

APÊNDICE D

Premissas Gerais

para o Cálculo de Frequência dos Cenários Acidentais

D.1 Premissas dos Cenários Acidentais Identificados na Fase de Perfuração e Instalação

Neste item do Apêndice D, são apresentadas as principais premissas utilizadas na avaliação dos cenários acidentais com possibilidade de derrame de óleo no mar durante a fase de perfuração e instalação, retirados da APP, isto é, para todos os grupos de frequência tratados no Apêndice C.

➤ Grupos de Frequência I a XII

- 1) Na fase de perfuração, uma Plataforma Auto-elevatória (P.A.) estará atuando em Camorim durante 44 meses e outra em Guaricema e Dourado durante 36 meses, conforme cronograma do projeto analisado.
- 2) Para a P.A. na fase de perfuração, serão realizados 2 abastecimentos no mês e 1 visita a cada 4 dias para entrega de suprimentos (0,32 aproximações/dia considerando 30 dias/mês ou média de 8 aproximações por mês) => total de 10 aproximações por mês para cada plataforma de perfuração.
- 3) Segundo informações da PETROBRAS, a duração da atividade de abastecimento da P.A. será de 3hs.
- 4) No cálculo de frequência para a fase de perfuração, foram consideradas 27 perfurações em Guaricema/Dourado e 17 perfurações em Camorim, totalizando 44 perfurações.
- 5) Segundo a PETROBRAS, serão realizadas no máximo 12 perfurações/ano. Como estimativa, foi considerada a seguinte distribuição: 4 perfurações/ano em Camorim, 3 perfurações/ano em Dourado e 5 perfurações/ano em Guaricema.
- 6) Foi considerado, para efeito de cálculo, que uma perfuração dura exatamente um mês (30 dias).
- 7) De acordo com o projeto, a injeção de água será feita à pressão de 240 kgf/cm² (mínimo na cabeça dos poços). É prevista a perfuração de 9 (nove) poços produtores e 8 (oito) poços injetores no Campo de Camorim, além de 58 intervenções em poços (18 conversões e 40 recompletações).
- 8) O projeto prevê a injeção em alta pressão (140 kgf/cm²) de água doce e produzida (misturadas), previamente tratadas e especificadas de acordo com os requisitos de reservatório, através da rede de injeção. É prevista a perfuração de 6 (seis) poços

produtores, 4 (quatro) poços injetores e 1 (um) poço exploratório no Campo de Dourado, além de 4 (quatro) intervenções em poços (3 conversões e 1 recompletação).

9) O projeto prevê a injeção em alta pressão (162kgf/cm²) de água doce e produzida (misturadas), previamente tratadas e especificadas de acordo com os requisitos de reservatório, através da rede de injeção. É prevista a perfuração de 6 (seis) poços produtores, 3 (três) poços injetores e 7 (sete) poços exploratórios no Campo de Guaricema, além da conversão de 2 (dois) poços produtores para injetores.

10) Para os cálculos das frequências, foi considerado que o teste de formação dura 3 dias em cada poço exploratório.

11) Segundo a PETROBRAS, no Campo de Camorim, não haverá poços exploratórios; logo, não será realizado teste de formação.

12) Com relação aos poços exploratórios a serem perfurados, serão perfurados: 1 poço exploratório no Campo de Dourado (PE-12) e 8 poços exploratórios no Campo de Guaricema (PE-3, PE-4, PE-5, PE-6, PE-7, PE-10 e PE-11).

13) A modelagem do cenário de vazamento durante o teste de formação foi realizada de acordo com o modelo típico, Figura D.1-1 abaixo, fornecido pela PETROBRAS. Considerou o vazamento de 20m de linha, 20 válvulas e 40 flanges para os diâmetros de 3" e 4", e 1 tanque para a frequência do cenário.

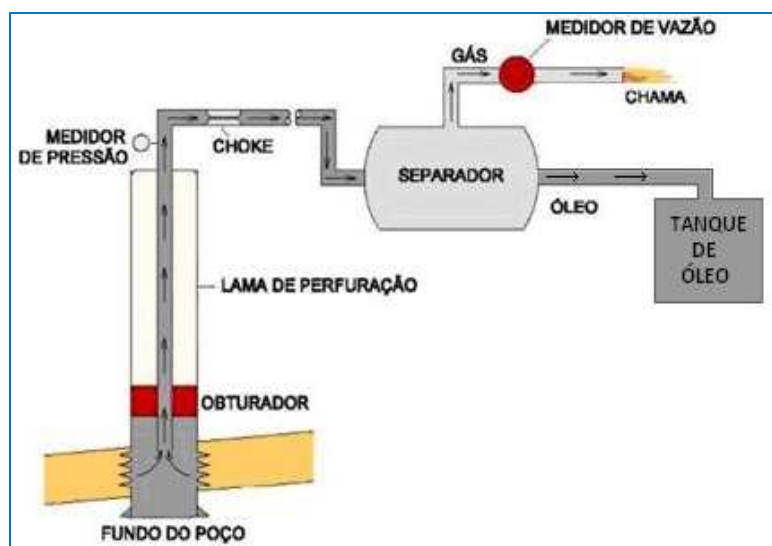


Figura D.1-1 Esquemático do Teste de Formação nos Poços Exploratórios

14) Segundo a PETROBRAS, o Campo em Camorim não possui pressão suficiente para ocorrerem blowouts nos poços durante a etapa de perfuração.

15) Segundo a PETROBRAS, caso ocorra falha na execução dos tampões de abandono, o volume de vazamento é 10% do valor da vazão de descontrolado do poço em 24 horas, percentual este representa a fração do óleo que conseguiria fluir através dos tampões de cimento instalados. Considerando que a vazão máxima de blowout é de 250m³/dia, para poços de Guaricema e Dourado, a vazão máxima estimada para este cenário é de 25 m³ para 24 horas. Considerando que os procedimentos de emergência para amortecimento do poço (instalação do BOP, reconstituição da cabeça do poço e injeção de fluido adensado) não ultrapassariam 5 dias, o volume vazado ficaria restrito à faixa de 8 a 200m³.

16) Com relação ao cenário de acidente envolvendo a embarcação “oil rec”, foi considerado que o somatório das frequências de todos os cenários avaliados em cada fase do projeto (perfuração, instalação e produção) como frequência inicial para este cenário em cada fase analisada; além disso, foi considerado o sucesso e a falha do sistema de bloqueio existente para a estimativa dos volumes vazados. Cabe observar que apenas as plataformas PCM-1 e PCM-9 tem esta atividade prevista em sua operação.

17) Foi considerado que uma atividade de instalação tem duração de um mês quando não especificado diferente pela PETROBRAS. A fase de instalação tem duração prevista de 4 anos dentro do projeto analisado.

18) Para os cenários de acidente da fase de instalação, a PETROBRAS estabeleceu o número de aproximações e a frequência média da atividade em cada cenário de acordo com o planejamento do projeto.

19) Devido a possíveis variações de datas para a realização das atividades no cronograma dentro da fase de instalação, foi considerado que as atividades da fase de instalação ocorrerão conservativamente durante apenas um ano para os cálculos de frequência. Assim sendo, as frequências calculadas no estudo são maiores do que as reais devido ao agrupamento de todas as atividades dentro de um único ano.

20) O grupo de frequência I refere-se a colisão da embarcação com uma plataforma (objeto fixo) e o grupo de frequência III refere-se ao choque entre embarcações; logo, os dados utilizados nos cálculos de frequência possuem fontes diferentes.

21) Para os cálculos de frequência nas três fases: perfuração, instalação e produção, foi considerado que a embarcação de apoio sempre estará em rota de colisão com a plataforma independente da rota de aproximação.



22) De acordo com a PETROBRAS, o cenário nº 3 (Grupo de Frequência III) tem como causas apenas falha humanas.

23) Devido a inexistência de banco de dados e fonte bibliográficas aceitáveis estatisticamente, foi considerada conservativamente a frequência de Blowout durante Workover para representar a frequência de ocorrência de vazamento em tampões de abandono em poços. Este cenário foi considerado para todos os poços perfurados na fase de perfuração e para os poços exploratório na fase de instalação.

24) De forma conservativa nos cálculos de frequência dos grupos VII e VIII, foram consideradas as frequências de vazamento de riser e de duto submarino, respectivamente, existentes na literatura técnica referenciada, ou seja, foram consideradas todas as causas de vazamento e não apenas a relativas à colisão de embarcações com risers ou a danos nos dutos devido à movimentação de âncoras.

D.2 Premissas dos Cenários Acidentais Identificados na Fase de Produção

Neste item do Apêndice D, são apresentadas as premissas utilizadas na avaliação dos cenários acidentais com possibilidade de derrame de óleo no mar, retirados da APP realizada para o plano de emergência dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema. Na tabela abaixo (Tabela D.2-1), estão listados os eventos analisados e em seguida as premissas para cada evento.

Tabela D.2-1 – Descrição dos novos cenários de derramamento de óleo no mar selecionados para a Análise Quantitativa de Risco Ambiental – Fase de Produção

Nº	Descrição do Cenário
EI-01	<p>Liberção de líquido e gás combustível (gás natural e petróleo) devido a possíveis vazamentos nas plantas das plataformas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Linhas desde os poços (riser) até o manifold de produção; - Linhas desde o manifold de produção até o lançador de pig do oleoduto de exportação, incluindo o vaso separador de teste; - Linhas desde as válvulas principais de chegada dos dutos de importação até os oleodutos de exportação, passando pelos recebedores e lançadores de pig; - Válvulas e demais acessórios (flanges, tomadas de instrumentos, tomadas dentre outros) <p>Falha na operação de passagem de PIG e possíveis vazamentos em lançadores e recebedores de pig, incluindo seus acessórios.</p>
EI-02	<p>Liberção de líquido e gás combustível (gás natural e petróleo) devido a vazamento na Árvore de Natal Molhada e lançador/recebedor submarino de pig.</p>

Nº	Descrição do Cenário
EI-03	Liberação de líquido combustível (óleo diesel) devido a: Vazamento de válvula dando passagem/aberta em Tanque andarilho (volante) e/ou Reservatório do gerador; Extravasamento durante abastecimento do reservatório do gerador (Abastecimento do tanque pulmão).
EI-04	Liberação de óleo diesel dos reservatórios de guindaste ou de óleo diesel decorrente de vazamentos de válvulas e conexões durante: - Durante operação de sonda; - Durante intervenções de pintura, caldeiraria e manutenções mecânicas.
EI-05	Liberação de óleo diesel devido a descontrole durante movimentação de carga (Queda de cargas).
EI-06	Liberação de óleo diesel devido vazamentos ou derramamento durante abastecimento da Bomba de Combate a Incêndio (BCI).
EI-07	Liberação de querosene no mar devido a choque mecânico da aeronave contra o Heliponto ou queda de aeronave durante pouso ou decolagem da plataforma.
EI-08	Liberação de óleo diesel devido a vazamento na planta de óleo diesel: - Válvulas, flanges, linhas, conexões, instrumentação etc; - Tanque reservatório.
EI-09	Liberação de óleo combustível (óleo diesel) devido a vazamento durante abastecimento via supply: - Válvulas, flanges, linhas, conexões, instrumentação etc; - Tanque reservatório.
EI-10	Liberação de óleo diesel devido a vazamento por afundamento das embarcações envolvidas (barco de apoio/suprimentos) devido a choques com a plataforma.
EI-11	Liberação de líquido e gás combustível (gás natural e petróleo) devido a: - Vazamento no riser dos poços; - Colisões das embarcações de apoio com os risers dos poços. - Vazamento na malha de escoamento; - Colisão de embarcações com os risers dos oleodutos.
EI-12	Vazamento durante transferência de água oleosa da embarcação "oil rec" para o duto da malha de exportação do Campo Camorim devido à falha simultânea do mangote e do sistema de bloqueio, composto de "check valve" em série com válvula de bloqueio manual (falha mecânica ou erro operacional).

Neste estudo, foram considerados apenas os equipamentos onde há possibilidade de vazamento de óleo bruto ou diesel. Logo, equipamentos que trabalham com outros fluidos não foram considerados.

Com relação à PCM-12, PGA-4 e PGA-5, foram avaliados apenas os acidentes envolvendo derrame de óleo diesel quando pertinente, pois os poços são de injeção de água (sem teor de óleo) em PCM -12 e produtores de gás em PGA-4 e PGA-5.

As premissas listadas a seguir estão de acordo com as informações recebidas do cliente sobre o projeto analisado; além disso, todas foram validadas com a PETROBRAS.

D.2.1 Caracterização dos Cenários da Fase de Produção

Nº	Descrição do Cenário
EI-01	<p>Liberação de líquido e gás combustível (gás natural e petróleo) devido a possíveis vazamentos nas plantas das plataformas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Linhas desde os poços (riser) até o manifold de produção; - Linhas desde o manifold de produção até o lançador de pig do oleoduto de exportação, incluindo o vaso separador de teste; - Linhas desde as válvulas principais de chegada dos dutos de importação até os oleodutos de exportação, passando pelos recebedores e lançadores de pig; - Válvulas e demais acessórios (flanges, tomadas de instrumentos, tomadas dentre outros) <p>Falha na operação de passagem de PIG e possíveis vazamentos em lançadores e recebedores de pig, incluindo seus acessórios.</p>

- No Campo de Camorim, os poços não são surgentes, isto é, apenas os campos de Dourado e Guaricema tem poços surgentes. A plataforma PCM-12 injeta água tratada que, segundo a PETROBRAS, é sem teor de óleo. Assim sendo, não foi considerada. As plataformas PGA-4 e PGA-5 são produtoras de gás.
- Segundo a PETROBRAS, apenas a plataforma PCM-09 é habitável.
- Devido à baixa frequência de passagem de pig e pelo fato dos lançadores e recebedores de pig serem esvaziados após esta operação, o vazamento nos mesmos foi desconsiderado.
- Para as plataformas de produção, na definição dos possíveis volumes máximos vazados, foram utilizadas premissas de acordo com as características de cada plataforma. Dados como:
 - Tipo de substância possível de ser liberada,
 - Tipo de piso,
 - Presença de bacia de contenção nos equipamentos,
 - Recebimento de óleo de outra(s) plataforma(s).

- Todos os volumes de óleos nos motores das bombas, compressores, geradores e guindastes são menores que 8m^3 .
- Os equipamentos: separadores, vasos, bombas, filtros, compressores, geradores, possuem bacias de contenção variáveis, mas suficientes para volumes até 8 m^3 (informação da PETROBRAS). Logo, foi considerado que vazamentos oriundos de pequenos furos (até 3 polegadas) ficariam contidos na plataforma no caso de sucesso do sistema de contenção.
- Os lançadores e recebedores de pig não possuem bacia de contenção, porém os mesmos são drenados após atividade. Isto é feito para tambores de forma controlada (informação da PETROBRAS).
- Conforme indicado pela PETROBRAS, os volumes dos equipamentos (vasos/tanque, separadores, lançadores e recebedores de pig) foram calculados aplicando a fórmula de densidade considerando o Óleo Camorim: $0,8807\text{ g/cm}^3$; Óleo Dourado: $0,819\text{ g/cm}^3$; Óleo Guaricema: $0,8184\text{ g/cm}^3$.
- Conforme indicação da PETROBRAS, as plataformas PGA-08, PGA-09 e PGA-10 foram consideradas idênticas às plataformas PDO-05 e PDO-06. Também foi indicado como idênticas entre si às plataformas PCM-08 e PCM-10. Além disso, foi considerado que as plataformas PCM-01 a 06 são similares entre si.
- As plataformas que recebem óleo de outras plataformas são as PCM-01, 02, 05, 06 e 09, PGA-02 e 03, e PDO-01.
- Os cenários envolvendo liberação de óleo no mar devido à perda de integridade dos risers, incluindo os acessórios, dos poços de produção das plataformas analisadas estão inseridos no cálculo realizado em outro cenário de acidente (EI-11).
- Foi considerado que todas as plataformas têm piso de chapa que contem um volume de até 8m^3 em caso de vazamento.
- No cálculo de frequência, foi considerada o sucesso e a falha do sistema de bloqueio e contenção presentes nas plataformas.
- Descritivo do sistema de detecção e bloqueio dos dutos de transferência de óleo das plataformas fornecido pela PETROBRAS: A produção de cada poço da plataforma converge para a válvula multivias de onde segue até a plataforma de destino através do duto de exportação. O duto de exportação e a linha de produção dos poços são protegidos por sistema de intertravamento automático baseado na Matriz de Causa e Efeito da plataforma. Se as variáveis críticas de monitoração ultrapassarem limites operacionais pré-estabelecidos, válvulas são automaticamente atuadas visando garantir o bloqueio do inventário. Por exemplo, em caso de ruptura de uma das linhas de produção do poço ou duto de exportação, a redução da pressão no sistema promoveria o fechamento automático das SDV, garantindo desta maneira o bloqueio

automático do inventário. O bloqueio é automático e, caso este falhe, será acionado remotamente dentro do tempo previsto de 10 minutos.

Nº	Descrição do Cenário
EI-02	Liberação de líquido e gás combustível (gás natural e petróleo) devido a vazamento na Árvore de Natal Molhada (ANM) e lançador/recebedor submarino de pig ou na árvore de Natal Seca (ANS).

- Neste grupo de frequência, foi considerado o vazamento e o Blowout dos poços identificados com possibilidade de surgência pela PETROBRAS após a implementação do projeto de injeção.
- Segundo a PETROBRAS, a plataforma PGA-10 tem 6 poços (GA-54, 68, 69, 76 e 78 e SES-113) com Árvore de Natal Molhada (ANM) e as plataformas PDO-02 e 04 possuem 1 poço com ANM cada uma (DO-16 e SES-11).
- Como projeto ainda não tem detalhes da ANM que será utilizada, foi utilizado informações de uma ANM similar já instalada seguindo a indicação da PETROBRAS.
- O diagrama esquemático do ANM e do lançador/recebedor de pig submarino considerados para a estimativa da frequência destes cenários acidentais está apresentado abaixo.

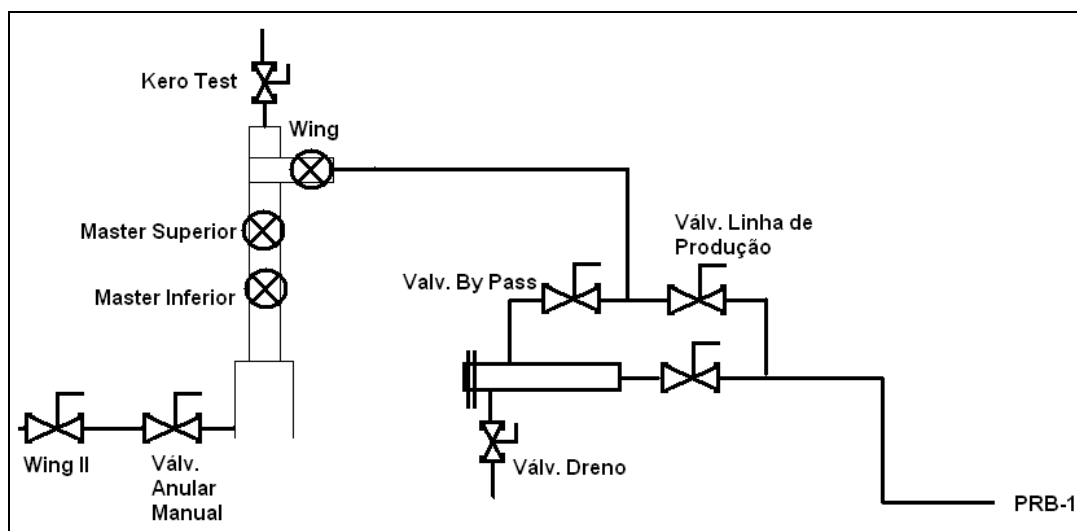


Figura D.2-1 – Diagrama esquemático da ANM e do Lançador/Recebedor de Pig (submarino).

- Além das válvulas representadas, os poços possuem internamente uma válvula tipo SSSV ou DHSV (safety valve) que é acionada em situações de emergência (dados PETROBRAS).

- O diagrama esquemático do ANS considerado para a estimativa da frequência (informado pela PETROBRAS) destes cenários acidentais está apresentado a seguir.

Arranjos típicos de Árvore de Natal "Seca"

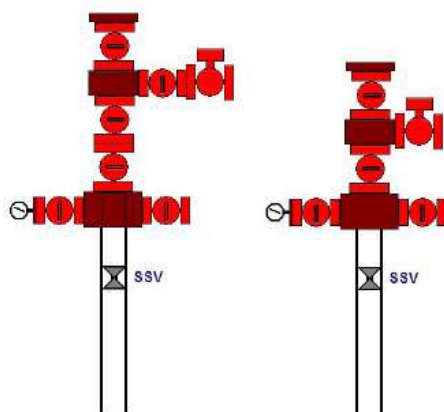


Figura D.2-2 – Diagrama esquemático da ANS

- Segundo os técnicos da PETROBRAS, alguns poços passarão a ter possibilidade de surgência em Camorim após a conclusão do projeto. Assim sendo, foram considerado os vazamentos em ANS de 3 poços em Camorim, 10 poços em Guaricema e 6 poços em Dourado.
- No cálculo de frequência de vazamento nas ANS, foi considerada a frequência de vazamento em uma das 7 válvulas gavetas de 2 1/16", classe 5000 e fire safe, ou na válvula SSV e um trecho de linha, além da falha em fechar da válvula DHSV.
- Segundo a PETROBRAS, a vazão máxima de blowout é de 250m³/dia ou o volume de 7500m³ em 30 dias para poços surgentes em Guaricema e Dourado, e o volume de 420m³ em 30 dias para poços surgentes em Camorim.

Nº	Descrição do Cenário
EI-03	Liberação de líquido combustível (óleo diesel) devido a: Vazamento de válvula dando passagem/aberta em tanque andarilho (volante) e/ou reservatório do gerador; Extravasamento durante abastecimento do reservatório do gerador (Abastecimento do tanque pulmão).

- Considerada tanto a falha do reservatório quanto a falha humana.
- Frequência de abastecimento do reservatório do gerador = 1 vez por mês.
- Segundo a PETROBRAS, esta operação será supervisionada.

- Foi considerado vazamento do óleo no mar independente do fato de que todas as plataformas terão piso de chapa.
- Todos os volumes de óleos nos motores das bombas, compressores, geradores e guindastes são menores de 8m³. Os equipamentos: separadores, vasos, bombas, filtros, compressores, geradores possuem bacia de contenção para volumes até 8 m³ (informação da PETROBRAS). Logo, foi considerado que vazamentos oriundos de pequenos furos (até 3 polegadas) ficariam contidos na plataforma.
- As plataformas PCM-02 a 05 não possuem tanque de armazenamento de óleo diesel.
- Segundo a PETROBRAS, apenas a plataforma PCM-09 é habitável.
- Segundo solicitação da PETROBRAS, este cenário foi considerado somente em PCM-05.

Nº	Descrição do Cenário
EI-04	Liberação de óleo diesel dos reservatórios de guindaste ou de óleo diesel decorrente de vazamentos de válvulas e conexões durante: <ul style="list-style-type: none">- Durante operação de sonda;- Durante a atividade de wireline;- Durante intervenções de pintura, caldeiraria e manutenções mecânicas.

- Considerada tanto a falha do reservatório quanto a falha humana.
- Segundo a PETROBRAS, esta operação será supervisionada.
- A frequência da operação de sonda no poço foi considerada 3 vezes durante a vida útil da plataforma.
- A frequência de pintura, caldeiraria e manutenção mecânica considerada 2 atividades por ano (1 programada e 1 eventual).
- Todos os volumes de óleos nos motores das bombas, compressores, geradores e guindastes são menores de 8m³. Os equipamentos: separadores, vasos, bombas, filtros, compressores, geradores possuem bacia de contenção para volumes até 8 m³ (informação da PETROBRAS). Logo, foi considerado que vazamentos oriundos de pequenos furos (até 3 polegadas) ficariam contidos na plataforma.
- A plataforma PCM-01 e 11 possuem cada uma 01 tanque para armazenamento de óleo diesel com capacidade menor que 8 m³. A plataforma PCM-06 a 10 possuem cada uma 01 tanque para armazenamento de óleo diesel com capacidade entre 8 e 200 m³. As plataformas PCM-02 a 05 não possuem tanque de armazenamento de óleo diesel.
- Vida útil do poço = 20 anos (projeto).
- A duração média de intervenção de sonda considerada é de 3 dias.

- A duração média das atividades pintura, caldeiraria ou manutenção mecânica foi considerada 3 dias.
- Foi considerado vazamento do óleo no mar independente do fato de que todas as plataformas terão piso de chapa.
- O nº máximo de poço foi avaliado através do nº atual de poços segundo os DUMs recebidos (67 em Camorim, 9 em Dourado e 6 em Guaricema).
- Foi considerado que a atividade de wireline ocorrerá com a seguinte frequência média: 1 atividade de 2 em 2 meses em Camorim e Guaricema, e de 15 em 15 dias em Dourado.

Nº	Descrição do Cenário
EI-05	Liberação de óleo diesel devido a descontrolado durante movimentação de carga (Queda de cargas).

- Cenário considerado foi o descontrolado da carga atingindo o tanque de armazenamento ou reservatório de óleo diesel nas plataformas.
- Foi considerado vazamento do óleo no mar independente do fato de que todas as plataformas terão piso de chapa.
- Considerada tanto a falha do guindaste quanto a falha humana.
- Segundo a PETROBRAS, esta operação será supervisionada.
- A frequência de operação do guindaste por plataforma foi considerada de uma vez por mês conforme informação da PETROBRAS.
- A duração média dessa atividade é de 3 horas.
- Volume derramado de óleo diesel foi estimado de acordo com o tanque de armazenamento de diesel da plataforma.
- As plataformas PCM-01 e 11 possuem cada uma 01 tanque para armazenamento de óleo diesel com capacidade menor que 8 m³. A plataforma PCM-06 a 10 possuem cada uma 01 tanque para armazenamento de óleo diesel com capacidade entre 8 e 200 m³. As plataformas PCM-02 a 05 não possuem tanque de armazenamento de óleo diesel.
- As plataformas consideradas foram PCM-06, PCM-09 e PGA-03, onde há guindaste e a possibilidade de ocorrência deste cenário segundo a PETROBRAS.

Nº	Descrição do Cenário
EI-06	Liberação de óleo diesel devido vazamentos ou derramamento durante abastecimento da Bomba de Combate a Incêndio (BCI).

- Considerada tanto a falha mecânica quanto a falha humana.
- Foi considerado vazamento do óleo no mar independente do fato de que todas as plataformas terão piso de chapa.
- Segundo a PETROBRAS, esta operação será supervisionada.
- A plataforma PCM-11 possui 01 tanque para armazenamento de óleo diesel com capacidade menor que 8 m³. As plataformas PCM-06 a 10 possuem cada uma 01 tanque para armazenamento de óleo diesel com capacidade entre 8 - 200 m³.
- Foram consideradas todas plataformas com exceção das plataformas abastecidas via *supply* e as do tipo caisson (orientação PETROBRAS).
- Para os cenários de derrame de óleo diesel durante abastecimento das plataformas com BCI, a frequência de abastecimento considerada é de 1 vez por semana via bombona em cada plataforma.
- Todos os volumes de óleos nos motores das bombas, compressores, geradores e guindastes são menores de 8 m³. Para esses equipamentos, existem bacias de contenção com volumes variáveis, mas suficientes para volumes até 8 m³.

Nº	Descrição do Cenário
EI-07	Liberação de querosene no mar devido a choque mecânico da aeronave contra o Heliponto ou queda de aeronave durante pouso ou decolagem da plataforma.

- Este cenário será avaliado como óleo diesel apesar da substância derramada para o mar ser combustível de aviação que é mais leve, evapora e se dissipa mais rapidamente.
- Foram levantadas várias causas para compor estes cenários acidentais e todas relacionadas com a decolagem e o pouso do helicóptero. Isto reflete as estatísticas internacionais sobre acidentes com helicóptero neste tipo de atividade industrial.

- Seguindo a orientação da PETROBRAS, as plataformas consideradas foram PCM-09, PDO-01, PDO-04 e PGA-03, apesar de apenas a PCM-09 ser habitada.
- Segundo a PETROBRAS, a frequência de viagem com helicóptero será de uma vez/semana em PCM-09. Apesar do fato de que o voo de helicóptero para as plataformas PDO-01, PDO-04 e PGA-03 será apenas emergencial, foi considerado a mesma frequência de voo da PCM-9.
- Segundo dados históricos internacionais, a probabilidade de um acidente fatal (por exemplo, helicóptero cair no mar) é de 0,35 dado que ocorra um acidente com o helicóptero.
- Foi considerado que o tempo médio de decolagem ou pouso é de 40 minutos.

Nº	Descrição do Cenário
EI-08	Liberação de óleo diesel devido a vazamento na planta de óleo diesel: - Válvulas, flanges, linhas, conexões, instrumentação etc; - Tanque reservatório.

- Os equipamentos na planta de processo das plataformas analisadas que trabalham com fluidos diferentes do óleo diesel não foram considerados.
- Todos os volumes de óleos nos motores das bombas, compressores, geradores e guindastes são menores de 8 m³. Os equipamentos: separadores, vasos, bombas, filtros, compressores, geradores possuem bacia de contenção para volumes até 8 m³ (informação da PETROBRAS). Logo, foi considerado que vazamentos oriundos de pequenos furos (até 3 polegadas) ficariam contidos na plataforma.
- As plataformas PCM-01 e 11 possuem cada uma 01 tanque para armazenamento de óleo diesel com capacidade menor que 8 m³. A plataforma PCM-06 a 10 possuem cada uma 01 tanque para armazenamento de óleo diesel com capacidade entre 8 e 200 m³. As plataformas PCM-02 a 05 não possuem tanque de armazenamento de óleo diesel.
- Neste caso, foram consideradas a perda de integridade de linhas, válvulas e acessórios, tanque de armazenamento de óleo diesel.
- Analogamente ao considerado EI-01, foi avaliada o sucesso e a falha do sistema de contenção neste cenário.

Nº	Descrição do Cenário
EI-09	Liberação de óleo combustível (óleo diesel) devido a vazamento durante abastecimento via <i>supply</i> : - Válvulas, flanges, linhas, conexões, instrumentação etc; - Tanque reservatório.

- Considerada tanto a falha mecânica quanto a falha humana.
- Foi considerado vazamento do óleo no mar independente do fato de que todas as plataformas terão piso de chapa.
- Segundo a PETROBRAS, esta operação será supervisionada e haverá abastecimento via embarcação *supply* para 6 plataformas (PGA-03, PCM-06 e 09, PDO-01 e 04).
- Frequência de abastecimento via *supply* adotada é de 1 vez por mês em cada plataforma analisada, com a duração de 3 hs.

Nº	Descrição do Cenário
EI-10	Liberação de óleo diesel devido a vazamento por afundamento das embarcações envolvidas (barco de apoio/suprimentos) devido a choques com a plataforma.

- Os cenários envolvendo colisão de embarcações com a plataforma foram considerados nas três faixas de volume vazado (até 8 m³, entre 8 e 200 m³ e acima de 200 m³) devido à diversidade de embarcações que podem navegar próximas as plataformas.
- Foi considerados as viagens relativas as atividades rotineiras. Em média, são visitadas 12 plataformas por dia. Segundo a PETROBRAS, são necessárias 03 viagens por plataforma (início do expediente, ao meio dia para distribuição da refeição e final do expediente), são realizadas em média 36 viagens por dia. Existem em média 7 embarcações dedicadas e em operação para o apoio às atividades em águas rasas. A capacidade máxima do reservatório de diesel das embarcações que operam em águas rasas varia entre 3m³ a 250m³ de diesel.
- Para os cálculos de frequência nas três fases: perfuração, instalação e produção, foi considerado que a embarcação de apoio sempre estará em rota de colisão com a plataforma independente da rota de aproximação.

Nº	Descrição do Cenário
EI-11	Liberação de líquido e gás combustível (gás natural e petróleo) devido a: <ul style="list-style-type: none"> - Vazamento no riser dos poços; - Colisões das embarcações de apoio com os risers dos poços. - Vazamento na malha de escoamento; - Colisão de embarcações com os risers dos oleodutos.

- Foram considerados todos os poços de produção com urgência após a implementação do sistema de injeção.
- Foram considerados todos os dutos que fazem parte da malha de escoamento de óleo bruto nos Campos de Camorim, Guaricema e Dourado. Para os volumes possíveis de serem vazados, foram adotados os maiores volumes dos piores casos em cada campo analisado como representativo do cenário.
- Os volumes dos piores casos em cada campo foram estabelecidos de acordo com o documento “Simulação de vazamento em dutos marítimos nos campos de Dourado, Camorim e Guaricema” elaborado por Anderson Oliveira Santos (UO-SEAL/ENGP/EE) em 05 de agosto de 2011, fornecido pela PETROBRAS.

Nº	Descrição do Cenário
EI-12	Vazamento durante transferência de água oleosa da embarcação “oil rec” para o duto da malha de exportação do Campo Camorim devido à falha simultânea do mangote e do sistema de bloqueio, composto de “check valve” em série com válvula de bloqueio manual (falha mecânica ou erro operacional).

- Com relação ao cenário de acidente envolvendo a embarcação “oil rec”, foi considerado que o somatório das frequências de todos os cenários avaliados em cada fase do projeto (perfuração, instalação e produção) como frequência inicial para este cenário em cada fase analisada; além disso, foi considerado o sucesso e a falha do sistema de bloqueio existente para a estimativa dos volumes vazados.
- Apenas as plataformas PCM-1 e PCM-9 tem esta atividade prevista em sua operação.