

II.3 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

II.3.1 Descrição geral do processo de perfuração

II.3.1.1 Caracterização de todas as etapas do processo de perfuração

As atividades a serem desenvolvidas nos blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5, situados na Bacia Marítima de Barreirinhas, compreendem a perfuração de 01 (um) poço (Guajuru W) no bloco BM-BAR-3, contingente à perfuração de 01 (um) poço (Guajuru) no bloco BM-BAR-5.

As atividades de perfuração ocorrerão em três etapas principais: mobilização, operação e desmobilização.

Etapa 1 – Mobilização

A etapa de mobilização consiste na navegação da unidade de perfuração para o local onde será perfurado cada poço e em seu posicionamento.

A unidade de perfuração marítima utilizada será um navio-sonda – unidade móvel que se locomove por propulsão própria até o local da perfuração. A unidade contará com sistema de controle de posicionamento dinâmico, o qual utiliza sensores de posição GPS e DGPS (*transponders*) e conta com a atuação de propulsores localizados no casco.

Nessa etapa se inicia o transporte de pessoas, equipamentos e insumos para a unidade. Também nesta etapa é demarcada a zona de segurança, estabelecida a partir de um raio de 500 m ao redor da unidade.

Etapa 2 – Operação

A etapa de operação consiste na perfuração dos poços e atividades correlatas.

A perfuração de poços é realizada através da ação da broca de perfuração sobre as rochas a serem perfuradas e é resultado principalmente das ações concomitantes de rotação e aplicação de peso sobre a broca. O peso é aplicado pela coluna de perfuração que permite também a circulação de fluidos por seu interior a partir da superfície até a broca que está em sua extremidade inferior. A

retirada dos fragmentos de rocha triturada (cascalho de perfuração) é feita através da circulação de fluido de perfuração que, após passar pela broca, retorna à superfície pelo espaço anular formado entre a coluna de perfuração e o poço. A rotação da coluna pode ser feita a partir da unidade de perfuração através de um motor conectado no topo da coluna (*top drive*), que gira toda a coluna de perfuração com a broca conectada na sua base ou por meio de motores de fundo ou turbinas que são integrantes da coluna de perfuração.

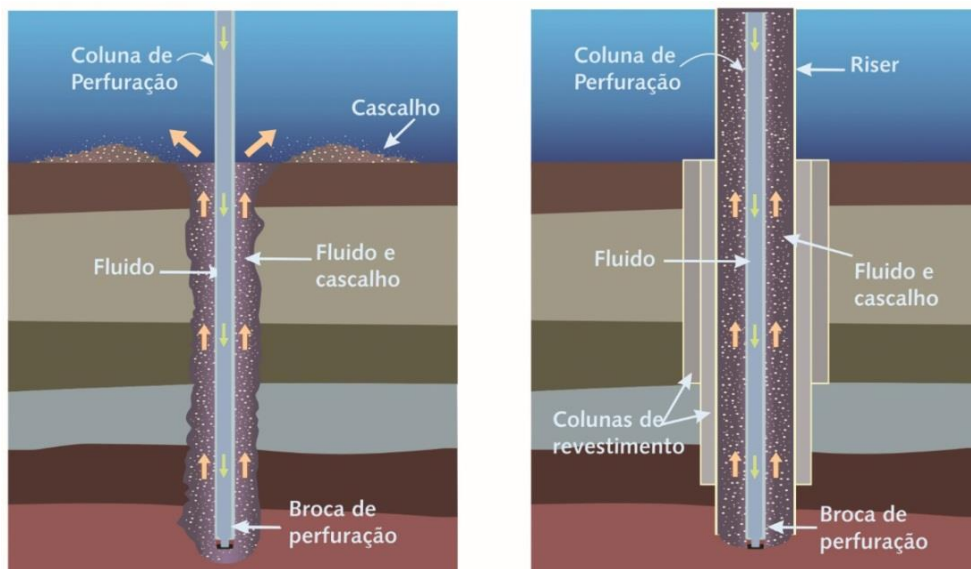
A perfuração é executada em fases sucessivas caracterizadas pelo uso de brocas com diâmetros cada vez menores. A definição do número de fases tem como base as características das zonas que serão perfuradas e a profundidade final prevista. Ao término de cada fase é introduzido e cimentado junto às paredes do poço um revestimento de aço com diâmetro inferior ao da broca utilizada na perfuração. A coluna de revestimento tem diversas funções, como evitar o contato entre os diferentes horizontes das formações, prevenir o desmoronamento e assegurar a estabilidade das paredes do poço, permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície, prover meios de controle de pressão dos fluidos, impedir a migração de fluidos para as formações, sustentar os equipamentos de segurança da cabeça de poço e outras colunas de revestimento, alojar os equipamentos de elevação artificial, além de confinar a produção ao interior do poço.

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, desmoronamento das paredes do poço ou perda do fluido de perfuração para as formações.

Após a descida da coluna de revestimento, o espaço anular, entre a tubulação de revestimento e as paredes dos poços, é preenchido com cimento, de modo a fixar a tubulação e evitar que haja migração de fluidos entre as zonas permeáveis atravessadas pelos poços. A cimentação do espaço anular é realizada pelo bombeio de uma pasta de cimento, que é deslocada através do interior da própria tubulação de revestimento. A cimentação tem a função de promover a vedação hidráulica entre os diversos intervalos permeáveis, impedindo a migração de fluidos por trás do revestimento, além de fornecer suporte mecânico ao revestimento.

Após a conclusão da cimentação e revestimento das duas fases iniciais de cada poço, acima da cabeça de poço, é instalado o conjunto do *Blow Out Preventer* (BOP) e o *riser*. O BOP é um conjunto de válvulas instaladas na cabeça do poço que permitem seu fechamento e faz parte, portanto, do sistema de segurança do poço. O *riser* é uma tubulação que permite o retorno dos fluidos de perfuração utilizados e dos cascalhos gerados durante a atividade até a superfície. Esse conjunto de BOP e *riser* permanece conectado à cabeça do poço até a finalização deste.

A **Figura II.3.1.1-1** apresenta o esquema representativo do processo de perfuração de um poço exploratório marítimo.



Elaboração: Petrobras, 2017.

Figura II.3.1.1-1 - Esquema representativo do processo de perfuração de poço exploratório marítimo. À esquerda, fases iniciais (sem retorno de fluido a superfície). À direita perfuração com riser (com retorno de fluido à superfície).

Antes da descida dos revestimentos, os poços deverão ser condicionados, visando adequar as características do fluido de perfuração para melhor limpeza do poço e manter a broca circulando no fundo por um tempo suficiente para um ciclo completo. Isto significa que todo o fluido que está dentro do poço deverá ser circulado para ser limpo dos cascalhos.

Na atividade de perfuração nos blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5, os poços previstos serão perfurados em pelo menos quatro fases, sendo as duas primeiras

fases realizadas sem *riser*. As demais fases utilizarão *riser* e haverá retorno dos cascalhos e fluidos para a unidade de perfuração. Os cascalhos e fluidos de perfuração passarão por um processo de separação e tratamento, para posterior descarte de acordo com as Diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento, estabelecidas pelo órgão ambiental e aprovada no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (nº 02022.002330/08).

Caso necessário, serão perfurados poços de investigação para obtenção de informações que tornem as operações de perfuração do poço definitivo mais seguras e otimizadas, no caso de previsão de ocorrência de *shallow water flow*. Os poços de investigação têm duração estimada de cinco dias e serão perfurados em apenas uma fase de diâmetro 8 1/2". Caso se confirme o influxo de água rasa no poço de investigação, este será amortecido com fluido de base aquosa adensado, posteriormente cimentado, e medidas mitigatórias poderão ser tomadas no poço definitivo. Caso não seja necessário poço de investigação, a perfuração do poço principal é iniciada após a mobilização da sonda.

Inicia-se, então, a perfuração. A seguir é apresentado um detalhamento do processo de perfuração de cada poço e seus respectivos esquemas de perfuração. Destaca-se que durante a atividade de perfuração será utilizado fluido de base aquosa nas duas primeiras fases e nas fases seguintes, que já contam com retorno de fluido para a superfície, poderão ser utilizados tanto fluido de perfuração de base aquosa quanto de base não aquosa.

A depender da identificação de presença de hidrocarbonetos na perfuração do poço, poderá ser realizado o teste de formação do poço, realizado para a avaliação da produtividade do reservatório (pressão e fluxo). Após a perfuração e o teste, é realizado o abandono do poço. São instalados tampões mecânicos e/ou tampões de cimento, os quais são testados, a fim de garantir a efetividade da vedação do poço.

- *Poço Guajuru W*

O poço Guajuru W será perfurado em local com lâmina d'água de aproximadamente 2.442 m.

Antes da perfuração do poço principal, poderá ser realizada a perfuração do poço de investigação, a uma distância de 30 m em relação ao poço principal. O poço de investigação será perfurado em uma única fase de 8 ½", utilizando fluido de perfuração de base aquosa, sem retorno para a unidade de perfuração.

Já no poço principal, a Fase I será perfurada do leito oceânico até a profundidade de -2526 m, em relação ao nível do mar, utilizando fluido de perfuração de base aquosa sem retorno para a unidade de perfuração, com o descarte no fundo do mar junto com o cascalho gerado durante a perfuração. Após a perfuração da abertura de 42", será descido o condutor de 36", o qual é constituído de um alojador de baixa pressão e tubos de revestimento de 36". Este conjunto será montado na plataforma de perfuração, descido na Fase I do poço e, em seguida, será cimentado em toda a sua extensão.

Logo após, será iniciada a perfuração da Fase II com broca de 28", seguindo o mesmo procedimento descrito para a fase anterior, até a profundidade de -3572 m, em relação ao nível do mar. O fluido de perfuração de base aquosa utilizado será descartado no fundo do mar junto com o cascalho gerado durante a perfuração. Ao final da perfuração, o poço será preenchido com fluido de base aquosa de maior densidade e capacidade de estabilização de argilas, visando permitir a descida do revestimento. Em seguida será descido, assentado e cimentado o revestimento de superfície de 22". Durante esse processo, o fluido de base aquosa utilizado para a estabilização de argilas é expulso do poço no fundo do mar. Concluída essa cimentação, inicia-se a descida do BOP e da coluna de riser.

Após assentamento e teste do BOP, linhas de *choke* e *kill* e outros equipamentos de segurança, dar-se-á início à Fase III, a ser perfurada com broca de diâmetro de 17 ½" até a profundidade de -4950 m, em relação ao nível do mar, utilizando o fluido de perfuração de base aquosa ou de base não aquosa. Dando continuidade a essa fase será descido, assentado e cimentado o revestimento intermediário de 13 3/8". Nessa fase, o fluido e o cascalho retornarão à unidade de perfuração e serão descartados conforme as Diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento, estabelecidas pelo órgão ambiental.

Após novo teste de BOP será iniciada a Fase IV, a ser perfurada com broca de diâmetro 12 1/4" até a profundidade final de -5830 m, em relação ao nível do

mar. Na perfuração desta fase poderá ser utilizado fluido de perfuração de base aquosa ou de base não aquosa. Nessa fase, o fluido e o cascalho retornarão à unidade de perfuração e serão descartados conforme as Diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento, estabelecidas pelo órgão ambiental. Concluída essa fase, o intervalo de poço aberto será perfilado.

A depender da identificação de presença de hidrocarbonetos na perfuração do poço, poderá ser descido e cimentado o revestimento de produção (10 3/4") e realizado o teste de formação do poço. Após a perfuração e o teste, será realizado o abandono do poço. Caso não haja o teste de formação, o poço será abandonado em poço aberto, isto é, sem a descida do revestimento de produção.

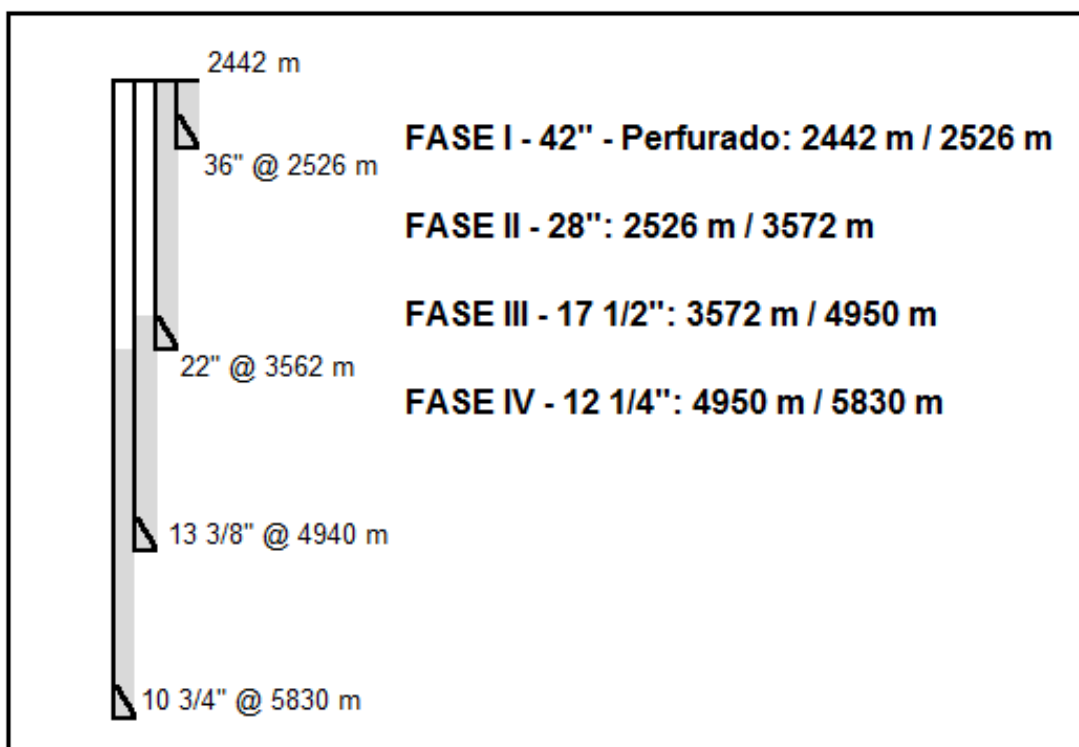


Figura II.3.1.1-2 - Esquema de perfuração do poço Guajuru W no Bloco BM-BAR-3.

- *Poço Guajuru*

O poço Guajuru será perfurado em local com lâmina d'água de aproximadamente 2.476 m.

Antes da perfuração do poço principal, poderá ser realizada a perfuração do poço de investigação, a uma distância de 30 m em relação ao poço principal. O

poço de investigação será perfurado em uma única fase 8 1/2", utilizando fluido de perfuração de base aquosa, sem retorno para a unidade de perfuração.

A Fase I será perfurada do leito oceânico até a profundidade de -2.560 m em relação ao nível do mar, utilizando fluido de perfuração de base aquosa sem retorno para a unidade de perfuração, com o descarte no fundo do mar junto com o cascalho gerado durante a perfuração. Após a perfuração da abertura de 42", será descido o condutor de 36" o qual é constituído de um alojador de baixa pressão e tubos de revestimento de 36". Este conjunto será montado na plataforma de perfuração, descido na Fase I do poço e, em seguida, será cimentado em toda a sua extensão.

Logo após, será iniciada a perfuração da Fase II com broca de 28", seguindo o mesmo procedimento descrito para a fase anterior, até a profundidade de -3.479 m, também em relação ao nível do mar. O fluido de perfuração de base aquosa utilizado será descartado no fundo do mar junto com o cascalho gerado durante a perfuração. Ao final da perfuração, o poço será preenchido com fluido de base aquosa de maior densidade e capacidade de estabilização de argilas, visando permitir a descida do revestimento. Em seguida será descido, assentado e cimentado o revestimento de superfície de 22". Durante esse processo, o fluido de base aquosa utilizado para a estabilização de argilas é expulso do poço no fundo do mar. Concluída essa cimentação, inicia-se a descida do *blow out preventer* (BOP) e coluna de *riser*.

Após assentamento e teste do BOP, linhas de *choke* e *kill* e outros equipamentos de segurança, dar-se-á início à Fase III, a ser perfurada com broca de diâmetro de 17 1/2 até a profundidade de -4.779 m, em relação ao nível do mar utilizando o fluido de perfuração de base aquosa ou de base não aquosa. Dando continuidade a essa fase, será descido, assentado e cimentado o revestimento intermediário de 13 3/8". Nessa fase, o fluido e o cascalho retornarão à unidade de perfuração e serão descartados conforme as Diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento, estabelecidas pelo órgão ambiental. Após novo teste de BOP será iniciada a Fase IV, a ser perfurada com broca de diâmetro 12 1/4 até a profundidade final de -6.000 m, em relação ao nível do mar. Na perfuração desta fase poderá ser utilizado fluido de perfuração de base aquosa ou de base não aquosa. Nessa fase o fluido e o cascalho retornarão à unidade de perfuração e serão descartados conforme as

Diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento, estabelecidas pelo órgão ambiental. Concluída a perfuração dessa fase, o intervalo de poço aberto será perfilado. Por fim, será realizado o abandono do poço.

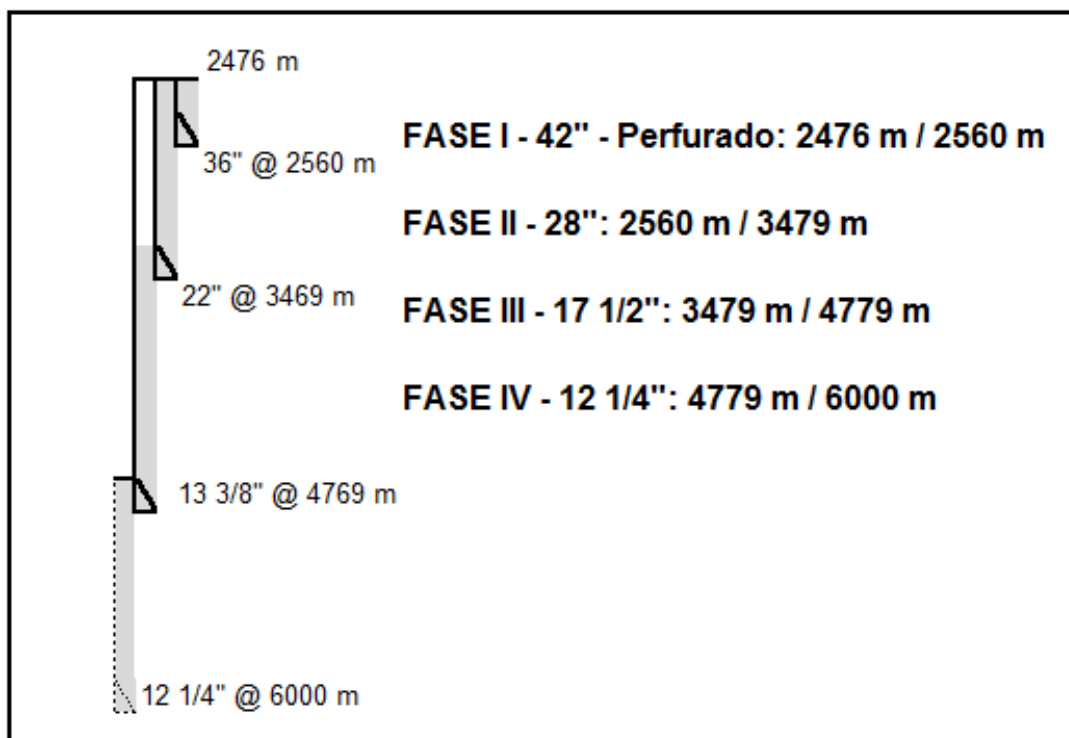


Figura II.3.1.1-3 - Esquema de perfuração do poço Guajuru no Bloco BM-BAR-5.

Nas **Tabelas II.3.1.1-1 a II.3.1.1-14**, são apresentadas as volumetrias de fluidos e cascalhos para os poços principais e de investigação Guajuru W e Guajuru. No **Anexo II.3.1.1-1**, são apresentados os respectivos projetos de cimentação.

Tabela II.3.1.1-1 - Estimativa de volumes de poço aberto para a perfuração do poço Guajuru W no Bloco BM-BAR-3.

Poço aberto						
Fase	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Capacidade NOMINAL (m³/m)	Volumetria NOMINAL estimada (m³)
		Inicial	Final			
I	42	2442	2526	84	0,894	75
II	28	2526	3572	1046	0,397	416
III	17 1/2	3572	4950	1378	0,155	214
IV	12 1/4	4950	5830	880	0,076	67

Tabela II.3.1.1-2 - Estimativa de volumes de cascalhos para a perfuração do poço Guajuru W no Bloco BM-BAR-3.

Fase	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Inclinação	Diâmetro da broca (pol)	Diâmetro do furo com fator de alargamento (pol)	Volume de cascalho gerado (m ³)	Volume de cascalho descartado com fator de empolamento (m ³)	Volume de cascalho descartado (m ³)
		Inicial	Final							
I	42	2442	2526	84	-	42	46,2	91	145	145
II	28	2526	3572	1046	-	28	30,8	503	800	800
III	17 1/2	3572	4950	1378	-	17 1/2	19,25	259	412	412
IV	12 1/4	4950	5830	880	-	12 1/4	13,475	81	129	129

RISER bbl/m		Volume do riser (LA*Capacidade/6,29) m ³
19,75	1,2431	483

Tabela II.3.1.1-3 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração de base aquosa para a perfuração do poço Guajuru W no Bloco BM-BAR-3.

Fase / Fluido	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderido ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido de perfuração base aquosa	42	2442	2526	84	159	159	-	-	-	-	-	0	-	159	100
II / Fluido de perfuração base aquosa	28	2526	3572	1046	865	325	-	-	-	-	-	0	-	325	100
II / Fluido de estabilização base aquosa (STA)						540						540		-	
III / Fluido de perfuração base aquosa	17 1/2	3572	4950	1378	1351	1351	-	-	-	-	-	0	-	185	45*
IV / Fluido de perfuração base aquosa	12 1/4	4950	5830	880	1301	136	-	-	1165	-	-	1243	-	58	45*

* Máximo estimado.

Tabela II.3.1.1-4 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração de base não aquosa para a perfuração do poço Guajuru W no Bloco BM-BAR-3.

Fase / Fluido	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderido ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
III / Fluido de perfuração base não aquosa	17 1/2	3572	4950	1378	1272	-	-	-	-	1272	-	0	-	107	5,9
IV / Fluido de perfuração base não aquosa	12 1/4	4950	5830	880	1413	248	-	-	1164	-	-	0	1413	33	5,9

Tabela II.3.1.1-5 - Estimativa de volumes de poço aberto para a perfuração do poço de investigação Guajuru W no Bloco BM-BAR-3.

Poço aberto						
Fase	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Capacidade NOMINAL (m³/m)	Volumetria NOMINAL estimada (m³)
		Inicial	final			
I	8 ½	2442	3572	1130	0,037	41

Tabela II.3.1.1-6 - Estimativa dos volumes de cascalho para a perfuração do poço de investigação Guajuru W no Bloco BM-BAR-3.

Fase	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Inclinação	Diâmetro da broca (pol)	Diâmetro do furo com fator de alargamento (pol)	Volume de cascalho gerado (m³)	Volume de cascalho descartado com fator de empolamento (m³)	Volume de cascalho descartado (m³)
		Inicial	Final							
I	8 ½	2442	3572	1130	-	8 ½	9,35	50	80	80

Tabela II.3.1.1-7 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração de base aquosa para a perfuração do poço de investigação Guajuru W no Bloco BM-BAR-3.

Fase/fluido	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderido ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido de perfuração base aquosa	8 ½	2442	3572	1130	159	159	-	-	-	-	-	0	-	159	100

Tabela II.3.1.1-8 - Estimativa de volumes de poço aberto para a perfuração do poço Guajuru no Bloco BM-BAR-5.

Fase	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Capacidade NOMINAL (m ³ /m)	Volumetria NOMINAL estimada (m ³)
		Inicial	Final			
I	42	2476	2560	84	0,894	75
II	28	2560	3479	919	0,397	365
III	17 1/2	3479	4779	1300	0,155	202
IV	12 1/4	4779	6000	1221	0,076	93

Tabela II.3.1.1-9 - Estimativa de volumes de cascalhos para a perfuração do poço Guajuru no Bloco BM-BAR-5.

Fase	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Inclinação	Diâmetro da broca (pol)	Diâmetro do furo com fator de alargamento (pol)	Volume de cascalho gerado (m³)	Volume de cascalho descartado com fator de empolamento (m³)	Volume de cascalho descartado (m³)
		Inicial	Final							
I	42	2476	2560	84	-	42	46,2	91	145	145
II	28	2560	3479	919	-	28	30,8	442	703	703
III	17 1/2	3479	4779	1300	-	17 1/2	19,25	244	388	388
IV	12 1/4	4779	6000	1221	-	12 1/4	13,475	112	179	179

RISER bbl/m		Volume do riser (LA*Capacidade/6,29) m³
19,75	1,2431	489

Tabela II.3.1.1-10 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração de base aquosa para a perfuração do poço Guajuru no Bloco BM-BAR-5.

Fase / Fluido	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderido ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido de perfuração base aquosa	42	2476	2560	84	159	159	-	-	-	-	-	0	-	159	100
II / Fluido de perfuração base aquosa	28	2560	3479	919	780	305	-	-	-	-	-	0	-	305	100
II / Fluido de estabilização base aquosa (STA)						475						475			
III / Fluido de perfuração base aquosa	17 1/2	3479	4779	1300	1319	1319	-	-	-	-	-	0	-	175	45*
IV / Fluido de perfuração base aquosa	12 1/4	4779	6000	1221	1311	167	-	-	1144	-	-	1230	-	80	45*

* Máximo estimado.

Tabela II.3.1.1-11 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração de base não aquosa para a perfuração do poço Guajuru no Bloco BM-BAR-5.

Fase/fluido	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida			Descartada		Aderida ao cascalho	
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
III / Fluido de perfuração base não aquosa	17 1/2	3479	4779	1300	1240	-	-	-	-	1240	-	0	-	101	5,9
IV / Fluido de perfuração base não aquosa	12 1/4	4779	6000	1221	1383	244	-	-	1139	-	-	0	1383	46	5,9

Tabela II.3.1.1-12 - Estimativa de volumes de poço aberto para a perfuração do poço de investigação Guajuru no Bloco BM-BAR-5.

Poço aberto						
Fase	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Capacidade NOMINAL (m³/m)	Volumetria NOMINAL estimada (m³)
		Inicial	final			
I	8 1/2	2476	3469	993	0,037	36

Tabela II.3.1.1-13 - Estimativa dos volumes de cascalho para a perfuração do poço de investigação Guajuru no Bloco BM-BAR-5.

FASE	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Inclinação	Diâmetro da broca (pol)	Diâmetro do furo com fator de alargamento (pol)	Volume de cascalho gerado (m³)	Volume de cascalho descartado com fator de empolamento (m³)	Volume de cascalho descartado (m³)
		Inicial	Final							
I	8 1/2	2476	3469	993	-	8 1/2	9,35	44	70	70

Tabela II.3.1.1-14 - Estimativa dos volumes de fluidos de perfuração de base aquosa para a perfuração do poço de investigação Guajuru no Bloco BM-BAR-5.

Fase/fluido	Diâmetro (pol)	Profundidade em relação ao nível do mar (m)		Extensão da fase (m)	Volume de fluido por fase (m³)	Volumetria estimada (m³)									
		Inicial	Final			Fabricada	Perdida		Recebida		Descartada		Aderido ao cascalho		
							Formação	Superfície	Fase anterior	Tanque de embarcação	Formação	Mar	Embarcação	(m³)	%
I / Fluido de perfuração base aquosa	8 1/2	2476	3469	993	159	159	-	-	-	-	-	0	-	159	100

II.3.1.2 Descrição das operações complementares previstas

II.3.1.2.1 Descida de tubulares em mar aberto com sonda em movimento

Os tubulares descidos em mar aberto durante as fases I e II (revestimentos condutor e de superfície e a coluna de *riser*) estão sujeitos a esforços causados pela correnteza. Quando esta é de elevada intensidade no momento da descida, é necessário reduzir os esforços sobre a coluna reduzindo a correnteza relativa sobre os tubos. Para tal, deve-se afastar da locação previamente navegando contra a correnteza para iniciar e realizar a descida da coluna com a sonda movendo-se na direção da correnteza.

II.3.1.2.2 Aquisição de dados geológicos

A aquisição de dados geológicos durante a etapa de perfuração de poços envolve o programa de amostragem litológica, análise dos gases, amostragem de do óleo contido no fluido de perfuração e o programa de perfilagem.

A coleta de amostras de cascalhos se dá a partir da instalação do *riser*, o que permite o retorno do fluido de perfuração e recuperação dos cascalhos nas peneiras. A frequência de coleta de amostras é variável de acordo com o detalhamento requerido pela geologia, sendo geralmente maior durante a perfuração nos objetivos primários e secundários. As coletas vão de frequência de 18 em 18m a 3 em 3m de profundidade; sempre em profundidades múltiplas de 3.

A operação de perfilagem permite a coleta de informações sobre as propriedades físicas das rochas e a identificação de fluidos existentes nestas. Assim, a perfilagem consiste basicamente na coleta de informações por meio de instrumentos e ferramentas especiais para medição de características físicas, relacionadas às propriedades das rochas.

As ferramentas geofísicas podem ser acopladas à coluna de perfuração, obtendo, portanto, informações durante a perfuração, que se denomina como LWD (*Logging While Drilling*). Denomina-se de perfilagem a cabo, quando acontece após a perfuração de um intervalo utilizando-se um cabo para realização das tomadas de propriedades geofísicas das rochas.

À medida que as ferramentas passam em frente às rochas, suas propriedades físicas, elétricas, mecânicas são medidas e relacionada a uma profundidade. A informação é enviada à superfície, onde é registrada e compõe o perfil do poço.

Existe uma série de tipos de perfis para avaliação das rochas, com diferentes aplicações e métodos. Os perfis usualmente registrados são chamados de Suíte Básica, descritos abaixo:

- Raios Gama (GR): aplica-se na identificação litológica, como indicador de argilosidade, na análise sedimentológica e na correlação geológica. O perfil de raios gama mede a radioatividade natural das formações. Nas rochas sedimentares, o perfil de raios gama normalmente reflete o conteúdo argiloso da rocha, pois os elementos radioativos tendem a se concentrar em minerais argilosos e folhelhos;
- Resistividade: identifica, principalmente, o tipo de fluido presente no espaço poroso do reservatório. Permite estimar a saturação de água/óleo do reservatório;
- Sônico: mede o tempo gasto por uma onda acústica para percorrer uma distância vertical de formação. Essa medida dá uma estimativa da densidade da rocha e sua porosidade;
- Perfil de Velocidades Sísmicas (Check Shot): É um levantamento sísmico de poço no qual as ondas sísmicas geradas na superfície são registradas dentro do poço por meio de sensores colocados em diferentes profundidades.
- Densidade (RHOB): fornece os dados para calcular a densidade aparente das camadas das rochas e a porosidade, e permite a identificação das zonas de gás;
- Neutrônico (NPHI): mede o índice de hidrogênio nas rochas, que geralmente fica localizado no espaço poroso da rocha (onde se encontra petróleo, gás ou água). Assim, o neutrônico é um perfil que permite estimar a porosidade, a litologia e a detecção de hidrocarbonetos leves ou gás.

A seguir são descritos os programas de amostragem e perfilagem dos poços Guajuru e Guajuru W.

Poço Guajuru W

- *Programa de amostragem litológica*

- 1 - Amostragem de calha: Coletar e descrever amostras de calha de 9 em 9 metros a partir da descida do revestimento de 22" (previsto a 3210m) até a profundidade de 3610m. A partir desta profundidade coletar e descrever amostras de 3 em 3 metros até a profundidade final do poço. Caso ocorram indícios antes da profundidade de 3610m, alterar a densidade de amostragem para 3 em 3 m imediatamente.
- 2 - Coletar 01 amostras adicional, seguindo os mesmos procedimentos, para posterior envio à ANP, mas a nomenclatura do poço segundo a nomenclatura da ANP. Deverá ser utilizada durante a amostragem malha de no mínimo nº 170, padrão API para coleta nas peneiras. Importante avisar ao químico e solicitar o ajuste do volume de lama para peneira de coleta.
- 3 - Amostras para paleontologia: Coletar e descrever amostras de calha de 9 em 9 metros a partir da descida do revestimento de 22" (previsto a 3210m) até a profundidade de 3610m. A partir desta profundidade coletar e descrever amostras de 3 em 3 metros até a profundidade final do poço. Caso ocorram indícios antes da profundidade de 3610m, alterar a densidade de amostragem para 3 em 3 m imediatamente.
- 4 - Amostras para geoquímica: Coletar amostras em sacos de pano de 18 em 18 metros a partir da descida do revestimento de 22" (previsto a 3210m), para análise geoquímica rotineira (carbono orgânico total, pirólise, querogênio, reflectância da vitrinite), até a profundidade de 3610m. A partir desta profundidade coletar e descrever amostras de 9 em 9 metros até a profundidade final do poço.
- 5 - Amostras de óleo no fluido de perfuração: Coletar amostras de óleo caso o fluido de perfuração venha cortado pelo mesmo.

6 - Amostras de gás: Coleta a ser realizada apenas quando houver 500ppm ou mais de C1. Coletar duas amostras de gás utilizando *vacuntainers* a cada 200m, após a descida do BOP. Além disto, coletar mais duas amostras de gás em cada anomalia verificada durante a perfuração do poço com *vacuntainers*.

7 - Análise de gases avançados: São analisados os gases durante a perfuração por cromatógrafo ou por espectrômetro de massa das fases de 17 ½" e 12 ¼" a depender da disponibilidade.

- *Programa de perfilagem*

O **Quadro II.3.1.2.1-1** apresenta o programa de perfilagem do poço Guajuru W.

Quadro II.3.1.2.2-1 - Programa de perfilagem para o poço Guajuru W.

Fase	LWD	Cabo	Est. Tempo Cabo
36"	-	-	-
28"	GR / RES	-	-
17 ½"	GR / RES / SON	INTERMEDIÁRIA: POÇO COM HC GR / DEN / NEU; WFTpre/sample; AmLat ROTATIVO	3 dias
12 ¼"	GR / RES / DEN / NEU / SON	FINAL: POÇO COM HC RES / SONdp / GR / DEN / NEU; NMR(b); GRspec / LITHspec; WFTpre/sample; AmLat ROTATIVO; IMres / IMac; CheckShot	12 dias
		FINAL: POÇO SEM HC RES / SONdp / GR / DEN / NEU; WFTpre/sample; AmLat ROTATIVO; CheckShot	4 dias

RES – Resistividade

SON – Sônico

CAL – Calibre do poço (Caliper)

GRspec – Raio Gama Espectral

ImAc – Imagem Acústica

AmLat – Amostragem Lateral de Rocha

PréTestes – Tomada de Pressão do RES

SONdp – Sônico Dipolar

Fonte: PETROBRAS, 2017.

GR – Raios Gama (Gamma Ray)

DEN – Densidade

NEU – Neutrão

LITHspec – Litogeoquímico

ImRes – Imagem Resistiva

AmFlu – Amostragem de Fluido

Check Shot – Velocidade sísmica

Poço Guajuru

- *Programa de amostragem litológica e de fluido*
 - 1 - Amostragem de calha: Coletar e descrever amostras de calha de 9 em 9 metros a partir da descida do revestimento de 22" (previsto a 3469 m) até a profundidade de 4769 m. A partir desta profundidade coletar e descrever amostras de 3 em 3 metros até a profundidade final do poço. Caso ocorram indícios antes da profundidade de 4800 m, alterar a densidade de amostragem para 3 em 3 m imediatamente.
 - 2 - Coletar 01 amostras adicional, seguindo os mesmos procedimentos, para posterior envio à ANP, mas a nomenclatura do poço segundo a nomenclatura da ANP. Deverá ser utilizada durante a amostragem malha de no mínimo nº 170, padrão API para coleta nas peneiras. Importante avisar ao químico e solicitar o ajuste do volume de lama para peneira de coleta.
 - 3 - Amostras para paleontologia: Coletar e descrever amostras de calha de 9 em 9 metros a partir da descida do revestimento de 22" (previsto a 3469 m) até a profundidade de 4769 m. A partir desta profundidade coletar e descrever amostras de 3 em 3 metros até a profundidade final do poço. A identificação destas amostras deverá seguir a nomenclatura do poço Petrobras, mais o nome "PALEO".
 - 4 - Amostras para geoquímica: Coletar amostras em sacos de pano de 18 em 18 metros a partir da descida do revestimento de 22" (previsto a 3469 m), para análise geoquímica rotineira (carbono orgânico total, pirólise, querogênio, reflectância da vitrinite), até a profundidade de 4769 m. A partir desta profundidade coletar e descrever amostras de 9 em 9 metros até a profundidade final do poço.
 - 5 - Amostras de óleo no fluido de perfuração: Coletar amostras de óleo caso o fluido de perfuração venha cortado pelo mesmo.

6 - Amostras de gás: Coletar duas amostras de gás utilizando *vacuntainers* a cada 200 m, após a descida do BOP. Além disto, coletar mais duas amostras de gás em cada anomalia verificada durante a perfuração do poço com *vacuntainers*. Coleta a ser realizada apenas quando houver 500 ppm ou mais de C1.

7 - Análise de gases avançados: São analisados durante a perfuração com circulação e são analisados por espectrômetro de massa ou cromatógrafo das fases de 17 ½" e 12 ¼" a depender da disponibilidade.

- *Programa de perfilagem*

O **Quadro II.3.1.2.1-2** apresenta o programa de perfilagem do poço Guajuru.

Quadro II.3.1.2.2-2 - Programa de perfilagem para o poço Guajuru

Fase	LWD	Cabo	Est. Tempo Cabo
42"	-	-	-
28"	GR / RES	-	-
17 ½"	GR / RES / SON	INTERMEDIÁRIA (POÇO COM HC): GR / DEN / NEU / RES / SONdp; WFTpre/sample; AmLat Rotativo	4 dias
		INTERMEDIÁRIA (POÇO SEM HC): RES / GR / DEN / NEU / SONdp;	1 dias
12 ¼"	GR / RES / DEN / NEU / SON	FINAL (POÇO COM HC): RES / SONdp / GR / DEN / NEU; RMN / GRspec / LITHspec / WFTpre/sample; AmLat Rotativo / IMres / IMac; CheckShot	12 dias
		FINAL (POÇO SEM HC): RES / SONdp / GR / DEN / NEU; WFTpre/sample / AmLat Rotativo; CheckShot	6 dias

RES – Resistividade

GR – Raios Gama (Gamma Ray)

DEN – Densidade

SON – Sônico
(Caliper)

NEU – Neutrão

CAL – Calibre do poço

GRspec – Raio Gama Espectral

LITHspec – Litogeoquímico

SONdp – Sônico Dipolar

ImAc – Imagem Acústica
Magnética

ImRes – Imagem Resistiva

RMN – Ressonância

AmLat – Amostragem Lateral de Rocha

CheckShot – Velocidade sísmica

AmFlu (Amostragem de Fluido)

WFTpre/sample – PréTestes (Tomada de Pressão do RES)

Cabe ressaltar que o plano de aquisição de dados geológicos poderá ser revisto durante a elaboração do projeto executivo e perfuração de cada um dos poços citados, uma vez que depende da extensão das fases, disponibilidade de ferramentas, compatibilidade de ferramentas e, principalmente dos próprios resultados do acompanhamento geológico a ser conduzido durante a perfuração.

II.3.1.2.3 Procedimentos de segurança dos poços

O controle de poço compreende as atividades que visam prevenir ou mitigar uma liberação não intencional de fluidos e gases de formação do poço para seus arredores. Assim, métodos de controle de poço são usados para minimizar o potencial de ocorrência de *kick* ou *blowout* bem como manter o controle do poço em caso de ocorrência. Inclui medidas, práticas, procedimentos e equipamentos, tais como monitoramento de fluxo de fluidos, para garantir operações seguras na perfuração, completação, abandono e *workover*, bem como a instalação, reparo, manutenção e operação dos equipamentos de controle de poço submarino.

O *kick* é o influxo não planejado de fluido ou gás da formação para dentro do poço e ocorre devido à pressão hidrostática do fluido no interior do poço ser inferior à pressão do fluido na formação permeável exposta. Se não corrigido pode resultar em uma erupção (*Blowout*). O *Blowout*, por sua vez, é uma situação emergencial de elevada gravidade na qual se deve acionar os Planos de Emergência (Plano de Resposta à Emergência – PRE e Plano de Emergência Individual – PEI).

A seguir são apresentadas as principais práticas e diretrizes operacionais que visam à manutenção do controle do poço durante a sua construção.

1 - Pessoal

As equipes responsáveis pela perfuração são treinadas especificamente em procedimentos para o controle de poço. Assim, periodicamente, participam e são certificados no curso *WellCap – Well Control* credenciado pelo IADC (*International Association of Drilling Contractors*). O IADC é reconhecido internacionalmente por consolidar e divulgar as melhores práticas e treinamentos relacionados ao controle de poço.

Durante a construção do poço são realizados periodicamente testes de detecção de *kick* e simulados de fechamento de poço que visam verificar eficiência da equipe a bordo em identificar o influxo simulado bem como se estão sendo tomadas as devidas ações na sua ocorrência.

2 - Equipamentos

Durante a elaboração do programa do poço, são realizados os testes dos ESCP (Equipamentos do Sistema de Controle de Poço) que consistem no conjunto de equipamentos das sondas de perfuração, completação e intervenção, tais como: BOP, "*choke manifold*" e linhas, separador atmosférico, desgasificador a vácuo ou mecânico, válvulas de prevenção interna, tanque de manobras e instrumentos de detecção e controle de volumes. Os equipamentos são dimensionados e verificados periodicamente para garantia de seu pleno funcionamento em caso de necessidade.

O BOP é o equipamento instalado na cabeça do poço durante as operações de perfuração, completação e *workover*, que permite o fechamento do poço em caso de perda da barreira primária (barreira líquida ou barreira sólida inferior). Ele é dimensionado para suportar a máxima pressão esperada em projeto e o seu arranjo e modos de atuação também devem ser adequados ao cenário de uso. Os desenhos esquemáticos contendo a configuração e as dimensões do conjunto BOP estarão dispostos na cabine do sondador, escritório do fiscal e/ou encarregado e próximo aos painéis de acionamento remoto.

As unidades marítimas de perfuração possuem, minimamente, os seguintes equipamentos necessários para a detecção de *kick*:

- Registrador de taxa de penetração;
- Medidor de variação da vazão de retorno;
- Indicador de nível nos tanques de fluido para detecção da variação do volume ativo do sistema;
- Indicador de nível no tanque de manobra (*trip tank*) para determinação da variação do volume do sistema, quando em manobra ou monitoramento do *riser*;
- Medidor de pressão e velocidade das bombas de fluido de perfuração;
- Detector de gases, inclusive gás sulfídrico (H₂S);
- Balança densimétrica.

Tratando dos equipamentos de prevenção do influxo, é importante ressaltar também a utilização, principalmente na perfuração da zona portadora de hidrocarbonetos, de ferramenta que, instalada na coluna de perfuração, permite o monitoramento da pressão hidrostática de fluido no poço: PWD (*Pressure While Drilling*).

3 - Materiais

Em termos de materiais para controle do poço na ocorrência de *kicks*, é previsto e provisionado material na sonda de perfuração que permite adensamento do fluido de perfuração para aumento da pressão hidrostática do fluido de perfuração. O adensamento do fluido é etapa necessária para retorno da operação de perfuração de forma a se reestabelecer a pressão de fundo e impedir novos influxos.

4 - Práticas operacionais

A seguir são apresentadas as principais práticas operacionais adotadas relacionadas à prevenção e reestabelecimento de controle de poço.

A pressão reduzida de circulação é um parâmetro importante a ser utilizado na ocorrência de *kicks*. Trata-se de medir as perdas de carga durante a circulação de fluido através do sistema de controle de poço e vazões pré-estabelecidas. Este registro de perdas de carga é feito quando ocorrem mudanças nos parâmetros operacionais que podem afetar as perdas de carga lidas, ou mudança da equipe operacional a saber: variação das características do fluido, troca de BHA (*Bottom hole assembly*), substituição de broca ou de jatos da broca.

Além disso, outros procedimentos que devem ser observados são:

- A pressão reduzida de circulação e as perdas de carga na linha de choque devem ser determinadas, pelo menos, nas vazões de 50gpm, 100gpm e 150gpm;
- Manter atualizada a planilha de informações prévias de controle de *kicks*;
- Medir e registrar o rendimento volumétrico das bombas de fluido;
- Ajustar os alarmes dos indicadores do nível dos tanques;
- Manter monitoramento das principais propriedades do fluido (massa específica e viscosidade)

- Comunicação imediata ao sondador de normalidades, tais como: o aumento do fluxo de retorno e corte de gás ou óleo do fluido de perfuração;
- Circular as linhas *choke* e *kill* para evitar o seu entupimento e medir as perdas de carga por fricção.
- Determinar as pressões máximas admissíveis na superfície baseadas na pressão de absorção na sapata do último revestimento descido, na pressão interna do revestimento e na pressão de teste do BOP;
- Capacidades, comprimentos e volume das várias seções de tubulações, espaços anulares, linhas de *choke* e *kill*.

5 - Procedimentos necessários para o controle de poço em caso de influxo

Os métodos de controle de *kick* têm como objetivo circular o fluido invasor para fora do poço e restabelecer o controle primário do poço, substituindo o fluido de perfuração existente no poço por fluido de densidade suficiente para conter a pressão da formação. A Petrobras utiliza como padrão o método de controle do Sondador. Tal método consiste em duas etapas sucessivas de circulação de fluidos. A primeira circulação objetiva expulsar o fluido invasor utilizando apenas o fluido original. Com o poço já isento do fluido invasor, inicia-se a segunda circulação que se resume a preencher o poço com o novo fluido de perfuração.

Em caso de ocorrência de *kick* o poço será fechado através da atuação do BOP e, posteriormente, as seguintes informações devem ser obtidas:

- Profundidade vertical e medida da broca no instante do *kick*;
- Volume ganho, o qual é considerado como sendo o volume do *kick*;
- Pressões estabilizadas de fechamento no tubo bengala (SIDPP – Pressão interna da coluna de perfuração) e no *choke* (SICP – Pressão do anular – entre o revestimento e a coluna de perfuração);
- Para obtenção dos valores das pressões estabilizadas, deve-se registrar o crescimento das pressões e determinar o ponto de estabilização delas.

O *kick* deve ser circulado utilizando o método do sondador e seguindo o procedimento constante na planilha de controle de *kicks*. Durante a circulação deve-se observar as máximas pressões dinâmicas permissíveis na superfície (do ponto de vista da resistência da formação mais frágil exposta bem como dos

equipamentos) evitando que essas pressões sejam atingidas e garantindo, portanto, a integridade do poço.

Em unidades com BOP submarino, o método volumétrico dinâmico é empregado em situações nas quais a circulação não é possível. O método consiste em circular o fluido de perfuração original pela linha de *kill*, passando pelo BOP submarino e retornando pela linha do *choke* enquanto o *kick* migra para a superfície devido à segregação gravitacional. O principal motivo para não se utilizar o método volumétrico estático no controle de poço sem circulação em poços localizados em águas profundas é a possibilidade de formação de hidratos no BOP e nas linhas de *kill* e *choke*. Isto poderia ocasionar o tamponamento das linhas e impediria a circulação e verificação das pressões do poço.

Durante a circulação do *kick*, o retorno do escoamento oriundo do poço deve ser direcionado para o separador atmosférico e em seguida para as peneiras. Após a circulação do *kick* e amortecimento do poço em unidades flutuantes, é realizado procedimento para remoção do gás aprisionado no BOP e a troca do fluido do *riser* e da linha de *kill*.

6 - Utilização de inibidor de hidrato no controle de poço

Visando a mitigação da formação de hidratos nas linhas de circulação de *kick*, poderá ser adicionado ao fluido de circulação um inibidor de hidrato. A concentração mínima do produto inibidor no fluido em superfície será determinada de forma a garantir que a concentração final na mistura fluido inibido/fluido cortado por gás iniba a formação de hidrato. O peso do fluido com o inibidor de hidrato deve ser igual ao peso do fluido do sistema. Na falta ou impossibilidade de simular a quantidade requerida de inibidor, a concentração do produto inibidor MEG (Mono Etileno Glicol) será no mínimo 40% na mistura fluido inibido/fluido cortado por gás. A quantidade de inibidor a ser utilizado depende de parâmetros que são obtidos na ocorrência do *kick*, entre eles o tipo de fluido invasor e seu volume.

II.3.1.2.4 Teste de Formação

O teste de formação é realizado para avaliar a potencialidade de produção do reservatório, coletar informações sobre o fluido da formação, obter informações

sobre parâmetros de reservatório, entre outros. Durante este teste é estabelecida uma diferença de pressão entre a formação e o interior do poço, que permite a ascensão dos fluidos da formação para a superfície. São registradas as pressões de fluxo e estática dos reservatórios, de modo a avaliar o potencial da descoberta.

Para a realização do teste utiliza-se uma coluna de teste de formação, composta por um conjunto de ferramentas a serem escolhidas conforme tipo de unidade marítima, condições do poço e objetivos do teste.

Usualmente, para impedir a ascensão dos fluidos da formação antes da descida da coluna de teste, o poço é mantido preenchido de fluido de amortecimento (fluido de perfuração ou de completação com peso suficiente para gerar uma pressão no interior do poço superior à pressão dos fluidos da formação).

A coluna de teste é descida no poço e, ao atingir a profundidade de assentamento do obturador, são instalados diversos equipamentos de superfície (cabeça de teste, linhas de surgência, *choke manifold*, separador, tanque de aferição, queimadores, dentre outros) com a finalidade de controlar, medir, tratar, queimar e descartar os fluidos aquosos produzidos previamente tratados. O fluido de amortecimento do interior da coluna de teste é então substituído por um fluido de menor densidade de forma a induzir surgência através do estabelecimento o diferencial de pressão já mencionado.

O obturador assentado isola o intervalo a ser testado da pressão provocada pelo fluido de amortecimento e a válvula de teste, presente na coluna, se abre, permitindo o primeiro período de fluxo pelo interior da coluna. O fluxo pode então ser interrompido e reiniciado diversas vezes a depender da programação do teste. Durante os fluxos os fluidos do reservatório são separados à superfície e os hidrocarbonetos queimados com uma lança queimadora de alta performance, específica para esse tipo de teste. Durante os períodos de estática, a válvula de teste permanece fechada e ocorre o desenvolvimento da pressão confinada com objetivo de medir a resposta da pressão do reservatório.

Finalizado o último ciclo de fluxo e estática, o fluido do interior da coluna é substituído novamente pelo fluido de amortecimento e o obturador é desassentado e a coluna é retirada do poço. Posteriormente são conduzidas as operações de abandono do poço de acordo com os procedimentos estabelecidos pela ANP.

II.3.1.2.5 Completação

A completação de um poço consiste no conjunto de operações destinadas a equipá-lo para produzir hidrocarbonetos com segurança e com o melhor desempenho possível ao longo de sua vida produtiva. Assim sendo, só são completados os poços cujo aproveitamento seja economicamente viável.

Desta maneira, as operações de completação são dependentes da descoberta de hidrocarbonetos e da instalação de um sistema de produção, que deverá possuir um processo de licenciamento ambiental específico. Os poços de desenvolvimento são programados para serem completados, uma vez que integram a estratégia de produção de um campo. Isso é válido tanto para poços produtores quanto para os injetores.

Uma completação típica segue as seguintes fases, não necessariamente apresentando todas as fases descritas:

- Instalação da BAP (Base Adaptadora de Produção);
- Condicionamento de poço;
- Avaliação da qualidade da cimentação;
- Canhoneio;
- Contenção de areia;
- Estimulação;
- Instalação da coluna de produção/injeção;
- Instalação da ANM (Árvore de Natal Molhada); e
- Indução de surgência.

Instalação da BAP

Esta fase ocorre após a intervenção de perfuração ou avaliação dos poços e consiste na instalação da Base Adaptadora de Produção (BAP), que tem por função permitir o acoplamento da Árvore de Natal Molhada (ANM) e receber conexão das linhas submarinas do sistema de coleta de produção.

Condicionamento do poço

Nesta fase são realizados o condicionamento do revestimento de produção e a substituição do fluido de perfuração que se encontra no interior do poço por um fluido de completação.

Para o condicionamento é descida uma coluna com broca e raspador. A broca corta os tampões e cimento presentes no poço. O raspador limpa as paredes do revestimento, promovendo melhor limpeza de seu interior.

Avaliação da qualidade da cimentação

Esta avaliação é feita utilizando-se perfis acústicos, que medem a aderência do cimento ao revestimento e do cimento à formação. Caso se constate que a cimentação está deficiente, esta é corrigida através de técnicas de injeção de cimento no anular, de forma a garantir o isolamento requerido entre intervalos.

Canhoneio

É uma operação que tem por finalidade colocar a formação produtora em contato com o interior do poço revestido, através de perfurações, com potentes cargas explosivas. Estas perfurações penetram na formação algumas polegadas após atravessarem o revestimento e o cimento, criando canais de fluxo por onde se processa a drenagem dos fluidos contidos no reservatório. Também pode ser utilizada a operação de canhoneio para realizar a correção de cimentação.

As cargas explosivas são dispostas e alojadas de forma conveniente em canhões. Uma vez o canhão posicionado em frente ao intervalo desejado é acionado um mecanismo de disparo que detona as cargas explosivas. Estas cargas são devidamente moldadas de forma a produzirem jatos de alta energia, que incidindo numa pequena superfície do revestimento promovem a perfuração no revestimento, cimento e formação.

Os canhões utilizados podem ser de vários tipos, sendo necessária uma seleção adequada para cada situação. Podem ser descidos com cabo elétrico por dentro do revestimento ou podem descer enroscados com a própria coluna de

tubos (TCP - *Tubing Conveyed Perforation*). Outro tipo são canhões descidos com cabo elétrico por dentro da coluna de produção.

Contenção de areia

As operações de contenção de areia são destinadas a evitar a produção dos grãos de areia junto aos fluidos produzidos do reservatório, para evitar tanto o comprometimento dos equipamentos de produção (erosão e entupimento) quanto a desestabilização do intervalo produtor.

Os métodos mais usuais de contenção de areia podem ser do tipo *gravel pack* ou *stand alone*, sendo que, em ambas, um sistema semelhante a um filtro é instalado dentro do poço. A operação de *gravel pack* se refere à colocação de agente de contenção (areia, cerâmica, bauxita etc.), cuidadosamente dimensionada e selecionada, entre a formação, composta de arenito inconsolidado, e um tubo filtro, de modo a reter (filtrar) areia proveniente deste arenito. Na operação *stand alone*, utiliza-se apenas o tubo filtro em frente à formação.

A operação de *gravel pack* consiste em carrear os agentes de contenção (areia, cerâmica sinterizada, bauxita etc.) por meio de um fluido aquoso ou um fluido viscosificado com polímeros hidrossolúveis (ex. HEC, goma xantana etc.), para o intervalo do poço que necessita ser contido. Constitui-se, desta forma, um leito fixo de agente de contenção, que possui forma granular esférica, entre o revestimento e um tubo filtro posicionado frente ao intervalo de interesse.

Estimulação

As operações de estimulação, quando necessárias, são aplicadas visando melhorar a produtividade dos poços. A injeção de soluções ácidas ou solventes é utilizada para a remoção de danos causados ao reservatório durante a perfuração do poço ou pelo próprio processo produtivo, ou ainda, para a melhoria das condições de permoporosidade do reservatório.

Outra técnica de estimulação consiste na utilização de fluidos poliméricos, que contêm sólidos inertes em suspensão, chamados de agentes de sustentação.

Estes fluidos são injetados na formação, criando uma fratura que será mantida por estes agentes de sustentação.

Instalação da coluna de produção ou injeção

A coluna de produção ou injeção é constituída basicamente por tubulação metálica removível onde fica conectada uma série de componentes, sendo descida pelo interior do revestimento de produção, com as seguintes finalidades básicas:

- Conduzir, de forma otimizada e segura, os fluidos produzidos até a superfície, com auxílio de método de elevação artificial se necessário;
- Proteger o revestimento contra fluidos agressivos (CO₂, H₂S, água de injeção, etc.);
- Possibilitar a circulação de fluidos para o amortecimento do poço em intervenções futuras;
- Constituir as barreiras de segurança que garantem a estanqueidade do reservatório em relação ao meio ambiente.

Instalação da ANM

A árvore de natal submarina, mais conhecida como árvore de natal molhada (ANM) é um equipamento para uso submerso constituído basicamente por um conjunto de válvulas gaveta, um conjunto de linhas de fluxo e um sistema de controle a ser interligado ao painel localizado na plataforma de produção. Sua função é promover isolamento entre linhas de produção e de trabalho, permitir acesso aos diversos caminhos hidráulicos que conectam as linhas de fluxo ao poço bem como constituir barreiras de segurança contra vazamento de fluidos.

Esta pode ser instalada tanto por sondas com uso de DPR (*drill pipe riser*) quanto a cabo utilizando SESV (*Subsea Equipment Support Vessel*). Quando instalada pela sonda, o acesso ao poço se dá por DPR e umbilical HCR (*high collapse resistance*), oferecendo assim acesso à coluna de produção ou injeção e ao anular do poço independentemente.

Indução de Surgência

A indução de surgência consiste na troca de fluido contido no poço de forma a diminuir a pressão hidrostática e desta forma facilitar a surgência dos fluidos do reservatório até a UEP – Unidade Estacionária de Produção. Esta operação pode ser realizada através de flexi tubo ou via circulação através do anular do poço via válvula de *gás lift*. O fluido bombeado normalmente é nitrogênio.

Atividades de intervenções

Após a completação e início da operação de um poço, com o passar do tempo, torna-se comum a realização de manutenções no mesmo, sejam elas preventivas ou corretivas, como ocorre com qualquer equipamento mecânico. Operações dessa natureza são denominadas “operações de intervenção” ou “workover”.

Uma das principais características das operações de intervenção é a imprevisibilidade: não é possível saber qual falha o poço vai apresentar, nem quando as falhas irão ocorrer ao longo da vida produtiva do poço. Por este motivo, é feito um estudo probabilístico que irá indicar qual tipo de falha será mais provável de ocorrência de acordo com o histórico de poços similares.

Diversas são as razões que geram a necessidade de intervenção em um poço. Em geral, estas razões podem estar associadas à queda de produtividade, mas podem também estar associadas a falhas relacionadas à integridade dos poços.

Nos casos de incidentes relacionados com a integridade do poço, a resolução ANP Nº 46 na Prática de Gestão Nº 9, estabelece no item 9.2.2.2 que “*Após a detecção de falha de um dos elementos do CSB (conjunto solidário de barreiras), deverá ser executado, imediatamente, um procedimento de gerenciamento de falhas ou gestão de mudança para definir o momento mais oportuno, em relação à segurança, para o restabelecimento do CSB que perdeu sua integridade*”. Nesses casos pode ser necessária a intervenção para reestabelecer o CSB para mitigação dos riscos de dano ao meio ambiente.

Os tipos de atividades que são realizadas durante uma intervenção e os equipamentos utilizados são semelhantes aos utilizados na completação do poço,

e, portanto, os riscos associados são similares. O que os diferencia é o momento da ocorrência, a primeira ocorre após a perfuração ainda na fase de construção do poço, enquanto a segunda ocorre depois que o poço já entrou em operação.

Assim, nessa fase do projeto não é possível prever quais tipos de manutenções serão necessárias. O descritivo de todas as operações de intervenção e abandono possíveis estão descritas e protocoladas no âmbito do processo administrativo de intervenção nº 02022.002330/2008-72.

Para execução das operações de intervenção, normalmente são empregadas unidades marítimas previamente aprovadas pelo órgão ambiental em processos específicos e cadastradas no CADUMP (Cadastro de Unidades Marítimas de Perfuração), conforme Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 04/2012).

Pode-se, inclusive, utilizar nas operações de intervenção:

- Equipamentos hidráulicos e mecânicos;
- Sondas de produção mecânicas e hidráulicas (anuídas para operações de intervenção específicas e, atualmente, em tratativas junto à CGMAC);
- Embarcações de estimulação (em aprovação no Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados - nº IBAMA 02022.001637/11);
- Embarcações SESV (*Subsea Equipment Support Vessel*), já aprovadas no Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados - nº IBAMA 02022.001637/11;
- Plataformas de produção licenciadas que abrigam árvore de natal seca.

Ademais serão observadas as diretrizes estabelecidas na Nota técnica IBAMA nº 02/19 emitida em 14/03/2019.

Os fluidos utilizados nas operações de intervenção seguem as diretrizes estabelecidas no âmbito do Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (nº IBAMA 02022.002330/2008).

II.3.1.3 Descrição dos procedimentos previstos a serem adotados, no caso da descoberta de hidrocarbonetos em escala comercial

No caso da descoberta de níveis comerciais de hidrocarbonetos, o poço poderá ser abandonado temporariamente, para ser futuramente completado, como parte do plano de desenvolvimento de um potencial campo. Uma descoberta comercial dispararia a sequência de eventos listada a seguir:

- Planejar o poço para definir mais profundamente a qualidade e a quantidade da descoberta.
- Submeter o plano de avaliação de descoberta (PAD) à ANP.
- Planejar o desenvolvimento.
- Com base nas indicações iniciais de volume e qualidade dos hidrocarbonetos, considerar vários cenários específicos de desenvolvimento da descoberta e da locação.
- Avaliar economicamente os cenários alternativos.
- Selecionar o plano de desenvolvimento mais eficiente.
- Realizar a(s) perfuração(ões) de extensão, se respaldada(s) pelo projeto econômico preliminar.
- Elaborar o projeto detalhado do plano de desenvolvimento, das instalações e do poço.
- Construir as instalações para o desenvolvimento e executar o plano de perfurações de desenvolvimento.

O prazo para realizar um plano de desenvolvimento é dependente do tamanho da descoberta.

II.3.1.4 Procedimentos para desativação da atividade

Ao retirar um poço de operação, este precisa ser tamponado de forma adequada para impedir a mistura entre fluidos de diferentes formações e a migração desses fluidos para o mar, que poderia provocar acidentes e/ou danos ao meio ambiente. O processo de desativação da atividade consistirá em tamponar o poço até que possa ser estudada a viabilidade da exploração do mesmo.

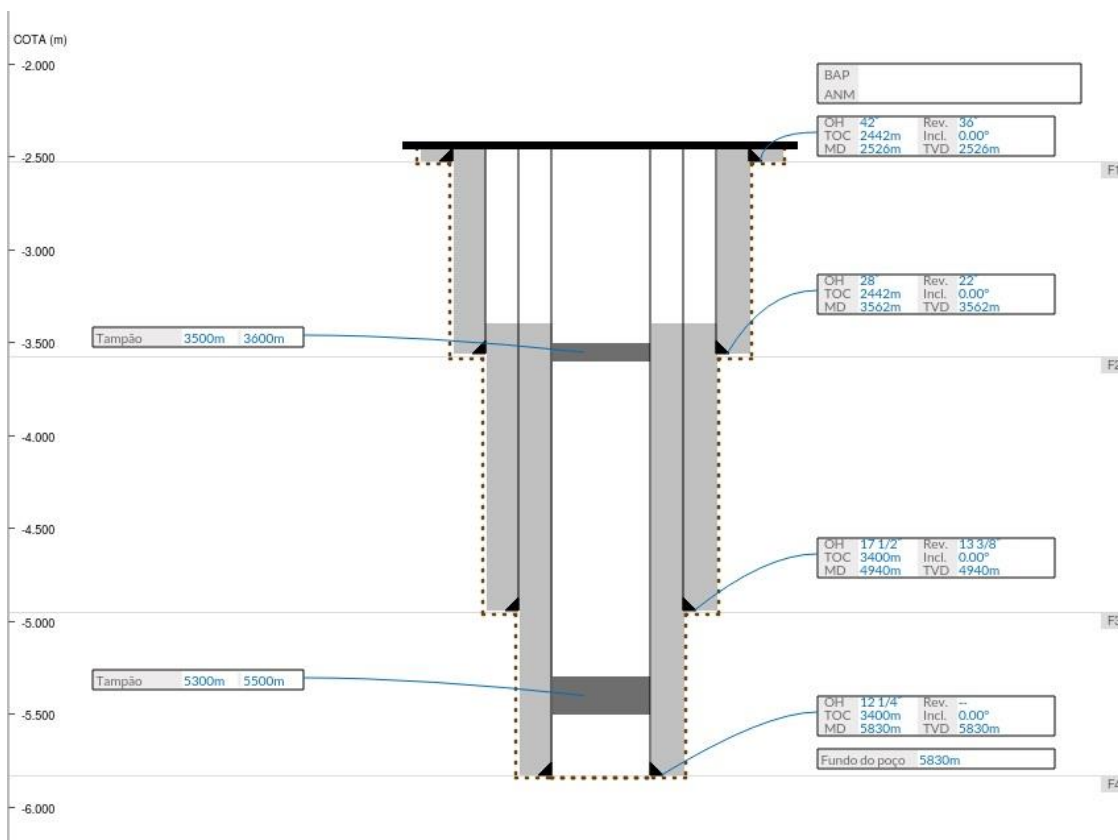
No abandono, são colocados tampões no poço, isolando as formações entre si e isolando a formação mais rasa da superfície. Os tampões podem ser de cimento ou mecânico (*Bridge Plug Permanete – BPP*). A construção destes tampões de cimento API classe G é feita a partir do bombeio de uma pasta de cimento através da coluna de perfuração e segue as normas API SPEC 10A (*Specification for Cements and Materials for Well Cementing*), API RP 10B (*Recommended Practice for Testing Well Cements*), NBR 9831 - Cimento Portland destinado à cimentação de poços petrolíferos, NBR 5732 - Cimento Portland comum ou NBR 11578 - Cimento Portland composto.

As operações de abandono de poços, além dos cuidados normais já adotados no transporte e manuseio de cimento e aditivos, incluem testes de pressão para garantir a vedação total do poço.

Nos Blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5, tais operações de abandono seguirão os procedimentos de segurança usualmente adotados pela indústria do petróleo, além de seguir estritamente os requisitos estabelecidos pela Resolução 46/2016 da ANP.

A seguir são apresentados os esquemas de abandono previstos para cada um dos poços. O esquema de abandono apresentado visa garantir a integridade das barreiras do poço e, por conseguinte, impedir a liberação de fluidos que possam estar contidos nos reservatórios para o exterior do poço.

O abandono será feito através do posicionamento de um tampão de cimento no interior do último revestimento. É feito na sequência, após decorrido o tempo necessário à pega do cimento, teste de pressão para verificação da barreira de cimento estabelecida.



OH - Open Hole: Diâmetro do Poço Aberto

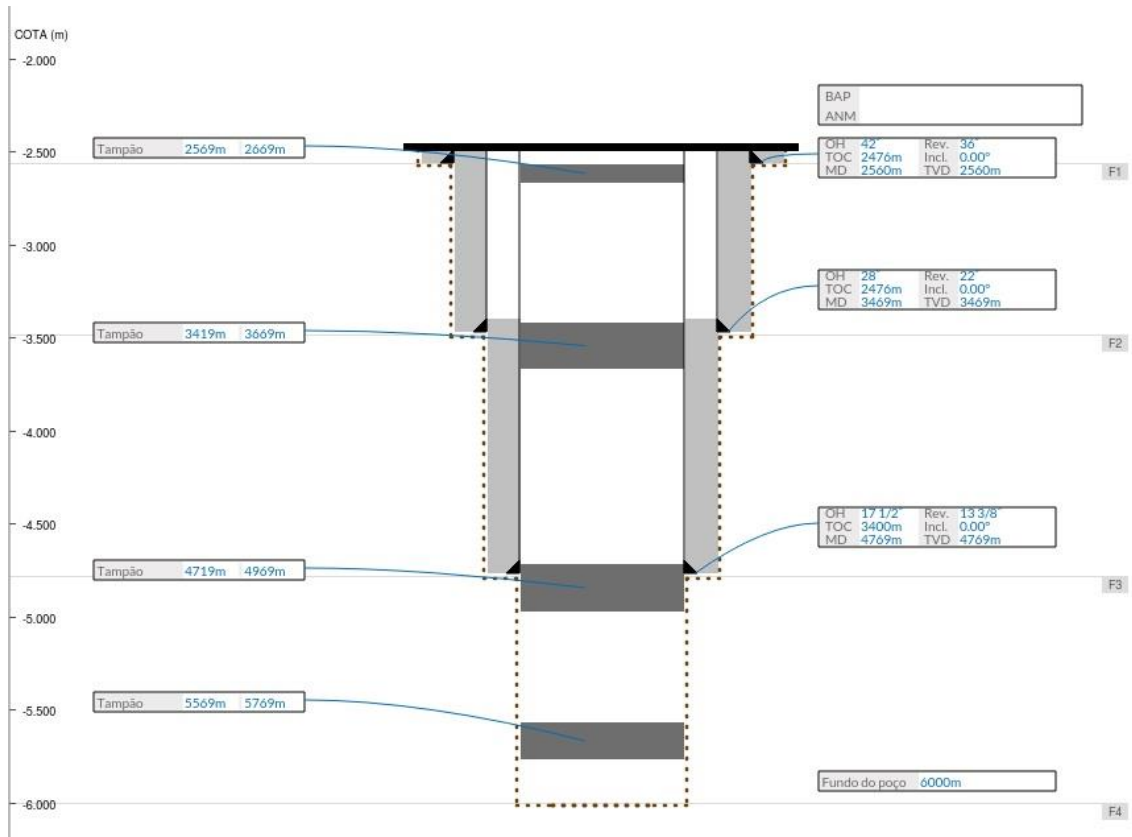
TOC - Top of Cement: Profundidade do Topo do Cimento no Anular

MD - Measured Depth: Profundidade Medida

TVD - True Vertical Depth: Profundidade Vertical

Elaboração: Petrobras, 2017.

Figura II.3.1.4-1 - Esquema de abandono do poço Guajuru W no Bloco BM-BAR-3



Fonte: Petrobras, 2018.

Figura II.3.1.4-2 - Esquema de abandono do poço Guajuru no Bloco BM-BAR-5

II.3.1.5 Identificação e descrição da infraestrutura de apoio

Como infraestrutura de apoio portuário à atividade de perfuração, está prevista a utilização do Terminal Pesqueiro de Porto Grande e do Porto de Itaqui, localizados no município de São Luís (MA) e distantes dos blocos 217,11 km e 209,77 km, respectivamente. A frequência média de viagens a ser realizada pelas embarcações de apoio é de 10 (dez) viagens por mês para cada bloco durante a atividade de perfuração marítima.

No **Anexo II.3.1.5-1** é apresentada a Licença de Operação nº 001/2015, relativa à atividade de Administração do Complexo Portuário de Itaqui e

Retroáreas, emitida pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Naturais do Estado do Maranhão.

Como base de apoio aéreo, será utilizado o Aeroporto Internacional Marechal Cunha Machado, distante 203,24 km dos blocos, para embarque dos trabalhadores. A média de voos é de 20 (vinte) voos semanais (ida e volta) para cada bloco.

Na **Figura II.3.1.5-1**, são apresentadas as bases de apoio marítimo e aéreo.

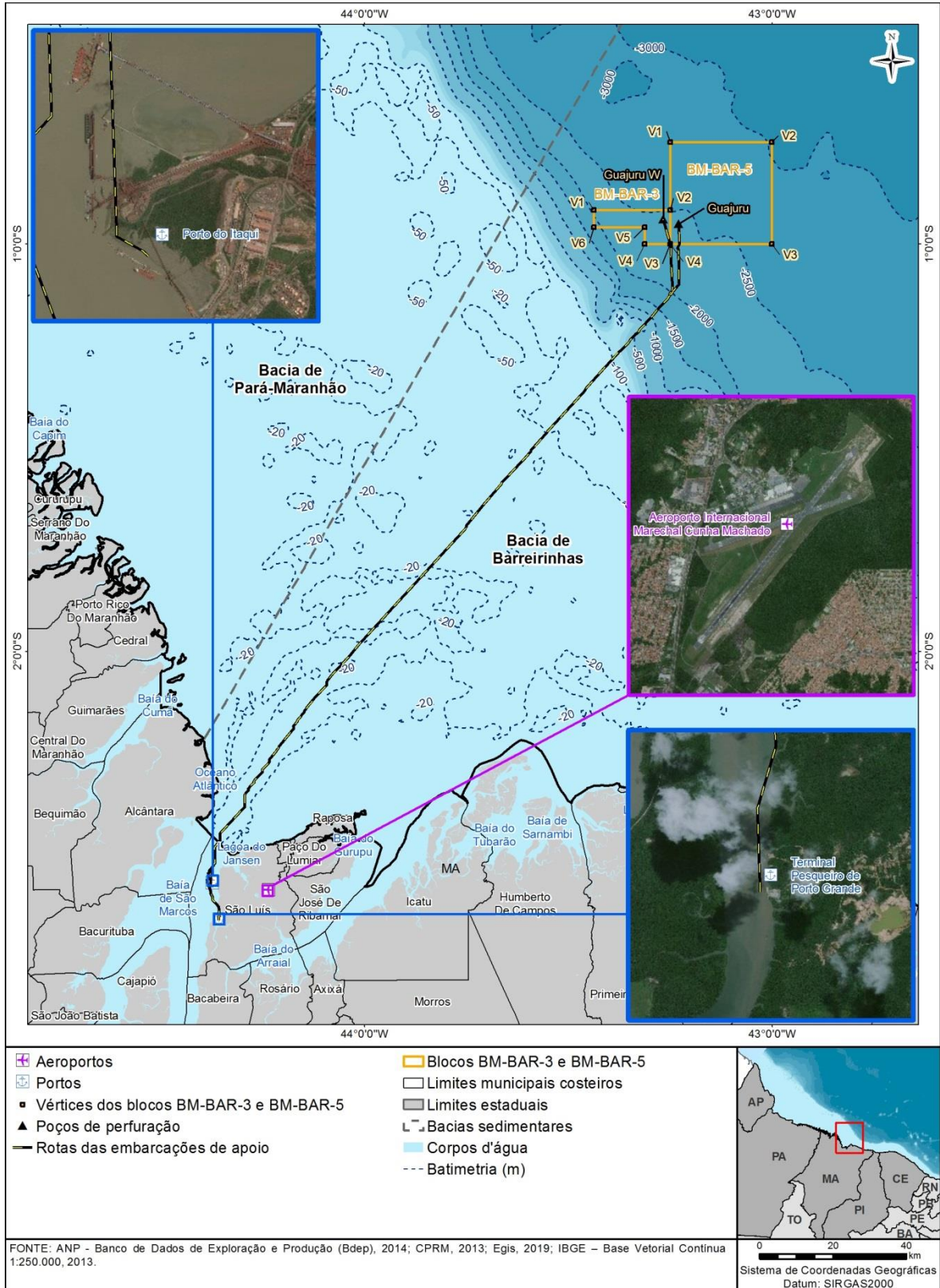


Figura II.3.1.5-1 - Localização das bases de apoio marítimo e aéreo para as atividades de perfuração nos Blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5.

II.3.1.6 Descrição dos sistemas de segurança e de proteção ambiental que equipam as unidades de perfuração e embarcações de apoio

A unidade de perfuração OND II (NS-42) é um navio-sonda de posicionamento dinâmico. As principais informações descritivas sobre a sonda estão apresentadas no Cadastro de Unidades Marítimas de Perfuração (CADUMP): Processo IBAMA nº 02022.000681/13-14. Apresentam-se, a seguir, as descrições dos sistemas de segurança e de proteção ambiental da unidade.

II.3.1.6.1 Sistema de posicionamento dinâmico

As unidades de perfuração são mantidas em posição através do sistema de controle de posicionamento dinâmico, que utiliza sensores de posição GPS e DGPS (*transponders*), e pela atuação conjunta de propulsores localizados na parte inferior do casco, constituídos de tubulão rotativo de propulsão, azimutal, guiados por motores. A filosofia consiste de um sistema de controle que incorpore as seguintes características:

- Sistema de posicionamento dinâmico redundante instalado no centro de controle principal (passadiço). Este sistema possui interfaces com os sistemas de referência de posição e com sensores externos de forma tal que possa estar protegido contra falhas pontuais.
- Um computador de *backup* também conectado aos sistemas de referência de posição e a sensores externos, localizado em outro compartimento que seja protegido por anteparas antichamas.
- Sistema independente de controle por *joystick*, conectado diretamente ao sistema eletrônico de controle dos *thrusters* e que seja independente do sistema de posicionamento dinâmico, tanto no que se refere à comunicação quanto à alimentação de energia.

Os computadores do sistema de posicionamento e o computador do sistema de *backup* são mutuamente independentes, de forma que a perda de qualquer um dos computadores do sistema não afetará o funcionamento dos sistemas restantes.

Os equipamentos do sistema de posicionamento dinâmico encontram-se apresentados no **Quadro II.3.1.6.1-1**.

Quadro II.3.1.6.1-1 - Equipamentos do sistema de posicionamento dinâmico instalados na unidade de perfuração.

Equipamento	Quantidade
Sistema K-Pos DP-32	01
Sistema K-Pos DP-12 (backup system)	01
Anemômetros	04 (*)
Agulhas giroscópicas	03
Sistemas hidroacústicos (HiPAP)	03
Sistemas DGPS	02
Sistema cJoy	02
Sensores de referência vertical (MRU).	04 (*)

(*) Sendo 03 exclusivos do DP, 01 exclusivo para "helicopter monitoring System" da Sala de Rádio.

II.3.1.6.2 Sistema de combate a incêndio

A unidade de perfuração ODN II (NS-42) possui sistemas de segurança, detecção e combate a incêndio compostos pelos recursos descritos a seguir.

- *Sistema de detecção de fogo*

Os detectores de fogo têm o objetivo de identificar focos iniciais de incêndio para evitar que estes adquiram proporções maiores, baseados em uma variedade de princípios ativos, dependendo das características do local.

A unidade de perfuração ODN II (NS-42) possui sistema de detecção de fogo constituído por módulos de monitoração e indicação assim distribuídos:

- Detectores de calor e/ou fumaça, instalados nas salas de máquinas, sala de controle de máquinas, paiol do mestre, sala de ar condicionado, paiol seco, cabines, espaços públicos, cozinha, corredores, escadas, rotas de fuga na acomodação, sala de painéis elétricos e salas de controle.
- Detectores de chama instalados na sala dos purificadores.

Os equipamentos do sistema de detecção de fogo encontram-se apresentados no **Quadro II.3.1.6.2-2** a seguir.

Quadro II.3.1.6.2-2 - Equipamentos do sistema de detecção de fogo.

Equipamento	Quantidade	Característica
Detector de calor	02	Set point 40 ~ 56 °C
Detector de fumaça	514	Set point 80 ppm
Detector de chama	24	Auto Set
Detector Múltiplo	43	Auto Set

- *Sistema de alarme de emergência*

O sistema de alarme de emergência na ODN II (NS-42) é sonoro e luminoso (luzes de sinalização). O alarme luminoso é dado por luzes de sinalização e o alarme sonoro está espalhado em diversos locais do navio. Estes sinais indicam o tipo de emergência (H₂S, CH₄, incêndio, emergência e abandono). Na unidade o alarme de emergência é seguido de um PA (*Public Annoucement / Boca de ferro*), que informará o ponto de encontro e localização da emergência. O alarme e as luzes de alarme são ativados através dos detectores de incêndio, pelas botoeiras manuais espalhadas pela unidade ou pelo painel de controle geral do PAGA System (*Public Announcement and General Alarm*).

- *Sistema de combate a incêndio*

O sistema de combate a incêndio é composto pelos seguintes subsistemas e recursos:

a) Sistema de combate a incêndio por água

Água salgada: Este sistema possui conjuntos de bombas de combate a incêndio que são alimentadas por água salgada e acionadas automaticamente em caso de depressurização do anel de incêndio. As bombas também podem ser acionadas manualmente em situação de emergência. Em operação normal, as bombas *jockey* alimentam o vaso hidróforo que mantém o anel de incêndio pressurizado. O sistema alimenta as redes de hidrantes, dilúvio e espuma. Na ODN II (NS-42) os alarmes indicam falhas do equipamento: baixa pressão de ar, baixa pressão de óleo lubrificante do motor e alta temperatura do motor.

Os sistemas da ODN II (NS-42) são formados pelos equipamentos listados, respectivamente, no **Quadro II.3.1.6.2-3**.

Quadro II.3.1.6.2-3 - Equipamentos de combate a incêndio por água salgada instalados na ODN II (NS-42).

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade	Potência (Kw)
Bombas de incêndio	03	450 m ³ /h	362
Bombas jockey	02	45 m ³ /h	35
Caixa de incêndio com mangueira e esguicho	199	-	-
Hidrante de incêndio	199	-	-

Água doce: Sistema fixo de combate a incêndio (neblina) para locais específicos discriminados a seguir.

- ✓ sala da caldeira e gerador de gás inerte;
- ✓ sala de máquinas de BB (grupos geradores 1, 2);
- ✓ sala de máquinas central (grupos geradores 3, 4);
- ✓ sala de máquinas de BE (grupos geradores 5, 6);
- ✓ sala dos purificadores de óleo diesel BB/BE/CT.

No **Quadro II.3.1.6.2-4**, apresentam-se os dados para a ODN II (NS-42).

Quadro II.3.1.6.2-4 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio por água doce da ODN II (NS-42).

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade (m ³ /h)	Potência (Kw)
Bomba	1	12,6	4

a.1) Rede de Hidrantes

Os hidrantes são instalados em locais estratégicos. Ao lado de cada hidrante existe um armário, contendo equipamentos de combate a incêndio, como mangueiras, chaves e esguicho. A localização e o tipo de hidrantes instalados na unidade de perfuração ODN II (NS-2) são apresentados no **Quadro II.3.1.6.2-5**.

Quadro II.3.1.6.2-5 - Localização e tipo de hidrantes instalados na unidade de perfuração ODN II (NS-42).

Hidrante/Localização	Quantidade
FWD MACHINERY SPACE	9
THRUSTER ROOM # 1	3
THRUSTER ROOM # 2	3
THRUSTER ROOM # 3	3
ACCOMMODATION	36
PIPE DECK	5
MUD MODULE	40
DRILL FLOOR	14
DERRICK MODULE	19
MAIN DECK	18
UPPER DECK CARGO AREA	9
AFT MACHINERY SPACE STBD	12
AFT MACHINERY SPACE CENTER	14
AFT MACHINERY SPACE PORT	12

As tomadas de incêndio da ODN II (NS-42) são de 2". Cada tomada é composta de 01 válvula de acionamento rápido e tomada de engate rápido; 01 mangueira de incêndio com 15 ou 20 m com esguicho de jato e neblina; e 01 caixa de fibra pintada em vermelho. Duas conexões internacionais são ligadas à rede de incêndio, uma a BB e outra a BE no convés principal.

a.2) Sistema de combate a incêndio por dilúvio

A finalidade desse sistema é resfriar os equipamentos adjacentes a alguma área onde ocorra um incêndio, mantendo a integridade dos equipamentos e impedindo que o fogo se propague e se torne incontrolável. A água da rede principal de incêndio serve a este sistema que atende exclusivamente às seguintes áreas:

- ODN II (NS-42):
 - ✓ Convés de popa;
 - ✓ Superestrutura da praça de máquinas;
 - ✓ Baleeiras e balsas de popa;
 - ✓ Antena do radar de popa.

O **Quadro II.3.1.6.2-6** apresenta os equipamentos dos sistemas de combate a incêndio por dilúvio.

Quadro II.3.1.6.2-6 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio por dilúvio.

Equipamento	Quantidade	Capacidade (m³/h)	Pressão de operação/projeto (Bar)	Vazão (m³/h)	Potência (Kw)
Bomba de dilúvio (Fire Pump)	3	450	14	450	227,8

a.3) Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Espuma

Para ambas as unidades de perfuração, existe um sistema de espuma para proteção contra incêndio no heliponto, conectado ao sistema de água de incêndio, cujos equipamentos encontram-se discriminados no **Quadro II.3.1.6.2-7**.

Quadro II.3.1.6.2-7 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio por espuma da ODN II (NS-42).

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade
Monitor	03	139,68 (m³/h)
Tanque misturador	01	700 L
Aplicador de espuma	04	25 L

b) Sistema fixo de combate a incêndio por gás inerte

As instalações contam com os sistemas fixos de CO₂ e FM200 para combate a incêndio. O sistema de combate a incêndio é composto por diversos bancos de CO₂ localizados conforme **Quadro II.3.1.6.2-8**.

Quadro II.3.1.6.2-8 - Localização dos bancos de CO₂.

Local protegido	Localização das garrafas / cilindros Grupo	Quantidade de garrafas / cilindros (Kg)
Praça de máquinas BB	Área de Ré	108
Praça de máquinas central		147
Praça de máquinas BE		108
Sala dos purificadores BB		05
Sala dos purificadores Central		05
Sala dos purificadores BE	Área de Ré	05
Sala <i>switchboard</i> BB		19
Sala <i>switchboard</i> central		20
Sala <i>switchboard</i> BE		19
Caldeira (BB)		10
Sala de controle de máquinas		05

Local protegido	Localização das garrafas / cilindros Grupo	Quantidade de garrafas / cilindros (Kg)
Sala de Conversão BB	Área de vante	04
Sala de Conversão BE		04
Paiol de Tintas		01
Sala de Gerador de Emergência		15
Thruster proa BB		41
Thruster proa central		31
Thruster proa BE		41
Cozinha		1

O sistema fixo de CO₂ utiliza um conjunto de garrafas, as quais estão localizadas na Sala de Compartimento de CO₂. O número de garrafas requeridas depende do volume do espaço a ser protegido e estão descritos conforme quadro anterior.

O sistema principal de CO₂ é operado através do painel de disparo remoto no passadiço ou diretamente no compartimento de CO₂. No caso do paiol de tintas e duto de ventilação da cozinha, o disparo é feito somente no local.

O sistema é provido de sirenes e luzes de alarme nas áreas cobertas pelo sistema de CO₂. O acionamento do sistema de CO₂ provoca a parada imediata nos sistemas de ventilação e *dampers* existentes nos compartimentos envolvidos.

Quanto aos sistemas fixos de FM200, estes abrangem os locais indicados no **Quadro II.3.1.6.2-9**.

Quadro II.3.1.6.2-9 - Localização dos sistemas fixos de FM200.

Nº de Sistemas	Local	Quantidade
01	Compartimento do Ccu <i>Yellow</i>	2 de 19,5 Kg
01	Compartimento do Ccu <i>Blue</i>	1 de 85 Kg
01	Compartimento Elétrico do Módulo Torre	3 de 303 Kg
01	Compartimento dos Transformadores do Módulo de Lama	8 de 201 kg

c) Equipamentos portáteis de extinção de incêndio

A unidade ODN II (NS-42) é dotada dos seguintes equipamentos portáteis de extinção de incêndio, apresentados no **Quadro II.3.1.6.2-10**.

Quadro II.3.1.6.2-10 - Equipamentos portáteis de extinção de incêndio.

Equipamento	Peso	Quantidade
Extintor de CO ₂	5 Kg	42
Extintor de CO ₂	6 Kg	2
Extintor de CO ₂	25 Kg	01
Extintor de Agente Químico – cozinha	-	-
Extintor de Pó Químico	2 Kg	4
Extintor de Pó Químico	6 Kg	47
Extintor de Pó Químico	12 Kg	124
Extintor de Pó Químico	50 Kg	8
Aplicador de espuma portátil	N/A	10
Extintor de Espuma	45 L	07
Extintor de Espuma	135 L	1
Extintor tipo AP	6 L	1
Máscara de Fuga de Emergência (EEBD)	N/A	19
Equipamento Autônomo (SCBA)	NA	36
Extintor Wet Chemical	9 L	1

- *Sistema de Detecção de Gases*

A unidade ODN II (NS-42) é dotada de um sistema multicanal de detecção de gases combustíveis (CH₄ e H₂) e sensores para gás tóxico (H₂S), além de detectores multigás portáteis. As quantidades de sensores instalados encontram-se no **Quadro II.3.1.6.2-11**.

Quadro II.3.1.6.2-11 - Quantidades de sensores instalados.

Item	Quantidade
Sensores de H ₂ S	47
Sensores de CH ₄	94
Sensores de H ₂	3

Os *set points* dos detectores e analisadores de H₂S, CH₄ e H₂ se apresentam conforme **Quadro II.3.1.6.2-12**.

Quadro II.3.1.6.2-12 - Set points dos detectores e analisadores de H₂S, CH₄ e H₂.

Característica	Detector de CH ₄	Detector de H ₂ S	Detector de H ₂
<i>Set point 1</i> (Detecção)	20% LEL	5 ppm	100 ppm
<i>Set point 2</i> (Confirmação)	50% LEL	10 ppm	200 ppm

II.3.1.6.3 Equipamentos e materiais para resposta a derramamento a bordo da sonda (KIT SOPEP)

No total existem oito *kits* SOPEP localizados ao lado das estações de recebimento de fluidos e granéis de bombordo e boreste no convés principal aproximadamente a meia nau, na popa, no *pipe deck*, na sacaria, ao lado da secadora de cascalho no mezanino da *moon pool*, na área de *well test* e no *drill floor*. No **Quadro II.3.1.6.3-1** estão apresentados os itens dos *kits*.

Quadro II.3.1.6.3-1 - Itens e quantidades dos kits SOPEP na unidade de perfuração.

Itens presentes no <i>kit</i> principal	Quantidade por <i>kit</i>
Pás	2
Vassouras	2
Baldes	2
Esfregões	2
Rodos	2
03 barreiras absorventes	2
Folhas de papéis absorventes	100
Sacos de Absorvente Granulado	1
Pares de Luvas de borracha ou PVC	4
Pares de Botas de borracha	2
Óculos de proteção	2
Capas impermeáveis ou macacão do tipo Tyvek	2
Bombas Sapo ou similares (anexas aos <i>kits</i> das estações de recebimento)	2

II.3.1.6.4 Sistema de geração de energia de emergência

A unidade de perfuração OND II (NS-42) possui sistema de geração de energia principal constituído de 06 geradores principais de 6.750 kW. Do mesmo modo, o sistema de geração de energia elétrica de emergência é composto por 01 gerador de emergência capaz de prover 2.100 kW.

II.3.1.6.5 Sistema de controle de poço (BOP)

Os sistemas de segurança de poço da unidade de perfuração OND II (NS-42) são constituídos por um conjunto BOP do tipo molhado, capaz de suportar uma pressão de 15.000 psi.

II.3.1.6.6 Sistema de filtros de material a granel

A unidade de perfuração OND II (NS-42) possui sistemas de filtragem para evitar a descarga de material a granel (cimento, baritina e bentonita) no mar e no ar durante o procedimento de transferência.

II.3.1.6.7 Sistema de coleta, tratamento e descarte de efluentes e de resíduos

Na unidade de perfuração estão instalados sistemas de armazenamento e tratamento de águas oleosas e de esgoto sanitário, conforme descritos a seguir.

- *Drenagem de águas oleosas*

O sistema de armazenamento e tratamento de águas oleosas tem a finalidade de possibilitar o gerenciamento dos efluentes oleosos gerados a bordo e tratá-los de modo que seja possível o seu descarte no mar. O sistema é dividido em três subsistemas: vante, ré e meia nau.

O sistema de drenagem e descarte de águas oleosas tem capacidade de tratamento de 5 m³/h por unidade, totalizando 15 m³/h. O tanque de drenagem tem capacidade de 199,3 m³ e está situado na área dos tanques de granéis.

O subsistema de vante está equipado com uma extensa rede de linhas de água de porão e poços coletores de água de porão (dalas). Os efluentes coletados são transferidos para o tanque de armazenagem de água de porão de vante. A água possivelmente contaminada com óleo passa pelo separador de água e óleo (SAO) de vante e após tratamento é descartada no mar com menos de 15 ppm. O resíduo oleoso separado no processo é armazenado no tanque de óleo contaminado de vante e é transferido através das estações de recebimento de bombordo ou boreste para tanques portáteis e enviados para tratamento em terra.

O subsistema de ré cobre áreas como as salas de máquinas e purificadores. Este é similar ao subsistema de vante e está equipado com uma extensa rede de linhas de água de porão e poços coletores de água de porão (dalas). A água potencialmente contaminada com óleo é transferida para o tanque de armazenagem de água de porão de ré e passa pelo separador de água e óleo de ré, que após tratamento descarta a água limpa para o mar com menos de 15ppm. O resíduo oleoso separado no processo é armazenado no tanque de óleo contaminado de ré. Os resíduos do tanque de óleo contaminado de ré são desembarcados através das estações de recebimentos de bombordo ou boreste para tanques portáteis e enviados para tratamento em terra.

O subsistema de meia nau atende as drenagens de áreas dos conveses, módulos de lama e perfuração. Após passarem pela rede de drenos e linhas desse subsistema, todos os efluentes das áreas atendidas são drenados para dois tanques intermediários, chamados de tanques de tratamento de sólidos. Um deles cobre as áreas perigosas / classificadas e o outro as áreas não perigosas. Estes tanques funcionam como sifões, onde por sedimentação, caso existam sólidos em suspensão, estes são separados dos líquidos que seguirão para o SAO. Os sólidos ficam armazenados no fundo do tanque e os líquidos passam pelo topo do tanque e seguem para os tanques de dreno (dois tanques, um para áreas perigosas / classificadas e outro para áreas não perigosas). Dos tanques de dreno, os efluentes são bombeados para uma linha comum que passa por um medidor de TOG (teor de óleo e graxas). Se a contaminação for menor que 15ppm, esse analisador comanda uma válvula que libera o descarte da água para o mar. Se o teor de óleo estiver em concentrações acima de 15ppm, a válvula desvia o fluxo para um tanque de dreno de espera, que abastece diretamente o SAO de meia nau. Esse tanque de espera também possui um sistema simples de separação do excesso de óleo, desviando o óleo do topo do tanque para o tanque de óleo contaminado de meia nau. Os efluentes direcionados para o SAO são tratados e descartados no mar com menos 15 ppm. O resíduo oleoso separado no processo é armazenado no tanque de óleo contaminado de meia nau. Os resíduos do tanque de óleo contaminado de meia nau são desembarcados através das estações de recebimentos de bombordo ou boreste para tanques portáteis e enviados para tratamento em terra.

A **Tabela II.3.1.6.7-1** apresenta o volume de efluentes provenientes do SAO lançado pela unidade de perfuração OND II (NS-42) no ano de 2018.

Tabela II.3.1.6.7-1 - Lançamento de efluentes provenientes do SAO no ano de 2018 (m³).

Sonda	2018												Total
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
NS-42	380,0	511,0	480,0	430,0	295,0	270,0	393,0	320,0	220,0	380,0	275,0	230,0	4184,0

Fonte: PETROBRAS, 2018.

- **Esgotos Sanitários**

O sistema de coleta e tratamento de esgoto sanitário da embarcação está dimensionado para atender 180 pessoas e está dividido em basicamente dois subsistemas. O primeiro subsistema abrange as águas negras e opera com drenagem a vácuo para os sanitários das acomodações e módulo de lama. O segundo subsistema abrange as águas cinzas e opera por gravidade cobrindo ralos de banheiros, lavatórios, pias, lavanderia e similares.

O sistema está equipado com duas estações independentes de tratamento de esgoto, uma a vante, que cobre praticamente toda a unidade e um pequeno sistema a ré, sem representatividade, que cobre apenas um sanitário na sala de máquinas de popa. As estações que integram o sistema de coleta e tratamento de esgoto têm capacidade de tratamento de 7.000 L/dia e 1.050 L/dia. As estações de tratamento de esgoto sanitário (ETEs) da unidade tratam o esgoto pelo princípio do tratamento biológico associado a filtração por carvão ativado.

No sistema principal, de vante, a rede que coleta as águas negras converge para linhas que passando pelo sistema de vácuo, descarregam o esgoto sanitário no primeiro estágio da ETE, que é composta por quatro estágios de tratamento. A ETE possui três tanques de tratamento e um tanque de esterilização química. Os efluentes coletados pela rede de águas cinzas entram direto no tanque de esterilização química da ETE (quarto estágio), juntando-se aos outros efluentes para tratamento e posterior descarte no mar. O descarte no mar ocorre em operação normal quando a unidade se encontra a mais de 3 milhas náuticas da costa. O sistema conta ainda com dois tanques de espera de esgoto, cada um com 4m³ de capacidade.

Caso a unidade encontre-se no porto ou a menos de 3 milhas náuticas da costa os efluentes sanitários tratados podem ser transferidos por meio de duas bombas de descarga para as tomadas de esgoto sanitário localizadas nas estações de recebimento de bombordo e boreste e, envio para tanques, balsas, porto e etc.

A unidade de ré possui configuração similar, não contando com rede de vácuo e tanques de espera e está dimensionada para atender até 15 pessoas.

A **Tabela II.3.1.6.7-2** apresenta o volume de efluentes sanitários lançados pela unidade de perfuração OND II (NS-42) no ano de 2018.

Tabela II.3.1.6.7-2 - Lançamento de efluentes sanitários no ano de 2018 (m³).

Sonda	2018												TOTAL
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
NS-42	2359,0	2138,0	2070,0	2266,0	2536,0	2512,0	2336,0	2176,0	2621,0	2452,5	2623,5	2744,0	28834,0

Fonte: PETROBRAS, 2018.

- *Equipamentos para tratamento de resíduos sólidos*

A perfuração marítima está equipada com 01 (um) compactador e 02 (dois) trituradores de resíduos.

- *Resíduos descartados*

Os resíduos gerados são segregados na própria unidade marítima, desembarcados no porto de apoio à atividade de perfuração e posteriormente encaminhados para as empresas especializadas e licenciadas para destinação destes resíduos. Na **Tabela II.3.1.6.7-3** apresentam-se os resíduos descartados pela unidade de perfuração OND II (NS-42) durante o ano de 2017.

Tabela II.3.1.6.7-3 - Resíduos descartados pela unidade de perfuração OND II (NS-42).

Resíduos descartados	2017
Óleo usado (lubrificante, etc)	129.732,00 l
Resíduos contaminados com óleo e/ou produtos químicos	45.235,00 kg
Papel reciclável	3.078,00 kg

Resíduos descartados	2017
Sucata metálica	48.192,90 kg
Madeira	23.554,00 kg
Vidro reciclável	473,00 kg
Lixo comum	19.127,00 kg
Produtos químicos vencidos ou em não conformidade (sólido)	300,00 kg
Embalagens metálicas (vazias)	3.450,00 kg
Resíduos serv. Saúde (infecantes e/ou perfuro-cortantes)	45,00 kg
Água oleosa	487,42 m ³
Produtos químicos vencidos ou em não conformidade (líquido)	1.427,00 l
Embalagem plástica (vazia/capacidade maior ou igual a 20L)	290,00 kg
Papelão reciclável	294,00 kg
Sucata de material elétrico/eletrônico	694,50 kg
Sinalizadores pirotécnicos (fumígeno, facho manual)	20,00 kg
Plástico reciclável	3.909,00 kg
Baterias veiculares e industriais	200,00 kg
Lâmpadas fluorescentes	10.125,00 unidades
Resíduos serv. saúde (farmacêuticos)	57,00 kg
Pilhas / baterias	22,00 kg
Emb. metálica contam. prod. quím. ou deriv. petróleo	240,00 kg
Emb. plástica contam. prod. quím. ou deriv. petróleo maior ou igual a 20L	35,00 kg

Fonte: PETROBRAS, 2017.

- *Estimativa de Emissões Atmosféricas*

Na **Tabela II.3.1.6.7-4** apresentam-se as estimativas emissões atmosféricas mensais durante a operação normal da unidade de perfuração OND II (NS-42) no ano de 2017. Na **Tabela II.3.1.6.7-5**, por sua vez, apresentam-se as estimativas de emissões atmosféricas considerando o período de uma hora, um ano, 240 dias e 45 dias. O período de 45 dias corresponde à duração do teste de formação.

Tabela II.3.1.6.7-4 - Estimativas de emissões atmosféricas mensais da unidade de perfuração OND II (NS-42).

Mês	CO ₂ (Mg)	CH ₄ (Mg)	N ₂ O (Mg)	CO ₂ e - AR4 (Mg)	NO _x (Mg)	CO (Mg)	MP ⁽¹⁾ (Mg)	SO _x (Mg)	HCNM ⁽²⁾ (Mg)	HCT ⁽³⁾ (Mg)
jan/17	3.903,11	0,16	0,03	3.915,70	61,27	16,25	1,95	8,56	1,57	1,73
fev/17	3.948,90	0,16	0,03	3.961,64	61,99	16,45	1,97	8,66	1,59	1,75
mar/17	2.655,95	0,11	0,02	2.664,51	41,69	11,06	1,33	5,83	1,07	1,18
abr/17	3.275,49	0,13	0,02	3.286,05	51,42	13,64	1,64	7,19	1,32	1,45
mai/17	3.402,09	0,14	0,03	3.413,06	53,40	14,17	1,70	7,46	1,37	1,51
jun/17	3.340,13	0,14	0,02	3.350,91	52,43	13,91	1,67	7,33	1,34	1,48
jul/17	3.722,63	0,15	0,03	3.734,64	58,44	15,50	1,86	8,17	1,50	1,65
ago/17	3.824,99	0,15	0,03	3.837,33	60,04	15,93	1,91	8,39	1,54	1,69
set/17	3.472,12	0,14	0,03	3.483,32	54,50	14,46	1,74	7,62	1,40	1,54
out/17	3.563,71	0,14	0,03	3.575,20	55,94	14,84	1,78	7,82	1,43	1,58
nov/17	3.218,92	0,13	0,02	3.229,30	50,53	13,41	1,61	7,06	1,29	1,42
dez/17	3.313,20	0,13	0,02	3.323,88	52,01	13,80	1,66	7,27	1,33	1,47
Total	41.641,24	1,69	0,31	41.775,55	653,67	173,42	20,82	91,35	16,74	18,43

Fonte: Petrobras, 2017.

Legenda: (1) MP – material particulado.

(2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano.

(3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

Tabela II.3.1.6.7-5 - Estimativa de emissões atmosféricas da unidade de perfuração OND II (NS-42).

	CO ₂ (Mg)	CH ₄ (Mg)	N ₂ O (Mg)	CO ₂ Equivalente	NO _x (Mg)	CO (Mg)	MP ⁽¹⁾ (Mg)	SO _x (Mg)	HCNM ⁽²⁾ (Mg)	HCT ⁽³⁾ (Mg)
--	-------------------------	-------------------------	--------------------------	--------------------------------	-------------------------	------------	---------------------------	-------------------------	-----------------------------	----------------------------

				(Mg)						
Por hora	4,75	1,93E-04	3,54E-05	4,77	7,46E-02	1,98E-02	2,38E-03	0,010428	0,001911	0,002104
Por ano	41641,24	1,69	0,31	41775,55	653,67	173,42	20,82	91,35	16,74	18,43
Para 240 dias	27380,54137	1,111232877	0,203835616	27468,85479	429,810411	114,029589	13,68986301	60,06575342	11,00712329	12,11835616
Para 45 dias	5133,851507	0,208356164	0,038219178	5150,41	80,58945205	21,38054795	2,566849315	11,26232877	2,063835616	2,272191781

Fonte: Petrobras, 2017.

Legenda: (1) MP – material particulado; (2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano; (3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

A **Tabela II.3.1.6.7-6** apresenta as emissões atmosféricas decorrentes da queima de óleo e gás durante o teste de formação. Destaca-se que, durante a realização do teste, as emissões de atmosféricas da operação normal do navio-sonda deverão ser adicionadas aos valores apresentados na tabela abaixo.

Tabela II.3.1.6.7-6 - Emissões atmosféricas do teste de formação.

CO ₂ (Mg)	CH ₄ (Mg)	N ₂ O (Mg)	CO ₂ Equiva- lente (Mg)	NO _x (Mg)	CO (Mg)	MP ⁽¹⁾ (Mg)	SO _x (Mg)	HCNM ⁽²⁾ (Mg)	HCT ⁽³⁾ (Mg)	H ₂ O (Mg)	Vgás (Mg)
5.214,90	6,25	0,33	5.449,01	5,66	27,91	34,69	19,45	6,64	12,89	2.597,60	34.435,70

Fonte: Petrobras, 2017.

Legenda: (1) MP – material particulado.

(2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano.

(3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

Durante a realização do teste de formação, são estimados dois fluxos, um com 18,7 horas e o outro com 27,5 horas de duração, totalizando 46,2 horas. Desta forma, a **Tabela II.3.1.6.7-7** apresenta a média horária da emissão atmosférica durante o teste de formação considerando um fluxo total de 46,2 horas.

Tabela II.3.1.6.7-7 - Média horária de emissões atmosféricas durante o teste de formação.

CO ₂ (mg/h)	CH ₄ (Mg/h)	N ₂ O (Mg/h)	CO ₂ Equiva- lente (Mg/h)	NO _x (Mg/h)	CO (Mg/h)	MP ⁽¹⁾ (Mg/h)	SO _x (Mg/h)	HCNM ⁽²⁾ (Mg/h)	HCT ⁽³⁾ (Mg/h)	H ₂ O (Mg/h)	Vgás (Mg/h)
112,88	0,14	0,01	117,94	0,12	0,60	0,75	0,42	0,14	0,28	56,23	745,36

Fonte: Petrobras, 2017.

Legenda: (1) MP – material particulado.

(2) HCNM – Hidrocarbonetos não-metano.

(3) HCT – Hidrocarbonetos totais.

Estima-se que, durante a realização do teste de formação, a quantidade de óleo e gás produzidos e queimados será de 1.357,58 m³ e 506.599,00 m³, respectivamente.

II.3.1.7 Descrição sucinta das operações dos barcos de apoio

Para apoio logístico às atividades de perfuração nos blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5, serão utilizadas quatro embarcações de apoio. A fase de definição dessas embarcações se encontra ainda em andamento no atual estágio do projeto. Assim, no **Quadro II.3.1.7-1**, são apresentadas características gerais esperadas para as embarcações de apoio. Assim que definidas as embarcações, as informações finais serão encaminhadas ao IBAMA.

De maneira geral, as embarcações de apoio serão responsáveis por:

- Prover o abastecimento do navio-sonda;
- Transportar os insumos utilizados durante a atividade de perfuração;
- Transportar os resíduos gerados durante a atividade de perfuração para a base de apoio;
- Transportar as peças e equipamentos para o navio-sonda assim como os produtos e equipamentos para combate à emergência; e
- Auxiliar nas operações de combate à emergência.

Quadro II.3.1.7-1 - Características gerais esperadas para as embarcações de apoio.

Características Gerais	
Ano de construção	A partir de 2007
Tipo de Embarcação	OSRV não dedicado
Tipo de Navegação	Apoio Marítimo
Tipo	Não especificado
Bandeira	Não especificado
Sociedade Classificadora do Navio	SC reconhecida pela Autoridade Marítima Brasileira
Notação de Classe	DP2
Velocidade de Serviço	10 nós
Arqueação Bruta (AB)	Não especificado
Porte Bruto (TPB)	Não especificado
Alojamento	Não especificado
Sistema de Tratamento de Esgoto	Exigido
Tanque Séptico	Exigido
Dimensões Principais	
Comprimento Total	Não especificado
Largura (Boca)	Não especificado
Calado Máximo	6,5m
Capacidades	
Água Potável	500 m ³
Tanque de Óleo Diesel	1000 m ³
Tanque de Fluidos	1000 m ³
Tanque de Granel	300 m ³
Tanque de Óleo Recuperado	390 m ³
Propulsão	
Potência Máxima Contínua	6600 BHP
Potência Lat. Total Vante Máx. Contínua	2000 BHP
Geração de Energia	
Geradores Diesel	Não especificado
Geradores de Eixo	Não especificado
Contenção e Recolhimento	
Barreira de Contenção	Barreira de contenção para alta velocidade com sistema de recolhimento acoplado
Vazão de Recolhimento	130 m ³ /h

II.3.2 Informações acerca das condições para uso e descarte de fluidos de perfuração, fluidos complementares e pastas de cimento previstos na atividade de perfuração

Serão seguidas as diretrizes definidas no âmbito do Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares nº 02022.002330/2008, bem como as Diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento, estabelecidas pelo órgão ambiental. No Capítulo II.10, é apresentado o Plano de Gerenciamento de Resíduos para os Blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5.