

Atendimento ao Parecer Técnico nº 134/2026- COEXP/CGMAC/DILIC

***Atividade de perfuração marítima
no bloco FZA-M-59 - Bacia Foz do
Amazonas***



Julho/2026

Sumário

I. APRESENTAÇÃO3

II. ATENDIMENTO AO PARECER TÉCNICO Nº 134/20264

2. POÇOS CONTINGENTES NO BLOCO FZA-M-594

3. OPERAÇÕES DE ABANDONO DOS POÇOS NO BLOCO FZA-M-5912

4. TESTES DE FORMAÇÃO17

5. CARTA SMS/LMA/LIE&P DPBR-2026-24192 (SEI Nº 26834146) E ANEXO (SEI Nº 26834147).....27

6. CARTA SMS/LMA/LIE&P DPBR-2026-29374 (SEI Nº 27079936) E ANEXO SEI Nº 27079937.....28

7. CONCLUSÃO31

III. ANEXOS.....32

IV. EQUIPE TÉCNICA33

I. APRESENTAÇÃO

O presente documento visa prestar os esclarecimentos às solicitações constantes no Parecer Técnico nº 134/2026-COEXP/CGMAC/DILIC, que analisou as Cartas SMS/LMA/LIE&P DPBR-2026-16381 (SEI nº 26778244), SMS/LMA/LIE&P DPBR-2026-24192 (SEI nº 26834146) e SMS/LMA/LIE&P DPBR-2026-29374 (SEI nº 27079936), acerca das condicionantes da Licença de Operação nº 1684/2025 para a Atividade de Perfuração Marítima no Bloco FZA-M-59 e do Plano de Proteção à Fauna (PPAF). Para facilitar a compreensão, os comentários do Ibama estão destacados em azul itálico e os esclarecimentos da Petrobras em preto.

II. ATENDIMENTO AO PARECER TÉCNICO Nº 134/2026

2. POÇOS CONTINGENTES NO BLOCO FZA-M-59

Comentário IBAMA:

2.2 Descrição detalhada dos poços contingentes

Não foram apresentados os projetos dos chamados “poços contingentes”, apenas os “esquemas de perfuração”, que informam os diâmetros dos poços e revestimentos, as profundidades das fases e de assentamento das sapatas. Em todos os esquemas, não há previsão de inclinações, o que leva à interpretação de que os poços terão perfis verticais. As profundidades máximas indicadas, em relação ao nível do mar, para os poços Manga, PAD Morpho e Crotalus foram 7000, 7231 e 6381 metros, respectivamente. No esquema do poço PAD-Morpho é possível observar que o poço ultrapassa a Formação Limoeiro alcançando a Formação “Cassiporé”.

Resposta PETROBRAS:

As informações solicitadas encontram-se indicadas nas **Figuras 2.2-1 a 2.2-3**, referentes aos esquemas de perfuração de cada poço previsto, apresentadas no documento previamente protocolado. Ratificamos que os três poços contingentes sinalizados para o bloco FZA-M-59 apresentam geometria vertical.

O poço Manga tem indicação de objetivo principal (P) na Formação Limoeiro e de objetivo secundário (S) na Formação Cassiporé, em nível mais profundo. Já o poço Morpho Extensão (PAD-Morpho) possui indicação de objetivo principal na Formação Limoeiro. Por fim, o poço Crotalus tem indicação de objetivo principal na Formação Limoeiro.

Comentário IBAMA:

2.2 Descrição detalhada dos poços contingentes

A Petrobras declara que seguirá os mesmos requisitos e critérios adotados para o poço Morpho. No entanto, a perfuração do poço Morpho prevê o recolhimento do cascalho com fluido aderido proveniente do reservatório correspondente ao arenito Morpho da formação Limoeiro, objetivo primário da referida locação e de outros

intervalos correspondentes a reservatórios nesta fase do poço, cujas análises venham a confirmar a presença de hidrocarboneto na formação em questão.

Neste sentido, entende ser necessário apontar nos projetos dos Poços Manga, PAD Morpho e Crotalus, as zonas previstas em que ocorrerão o recolhimento dos cascalhos e resumir as principais estratégias para o recolhimento, conforme alterações aprovadas da Revisão 08 do PMFC (SEI nº 5782230), por meio do Parecer Técnico nº 84/2022 COEXP/CGMAC/DILIC (SEI nº 12353497) e Ofício nº 164/2022/COEXP/CGMAC/DILIC (SEI nº 12355624), Parecer Técnico nº 222/2022-COEXP/CGMAC/DILIC (SEI nº 13506755) e Ofício nº 421/2022/Coexp/CGMac/Dilic (SEI nº 13589293).

Resposta PETROBRAS:

As informações solicitadas encontram-se indicadas nas **Figuras 2.2-1 a 2.2-3**, referentes aos esquemas de perfuração de cada poço previsto, apresentadas no documento previamente protocolado.

Conforme previsto no PMFC aprovado para o bloco FZA-M-59, na última fase da etapa da perfuração de todos os poços previstos, será recolhido para destinação final em terra o cascalho com fluido aderido gerado nas seguintes situações, ora atualizado pela perspectiva de um objetivo secundário no poço Manga:

- (i) do objetivo primário e, quando existir, do objetivo secundário. Em ambos os objetivos, o recolhimento está associado a uma margem de segurança aplicada, mandatoriamente, apenas ao topo do(s) reservatório(s); e
- (ii) de possíveis intervalos não previstos que sejam portadores de óleo.

Para a situação (i), o recolhimento inicia-se em uma profundidade pré-definida associada à margem de segurança atrelada à incerteza geológica. Isso ocorre independentemente de qualquer indício de óleo e se caracteriza como recolhimento antecipado em relação à chegada de cascalho com indícios de óleo pelos métodos geológicos.

Na situação (ii), por sua vez, o recolhimento de cascalho ocorrerá imediatamente após a constatação do primeiro indício de óleo por um dos métodos em andamento (perfil LWD, análise cromatográfica das anomalias de gás e análise de cascalho (calha). Dependendo da taxa de perfuração em curso, o recolhimento também

ocorrerá de forma antecipada à chegada do cascalho com indício de óleo, sendo essa a situação mais provável de acontecer.

Comentário IBAMA:

2.2 Descrição detalhada dos poços contingentes

Adicionalmente, em razão do incidente ocorrido durante a perfuração do Poço Morpho, deve ser esclarecido se houve alguma alteração nas características operacionais das perfurações em relação ao que havia sido declarado no EIA ou PMFC. Reitera-se que o projeto final do poço deverá ser apresentado no relatório parcial do PMFC, previsto para ser apresentado ao término da perfuração do Poço Morpho, conforme solicitado no Parecer Técnico nº 84/2022 COEXP/CGMAC/DILIC (SEI nº 12353497) e Parecer Técnico nº 222/2022-COEXP/CGMAC/DILIC (SEI nº 13506755).

Resposta PETROBRAS:

A Petrobras ratifica que não houve necessidade de alterações no PMFC ou nas características operacionais declaradas no EIA, em função da referida ocorrência. As mudanças decorrentes se deram nos procedimentos de manutenção, inspeção, condições de instalação, montagem e testes dos equipamentos (riser e BOP).

Conforme solicitado, o projeto final do poço será apresentado no relatório parcial do PMFC.

Comentário IBAMA:

2.2 Descrição detalhada dos poços contingentes

Em relação aos volumes de fluidos e cascalhos estimados foram calculados os totais, conforme tabela abaixo. Deve ser esclarecida a previsão de descarga marítima de cascalho da última fase (Quadros 2.2-1, 2.2-2 e 2.2-3), considerando que deverão ser recolhidos os cascalhos dos reservatórios de óleo.

Não foram estimados os volumes de fluidos complementares utilizados durante a perfuração dos poços e das pastas de cimento. Solicita-se apresentação.

Tabela 1 - Volumes totais calculados a partir da volumetria estimada de cada poço com previsão de descarga marítima.

	<i>Projeto somente com uso de fluido de perfuração aquoso (m³)</i>	<i>Projeto com uso de fluido aquoso + não aquoso (m³)</i>	<i>Cascalho total (m³)</i>	<i>Cascalho somente última Fase (m³)</i>
Manga	2946	1340 + 68	1748	168
PAD-Morpho	1327	493 + 83	1656	172
Crotalus	2708	1301 + 57	1596	271

Resposta PETROBRAS:

Sobre a previsão de descarga marítima de cascalho da última fase dos poços, foram acrescentadas colunas adicionais à **Tabela 1**, que se encontra reapresentada a seguir:

Poço	Fluido total (direto + associado ao cascalho)		Cascalho (m³)		
	Projeto somente com uso de fluido de perfuração aquoso (m³)	Projeto com uso de fluido aquoso + não aquoso (m³)	Cascalho total (m³)	Gerado última Fase (m³)	Descartado no mar na última fase (m³)
Manga	2946	1340 + 68	1748	168	82
PAD-Morpho	1327	493 + 83	1656	172	143 ¹
Crotalus	2708	1301 + 57	1596	271	199 ¹

1: Para o cálculo do volume de cascalho da última fase dos poços a ser descartado no mar, foi excluído o volume referente ao cascalho gerado no(s) intervalo(s) correspondente ao objetivo principal (zona produtora) do projeto.

Nas tabelas a seguir estão apresentados os volumes de fluidos complementares e das pastas de cimento a serem utilizados durante a perfuração dos poços.

A) Poço Manga

Fluidos complementares:

Tabela A.1 - Planilha de volumetria de fluidos complementares (m³) do poço Manga – Poço construído com fluido não aquoso nas fases com retorno (fases III a VI).

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Tipo de fluido empregado na fase	Volume de fluido complementar previsto (m ³)	Volume de fluido complementar descartado ao mar (Final da fase) (m ³)*
I	46,2	Aquoso	317	317
II	28,6	Aquoso	950	950
III	23,1	Não aquoso	80	80
IV	20,9	Não aquoso	0	0
V	18,15	Não aquoso	0	0
VI	13,475	Não aquoso	0	0

Tabela A.2 - Planilha de volumetria de fluidos complementares (m³) do poço Manga – Poço construído exclusivamente com fluido aquoso.

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Tipo de fluido empregado na fase	Volume de fluido complementar previsto (m ³)	Volume de fluido complementar descartado ao mar (Final da fase) (m ³)*
I	46,2	Aquoso	317	317
II	28,6	Aquoso	950	950
III	23,1	Aquoso	80	0
IV	20,9	Aquoso	50	0
V	18,15	Aquoso	50	0
VI	13,475	Aquoso	50	0

Nesta tabela, considera-se que todo o poço será perfurado com fluido de perfuração de base aquosa, inclusive as fases com retorno (fases de III a VI).

*OBS: Na prática, os fluidos complementares são incorporados ao fluido de perfuração, seguindo o mesmo destino desse fluido.

Pasta de cimento:

Os volumes de colchão e de pasta de cimento estimados foram inicialmente apresentados dentro do Projeto de Cimentação de cada poço. A informação foi apresentada no documento “Volumetria_Cimentação_nome do poço” e estão reapresentadas na tabela a seguir:

Tabela A.3 - Volumes de colchão e de pastas de cimento estimados para o poço Manga.

Fluido	Fase em que será utilizado	Volume estimado por poço (m³)	Forma de destinação
Colchão Traçador	I e II	64	Mar
Pasta Leve 12,2 ppg	I e II	142,5	Mar
Colchão Espaçador	III, IV, V, VI	64	Poço
Pasta Leve 12,2 ppg	II	259	Poço
Pasta Leve 13,5 ppg	I	42,5	Poço
Pasta Pesada 15,8 ppg	I, II, III, IV, V e VI	325	Poço

B) PAD-Morpho

Fluidos complementares:

Tabela B.1 - Planilha de volumetria de fluidos complementares (m³) do poço PAD Morpho – Poço construído com fluido não aquoso nas fases com retorno (fases III a VI).

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Tipo de fluido empregado na fase	Volume de fluido complementar previsto (m³)	Volume de fluido complementar descartado ao mar (Final da fase) (m³)*
I	46,2	Aquoso	317	317
II	28,6	Aquoso	950	950
III	23,1	Não aquoso	80	80
IV	20,9	Não aquoso	50	0
V	18,15	Não aquoso	50	0
VI	13,475	Não aquoso	50	0

Tabela B.2 - Planilha de volumetria de fluidos complementares (m³) do poço PAD Morpho – Poço construído exclusivamente com fluido aquoso.

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Tipo de fluido empregado na fase	Volume de fluido complementar previsto (m³)	Volume de fluido complementar descartado ao mar (Final da fase) (m³)*
I	46,2	Aquoso	317	317
II	28,6	Aquoso	950	950
III	23,1	Aquoso	80	0
IV	20,9	Aquoso	50	0
V	18,15	Aquoso	50	0
VI	13,475	Aquoso	50	0

Nesta tabela, considera-se que todo o poço será perfurado com fluido de perfuração de base aquosa, inclusive as fases com retorno (fases de III a VI).

*OBS: *OBS: Na prática, os fluidos complementares são incorporados ao fluido de perfuração, seguindo o mesmo destino desse fluido.

Pasta de cimento:

Tabela B.3 - Volumes de colchão e de pastas de cimento estimados para o poço PAD-Morpho.

Fluido	Fase em que será utilizado	Volume estimado por poço (m³)	Forma de destinação
Colchão Traçador	I e II	64	Mar
Pasta Leve 12,2 ppg	I e II	142	Mar
Colchão Espaçador	III, IV, V, VI	88	Poço
Pasta Leve 12,2 ppg	II	155	Poço
Pasta Leve 13,5 ppg	I	42	Poço
Pasta Pesada 15,8 ppg	I, II, III, IV, V e VI	345	Poço

C) Poço Crotalus

Fluidos complementares:

Tabela C.1 - Planilha de volumetria de fluidos complementares (m³) do poço Crotalus – Poço construído com fluido não aquoso nas fases com retorno (fases III a VI).

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Tipo de fluido empregado na fase	Volume de fluido complementar previsto (m³)	Volume de fluido complementar descartado ao mar (Final da fase) (m³)*
I	46,2	Aquoso	317	317
II	28,6	Aquoso	950	950
III	23,1	Não aquoso	80	80
IV	20,9	Não aquoso	50	0
V	18,15	Não aquoso	50	0
VI	13,475	Não aquoso	50	0

Tabela x1: Planilha de volumetria de fluidos complementares (m³) do poço Crotalus – Poço construído exclusivamente com fluido aquoso.

Fase	Diâmetro do poço com fator de alargamento (pol)	Tipo de fluido empregado na fase	Volume de fluido complementar previsto (m³)	Volume de fluido complementar descartado ao mar (Final da fase) (m³)*
I	46,2	Aquoso	317	317
II	28,6	Aquoso	950	950
III	23,1	Aquoso	80	0
IV	20,9	Aquoso	50	0
V	18,15	Aquoso	50	0
VI	13,475	Não aquoso	50	0

Nesta tabela, considera-se que todo o poço será perfurado com fluido de perfuração de base aquosa, inclusive as fases com retorno (fases de III a VI).

*OBS: *OBS: Na prática, os fluidos complementares são incorporados ao fluido de perfuração, seguindo o mesmo destino desse fluido.

Pasta de cimento:

Tabela C.3 - Volumes de colchão e de pastas de cimento estimados para o poço Crotalus.

Fluido	Fase em que será utilizado	Volume estimado por poço (m³)	Forma de destinação
Colchão Traçador	I e II	64	Mar
Pasta Leve 12,2 ppg	I e II	142	Mar
Colchão Espaçador	III, IV, V, VI	64	Poço
Pasta Leve 12,2 ppg	II	219	Poço
Pasta Leve 13,5 ppg	I	42	Poço
Pasta Pesada 15,8 ppg	I, II, III, IV, V e VI	295	Poço

Comentário IBAMA:

2.3 Gestão ambiental da perfuração e implementação dos projetos ambientais

Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos (PMFC)

No caso específico para a atividade no FZA-M-59, a revisão 08 do PMFC vigente foi alterada conforme Parecer Técnico nº 84/2022-COEXP/CGMAC/DILIC (SEI nº 12353497) e Parecer Técnico nº 222/2022-COEXP/CGMAC/DILIC (SEI nº 13506755). Contudo, as informações devem ser ajustadas conforme exposto no item 2.2, considerando as inconsistências sobre as zonas do reservatório em que serão recolhidos os cascalhos com fluidos aderido.

Resposta PETROBRAS:

Encaminhamos no **Anexo A**, a revisão 02 do PMFC, contemplando todos os poços previstos no bloco FZA-M-59. Não foi identificada necessidade de revisão do PGRAP.

3. OPERAÇÕES DE ABANDONO DOS POÇOS NO BLOCO FZA-M-59

Comentário IBAMA:

Sobre o “abandono permanente” de um poço exploratório, assim como de um poço produtor, esclarece-se que esse tipo de operação deve ser enquadrado como intervenção. Essa determinação está em consonância com as diretrizes de intervenção em poços, que contemplam as operações realizadas após as construções dos poços. Além disso, considera-se que o abandono definitivo representa a etapa final do ciclo de vida do poço, o qual não será mais destinado ao uso previsto na licença ambiental.

Assim sendo, o pedido de abandono dos quatro poços será avaliado com base nesse enquadramento. Em eventual mudança do tipo de abandono, ou seja, na opção de realização de “abandono temporário”, em qualquer um dos poços previstos, a operadora deverá comunicar previamente ao Ibama.

Reitera-se que as operações de abandonos deverão seguir o documento “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364).

Em relação às características dos abandonos dos poços do bloco FZA-M-59, foi pontuado algumas informações importantes, conforme transcrito abaixo.

- *Não é utilizada a planta simplificada de workover, pois não há retorno de fluido/efluente com óleo. O poço estará com o fluido de perfuração e por isso, já limpo e amortecido;*
- *O abandono é realizado com o BOP conectado ao poço;*
- *O poço não está equipado com equipamentos para produção de hidrocarbonetos. Logo, não há manuseio de colunas de produção/injeção, nem tampouco equipamentos submarinos de poços, como Árvore de Natal Molhada (ANP), Base Adaptadora de Produção (BAP), Tree Cap e capa de proteção*

Resposta PETROBRAS:

A Petrobras esclarece que está confirmado o abandono permanente apenas para o poço Morpho. Para os demais poços, a depender do resultado, poderá ser realizado abandono temporário. O procedimento para abandono temporário é o mesmo e a Petrobras fará a comunicação prévia ao IBAMA.

Para as operações de abandono, a Petrobras está ciente acerca do enquadramento como “intervenções” e, por conseguinte, que deverá seguir as recomendações da “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364).

Comentário IBAMA:

3.1 Descrição do abandono de poços no bloco FZA-M-59

Neste item a operadora confirma que o abandono será executado em caráter permanente, com o estabelecimento do Conjunto Solidário de Barreiras (CSB).

Em síntese declara-se a operação de cimentação com o bombeio da pasta de cimento ainda com o FPBNA, utilizado na última fase, dentro do poço. Após cimentação e testes, será realizada a troca do fluido, o FPBNA será retirado e o poço preenchido com um fluido salino com sequestrante de oxigênio e bactericida. Reitera-se que o fluido deverá ser denominado como fluido de intervenção (FIBA), de modo a atender à diretriz de intervenção vigente.

Resposta PETROBRAS:

A Petrobras revisou o descritivo de abandono e alterou a nomenclatura dos fluidos para Fluido de intervenção (FIBA). O descritivo revisado segue apresentado no **Anexo B**.

Comentário IBAMA:

3.1 Descrição do abandono de poços no bloco FZA-M-59

A Petrobras ainda declara que “Caso fosse pretendido executar um teste de formação ou mesmo aproveitar o poço para posterior produção de óleo e/ou gás, esse intervalo seria preenchido com fluido complementar salino com anticorrosivo.” Entende-se que não há previsão de “abandono temporário”, desta forma a observação não será considerada. Em relação ao teste de formação, a análise seguirá no item específico. Foram apresentados os volumes previstos dos fluidos salinos de preenchimento dos poços e das pastas de cimento. Solicita-se correção da denominação dos fluidos como FIBA e reitera-se que o uso dos fluidos e pastas de cimento deverá seguir os critérios

definidos na “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364).

Resposta PETROBRAS:

A Petrobras atesta ciência sobre a indicação de que fluido salino com ou sem inibidor de corrosão que preencherá o poço, será denominado e gerenciado como Fluido de Intervenção de Base Aquosa (FIBA) em consonância com a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364).

O esclarecimento sobre a possibilidade de abandono temporário em poços do bloco FZA-M-59 foi apresentado no item anterior.

Comentário IBAMA:

3.2 Fluidos utilizados, resíduos e efluentes gerados

Em relação ao uso de fluidos, no item 3.1 declara-se somente o uso de fluido salino com sequestrante de oxigênio e bactericida. No entanto, existe a previsão de uso fluido não aquoso, conforme transcrito abaixo, o que faz necessária a revisão do item anterior, com a indicação do uso de FIBNA e da estimativa de volume.

No caso específico do Poço Morpho, para bombear a pasta de cimento será empregado o mesmo fluido de perfuração de base não aquosa (FPBNA), constituído de base hidrocarbônica olefínica, usado na última fase de perfuração.

Resposta PETROBRAS:

A Petrobras esclarece que a previsão de uso do FPBNA na perfuração do poço Morpho é real e o fluido está sendo empregado desde a instalação do riser, em fases com retorno. Por isso, na etapa de cimentação para o abandono desse poço, o bombeio da pasta de cimento ocorrerá com esse fluido não aquoso, cuja identificação será alterada para “fluido de intervenção de base não aquosa, FIBNA” como solicitado pelo Ibama. Essa informação está atualizada no descritivo das operações de abandono apresentada no **Anexo B**.

O volume do FIBNA usado para bombeio da pasta de cimento é o que consta no Quadro 3.2-1, estimado entre 1000 e 1400m³.

Comentário IBAMA:

3.2 Fluidos utilizados, resíduos e efluentes gerados

Solicita-se revisão do “Quadro 3.2-1: Fluidos utilizados, materiais e resíduos gerados no abandono dos poços no bloco FZA-M-59”, considerando que no abandono ocorre a geração de efluentes aquosos decorrente da operação de cimentação ou mesmo da limpeza do poço e não há previsão de resíduos de estruturas metálicas.

O gerenciamento deverá ser do efluente gerado e não de “Fluido empregado / resíduo gerado”. Assim como, não é previsto o uso de fluidos de perfuração e complementares (FPBA, FPBNA, FCBA e FCBNA), mas sim de fluidos de intervenção (FIBA e FIBNA), mesmo considerando formulação similares.

Resposta PETROBRAS:

O descritivo das operações de abandono foi revisado (**Anexo B**), incluindo a nomenclatura correta dos fluidos no corpo do documento e quadros correspondentes (2.2-1 e 2.2-2).

Comentário IBAMA:

3.2 Fluidos utilizados, resíduos e efluentes gerados

Na opção de descarga qualificada no mar além de seguir a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364), deverão ser apresentadas as condições do monitoramento, como critérios e frequência de amostragem.

Resposta PETROBRAS:

O descritivo das operações de abandono foi revisado (**Anexo B**), incluindo as condições de monitoramento, os critérios e a frequência de amostragem.

Comentário IBAMA:

3.2 Fluidos utilizados, resíduos e efluentes gerados

No penúltimo item do “Quadro 3.2-1” foi citado o “teste de influxo”. Solicita-se detalhamento da operação e os efluentes previstos.

Resposta PETROBRAS:

No teste de influxo é utilizado água industrial ou água do mar sem aditivos que é descartada mediante *sheen test*, conforme consta no quadro 2.2-1 do **Anexo B**, não sendo gerado qualquer outro efluente.

O teste de influxo consiste na aplicação de pressão e peso (por meio do bombeia da água industrial ou água do mar) sobre o tampão de cimento e monitoramento de pressão. O objetivo do teste é confirmar a integridade da cimentação.

Comentário IBAMA:

3.4 Identificação e avaliação de impactos e riscos ambientais

A empresa informa que não houve alteração na avaliação de impacto ambiental, no documento em análise indica que irá utilizar a sonda de perfuração ODN-II (NS-42). Entretanto, há solicitação de substituição da unidade de perfuração marítima pela Amarelina Star (NS-43), conforme analisado no Parecer Técnico 126 - Inclusão NS-43 na LO 1684/2025 (SEI nº 27463061). Solicita-se esclarecimentos sobre qual seria a unidade de perfuração marítima a ser utilizada nas perfurações dos poços Manga, PAD Morpho e Crotalus.

Resposta PETROBRAS:

Atualmente, prevê-se a utilização da unidade de perfuração marítima Amaralina Star (NS-43) para a perfuração dos poços Manga, PAD Morpho e Crotalus. Contudo, não eliminamos a possibilidade de uso da sonda de perfuração ODN-II (NS-42), por essa razão solicitamos sua permanência no escopo da licença.

4. TESTES DE FORMAÇÃO

Comentário IBAMA:

2. Introdução

Durante a realização do TFR declara-se ser gerado um efluente aquoso constituído de água produzida do reservatório misturados com fluidos aquosos previamente utilizados. Foi esclarecido que é seguido o preconizado pela Agência de Proteção Ambiental (EPA) depreendendo-se que “[...] água produzida pode incluir água de formação, água de injeção e quaisquer produtos químicos adicionados no fundo do poço ou durante o processo de separação óleo/água”.

Deve ficar claro que a Resolução CONAMA nº 393 de 2007 define “água produzida” como água de processo, conforme transcrito abaixo. Neste sentido, se o efluente foi gerado junto com o petróleo não há dúvidas sobre o enquadramento. Por outro lado, se há geração de efluente em momento diverso da geração de “água de formação”, o referido efluente deverá ser enquadrado conforme monitoramento dos efluentes das operações de intervenção em poços.

I - ÁGUA DE PROCESSO OU DE PRODUÇÃO OU ÁGUA PRODUZIDA: é a água normalmente produzida junto com o petróleo, doravante denominada “água produzida”;

Adicionalmente, a operadora declara que o efluente dos testes de formação seria formado não apenas por água produzida, mas da mistura de vários fluidos utilizados em etapas anteriores, como fluido de perfuração, conforme transcrito abaixo.

Assim, nos testes de formação realizados pela Petrobras, o tipo de efluente que poderá ser descartado no mar é uma corrente líquida aquosa, constituída de água produzida do reservatório que traz consigo os fluidos que foram utilizados em etapas anteriores ao teste, como os fluidos de perfuração (empregados na fase reservatório) e complementares empregados nas etapas anteriores ao teste.

Resposta PETROBRAS:

Inicialmente, esclarecemos que efluentes gerados em momentos diversos da possível geração da água produzida passaram a ser enquadrados como efluentes das operações de intervenção em poços, podendo ser efluentes oleosos ou não oleosos.

A Petrobras revisou o documento reenquadrando alguns efluentes de acordo com as referências normativas adequadas. O documento revisado segue apresentado no **Anexo C**.

Sobre o efluente que em sua composição pode conter, além de água produzida, fluidos aquosos empregados previamente no poço, esclarecemos que, nas operações anteriores como perfuração, cimentação do revestimento, condicionamento do poço, estimulação, é natural que todo ou parte dos fluidos utilizados seja perdido, ou seja, entre no reservatório.

Inclusive, na operação anterior à abertura do poço, é geralmente deslocado diesel no interior da coluna até o limite máximo de segurança. Com a abertura do poço, o uso do diesel induz a surgência e inicia-se o teste de formação na sequência mencionada na Tabela 2 do documento.

Então, ao mencionar que estes fluidos são misturados com a água da formação, é neste sentido de que eles estão dentro do reservatório e são efetivamente produzidos do reservatório durante os fluxos, formando uma única corrente (óleo, água e fluidos previamente injetados), mesmo que sua composição varie ao longo do tempo.

Dessa forma, para esse efluente especificamente, defendemos que o enquadramento como água produzida é coerente, alinhando-se com o conceituado na Resolução Conama nº 393/2007, bem como no estabelecido de forma mais detalhada pela Agência de Proteção Ambiental (EPA).

Comentário IBAMA:

2. Introdução

Faz-se necessário esclarecer que não há previsão nas diretrizes vigentes (SEI nº 5533803) de descarga marítima de fluidos de perfuração juntamente com água produzida, nem mesmo de fluidos complementares utilizados durante a etapa de perfuração. O Projeto de monitoramento de fluidos e cascalhos apresentado pela operadora também não apresenta essa prática. Solicitam-se esclarecimentos.

Resposta PETROBRAS:

A Petrobras esclarece que o Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalho vigente não contempla a prática questionada, pois seu conteúdo atual reflete apenas as operações disciplinadas nas diretrizes vigentes, documento SEI nº 5533803.

Nesse contexto, identifica-se a necessidade de procedimentos de monitoramentos específicos e diversos para o teste de formação, que considerem não apenas a Resolução Conama nº 393/2007, mas também o documento “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos”¹ (SEI nº 23846364) acrescido do conteúdo do Parecer Técnico nº 118/2026-Coexp/CGMac/Dilic (SEI nº 27341770)², doravante denominado “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364).

Na revisão do procedimento de realização do teste de formação (**Anexo C**), a Petrobras inseriu um item específico de proposta para esse monitoramento, associando o tipo de efluente gerado ao normativo regulatório adequado. Dessa forma, sugere-se um **monitoramento híbrido** nas operações de teste de formação em função da natureza do efluente que está sendo descartado. A seguir, um resumo do modelo:

- **Efluente oleoso de intervenção em poços** – efluentes gerados em etapas preliminares ao teste de formação, ou seja, **antes da abertura do poço**. São exemplos dessas etapas: teste de alarme de nível de tanques, teste de pressão das linhas da Planta de Teste e linha de surgência e circulações. Todos esses testes são realizados com FIBA ou água de mar e, depois de empregados nos testes, os efluentes são recebidos e tratados na Planta de Teste. Também se encontram nessa categoria o efluente constituído de fluidos usados nas etapas anteriores do poço, que tiveram contato com o reservatório e retornaram à superfície devido a circulação de fluido pela coluna de trabalho. Por isso, propõe-se o enquadramento e monitoramento desses efluentes como “efluentes oleosos”, conforme a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364);
- **Efluente não oleoso de intervenção em poços** – Constituído de FIBA utilizado em atividades após o término da perfuração e no início da etapa de avaliação do poço (antes de instalar a planta de teste). Esses efluentes são

¹ Encaminhado pelo Ofício Circular nº 2/2025/COEXP/CGMAC/DILIC de 23/07/2025

² Encaminhado pelo SEI nº 27409331 no âmbito do Processo nº 02001.125528/2017-62

recebidos em tanques da sonda e passíveis de descarga no mar a partir desses compartimentos. Por isso, propõe-se o enquadramento e monitoramento desses efluentes como “efluentes não oleosos”, conforme a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364);

- **Água Produzida** – Efluente gerado após a abertura do poço e gerido conforme a Resolução Conama nº 393/2007.

Comentário IBAMA:

2. Introdução

A operadora deverá também esclarecer se há outras destinações viáveis para os efluentes gerados, além de unicamente a incorporação à “água produzida”.

Resposta PETROBRAS:

A Petrobras esclarece que a incorporação à água produzida não constitui uma estratégia para a destinação de efluentes gerados no teste de formação. A incorporação de fluidos ou produtos químicos na água produzida não decorre de uma prática operacional deliberada. Trata-se de uma condição inerente à dinâmica de circulação, limpeza e produção do poço durante o teste de formação. Esses constituintes retornam à superfície durante a produção (após abertura do poço) em uma única corrente vinda do reservatório, constituindo a fração aquosa do fluxo que é coproduzido pelo poço.

Esclarece-se, ainda, que nem todos os efluentes gerados durante os testes de formação são água produzida (corrente aquosa do fluxo do reservatório). Os efluentes de óleo e gás são queimados e os resíduos (aqueles que não puderam ser queimados ou tratados) são colocados em recipientes apropriados para descarte.

Além disso, efluentes gerados em etapas anteriores ou posteriores à produção de fluidos da formação poderão ser enquadrados como efluentes de intervenção em poços e destinados conforme a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos”, incluindo armazenamento temporário, tratamento a bordo, descarga qualificada quando atendidos os critérios aplicáveis ou desembarque para tratamento/destinação em terra. Assim, a revisão do procedimento de realização do teste de formação (**Anexo C**) considera estes outros tipos de efluentes.

Comentário IBAMA:

3. Descrição da operação de teste de formação

3.2. Operacionalização do teste de formação

Neste item a operadora avança um pouco mais na descrição da atividade e sinaliza que o teste é realizado com a instalação de uma “coluna de teste de formação”, contendo válvulas e registradores, conforme ilustração apresentada. De forma complementar, sugere-se apresentação de fotos.

Resposta PETROBRAS:

Conforme sugerido, foram incorporadas no procedimento revisado imagens para facilitar a compreensão. Ressalta-se que, devido à natureza do equipamento, foram incluídos diagramas das ferramentas que permitem visualizar melhor o seu funcionamento.

Comentário IBAMA:

3.2. Operacionalização do teste de formação

No fluxo de limpeza declara-se que todo o efluente gerado é incorporado à água produzida, conforme transcrito abaixo. No entanto, não está evidente que a retirada do fluido de perfuração ou de completação do poço ocorrerá no mesmo período em que se dá a geração da água da formação. Em consequência, presume-se que são geração de efluentes em momentos distintos e que não se adequam à definição da Resolução CONAMA nº 393 de 2007. Solicita-se detalhamento completo do procedimento de limpeza do poço.

Nessa etapa, é esperada o retorno de fluidos de perfuração, complementares (fluidos de completação), ácidos gastos e outros fluidos ou produtos químicos que tiveram contato com o reservatório durante a construção do poço. Durante o fluxo de limpeza, a água da formação será produzida em conjunto com os fluidos do poço em uma corrente unificada.

Resposta PETROBRAS:

Conforme explicado na resposta ao primeiro item, os efluentes aquosos gerados durante os fluxos são, de fato, produzidos da formação do reservatório e, por isso, caracterizados como água produzida.

Comentário IBAMA:

3.2. Operacionalização do teste de formação

Sobre o “fluxo estabilizado”, declara-se que nessa etapa são majoritariamente produzidos fluidos da formação (óleo, gás e água de formação). O gás e óleo são direcionados para o queimador, enquanto a corrente aquosa proveniente do separador segue o mesmo percurso do fluxo de limpeza, tanques de surgência, tanques atmosféricos e o módulo de tratamento de água.

Após o término do teste, o fluido do interior da coluna é substituído por um fluido de amortecimento, o obturador é desassentado e a coluna é retirada do poço. Não ficou clara a destinação dos efluentes nessa etapa, solicitam-se esclarecimentos.

Resposta PETROBRAS:

Nesta operação de amortecimento, o fluido é circulado para a planta de teste até obter retorno isento de contaminantes (fluido de completação com ausência de óleo) e é direcionado para tanques da sonda até completar a circulação.

Assim, na planta é recebido todo o fluido produzido (fluxo do reservatório) remanescente na coluna e uma interface contaminada (fluido produzido + fluido de completação), devido à natureza dessa operação de circulação reversa para limpeza da coluna.

Estes efluentes são tratados na planta de teste de forma similar ao fluxo de limpeza e fluxo estabilizado. O óleo e gás são queimados, a corrente aquosa passa pelo módulo de tratamento de água e o que não puder ser enquadrado é desembarcado em tanques.

Comentário IBAMA:

3.3. Natureza do efluente aquoso formado no teste de formação

De início apontamos que o efluente final não é um “efluente aquoso”, visto que todo fluido aquoso ou não aquoso, mantido no poço antes da realização do teste, é misturado com água da formação, a qual é reconhecidamente um efluente oleoso. Desta forma, faz-se necessária revisão do item, incluindo o título.

Também é previsto o uso de produtos químicos que são incorporados ao efluente final, ou seja, à “água produzida”, os quais serão avaliados no item abaixo.

Resposta PETROBRAS:

O procedimento de realização do teste de formação foi revisado (**Anexo C**).

Comentário IBAMA:

3.5. Uso de produtos químicos na planta de teste

Foram indicados seis tipos de produtos químicos, conforme tabela transcrita abaixo, que serão utilizados durante todo o teste de formação, desde a descida da coluna de teste até a sua retirada. Não foram estimados os volumes desses produtos em cada operação descrita.

Tabela 3 - Produtos químicos utilizados em teste de formação.

Produto Químico	Aplicação	Finalidade
<i>Monoetilenoglicol (MEG)</i>	<i>Via linha de injeção para a AST ou por linhas de injeção de produtos químicos ou pela unidade de cimentação.</i>	<i>Inibir a formação de hidrato para a garantia do escoamento da produção. Também é empregado em teste de pressão</i>
<i>Sequestrantes de H₂S</i>	<i>Via linha de injeção para a AST ou por linhas de injeção de produtos químicos</i>	<i>Segurança das pessoas- Sequestrar o H₂S da fase gasosa para a líquida, de forma a evitar escape de gás com H₂S na área de teste;</i>
<i>Xileno</i>	<i>Via linha de injeção para a AST</i>	<i>Inibir a formação e/ou remover a incrustação orgânica na coluna</i>
<i>Antiespumante à base de silicone</i>	<i>Na planta de teste na entrada do separador.</i>	<i>Evitar a formação de espuma, auxiliando o controle de nível do separador e impedindo o arraste de partículas de óleo</i>
<i>Desemulsificante</i>	<i>Na planta de teste.</i>	<i>Quebrar a emulsão para auxiliar na separação da fase óleo e da fase água</i>
<i>Alcalinizante (hidróxido de sódio ou similar)</i>	<i>Na planta de teste para neutralização em linha ou em tanque dedicado para neutralização por batelada.</i>	<i>Neutralizar eventuais efluentes ácidos na planta de teste decorrente de estimulação ácida de reservatório.</i>

Adicionalmente, foi informado outras situações, conforme listadas abaixo, que deverão ser incorporadas na tabela acima.

1 - A injeção de MEG na árvore de teste (mudline), podendo, ser acrescentados sequestrantes de H₂S.

2 - A injeção de xileno no mudline antes do fechamento do poço para promover a remoção de parafinas e depósitos orgânicos presentes na coluna de teste.

3 - A injeção de silicone para mitigar a formação de espuma, o que evita o arraste de óleo à montante do separador de água/óleo.

4 - O bombeamento de desemulsificante no vaso separador.

Deve ser esclarecida a declaração de que “Excedentes não consumidos desses produtos podem ter como destino a corrente aquosa encaminhada para o módulo de tratamento de água”. Reiteramos que qualquer volume excedente, seja de fluidos ou produtos, que não foram utilizados e permanecem nos tanques ou outro local de armazenamento não podem ter como destino o descarregamento marítimo. A operadora deverá indicar destinações mais nobres para esses volumes.

Resposta PETROBRAS:

As situações listadas são explicações do que já consta na tabela que foi revisada no documento (**Anexo C**), para abarcar todas as informações.

A Petrobras esclarece que sobras não utilizadas de produtos químicos a bordo são desembarcadas para reuso ou destinação como resíduo em terra. Os excedentes mencionados tratam de eventual excesso de produto que foi misturado/adicionado ao fluxo produzido pelo poço e que pode ser arrastado na corrente aquosa que foi separada do óleo ou queimado junto à corrente oleosa. Por exemplo: parte do alcalinizante (hidróxido de sódio) que não reagiu e segue junto a corrente aquosa. De qualquer modo os volumes de produtos químicos utilizados são calculados para maior adequação possível a necessidade.

São utilizados volumes baixos em relação ao volume produzido do poço. O volume utilizado de MEG é de no máximo aproximadamente 50.000 litros, porém em geral utiliza-se entre 5.000 litros e 15.000 litros por intervalo testado. O Xileno é na mesma ordem de grandeza do MEG e os demais produtos químicos são inferiores a 5.000 litros.

Comentário IBAMA:

3.5. Uso de produtos químicos na planta de teste

Em relação aos efluentes gerados solicitam-se maiores detalhamentos dos processos e linhas, e apresentação de outras destinações viáveis, além de unicamente a incorporação à “água produzida”. O enquadramento deve observar a definição da Resolução CONAMA nº 393 de 2007 e a “Diretriz para execução de intervenções em poços marítimos” (SEI nº 23846364).

Resposta PETROBRAS:

Os produtos químicos são incorporados no fluxo que vem do poço antes ou após a separação das correntes oleosa e aquosa e por isso não têm como ser gerenciados separadamente. Os locais de uso de cada produto e o destino foram inseridos na Tabela de produtos químicos revisada do documento (**Anexo C**).

Comentário IBAMA:

4. DESCRIÇÃO DA OPERAÇÃO DE TRATAMENTO E DESCARTE DE ÁGUA PRODUZIDA DURANTE O TESTE DE FORMAÇÃO

A Petrobras declara não limitar a tecnologia empregada no módulo de tratamento da água na especificação técnica de seus contratos de avaliação, por isso afirma que se forem adotadas tecnologias distintas do previsto, (WTU: placas de coalescência, filtração e eletrocoagulação) o documento será reapresentado antes da adoção do novo sistema. Esclarecemos que quaisquer alterações nos sistemas de tratamento dos efluentes deverão ser previamente avaliadas pelo Ibama.

Resposta PETROBRAS:

A Petrobras está ciente e eventual mudança de tecnologia será incorporada a uma nova revisão do Procedimento de realização do teste de formação.

Comentário IBAMA:

5. PLANO DE AMOSTRAGEM DA ÁGUA TRATADA PARA REALIZAÇÃO DE TOG GRAVIMÉTRICO

A Petrobras solicita adaptações da Resolução CONAMA nº 393/2007, e propõe adotar a média de TOG por operação, em amostras simples por bateladas tratadas, e a utilização do método espectrofotométrico, conforme texto transcrito abaixo. Informamos que a avaliação da solicitação será realizada em documento distinto, não integrando o Processo de Licenciamento do FZA-M-59. Até que haja manifestação definitiva do Ibama, a operadora deverá cumprir as determinações da Resolução CONAMA nº 393/2007. Diante disso, solicita-se a adequação do item em questão.

Vale ressaltar que as unidades de tratamento de água oleosa utilizadas nas plantas de teste trabalham em bateladas e não em regime contínuo. Considerando a realidade dos descartes por bateladas dos testes de formação, cuja operação é de curta duração, as seguintes adaptações da Resolução CONAMA nº 393/2007 devem ser consideradas: em vez de média mensal, sugere-se adotar a média por operação; ao invés de amostras diárias, adotar amostras simples por bateladas tratadas.

Dessa forma, a partir desse paralelo, sugere-se a adoção dos seguintes critérios: a) O descarte de água produzida de operações de teste de formação deverá obedecer à concentração média aritmética simples de até 29 mg/L de óleos e graxas por operação (por teste de formação), com valor máximo por batelada de 42 mg/L; b) A concentração de óleos e graxas a que se refere a alínea (a) deverá ser determinada pelos métodos gravimétrico e espectrofotométrico. c) A média aritmética por batelada deverá ser determinada a partir de amostras simples coletadas em cada batelada tratada e descartada.

Resposta PETROBRAS:

A Petrobras reforça adotará o que está previsto na Resolução Conama nº 393/2007 no caso do FZA-M-59.

5. CARTA SMS/LMA/LIE&P DPBR-2026-24192 (SEI Nº 26834146) E ANEXO (SEI Nº 26834147)

Comentário IBAMA:

2.24: Cumprir com a obrigação legal da Compensação Ambiental, conforme definição do artigo 36 da Lei nº 9.985/2000, considerando que o Grau de Impacto do empreendimento foi calculado em 0,5% do valor de referência informado, resultando no valor da compensação a ser paga de R\$ 39.664.556,66 (Trinta e nove milhões, seiscentos e sessenta e quatro mil, quinhentos e cinquenta e seis reais, e sessenta e seis centavos). A execução dos recursos da compensação ambiental deve ser conforme deliberação do Comitê de Compensação Federal CCAF.

[...]

Comentário Ibama: Considera-se satisfatórias as justificativas apresentadas para a revisão do valor do “custo total de implantação do empreendimento”. Entretanto, uma vez que o questionamento efetuado por meio do Parecer Técnico nº 237/2025 foi anterior à solicitação de retificação de licença para inclusão de novos poços, anuência para abandono de poços e realização de testes de formação, faz-se necessário solicitar da empresa nova atualização do Valor de Referência (VR) apresentado, que considere o aporte adicional de investimentos estimado para tais atividades. Assim, além da correção devida e já indicada no Parecer, deverá o valor da compensação ambiental ser atualizado após a complementação do VR pela empresa.

Resposta PETROBRAS:

Considerando a perfuração de 04 poços no bloco FZA-M-59, a Petrobras informa o valor de referência de R\$ 3.304.181.273,58 (três bilhões, trezentos e quatro milhões, cento e oitenta e um mil, duzentos e setenta e três reais e cinquenta e oito centavos.). Esse valor contempla os descontos dos custos com garantias e/ou apólices, prêmios de seguros pessoais e reais, com o licenciamento ambiental e com planos, programas e projetos ambientais associados a cada perfuração.

6. CARTA SMS/LMA/LIE&P DPBR-2026-29374 (SEI Nº 27079936) E ANEXO SEI Nº 27079937

Comentário IBAMA:

[...]

De acordo com as novas informações, fica evidente que a previsão inicial de manutenção de duas embarcações dedicadas nearshore não será efetivamente executada, caso haja a necessidade de disponibilização de uma destas embarcações para atuação offshore, comprometendo o desenho do monitoramento e captura de fauna nearshore por, pelo menos 48 horas, prazo indicado pela empresa como o de mobilização de embarcação de oportunidade.

Resposta PETROBRAS:

Conforme indicado no Módulo I (Introdução) do PPAF, os resultados da modelagem indicam que, mesmo nos cenários de pior caso e sem considerar as ações de combate/resposta ao óleo derramado, após 30 dias de um potencial acidente, o óleo permaneceria na região marinha, a uma distância aproximada de 60 km da linha de costa brasileira. Portanto, considerando os critérios adotados no referido plano de proteção a fauna, não foram identificadas localidades no Brasil com potencial de serem impactadas, mesmo no cenário de pior caso de derramamento de óleo, que apresentassem as características necessárias para serem consideradas áreas prioritárias ou relevantes para proteção à fauna.

Dessa forma, as atividades de manejo de fauna offshore foram priorizadas no plano. No entanto, **de forma conservadora**, a Petrobras destinou recursos logísticos e humanos para as ações de monitoramento costeiro na fração norte do PARNA Cabo Orange, próximo à foz do Rio Oiapoque, em Oiapoque/AP.

Isto exposto, consideramos ter sido adequada tecnicamente a decisão da equipe técnica responsável pela Subseção de Controle de Impactos à Fauna de destinar mais recursos logísticos e humanos na área offshore, onde era mais necessário em razão do cenário apresentado durante o simulado. A equipe técnica da referida Subseção foi composta por profissionais próprios e da empresa contratada e possuem larga experiência em preparação e reposta a fauna em caso de vazamento de óleo.

Apesar de uma embarcação nearshore ter sido realocada **temporariamente** para o ambiente offshore até que outra embarcação offshore a rendesse, o ambiente costeiro continuou sendo monitorado mesmo sem a perspectiva de toque na área com uma embarcação nearshore e mais 04 embarcações de pequeno porte para monitorar a fração norte do PARNA.

Importante lembrar que durante o simulado outras embarcações offshore foram requisitadas para evitar nova realocação de embarcações nearshore. Esta realocação realizada durante o simulado seria temporária e não impactou as ações de monitoramento costeiro durante o simulado.

Apesar do exposto acima, a Petrobras irá adicionar, para perfuração dos próximos poços previstos no bloco FZA-M-59, 01 embarcação nearshore somente durante a perfuração da fase reservatório. Esta embarcação adicional será utilizada somente no caso de mobilização de alguma embarcação nearshore dedicada para a área offshore, visando manter a área nearshore com pelo menos 02 embarcações.

Comentário IBAMA:

No que se refere à evidente necessidade de utilização do modal aéreo, que pode ser inviabilizado no caso de um acidente envolvendo a sonda, ou de condições de vento que impeçam a utilização do guindaste para transbordo entre embarcação e sonda NS-42, a empresa não apresentou novas considerações.

Resposta PETROBRAS:

A Petrobras demonstrou durante a Avaliação Pré-Operacional (APO) e simulado posterior que atividades de transbordo entre as embarcações de manejo de fauna e entre embarcações e sonda são possíveis. Tais atividades puderam ser observadas pelos analistas do Ibama durante os exercícios e documentadas em pareceres técnicos. É certo também que essas atividades somente podem ser realizadas dentro de seus limites operacionais, isto inclui as condições meteo-oceanográficas de momento.

Tanto durante a APO quanto no exercício simulado subsequente, o modal marítimo foi realizado com sucesso, tendo vários injects atendidos plenamente somente por este modal. Contudo, a utilização do modal aéreo é uma importante e

estratégica alternativa prevista no plano aprovado por esta Coordenação e, portanto, seu uso será previsto e priorizado sempre que as condições permitirem, apesar de sempre que possível utilizarmos o modal marítimo.

7. CONCLUSÃO

Comentário IBAMA:

Da análise dos documentos encaminhados por meio das Cartas SMS/LMA/LIE&P DPBR-2026-16381 (SEI nº 26778244), SMS/LMA/LIE&P DPBR-2026-24192 (SEI nº 26834146) e SMS/LMA/LIE&P DPBR-2026-29374 (SEI nº 27079936), entende-se ser necessária apresentação de esclarecimentos para possível retificação das condicionantes da Licença de Operação nº 1684/2025 para a Atividade de Perfuração Marítima no Bloco FZA-M-59 (SEI 25058395).

Especificamente sobre o Plano de Proteção à Fauna (PPAF) e diante das informações apresentadas, fica evidente que as alterações realizadas durante o exercício simulado de dezembro de 2025 e consolidadas na Rev 09 do PPAF não mantêm as premissas avaliadas e acatadas na Revisão 08 do PPAF e na realização da APO. A empresa deve considerar a manutenção dos recursos, embarcações e forças-tarefas previstos e acatados na Rev 08 e disponibilizar mais uma embarcação offshore ou nearshore para atendimento dos tempos previstos no Manual de Boas Práticas.

Resposta PETROBRAS:

Ao longo do presente documento, foram prestados todos os esclarecimentos solicitados. Conforme respondido acima, a Petrobras irá adicionar 01 embarcação nearshore durante a perfuração da fase reservatório dos próximos poços. Esta embarcação adicional será utilizada somente no caso de alguma das outras embarcações nearshore dedicadas for direcionada para a área offshore, visando manter a área nearshore com pelo menos 02 embarcações. Esta alteração está refletida na versão 10 apresentada no **Anexo D**.

III. ANEXOS

Anexo A: PMFC FZA-M-59 rev02

Anexo B: Descritivo das Operações de Abandono rev01

Anexo C: Procedimento para Realização de Teste de Formação rev01

Anexo D: Plano de Proteção à Fauna rev.10

IV. EQUIPE TÉCNICA

Profissional	Patricia de Barros Rosa
Registro no Conselho de Classe	CREA RJ 2010115446
Cadastro Técnico Federal	5971322
Assinatura	

Profissional	Michelle Nunes de Lima
Registro no Conselho de Classe	n/a
Cadastro Técnico Federal	5285388
Assinatura	

Profissional	Elaine Martins Lopes
Registro no Conselho de Classe	84808
Cadastro Técnico Federal	1891933
Assinatura	

Profissional	Humberto de Freitas Prates
Registro no Conselho de Classe	CRBio 80010/02
Cadastro Técnico Federal	6151893
Assinatura	

Profissional	Leonardo de Souza Marinho
Registro no Conselho de Classe	CRQ RJ/ES 03212587
Cadastro Técnico Federal	5849404
Assinatura	