAN VIEW



MAIN DECK - PLAN VIEW

FORWARD ON ALL FIGURES



CAISSON - 90' EL

CAISSON - 80' EL

CAISSON - 45' EL

CAISSON - 20' EL

REFERENCE DOCUMENTS

DRAWING: W.O.10-112 SH1 1 of 2 - CAPACITY PLAN

KEY PLAN

GENERAL NOTES

1 - XX

NO.	DESCRIPTION	DATE	DESIGNER	CHECKER	APPROVER
2	REPRESENTATIVE INTERPRETATION				
1	FINISHED PLAN				

UNIT DECK LOADS

AREA	LOADING
PIPE RACK	500 LB./SQ. FT.
PIPE RACK SUPPORTING GILDERED	100 LB./SQ. FT.
PIPE RACK	750 LB./SQ. FT.
PIPE RACK DECK	250 LB./SQ. FT.
DECK OVER STEAM GENERATOR	500 LB./SQ. FT.
OPEN MAIN DECK - WALKWAY	150 LB./SQ. FT.
OPEN MAIN DECK - WORKING AREAS	750 LB./SQ. FT.
TOOLS AND PARTS STORAGE	300 LB./SQ. FT.
TOOLS AND PARTS STORAGE	500 LB./SQ. FT.
SAFETY STORAGE AREA	300 LB./SQ. FT.
SPRINKLER DECK AREA	400 LB./SQ. FT.
QUARTERS AREA	150 LB./SQ. FT.
QUARTERS ROOF	150 LB./SQ. FT.
HELIPORT - SIKORSKY SEIN DECK	100 LB./SQ. FT.

\* 12,000 LB. ON ANY ONE SQ. FT.

Figura 3.1-5

ALASKAN STAR

GENERAL ARRANGEMENT

CAPACITY PLAN

DESIGNER: LUMBA  
CHECKER: LUMBA  
DATE: 1/20/04  
BY: W.A.S.

ORDERED BY: TELA  
APPROVED BY: JCB

SHEET 1 of 2

W.O.10-112 Sh1. 1 of 2

Uma sonda semi-submersível com as características da sonda “tipo” Alaskan Star (SS-39) possui, ainda, facilidades para estocagem de sacarias, risers e tubos de perfuração. Com relação à capacidade de estocagem de líquidos, uma sonda semi-submersível possui, ainda, tanques para água potável, óleo combustível, água industrial e lastro, conforme pode ser verificado no Quadro 3.1-4.

**Quadro 3.1-4.** Tancagem da plataforma semi-submersível “tipo” Alaskan Star.

TIPO DE FLUIDO	QUANTIDADE	CAPACIDADE TOTAL(m <sup>3</sup> )
Óleo diesel	03	1.087,63
Óleo sujo	01	8,10
Óleo Lubrificante	01	227,05
Óleo Hidráulico	01	2,5
Água industrial	04	1.397,00
Água potável	02	190,47
Água de Lastro	18	9.420,00
Bentonina	02	62,41
Barita	04	181,22
Cimento	03	111,14
Lama ativa	05	254,7
Lama reserva	02	41,18
Sacaria	01	4.000 (sacos)
Material a granel	NA	-
Fluido de perfuração	NA	-

Com relação ao sistema de carga e descarga, uma plataforma semi submersível comumente possui dois guindastes como as da Alaskan Star: um de proa (fabricante Manitowac) do tipo motor a diesel com capacidade de 30 toneladas e um guindaste de popa (fabricante Manitowac) do tipo motor a diesel com capacidade de 25 toneladas.

#### B.1.1. Sistema de abastecimento de óleo diesel

O sistema de recebimento e manuseio de óleo diesel de uma plataforma semi-submersível “tipo” a *Alaskan Star* é provido basicamente de tanques para estocagem de óleo, sistema purificador de óleo, tanques de óleo utilizável, tanques de lodo, sistema de filtros, bombas de

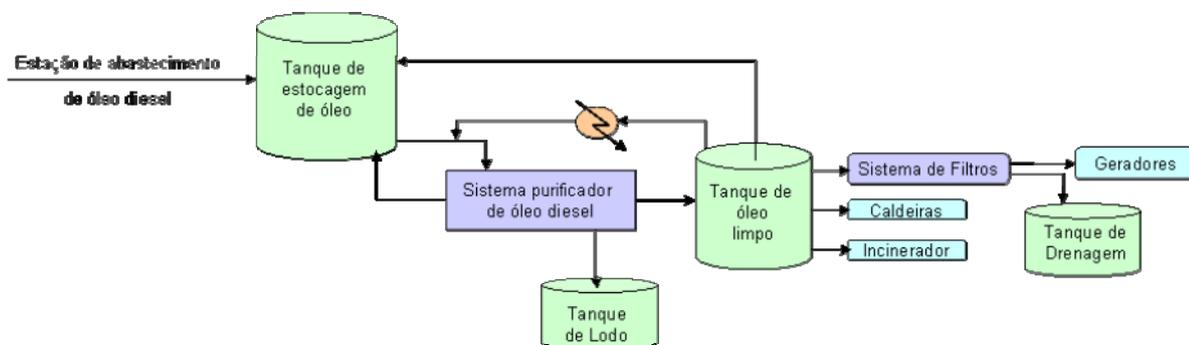
distribuição, tubulações, válvulas, controladores de nível, sensores de emergência, dentre outros componentes.

O recebimento de óleo diesel a partir de embarcações de apoio é realizado através de tomadas dispostas nos bordos laterais da plataforma, seguindo por tubulação até os tanques de armazenamento, situados nos submarinos de bombordo e boreste.

Toda a operação de transferência de óleo diesel entre a embarcação de apoio e a unidade é realizada obedecendo aos procedimentos de abastecimento da plataforma. Deve ser realizada com barreiras de contenção e ser assistida por homens de área capacitados e treinados, que deverão permanecer alerta em ambos os bordos (barco de apoio e a unidade) para identificar eventuais vazamentos e acionar o Plano de Emergência Individual, caso necessário.

Na ocorrência de contaminação do piso por óleo a bordo da unidade deverá ser utilizado *kit* SOPEP pelos operários, os quais também deverão fazer uso de equipamentos de proteção individual (EPI's) adequados, para a remoção do óleo.

O óleo diesel recebido em plataformas semi-submersíveis será armazenado no tanque de estocagem e a partir deste tanque o óleo será bombeado para o tanque de decantação através de uma bomba de drenagem passando por uma centrífuga de óleo diesel, a fim de remover a água e material particulado contido no óleo, que formam um lodo. Este lodo irá acumular-se no fundo dos purificadores até ser removido para o tanque de lodo e posteriormente descartado adequadamente. Livre das impurezas, o óleo será drenado para o tanque de serviço diário (*day-tank*). A partir deste tanque, o diesel é distribuído para os equipamentos consumidores da plataforma através de bombas de engrenagem. Esses equipamentos consumidores são, essencialmente, motores/geradores, guindastes, unidade de cimentação. A Figura 3.1-6 apresenta uma diagrama esquemático representativo de um sistema de purificação de óleo diesel de uma plataforma semi-submersível:



**Figura 3.1-6.** Diagrama esquemático de um sistema de purificação de óleo diesel da plataforma semi-submersível “tipo” *Alaskan Star*.

### B.1.2. Módulos da unidade de perfuração

No caso específico da Sonda *Alaskan Star*, a mesma é compartimentada em casco, sistema de carga e descarga e superestrutura.

### B.1.3. Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração de energia principal de uma plataforma tipo pode ser composto por 03 grupos geradores EMD de 2625 kVa, 600Vca, 60 Hz, trifásico. O quarto grupo gerador permanece disponível como “back up”.

Os geradores principais alimentam os painéis de retificadores (SCR's), através de um barramento de 600 Vca. Os SCR's fornecem energia diretamente para o guincho de perfuração, bombas de lama, mesa rotativa, top drive, guinchos de âncoras e dois transformadores de 1000 kVa (600 Vca / 480 Vca), os quais alimentam o sistema auxiliar, bombas do sistema de lastro, motores elétricos, etc.

O sistema de iluminação é alimentado por 220Vca e 110 Vca, providos de transformadores 440/220, 110 Vca.

O gerador de emergência Caterpillar D 343 PC, com potência de 250 kVaa/480V, é acionado e entra automaticamente quando falta energia no sistema de 600 Vca. O gerador de emergência pode também ser acionado manualmente caso necessário.

O gerador de emergência é capaz de acionar as bombas de captação para alimentar o sistema de lastro, esgoto, anel de incêndio e unidade hidráulica de acionamento do BOP e itens obrigatórios conforme MODU Code (iluminação de emergência, bombas de incêndio, elevadores, etc.).

Em complemento, existe um banco de baterias de 24 Vcc, que provê alimentação para acionamento do BOP em caso de necessidade em situações de emergência.

A unidade possui banco de baterias que garante por determinado período o funcionamento dos sistemas vitais que são eles: Partida de geradores de emergência, painéis de retificadores, sistema de rádio, sistema telefônico, sistema de apito e balizamento.

### B.1.4. Sistema de ancoragem

A sonda semi-sumersível “tipo” *Alaskan Star* possui 8 âncoras, sendo 2 em cada coluna de vértice, separadas por 45 graus de ângulo. Vários procedimentos de ancoragem podem se

utilizados, a depender das variáveis da operação, como, disponibilidade de material e tempo, obstáculos no fundo, como, por exemplo, equipamentos marinhos de exploração e produção de outros empreendimentos. Cabe salientar que a OGX prevê campanhas de caracterização do leito oceânico com o intuito de mapear a área de ancoragem. Atualmente um dos processos mais utilizados na ancoragem de é o pré-lançamento de âncoras com pré-tensionamento, sendo que e embarcações de apoio farão a conexão da amarra da plataforma ao sistema lançado previamente. Detalhes do sistema de ancoragem serão apresentados quando da apresentação das características das sondas.

### B.1.5. Sistema de Perfuração

Todos os equipamentos de uma sonda responsáveis por uma determinada função na perfuração de um poço são distribuídos basicamente em sistemas de sustentação de cargas, movimentação de carga, de rotação, de circulação e de subsuperfície (Thomas, 2001). O Quadro 3.1-5, a seguir, apresenta as características do sistema de perfuração da sonda adotada como “tipo” *Alaskan Star*.

**Quadro 3.1-5.** Sistema de Perfuração da sonda *Alaskan Star*.

SISTEMA	ESPECIFICAÇÃO
Sustentação de Carga	Continental Emsco 160' x 40' x 40'; Capacidade: 1,000,000 lbs
Movimentação de Carga	Continental Emsco C-3 Tipo II 3,000 HP
Rotação	Top Drive modelo National Oilwell PS-2 650 t
Circulação	2 x Bombas de lama Continental Emsco FA-1600 triplex, 1600 HP
Mesa Rotativa	Continental Emsco Diâmetro 49.5". Modelo T-4950

Fonte: OGX

## C. DESCRIÇÃO DAS OPERAÇÕES COMPLEMENTARES PREVISTAS

As operações complementares previstas para os poços na Bacia de Campos, compreendem a realização de perfilagem nas últimas fases da perfuração, teste de formação, completação do poço e abandono temporário.

## C.1. Testemunhagem

A testemunhagem é uma operação comum em poços exploratórios e é realizada em objetivos pré-definidos ou definidos durante a perfuração, com o objetivo de se obter as mais diversas informações sobre um determinado intervalo. É o processo de obtenção de uma amostra real de rocha de subsuperfície, chamado testemunho, com alterações mínimas nas propriedades naturais da rocha. Com a análise deste testemunho obtém-se informações referentes à geologia, engenharia de reservatórios, completação e perfuração, tais como litologia, textura, porosidade, permeabilidade, saturação de óleo e água, etc.

- Testemunhagem com Barrilete convencional: a operação de testemunhagem com barrilete convencional consiste na descida de uma broca vazada, conhecida como coroa, e dois barriletes, um externo, que gira com a coluna, e outro interno, onde irá se alojar o testemunho. Durante a operação, à medida que a coroa avança, o cilindro de rocha não perfurado é encamisado pelo barrilete interno e posteriormente trazido à superfície. Neste processo, é possível obter testemunhos de 9, 18 ou 27 metros, conforme a composição da coluna.
- Testemunhagem a Cabo: na testemunhagem a cabo, o barrilete interno pode ser removido até à superfície por meio de um cabo, sem a necessidade de se retirar toda a coluna.
- Testemunhagem Lateral: o método utiliza uma ferramenta percussiva e o seu princípio fundamental é muito simples: cilindros ocos, presos por cabos de aço a um canhão, são arremessados contra a parede da formação para retirar amostras da rocha. Ao se retirar o canhão, os cilindros contendo as amostras retiradas da formação são levados até a superfície.

Nos poços exploratórios dos Blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42, BM-C-43, na Bacia de Campos, serão realizadas testemunhagens lateral a cabo e convencional com barrilete e coroa.

## C.2. Perfilagem

Durante a perfuração dos poços exploratórios dos Blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42, BM-C-43, na Bacia de Campos, serão obtidos registros dos parâmetros de perfuração e resistividade, densidade, porosidade neutrônica e raios gama, utilizando ferramentas de MWD (*Mesuring While Drilling*), LWD (*Logging While Drilling*) e PWD (*Pressure While Drilling*).

As operações de perfilagem a poço aberto efetuarão registros desde a profundidade final da fase até a sapata do revestimento anterior, principalmente no que diz respeito a: profundidade, diâmetro do poço, potencial espontâneo, resistividade, indutância, sônico, raios gama, densidade/neutrão (porosidade). O conjunto de registros incluirá perfis de indução, sônico, de raios gama, de densidade, de neutrão, de ressonância magnética, de imagem resistiva e teste a cabo. As fontes e ferramentas que utilizam material radioativo terão seu manuseio, transporte e operação coordenados e acompanhados por profissionais qualificados para tal finalidade.

A perfilagem em poço revestido terá como objetivo avaliar a qualidade da cimentação dos revestimentos. As informações e registros serão obtidos através dos perfis CBL/VDL.

O Quadro 3.1-6 resume as operações de perfilagem a serem realizadas.

**Quadro 3.1-6.** Perfis a serem corridos nos poços dos blocos da bacia de Campos.

DIÂMETRO DA FASE (Pol)	DURANTE A PERFURAÇÃO	POÇO ABERTO	POÇO REVESTIDO
17 ½"	MWD/LWD/PWD	indução/sônico/raiosgama/calibre (ait/dsi/gr/cal)	CBL/VDL
12 ¼"	MWD/LWD/PWD	ind/ son/rg/cal/densidade/neutrão (ait/dsi/gr/cal/fdc/cnl/cst/mdt/rft)	CBL/VDL
8 ½"	MWD/LWD/PWD	ind/ son/rg/cal/densidade/neutrão (ait/dsi/gr/cal/fdc/cnl/cst/mdt/rft)	CBL/VDL

Fonte: OGX

## C.3. Avaliação da Qualidade da Cimentação

A avaliação da qualidade da cimentação é imprescindível, visto que qualquer falha pode provocar problemas como, produção de fluidos indesejáveis, testes de formação incorretos, podendo chegar até mesmo à perda do poço. Esta avaliação é feita utilizando-se perfis acústicos, que medem a aderência do cimento ao revestimento e a do cimento à formação.

A volumetria e composição da pasta de cimento e dos colchões lavadores e espaçadores que serão utilizados estão sendo apresentados no Anexo 3-1. As Fichas de Informação e Segurança (FISPQ) dos produtos utilizados também se encontram no Anexo 3-1.

#### **C.4. Teste de Formação**

O teste de formação é realizado para se avaliar a potencialidade de produção do reservatório. O teste é a operação pela qual, com a utilização de ferramentas especiais, recupera-se, na superfície, os fluidos das formações, ao mesmo tempo em que se registram as pressões de fluxo e estática dos reservatórios.

O teste de formação é realizado após a descida coluna de testes no poço, que é provida com registradores de temperatura e pressão, válvula testadora (que permite abrir e fechar o fluxo do poço), que é assentada acima do *packer* (separando o poço em duas zonas não comunicáveis, isolando a zona a ser testada).

Para o início do teste de formação, a válvula testadora é aberta e o intervalo do poço abaixo do *packer* não sofre mais o efeito da pressão hidrostática do fluido de perfuração, entrando em contato direto com o interior da coluna de perfuração. Com isso, o fluido existente abaixo do “*packer*” fluirá para dentro da coluna dando início ao teste.

A Figura 3.1-7 apresenta um esquema ilustrativo do teste de formação.

Caso sejam encontrados indícios de hidrocarbonetos nos poços dos blocos da bacia de Campos, serão realizados Testes de formação a cabo (TF) e Teste de formação a poço revestido (TFR), com duração máxima de 72 horas.

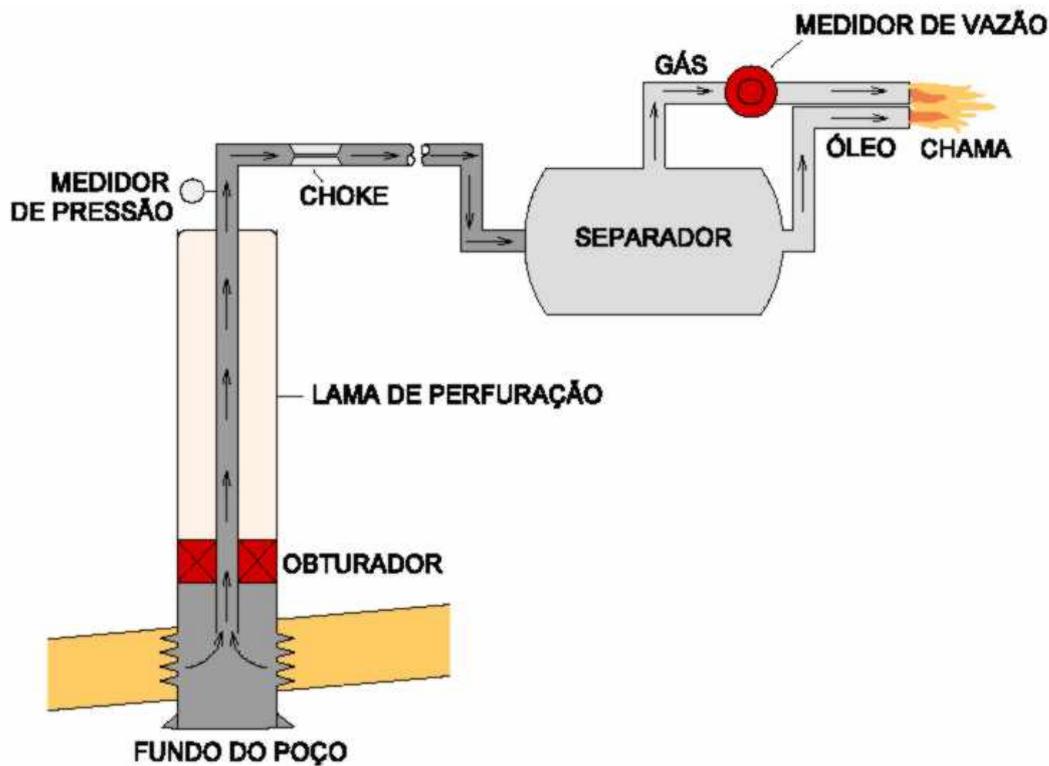


Figura 3.1-7. Esquema de realização do teste de formação. Fonte: HABTEC

## C.5. Completação do Poço

A completção de um poço consiste na instalação de equipamentos de modo a prepará-lo para a produção de óleo com segurança e com melhor desempenho possível, ao longo de sua vida produtiva. Entretanto, para os poços exploratórios dos Blocos BM-C-39, BM-C-40, BM-C-41, BM-C-42, BM-C-43, na Bacia de Campos, não há previsão de completção.

## C.6. Tamponamento / Abandono

A operação de abandono de um poço requer a colocação de tampões dentro do poço, de modo a lacrá-lo com segurança. Estes tampões devem ser dispostos de maneira a não permitir a mistura entre fluidos de diferentes formações e migração destes para o fundo do mar. Os tampões podem ser mecânicos ou, o que são mais comuns, construídos com cimento.

O abandono do poço pode ser temporário, nos casos de uma futura exploração, ou definitivo, no caso de poços que se mostraram economicamente inviáveis. Independentes do tipo de abandono, estes serão executados de acordo com a Portaria 25/02 da ANP.

No caso do abandono temporário, será considerada a possibilidade de uma futura reentrada. As coordenadas do poço serão registradas nos boletins da OGX e documentos regulamentados pela ANP, com a finalidade de facilitar a reentrada no poço, o monitoramento ambiental e o lançamento de linhas e dutos de produção.

Ao término das operações de deslocamento dos tampões de abandono será assentada uma capa de abandono de aço, recuperável.

A Figura 3.1-8, apresentada a seguir, ilustra o esquema de abandono para cada Poço-Tipo proposto.

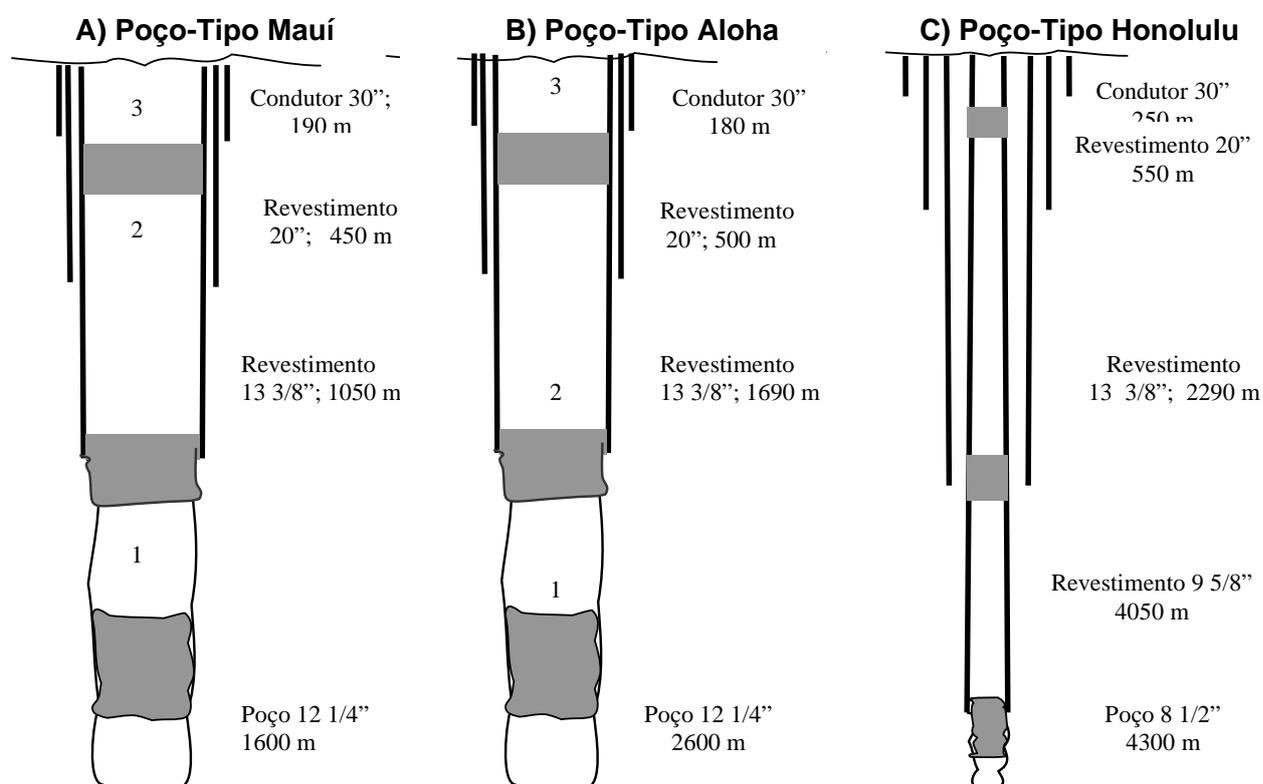


Figura 3.1-8. Esquema de abandono do poço. Fonte: OGX

### C.7. Cuidados Ambientais Durante as Operações Complementares

Os cuidados ambientais a serem tomados para a realização de cada operação complementar estão relacionados, principalmente, às medidas de segurança para prevenção e controle de *kicks*, evitando o escalonamento para um cenário de perda de controle de poço (*blowout*) e conseqüente vazamento de óleo e gás para o ambiente.

Desta forma, as operações serão conduzidas com base na verificação prévia da pressão esperada das formações, nos tipos e densidades dos fluidos a serem utilizados e na configuração

do abandono do poço. Também deverão ser considerados os desenhos esquemáticos mostrando as formações produtoras e os equipamentos de subsuperfície a serem utilizados no poço, dentre outras.

Além das exigências supracitadas, as operações complementares devem ser conduzidas de acordo com o que determina a legislação e demais normas de segurança específicas para cada tipo de operação, as quais são baseadas nas melhores práticas adotadas pela indústria do petróleo.

#### **D. DESCRIÇÃO DOS PROCEDIMENTOS NO CASO DA DESCOBERTA DE HIDROCARBONETOS EM ESCALA COMERCIAL**

No caso de descoberta significativa de hidrocarbonetos, serão programados serviços adicionais para avaliação da acumulação. No planejamento da OGX já está sendo considerada a perfuração de poços de delimitação (extensão) em eventuais Planos de Avaliação de Descoberta.

O número de poços de extensão dependerá das características da acumulação, como extensão e distribuição dos reservatórios, por exemplo. É provável que sejam efetuadas novas testemunhagens e perfilagens a cabo, antes da descida de cada revestimento, de acordo com a necessidade. Testes de formação também serão realizados com a finalidade de caracterizar as propriedades dos reservatórios, fluidos e hidrocarbonetos presentes na acumulação.

#### **E. DESATIVAÇÃO DA ATIVIDADE / ABANDONO TEMPORÁRIO OU DEFINITIVO**

Conforme já descrito no item 3-C relativo às operações complementares, o abandono temporário ou definitivo dos poços perfurados seguirá os procedimentos de segurança usualmente adotados pela indústria do petróleo, além daqueles estabelecidos pela legislação pertinente, como a Portaria ANP n° 25/02.

A Unidade de Perfuração, do tipo SS ancorada, será desmobilizada com o auxílio de duas embarcações do tipo AHTS (*Anchor Handling/Towing Supply Vessel*), que içará as âncoras, e outra do tipo PSV (*Platform Supply Vessel*) que ficará na área para auxiliar na movimentação da Unidade de Perfuração.

## F. SISTEMA DE SEGURANÇA E PROTEÇÃO AMBIENTAL

### F.1. Sistema de Proteção Ambiental

#### F.1.1. Sistema de Ancoragem

O posicionamento da sonda será realizado através de sistema de ancoragem convencional, constituído por linhas de amarração e âncoras que são cravadas, por arraste, no fundo marinho.

A sonda semi-submersível “tipo “ SS-39 é ancorada por meio de 8 linhas de ancoragem que, em função da profundidade, da locação e do ponto onde as âncoras serão fixadas, podem ser mais ou menos extensas, e constituídas por segmentos de diferentes materiais - amarra, cabo de aço, cabo de poliéster e acessórios. Estas linhas ficam dispostas radialmente ao redor da unidade, agrupadas 2 a 2 em cada um de seus vértices.

Em geral, as âncoras são lançadas e fixadas no assoalho marinho por embarcações especializadas, antes mesmo da sonda chegar à locação. Após a instalação no local e distância adequadas, os rebocadores realizam testes para se certificar de que as âncoras estão firmemente fixadas ao solo marinho.

As âncoras já instaladas são deixadas, então, com uma ponta de amarra repousando no solo marinho, devidamente sinalizada por bóias. No momento de posicionamento da unidade, as amarras são recolhidas por rebocadores que fazem sua conexão entre a linha de ancoragem e a unidade de perfuração.

#### F.1.2. Sistema de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos

Em sondas semi-submersíveis como a sonda SS-39, os instrumentos normalmente utilizados para alerta de situações de vazamentos referem-se ao controle operacional da perfuração e podem ser utilizados como sistema de alerta de emergências e deflagrar a adoção de medidas de controle apropriadas.

Todas as informações de pressão, temperatura, vazão, nível, posição de válvulas (aberta/fechada) referentes aos vasos, separadores, tanques, linhas de transferência, bombas e tubulações são obtidas por meio de instrumentos instalados no campo sendo visualizadas na estação central de operação. A comparação instantânea entre as variáveis medidas e os limites preestabelecidos permite a tomada de ações de controle automática ou manualmente.

Todas as válvulas de acionamento remoto ou que tenham função de interromper automaticamente a descarga de fluidos em caso de incidentes de poluição são do tipo "falha segura", o que significa que, em se perdendo a capacidade de comando, a válvula assume imediatamente a posição considerada como mais segura.

No caso de vazamentos restritos às instalações da sonda, o plano para interrupção e contenção de óleo, *Shipboard Oil Pollution Emergency Plan* (SOPEP), é acionado. Este plano vislumbra vários casos de acidentes que possam ocorrer vazamento de óleo. Todas as pessoas envolvidas na execução das ações previstas nos procedimentos para interrupção e contenção da descarga de óleo na área operacional devem fazer uso do kit SOPEP, composto no mínimo de material absorvente, pás, vassouras, produtos de selagem, sacos e tambores para estocagem dos resíduos coletados.

O sistema de detecção de incêndio e gás no navio sonda terá como objetivo detectar a ocorrência de incêndios e acúmulo de gases e/ou vapores inflamáveis ou tóxicos, alertando condições de risco da instalação à população, permitindo ações de controle para minimizar a probabilidade de aumento de efeitos indesejáveis.

O sistema de combate a incêndio de sondas semi-submersíveis como a *Alaskan Star* é usualmente composto por equipamentos variados distribuídos por toda a extensão do navio sonda. Os equipamentos de combate a incêndio da sonda "tipo" Alaskan Star (SS-39) estão descritos no Quadro 3.1-7:

**Quadro 3.1-7.** Equipamentos de combate a incêndio.

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
Uma bomba de espuma situada na sala de bombas de lama que atende a dois canhões e mais duas estações de espuma exclusiva para o heliponto	01
Uma bomba de incêndio localizada na sala de bomba de lama e uma na sala de máquina	02
Duas baterias de CO <sub>2</sub> situadas na sala de controle do BOP com 30 cilindros de 45 kg de CO <sub>2</sub> para combate a incêndio sendo que 25 para atender a Sala de Máquinas, e 5 para o SCR e mais 2 cilindros próximos ao paiol de tinta na coluna 3 (perfazendo um total de 32 cilindros)	32
Estações para as brigadas de combate a incêndio localizadas no Casario (corredor do 1º piso) e no paiol da cozinha, com roupas de penetração, conjunto autônomo de respiração e garrafas de ar comprimido reservas	02
Estação para a guarnição de helideck com roupas de penetração, conjunto autônomo de respiração	01
Estações de incêndio distribuídas pela plataforma	28

Fonte: OGX.

Para a detecção de fumaça e gases a bordo de uma sonda "tipo" como a *Alaskan Star*, a mesma conta com detectores de gases, H<sub>2</sub>S e fumaça, conforme descritos no Quadro a seguir:

**Quadro 3.1-8.** Sistema de detecção de gases.

ITEM	ESPECIFICAÇÃO	QUANTIDADE
Sistema de detecção de H <sub>2</sub> S	Sistema de detecção da marca Sieger Limeted cobrindo as seguintes áreas: plataforma, trip tank, peneiras de lama, sala dos geradores próximo ao compressor de ar respirável, tanque de lama, entrada das acomodações; e o painel fica na Sala de Controle (07 Sensores eletroquímicos)	01
Sistema de detecção de Gás combustível	Sistemas de detecção da marca General Monitors cobrindo as áreas trip tank, tanque de lama, peneira de lama e plataforma	02
Detectores de Fumaça	Sistema de detecção da marca THORN e modelo T-880 cobrindo todos os camarotes e compartimentos da Alaskan Star	39
Medidor Multigás	A unidade possui 1 medidor multigás modelo Draeger X-AM 3000 e 1 medidor multigás modelo Gas Alert Micro Clip da marca BW Technologies	02
Sensores distribuídos nos pontos acima descritos e ligados a um painel de alarme localizado na Sala de Controle de Lastro que é guarnecida 24horas.		

Fonte: OGX

### F.1.3. Sistema de Geração de Energia de Emergência

O sistema de geração de energia elétrica de emergência de uma plataforma semi-submersível como a Alaskan Star (SS-39) é usualmente composto por um gerador de emergência Caterpillar D 343 PC com potência de 250 KVA/480 V responsável pela alimentação de sistemas no modo de emergência, entre os quais se destacam o conjunto de BOP's, sistema de lastro, esgoto, anel de incêndio e itens obrigatórios conforme MODU Code.

Sondas deste tipo apresentam como complemento, um banco de baterias que provê alimentação para acionamento do BOP, em caso de necessidade em situações de emergência. Os geradores de emergência das plataformas podem também ser acionado manualmente, caso seja necessário.

### F.1.4. Sistema de Controle de Poço

Plataformas Semi-submersíveis com a "tipo" *Alaskan Star* são dotados de um sistema de controle do poço constituído pelo BOP (*blowout preventer*), que consiste em um conjunto de equipamentos e válvulas de segurança, de atuação integrada, montados na cabeça do poço. Esse sistema BOP será projetado para permitir um rápido fechamento das válvulas de segurança em caso de descontrole operacional da atividade de perfuração, e permitirão a tomada de ações para a retomada do controle antes da ocorrência de um vazamento descontrolado (*blowout* do poço).

O sistema BOP é acionado hidráulicamente através de uma unidade localizada na sala de controle de BOP, que, em condições normais de operação, será alimentada pelo sistema principal de geração de energia, quatro moto geradores e um gerador de emergência.

Em situações de emergência, a unidade de acionamento hidráulico do BOP poderá ser alimentada pelo gerador de emergência. O acionamento das funções do BOP pode ser feito através de três painéis localizados na sala de controle do BOP, no escritório do superintendente e no convés de perfuração, respectivamente.

O conjunto BOP de plataformas semi-submersíveis como a sonda "tipo" *Alaskan Star* (SS-39) será constituído pelos equipamentos descritos no quadro abaixo:

**Quadro 3.1-9.** Equipamentos de segurança do BOP.

ITEM	QUANTIDADE
BOP – Cameron 18 ¾” – 10.000 psi – 4 gavetas	01
Preventor do Anular – Shaffer 18 ¾ “ x 10.000 psi 01	01
Risers – Regan FC-8- 21” x 50’	31
Conector BOP – Vetco H4, 18 ¾” 10.000 psi	02
Tensionadores do Riser – Rucker Shaffer 80.000 lbs cada – 10’ curso (2 duplo e 2 simples)	04
Junta Telescópica – Regan FC-8- x 9’ Curso Divertes 67 pés	02
Diverter – Regan Modelo KFDS 24“	01
Sistema para o monitoramento do fluxo de lama e do nível dos tanques	01

Fonte: OGX

A sonda será provida por um sistema de monitoração responsável pelo registro e controle dos parâmetros envolvidos no progresso da perfuração tais como: taxa de penetração da broca, pressão e vazão da bomba de lama, torque do sistema de rotação (*top drive*), volume de retorno de fluido, nível dos tanques, etc.

Os geradores de emergência das sondas são acionados automaticamente quando ocorre falta de energia, podendo também ser acionados manualmente caso necessário. São capazes ainda de acionar equipamentos como as bombas de captação para alimentar o sistema de lastro, esgoto, anel de incêndio e unidade hidráulica de acionamento do BOP, entre outros.

## F.1.5. Sistemas de Coleta, Tratamento e Descarte de Fluidos

### ◆ *Sistema de tratamento de efluentes*

Sondas semi-submersíveis possuem sistemas de tratamento de efluentes. No caso da “tipo” Alaskan Star (SS-39) este sistema é representado por uma unidade de tratamento de esgoto da marca OMNIPURE – 12MC fabricada pela EXCELTEC INC com capacidade de 1,2 m<sup>3</sup>/h, e é constituída de tanques e unidade de cloração, que produz cloro por eletrólise com a água do mar.

O funcionamento consiste no recebimento dos dejetos, enviados por um tanque intermediário de vácuo. Quando o nível máximo na transferência é atingido, ocorre o início do batimento e aplicação de cloro. Este processo funciona durante aproximadamente 20 minutos, reagindo com os dejetos, quando então, é iniciado o descarte.

### ◆ *Resíduos de cozinha*

Toda a produção de restos alimentares das unidades de perfuração serão encaminhadas para um triturador de alimentos, onde serão triturados em partes menores e lançados ao mar, atendendo as especificações determinadas na convenção MARPOL73/78 (2,5 cm de diâmetro máximo). O triturador de alimentos de ambas as sondas é da marca Sea Trapp, modelo TR 2000 com potencia de 1,5 cv.

### ◆ *Sistema de drenagem*

O sistema de drenagem de plataformas semi-submersíveis é concebido de forma a assegurar que respingos, descargas ou vazamentos de fluidos de processo, sejam coletados e tratados antes de serem descartados diretamente para o meio ambiente.

A sonda semi-submersível “tipo”, adotada neste EIA, a plataforma Alaskan Star SS-39 é cercada por tricanizes e dotada de sistemas de drenos. Os drenos das áreas não classificadas descarregam em um sistema de separação por decantação, em tanques dentro da coluna N° 02. Na sala de controle de lastro, existe um alarme sonoro da válvula de controle automático e alarme visual e sonoro do nível do tanque.

Nas áreas classificadas do convés de perfuração e do moonpool, existe uma separação primária dos drenos através de caixas separadoras ALPINA (separador estático). A água

separada no convés e proveniente de outros drenos (moonpool e outros) é coletada em um tanque de drenos. Existe o controle de conteúdo oleoso dos drenos, e se caso for maior que 15 ppm, este conteúdo é descarregado novamente no tanque de dreno. O controle é feito pelo sensor do separador água e óleo, que permite o desvio para o tanque ou para o mar, através de válvulas de controle, comandadas pelo sensor do separador de água e óleo.

Antes de ser descartada, a água oleosa existente nesses tanques passa por um separador de água/óleo (marca HELI-SEP modelo 2.000-OCD CM, fabricado pela Coffin World Water Systems com capacidade de 2,0 m<sup>3</sup>/h), que possui monitoração constante do conteúdo oleoso, com sensor padronizado para 15 ppm. Caso a mistura seja maior que 15 ppm, a válvula de controle automático é fechada e então o fluxo é desviado novamente para o respectivo tanque. A água com teor oleoso de até 15 ppm é descartada para o mar e o óleo gerado no processo de separação água/óleo é transferido para descarte em terra, em tanques apropriados.

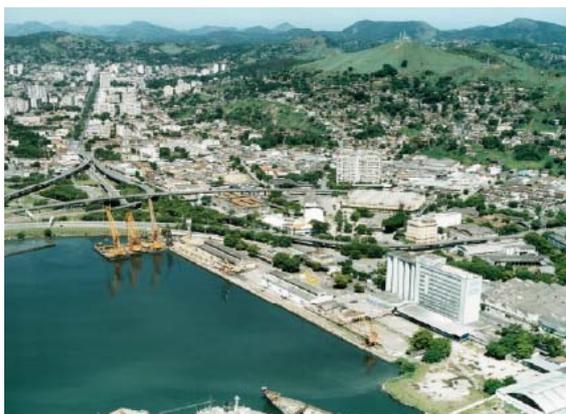
## **G. INFRA-ESTRUTURA DE APOIO**

Durante as atividades de perfuração, será utilizada a base da Nitshore Engenharia e Serviços Portuários para dar suporte logístico portuário para fins de fornecimento, transporte e armazenamento temporário de insumos e resíduos.

### **G.1. Nitshore Engenharia e Serviços Portuários**

O terminal de apoio marítimo que será utilizado durante as atividades é à base da Nitshore Engenharia e Serviços Portuários, localizada no centro de Niterói (RJ) no endereço comercial a Rua Feliciano Sodré 215 - parte.

A licença de operação é apresentada no Anexo 3-2 e a Figura 3.1-9 a seguir apresenta a localização da Nitshore Engenharia e Serviços Portuários.



**Figura 3.1-9.** Nitshore Engenharia e Serviços Portuários.

Fonte: [http://www.onip.com.br/arquivos/Apresentacao\\_nitlog.pdf](http://www.onip.com.br/arquivos/Apresentacao_nitlog.pdf)

#### ◆ Acesso Rodoviário

O acesso rodoviário à base da *Nitshore* possui de saída e entrada exclusiva e direta a BR 101.

#### ◆ Acesso Hidroviário

Em função das bases estarem localizadas em Niterói o acesso hidroviário também é a barra do estuário da Baía de Guanabara localizada na região de boca da baía, entre o Pão de açúcar (Rio de Janeiro), e a fortaleza de Santa Cruz (Niterói).

#### ◆ Instalações Físicas

As instalações físicas da *Nitshore* compreendem uma área operacional de 65 000 m<sup>2</sup> e possui uma retroárea de 300 000 m<sup>2</sup> (fora do porto). Dentre as instalações destacam-se:

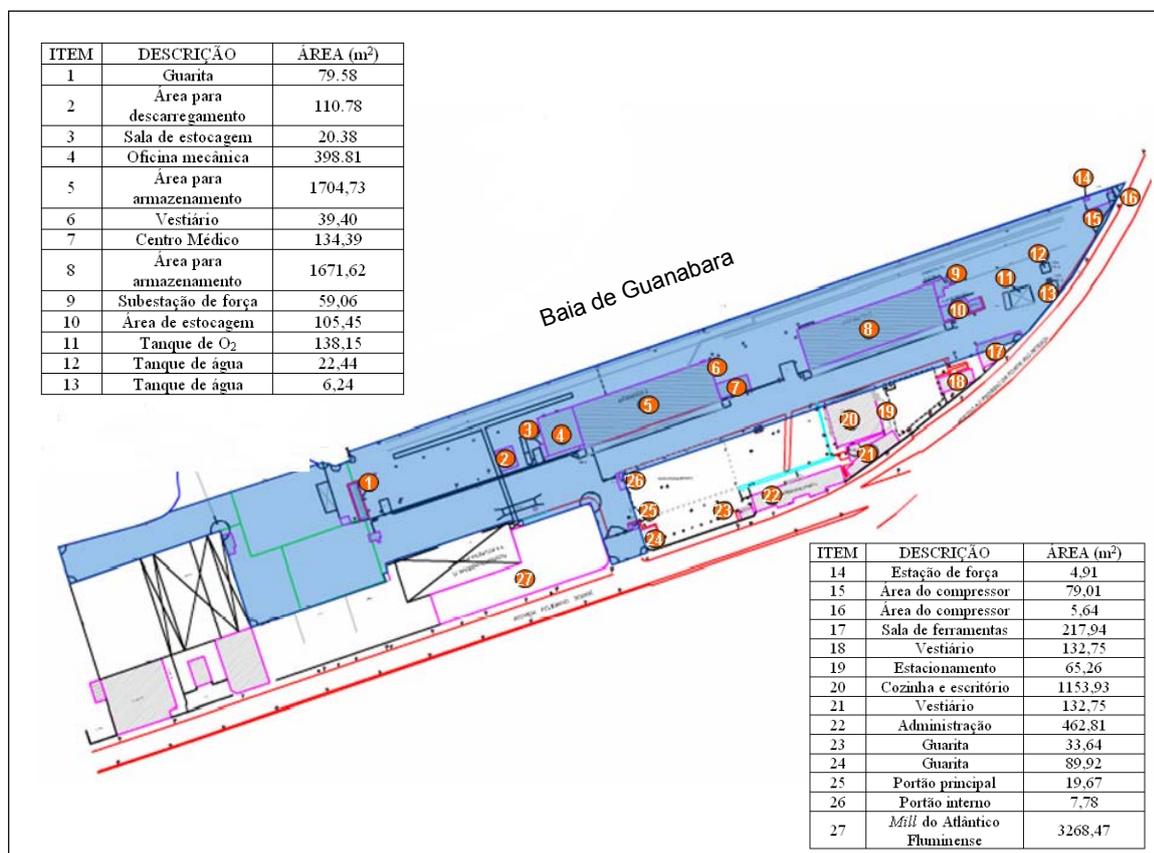
- Cais – 587 m podendo estender até 1170 m.
- Calado – Canal 8 m, cais 9 m, bacia de evolução de 11 m.
- Galpão – 1704,73 m<sup>2</sup> (alfandegado + 1671,62 m<sup>2</sup>).
- Água – disponibilidade a 100 m<sup>3</sup>/h.

A base de apoio conta ainda com os seguintes equipamentos apresentados no Quadro a seguir:

**Quadro 3.1-10.** Lista de equipamentos da base de apoio *Nitshore*.

EQUIPAMENTOS	QUANTIDADE	CAPACIDADE
Guindaste	1	200 t
Guindaste móvel	1	50 t
Empilhadeiras	2	15 t
	1	7 t
	1	3 t
Carreta	1	27t
Containers	80	-

A Figura 3.1-10 a seguir ilustra as instalações físicas da *Nitshore*.



**Figura 3.1-10.** Instalações físicas da *Nitshore* Engenharia e Serviços Portuários.

Fonte: [http://www.onip.com.br/arquivos/Apresentacao\\_nitlog.pdf](http://www.onip.com.br/arquivos/Apresentacao_nitlog.pdf)

### G.1.1. Área para Armazenamento Temporário de Resíduos

Os resíduos gerados na atividade de perfuração serão devidamente identificados e enviados para as instalações da *Nitshore*, onde serão temporariamente armazenados em local devidamente sinalizado, pavimentado ou com base provida de material impermeabilizante, as quais também é dotada de canaletas e diques para contenção imediata de derrames de resíduo oleoso. A base de apoio possui duas áreas para armazenamento de 1704,73 m<sup>2</sup> e 1671,62 m<sup>2</sup>.

Todos os resíduos estarão acompanhados de manifesto de resíduos, conforme procedimento do Programa de Controle da Poluição que faz o controle da movimentação de entrada e saída dos resíduos.

Os procedimentos operacionais relacionados à coleta e destinação final dos diferentes resíduos gerados durante a produção estarão descritos em detalhe no Projeto de Controle de Poluição, item 10.2 deste EIA.

### G.2. Estrutura de Apoio Aéreo

Será utilizado como terminal aéreo, o Aeroporto de Cabo Frio, Estrada Velha de Arraial do Cabo, s/nº - Praia do Sudoeste Cabo Frio, RJ. O Quadro 3.1-11 apresenta as instalações do complexo aeroportuário de Macaé.

**Quadro 3.1-11.** Instalações do complexo aeroportuário de Cabo Frio.

<b>SÍTIO AEROPORTUÁRIO</b>	Área de 833.703 m <sup>2</sup>
<b>PÁTIO DAS AERONAVES</b>	Área 30 000 m <sup>2</sup>
<b>PISTA</b>	Dimensões: 2.560 m x 45 m
<b>TERMINAL DE PASSAGEIROS</b>	Capacidade : 180
<b>ESTACIONAMENTO</b>	Capacidade:100 vagas
<b>ESTACIONAMENTO DE AERONAVES</b>	

## H. OPERAÇÃO DOS BARCOS DE APOIO

Os barcos de apoio, em função das suas características, são divididos em classe como: AHTS (Barco rebocador de manuseio de ancoras e supridor); TS (Barco rebocador supridor); SV (Barco supridor); UT (Barco utilitário) e LH (Barco de manuseio de espias).

A operação destes barcos inclui o reboque das unidades entre as locações e o transporte de cargas de convés (tubos, sacarias, equipamentos diversos, etc.) para as unidades marítimas.

Cargas de convés são movimentadas pelos guindastes das unidades. Cargas líquidas (óleo combustível, água e fluido) são movimentadas através de mangueiras por bombas do próprio barco (descarga) ou da unidade (carga).

Cargas de granéis secos (cimento e materiais de fluido de perfuração em geral) são movimentadas através de mangueiras por compressores do próprio barco (descarga) ou por compressores da unidade (carga).

Durante a atividade de perfuração serão utilizados os barcos de apoio com características análogas às apresentadas no Quadro 3.1-12 a seguir:

**Quadro 3.1-12.** Características das embarcações de apoio.

CARACTERÍSTICA	AHTS 12.000	PSV 3.000	PSV 4.500
Comprimento Total (m)	79	84,3	89,1
Boca (m)	18	18,3	18,8
Calado Máximo (m)	6,4	5,9	6,2
Pontal (m)	8	7,8	7,6
Deslocamento (t)	5660	7199	7284
Comprimento Convés	29	60	58
Largura Convés	13	15	16,2
Convés (m <sup>2</sup> )	363	900	939,6
Carga de Convés (t)	800	1600	2600
Água (m <sup>3</sup> )	783	1800	2050
Capacidade diesel (m <sup>3</sup> )	750	1400	1590
Granel (m <sup>3</sup> )	-	320	390
Fluido (m <sup>3</sup> )	-	1800	690
TPB	1917	4700	4344
B. Pull (t)	150	-	-
Velocidade Máx (nós)	12	13,5	14
Consumo Velocidade de Serviço (t/dia)	24	15,5	20
Fire Fighting (FIFI)	SIM	-	-
Número de Tripulantes	11	14	12
Número de Passageiros	10	10	10

Fonte: OGX

## H.1. Operações de Transferência de Combustível

Toda a operação de abastecimento de óleo combustível dos barcos de apoio na base da Nitshore será realizada de maneira segura visando diminuir os riscos de poluição ambiental.

O abastecimento será realizado através de mangueiras envelopadas entre a base e o barco de apoio e ambos estarão cercados com barreiras de proteção.

Toda a operação de transferência de combustíveis serão monitoradas por dispositivos eletrônicos (volume, pressão e vazão) e também assistidas permanentemente por operadores capacitados, visando à imediata constatação de qualquer incidente por óleo ou químico.

Todos os operadores envolvidos na atividade farão uso de EPI's e no caso de vazamentos no convés ou piso do píer farão uso do *kit* de acidentes com óleo, compostos pelos acessórios descritos anteriormente.

## 3.2. CRITÉRIOS PARA APROVAÇÃO DE FLUIDOS PREVISTOS NA ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO

### A. ESTIMATIVAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO, CASCALHO GERADO POR FASE E CLASSIFICAÇÃO QUANTO A BASE

Conforme dito anteriormente, para atividade de perfuração na Bacia de Campos estão sendo propostos três poços-tipo (Maui, Aloha e Honolulu) com características de projeto (por exemplo: extensão perfurada, diâmetro de broca, diâmetro de revestimento, volume de cascalho gerado, volume de fluido utilizado) semelhantes. Para o Poço-Tipo Honolulu está sendo proposta, também, a utilização de fluido sintético. Os fluidos previstos para a atividade de perfuração em questão são os seguintes (Quadro 3.2-1):

**Quadro 3.2-1.** Classificação dos fluidos quanto à base, por fase.

FASE	DIÂMETRO DA BROCA	TIPO DO FLUIDO	NOME DO FLUIDO
I	36"	Aquoso	Gel Sweeps
II	26"	Aquoso	Gel Sweeps + PAD MUD
III	17 ½"	Aquoso	KCl/ Kla-guard com Anti-encerante
IV	12 ¼"	Aquoso	KCl/ Kla-guard com Anti-encerante
III*	17 ½"	Sintético	PARADRIL
IV*	12 ¼"		
V*	8 ½"		

\* Poço-Tipo Honolulu: opção 1 – fluido sintético nas fases IV e V ou opção 2 – fluido sintético nas fases III, IV e V.

Fonte: OGX

As estimativas referentes ao volume de fluido utilizado na perfuração, volume de fluido excedente e aderido ao cascalho, entre outras estimativas pertinentes, encontram-se no Quadro 3.2-2. A composição destes fluidos é descrita no item I, a seguir.

Conforme solicitado no Termo de Referência (TR) CGPEG/DILIC/IBAMA N°018/08, o Anexo 3-3 contém as tabelas dos Anexos I e II do referido TR.

Para o cálculo da volumetria apresentada no Quadro 3.2-2 deve ser considerado o volume “Perdido para Formação” como a quantidade de fluido contida atrás do revestimento (pasta de cimento a apenas 200 m acima da sapata). No valor do volume perdido para a superfície deve-se

considerar os volumes de fluido aderido ao cascalho somado ao fluido excedente que será descartado durante a perfuração. O volume total de fluido descartado no mar, por fase, pode ser calculado através da soma dos valores de fluido fabricado (valores constantes na coluna intitulada “Fabricada” no Quadro 3.2-2) com os valores de fluido recebido da fase anterior (valores constantes na coluna intitulada “Recebida da fase anterior” no Quadro 3.2-2).

**Quadro 3.2-2.** Volumetria estimada dos fluidos de perfuração para os poços (A) Maui, (B) Aloha, (C) Honolulu op1 e (D) Honolulu op2 (continua...)

(A) MAUI – LDA 110 m												
FASE	DIÂMETRO <sup>1</sup>	INTERVALO CONSIDERADO (M)	VOLUMETRIA ESTIMADA (M <sup>3</sup> )									
			FABRICADA <sup>2</sup>	PERDIDA		RECEBIDA			DESCARTADA		ADERIDA AO CASCALHO	
				FORMAÇÃO <sup>3</sup>	SUPERFÍCIE <sup>4</sup>	FASE ANTERIOR <sup>5</sup>	TANQUE DE EMBARCAÇÃO <sup>6</sup>	FORMAÇÃO	MAR <sup>7</sup>	EMBARCAÇÃO <sup>8</sup>	(M <sup>3</sup> ) <sup>9</sup>	% <sup>10</sup>
<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO AQUOSO</b>												
I	36"	130 – 200	160,2	0,0	0,0	0,0	160,2	0,0	0,0	0,0	160,2	100,0%
II	26"	200 – 460	528,6	0,0	0,0	0,0	528,6	0,0	0,0	0,0	528,6	100,0%
III	17 ½"	460 – 1.060	750,1	63,9	338,4	0,0	750,1	0,0	0,0	347,9	104,4	13,9%
IV	12 ¼"	1.060 – 1.600	247,0	47,2	292,9	347,9	594,9	0,0	254,8	0,0	49,6	8,3%

Fonte: OGX

**LEGENDA:**

1. Diâmetro sem fator de alargamento
2. Somatório do volume fabricado para esta fase e o volume recebido da fase anterior
3. Volume deixado no poço ao final da perfuração da fase
4. Volume total de fluido perdido ao longo da perfuração da fase
5. Volume proveniente da fase anterior, a ser utilizado na fase em questão
6. Volume fabricado para a perfuração da fase
7. Volume descartado no poço ao final da perfuração da fase
8. Volume de fluido sintético devolvido para a base
9. Volume de fluido descartado juntamente com os cascalhos
10. Volume de fluido aderido ao cascalho em relação ao volume utilizado na fase

**Quadro 3.2-2.** Volumetria estimada dos fluidos de perfuração para os poços (A) Maui, (B) Aloha, (C) Honolulu op1 e (D) Honolulu op2 (continua...)

(B) ALOHA – LDA 120 m												
FASE	DIÂMETRO <sup>1</sup>	INTERVALO CONSIDERADO (M)	VOLUMETRIA ESTIMADA (M <sup>3</sup> )									
			FABRICADA <sup>2</sup>	PERDIDA		RECEBIDA			DESCARTADA		ADERIDA AO CASCALHO	
				FORMAÇÃO <sup>3</sup>	SUPERFÍCIE <sup>4</sup>	FASE ANTERIOR <sup>5</sup>	TANQUE DE EMBARCAÇÃO <sup>6</sup>	FORMAÇÃO	MAR <sup>7</sup>	EMBARCAÇÃO <sup>8</sup>	(M <sup>3</sup> ) <sup>9</sup>	% <sup>10</sup>
<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO AQUOSO</b>												
I	36"	120 - 190	160,2	0,0	0,0	0,0	160,2	0,0	0,0	0,0	160,2	100,0%
II	26"	190 - 510	623,4	0,0	0,0	0,0	623,4	0,0	0,0	0,0	623,4	100,0%
III	17 ½"	510 - 1700	1413,4	120,9	830,4	0,0	1413,4	0,0	0,0	462,1	207,1	14,6%
IV	12 ¼"	1700 - 2500	391,4	49,0	500,7	462,1	853,5	0,0	303,8	0,0	73,5	8,6%

Fonte: OGX

**LEGENDA:**

- |  |  |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Diâmetro sem fator de alargamento</li> <li>2. Somatório do volume fabricado para esta fase e o volume recebido da fase anterior</li> <li>3. Volume deixado no poço ao final da perfuração da fase</li> <li>4. Volume total de fluido perdido ao longo da perfuração da fase</li> <li>5. Volume proveniente da fase anterior, a ser utilizado na fase em questão</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>6. Volume fabricado para a perfuração da fase</li> <li>7. Volume descartado no poço ao final da perfuração da fase</li> <li>8. Volume de fluido sintético devolvido para a base</li> <li>9. Volume de fluido descartado juntamente com os cascalhos</li> <li>10. Volume de fluido aderido ao cascalho em relação ao volume utilizado na fase</li> </ol> |
|--|--|

**Quadro 3.2-2.** Volumetria estimada dos fluidos de perfuração para os poços (A) Maui, (B) Aloha, (C) Honolulu op1 e (D) Honolulu op2. (continua...)

(C) HONOLULU OP1 – LDA 185 m												
FASE	DIAMETRO <sup>1</sup>	INTERVALO CONSIDERADO (M)	FABRICADA <sup>2</sup>	VOLUMETRIA ESTIMADA (M <sup>3</sup> )								
				PERDIDA		RECEBIDA			DESCARTADA		ADERIDA AO CASCALHO	
				FORMAÇÃO <sup>3</sup>	SUPERFÍCIE <sup>4</sup>	FASE ANTERIOR <sup>5</sup>	TANQUE DE EMBARCAÇÃO <sup>6</sup>	FORMAÇÃO	MAR <sup>7</sup>	EMBARCAÇÃO <sup>8</sup>	(M <sup>3</sup> ) <sup>9</sup>	% <sup>10</sup>
<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO AQUOSO</b>												
I	36"	185 – 260	170,5	0,0	0,0	0,0	170,5	0,0	0,0	0,0	170,5	100,0%
II	26"	260 – 570	612,6	0,0	0,0	0,0	612,6	0,0	0,0	0,0	612,6	100,0%
III	17 ½"	570 – 2010	1710,5	142,5	1307,6	0,0	1710,5	0,0	260,4	0,0	250,6	14,6%
<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO SINTÉTICO</b>												
IV	12 ¼"	2010 - 3900	683,3	121,2	67,2	0,0	683,3	0,0	0,0	494,9	67,2	9,8%
V	8 ½"	3900 - 4300	1,5	58,2	8,2	494,9	496,4	0,0	0,0	429,9	8,2	1,7%

Fonte: OGX

**LEGENDA:**

- |  |  |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Diâmetro sem fator de alargamento</li> <li>2. Somatório do volume fabricado para esta fase e o volume recebido da fase anterior</li> <li>3. Volume deixado no poço ao final da perfuração da fase</li> <li>4. Volume total de fluido perdido ao longo da perfuração da fase</li> <li>5. Volume proveniente da fase anterior, a ser utilizado na fase em questão</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>6. Volume fabricado para a perfuração da fase</li> <li>7. Volume descartado no poço ao final da perfuração da fase</li> <li>8. Volume de fluido sintético devolvido para a base</li> <li>9. Volume de fluido descartado juntamente com os cascalhos</li> <li>10. Volume de fluido aderido ao cascalho em relação ao volume utilizado na fase</li> </ol> |
|--|--|

**Quadro 3.2-2.** Volumetria estimada dos fluidos de perfuração para os poços (A) Maui, (B) Aloha, (C) Honolulu op1 e (D) Honolulu op2. (continuação)

(D) HONOLULU OP2 – LDA 185 m												
FASE	DIAMETRO <sup>1</sup>	INTERVALO CONSIDERADO (M)	VOLUMETRIA ESTIMADA (M <sup>3</sup> )									
			FABRICADA <sup>2</sup>	PERDIDA		RECEBIDA			DESCARTADA		ADERIDA AO CASCALHO	
				FORMAÇÃO <sup>3</sup>	SUPERFÍCIE <sup>4</sup>	FASE ANTERIOR <sup>5</sup>	TANQUE DE EMBARCAÇÃO <sup>6</sup>	FORMAÇÃO	MAR <sup>7</sup>	EMBARCAÇÃO <sup>8</sup>	(M <sup>3</sup> ) <sup>9</sup>	% <sup>10</sup>
<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO AQUOSO</b>												
I	36"	185 – 260	170,5	0,0	0,0	0,0	170,5	0,0	0,0	0,0	170,5	100,0%
II	26"	260 – 570	612,6	0,0	0,0	0,0	612,6	0,0	0,0	0,0	612,6	100,0%
<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO SINTÉTICO</b>												
III	17 ½"	570 – 2010	722,6	132,8	83,6	0,0	722,6	0,0	0,0	506,2	83,6	11,6%
IV	12 ¼"	2010 - 3900	271,3	121,2	67,2	506,2	777,5	0,0	0,0	589,1	67,2	8,6%
V	8 ½"	3900 - 4300	29,2	55,2	8,2	589,1	618,3	0,0	0,0	554,9	8,2	1,3%

Fonte: OGX

**LEGENDA:**

- |   |  |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>11. Diâmetro sem fator de alargamento</li> <li>12. Somatório do volume fabricado para esta fase e o volume recebido da fase anterior</li> <li>13. Volume deixado no poço ao final da perfuração da fase</li> <li>14. Volume total de fluido perdido ao longo da perfuração da fase</li> <li>15. Volume proveniente da fase anterior, a ser utilizado na fase em questão</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>16. Volume fabricado para a perfuração da fase</li> <li>17. Volume descartado no poço ao final da perfuração da fase</li> <li>18. Volume de fluido sintético devolvido para a base</li> <li>19. Volume de fluido descartado juntamente com os cascalhos</li> <li>20. Volume de fluido aderido ao cascalho em relação ao volume utilizado na fase</li> </ul> |
|---|--|

As estimativas referentes ao volume cascalho gerado na perfuração, volume de cascalho descartado por fase, entre outras estimativas pertinentes, encontram-se no Quadro 3.2-3.

Conforme solicitado no Termo de Referência (TR) CGPEG/DILIC/IBAMA N°018/08, o Anexo 3-3 contém as tabelas dos Anexos I e II do referido TR.

**Quadro 3.2-3.** Volumetria estimada de cascalho para os poços (A) Maui, (B) Aloha, (C) Honolulu op1 e (D) Honolulu op2. (continua...).

A. MAUI	FASES	PROFUNDIDADE EM RELAÇÃO AO NÍVEL DO MAR	INTERVALO DA SEÇÃO	INCLINAÇÃO	DIAMETRO DA BROCA	DIAMETRO DO FURO COM FATOR DE ALARGAMENTO	VOLUME DE CASCALHO GERADO (m <sup>3</sup> )	VOLUME DE CASCALHO DESCARTADO (m <sup>3</sup> )
(LDA 110 m)	<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO AQUOSO</b>							
	I	200	130 – 200	0,0	36"	40,25	57,5	57,5
	II	460	200 – 460	0,0	26"	28,48	106,9	106,9
	III	1.060	460 – 1.060	0,0	17 ½"	18,77	107,1	69,6
	IV	1.600	1.060 – 1.600	0,0	12 ¼"	13,14	47,2	33,1
B. ALOHA	FASES	PROFUNDIDADE EM RELAÇÃO AO NÍVEL DO MAR	INTERVALO DA SEÇÃO	INCLINAÇÃO	DIAMETRO DA BROCA	DIAMETRO DO FURO COM FATOR DE ALARGAMENTO	VOLUME DE CASCALHO GERADO (m <sup>3</sup> )	VOLUME DE CASCALHO DESCARTADO (m <sup>3</sup> )
(LDA 120 m)	<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO AQUOSO</b>							
	I	190	120 - 190	0,0	36"	40,25	57,5	57,5
	II	510	190 - 510	0,0	26"	28,48	131,5	131,5
	III	1700	510 - 1700	0,0	17 ½"	18,77	212,4	138,0
	IV	2500	1700 - 2500	0,0	12 ¼"	13,14	70,0	49,0

Fonte: OGX

**Quadro 3.2-3.** Volumetria estimada de cascalho para os poços (A) Maui, (B) Aloha, (C) Honolulu op1 e (D) Honolulu op2. (continua...).

C. HONOLULU OP1	FASES	PROFUNDIDADE EM RELAÇÃO AO NÍVEL DO MAR	INTERVALO DA SEÇÃO	INCLINAÇÃO	DIAMETRO DA BROCA	DIAMETRO DO FURO COM FATOR DE ALARGAMENTO	VOLUME DE CASCALHO GERADO (m <sup>3</sup> )	VOLUME DE CASCALHO DESCARTADO (m <sup>3</sup> )
(LDA 185 m)	<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO AQUOSO</b>							
	I	260	185 – 260	0,0	36"	40,25	61,56	61,56
	II	570	260 – 570	0,0	26"	28,48	127,42	127,42
	III	2010	570 – 2010	0,0	17 ½"	18,77	256,98	167,03
	<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO SINTÉTICO</b>							
	I	3900	2010 - 3900	0,0	12 ¼"	12,85	158,08	134,37
II	4300	3900 - 4300	0,0	8 ½"	8,91	16,11	13,69	
C. HONOLULU OP2	FASES	PROFUNDIDADE EM RELAÇÃO AO NÍVEL DO MAR	INTERVALO DA SEÇÃO	INCLINAÇÃO	DIAMETRO DA BROCA	DIAMETRO DO FURO COM FATOR DE ALARGAMENTO	VOLUME DE CASCALHO GERADO (m <sup>3</sup> )	VOLUME DE CASCALHO DESCARTADO (m <sup>3</sup> )
(LDA 185 m)	<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO AQUOSO</b>							
	I	260	185 – 260	0,0	36"	40,25	61,56	61,56
	II	570	260 – 570	0,0	26"	28,48	127,42	127,42
	<b>FASES PERFURADAS COM FLUIDO SINTÉTICO</b>							
	III	2010	570 – 2010	0,0	17 ½"	18,35	245,80	208,93
	IV	3900	2010 - 3900	0,0	12 ¼"	12,85	158,08	134,37
V	4300	3900 - 4300	0,0	8 ½"	8,91	16,11	13,69	

Fonte: OGX

## B. CARACTERIZAÇÃO FÍSICO-QUÍMICA, QUALITATIVA E QUANTITATIVA DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A fim de garantir a baixa ou a ausência de interferências ambientais do descarte dos cascalhos e fluidos de perfuração no ambiente marinho, é fundamental que, na escolha dos fluidos de perfuração a serem utilizados, sejam consideradas, além da eficiência de perfuração e do custo, as características ambientais destes fluidos (toxicidade, biodegradabilidade, bioacumulação).

Neste contexto, um importante parâmetro a ser considerado é a toxicidade dos fluidos de perfuração, avaliada através de ensaios laboratoriais. Desta forma, a toxicidade deve ser considerada na seleção de aditivos que irão compor o fluido, estimulando a utilização de fluidos e aditivos de baixa toxicidade.

No Brasil, assim como nos demais países produtores, como Estados Unidos, Noruega e Reino Unido, a indústria de óleo e gás tem utilizado, em operações de perfuração *offshore*, fluidos de base sintética e de base aquosa.

A indústria do petróleo vem, desde 1990, desenvolvendo fluidos alternativos de base sintética, compostos por polímeros e emulsões de vários tipos, que não apresentam hidrocarbonetos poliaromáticos em sua composição. Os fluidos de base aquosa são aqueles que utilizam a água como fase contínua, sendo mais baratos e mais largamente utilizados.

Os fluidos sintéticos ou de base sintética são formulados como uma emulsão na qual as bases sintéticas formam a fase contínua, enquanto uma salmoura forma a fase dispersa (Candler *et al.*, 1993). Estes fluidos foram desenvolvidos para substituir os de base óleo diesel, em situações específicas de perfuração. Apesar de serem mais caros, os fluidos sintéticos são menos agressivos ao ambiente que os à base de óleo, possibilitando o descarte dos cascalhos no mar após tratamento adequado. Os sintéticos são transportados para a costa para processamento e posterior reutilização.

Ao longo da década passada, a indústria do petróleo desenvolveu os fluidos sintéticos utilizando vários produtos químicos orgânicos como a base desse tipo de fluido (fase contínua). Em geral, estes fluidos têm as mesmas propriedades de perfuração que os fluidos à base de óleo diesel, mas não contêm hidrocarbonetos poliaromáticos (HPA's), apresentando menor toxicidade, maior biodegradabilidade e menor potencial de bioacumulação (Veil & Daly, 1999). Por essas razões, considera-se que os cascalhos descartados ao mar com fluido sintético adsorvido causam menos efeitos adversos no ambiente marinho.

As bases dos fluidos sintéticos são classificadas de acordo com a estrutura molecular de seus compostos sintéticos. Ésteres, éteres e polialfaolefinas (PAOs) são três tipos de materiais sintéticos (base dos fluidos sintéticos) introduzidos no início da década de 90. Com a evolução deste tipo de fluido, uma nova geração de sintéticos tem surgido – olefinas alfa lineares (*linear alpha olefins* - LAOs), olefinas internas (*internal or isomerized olefins* - IOs) e parafinas lineares (*linear paraffins* - LPs). As principais diferenças entre os materiais da primeira geração (éster, éter e PAOs) e da segunda geração (LAOs, IOs e LPs) são o custo e a viscosidade, sendo os fluidos da segunda geração mais baratos e mais finos (Friedheim & Conn, 1995). Essas diversas bases apresentam características distintas, com relação à performance operacional, custo e impacto sobre o ambiente marinho. Um dos critérios a ser considerado na seleção destes fluidos, assim como de fluidos base-água e de fluidos base-óleo, é a sua toxicidade, bem como os teores de hidrocarbonetos poliaromáticos.

Os materiais de parafina linear (LP - *linear paraffin*) possuem características químicas similares aos produtos de olefinas alfa-lineares (LAO - *linear alpha olefins*) e de olefinas internas (IO – *internal olefins*). As LPs são classificadas como alcanos, enquanto que as LAOs e as IOs são alcenos (Friedheim & Conn, 1995). Testes com os revolvedores de sedimentos *Albra alba* e *Corophium volutator* mostraram ser os produtos sintéticos LAOs e IOs mais tóxicos que as polialfaolefinas (PAO- *polyalphaolefins*). O estudo de várias LAOs mostrou que a mudança de peso molecular afeta a toxicidade. Uma redução do peso molecular resulta num acréscimo de toxicidade, provavelmente devido ao aumento da solubilidade na fração aquosa.

Segundo Neff et al. (2000), os fluidos sintéticos têm como base materiais sintéticos desenvolvidos e produzidos de modo a evitar a inclusão de hidrocarbonetos aromáticos, considerados um dos principais contribuintes para a toxicidade. Entretanto, muitos metais estão presentes nos fluidos de base aquosa e nos fluidos sintéticos, sempre associados aos aditivos sólidos (barita e argilas) e não à fase contínua desses fluidos (água ou material sintético). Apesar de não existirem dados disponíveis na literatura sobre a concentração de metais em fluidos sintéticos, estes valores devem ser similares aos encontrados em fluidos base-água, que também se assemelham às concentrações em fluidos base-óleo, dependendo, principalmente, da qualidade da barita e das argilas utilizadas nas formulações dos fluidos.

#### ◆ *Fluidos a Serem Utilizados na Atividade de Perfuração*

Durante as atividades de perfuração a ser desenvolvida é prevista a utilização dos seguintes fluidos ao longo do período de operação:

- Água do Mar + Fluido Bentonita Pré-Hidratada - na Fase I (36" de diâmetro para todos os poços). **Base aquosa**. Cascalho e fluido sem retorno para a sonda de perfuração, com descarte no fundo do oceano.
- Água do Mar + Fluido Bentonita Pré-Hidratada + Fluido PAD - na Fase II (26" de diâmetro para todos os poços). **Base aquosa**. Cascalho e fluido sem retorno para a sonda de perfuração, com descarte no fundo do oceano.
- Fluido KCl / KLA-GARD com Antiencerante – nas Fases III e IV ou III (17 ½" e 12 ½" de diâmetro, respectivamente). **Base aquosa**. Cascalho e fluido sem retorno para a sonda de perfuração, com descarte no fundo do oceano.
- Fluido PARADRIL - nas Fases III, IV e V ou IV e V (17 ½", 12 ½" e 8 ½" de diâmetro, respectivamente). **Base sintética**. Retorno para a sonda de perfuração juntamente com o cascalho, sendo direcionado para a planta de remoção de sólidos, para posterior descarte do cascalho com fluido aderido.

Observa-se que, antes do descarte do fluido aquoso ao mar, será realizado o teste de radiância estática ("Sheen Test"). Caso seja comprovada a existência de óleo, será realizado o teste de retorta para avaliar a quantidade de hidrocarbonetos. Neste caso, o fluido será descartado quando possuir quantidade de hidrocarbonetos inferior a 1%.

Para os fluidos sintéticos, reitera-se que não haverá descarte de fluido. Somente o cascalho com fluido sintético aderido será descartado. O teor de fluido sintético aderido ao cascalho, por peso de cascalho úmido, será inferior a 6,9%, pelo método de retorta API, conforme exigido no Termo de Referência.

Os componentes dos fluidos de base aquosa e de base sintética, propostos para a atividade de perfuração, encontram-se descritos no Quadro 3.2-4. As fichas de caracterização dos produtos químicos presentes nos fluidos, denominadas "Ficha de Informação Técnica e de Segurança de Produto Químico", encontram-se no, Anexo 3-4 e apresentam, entre outras informações, as propriedades físicas e químicas (odor, cor, densidade, solubilidade, viscosidade, etc.), a reatividade (estabilidade, etc.), os riscos de incêndio e explosão (ponto de fulgor, ponto de combustão, inflamabilidade, explosividade, etc.), as propriedades toxicológicas, os efeitos tóxicos, as medidas de proteção, o armazenamento e o transporte desses produtos. As empresas fornecedoras dos fluidos de perfuração são responsáveis por essa caracterização dos produtos.

**Quadro 3.2-4.** Composição dos fluidos de perfuração que serão utilizados. (continua...)

FLUIDO BENTONITA PRÉ-HIDRATADA GEL SWEEPS				
PRODUTO	FUNÇÃO	DESCRIÇÃO	CONC.	
			LPB	kg/m <sup>3</sup>
Água	-	-	337,62	963,26
Bentonita	Viscosificante	Bentonita (Argila)	32,00	91,30
Soda cáustica	Controlador de pH	Hidróxido de sódio (NaOH)	0,15	0,43
FLUIDO RISERLESS PAD MUD				
PRODUTO	FUNÇÃO	DESCRIÇÃO	CONC.	
			LPB	kg/m <sup>3</sup>
Água	-	-	0,85	2,43
Bentonita	Viscosificante	Bentonita (Argila)	20,00	57,06
Soda cáustica	Controlador de pH	Hidróxido de sódio (NaOH)	0,25	0,71
BARITA	Adensante	Sulfato de bário (BaSO <sub>4</sub> )	185,69	529,79
DUOVIS	Vicosificante	Biopolímero	0,25	0,71
FLUIDO KCI / KLA-GARD COM ANTIENCERANTE				
PRODUTO	FUNÇÃO	DESCRIÇÃO	CONC.	CONC.
			LPB	kg/m <sup>3</sup>
Água	-	-	0,731	2,09
BARITA	Adensante	Sulfato de bário (BaSO <sub>4</sub> )	200,00	570,62
Carbonato de cálcio	Agente adensante	Carbonato de cálcio (CaCO <sub>3</sub> )	30,00	85,59
KCI	Inibidor de folhelho	Sal inorgânico (KCl)	15,00	42,80
DUOVIS	Viscosificante	Biopolímero	2,00	5,71
KLA-GARD	Inibidor de folhelho	Polímero catiônico	8,00	22,82
M-I BR ALPHAFREE	Anti-encerante/ Lubrificante		3,00	8,56
M-I BR TROL	Redutor de filtrado	Polissacarídeo	6,00	17,12
Óxido de magnésio	Modificador de pH	Óxido de magnésio (MgO)	0,50	1,43
POLYPAC UL	Controlador de filtrado	Celulose poliônica	2,00	5,71
POLYPAC R	Controlador de filtrado	Celulose poliônica	1,00	2,85
PARADRIL				
PRODUTO	FUNÇÃO	DESCRIÇÃO	CONC.	CONC.
			LBP	kg/m <sup>3</sup>
Água	-	-	87,50	249,65
BARITA	Adensante	Sulfato de bário (BaSO <sub>4</sub> )	102,44	292,27
BIO-BASE 360	Fluido Base		156,92	447,71
Carbonato de cálcio	Agente adensante	Carbonato de cálcio (CaCO <sub>3</sub> )	15,00	42,80

**Quadro 3.2-4.** Composição dos fluidos de perfuração que serão utilizados. (continuação)

PARADRIL				
PRODUTO	FUNÇÃO	DESCRIÇÃO	CONC.	CONC.
			LBP	kg/m <sup>3</sup>
Cloreto de Cálcio, 90%	Inibidor de folhelho	Sal inorgânico (KCl)	33,65	96,01
ECOTROL F (EMI-770)	Controlador de filtrado	Copolímero de estireno acrilato	1,00	2,85
ECOTROL RD	Controlador de filtrado	Copolímero de estireno acrilato	0,50	1,43
HRP (VERSA)	Viscosificante	Poliamida	0,50	1,43
LIME (CAL)	Modificador de pH	Base inorgânica (Ca(OH) <sub>2</sub> )	7,00	19,97
M-I BR CLAY PLUS	Viscosificante	Argila Organofílica	5,00	14,27
NOVAMUL	Emulsificante primário	Preparado a base de amina e ácido graxo	7,00	19,97
NOVAWET II/ Plus	Humectante	Preparado a base de Imiadazolina e Dietilenotriamina	2,00	5,71
VG SUPREME	Viscosificante	Argila Organofílica	1,50	4,28

O Quadro 3.2-5 a seguir apresenta as principais características físico-químicas dos fluidos de perfuração propostos para a atividade de perfuração dos poços previstos.

**Quadro 3.2-5.** Características físico-químicas dos fluidos de perfuração.

	FASES			CONTINGÊNCIA
	36"	26"	17 1/2" (*) e 12 1/4"	17 1/2" , 12 1/4" (*) e 8 1/2"
	FLUIDO BENTONITA PRÉ-HIDRATADA	FLUIDO RISERLESS PAD MUD	FLUIDO KCl /KLA-GARD COM ANTIENCERANTE	PARADRIL
Peso do Fluido (g/cm <sup>3</sup> )	1,02 – 1,08	1,02 – 1,08	1,08 – 1,20	1,32 – 1,50
Salinidade (mg/L)	< 1.500	< 10.000	18.000 – 50.000	150.000
pH	≤ 9,0	≤ 9,0	9,5	NA

Fonte: OGX

Além dos produtos previstos na composição original dos fluidos de perfuração, dependendo das condições da perfuração, pode haver necessidade de alteração da formulação dos fluidos devido a situações extraordinárias. Nestes casos, são adicionados à mistura original, produtos ditos de contingência. Estes produtos estão relacionados no Quadro 3.2-6 a seguir. As FISPQ dos produtos de contingência e suas propriedades são apresentadas no Anexo 3-4.

**Quadro 3.2-6.** Listagem dos produtos de contingência.(continua...)

PRODUTO	FUNÇÃO	DESCRIÇÃO	CONTINGÊNCIA PARA FLUIDOS AQUOSOS	CONTINGÊNCIA PARA FLUIDOS SINTÉTICOS
Ácido Cítrico	Modificador de pH	Ácido orgânico	X	
Barrilha leve	Modificador de pH	Carbonato de Sódio (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	X	
Bicarbonato de sódio	Precipitante de cálcio	Sal inorgânico (NaHCO <sub>3</sub> )	X	
Cal hidratada	Modificador de pH / Fonte de cálcio	Base inorgânica (Ca(OH) <sub>2</sub> )	X	X
Carbonato de cálcio	Adensante	Carbonato de cálcio (CaCO <sub>3</sub> )	X	X
CLEAN-UP	Detergente	Mistura de surfactantes	X	X
C-SEAL	Controlador de perdas/Selante fibroso	Grafite	X	X
DEFOAM AS	Sufactante	Emulsão a base de silicone	X	
DUOVIS <sup>(n)</sup>	Viscosificante	Biopolímero	X	
ECOTROL RD	Controlador de Filtrado	Copolímero poliacrílico		X
EMI-176	Controlador de Filtrado	Copolímero acrilato	X	
FORM-A-PLUG II	Material para controle de perda de circulação	Mistura	X	X
FORM-A-PLUG RET	Material para controle de perda de circulação	Sal inorgânico	X	X
FORM-A-PLUG ACC	Material para controle de perda de circulação	Mistura de sais e óxidos inorgânicos	X	X
FORM-A-SET	Material para perda de circulação	Fibras de celulose	X	X
FORM-A-SQUEEZE	Tampão para perda de circulação	Fibras de celulose	X	X
FORM-A-SET RET	Material para perda de circulação	Solução de sal orgânico	X	X
GELEX	Extendedor de bentonita	Mistura de poliacrilato / poliacrilamida	X	
GOMA GUAR	Viscosificante	Polímero natural	X	

**Quadro 3.2-6.** Listagem dos produtos de contingência.(continua...)

PRODUTO	FUNÇÃO	DESCRIÇÃO	CONTINGÊNCIA PARA FLUIDOS AQUOSOS	CONTINGÊNCIA PARA FLUIDOS SINTÉTICOS
G-SEAL PLUS	Controlador de perdas, selante fibroso	Grafite	X	X
M-I BR BAC 40	Bactericida	Glutaraldeído 40%	X	
M-I BR TRACE	Traçador químico	Fluoresceína sódica (C <sub>20</sub> H <sub>10</sub> 2NaO <sub>5</sub> )	X	
Mica	Material para perda de circulação	Mica	X	X
NOVATHIN	Redutor de viscosidade	Preparado a base de hidrocarbonetos sintéticos		
MIX II	Material para controle de perda de circulação	Celulose	X	X
NUT PLUG	Material para controle de perda de circulação	Fibra de celulose	X	X
Óxido de zinco	Sequestrante de H <sub>2</sub> S	Óxido de Zinco (ZnO)	X	
PIPE LAX ENV	Fluido localizador	Produto derivado de ácidos graxos	X	
RESINEX II	Estabilizador de folhelho	Mistura de lignita / polímero causticizada	X	
SUPER SWEEP FIBER	Viscosificante	Polipropileno	X	X
TANNATHIN <sup>(n)</sup>	Dispersante	Lignita	X	
VINSEAL <sup>(n)</sup>	Material para controle de perda de circulação	Celulose	X	X

Fonte: OGX

## C. FICHAS DE INFORMAÇÃO E SEGURANÇA DOS COMPONENTES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Conforme apresentado no item 3.2-B as Ficha de Informação Técnica e de Segurança de Produto Químico (FISPQ) dos produtos presentes nos fluidos de perfuração e nos produtos de contingência encontram-se no Anexo 3-4. A FISPQ da pasta de cimentos foi apresentada no Capítulo 3.1 item C.3 no Anexo 3-1.

## D. CONCENTRAÇÃO DE METAIS (Cd e Hg) NA BARITINA

Um outro aspecto importante na composição dos fluidos de perfuração é o teor de mercúrio e cádmio, que devem ser inferiores a 1 mg/Kg e 3 mg/Kg, respectivamente (EPA, 1999). Por outro lado, em estudos realizados pela UKOOA (2002), os resultados experimentais encontrados demonstraram a baixa biodisponibilidade dos metais pesados presentes nas pilhas de cascalhos formadas nas proximidades de plataformas de perfuração no Mar do Norte, mesmo em águas rasas e de baixa intensidade hidrodinâmica no fundo.

A baritina presente na maioria dos fluidos de perfuração e utilizada para controlar a densidade dos fluidos é considerada fonte primária de diferentes metais (EPA, 1999), dependendo de sua origem. As concentrações de metais presentes nos fluidos são determinadas pelas características da barita crua. A EPA, em sua regulamentação para fluidos base-água, cita limites máximos para mercúrio (Hg) e cádmio (Cd) no estoque de barita, controlando assim os níveis de metais tóxicos. No Quadro 3.2-7, observa-se as concentrações de Cádmio e Mercúrio na baritina destes dois fornecedores, conforme laudo apresentado no Anexo 3-5 deste documento.

**Quadro 3.2-7.** Determinação da concentração de metais (Cd e Hg) na baritina.

METAIS (mg/Kg)	UNIDADE	BARITINA	LIMITE DE DETECÇÃO	LIMITE DE QUANTIFICAÇÃO	BRANCO
Cd	mg/Kg	0,79	0,25	0,50	ND
Hg	mg/Kg	0,10	0,04	0,10	ND

ND: Não detectado

Fonte: OGX

Metodologia: Ver Anexo 3-5

## E. CARACTERIZAÇÃO DA TOXICIDADE (AGUDA E CRÔNICA)

Durante a perfuração dos poços os fluidos de base aquosa serão rotineiramente descartados ao mar após as atividades, caso estejam dentro das especificações mencionadas no item anterior. O fluido sintético a ser utilizado nas últimas fases, em caso de contingência, não será descartado no mar, sendo retornado ao fabricante. Os cascalhos gerados e impregnados com uma certa quantidade de fluido serão lançados ao mar, caso contenham menos de 1% de óleo de formação, conforme solicitado no TR deste empreendimento.

Assim, torna-se fundamental a avaliação da toxicidade aguda e crônica dos fluidos considerados nesta perfuração, visando à escolha de formulações de menor toxicidade, com menor potencial de impacto no ambiente marinho. Adicionalmente, para fluidos sintéticos, é necessário avaliar as taxas de biodegradabilidade e o potencial de bioacumulação ( $\log P_{ow}$ ) destes fluidos, a fim de avaliar os critérios que permitam o descarte no mar do cascalho impregnado com esses fluidos sem efeitos deletérios no ambiente marinho (Neff et al., 2000; EPA, 2000).

### ◆ Toxicidade

Os testes de toxicidade têm por objetivo detectar e avaliar a capacidade inerente de substâncias ou agentes tóxicos em produzir efeitos deletérios em organismos vivos (CETESB, 1990). Estes testes aplicam-se ao controle da poluição das águas, consistindo na exposição de organismos aquáticos representativos do ambiente a diversas concentrações de substâncias ou compostos ou fatores ambientais, durante um determinado período de tempo, avaliando-se, então, a resposta dos organismos. Esta resposta tem por base os princípios da toxicologia da relação direta causa/efeito e concentração/resposta (Rand et al., 1995). Os resultados obtidos irão indicar as ações aditivas, antagônicas e sinérgicas das substâncias presentes no composto, sendo, então, a toxicidade a única variável da mistura a ser controlada.

Na avaliação da toxicidade dos fluidos base-água e sintética, utilizaram-se o microcrustáceo *Mysidopsis juniae* (teste agudo) e as larvas do ouriço *Lytechinus variegatus* (teste crônico). Os laudos referentes a essas análises encontram-se no Anexo 3-6.

### ◆ Misidáceo *Mysidopsis juniae* (teste agudo)

O crustáceo misidáceo *Mysidopsis juniae*, por apresentar biologia semelhante e pertencer a mesma família do organismo americano comum na costa leste dos EUA, *Mysidopsis bahia*, é uma

importante espécie para a avaliação da toxicidade de fluidos de perfuração no Brasil. Esse organismo é bastante sensível, sendo adequado para testes de toxicidade aquática.

No estudo sobre a toxicidade de fluidos de perfuração, realizado por Veiga (1998), esta espécie se mostrou bastante adequada e com grande potencial para ser utilizada como organismo de referência.

Os testes de toxicidade aguda realizados com o misidáceo foram feitos na Fração Sólida em Suspensão ou na Fração Particulada Suspensa dos fluidos base-água e dos fluidos sintéticos, sendo avaliados a CL<sub>50</sub> (96h).

Segundo Candler *et al.* (1993), os testes com a CL<sub>50</sub> foram desenvolvidos para fluidos base-água. O protocolo de teste requer que a fração particulada suspensa (FPS) do fluido seja preparada misturando-se o fluido em água do mar, na proporção 1:9. É difícil gerar a FPS utilizando-se os fluidos sintéticos, porque os sólidos com o líquido sintético precipitam no fundo do frasco de preparo e não dispersam na coluna d'água durante o período de agitação recomendado (5 minutos). As suas bases (ésteres, éteres, parafinas, olefinas, etc.) são insolúveis na água, não dispersando como os fluidos base-água, mas tendendo a decantar.

Grande parte das recentes pesquisas tem testado a toxicidade na fase sólida (sedimento), em oposição à fase aquosa (EPA, 1999). Adicionalmente a realização dos testes de toxicidade em fase aquosa, e não em fase sólida, não é considerada ideal para avaliação da toxicidade de fluidos sintéticos. O Quadro 3.2-8 apresenta os resultados dos testes de toxicidade aguda com as amostras de cada tipo de fluido de perfuração a ser utilizado na perfuração.

**Quadro 3.2-8.** Resultados do teste de toxicidade aguda (*Mysidopsis juniae*).

FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	MYSIDOPSIS JUNIAE
	CL <sub>50</sub> (ppm)
Bentonita pré hidratada	>1.000.000
	Teste N° L1732MJA
Riserless PAD MUD	>1.000.000
	Teste N° L3275MJA
KCI/ KLA-GARD com antiencerante	227.930,62
	Teste N° L4312MJA
PARADRIL	641.982,58
	Teste N° L3784MJA
BIO BASE 360	337.587,49
	Teste N° L3783MJA

CL<sub>50</sub> – concentração letal a 50% dos organismos-teste

Assim, pela semelhança entre as duas espécies de misidáceos, pela ausência de limites de toxicidade estabelecidos na legislação brasileira e pela carência de estudos publicados sobre fluidos de perfuração com a espécie brasileira, decidiu-se adotar também o limite de 30.000 ppm da FSS (extrato na proporção de 1 parte de fluido para 9 partes de água), para o teste de toxicidade aguda com *Mysidopsis juniae*. Esse valor também é considerado adequado por Veiga (1998) como limite para os fluidos utilizados no Brasil. Para a permissão do descarte dos fluidos a serem utilizados no processo de perfuração, a CL<sub>50</sub>96h com esse organismo-teste deve encontrar-se acima desse limite pré-estabelecido.

Desta forma, os resultados de toxicidade aguda encontrados para os fluidos propostos para a atividade de perfuração sugerem que estes fluidos não são tóxicos a organismos marinhos, pois atenderam o limite de 30.000 ppm da FPS estabelecido para *Mysidopsis juniae*.

#### ◆ *Ouriço Lytechinus variegatus (teste crônico)*

O teste de toxicidade crônica baseia-se na exposição dos ovos do equinoderma a diferentes concentrações da amostra, avaliando-se a concentração que causa retardamento no desenvolvimento larval e/ou ocorrência de anomalias, nas condições de teste. A cada série de amostra testada é realizado um teste com o padrão (Dodecil Sulfato de Sódio – DSS), objetivando verificar se os organismos estão respondendo dentro da faixa de toxicidade previamente determinada.

Neste teste, são medidos a maior concentração que não causa efeito significativamente diferente do controle (CENO – Concentração de Efeito Não Observado), a maior concentração onde os efeitos observados são significativamente diferentes do controle (CEO – Concentração de Efeito Observado) e o Valor Crônico (VC), que representa concentração aceitável da amostra. O Quadro 3.2-9 a seguir apresenta os resultados dos ensaios de toxicidade crônica realizados com os fluidos a serem utilizados na atividade.

**Quadro 3.2-9.** Resultados dos testes de toxicidade crônica (*Lytechinus variegatus*). (continua...)

FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	LYTECHINUS VARIEGATUS		
	CENO (ppm)	CEO (ppm)	VC (ppm)
Bentonita pré hidratada	500.000	1.000.000	707.106
	Teste N° L1732LVC		
Riserless PAD MUD	CEO(I) >1.000.000		
	Teste N° L3275LVC		

**Quadro 3.2-9.** Resultados dos testes de toxicidade crônica (*Lytechinus variegatus*). (continuação)

FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	LYTECHINUS VARIEGATUS		
	CENO (ppm)	CEO (ppm)	VC (ppm)
KCI/ KLA-GARD com anti-encerante	3.906	7.812	5.524
	Teste N° L4312LVC		
PARADRIL	500.000	1.000.000	707.107
	Teste N° L3784LVC		
BIO BASE 360	7.812	15.625	11.084
	Teste N° L3783LVC		

CENO – concentração de efeito não observável

CEO – concentração de efeito observável.

VC - Valor Crônico

É importante ressaltar que a comparação dos resultados obtidos com os encontrados em literatura é muito difícil, devido à complexidade das amostras em questão. Os fluidos de perfuração são bem distintos uns dos outros, não só pela composição, mas principalmente pela concentração dos produtos empregados, inviabilizando a comparação direta da toxicidade.

Segundo a EPA (1999), apesar de haver dados disponíveis sobre a toxicidade de fluidos sintéticos e de suas bases, tanto no Mar do Norte quanto nos Estados Unidos, as informações somente permitem grandes generalizações, sendo insuficientes para se chegar a conclusões significativas. Além disso, muito pouco é conhecido sobre a influência da carga orgânica nos testes de toxicidade com sedimento com estes fluidos, utilizando-se um sedimento natural ou sedimento formulado, o que dificulta a avaliação, mesmo quando as análises da toxicidade são realizadas em sedimento passível de contaminação.

No Brasil, ainda hoje, são escassos os estudos sobre testes de toxicidade com organismos marinhos bentônicos. Apesar de já existirem metodologias com determinadas espécies da costa brasileira, não há nenhum organismo sendo utilizado de maneira rotineira para avaliação da toxicidade de sedimentos marinhos. Isto dificulta a avaliação da toxicidade de fluidos sintéticos que, como já foi discutido anteriormente, é mais válida em metodologias de testes com sedimentos.

## F. BIODEGRADAÇÃO (TESTE DE BIODEGRADABILIDADE), TEOR DE HIDROCARBONETOS POLIAROMÁTICOS E O POTENCIAL DE BIOACUMULAÇÃO DE FLUIDOS NÃO AQUOSOS

### ◆ Biodegradabilidade

Além dos testes de toxicidade, as Agências Regulatórias Ambientais têm começado a exigir a comprovação da rápida biodegradação de fluidos sintéticos, antes de aprovar o descarte no oceano de cascalho impregnado com esses fluidos (Neff *et al.*, 2000; EPA, 2000).

De acordo com a EPA (2000), não existe um consenso na comunidade científica, se do ponto de vista ambiental, uma rápida biodegradabilidade dos fluidos sintéticos é melhor que uma biodegradação mais lenta. Materiais que degradam muito rapidamente tendem a diminuir de forma intensa os teores de oxigênio no sedimento, podendo levar a anoxia. Por outro lado, a rápida biodegradabilidade diminui o tempo de exposição dos organismos ao poluente, o que pode afetar o potencial de bioacumulação e os efeitos tóxicos dos compostos.

Os dados existentes avaliados pelo relatório da EPA (2000), sugerem que o enriquecimento orgânico do sedimento é um dos principais impactos associados ao descarte de cascalho de perfuração impregnado com fluido sintético. Neste contexto, a biodegradabilidade dos compostos torna-se essencial na avaliação dos efeitos ambientais associados ao descarte.

Um estudo comparativo de diferentes testes de biodegradação realizado por Slater *et al.* (1995, *apud* Neff, 2000) indicou diferenças nas taxas de biodegradação aeróbica de um fluido sintético, após um período médio de 28 dias. As variáveis que influenciaram a biodegradação foram o método de teste, a salinidade da água e a concentração da base utilizada. Os testes com água doce apresentaram as maiores porcentagens de biodegradação (entre 21 a 86%), enquanto os testes com água do mar variaram entre 5 a 35%. A maior concentração do agente a ser degradado também ocasionou uma diminuição da porcentagem de biodegradação.

Para avaliar a biodegradabilidade aeróbica do fluido de perfuração sintético PARADRIL e sua base (produto BIO-BASE 360), a metodologia 306 da OECD (*Organisation for Economic Co-operation & Development*) em água do mar (OECD, 1992) foi utilizada.

Os ensaios foram executados pelo LABTOX Laboratório de Análise Ambiental. O método OECD 306 é considerado mais apropriado para este tipo de avaliação (Neff *et al.* 2000). Este método é requerido pela OSPAR na regulamentação das atividades de petróleo *offshore*, sendo

considerado simples e eficiente. ([www.voeding.tno.nl](http://www.voeding.tno.nl)). O laudo laboratorial do ensaio de biodegradabilidade é apresentado no Anexo 3-7 deste EIA-RIMA.

O método de biodegradabilidade OECD 306 consiste na diluição de uma concentração pré-estabelecida do produto, seguida de exposição a microorganismos presentes em água do mar natural filtrada. Após o recebimento da amostra pelo laboratório, é calculada a DQO (Demanda Química de Oxigênio). Durante o teste são realizadas análises microbiológicas da água, através do método de contagem padrão de bactérias heterotróficas. Para o preparo das soluções-teste utiliza-se água do mar natural filtrada, enriquecida com nutrientes minerais. É preparada uma solução de mg/l do produto em água de diluição, em volume suficiente para preencher oito frascos de incubação.

Para avaliar a atividade dos microorganismos presentes na água do mar, prepara-se uma solução 2mg/l com a substância de referência. Prepara-se, também, um controle com água do mar enriquecida (controle branco) e outro idêntico à solução do produto, porém sem atividade bacteriológica devido à adição de cloreto de mercúrio.

A ocorrência de efeitos inibitórios, devido à toxicidade do produto, é avaliada através do preparo de uma solução de 2 mg/L da substância de referência com 2 mg/L do produto (controle de toxicidade). No início do teste, as soluções são transferidas para frascos de incubação, mantidos em ambiente escuro a 25°C, durante 28 dias. A concentração de oxigênio dissolvido de cada tratamento é analisada em frascos duplicados no início do teste e após 5, 15 e 28 dias de teste.

Para cada dia de análise, calcula-se o consumo líquido de oxigênio como a diferença no consumo de oxigênio da solução do produto e do controle branco, nas condições testadas. O resultado é expresso em mg O<sub>2</sub>/mg da amostra. A biodegradação é calculada como a razão entre este consumo líquido e a DQO da amostra pura expressa em percentagem.

Para verificar se o produto foi tóxico para os microorganismos durante o teste, compara-se o consumo líquido de oxigênio do controle de toxicidade com a soma dos consumos das soluções do produto e da substância de referência.

Os resultados dos ensaios de biodegradabilidade com o fluido sintético PARADRIL e com a base deste fluido são apresentadas no Quadro 3.2-10. Os laudos contendo estes resultados encontram-se no Anexo 3-7 deste documento.

**Quadro 3.2-10.** Resultados dos ensaios de biodegradabilidade para o fluido sintético e com a base.

RESULTADOS	
<b>Fluido PARADRIL</b>	
O Sistema de Fluido Paradril (Fluido SBM BIO-BASE 360) apresenta potencial de biodegradação em água marinha, com percentual de biodegradabilidade estimado em 85,1%, após 28 dias de ensaio.	
<b>Base do Fluido (BIO-BASE 360)</b>	
O Produto BIO-BASE 360 apresenta potencial de biodegradação em água marinha, com percentual de biodegradabilidade estimado em 70,7%, após 28 dias de ensaio.	

Fonte: LABTOX TESTE N° L3784BDM (fluido) e LABTOX TESTE N° L3783BDM (base do fluido)

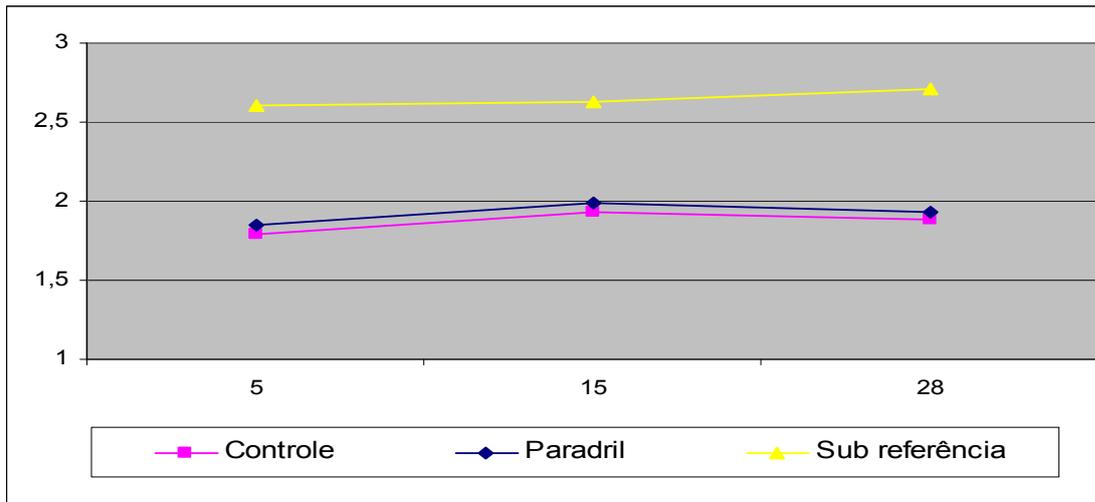
O Quadro 3.2-11 apresenta o consumo de oxigênio e o percentual de biodegradabilidade para cada solução ao longo dos 28 dias de teste. Os resultados obtidos indicaram que, tanto o fluido quanto a base apresentaram toxicidade aos microorganismos, uma vez que o consumo de oxigênio do controle de toxicidade, contendo amostra e substância de referência, foi inferior a soma do consumo separado de cada uma das soluções. Adicionalmente, o consumo observado no controle físico-químico indicou que não houve degradação abiótica da base e do fluido.

**Quadro 3.2-11.** Consumo líquido de oxigênio e biodegradabilidade após 28 dias das soluções preparadas para o teste de biodegradabilidade em água do mar para o fluido sintético e para a base.

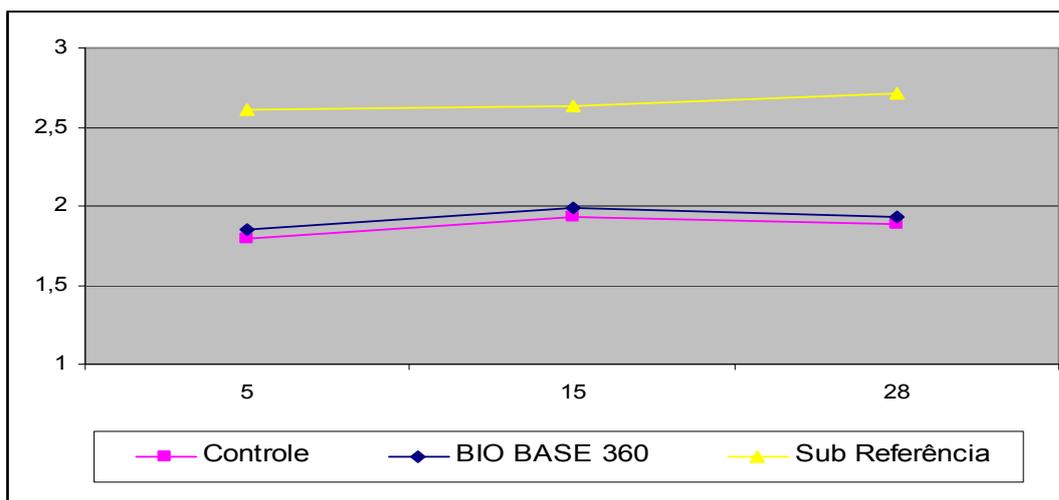
SOLUÇÃO	DIAS DE AMOSTRAGEM		
	DIA 5	DIA 15	DIA 28
<b>Fluido PARADRIL</b>			
Consumo líquido	0,0250	0,0300	0,0275
% Biodegradabilidade	73,55	92,82	85,08
<b>Base do Fluido</b>			
Consumo líquido	0,0275	0,0300	0,0225
% Biodegradabilidade	86,43	94,28	70,71
<b>Substância de Referência</b>			
Consumo líquido	0,4075	0,3500	0,4175
% Biodegradabilidade	86,64	74,72	88,77

Fonte: LABTOX TESTE N° L3784BDM (fluido) e LABTOX TESTE N° L3783BDM (base do fluido)

As Figuras 3.2-1 e 3.2-2 apresentam as curvas de consumo de oxigênio das diversas soluções testadas, tanto para o fluido quanto para a base do fluido. Os resultados obtidos indicam que os microorganismos presentes na água do mar estiveram aptos a degradar a matéria orgânica nas diversas soluções preparadas.



**Figura 3.2-1.** Consumo médio de Oxigênio (mgO<sub>2</sub>/L) no controle, amostra (PARADRIL) e substância de referência, nos dias 5, 15 e 28. Fonte: LABTOX TESTE N° L3784BDM



**Figura 3.2-2.** Consumo médio de Oxigênio (mgO<sub>2</sub>/L) no controle, amostra (BIO BASE 360) e substância de referência, nos dias 5, 15 e 28.

Fonte: LABTOX TESTE N° L3783BDM

Além das variáveis acima citadas que afetaram a porcentagem de biodegradação em condições controladas de laboratório, a taxa de biodegradação dos compostos orgânicos no ambiente depende da estrutura química, da solubilidade do composto na água, da volatilidade, da viscosidade, dos processos de sorção, do coeficiente de partição, da temperatura, da biomassa de microorganismos e de uma série de variáveis ambientais.

Ressalta-se que após o descarte no oceano, o fluido sintético adsorvido ao cascalho de perfuração apresenta características hidrofóbicas, possuindo pequena diluição na coluna d'água, tendendo a depositar no fundo oceânico. Os resultados dos testes de biodegradabilidade sugerem

que o fluido sintético PARADRIL com BIO BASE 360 apresenta rápida taxa de biodegradabilidade em condições aeróbicas em água do mar, ou seja, nas condições encontradas normalmente no fundo oceânico.

#### ◆ *Caracterização do Teor de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos na Base do Fluido Sintético*

Os resultados da análise de HPA's na base do fluido BIO-BASE 360 indicaram a ausência desses compostos na amostra analisada, conforme pode ser constatado no laudo apresentando no Anexo 3.8.

#### ◆ *Potencial de Bioacumulação*

Os dados de Potencial de Bioacumulação estão sendo providenciados e serão enviados ao IBAMA conforme estiverem disponíveis.

### **G. INFORMAÇÕES DOS FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO, COLCHÃO LAVADOR, COLCHÃO ESPAÇADOR E PACKER FLUIDO**

As funções e as concentrações, em unidades do Sistema Internacional de Medidas, de cada produto que compõem o colchão lavador, colchão espaçador e packer fluido estão sendo apresentadas nos Anexos 3.1, assim como a caracterização da toxicidade aguda e crônica dessas formulações encontram-se apresentadas no mesmo.

Conforme explicitado no Capítulo 3.1 item C.5 não estão previstos fluidos de completação para esse empreendimento.

### **H. DESCRIÇÃO DE TRATAMENTO E DESTINO DADO AOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E CASCALHOS**

Os fluidos de perfuração e os cascalhos gerados durante a perfuração dos poços receberão um tratamento a bordo da sonda, que consistirá em um sistema de extração de sólidos para remoção do cascalho gerado no intervalo perfurado, e ajuste de suas propriedades físicas tais

como pH, peso e viscosidade, buscando manter o desempenho da perfuração em condições seguras.

O sistema de tratamento de fluidos é composto, basicamente, por equipamentos de separação tais como peneiras, degaseificador, desiltador, centrífuga e secador de cascalhos. As características dos equipamentos utilizados nos sistema de tratamento de fluidos e cascalhos são mostradas no Quadro 3.2-12. A utilização de um ou outro equipamento dependerá do tipo de fluido utilizado.

**Quadro 3.2-12.** Equipamentos do sistema de tratamento de fluidos e cascalhos.

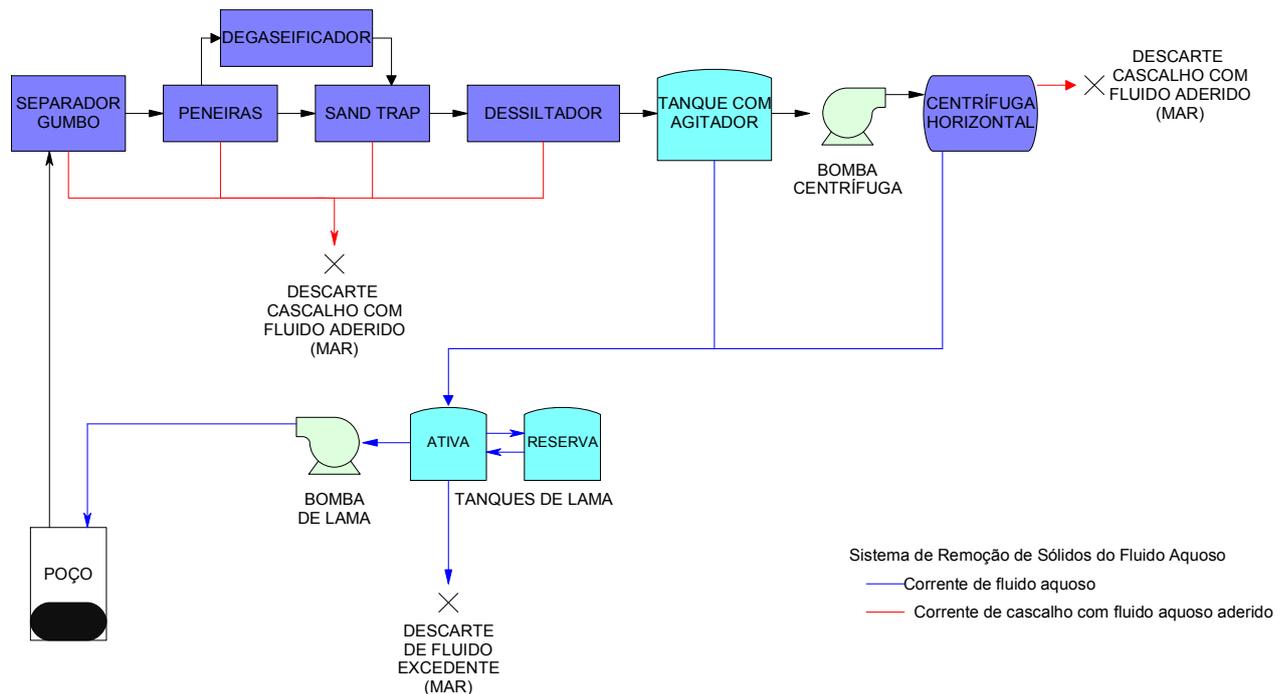
EQUIPAMENTO	DESCRIÇÃO
Peneiras Vibratórias	Primeira fonte de controle dos sólidos, retiram cascalhos grossos
Desaeradores	Hidrociclones de grande porte, retiram partículas sólidas grandes
Desiltador	Hidrociclones de médio porte, retiram partículas sólidas de tamanho medio
Mud Cleaners	Conjunto de Hidrociclones sobre uma peneira classificadora, recupera fluido dos sólidos eliminados
Centrífuga Horizontal	Utiliza a força centrífuga para a separação dos sólidos mais finos
Rosca Transportadora	Faz a coleta dos cascalhos dos equipamentos de controle de sólidos
Secador de Cascalho	Os sólidos entram na centrífuga e são secos através de uma força colocada sobre eles em uma tela
Sistema de coleta de Vácuo	Usado para sucção caso ocorra derramamento de fluido

Fonte: OGX

Quando forem utilizados fluidos de perfuração aquosos, o fluido de perfuração a ser tratado, retorna ao sistema de controle de sólidos através da coluna de perfuração. Ao chegar na sonda, o fluido passa pelo separador e em seguida é direcionado para a bateria de peneiras, para separação do cascalho mais grosseiro, sendo, se necessário encaminhado para o degaseificador. Os sólidos separados nas peneiras serão descartados no mar. O fluido que deixa as peneiras é enviado para o desarenador (*sand trap*) para remoção de areia, sendo encaminhado, em seguida, para o desiltador para a extração de silte.

A corrente de fluido é, então, encaminhada para o tanque com agitação e enviada para a centrífuga horizontal, onde é separado das partículas mais finas. O fluido separado na centrífuga retorna aos tanques de lama ativa para ser reincorporado ao sistema de circulação, por meio de rebombeio para o poço ou para ser descartado ao mar ao final da perfuração. O cascalho separado do fluido aquoso na centrífuga é descartado ao mar.

A diagramação do sistema de remoção de sólidos do fluido de perfuração para utilização de fluidos aquosos é apresentada na Figura 3.2-3.



**Figura 3-2-3.** Fluxograma do sistema de remoção de sólidos do fluido quando utilizado fluidos aquosos.

Quando forem utilizados fluidos de perfuração sintéticos (não aquosos), ao chegar na sonda, o fluido passa pelo separador e em seguida é direcionado para a bateria de peneiras. Em seguida, é enviado para o desarenador (*sand trap*) para remoção de areia, sendo encaminhado para o degaseificador, em seguida. Neste momento, a corrente de fluido com cascalho é dividida em duas: (i) uma corrente de cascalho mais grosseiro com alto teor de fluido de perfuração aderido, que é direcionada para o secador de cascalho e (ii) uma corrente de fluido com cascalho mais fino, que é direcionada para a centrífuga horizontal.

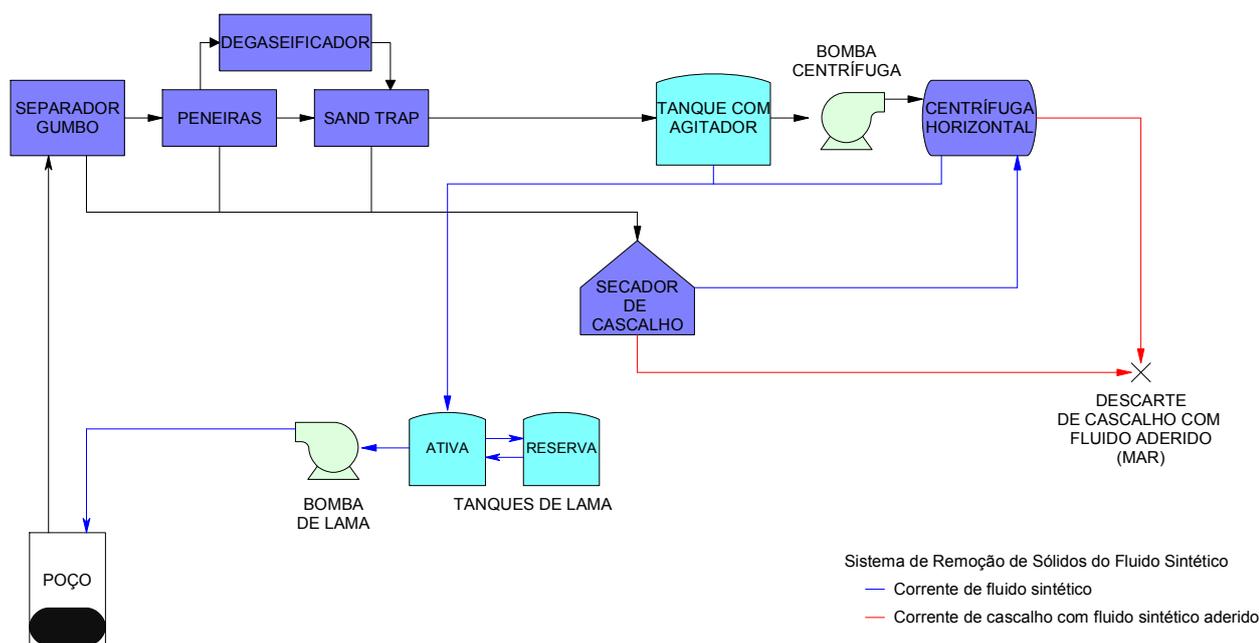
No secador de cascalho ocorre a separação do fluido sintético do cascalho mais grosseiro. A corrente de fluido sintético praticamente livre de cascalho é encaminhada, então para os tanques de lama ativa, para reutilização no sistema ou armazenado em tanques para envio ao fabricante ao fim da perfuração. O cascalho resultante desta separação apresenta baixíssimos teores de fluido aderido e representa grande parte do volume, em massa, do cascalho total descartado.

Na centrífuga horizontal ocorre a separação do fluido sintético de parte do cascalho mais fino, sendo a corrente de fluido também encaminhada para os tanques de lama ativa, para reutilização no sistema ou armazenamento em tanques para envio ao fabricante no fim da

perfuração. O cascalho resultante dessa separação apresenta teores de fluido aderido relativamente altos e representa uma pequena parcela, em massa, do cascalho total descartado.

As duas correntes de cascalho com fluido aderido, a corrente com baixos teores e grande volume e a corrente com altos teores e pequeno volume, são reunificadas e descartadas ao mar com teor de fluido sintético aderido dentro dos padrões exigidos.

A Figura 3.2-4, apresentada a seguir, ilustra o sistema de remoção de sólidos do fluido de perfuração quando da utilização de fluidos sintéticos.



**Figura 3.2-4.** Fluxograma do sistema de remoção de sólidos do fluido quando utilizado fluidos sintéticos.