

République Islamique de Mauritanie

Honneur-Fraternité-Justice

Ministère de l'Environnement et du
Développement Durable

Direction du Contrôle
Environnemental

République du Sénégal

Un peuple-Un but-Une foi

Ministère de l'Environnement et du
Développement Durable

Direction de l'Environnement et des
Établissements Classés

Projet de production de gaz Grand Tortue / Ahmeyim - Phase 1 Étude d'impact environnemental et social

Rapport final consolidé intégrant les revues réglementaires de la Mauritanie et du Sénégal

Juin 2019

Volume 3 sur 7



En partenariat avec



Rapport d'EIES préparé par



Le rapport de l'étude d'impact environnemental et social du projet de production de gaz Grand Tortue/Ahmeyim - Phase 1 est divisé en 7 volumes comme suit :

- Volume 1 : Le résumé non technique, la liste des principaux contributeurs, la table des matières, la liste des abréviations et acronymes ainsi que les chapitres 1 à 6
- Volume 2 : Le chapitre 7
- Volume 3 : Les chapitres 8 à 11 ainsi que la bibliographie et les références
- Volume 4 : Les annexes A à J
- Volume 5 : Les annexes K à O
- Volume 6 : Les annexes P à R
- Volume 7 : Les annexes S à Y

Le présent document est le **Volume 3** qui contient :

- Chapitre 8 - Étude de dangers et analyse des risques professionnels
- Chapitre 9 - Plan de gestion environnementale et sociale
- Chapitre 10 - Plan de suivi et de surveillance
- Chapitre 11 - Conclusion
- Bibliographie et références

**CHAPITRE 8 : ÉTUDE DE DANGERS ET
ANALYSE DES RISQUES
PROFESSIONNELS**

8.0 ÉTUDE DE DANGERS ET ANALYSE DES RISQUES PROFESSIONNELS

8.1 Introduction et approche

8.1.1 Contexte, but et portée

Dans le cadre de l'étude d'impact environnemental et social (EIES) du projet Grand Tortue/Ahmeyim - Phase 1 (GTA-Phase 1), une étude de dangers et une analyse des risques professionnels ont été menées pour définir et évaluer les dangers d'accidents et les risques associés pour la santé, la sécurité, l'environnement et la sûreté (SSES). L'étude de dangers et l'analyse des risques professionnels font partie intégrante de l'EIES, conformément aux termes de référence approuvés figurant à l'annexe A, et conformément au Guide d'étude de dangers de la République du Sénégal (2005). Bien que la Mauritanie ne dispose pas d'un tel guide, l'étude de dangers du présent chapitre tient pleinement compte des risques potentiels dans les deux pays.

L'étude de dangers et l'analyse des risques professionnels ont pour but de :

- Détailler les études entreprises par l'exploitant pour :
 - Définir et évaluer les dangers d'accidents et les risques associés aux installations et aux opérations du projet GTA-Phase 1. Les sources de danger d'accidents peuvent être situées à l'intérieur ou à l'extérieur des limites des installations du projet.
 - Évaluer l'étendue et la sévérité des conséquences associées aux accidents majeurs définis.
 - Fournir une base et une justification pour les barrières et les équipements techniques de sécurité existants ou à mettre en place, conçus pour réduire le niveau de risques pour les personnes et l'environnement.
- Le cas échéant, définir des mesures et des améliorations supplémentaires pour la prévention, le contrôle et la mitigation des accidents afin de réduire les risques.
- Informer le personnel des installations et les autres parties prenantes des principaux dangers et risques d'accidents, ainsi que des moyens mis en œuvre pour les gérer.
- Fournir une base pour définir les zones de sécurité autour des installations. Dans ces zones, le développement et les activités futurs des tierces parties seront gérés de manière à minimiser les effets et les risques associés aux accidents majeurs.

L'étude de dangers et l'analyse des risques professionnels constituent une partie importante du processus de compréhension et de gestion des dangers d'accidents et des risques associés aux installations et aux opérations du projet GTA-Phase 1. Cependant, en plus de l'étude de dangers et de l'analyse des risques professionnels, et de leurs analyses connexes, une évaluation détaillée des dangers et des risques d'accidents liés aux installations est en cours dans le cadre du processus de conception du projet GTA-Phase 1. Ces évaluations, ainsi que la préparation d'un dossier de SSES global, fourniront des données et des justifications pour les exigences en matière de sécurité de conception et les charges accidentelles nominales relatives aux événements accidentels majeurs. Les activités d'évaluation et de gestion des risques entreprises au cours du processus de conception fournissent aussi des données préliminaires pour l'implantation et la conception des installations, et font partie intégrante d'une démarche de réduction des risques à un niveau aussi faible que raisonnablement réalisable (ALARP). La réduction des risques au niveau ALARP sous-entend la recherche d'un juste équilibre entre la réduction des risques et le temps, les difficultés et les coûts associés pour y parvenir. Dans toute évaluation visant à vérifier si les risques sont de type ALARP, les mesures visant à réduire les risques ne peuvent être exclues que si le sacrifice qu'impose leur mise en place est extrêmement disproportionné par rapport aux avantages concernant la réduction des risques.

Les opérations et installations couvertes par l'étude de dangers et par l'analyse des risques professionnels comprennent :

- Le forage de puits de développement et la complétion avec le navire de forage Ensco DS-12, ou un navire de forage similaire.
- Les installations de production sous-marine et les pipelines.
- Le prétraitement de gaz dans une unité flottante de production, de stockage et de déchargement (FPSO).
- La production de gaz naturel liquéfié (GNL) au terminal du hub près des côtes comprenant le brise-lames, une plateforme avec tube prolongateur, une structure de quai mobile, une installation flottante de production et de stockage de gaz naturel liquéfié (FLNG), une plateforme de logements et services (LS), un quai d'amarrage pour méthanier et les équipements de déchargement associés ainsi qu'un débarcadère pour bateau d'équipage.
- Les zones d'opérations de soutien (bases d'approvisionnement du port de Dakar et du port de Nouakchott).

L'étude de dangers et l'analyse des risques professionnels se focalisent principalement sur les dangers majeurs, et plus particulièrement : sur les dangers liés à la sécurité des procédés (c.-à-d., les dangers impliquant des quantités importantes de matières inflammables ou explosives et/ou des inventaires de toxicité aiguë); sur les événements dangereux pouvant entraîner des décès multiples, des déversements importants et/ou des effets dans le champ lointain.

Cependant, elles abordent également les dangers et les risques pour la santé et la sécurité au poste de travail; plus précisément, les dangers et événements dangereux pour la sécurité des personnes pouvant entraîner des blessures, des maladies ou des décès localisés limités. Les risques pendant la construction, l'installation et la mise hors service en mer sont inclus.

En ce qui concerne l'Ensco DS-12, le navire de forage a un dossier de santé, sécurité, environnement (SSE) (Atwood Oceanics. 2016), préparé conformément aux lignes directrices en matière de SSE dictées par l'Association internationale des entreprises de forage (IADC. 2010). Ces lignes directrices incluent l'exigence d'une évaluation détaillée de tous les dangers et risques SSE. Par conséquent, le dossier de SSE et les études connexes ont servi de base à l'évaluation des dangers et des risques d'accidents pour le navire de forage.

L'étude de dangers et l'analyse des risques professionnels sont complétées par deux annexes comprenant des pièces justificatives clés :

- Annexe N-2
 - Rapport sur la modélisation des conséquences du projet GTA-Phase 1.
- Annexe O
 - Registre des produits qui seront manipulés durant le projet et des dangers associés – Registre des substances et des matières dangereuses.
 - Analyse et classification des dangers et risques potentiels d'accidents majeurs – Tableaux résumant l'analyse préliminaire des risques.
 - Analyse par nœud papillon des accidents majeurs classés avec une sévérité critique (4) dans l'analyse préliminaire des risques – Schémas nœud papillon (classement de sévérité 4).
 - Analyse et classification des dangers et risques professionnels – Tableaux résumant l'analyse des risques professionnels.

- Exemple de schéma nœud papillon avec intégration dans la représentation des branches de la logique par arbre de défaillance et arbre d'événements – Exemple d'approche nœud papillon avec arbre de défaillance/d'événement (D-01 éruption de puits ou fuite de puits).

8.1.2 Approche dans l'évaluation des dangers et des risques

L'approche globale suivie par l'étude de dangers et l'analyse des risques professionnels pour évaluer les dangers et les risques d'accidents est illustrée à la figure 8-1. Elle respecte les bonnes pratiques et les normes de l'industrie, notamment :

- Le Guide d'étude de dangers de la République du Sénégal (2005);
- Les règles de l'Union européenne (UE) pour l'évaluation des dangers terrestres et en mer (UE. 2012), (UE. 2013);
- Les lignes directrices de l'Organisation internationale de normalisation (ISO) pour la gestion des dangers d'accidents majeurs lors de la conception de nouvelles installations (ISO. 2016); et
- IADC (2010), directives pour les dossiers de SSE.

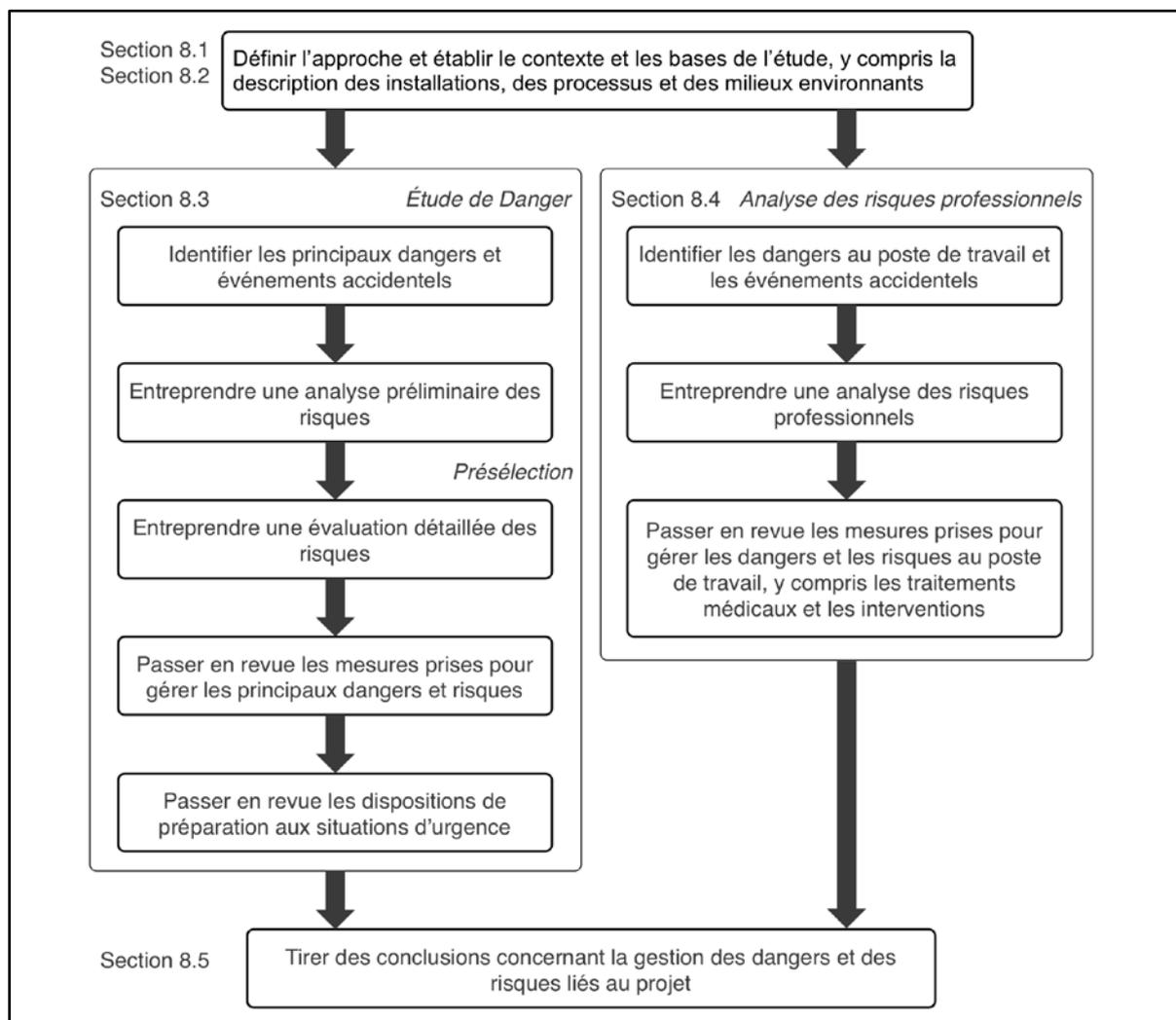


Figure 8-1 Étude de dangers et analyse des risques professionnels

8.1.2.1 Définition du contexte

Le contexte de l'étude de dangers et de l'analyse des risques professionnels a nécessité l'examen et la compréhension des spécifications clés et des informations liés au projet GTA-Phase 1, notamment :

- Les exigences réglementaires, les attentes et les lignes directrices propres à la Mauritanie et au Sénégal.
- Les exigences du siège de BP.
- Les codes, normes et bonnes pratiques pertinents et acceptés par l'industrie.
- L'emplacement des installations, les aspects liés à l'implantation et à la conception, les opérations et la philosophie de conception de SSES.
- L'environnement hôte.

Le contexte a été utilisé pour élaborer les spécifications détaillées et le champ d'application pour l'étude de dangers et l'analyse des risques professionnels.

8.1.2.2 Étude de dangers

8.1.2.2.1 Identification des dangers majeurs

L'évaluation des risques et des dangers majeurs du projet GTA-Phase 1 est ancrée dans un processus systématique et approfondi visant à définir les dangers majeurs et les événements accidentels associés. Ce résultat est obtenu par l'examen des incidents et accidents majeurs antérieurs, par la revue des ateliers d'identification des dangers propres au projet (BP. 2017a), (BP, KBR. 2017a), (BP, KBR. 2017b), (KBR. 2016), par l'examen des dangers pour des installations similaires, par l'identification des inventaires présentant des dangers majeurs et par l'utilisation de listes de vérification standards dans l'industrie relatives aux dangers (ISO. 2016).

Les dangers majeurs et les événements accidentels majeurs identifiés sont consignés dans un registre des dangers (Goddard. 2018a).

8.1.2.2.2 Analyse préliminaire des risques

Une fois les dangers identifiés, une analyse préliminaire des risques a été réalisée. Elle a servi à :

- Fournir une estimation qualitative initiale des niveaux de risque des dangers majeurs.
- Filtrer et définir la liste des événements accidentels majeurs nécessitant une analyse plus détaillée, grâce en particulier à la quantification des conséquences et des risques.

L'analyse et la classification des risques d'événements accidentels majeurs dans l'analyse préliminaire des risques sont faites à partir de la matrice des risques présentée dans le Guide d'étude de dangers de la République du Sénégal (2005).

8.1.2.2.3 Analyse détaillée des risques

À la suite de l'analyse préliminaire des risques, une analyse plus détaillée des événements accidentels majeurs a été effectuée en évaluant les distances d'effet conséquence, en effectuant une analyse par nœud papillon et en calculant les niveaux de risque.

Pour les événements accidentels liés à des inventaires présentant des dangers majeurs, une modélisation détaillée des rejets, des dispersions, des incendies et des explosions a été réalisée afin de déterminer les effets conséquences envisageables et réalistes les plus défavorables. La modélisation est basée sur les valeurs seuils du guide du Sénégal (République du Sénégal. 2005) et sur des valeurs seuils établies et acceptées par l'industrie pour les effets conséquences (Producteurs pétroliers et gaziers [OGP]. 2010).

Une analyse par nœud papillon a ensuite été entreprise pour évaluer et vérifier que des mesures de prévention, de contrôle et de mitigation appropriées et suffisantes sont en place (ou sont prévues) pour gérer les risques d'événements accidentels majeurs.

Enfin, les risques ont été quantifiés et évalués par rapport aux critères de tolérance des risques établis et acceptés dans l'industrie (UK HSE. 2001), (UK HSE. 2014), (New South Wales [NSW] Government Planning and Infrastructure. 2011), (Agence européenne pour la sécurité maritime. 2013).

8.1.2.2.4 Mesures prises pour gérer les dangers et risques majeurs

Après l'analyse détaillée des risques relatifs aux dangers majeurs, l'examen et la documentation des principaux processus et systèmes de gestion des dangers ont été réalisés en portant une attention particulière sur l'ingénierie de conception et les contrôles opérationnels, à savoir :

- Les spécifications et processus de gestion des dangers majeurs pendant la phase de préparation du projet.
- Les systèmes de gestion de la sécurité opérationnelle et environnementale.
- La gestion des équipements critiques pour la sécurité et l'environnement.
- Les mesures spécifiques de contrôle et de mitigation.

8.1.2.2.5 Dispositifs de préparation aux situations d'urgence

En plus de l'examen des mesures prises pour gérer les dangers majeurs, ont été entrepris l'examen et la documentation de la préparation aux situations d'urgence, dans l'éventualité improbable où un accident majeur se produirait. Cette partie comprend la documentation de la structure organisationnelle globale mise en place pour répondre à la situation d'urgence, ainsi que les plans spécifiques, les exigences et actions d'intervention.

8.1.2.3 Analyse des risques professionnels

8.1.2.3.1 Identification des dangers au poste de travail

L'évaluation des risques et dangers au poste de travail du projet GTA-Phase 1 est ancrée dans un processus systématique et approfondi visant à définir les dangers au poste de travail pour les installations et les événements accidentels associés; ce résultat est obtenu par la revue des ateliers d'identification des dangers propre au projet (KBR. 2016), (BP, KBR. 2017a), (BP, KBR. 2017b), par l'examen des dangers pour des installations similaires, par l'identification des produits manipulés dans le cadre du projet et les dangers associés, et par l'utilisation de listes de vérification standards dans l'industrie relatives aux dangers.

Les dangers au poste de travail et les événements accidentels identifiés sont consignés dans un registre des dangers (Goddard. 2018a).

8.1.2.3.2 Analyse des risques professionnels

Une fois les dangers identifiés, une analyse qualitative des risques professionnels a été entreprise. Cette analyse a mis l'accent sur les dangers au poste de travail pour la santé et la sécurité des personnes ainsi que sur les événements accidentels associés. Cette analyse a pour objectif de :

- Fournir une estimation qualitative des niveaux de risques professionnels.
- Évaluer et vérifier que des mesures de prévention, de contrôle et de mitigation appropriées et suffisantes sont en place (ou sont prévues) pour gérer les risques de sécurité au niveau personnel.

Le Guide d'étude de dangers de la République du Sénégal (2005) présente une matrice des risques basée sur des catégories de conséquences mettant l'accent sur des dangers significatifs/majeurs, conformément au domaine d'application et aux objectifs du guide. Par conséquent, une matrice différente a été utilisée pour la classification des risques relatifs aux dangers et risques professionnels (Caisse Régionale d'Assurance Maladie des Pays de la Loire, les Services de Santé au Travail du Maine-et-Loire. 2002).

8.1.2.3.3 Mesures prises pour gérer les dangers et risques professionnels

Après l'analyse qualitative des risques et dangers au poste de travail, l'examen et la documentation des principaux processus et systèmes de gestion des dangers ont été réalisés en portant une attention particulière sur l'ingénierie de conception et les contrôles opérationnels, à savoir :

- Les activités entreprises dans le cadre du processus de conception du projet GTA-Phase 1 pour gérer les dangers et les risques professionnels pendant la phase d'exploitation.
- La gestion des dangers et des risques professionnels pendant la phase d'exploitation.
- La gestion des dangers et des risques professionnels au cours des phases de construction et d'installation en mer.
- La préparation aux situations d'urgence en cas de maladie ou de blessure au cours des activités au poste de travail.

8.1.2.4 Conclusions et recommandations

La dernière partie de l'étude de dangers et de l'analyse des risques professionnels présente les conclusions et recommandations générales. Elle comprend un résumé des effets et impacts des événements accidentels majeurs, ainsi que les principaux moyens mis en œuvre pour gérer les dangers et les risques.

8.2 Description des installations, des processus et des milieux environnants

8.2.1 Introduction

La section 8.2 fournit une description des installations, de leurs processus et des milieux environnants. Ceux-ci constituent la base pour définir les dangers et évaluer les risques. Les installations du projet GTA-Phase 1 et leur environnement d'exploitation sont décrits en détail dans d'autres chapitres de l'EIES, notamment :

- Chapitre 2 : Description et justification du projet; et
- Chapitre 4 : Description de l'environnement hôte.

Par conséquent, pour éviter une répétition importante, la description détaillée des installations du projet et de l'environnement hôte n'est pas reprise ici. Cependant, un résumé des installations et des facteurs environnementaux est fourni, avec une attention particulière sur la compréhension générale des dangers et des risques propres aux installations. Il comprend :

- 1) L'aménagement du champ gazier en mer, les principales installations, les lieux et les activités.
- 2) Les bases d'approvisionnement.
- 3) Les populations environnantes.
- 4) Les zones écologiques significatives et sensibles.

8.2.2 Aménagement du champ gazier en mer, principales installations, lieux et activités

L'aménagement général du champ et l'emplacement des installations sont illustrés à la figure 8-2. Les activités de forage se déroulent à environ 125 km au large, dans des profondeurs d'eau d'environ 2 700 à 2 800 m. Le FPSO est situé à environ 40 km au large, dans des profondeurs d'eau d'environ 120 m. Le terminal du hub près des côtes est situé à environ 10 km au large, dans des profondeurs d'eau d'environ 33 m. Les installations sont pour la plupart situées en bordure de la frontière maritime entre la Mauritanie et le Sénégal.

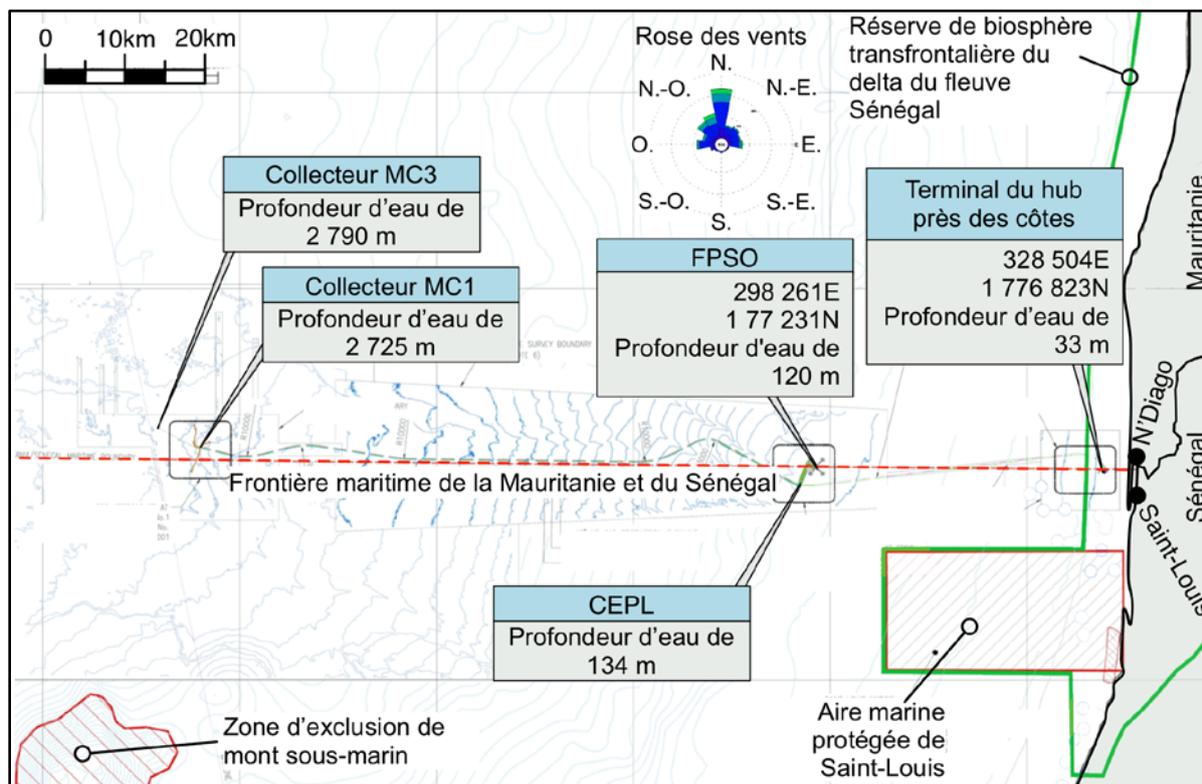


Figure 8-2 Aménagement du champ et emplacement des installations

De façon générale, les vitesses du vent sont élevées de novembre à février, et de juin à août. Les vents sont plus faibles de mars à mai, et de septembre à octobre, les différences mensuelles étant mineures. De janvier à décembre 2016, les vitesses moyennes mensuelles du vent ont varié d'environ 0,24 m s⁻¹ en octobre à plus de 5 m s⁻¹ en décembre.

Au Sénégal, la température moyenne le long de la Grande Côte varie de 25 °C à Dakar à 27,5 °C à Saint-Louis. La température moyenne à N'Diago, en Mauritanie, est similaire à la température moyenne à Saint-Louis.

Les températures d'eau de mer sont les plus fraîches en mars et en avril en raison des forts épisodes d'upwelling. Les températures à la surface de la mer sont constantes dans la région et les valeurs les plus élevées sont d'août à octobre, s'étalant d'environ 18 °C à près de 30 °C.

Les vagues proviennent principalement du nord et du nord-est, et leur hauteur dépasse rarement 3 m.

Les courants océaniques sont principalement orientés de l'ouest au sud-ouest, en raison de l'influence des Açores et du courant des Canaries. Selon le modèle de circulation global HYbrid Coordinate Ocean Model (HYCOM), la vitesse mensuelle moyenne des courants de surface est comprise entre 0,12 m s⁻¹ et 0,27 m s⁻¹, avec des valeurs maximales près de la surface de 0,40 m s⁻¹.

8.2.2.1 Installations pour l'ensemble de la production et schéma simplifié de procédé

La production provient de 12 puits sous-marins reliés à deux systèmes de collecteurs (MC1 et MC3). Les fluides de gisement provenant des installations de production sous-marine (Zone Offshore) sont acheminés vers le FPSO pour y être prétraités. Le FPSO sépare l'eau, le condensat et le gaz des fluides de gisement. Il récupère également le monoéthylène glycol injecté en tête de puits.

Le condensat est stocké dans les réservoirs de coque du FPSO avant d'être exporté par l'intermédiaire d'un navire-citerne de déchargement. Le gaz (principalement du méthane) est exporté du FPSO vers le terminal du hub près des côtes par l'intermédiaire d'un gazoduc sous-marin. L'eau produite est traitée pour répondre aux normes requises et rejetée en mer.

Au terminal du hub près des côtes, le gaz est traité par le FLNG pour éliminer les impuretés, notamment le dioxyde de carbone (CO₂) et l'eau résiduelle, avant d'être liquéfié sous la forme de GNL. Le GNL est stocké dans les réservoirs de coque de type Moss du FLNG avant d'être exporté par méthanier. Du gaz de combustion est prélevé de l'alimentation en gaz à l'entrée de la plateforme avec tube prolongateur et utilisé pour la production d'électricité sur la plateforme LS. Le schéma fonctionnel de l'ensemble du procédé est illustré à la figure 8-3.

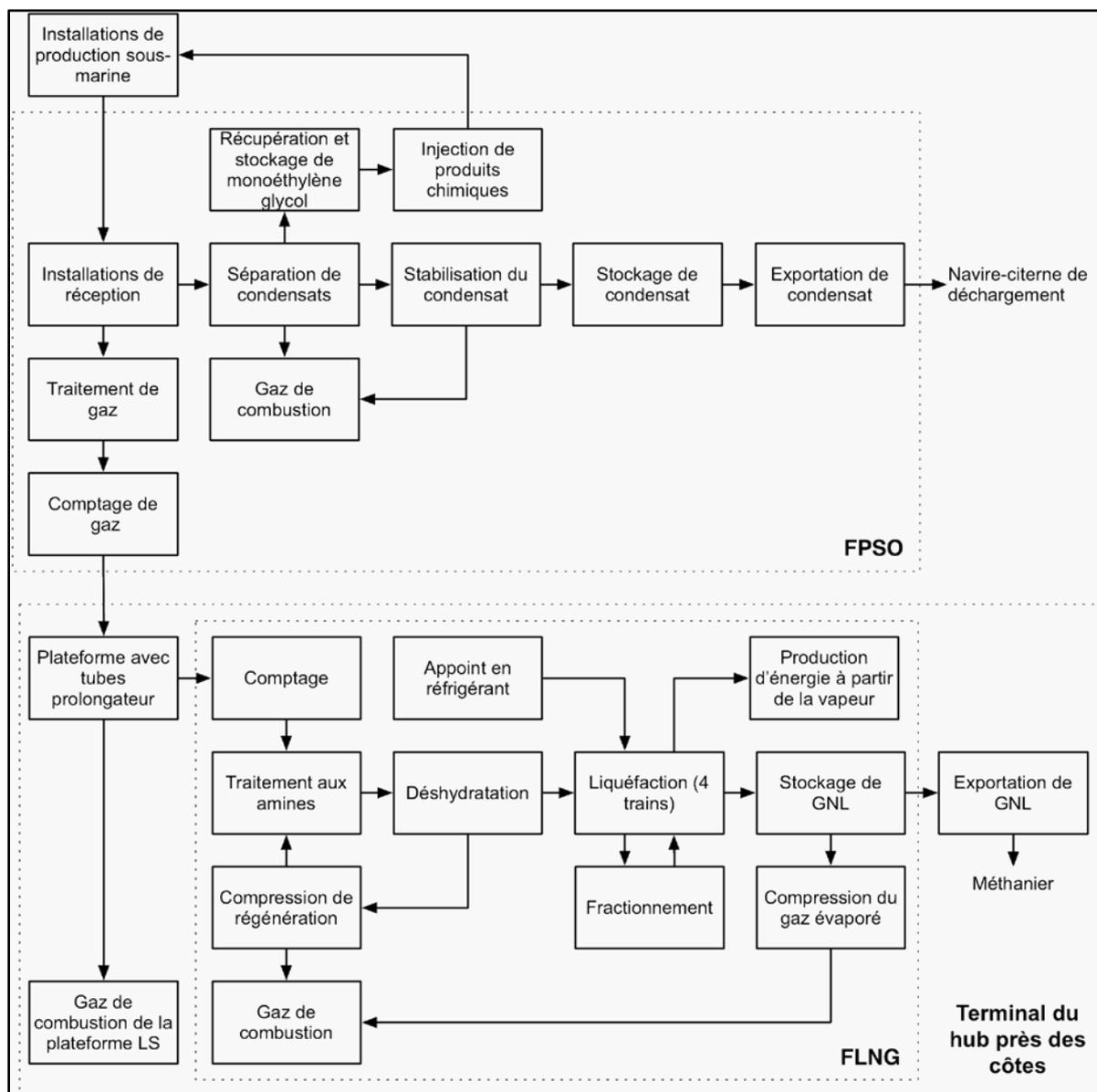


Figure 8-3 Diagramme fonctionnel de procédé global

Les figures 8-4, 8-5, 8-6 et 8-7 présentent ensuite les schémas simplifiés de procédés, depuis la production au niveau des puits jusqu'à l'exportation de GNL.

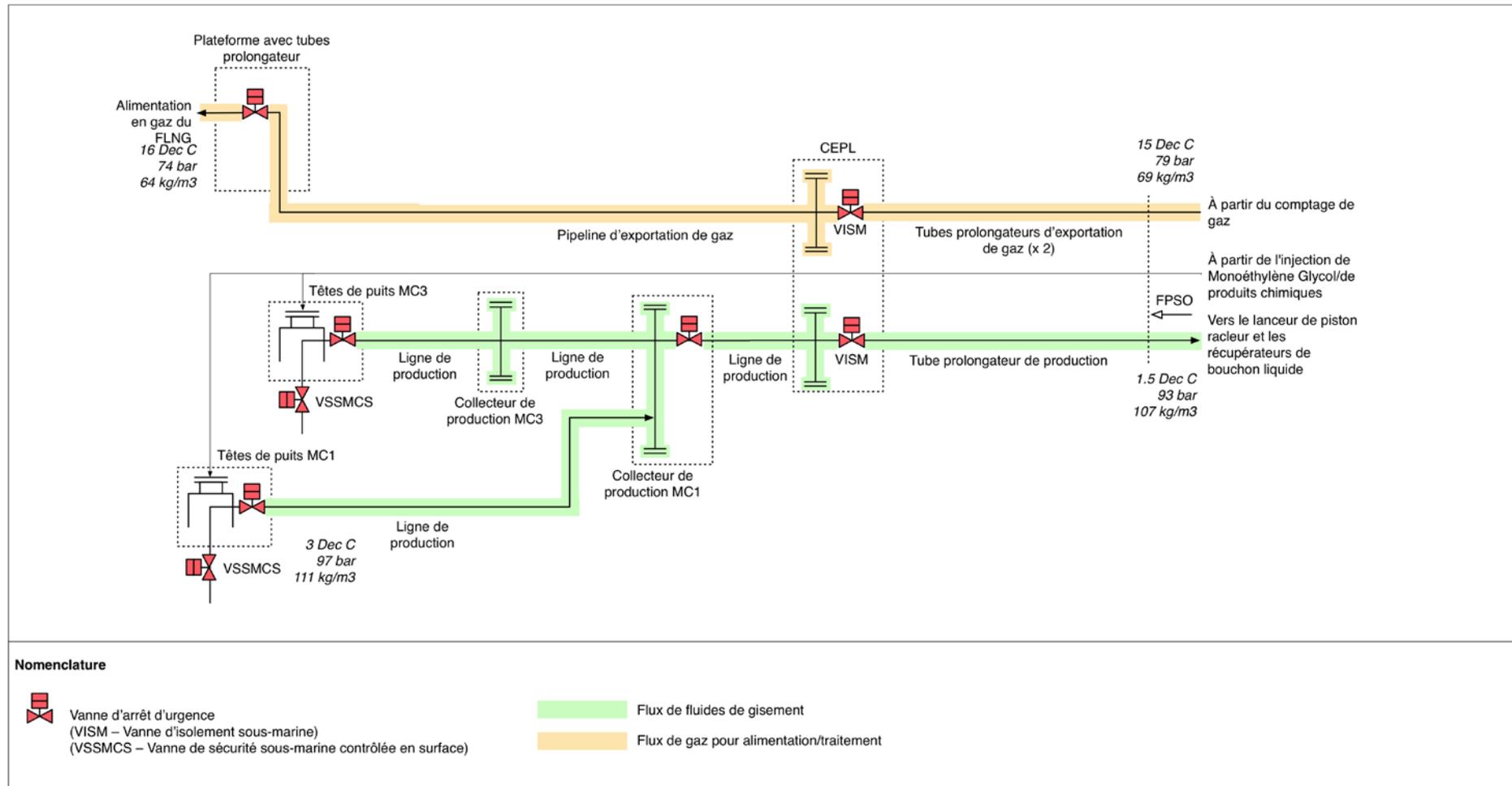


Figure 8-4 Installations sous-marines – Schéma simplifié de procédés

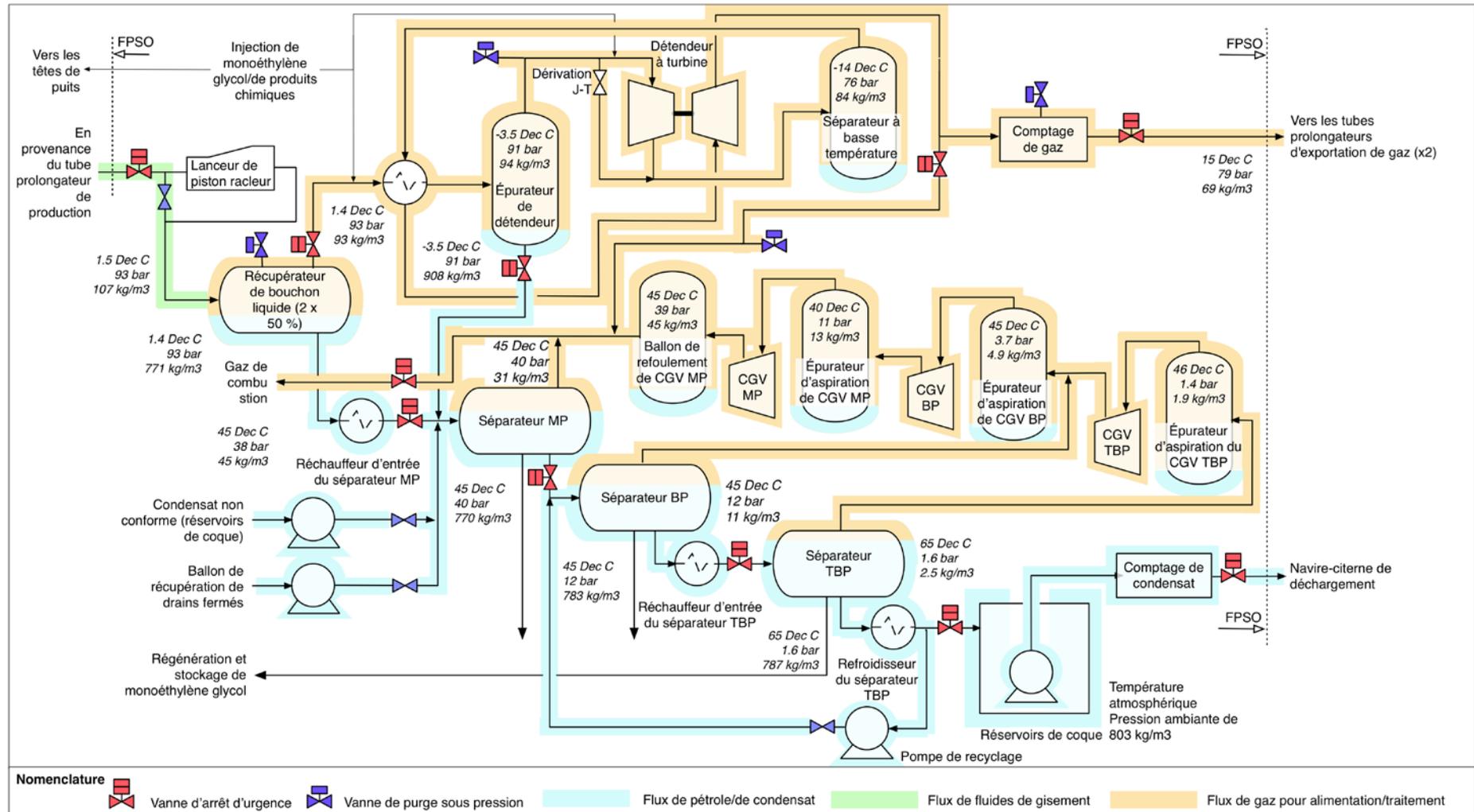


Figure 8-5 FPSO – Schéma simplifié de procédés

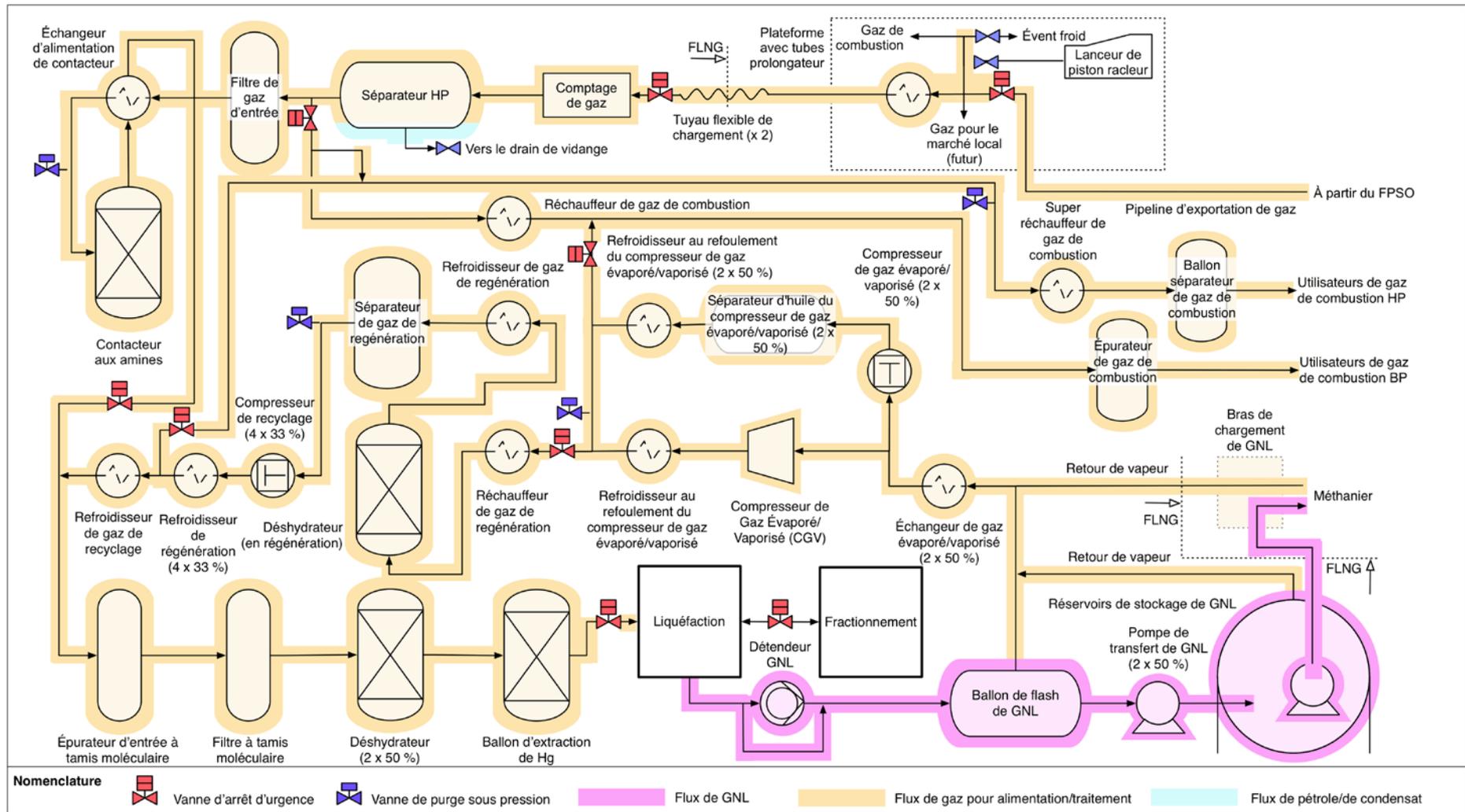


Figure 8-6 FNLG – Schéma global simplifié de procédés

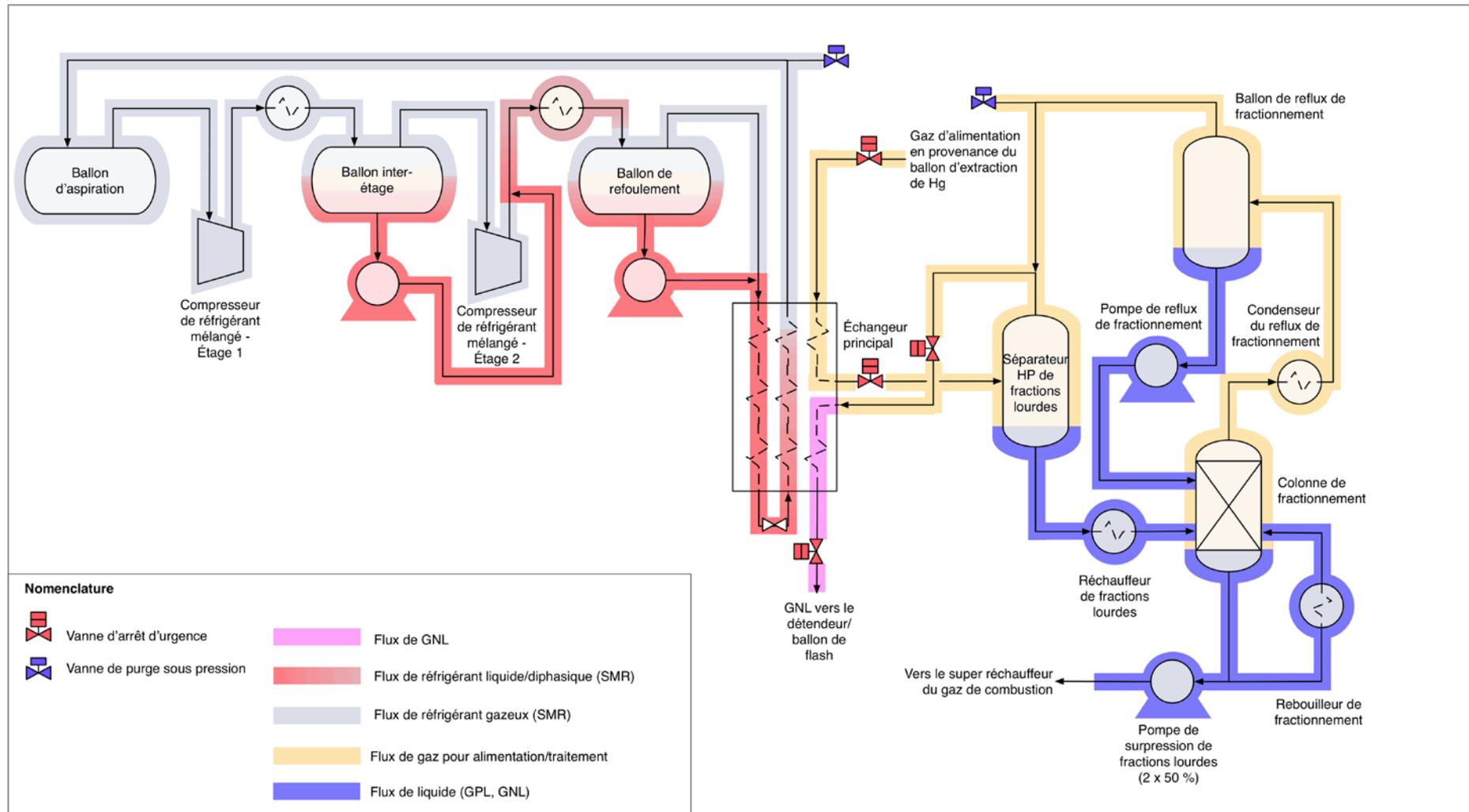


Figure 8-7 FNLG – Schéma simplifié de procédés de la liquéfaction de GNL

8.2.2.2 Forage de développement et complétion de puits

Le forage de développement et la complétion des puits sous-marins doivent être effectués par le navire de forage Ensco DS-12 ou par un navire de forage similaire. L'Ensco DS-12 est un navire de forage en eau ultra profonde à positionnement dynamique (DP), construit en 2013 avec une durée de vie nominale de 25 ans. Le navire de forage peut fonctionner dans des profondeurs d'eau allant jusqu'à environ 3 700 m (environ 12 000 pieds) et forer jusqu'à une profondeur d'environ 12 000 m (40 000 pieds). Le navire de forage est capable d'effectuer des activités d'exploration, de forage de développement et d'opérations de reconditionnement dans le monde entier.

Il est équipé d'une tête d'injection motorisée de 1 250 tonnes, avec compensateur monté sur moufle et treuil de forage, et de quatre pompes à boue. Il est doté de deux blocs obturateurs de puits (BOP) calculés pour une pression nominale de 15k psi (environ 1 030 bars), qui comprennent chacun deux annulaires et sept mâchoires. Les BOP ont des capacités améliorées dans les domaines du sectionnement et de l'intervention sous-marine.

Le navire de forage est conçu pour un Personnel A Bord (PAB) maximum de 200 personnes, avec un PAB d'exploitation typique de 100 personnes (Atwood Oceanics. 2014a).

L'aménagement général du navire de forage est précisé à la figure 8-8.

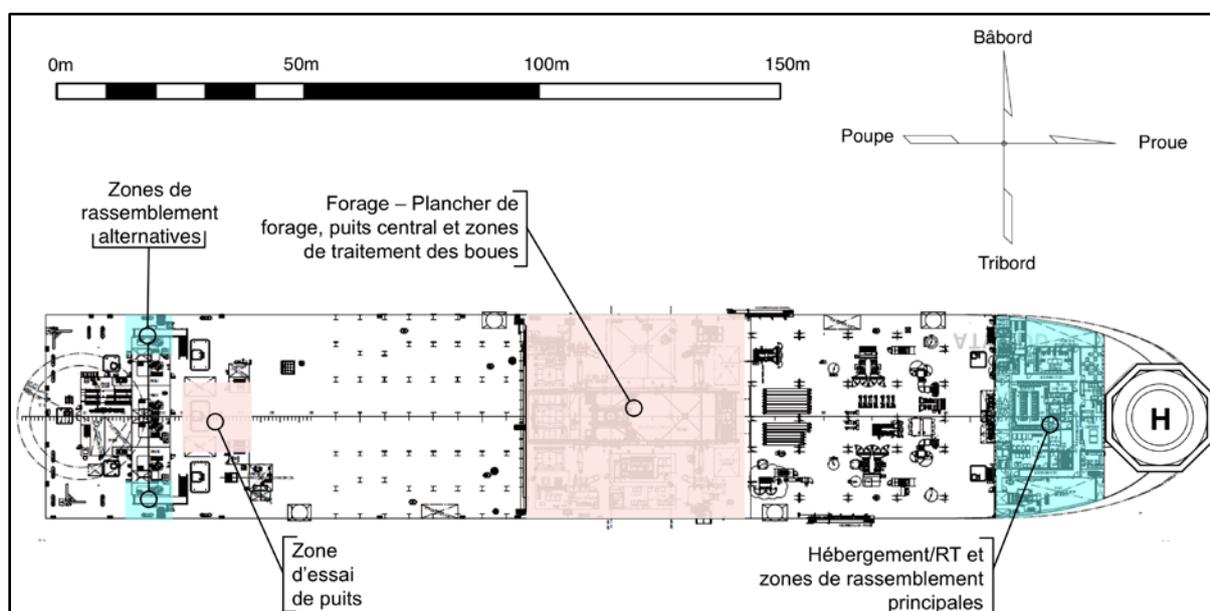


Figure 8-8 Aménagement du navire de forage (typique)

8.2.2.3 Installations sous-marines

Le débit maximal de production de fluides de gisement de 505 millions de pieds cubes standards par jour (MMSCFD), soit environ 14.3 millions de mètres cubes standards par jour, est assuré par 12 puits sous-marins et deux systèmes de collecteurs.

Les fluides de gisement sont acheminés vers le FPSO par l'intermédiaire de ligne de production de 16 pouces (environ 400 mm), d'un collecteur en extrémité de pipeline (CEPL) et de tube prolongateur flexible (riser) de 16 pouces. Les installations sous-marines comprennent également :

- Injection de monoéthylène glycol en têtes de puits à partir du FPSO, par une conduite de 6 pouces (environ 150 mm), pour empêcher la formation d'hydrates en têtes de puits et dans les pipelines.

- Lanceurs de pistons racleurs pour lignes sous-marines.
- Lignes de communication à fibre optique.

Le gaz conditionné provenant du FPSO est exporté vers le terminal du hub près des côtes par l'intermédiaire de deux tubes prolongateurs flexibles de 18 pouces (environ 450 mm), le CEPL et un gazoduc d'exportation de gaz d'alimentation de 30 pouces (environ 760 mm).

Des vannes d'isolement sous-marines (VISM) sont situées au CEPL pour assurer l'isolation du débit vers le tube prolongateur d'importation de production du FPSO et l'isolation des débits en provenance des deux tubes prolongateurs de gaz d'exportation du FPSO. Elles limitent le débit et l'inventaire relâché en cas de fuite importante sur un tube prolongateur. L'extrémité aval du gazoduc d'exportation de 30 pouces est également isolée par une vanne située à l'arrivée du tube prolongateur à bord de la plateforme avec tube prolongateur du terminal du hub près des côtes.

Une protection de toutes les installations sous-marines est assurée contre les dommages causés par les activités de pêche et de chalutage jusqu'à une profondeur d'eau nominale de 1 000 m. Cette protection prévient les dommages causés par les chaluts commerciaux démersaux (pêche de fond) et comprend généralement des options de type revêtement des conduites en béton, creusement de tranchées et enterrement, mise en place de structures/matelas de protection et/ou enrochement. La protection contre les dommages causés par les activités de pêche inclut les structures sous-marines. Ces structures sont conçues pour résister aux impacts et aux surcharges des chaluts et assurent donc une protection contre le chalutage. Ces mesures de protection réduisent également le risque de dommages aux bateaux de pêche causés par l'accrochage du chalut.

8.2.2.4 FPSO et installations d'exportation de condensat

Le FPSO est conçu sur la base d'un très gros transporteur de brut (TGTB), à double coque, avec une durée de vie de 30 ans sur le terrain, et en mouillage permanent suivant un cap orienté vers le nord.

Les logements / quartiers de vie (LQ) à bord du FPSO sont dimensionnés pour un PAB de 100 personnes pendant les opérations normales, avec la capacité de monter à 150 personnes pendant les périodes de maintenance.

Les installations de surface du FPSO fournissent :

- La séparation gaz/liquide;
- Le conditionnement, le comptage et l'exportation du gaz;
- Le traitement, la stabilisation, le stockage, le comptage et l'exportation du condensat;
- L'injection de produits chimiques;
- Le traitement de l'eau; et
- La récupération et le stockage de monoéthylène glycol.

Le condensat est stocké dans des réservoirs de coque d'une capacité totale de 1 020 000 bbl (162 167 m³) à 98 % du volume de remplissage. Le système de déchargement de condensat est situé à l'avant du FPSO avec les LQ à l'arrière (en amont des vents dominants vis-à-vis du traitement et du stockage). L'amarrage avec le navire-citerne de déchargement est effectué en maintenant une distance de séparation d'environ 150 m. Les déchargements sont effectués par l'intermédiaire d'un flexible flottant à double gaine muni de raccords marins à déconnexion rapide et d'une vanne en extrémité de flexible, suivant un dispositif d'amarrage en tandem avec le navire-citerne de déchargement. Entre un et trois remorqueurs peuvent aider le navire-citerne lors des manœuvres, du raccordement et de la déconnexion pendant le déchargement.

Le système de déchargement de condensat peut décharger en 24 heures la taille totale du lot de déchargement, soit environ 733 000 bbl (116 538 m³). Les déchargements de cargaison auront lieu tous les 65 à 70 jours.

L'aménagement général du FPSO est présenté à la figure 8-9.

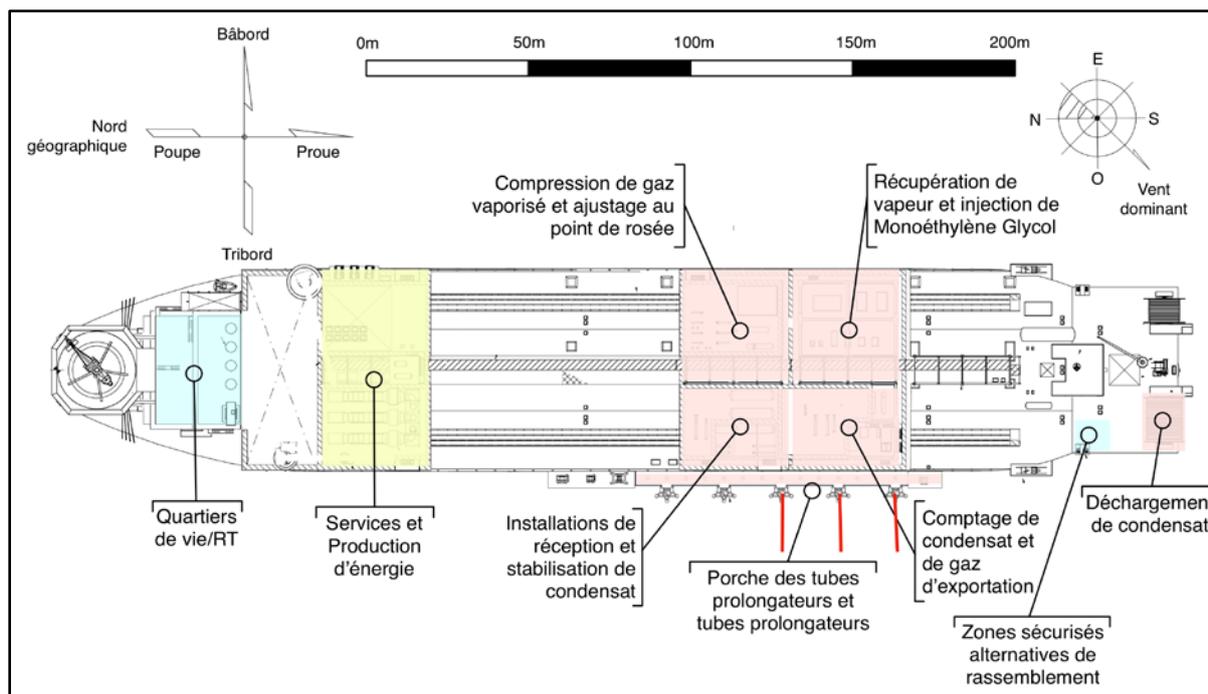


Figure 8-9 Aménagement du FPSO (typique)

8.2.2.5 Terminal du hub près des côtes

8.2.2.5.1 Aménagement général

Les installations de traitement du GNL près de la côte sont situées dans un terminal du hub près des côtes protégé par un brise-lames, installé à environ 10 km de la côte. Les principales installations sont :

- Brise-lames (environ 1 000 m de longueur);
- Navire FLNG;
- Plateforme LS;
- Structure de quai mobile;
- Amarrage du méthanier et systèmes de transfert;
- Plateforme avec tube prolongateur;
- Amarrage du remorqueur; et
- Quai d'amarrage et d'apponement du bateau d'équipage.

L'aménagement général du terminal du hub près des côtes est présenté à la figure 8-10.

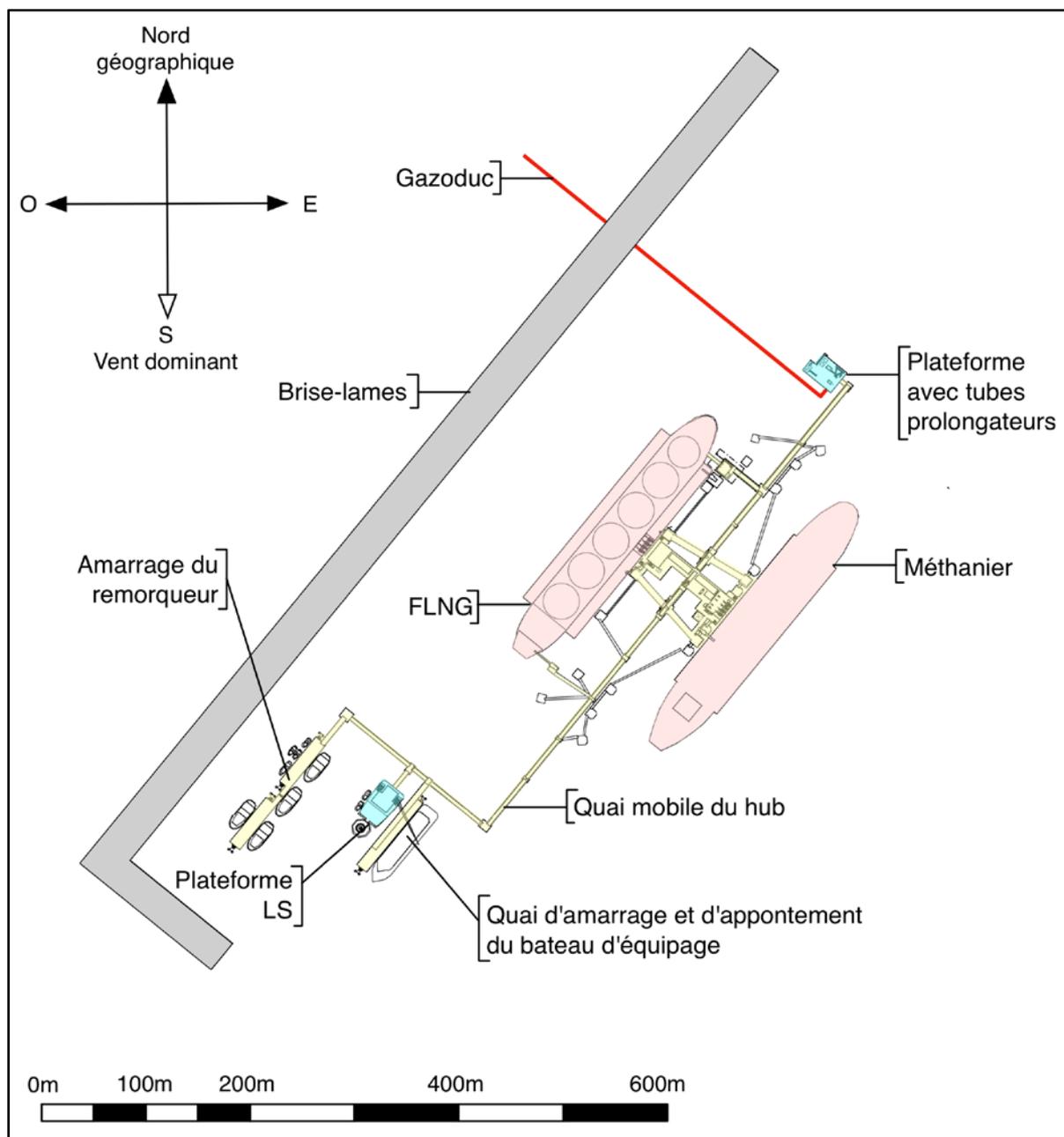


Figure 8-10 Aménagement du terminal du hub près des côtes

8.2.2.5.2 FLNG et méthanier

Le FLNG est conçu comme un navire-citerne de type Moss converti, avec une capacité de production de GNL nette (excluant le gaz de combustion et le gaz consommé par la torche) de 2,5 millions de tonnes par an.

Le FLNG a un équipage PAB de 50 personnes. Les logements de l'équipage sont sur la plateforme LS.

Les installations de surface du FLNG fournissent :

- Le comptage du gaz d'alimentation;
- Le traitement d'amine des gaz;

- Le fractionnement;
- La liquéfaction (utilisant la technologie SMR de PRICO^{MD} basée sur l'utilisation d'un mélange unique de réfrigérants);
- La récupération de chaleur pour la production d'énergie du FLNG; et
- Le comptage du GNL pour l'exportation.

Le GNL est stocké dans six réservoirs de stockage de coque sphérique Moss, d'une capacité totale de 125 000 m³ pour exportation par méthanier. Le méthanier entre dans le terminal du hub près des côtes avec l'assistance de quatre remorqueurs. Une fois le navire amarré, le GNL sera chargé (et exporté) à travers le quai mobile par des conduites cryogéniques et des bras de chargement marins. La taille du lot d'exportation de GNL devrait se situer entre 125 000 et 180 000 m³, ce qui oblige le Méthanier à faire deux entrées pour terminer le chargement.

L'aménagement général du FLNG est présenté à la figure 8-11.

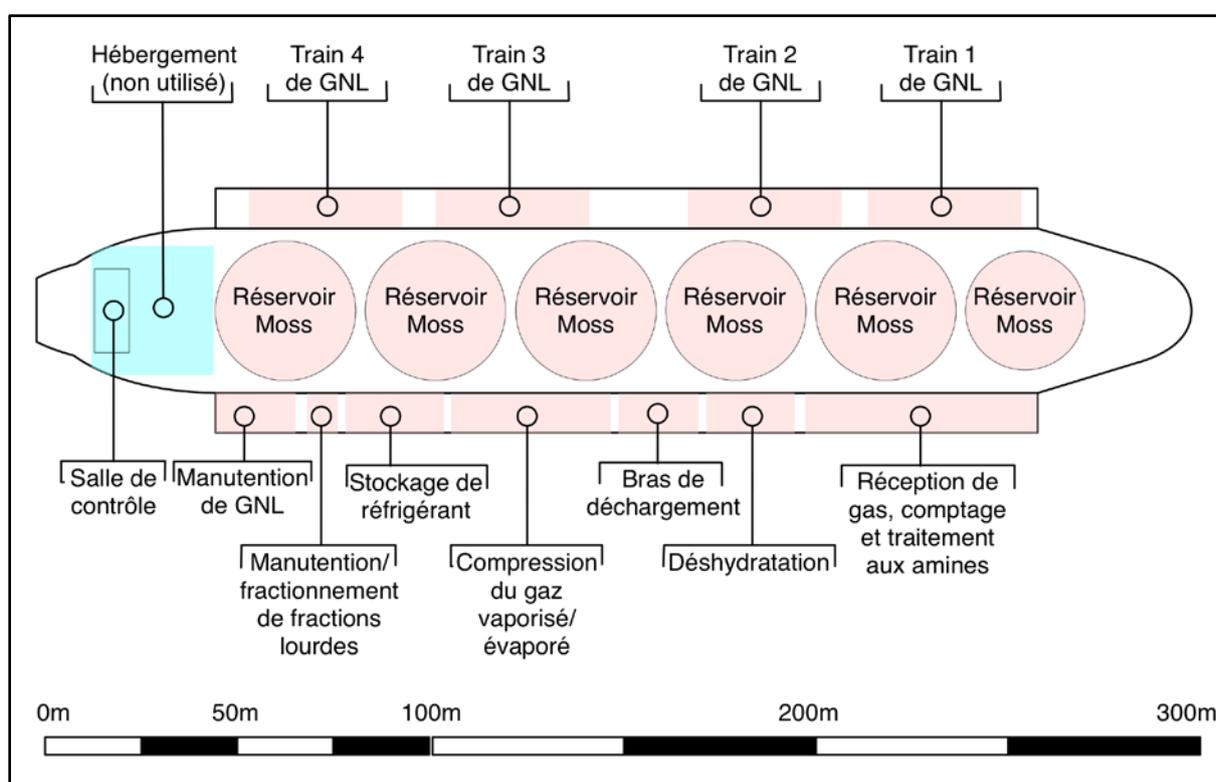


Figure 8-11 Aménagement du FLNG (typique)

8.2.2.5.3 Plateforme avec logements et services (LS)

La plateforme LS fournit l'hébergement principal à environ 160 membres d'équipage travaillant dans le terminal du hub près des côtes (à l'exclusion des remorqueurs et des navires de soutien, où l'équipage réside à bord) et intègre dans un espace combiné des quartiers de vie, une salle de contrôle et des bureaux, ainsi que des services fonctionnels.

Les systèmes de services comprennent :

- Le stockage de carburant diesel pour les remorqueurs;
- Les pompes d'eau incendie pour les systèmes actifs de protection incendie du terminal du hub près des côtes;
- La production d'électricité (à partir du gaz d'alimentation prélevé sur la plateforme avec tube prolongateur);
- L'air instruments;
- La production d'azote;
- L'eau potable; et
- Le refroidissement à l'eau de mer.

8.2.2.5.4 Plateforme avec tube prolongateur

Le gaz exporté par le FPSO est acheminé vers la plateforme avec tube prolongateur (normalement non habitée) reliée à l'extrémité nord-est du quai mobile.

Les principaux équipements et installations de la plateforme avec tube prolongateur incluent :

- L'évent froid avec son ballon;
- La vanne de régulation de pression (PCV);
- Les échangeurs d'entrée;
- La vanne d'arrêt d'urgence (ESDV);
- Les réchauffeurs de gaz de combustion et les filtres; et
- La gare de raclage du gazoduc.

8.2.2.6 Transfert et rotation de l'équipage

Le transfert de l'équipage entre les bases d'approvisionnement d'une part, et le FPSO et le terminal du hub près des côtes d'autre part, se fait par bateau d'équipage rapide. Pour réaliser le transfert en toute sécurité, des quais d'amarrage et d'appontement avec passerelles articulées sont fournis au niveau des bases d'approvisionnement et du terminal du hub près des côtes. Le transfert de l'équipage entre le bateau d'équipage et le FPSO est réalisé par une nacelle de transfert de type « FROG » conçue pour dix personnes, soulevée par une grue du FPSO certifiée pour ce service.

Le transfert de l'équipage se fait par hélicoptère, entre le navire de forage et les aéroports de Dakar ou de Nouakchott.

Bien que le FPSO, le FLNG et la plateforme LS soient équipés d'héliponts, les hélicoptères ne seront utilisés que dans des situations d'urgence ou des situations nécessitant des temps de réponse rapides comme une évacuation médicale.

Les équipages travaillant à bord du navire de forage, du FPSO et au terminal du hub près des côtes effectuent une rotation nominale de quatre semaines de travail/quatre semaines de congé.

8.2.3 Bases d'approvisionnements

Il est prévu d'avoir des bases d'approvisionnement à Dakar et/ou à Nouakchott au sein des installations portuaires existantes, avec pour principal objectif de :

- Mettre à disposition des espaces de transit rapides permettant au personnel travaillant sur le FPSO et au terminal du hub près des côtes de se croiser lors de leur arrivée ou de leur départ. Les transferts d'équipage auront lieu deux ou trois fois par semaine, avec un maximum de 60 personnes par voyage.
- Entreposer des équipements et des matériaux.
- Procurer des opérations et de la maintenance.

Les installations comprennent un quai mobile d'accès; un quai/une jetée (flottant ou fixe) pour l'embarquement et le débarquement du personnel; une protection contre les vagues pour le quai d'amarrage, selon l'emplacement; une zone réservée sur le quai/la jetée pour une grue de deux tonnes utilisée pour charger / décharger un navire, et un espace pour un camion; une guérite pour la sécurité; une zone de stockage pour les marchandises légères en transit; un stationnement (pour les véhicules de la base, les voitures, etc.); et une salle d'attente.

8.2.4 Populations avoisinantes

Les communautés les plus proches du terminal du hub près des côtes sont N'Diago en Mauritanie et Saint-Louis au Sénégal.

La commune de N'Diago, qui comprend le village côtier de N'Diago et plusieurs autres villages côtiers et l'intérieur des terres, compte environ 6 100 personnes (2013). Le village de N'Diago, habité par une communauté de pêcheurs, est situé à environ 16 km du terminal du hub près des côtes. Des informations détaillées sur la population de la commune de N'Diago sont fournies à la section 4.6.3.

La commune de Saint-Louis compte environ 230 000 personnes (2015). Elle comprend quatre quartiers situés directement sur la côte et habités par des communautés de pêcheurs. Saint-Louis est situé à environ 13 km du terminal du hub près des côtes. Des informations détaillées sur la population de la commune de Saint-Louis sont fournies à la section 4.7.3.

Les eaux entourant les installations du projet GTA-Phase 1 soutiennent la pêche industrielle et artisanale. La localisation des bateaux de pêche industrielle en Mauritanie et au Sénégal est illustrée à la figure 4-26 de la section 4.6.6.2 et à la figure 4-32 de la section 4.7.6.2. Ces figures montrent que la pêche industrielle a lieu à la frontière maritime de la Mauritanie et du Sénégal et qu'elle peut potentiellement se produire à proximité du champ gazier en mer et près des installations du FPSO.

La pêche artisanale se concentre plus près de la côte que la pêche industrielle, dans des profondeurs d'eau généralement comprises entre 20 et 200 m. La flotte de pirogues mauritaniennes compte plus de 6 000 embarcations (en 2016). Les Sénégalais comptent plus de 19 000 embarcations (en 2015), dont plus de 3 000 à Saint-Louis (en 2016).

La pêche artisanale pourrait potentiellement se faire aux environs des installations du FPSO. De plus, une importante concentration de pirogues opère dans les eaux côtières aux environs du terminal du hub près des côtes, comme le montre la figure 4-34 de la section 4.7.6.3.

8.2.5 Zones écologiques significatives et sensibles

Sept aires protégées et deux aires importantes pour les oiseaux et la biodiversité se trouvent à l'intérieur ou à proximité des zones d'étude principales ou élargies de l'EIES. Ces zones sont décrites en détail à la section 4.5.9. Les aires protégées les plus proches sont les suivantes :

En Mauritanie :

- Parc National du Diawling (à 4 km de la Zone du Terminal du Hub près des Côtes); et
- Réserve de Chatt T Boul (à 48 km de la Zone du Terminal du Hub près des Côtes).

Au Sénégal :

- Aire Marine Protégée de Saint-Louis (à 5 km de la Zone du Terminal du Hub près des Côtes); et
- Parc National de la Langue-de-Barbarie (à 15 km de la Zone du Terminal du Hub près des Côtes).

De plus, la Réserve de biosphère transfrontalière du delta du fleuve Sénégal de l'Organisation des Nations Unies pour l'éducation, la science et la culture (UNESCO) comprend des zones situées tant en Mauritanie qu'au Sénégal, et couvre environ 6 420 km² de terres et d'eaux centrées sur le fleuve Sénégal. La section 4.5.9.3. traite de cette réserve, dont les limites sont illustrées à la figure 4-20.

8.3 Étude de dangers

8.3.1 Introduction

La section 8.3 détaille l'évaluation des dangers et des risques majeurs. Les dangers majeurs comprennent :

- Des dangers liés à la sécurité des procédés (c.-à-d., des dangers impliquant des quantités importantes de matières inflammables ou explosives et/ou des inventaires présentant une toxicité aiguë).
- Des événements dangereux avec pour conséquence potentielle des décès multiples; des déversements importants et/ou des effets dans le champ lointain.

Les lieux de travail et les activités professionnelles abordés dans le cadre de l'étude de dangers comprennent :

- Le navire de forage; le FPSO et les installations sous-marines; le terminal du hub près des côtes et les installations connexes; les navires de soutien.
- Les opérations normales de forage et de production, notamment toutes les activités auxiliaires et de soutien telles que l'inspection, les essais et la maintenance.

L'évaluation des dangers et des risques majeurs comprend cinq parties principales :

- 1) L'identification des dangers majeurs.
- 2) L'analyse préliminaire des risques. Sur la base des résultats de l'analyse préliminaire des risques, les dangers majeurs et les événements accidentels associés sont sélectionnés pour une analyse plus détaillée.
- 3) L'analyse détaillée des risques, notamment la quantification des distances d'effets et l'analyse par nœud papillon.
- 4) L'examen des mesures prises pour gérer les dangers et les risques majeurs.
- 5) L'examen des dispositions de préparation aux situations d'urgence.

8.3.2 Identification des dangers majeurs

Une approche approfondie et systématique de l'identification des dangers est à la base de l'évaluation des risques et dangers majeurs du projet GTA-Phase 1. Cette section traite du processus par lequel

sont identifiés les dangers et les événements accidentels associés. Elle comprend les aspects clés suivants :

- 1) L'examen des incidents et accidents majeurs qui se sont produits sur des installations analogues dans le passé (accidentologie).
- 2) L'examen et la synthèse des dangers majeurs en fonction :
 - De l'environnement autour des installations, la conception et les aspects liés à l'exploitation.
 - Du dossier de SSE de l'Enesco DS-12 (Atwood Oceanics. 2016) et des études réalisées en support pour analyser les dangers majeurs (Atwood Oceanics. 2014a), (Atwood Oceanics. 2014b).
 - Des dangers identifiés lors des ateliers d'identification des dangers propres au projet. Ces ateliers ont regroupé des équipes pluridisciplinaires de professionnels fortement impliqués dans la conception et l'exploitation des installations (BP. 2017a), (BP, KBR. 2017a), (BP, KBR. 2017b), (KBR. 2016).
 - Des dangers provenant d'installations similaires.
- 3) Catégories de danger majeur et listes de vérification adoptées à partir de l'ISO 17776 : Gestion des dangers d'accidents majeurs lors de la conception de nouvelles installations en mer (ISO. 2016), avec le développement d'un Registre des Dangers (Goddard. 2018a) et la documentation des dangers majeurs.

8.3.2.1 Accidentologie

L'une des principales sources d'information pour identifier les dangers est l'examen de l'historique des accidents qui se sont produits dans le cadre d'opérations pertinentes liées au pétrole et au gaz, au GNL et au transport maritime par navires-citernes. Parmi ces accidents dans le cadre de l'accidentologie, l'accent est mis sur ceux ayant entraîné des décès multiples, des déversements importants, la perte totale de l'installation ou des effets significatifs dans le champ lointain. L'accidentologie tient également compte des causes d'accident, en examinant les données disponibles entre 1944 et 2016.

Il convient toutefois de noter que lors de l'examen des données, les accidents les plus récents fournissent la meilleure représentation des pratiques et des normes d'exploitation actuelles, qui ont largement intégré les leçons tirées des accidents majeurs précédents.

Pour préparer l'accidentologie, un examen de l'historique des accidents majeurs pertinents a été entrepris à l'aide de sources de données variées comme, les rapports et les leçons tirées d'accidents de BP, la base de données mondiale des accidents en mer (WOAD pour World Wide Offshore Accident), de 1970 à 2012 (WOAD. 2017), la Fondation Scandinave pour la Recherche Scientifique et Industrielle (SINTEF pour Selskapet for INdustriell og TEknisk Forskning) (2017a), (Scandpower. 2010), (Expro. 2017), l'association Internationale des Producteurs de Pétrole et de Gaz (IOGP pour International association of Oil and Gas Producers) (2017), l'Exécutif pour la Santé et la Sécurité du Royaume-Uni (UK HSE pour United Kingdom Health and Safety Executive) (2017), le Bureau pour la mise en vigueur de la Sécurité et de l'Environnement des Etats-Unis (BSSE pour Bureau of Safety and Environmental Enforcement) (2017) et le Bureau pour la Gestion, la réglementation et la mise en vigueur de l'Energie des Océans des Etats-Unis (BOEM pour Bureau of Ocean Energy Management, regulation and enforcement – anciennement le Service de Gestion des Minéraux [Minerals Management Service]) (2017).

En ce qui concerne les installations de FLNG, les opérations et la technologie sont relativement nouvelles et les principales sociétés pétrolières et gazières font encore des recherches sur le développement de FLNG. Le PFLNG1 de Petronas, première installation de production de GNL flottante au monde, a été mis en service en décembre 2016. Petronas est également en train de construire une autre unité FLNG, le PFLNG2. Le FLNG d'Exmar aux Caraïbes a produit du GNL pour la première fois en 2016 (toutefois lors d'essais dans un chantier naval), mais l'unité n'est pas encore

opérationnelle. Eni a approuvé les plans d'investissement du projet de FLNG Coral au Mozambique, tandis qu'Ophir Energy, basée à Londres, poursuit son projet de FLNG Fortuna au large de la côte équato-guinéenne. Le transporteur de GNL Golar LNG prévoit de déployer son FLNG Hilli, en mer au large du Cameroun, vers la fin de 2017. La conception du FLNG pour le projet GTA-Phase 1 est inspirée de celle de Golar. Le FLNG Prelude de Shell, la plus grande installation de FLNG en exploitation ou en développement, devrait commencer sa production au large des côtes australiennes en 2018.

À ce jour, aucun accident majeur de FLNG n'est survenu, ce qui n'est guère surprenant compte tenu de l'historique opérationnel très limité. Cependant, l'industrie du GNL existe depuis la fin des années 1930. Les accidents liés au transport de GNL, aux installations à terre de GNL et aux unités de stockage et de regazéification flottantes (FRSU – première unité opérationnelle en 2009) ont par conséquent été examinés.

L'accidentologie a été développée à travers six grandes sections :

- Revue de la WOAD. Le projet GTA-Phase 1 comprend plusieurs installations et types d'installations. Par conséquent, un examen macroscopique de toutes les données de la WOAD a d'abord été réalisé.
- Examen des accidents majeurs liés aux forages et aux navires de forage.
- Examen des accidents majeurs liés au FPSO. Étant donné le nombre limité d'accidents, cet examen a également porté sur d'autres types d'installation de production pétrolière et gazière en mer.
- Examen des accidents et incidents liés au GNL.
- Examen des accidents majeurs liés aux moyens de transport.
- Conclusions de la revue d'Accidentologie.

8.3.2.1.1 Base de données mondiale des accidents en mer (WOAD)

La base de données WOAD est l'une des bases de données mondiales les plus fiables et complètes sur les défaillances, les incidents et les accidents dans l'industrie pétrolière et gazière en mer. Cependant, les données de la WOAD comportent certaines lacunes, notamment :

- Les signalements se font sur une base volontaire et le contenu de la base de données se fonde sur des renseignements recueillis et compilés par un tiers. Par conséquent, il ne s'agit pas d'un registre faisant autorité au niveau des incidents et des accidents.
- Compte tenu du caractère volontaire de la WOAD, les rapports provenant de zones comme le golfe du Mexique et la mer du Nord dominent par rapport aux autres régions du monde. Les pays d'Afrique du Nord et de l'Ouest disposent de beaucoup moins de registres d'accidents dans la WOAD en raison d'une quantité de signalements moindre et d'une plus faible disponibilité de l'information publique dans ces zones.
- La WOAD ne contient pas de renseignements se rapportant au nombre total d'installations et à la durée d'exploitation, mais rapporte uniquement le nombre de types d'installation ayant subi des événements enregistrables.

Au sein de la base de données WOAD, les documents sont classés dans l'une des quatre catégories d'importance suivantes :

- Événements insignifiants;
- Presqu'accident;
- Incidents/situations dangereuses; et

- Accidents.

Les accidents représentent les événements les plus importants, notamment tous les événements ayant causé des décès et des blessures graves.

Les dossiers de la WOAD commencent en 1970, avec un nombre restreint d'entrées dans les premières années en raison de sources d'information limitées. Le nombre d'événements enregistrés atteint son maximum en 1999 et 2005. En 1999, la nouvelle réglementation du plateau continental norvégien a exigé le signalement de tous les événements (y compris les presque-accidents), ce qui a entraîné une forte augmentation des signalements. Parmi les 381 événements enregistrés en 1999, seuls huit ont été qualifiés d'accidents et aucun n'a entraîné de dommages graves à l'environnement, de perte matérielle importante ou d'interruption de la production. Une autre augmentation importante des signalements s'est produite en 2005. C'est l'année des ouragans Katrina et Rita aux États-Unis, avec 341 des 484 enregistrements provenant du plateau continental américain.

Selon les données de la WOAD, le nombre de types d'accidents pertinents pour les installations du projet GTA-Phase 1 est indiqué dans le tableau 8-1.

Tableau 8-1 Nombre de types d'accidents par type d'unité (au niveau mondial)

Type d'unité	Accidents	Incidents/situations dangereuses	Presqu'accident	Insignifiant	Total
Île artificielle	2	1	0	0	3
Navire de forage	95	75	3	4	177
FPSO/Unité flottante de stockage (FSU)	25	102	9	32	168
Hélicoptère (service en mer)	243	19	13	3	278
Plateforme à structure tubulaire en treillis (Jacket)	746	916	128	259	2049
Bouée de chargement	13	19	2	5	39
Pipeline	145	115	1	4	265
Total	1269, 0	1247, 0	156, 0	307, 0	2979, 0

Comme le montre le tableau ci-dessus, les unités avec structure tubulaire en treillis (jacket) dominent, représentant plus de 60 % des enregistrements. Cependant, ces enregistrements concernent généralement des installations de production et incluent des plateformes qui ne sont normalement pas habitées. La comparaison directe avec la plateforme LS du projet GTA-Phase 1 est donc difficile, car les dangers pertinents sont différents. Les accidents d'hélicoptère contribuent également de façon importante et représentent plus de 20 % des enregistrements d'accidents.

Les accidents sont également catégorisés selon deux schémas : l'un rapporte « l'événement principal », tandis que l'autre rapporte tous les « événements en chaîne ». Par exemple, une éruption de puits peut entraîner une explosion, puis un incendie. Dans ce cas, les trois événements sont codés en tant qu'événements en chaîne. Les événements en chaîne, ainsi que la fonction liée à l'exploitation au niveau de laquelle se produit l'accident (c.-à-d. la construction, le forage, la production, etc.) sont présentés dans le tableau 8-2.

Tableau 8-2 Événements accidentels en chaîne par fonction liée à l'exploitation

Événements en chaîne	Fonction liée à l'exploitation					
	Construction	Forage	Opérations	Production	Soutien	Transfert
Échec d'ancrage/d'amarrage	21	117	27	13	9	8
Éruption de puits	0	228	86	43	0	0
Rupture ou fatigue	32	141	98	379	9	70
Chavirement, renversement, basculement	12	44	18	156	1	43
Collision, unités en mer	21	130	18	98	12	35
Accident de grue	29	302	54	251	2	4
Explosion	11	49	16	98	1	4
Défaillance liée à une charge / chute d'objet	38	509	127	403	3	14
Incendie	27	195	51	678	21	10
Mise à la terre	11	18	4	1	1	40
Accident d'hélicoptère	1	14	2	38	2	0
Fuite dans la coque	11	17	3	6	4	31
Gîte, inclinaison incontrôlée	10	37	32	9	1	20
Perte de flottabilité ou naufrage	20	36	18	27	0	45
Défaillance des machines / de la propulsion	1	9	0	0	3	14
Perte de position, dérive	16	87	16	4	3	103
Rejet de fluide ou de gaz	11	240	107	1499	3	4
Défaillance / rupture du câble de remorquage	3	1	4	0	0	102

Les enregistrements du tableau 8-1 et du tableau 8-2 indiquent une dominance par les rejets accidentels de fluide ou de gaz pendant la production; les incendies pendant la production; les défaillances liées à une charge/chutes d'objet pendant le forage et la production.

La figure 8-12 présente la répartition des événements accidentels en chaîne, en pourcentage. Une anomalie notable concerne les accidents d'hélicoptère indiqués dans le tableau 8.1 : les hélicoptères (service en mer) constituent normalement un contributeur important avec plus de 20 % des accidents. Cette anomalie est probablement attribuable à la catégorisation des accidents d'hélicoptère sous d'autres causes dans les événements en chaîne, par exemple, *Rupture ou fatigue* et *Incendie*.

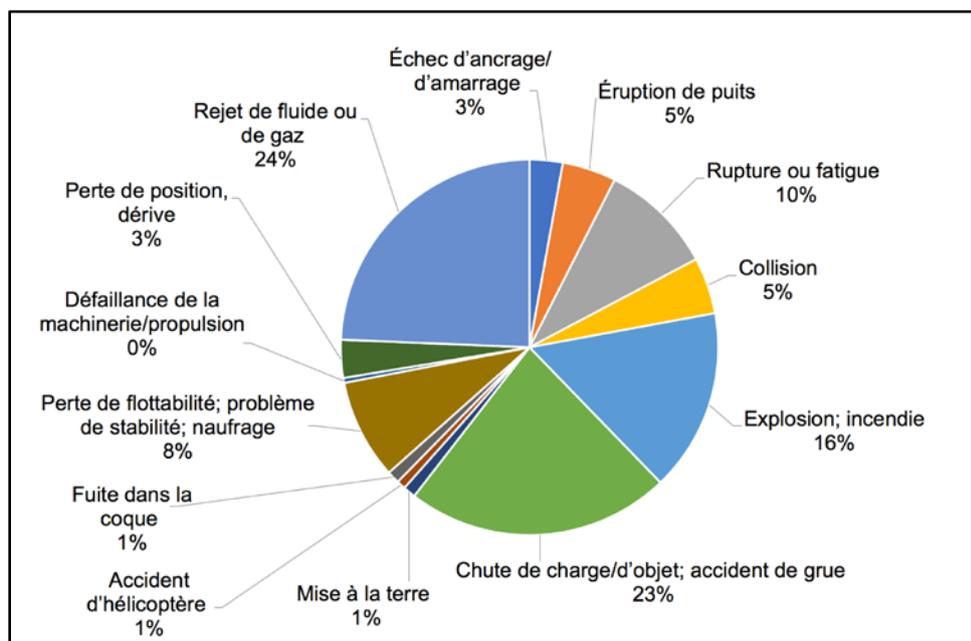


Figure 8-12 Répartition des événements en chaîne accidentels, en pourcentage

Lors de l'examen des causes d'accidents, la WOAD prend en compte deux catégories : les causes d'origine humaine et celles liées aux équipements. Le tableau 8-3 présente une synthèse de la répartition des causes.

Tableau 8-3 Causes d'accidents d'origine humaine ou liées à un équipement (tous types d'accident)

Cause d'origine humaine		Cause liée à un équipement	
Erreur d'une tierce personne	9 %	Défaillance d'équipement appartenant à un tiers	5 %
Acte de guerre / En guerre	< 1 %	Tremblement de terre, éruption volcanique	< 1 %
Sabotage	< 1 %	Tout dysfonctionnement d'équipement	34 %
Mauvaise conception	8 %	Défaillance au niveau des fondations et défaillance structurelle	8 %
Acte dangereux / Absence de procédure	44 %	Ignition	26 %
Procédure dangereuse	37 %	Dysfonctionnement d'un système de sécurité	< 1 %
Autre	1 %	Météo	25 %
		Autre	2 %

D'après le tableau 8-3, les actes dangereux ou l'absence de procédure et les procédures dangereuses dominent les causes d'accident d'origine humaine. Le mauvais fonctionnement d'un équipement, l'ignition et les conditions météorologiques dominent les causes liées à un équipement.

8.3.2.1.2 Accidents majeurs liés au forage

Les accidents majeurs impliquant des navires de forage ont été relativement rares. Seuls deux ont été répertoriés dans le cadre de l'examen :

- En 1983, lors d'une tempête tropicale, le navire de forage Glomar a chaviré et a coulé avec les 81 membres d'équipage à bord. Les conditions environnementales difficiles et des cargaisons mal sécurisées qui se sont déplacées ont entraîné une gîte importante, qui a affecté la stabilité et l'étanchéité de la plateforme.
- En 1989, pendant le typhon Gay, le navire de forage Seacrest a chaviré, faisant 91 morts; deux personnes ont survécu. Les avertissements de typhon ont été largement ignorés et la plateforme a continué à fonctionner.

Les navires de forage représentent environ 10 % de la flotte de forage en mer actuelle. Depuis 1955, ils ont représenté un peu moins de 4 % des accidents majeurs liés au forage en mer et 20 % des 997 décès liés au forage. Ce taux élevé de décès par accident est en grande partie attribuable aux deux événements de chavirement décrits ci-dessus.

Compte tenu de tous les types de plateformes de forage en mer, les types d'accidents et leur répartition sont donnés à la figure 8-13.

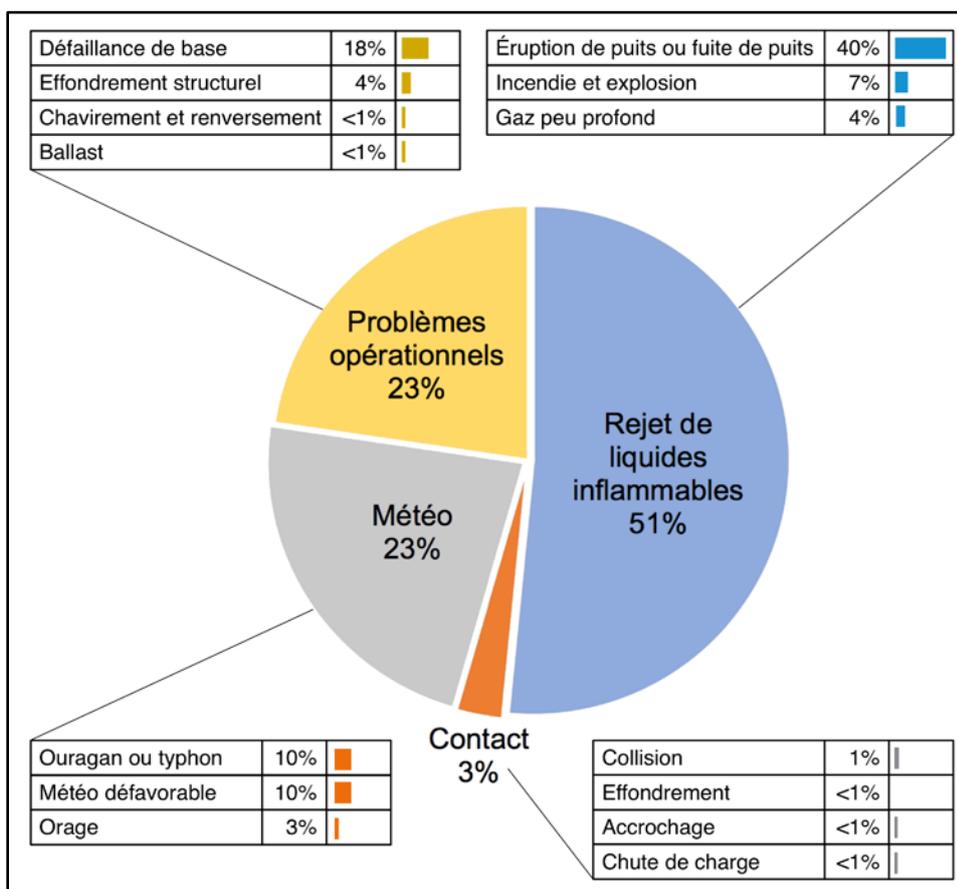


Figure 8-13 Type et répartition des accidents majeurs liés au forage en mer (1955-2013)

Les éruptions de puits ou les fuites de puits (incidents résultant de la perte de contrôle de puits) sont de loin les accidents majeurs de forage les plus fréquents (40 % de tous les événements), avec une répartition des éruptions de puits et des fuites de puits à peu près égale. Une éruption de puits est un incident où les fluides de formation s'échappent du puits, ou s'écoulent entre les couches de formation, après l'échec de toutes les barrières de puits techniques. Une fuite de puits est un incident où des hydrocarbures s'écoulent du puits de façon imprévue, et l'écoulement a pu être arrêté par l'utilisation du système de barrières sur le puits.

En tenant compte du golfe du Mexique (GOM) et des zones réglementées (Royaume-Uni, Norvège, Pays-Bas, côte est du Canada, Australie, zone externe du plateau continental du Pacifique américain [OCS], Danemark et Brésil), un total de 13 décès sont enregistrés pour 117 incidents de perte de contrôle de puits sur la période comprise entre 2000 et 2015. Un accident majeur (l'éruption de puits de Deepwater Horizon en 2010) a entraîné 11 de ces décès. Les deux autres décès sont attribuables à deux accidents majeurs distincts.

Au cours de la période comprise entre 1980 et 1999, 186 incidents de perte de contrôle de puits se sont produits, entraînant la mort de 58 personnes. Un accident majeur (l'éruption de puits d'Enchova en 1984) a entraîné la mort de 42 personnes. Ces décès sont survenus lors de l'évacuation, lorsqu'un câble de l'embarcation de sauvetage s'est cassé. Les 16 autres décès sont survenus dans le cadre de huit accidents majeurs distincts.

Les incidents de perte de contrôle de puits, en particulier les éruptions de puits, ont également entraîné plusieurs importants déversements d'hydrocarbures, notamment :

- En 1979, une éruption de puits s'est produite sur la plateforme semi-submersible Sedco 135. Le puits d'Ixtoc I a été maîtrisé environ neuf mois plus tard, après avoir déversé 3,3 millions de barils d'hydrocarbure. L'accident a été attribué à une venue (kick) après l'enlèvement de la tige de forage suite à la perte de la circulation de boue, et la présence de masse-tiges empêchant la fermeture du bloc d'obturation.
- En 1980, une éruption s'est produite sur le puits Funiwa n° 5. Le puits a fui pendant trois jours avant de se colmater, déversant environ 200 000 barils d'hydrocarbures. Aucune donnée précise n'a pu être trouvée sur la cause de l'accident.
- En 2009, une éruption de puits s'est produite sur la plateforme de tête de puits de Montara et s'est poursuivie pendant près de trois mois avant que le puits ne soit obturé, déversant quelque 225 000 barils d'hydrocarbures. L'accident a été attribué à la défaillance d'un sabot de tubage cimenté.
- En 2010, une éruption de puits a eu lieu sur la plateforme semi-submersible Deepwater Horizon et s'est poursuivie pendant cinq mois, déversant quelque 4,9 millions de barils d'hydrocarbures avant que le puits ne soit scellé à l'aide de puits d'intervention. L'accident a été attribué à de nombreuses causes, notamment des défaillances d'équipement (le travail de cimentation, le séparateur de boue/gaz, le système de détection incendie et détection de gaz, et le bloc obturateur de puits sur le fond marin); la mauvaise interprétation des résultats du test de pression; des défaillances au niveau de la surveillance réglementaire; des défaillances dans la gestion et la communication; et l'incapacité d'identifier ou d'adresser correctement les risques.

Les événements ci-dessus se réfèrent au scénario le plus défavorable. Selon les données de l'industrie pour la période de 1996 à 2015, une grande partie des pertes de contrôle de puits a été de courte durée, 32 des 40 fuites de puits ayant duré moins de dix minutes, et 22 des 52 éruptions ayant duré moins de deux jours. La répartition historique de la durée des pertes de contrôle de puits et de la taille des déversements d'hydrocarbures est précisée à la figure 8-14 et à la figure 8-15 (2000 à 2015), respectivement.

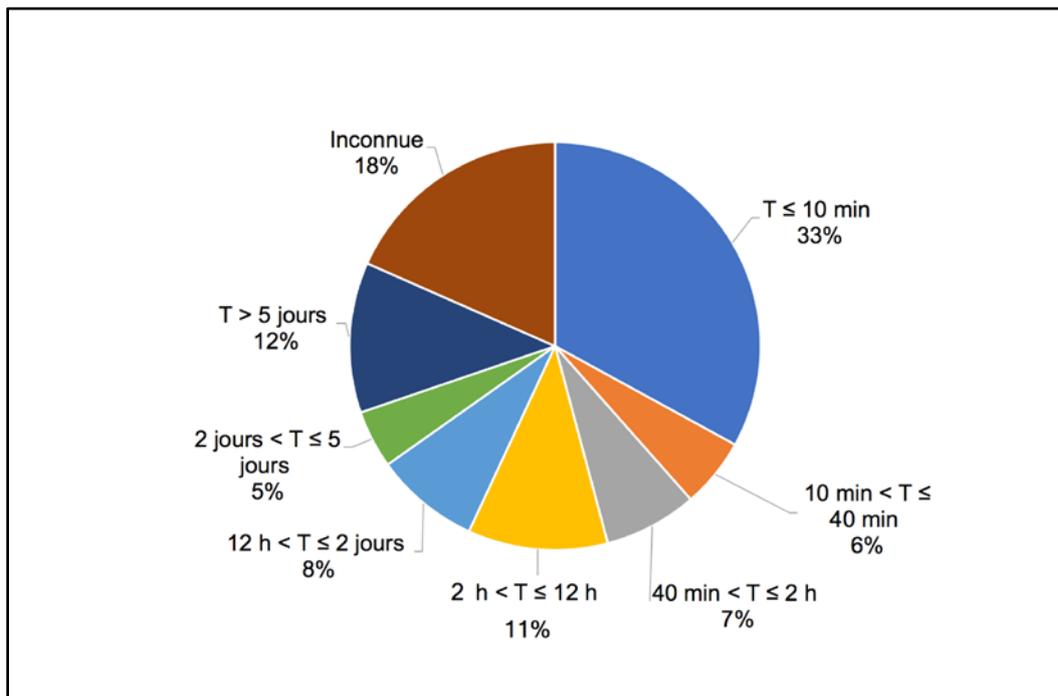


Figure 8-14 Répartition de la durée des incidents de perte de contrôle de puits

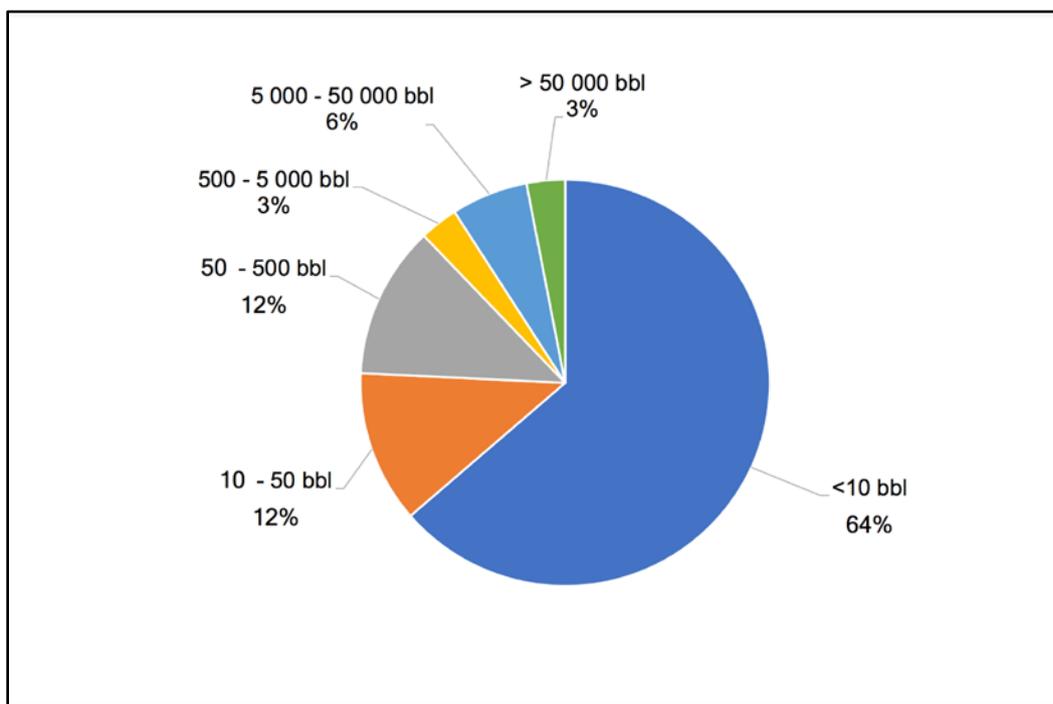


Figure 8-15 Répartition de la taille des déversements d'hydrocarbures pour les incidents de perte de contrôle de puits

8.3.2.1.3 Accidents majeurs liés au FPSO

L'examen a répertorié un accident majeur récent impliquant un FPSO, sur un total de 25 rapports d'accidents liés aux FPSO (situation dangereuse qui s'est transformée en une situation d'accident, y compris toutes les situations/événements entraînant des décès et des blessures graves).

L'unique accident majeur sur un FPSO s'est produit en 2015 à bord du FPSO Cidade de Sao Mateus, au large des côtes brésiliennes. Une fuite de gaz dans la salle des pompes a provoqué une explosion et un incendie, entraînant le décès de neuf personnes. L'accident a été attribué à des infractions vis-à-vis de procédures opératoires sûres, à l'installation d'une bride pleine sur une conduite avec une mauvaise gestion des changements et des spécifications techniques inadéquates, et à des violations de procédure de sécurité.

Six autres accidents majeurs significatifs ont été identifiés lors de l'examen de toutes les installations de production de pétrole et de gaz, dont l'un est survenu sur une installation semi-submersible flottante; les cinq autres événements concernaient des plateformes fixes à structure tubulaire en treillis (jacket). Les six accidents majeurs sont résumés comme suit :

- En 1984, une éruption de puits s'est produite sur la plateforme Enchova Central, suivie d'une explosion et d'un incendie. Au total, 42 personnes ont été tuées, en grande partie pendant le processus d'évacuation durant lequel le système de bossoir d'un canot de sauvetage rempli au maximum s'est rompu et l'a précipité dans la mer. L'accident a été attribué à l'éruption initiale et à la défaillance mécanique du mécanisme d'abaissement du canot de sauvetage.
- En 1988, une explosion, suivie d'un incendie catastrophique impliquant les tubes prolongateurs de l'installation se sont produits sur la plateforme Piper Alpha, entraînant la mort de 167 personnes. L'accident est survenu après le changement de quart, quand une pompe de condensat fut démarrée par erreur alors qu'elle avait été déconnectée pour raison de maintenance par l'équipe de quart précédent. L'accident a été attribué à une défaillance du système de permis de travail (cause immédiate); au manque de surveillance réglementaire; à la mauvaise culture en matière de sécurité; à une mauvaise conception; à l'incapacité d'évaluer, de comprendre et d'atténuer les risques.
- En 1995, une explosion et un incendie se sont produits sur la plateforme Ubit, entraînant dix décès. Aucun autre détail n'a pu être trouvé pour cet accident.
- En 2001, l'installation semi-submersible flottante Petrobras P-36 a coulé après une série d'explosions qui a fait 11 morts. L'accident a été attribué à des erreurs de conception; un manque de formation et de communication entre les membres de l'équipage ayant causé une grande confusion; des facteurs économiques axés sur la réduction des coûts pour rendre les opérations aussi rentables que possible; des exigences au niveau ingénierie, inspections et qualité non respectées alors même qu'elles avaient été acceptées; un manque de surveillance réglementaire.
- En 2005, un navire de soutien polyvalent est entré en collision avec la plateforme de production Mumbai High North, provoquant la rupture d'un tube prolongateur et entraînant un incendie, la perte totale de la plateforme et 11 décès. L'accident a été attribué (en dehors de la perte de contrôle du navire de soutien) à une mauvaise conception et à l'absence de procédures opératoires sûres.
- En 2015, une fuite de gaz sur la plateforme Abkatun A-Permanente s'est produite sur une ligne de gaz de combustion rarement utilisée, entraînant une explosion à l'origine de sept décès. L'accident a été attribué à une forme inhabituelle de corrosion accélérée, causée par la présence de micro-organismes et d'acide sulfurique dans le gaz.

Aucun déversement d'hydrocarbures important n'a été répertorié pour le FPSO et les opérations des navires-citernes de déchargement associés. Cependant, l'examen des opérations générales sur des navires-citernes depuis 1960 permet d'identifier près de 50 déversements d'hydrocarbures majeurs, avec des quantités déversées variant entre 50 000 et près de 300 000 tonnes d'hydrocarbures. Bien qu'il y ait des différences notables entre les opérations générales pour des navires-citernes et celles pour des FPSO (le FPSO est amarré et effectue le traitement des hydrocarbures), certaines causes peuvent être considérées comme pertinentes pour le FPSO : incendie/explosion, collision, défaillance

structurale et défaillance mécanique. Les principales causes de déversements de navires-citernes sont précisées à la figure 8-16.

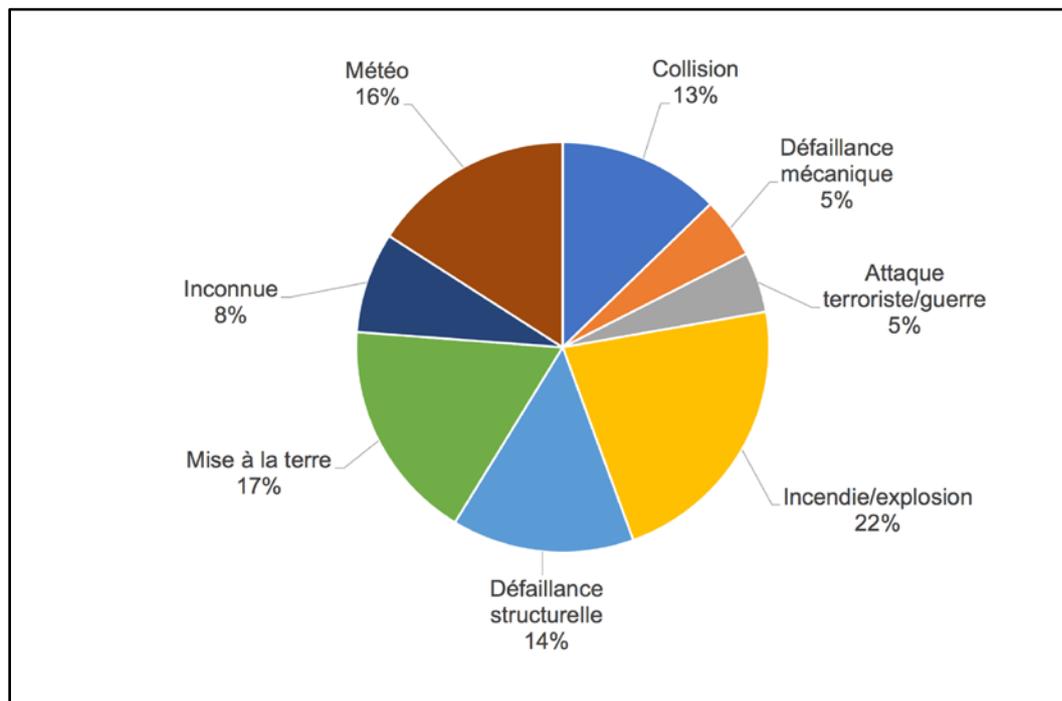


Figure 8-16 Opérations d'un navire-citerne – Causes principales (immédiates) de déversement d'hydrocarbures.

8.3.2.1.4 Accidents majeurs liés au GNL

Comme indiqué dans l'introduction, les opérations de production et la technologie du FLNG sont relativement nouvelles et aucun accident majeur de FLNG n'est survenu. Cependant, l'industrie du GNL existe depuis la fin des années 1930 et par conséquent, les accidents liés à l'expédition de GNL (y compris les FRSU) et les installations de GNL terrestres ont été examinés.

L'industrie du transport de GNL a un excellent bilan de sécurité en matière de pertes de cargaison sans décès liés au GNL. À ce jour, il y a eu près de 90 000 transits portuaires avec chargement sans perte de confinement. Il y a eu deux échouages graves, tous deux à la fin des années 1970, mais aucun d'eux n'a entraîné de perte de chargement :

- En 1979, le méthanier El Paso Paul Kayser s'est échoué en manœuvrant pour éviter un autre navire dans le détroit de Gibraltar. La coque a été massivement endommagée, mais le navire a été remis à flot et la cargaison a été transférée dans un navire jumeau.
- En 1980, le méthanier Taurus s'est échoué par mauvais temps au Mutsure Anchorage, à Tobata, au Japon, entraînant de considérables dommages à la coque et l'inondation des réservoirs de ballast.

En outre, deux collisions lors de l'accostage ont également été répertoriées :

- En 1997, le méthanier Capricorn a heurté un poteau d'amarrage sur une jetée près du terminal de GNL de Senboku au Japon, entraînant des dommages à la coque, mais aucune infiltration d'eau. Aucune cargaison n'a été déversée.
- En 1999, le méthanier Methane Polar a heurté et endommagé une jetée en raison d'une défaillance de son moteur pendant l'approche du quai LNG d'Atlantic à Trinité-et-Tobago. Aucun dommage à la coque n'a été signalé et aucune cargaison n'a été déversée.

Il n'y a eu aucun incident impliquant des FLNG ou des FSRU, et aucun autre détail relatifs aux causes des accidents ci-dessus n'a pu être trouvé.

Les accidents et les incidents survenus dans les installations de manutention de GNL ont également été examinés, et ceux qui ont été jugés dignes de mention sont résumés comme suit :

- En 1944, une défaillance du réservoir à l'installation d'écrêtage de pointes de GNL à l'Est de l'Ohio, à Cleveland, aux États-Unis, a entraîné un déversement de GNL dans la rue et le réseau d'égout pluvial. L'explosion et l'incendie qui ont suivi ont tué 128 personnes. Le réservoir avait été construit avec un alliage d'acier dont la faible teneur en nickel le rendait cassant lorsqu'il était exposé au froid extrême du GNL.
- En 1968, une explosion s'est produite dans un réservoir de GNL à l'installation d'écrêtage de pointes de GNL de Portland, dans l'Oregon, aux États-Unis. L'explosion a tué quatre ouvriers du bâtiment et s'est produite dans un réservoir de GNL en construction. Elle a été attribuée à l'enlèvement accidentel de brides pleines apposées sur des gazoducs de gaz naturel raccordés au réservoir. La conséquence fut l'écoulement de gaz naturel dans le réservoir pendant sa construction.
- En 1973, l'isolation en mousse à l'intérieur d'un réservoir de GNL à l'installation d'écrêtage de pointes de Staten Island, à New York, aux États-Unis, s'est enflammée. L'augmentation rapide de la température a entraîné une augmentation de la pression à l'intérieur du réservoir, qui a soulevé le dôme de béton du réservoir. Le dôme s'est ensuite effondré, tuant les 40 ouvriers du bâtiment situés à l'intérieur. L'incendie a été attribué à l'utilisation incorrecte de fers et d'aspirateurs non antidéflagrants employés pour sceller le revêtement de cuve (liner) et nettoyer les débris d'isolation.
- En 1977, un travailleur est mort gelé à l'installation d'exportation de GNL d'Arzew, en Algérie, lorsqu'il a été aspergé de GNL suite à la rupture d'un corps de vanne sur un réservoir de stockage souterrain. Environ 1 500 à 2 000 m³ de GNL ont été libérés, mais le nuage de vapeur qui en a résulté ne s'est pas enflammé. Le corps de vanne qui s'est rompu était en fonte d'aluminium, une pratique qui n'est plus utilisée.
- En 1983, une colonne de liquéfaction principale de l'installation d'exportation de GNL de Bontang, en Indonésie, s'est rompue. Des débris et des sections de serpentins ont été projetés à une cinquantaine de mètres, frappant et tuant trois travailleurs, et provoquant un incendie. L'accident a été attribué à une bride pleine laissée dans une ligne de dépressurisation de soupape au cours du démarrage.
- En 1988, environ 30 000 gallons de GNL ont été déversés suite à la rupture de joints d'étanchéité de bride pendant le transfert de GNL au terminal d'importation de GNL d'Everett, dans le Massachusetts, aux États-Unis. Le déversement a été contenu dans une petite zone comme prévu lors de la conception, et la nuit calme a permis d'empêcher la dispersion du nuage de vapeur. L'accident a été attribué à un coup de bélier induit par la condensation.
- En 1992, une soupape de sûreté sur la conduite de GNL à l'installation d'écrêtage de pointes de GNL de Baltimore, dans le Maryland, aux États-Unis, s'est ouverte et a libéré plus de 25 000 gallons de GNL dans la zone de confinement du réservoir. Le GNL a également impacté le réservoir de GNL, provoquant des fractures par fragilisation sur la coque extérieure. Aucune ignition ne s'est produite.
- En 2004, une chaudière à vapeur à l'usine de liquéfaction et d'exportation de GNL de Skikda a explosé, déclenchant une seconde explosion d'un nuage de vapeur, plus massive, et un incendie. Les explosions et l'incendie ont détruit une partie de l'usine de GNL et ont causé la mort de 27 personnes ainsi que des dommages matériels à l'extérieur des limites de l'usine. La première explosion de la chaudière a été attribuée à une fuite dans le système de réfrigérant d'hydrocarbures, entraînant l'aspiration de vapeurs inflammables à l'entrée de la chaudière à vapeur. Les conséquences graves de l'accident ont été attribuées à une conception médiocre et à un manque de détection de gaz avec fermeture automatique des prises d'air sur la chaudière, conformément aux standards.

- En 2014, des éclats provenant d'une explosion à l'usine d'écrotage de pointes de GNL de Plymouth, dans l'État de Washington, aux États-Unis, ont provoqué une petite fuite de GNL sur un réservoir de stockage. La population a été évacuée dans un rayon de deux miles marins (soit environ 1.85 km) autour de l'installation. La circulation routière et ferroviaire a également été interrompue près du fleuve Columbia. L'explosion initiale a été attribuée à l'auto-allumage d'un mélange gaz-air laissé dans une conduite (purge inadéquate) avant le démarrage de la liquéfaction.

8.3.2.1.5 Accidents majeurs liés au transport

Les accidents majeurs de transport sont dominés par des incidents d'hélicoptère; aucun registre d'accident majeur impliquant un bateau d'équipage n'a pu être trouvé. En tenant compte de tous les accidents majeurs en mer, les écrasements d'hélicoptère sont de loin les plus courants et dominant généralement le profil de risque des travailleurs en mer (offshore). Sur les 50 accidents majeurs examinés en détail, relatifs à l'exploitation pétrolière et gazière en mer, les écrasements d'hélicoptère sont mentionnés dans 29 enregistrements.

L'historique relatif à la sécurité des déplacements en mer à bord d'hélicoptère est comparable à d'autres formes de transport terrestre commun, comme le résume le tableau 8-4 (Oil and Gas UK. 2011). La figure 8-17 résume les principales causes d'accidents d'hélicoptère. Elles sont dominées par les erreurs de pilotage et les défaillances mécaniques des rotors, des moteurs et des boîtes d'engrenages.

Tableau 8-4 Comparaison des taux moyens de décès des passagers (R.-U.)

Mode de transport	Taux de décès moyen
Activités aériennes commerciales	0,003
Rail	0,3
Automobile	2,6
Véhicule à moteur à deux roues	106,7
Vélo	34,6
Piéton	43,3
Hélicoptère en mer (offshore)	13,8
Taux de décès par milliard de passagers-kilomètres	

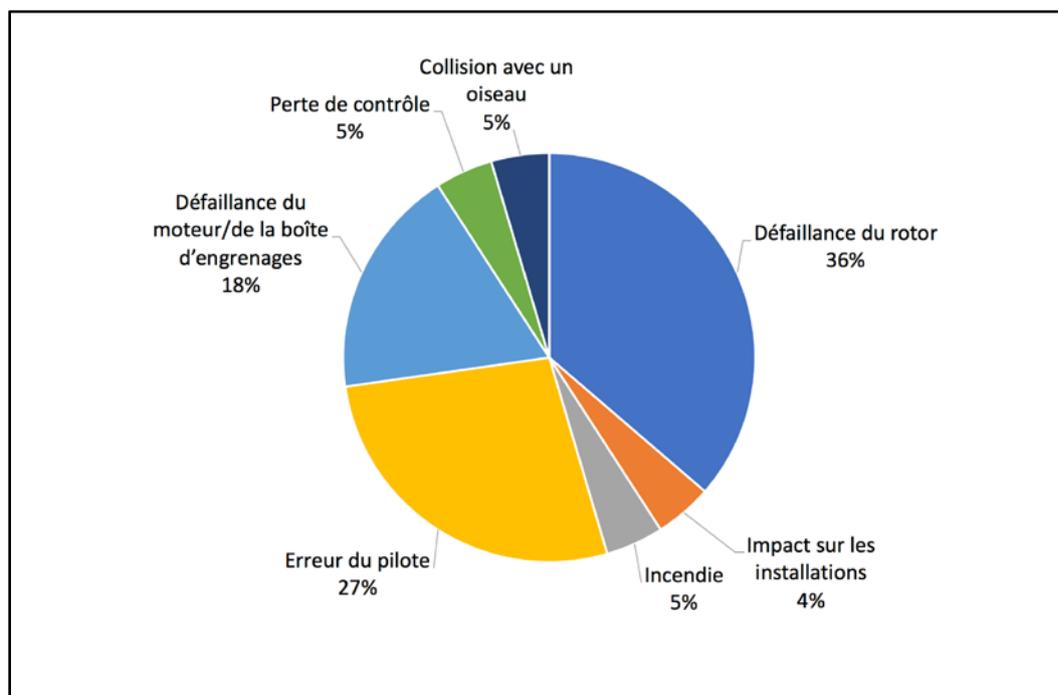


Figure 8-17 Principales Causes (immédiates) des accidents majeurs d'hélicoptère

8.3.2.1.6 Conclusions

Un examen de l'historique des incidents et accidents a été entrepris pour répertorier les incidents liés aux installations et aux opérations du projet GTA-Phase 1. Compte tenu de l'historique limité des activités de production du FLNG, cet examen a inclus des incidents associés à l'expédition de GNL (y compris les unités FRSU) et aux installations de GNL terrestres.

A partir de cette revue, les accidents majeurs potentiels suivants sont définis comme étant pertinents pour le projet GTA-Phase 1 :

- Éruption de puits lors du forage ou de la complétion.
- Rejets d'hydrocarbures en provenance des tubes prolongateurs, et incendie sur le FPSO ou la plateforme avec tube prolongateur du terminal du hub près des côtes.
- Rejets d'hydrocarbures provenant du procédé, et incendie ou explosion sur le FPSO ou le FLNG.
- Perte de stabilité ou naufrage du navire de forage, du FPSO ou du FLNG.
- Collision du méthanier avec le quai d'amarrage, occasionnant des dommages sur la coque et un rejet de GNL.
- Incendie ou explosion dans la salle des pompes, la salle des moteurs ou le local des machines d'une installation.
- Écrasement d'hélicoptère.

En ce qui concerne les facteurs de causalité, il existe une quantité importante d'informations disponibles et un consensus général sur les causes immédiates et sous-jacentes des accidents majeurs (UK HSE, 2006) (Kletz, T. 2001). Les preuves proviennent d'enquêtes approfondies et détaillées, ainsi que de l'analyse d'incidents ayant eu des effets à plus petite échelle, pour rechercher des causes communes. De nombreux accidents majeurs ont été analysés et ré-analysés par des chercheurs, et présentés

comme des études de cas servant à élaborer des théories de modèles de causalité d'accidents et à développer des approches d'investigation.

Les renseignements rassemblés à partir de l'examen des accidents, ainsi que d'autres documents pertinents, montrent que les causes sous-jacentes d'accidents sont généralement similaires pour les différentes installations et opérations examinées. Pour la plupart des accidents majeurs, il existe une chaîne complexe de facteurs comme, les politiques et les décisions organisationnelles, les comportements individuels et les défaillances mécaniques ou technologiques qui, une fois combinés, deviennent la cause d'un accident. Bien que les comportements individuels et les défaillances spécifiques soient vastes et variés, ils sont tous liés à des facteurs humains et organisationnels, et beaucoup sont symptomatiques d'une mauvaise culture de la sécurité.

En outre, le cadre réglementaire lui-même a été identifié dans plusieurs accidents majeurs comme un facteur sous-jacent, avec notamment :

- La catastrophe de Piper Alpha en 1988, au Royaume-Uni, qui a entraîné 167 décès et la perte totale de la plateforme.
- La catastrophe de Deepwater Horizon en 2010, aux États-Unis, qui est la cause de 11 décès, un déversement de 4,9 millions de barils d'hydrocarbures et la perte totale de la plateforme.

Ces deux accidents ont entraîné des changements significatifs au niveau de la réglementation, qui est passée d'une approche prescriptive à une approche basée sur la performance. D'autres facteurs particuliers contribuant aux accidents majeurs peuvent être mentionnés :

- Mauvaises méthodes de gestion (p. ex. : supervision inadéquate);
- Pression pour atteindre les objectifs de production;
- Systèmes de gestion de la sécurité et de l'environnement inadéquats;
- Incapacité à tirer des leçons des accidents et incidents précédents;
- Problèmes de communication (p. ex. : entre équipes de quart, entre personnel et direction, etc.);
- Laisser-aller et violations/comportements non conformes;
- Formation inadéquate (p. ex. : intervention d'urgence, incendie et sécurité);
- Manque de compétence;
- Heures de travail excessives entraînant une fatigue mentale;
- Mauvaises procédures ou procédures inadéquates;
- Incapacité à identifier les dangers et à comprendre les risques;
- Mauvaise conception, souvent liée à l'incapacité à identifier les dangers et à comprendre les risques;
- Échec des processus de gestion du changement; et
- Maintenance insuffisante ou inadéquate, y compris les erreurs de maintenance.

8.3.2.2 Examen et synthèse des dangers pertinents

Suite à l'accidentologie, un examen des installations du projet GTA-Phase 1, de leur environnement d'exploitation et des opérations de production et de soutien a été entrepris pour comprendre et documenter les dangers majeurs pertinents. Les dangers majeurs potentiels ont été documentés en

tenant compte du milieu environnant, des installations et de leurs opérations, comme le résume le tableau 8-5.

Tableau 8-5 Dangers majeurs potentiels : Environnement, installations et opérations pertinents

Dangers liés à		Danger majeur	(Danger au poste de travail)
L'environnement et les conditions environnantes (section 8.3.2.2.1)	Courants océaniques	X	
	Vagues et houle	X	(Voir la section 8.4)
	Vents et conditions météorologiques extrêmes	X	(Voir la section 8.4)
	Foudre	X	(Voir la section 8.4)
	Pluie ou brouillard	X	(Voir la section 8.4)
	Tremblements de terre	X	
	Circulation aérienne (à l'exclusion des opérations liées aux hélicoptères desservant les installations)	X	
	Trafic maritime (à l'exclusion des navires de service de l'installation)	X	
Production pétrolière et gazière en mer (général) (section 8.3.2.2.2)	Sûreté	X	
	Hydrocarbures de procédé	X	
	Navires de service	X	(Voir la section 8.4)
	Stabilité	X	
	Intégrité structurelle	X	
	Transport de l'équipage	X	(Voir la section 8.4)
	Manutention et levage des matériaux	X	(Voir la section 8.4)
	Espaces d'hébergement	X	(Voir la section 8.4)
	Transfert et stockage de carburant diesel	X	
	Salles des moteurs, zones des machines et aires de services	X	(Voir la section 8.4)
	Injection de produits chimiques	X	
	Gaz comprimés		(Voir la section 8.4)
	Sulfure d'hydrogène	X	(Voir la section 8.4)
Inspection, essai et maintenance	X	(Voir la section 8.4)	
Construction et installation en mer (offshore)		(Voir la section 8.4)	
Opérations de forage du navire de forage (section 8.3.2.2.3)	Utilisation d'explosifs	X	
	Contrôle du puits	X	
	Retours de boue et traitement	X	
	Essai ou récurage de puits	X	
	Nacelles opérationnelles		(Voir la section 8.4)
	Ravitaillement d'hélicoptère	X	
	Manutention et levage d'équipement de forage		(Voir la section 8.4)
	Opérations simultanées	X	

Dangers liés à		Danger majeur	(Danger au poste de travail)
Traitement des hydrocarbures du FPSO (section 8.3.2.2.4)	Installations de production sous-marine, tubes prolongateurs et pipeline	X	
	Traitement	X	
	Stockage de condensat	X	
	Déchargement de condensat	X	
Traitement de GNL au terminal du hub près des côtes (section 8.3.2.2.5)	Gazoduc et tube prolongateur de gaz d'alimentation	X	
	Traitement de GNL	X	(Voir la section 8.4)
	Stockage de GNL	X	
	Déchargement de GNL	X	
Bases d'approvisionnement		(Voir la section 8.4)	
Produit utilisé, entreposé ou fabriqué (section 8.3.2.2.6)		X	(Voir la section 8.4)
<i>Remarque : « X » désigne un danger majeur présent pour la catégorie.</i>			

8.3.2.2.1 Dangers liés à l'environnement et aux conditions environnantes

8.3.2.2.1.1 Courants océaniques

Autour des installations du projet GTA-Phase 1, les courants de surface sont variables, mais ont tendance à se déplacer principalement de l'ouest vers le sud-ouest, en raison de l'effet des courants des Açores et des îles Canaries. Les vitesses maximales du courant près de la surface sont de l'ordre de 0,40 m/s.

Les courants élevés peuvent exercer des forces importantes sur les installations et leurs ancrages. Ils peuvent également avoir un impact sur les opérations de déchargement de condensat et de GNL. Cela comprend la perte de position du navire-citerne de déchargement de condensat ou du méthanier, ainsi que les défaillances du positionnement dynamique du navire de forage. Cependant, la vitesse des courants océaniques est très basse et bien en deçà des limites de sécurité de toutes les installations. Le terminal du hub près des côtes est également protégé par le brise-lames.

8.3.2.2.1.2 Vagues et houle

Les vagues sont le résultat de la déformation de la surface de la mer en raison du vent. Une houle est un mouvement ondulatoire de la mer causé par une série de vagues générées sur des distances de plusieurs dizaines, voire centaines de kilomètres. Les vagues et la houle (la période de pointe de la houle est de décembre à avril) peuvent présenter un danger pour les activités marines. Toute force ou hauteur inhabituelle des vagues peut déstabiliser les installations flottantes.

Le navire de forage a été spécialement conçu pour des activités de forage en mer en eau profonde, et les conditions de vagues et de houle sont bien en deçà des limites de conception et d'exploitation sûres. De plus, la conception du FPSO tient compte des conditions de vagues et de houle prévues, et le brise-lames du terminal du hub près des côtes est conçu pour que les vagues et la houle aient un impact minimal sur les opérations de production et de déchargement de GNL.

8.3.2.2.1.3 Vents et conditions météorologiques extrêmes

Les alizés maritimes, les alizés (ou harmattan), les vents de la zone de convergence intertropicale (ZCIT) et/ou les cyclones d'origine non tropicale peuvent entraîner des vents et des conditions météorologiques extrêmes. Les vents et les conditions météorologiques extrêmes peuvent provoquer des vagues et de la houle, comme mentionné dans la section précédente.

Les alizés maritimes ont des vitesses moyennes de 6 à 8 m/s et des vitesses maximales de 15 m/s. De tels vents se situent bien en deçà des limites de conception et d'exploitation sûre de toutes les installations. De plus, toutes les installations sont conçues pour supporter les conditions météorologiques extrêmes et les tempêtes violentes prévues, phénomènes très rares dans la région. Cependant, le vent et les tempêtes peuvent accroître les risques associés à d'autres dangers majeurs et à des accidents tels que :

- Collision entre navires; et
- Écrasement d'hélicoptère.

Le navire de forage a été spécialement conçu pour des activités de forage en mer en eau profonde, et les vents et les conditions météorologiques extrêmes sont bien en deçà des limites de conception sûres. Les opérations à risque telles que les opérations des navires de ravitaillement et le transport par hélicoptère ont également des limites d'exploitation sûres clairement définies au sujet des vents et des conditions météorologiques extrêmes. De même, la conception du FPSO tient compte des vents et des conditions météorologiques extrêmes prévues, et le brise-lames du terminal du hub près des côtes est conçu pour garantir un impact minimal du vent, des vagues et de la houle résultant de conditions météorologiques extrêmes, sur la production de GNL et sur les opérations de déchargement.

8.3.2.2.1.4 Foudre

La foudre présente plusieurs risques. Elle peut frapper des personnes à l'extérieur et exposées, provoquer des surtensions transitoires capables d'endommager un équipement, endommager des aéronefs (hélicoptères) et constituer une source d'inflammation pour les matériaux inflammables.

Les installations sont conçues pour résister à des coups de foudre directs, grâce à l'utilisation adéquate de conducteurs et mise à la terre.

8.3.2.2.1.5 Pluie ou brouillard

Les fortes pluies ou le brouillard peuvent entraîner une réduction significative de la visibilité, avec un risque accru de collisions de navires et d'écrasements d'hélicoptère. Comme pour les autres conditions environnementales défavorables, des limites d'exploitation sûres en matière de visibilité ont clairement été définies pour les opérations à risque. Les navires connaissent les emplacements des installations (grâce par exemple aux alertes données aux navigateurs et aux cartes de navigation) et sont équipés d'aides à la navigation (réflecteurs radar et systèmes radar) pour réduire la probabilité de collision avec un navire.

8.3.2.2.1.6 Tremblements de terre

Les tremblements de terre sont le résultat de la libération soudaine d'énergie dans la lithosphère terrestre, qui crée des ondes sismiques. Cela peut avoir un impact direct sur les structures des installations, les pieux et les amarrages, ou peut donner lieu à un tsunami (une série de vagues dans un plan d'eau causées par le déplacement d'un grand volume d'eau à la suite d'une activité sismique).

La Mauritanie et le Sénégal se trouvent dans une zone continentale relativement stable dans laquelle l'activité sismique est quasi nulle. Si cela est pertinent dans le cadre de la définition des codes et des normes, les installations seront conçues pour toutes les charges sismiques anticipées. En ce qui concerne les tsunamis, les vagues peuvent voyager à des milliers de kilomètres de leur source, mais l'activité des vagues est généralement imperceptible en haute mer. Lorsque la vague s'approche de la côte et se déplace dans des eaux moins profondes, il est fréquent qu'elle ralentisse et grossisse. Les dangers de tsunami existent dans tous les océans et les bassins, mais se manifestent le plus fréquemment dans l'océan Pacifique. Les zones côtières de Mauritanie et du Sénégal sont situées dans un milieu à très faible risque de tsunami. Compte tenu de l'emplacement des installations et des profondeurs d'eau associées (> 33 m), les tsunamis ne devraient pas constituer une menace significative.

8.3.2.2.1.7 Circulation aérienne (à l'exclusion des opérations liées aux hélicoptères desservant les installations)

Il y a peu de circulation aérienne commerciale au-dessus de la zone où se trouvent les installations. En général, les vols au départ et à destination de Dakar-Sénégal vers et depuis le nord, notamment Nouakchott-Mauritanie (Mauritanian Airlines et Turkish Airlines), Paris-France (Air France), Bruxelles-Belgique (Bruxelles Airlines), Barcelone-Espagne (Iberian), Casablanca-Maroc (Royal Air Maroc) et Lisbonne-Portugal (Tap Portugal), peuvent survoler la zone de développement générale du projet. Chaque compagnie aérienne offre des services limités avec typiquement un ou deux vols aller-retour par jour.

Les vols vers le sud à destination et en provenance de Nouakchott-Mauritanie, notamment Dakar-Sénégal (Mauritanian Airlines et Turkish Airlines) et Conakry-Guinée (Air France – bien que les vols puissent passer à l'intérieur des terres vers l'est), peuvent survoler la zone de développement générale du projet.

L'aéroport de Nouakchott est situé à environ 200 km au nord-nord-est de la zone de développement du terminal du hub près des côtes. L'aéroport de Dakar est situé à environ 150 km au sud-ouest de la zone de développement du terminal du hub près des côtes. À ces distances, l'aéronef peut avoir commencé son approche sur l'aéroport, mais il devrait être encore à une altitude importante (> 6 000 m). Lors des départs, les aéronefs devraient également être au-dessus des 6 000 m lors du survol de la zone de développement.

En leur point le plus élevé, les installations peuvent atteindre 120 m au-dessus du niveau de la mer (la hauteur de la tour de forage est de 120 m).

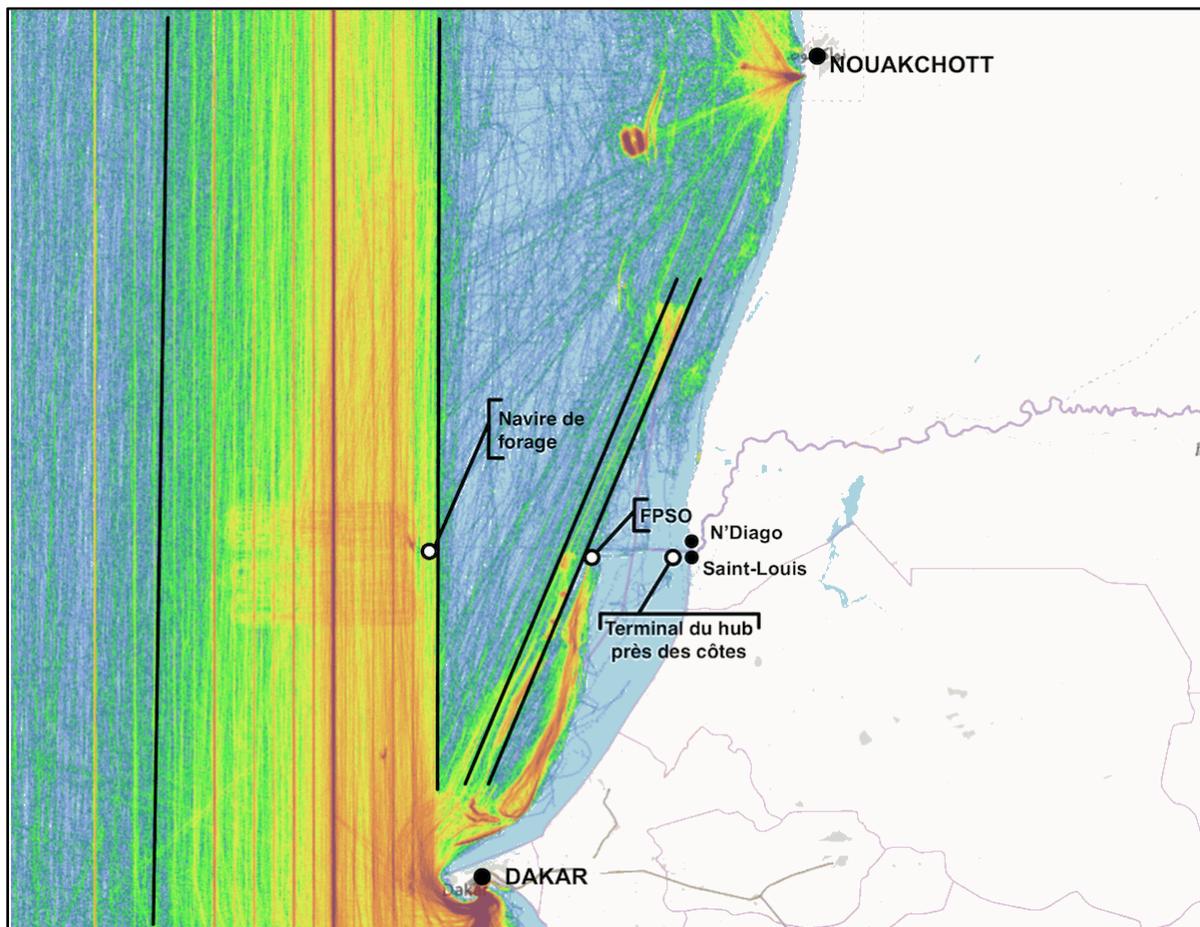
Les compagnies aériennes commerciales ont des bilans historiques en matière de sécurité parmi les meilleurs quelle que soit l'industrie, et les dangers et les risques liés à leurs activités sur les installations du projet sont considérés comme négligeables.

8.3.2.2.1.8 Trafic maritime (à l'exclusion des navires de service associés à l'installation)

Le trafic maritime désigne tout ce qui est l'objet, ou qui est associé au transport maritime de marchandises ou de personnes. Le danger associé à la circulation de navires à proximité des installations découle du risque de collision qui pourrait entraîner une défaillance structurelle ou une perte de stabilité, et/ou un rejet important de condensat ou de GNL en provenance des réservoirs de stockage de coque. Les risques de collision proviennent notamment des navires qui passent à proximité des installations lorsqu'ils sont en route vers leur destination.

La densité du trafic passant au voisinage est illustrée à la figure 8-18. Deux voies de navigation principales sont identifiées à proximité des installations, sur la base des densités de trafic maritime :

- La voie 1, située à environ 70 km à l'ouest de l'emplacement du FPSO, est utilisée par environ 14 600 navires par an, principalement des navires de transport de marchandises et quelques navires-citernes et bateaux de pêche. Notons que le navire de forage est situé sur les bords de la voie 1.
- La voie 2, située à environ 5,5 km à l'ouest de l'emplacement du FPSO, est utilisée par environ 1 100 navires par an, principalement des navires de pêche et quelques navires de transport de marchandises et navires-citernes.



(Goddard 2018c)

Figure 8-18 Trafic maritime

Les risques de collision sont évalués dans le cadre d'une analyse spécifique des dangers liés à la collision entre navires (Goddard. 2018c) et la probabilité d'une collision due au trafic maritime est considérée comme très faible. Cependant, si une telle situation se produisait, les conséquences pourraient être catastrophiques avec un risque potentiel de défaillance structurelle ou de perte de flottabilité, et/ou de déversement important de condensat ou de GNL stocké.

Les risques liés aux navires de passage sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment des zones de sécurité de 500 m autour du navire de forage et du FPSO, et une zone de sécurité de 500 à 600 m autour du terminal du hub près des côtes; des avertissements communiqués aux navigateurs; l'indication claire des installations sur les cartes de navigation; l'usage d'aides à la navigation; la surveillance de la circulation maritime à proximité des installations et la mise en place de plans d'intervention et procédures d'urgence pour faire face aux navires errants.

De plus, le terminal du hub près des côtes est situé à une distance importante de toute voie maritime reconnue, avec un risque négligeable de collision.

8.3.2.2.1.9 Sûreté

Les dangers liés à la sûreté font référence à tout acte de piraterie, de vol, de meurtre, d'enlèvement ou de sabotage commis dans un port ou en mer. Depuis le début du XXI^e siècle, les menaces liées à la sûreté ont considérablement augmenté dans diverses parties du monde. En Afrique, la piraterie se produit principalement dans le Golfe de Guinée, la Mer Rouge, le Golfe d'Aden et au large des côtes somaliennes. Les installations en mer, parce qu'elles appartiennent souvent à des sociétés multinationales (avec des ressources financières importantes), sont la cible de pirates qui comptent sur

les demandes de rançon. Cela explique en partie l'ampleur actuelle des actes de piraterie associés aux installations pétrolières et gazières au Nigéria.

L'exploration pétrolière en mer est une activité relativement nouvelle en Mauritanie et au Sénégal, et la zone dans laquelle se trouvent les installations du projet est stable. La sûreté en Mauritanie et au Sénégal est généralement bonne. Cependant, la menace du terrorisme régional en Afrique de l'Ouest a augmenté le niveau de risque pour la Mauritanie et le Sénégal, en partie à cause de leurs frontières accessibles. La présence des groupes terroristes connus sous le nom d'Al-Qaïda au Maghreb islamique (AQMI) et d'Ansar Dine dans la région pourrait devenir une source d'inquiétude.

Les risques liés à la sûreté sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment la conception des installations pour prévenir tout accès non autorisés, ainsi que des plans et procédures d'exploitation sûres, notamment des plans de sûreté conformes au Code international pour la sûreté des navires et des installations portuaires (ISPS) de l'Organisation maritime internationale (OMI) (OMI. 2012).

8.3.2.2.2 Risques liés à la production pétrolière et gazière en mer (général)

8.3.2.2.2.1 Hydrocarbures de procédé

Les opérations de développement pétrolier et gazier impliquent la production et le traitement de grands volumes d'hydrocarbures. Du fait de leur nature, ces hydrocarbures inflammables peuvent éventuellement entraîner divers types d'événements dangereux en cas de rejet accidentel. Si un rejet d'hydrocarbures s'enflamme, un incendie et une explosion peuvent se produire. La caractéristique de ces incendies et explosions dépend du type de produit, du débit et de la nature du rejet, du moment où a lieu l'inflammation et de la nature de l'équipement, des procédés et des structures voisines. Ces conséquences peuvent se caractériser par :

- Un jet enflammé – un jet enflammé de gaz ou de liquide atomisé relâché par un équipement sous forte pression. Il peut entraîner des dommages importants pour tout équipement situé à l'intérieur ou près des flammes, et être mortel pour toute personne située à une certaine distance des flammes.
- Un feu de nappe – une nappe d'hydrocarbure liquide en feu. Il peut entraîner des dommages importants sur les équipements et être mortel pour toute personne située à l'intérieur ou près du feu de nappe.
- Un feu de type Flash – un feu qui se propage à travers un nuage de gaz dans une région ouverte et non congestionnée. Il peut être mortel pour quiconque se trouvant dans le nuage, mais il est peu probable qu'il endommage un équipement ou une installation.
- Une explosion – combustion d'un nuage de gaz provoquant une augmentation rapide de la pression (surpression). La sévérité d'une explosion dépend de la vitesse à laquelle la flamme se propage et de la façon dont la pression peut se relâcher au-delà du nuage de gaz. Elle peut entraîner des dommages importants sur des équipements et des installations, et être mortelle pour toute personne située à une certaine distance de l'explosion.
- Une boule de feu – feu de forme sphérique provoqué par la libération soudaine et explosive de liquide ou de gaz sous pression qui s'enflamme spontanément. Bien que la boule de feu ne dure que quelques secondes, le rayonnement thermique associé peut endommager certains équipements et installations non protégés et être mortel pour toute personne située à une certaine distance.

Les explosions et les jets enflammés peuvent entraîner des dommages particulièrement importants sur les structures, certains équipements de procédés et des systèmes de sécurité et d'urgence critiques. Les feux de nappe peuvent générer des fumées abondantes qui peuvent réduire la visibilité, être toxique et pénétrer dans les zones prévues pour le rassemblement sécurisé et l'évacuation.

Les risques liés aux hydrocarbures de procédés sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle (suivant l'installation concernée), notamment un aménagement et une conception appropriés des systèmes de procédés; des programmes de gestion de l'intégrité, en particulier l'inspection, les essais et la maintenance d'équipement; l'utilisation de systèmes de protection de procédés tels que l'instrumentation, la protection contre la surpression, l'arrêt d'urgence, la dépressurisation et la purge sous pression; ainsi que d'autres systèmes de sécurité tels que le système de détection incendie et détection de gaz, la protection incendie active et passive, et les murs et les barrières anti-explosion. En outre, dans le cadre du processus de conception, les dangers liés à la sécurité des procédés sont évalués en détail et les installations sont conçues pour les charges accidentelles nominales (DAL) anticipées pour l'incendie et l'explosion.

Enfin, les équipements seront sélectionnés en fonction de la zone dangereuse où ils se trouvent.

8.3.2.2.2 Navires de service

Plusieurs navires prêtent assistance et participent aux opérations en mer, notamment des navires de ravitaillement, des navires de surveillance, des remorqueurs pour aider à l'accostage du méthanier et des bateaux d'équipage rapides. Compte tenu du nombre et de la fréquence de ces opérations, il existe un risque de collision entre un navire de service et d'autres installations.

Les navires de service desservant les installations du projet GTA-Phase 1 peuvent être de taille assez importante, notamment les navires de ravitaillement, le navire de surveillance et les remorqueurs, dont le tonnage de port en lourd peut atteindre 7 500 tonnes. Selon la vitesse du navire en route vers les installations ou manœuvrant autour d'elles, les énergies de collision et les dommages causés peuvent être relativement élevés et peut endommager le navire de service et/ou l'autre installation impliquée dans la collision (p. ex. : la structure tubulaire en treillis (jacket) de la plateforme LS, une perte de confinement sur des tubes prolongateurs et des dommages au niveau de la coque du FLNG, du méthanier ou du FPSO).

Cependant, les énergies mises en jeu lors d'une collision du navire de ravitaillement sont généralement insuffisantes pour entraîner des dommages importants aux structures tubulaires en treillis ou au niveau de la coque d'autres navires.

Les risques de collision avec les navires de service sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment l'inspection et la maintenance pour s'assurer de la navigabilité des navires; la formation de l'équipage pour s'assurer de la compétence; les aides à la navigation et les prévisions météorologiques; et les procédures opératoires sûres, avec notamment l'accostage, l'approche et les manœuvres, des limites environnementales clairement définies et l'utilisation d'installations et d'équipements de sauvetage appropriés. Le FPSO et le FLNG sont des navires conçus avec une double coque prévue pour résister à des énergies d'impact élevées sans perte d'intégrité du réservoir de stockage. De plus, les tubes prolongateurs sont entourés d'une protection contre les impacts aux endroits où il existe un risque de collision.

8.3.2.2.3 Stabilité

La perte de stabilité représente un danger pour toutes les installations flottantes. La stabilité des navires peut être affectée par plusieurs facteurs, notamment :

- Les défaillances et les erreurs du système de ballastage;
- La distribution des charges sur le pont;
- Le remplissage, le déchargement des réservoirs et la distribution des volumes;
- La fatigue de la coque;
- La chute d'objet;
- La corrosion;
- La perte d'amarrage;

- Les conditions météorologiques défavorables; et
- Tout autre événement accidentel majeur (p. ex. : incendie ou explosion dans les installations de surface, collision avec un navire).

La perte de stabilité a des conséquences potentiellement catastrophiques pouvant aller jusqu'au naufrage du navire. Cela peut entraîner des décès multiples ainsi que des déversements provenant de la cargaison et/ou du diesel à usage maritime.

Les risques liés à la stabilité sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment l'évaluation rigoureuse des risques, comme l'analyse des modes de défaillance et de leurs effets (FMEA) dans le cadre de la conception du système de ballastage du navire; des pompes de ballast redondantes avec vannes critiques retournant par défaillance dans leur position de sécurité (ouverte ou fermée selon le cas); et la formation des opérateurs de ballast pour s'assurer de leur compétence. De plus, les procédures d'opération marines et les systèmes de gestion du navire (VMS) résolvent les calculs de stabilité et les besoins en matière d'opérations de ballastage et de chargement sur le pont ou dans les réservoirs, y compris lors de conditions météorologiques défavorables. Les coques des navires sont également conçues pour les conditions environnementales et la durée de vie en fatigue spécifiées; elles sont équipées des systèmes appropriés de protection anti-corrosion (en particulier revêtements et protection cathodique). Les coques sont inspectées et entretenues, et sont certifiées par un tiers indépendant dans le cadre des exigences de classe (de navire) actuelles.

Une redondance est assurée au niveau des systèmes d'amarrage du FPSO et du FLNG; les amarrages sont conçus pour les conditions environnementales prévues et sont inspectés et entretenus.

8.3.2.2.2.4 Intégrité structurelle

La perte d'intégrité structurelle représente un danger pour la plateforme LS. Les défaillances structurelles peuvent également avoir une incidence sur toute structure portante, notamment la tour de forage, les grues et les supports structuraux des châssis mobiles pour assemblage de procédé. L'intégrité structurelle peut être affectée par plusieurs facteurs, notamment :

- La distribution de charge sur le pont;
- La fatigue;
- La corrosion;
- Les conditions météorologiques défavorables; et
- Tout autre événement accidentel majeur (p. ex. : incendie ou explosion dans les installations de surface, collision avec un navire).

La perte d'intégrité structurelle a des conséquences potentiellement catastrophiques pouvant aller jusqu'à l'effondrement de la plateforme LS.

Les risques structuraux sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment la conception des installations pour les charges prévues, en prenant en compte les conditions météorologiques et des facteurs de sécurité pertinents, conformes aux codes et normes acceptés et aux bonnes pratiques; les relevés des fonds marins avant l'installation d'ancrage à succion; et la mise en place des systèmes appropriés de protection anti-corrosion (notamment revêtements et protection cathodique). Les éléments structurels et les nœuds critiques sont également identifiés dans les programmes de gestion d'intégrité structurelle, et sont ensuite soumis à une inspection et une maintenance appropriées.

8.3.2.2.2.5 Transport de l'équipage

Le personnel est transporté vers et depuis les installations en mer à l'aide d'un hélicoptère (pour le navire de forage) et d'un bateau d'équipage rapide (pour le FPSO et le terminal du hub près des côtes). Le FLNG, la plateforme LS et le FPSO sont également équipés d'hélicoptères, mais ceux-ci ne seront utilisés qu'en cas d'urgence, et non pour le transfert de l'équipage.

Le transport par hélicoptère se fait au départ de Dakar ou de Nouakchott, avec des appareils Agusta Westland AW139 pouvant transporter jusqu'à dix passagers et trois membres d'équipage.

Les accidents d'hélicoptère peuvent survenir au décollage, à l'atterrissage ou en vol. Pendant le décollage ou l'atterrissage, il existe un risque d'accident sur l'installation, mais le risque d'effet domino aggravant est limité car les hélicoptères font leur approche dans des secteurs dégagés désignés et atterrissent sur l'hélicoptère convenablement conçu. Tout accident sur l'installation se produirait probablement près de l'hélicoptère. Les hélicoptères sont loin de tout équipement de forage et de procédé et loin des éléments structurels critiques du navire de forage, du FLNG, du FPSO et de la plateforme LS. En cas de chute en mer, les passagers et l'équipage peuvent être en mesure de s'échapper de l'hélicoptère. Les températures de l'eau au large de la Mauritanie et du Sénégal sont relativement chaudes et les vitesses de courant sont faibles, par conséquent les chances de sauvetage et de récupération sont élevées si le personnel survit au choc initial.

Les risques liés au transport par hélicoptère sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment l'inspection, l'essai et la maintenance des aéronefs; les systèmes de surveillance embarqués des aéronefs; la formation et la compétence de l'équipage et des passagers; l'échantillonnage fait sur le carburant; et les procédures opératoires sûres, notamment les limites environnementales clairement définies et l'utilisation d'équipements de sauvetage appropriés. De plus, les hélicoptères sont de type bimoteurs et chaque vol est assuré par deux pilotes.

Des bateaux d'équipage rapides sont utilisés pour transférer le personnel des bases d'approvisionnement vers le FPSO et vers le terminal du hub près des côtes. Les bateaux ont la capacité de transporter jusqu'à 60 passagers. Un accident majeur de bateau d'équipage peut survenir lors du trajet entre les bases d'approvisionnement et les installations, et peut impliquer une perte de stabilité ou un naufrage.

Le transfert au terminal du hub près des côtes se fait par une jetée articulée protégée. Le transfert de l'équipage vers le FPSO sera réalisé par un FROG de dix personnes, soulevé par une grue dûment certifiée sur le FPSO. Des décès pourraient survenir en cas de chute d'un FROG au cours des opérations de transfert.

Les risques liés au transport par bateaux d'équipage sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment l'inspection, l'essai et la maintenance, la conformité aux normes maritimes et aux codes de bonne pratique reconnus; la formation et la compétence de l'équipage et des passagers; et les procédures opératoires sûres, notamment les limites environnementales et l'utilisation d'équipements de sauvetage appropriés.

8.3.2.2.6 Manutention et levage des matériaux

De nombreuses opérations de manutention et de levage des matériaux ont lieu en mer. Les dangers pertinents pour toutes les installations concernent l'utilisation de grues principales pour le chargement et le déchargement de matériel et d'équipement. Des grues sont situées sur le navire de forage, le FPSO, le FLNG et la plateforme LS. Lors d'importantes activités de levage, il existe un risque de chute d'objet. Les opérations de levage liées au navire de ravitaillement comprennent :

- Le chargement et le déchargement quasi quotidiens de fournitures générales et d'équipement vers et depuis toutes les installations.
- Des conteneurs portables de produits chimiques.
- Des pièces détachées et les pièces de rechange pour les équipements.
- Les conteneurs pour la fabrication du mélange réfrigérant de GNL pour le FLNG (trois conteneurs d'éthylène de 20 m³, six conteneurs de propane de 25 m³ et 12 conteneurs d'isopentane de 25 m³ par an).

Les chutes d'objets peuvent endommager les équipements des installations de surface, impacter un équipement sous-marin, notamment les tubes prolongateurs, causer des dommages aux navires de ravitaillement et entraîner des rejets d'hydrocarbures. Elles peuvent également entraîner le rejet du réfrigérant mélangé.

Les risques de manutention de matériel et de levage sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment l'inspection et l'essai des équipements de levage; la création de zones réservées au levage et à la dépose; la formation et la compétence de l'équipage; la vérification du manifeste de cargaison; et les procédures opératoires sûres, couvrant notamment les limites environnementales.

8.3.2.2.2.7 Installations d'hébergement

Les installations d'hébergement contiennent divers matériaux qui présentent un risque d'incendie, notamment les matériaux à base de cellulose (p. ex. : papier, tissus, etc.), les matières plastiques, les graisses et huiles de cuisson et les équipements électriques. Des incendies importants dans des installations d'hébergement peuvent entraîner de nombreux décès, en grande partie en raison du nombre élevé de personnes présentes dans des installations habitées en permanence. Cependant, les incendies sont généralement localisés, détectés rapidement avec des systèmes de détection de fumée et d'incendie, et facilement contrôlés à l'aide d'extincteurs portatifs. Des robinets incendie armés (RIA) connectés à un réseau d'eau incendie sont également disponibles dans les installations d'hébergement.

8.3.2.2.2.8 Transfert et stockage de carburant diesel

Des quantités importantes de diesel sont entreposées à bord du navire de forage et de la plateforme LS au terminal du hub près des côtes. Le navire de forage utilise le diesel comme carburant pour ses moteurs et pour sa production d'électricité. Le diesel est stocké en vrac sur le FPSO, le FLNG et la plateforme LS et est utilisé comme carburant par les remorqueurs qui aident à l'accostage des méthaniers.

D'importants déversements et rejets de diesel peuvent se produire en raison de fuites ou de ruptures de réservoirs de stockage, ou lors d'opérations de ravitaillement durant lesquelles le diesel est transféré en vrac du navire de ravitaillement. La source de loin la plus probable pour tout déversement ou fuite un peu importante, est le ravitaillement. Ces opérations nécessitent l'utilisation de tuyaux flexibles, la manipulation de plusieurs vannes et le transfert de diesel dans et hors des réservoirs de stockage en vrac à bord.

Les opérations de ravitaillement sont toutefois strictement contrôlées pour éviter les déversements et les rejets. Toutes les opérations de transfert nécessitent une « autorisation de travail », qui permet de s'assurer que les risques sont maîtrisés et que les contrôles appropriés sont en place. Ces contrôles comprennent l'inspection des tuyaux et du matériel de transfert; les contrôles matériels et procéduraux pour prévenir un débordement de réservoir; des zones avec muret pour le confinement des déversements; des processus de vérification de l'état d'ouverture ou fermeture des vannes adéquates; et la compétence et la formation du personnel.

Le diesel est un liquide combustible. La Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (SOLAS) de l'OMI stipule que le point d'éclair des carburants diesel utilisés à bord des navires doit être supérieur à 60 °C. Par conséquent, les déversements ne présentent généralement pas un risque d'incendie important, à moins qu'ils se produisent dans les salles des moteurs, les zones des machines et les aires de services, comme indiqué ci-dessous.

8.3.2.2.2.9 Salles des moteurs, zones des machines et aires de services

Plusieurs types d'incendies peuvent se produire dans la salle des moteurs, les zones des machines et les aires de services. Les principales matières dangereuses (sources de carburant) dans ces zones sont le carburant diesel (diesel à usage maritime), l'huile de lubrification et le gaz de combustion.

Le carburant diesel et l'huile de lubrification sont des fluides à point d'éclair élevé qui normalement ne s'enflamment pas, sauf s'ils sont chauffés, imbibés dans un calorifugeage ou pulvérisés sous pression (puis mis en contact avec une surface chaude telle qu'un tuyau d'échappement). Le personnel se

trouvant près du feu peut subir des brûlures ou suffoquer sous la fumée. Les incendies peuvent créer une fumée importante et si les mesures de lutte contre l'incendie et de mitigation échouent ou ne sont pas efficaces, ils peuvent dégénérer et s'étendre aux zones adjacentes.

Le gaz de combustion est utilisé sur le FPSO, le FLNG et la plateforme LS, et peut être acheminé vers les aires de services et les zones des machines. Bien que les pressions de gaz de combustion soient relativement faibles (typiquement inférieures à six bars) et bien que les inventaires soient limités aussitôt qu'une fuite est détectée et isolée, tout rejet peut éventuellement entraîner un incendie ou une explosion.

Les risques d'incendie et d'explosion dans la salle des moteurs, les zones des machines et les aires de services sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment l'inspection, l'essai et la maintenance des équipements; la mise en place d'un système de détection incendie et détection de gaz approprié; le calorifugeage des échappements; des pare-éclaboussures sur les conduites exposées; et un système de protection incendie à base de gaz inerte qui inonde l'espace à protéger afin d'éteindre n'importe quel feu. Lors de la détection d'un incendie ou la confirmation de détection de gaz, l'arrêt d'urgence isole également le débit d'arrivée de carburant ou de gaz. Les aires de services utilisant du gaz de combustion sont des aires dangereuses classées Zone 2 (une zone dans laquelle une atmosphère de gaz explosif est peu probable en fonctionnement normal et, si c'est le cas, n'existera que pendant une courte durée) avec tous les équipements respectant un classement adéquat et les sources d'ignition placées sous contrôle.

8.3.2.2.10 Injection de produits chimiques

Le système d'injection de produits chimiques du FPSO injecte des produits chimiques inflammables ou combustibles (p. ex. : monoéthylène glycol et méthanol) dans les flux de production, à la surface et sous la surface, à des pressions élevées. Compte tenu des volumes de stockage relativement importants, il existe un risque de feu de nappe (provenant du stockage) ou de pulvérisation de liquide atomisé avec des vapeurs inflammables entraînant un jet enflammé (en aval des pompes d'injection à haute pression).

Les systèmes d'injection de produits chimiques du FPSO sont couverts par de nombreuses mesures de protection liées au procédé, telles que décrites à la section 8.3.2.2.1. Ces mesures comprennent les programmes de gestion d'intégrité, notamment l'inspection, l'essai et la maintenance d'équipement; l'utilisation de systèmes de protection des procédés tels que l'instrumentation, la protection contre la surpression et l'arrêt d'urgence; ainsi que d'autres systèmes de sécurité tels que le système de détection incendie et détection de gaz, la protection incendie active et passive et les murs et les barrières anti-explosion. En outre, dans le cadre du processus de conception, les dangers liés à la sécurité des procédés sont évalués en détail et les installations sont conçues pour les charges accidentelles nominales (DAL) anticipées pour l'incendie et l'explosion.

Par ailleurs, les zones de traitement dans lesquelles se trouvent les systèmes d'injection de produits chimiques sont des aires dangereuses de zone 2 (une zone dans laquelle une atmosphère de gaz explosif est peu probable en fonctionnement normal et, si c'est le cas, n'existera que pendant une courte durée) avec tous les équipements respectant un classement adéquat et les sources d'ignition placées sous contrôle.

8.3.2.2.11 Sulfure d'hydrogène

Le sulfure d'hydrogène (H₂S) est très toxique et peut entraîner la mort à très faible concentration. Une seule respiration d'air contaminé par 1 000 parties par million (ppm) peut provoquer un coma. Une exposition continue à cette concentration ou à une concentration encore plus faible (de l'ordre de 200 ppm) conduit rapidement à la mort.

Le sulfure d'hydrogène (H₂S) peut être présent dans la formation pétrolière et peut être acheminé à la surface avec la boue de forage, ou peut être contenu dans des fluides de gisement de production.

Compte tenu de l'historique des forages d'exploration et des données anticipées de bilan matière sur les fluides de gisement, les niveaux d'H₂S dans les fluides de gisement sont négligeables et ne devraient pas présenter de risques pour le forage ou le prétraitement des gaz d'alimentation sur le

FPSO. Le procédé du FNLG contient un traitement aux amines, utilisé pour extraire du gaz d'alimentation l'H₂S, les composés de soufre et le dioxyde de carbone (CO₂). Le gaz de tête extrait du régénérateur d'amine peut par conséquent avoir une plus grande concentration en H₂S et en CO₂ dans le flux de gaz. De l'H₂S peut également être présent dans d'autres systèmes tels que la régénération de monoéthylène glycol à bord du FPSO. Cependant, compte tenu des quantités négligeables de H₂S dans le gaz d'alimentation, le H₂S n'est pas considéré comme présentant un risque significatif.

8.3.2.2.12 Inspection, essai et maintenance

L'un des principaux objectifs de l'inspection, de l'essai et de la maintenance sur les installations est d'empêcher que des dangers majeurs se produisent en assurant l'intégrité continue des installations et des équipements. Bien que ces activités en soi ne constituent pas un danger majeur, les activités entreprises pendant l'inspection, l'essai et la maintenance peuvent causer ou contribuer à la réalisation d'un danger majeur, notamment :

- Des travaux nécessitant l'isolation, ou l'entrée dans une conduite ou une capacité de procédé.
- La manutention mécanique d'équipement dans les zones de procédé.
- Un travail par point chaud (qui fournit une source potentielle d'ignition).
- Une maintenance inadéquate ou déficiente d'un équipement critique.

Les risques associés à l'inspection, à l'essai et à la maintenance sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment la formation et la compétence de l'équipage; le contrôle des procédures de travail, en particulier le Permis de travail et la manutention des matériaux; les systèmes de gestion d'intégrité, en particulier les exigences spécifiques pour la maintenance et le suivi des équipements et des installations jugés critiques pour la sécurité ou l'environnement.

8.3.2.2.3 Dangers liés aux opérations de forage du navire de forage

8.3.2.2.3.1 Utilisation d'explosifs

Des explosifs et des détonateurs sont requis pour la perforation du puits pendant les activités de complétion du puits à bord du navire de forage, et peuvent présenter un risque d'explosion accidentelle. Des explosifs peuvent également être utilisés pour couper la tige de forage, en cas d'événements imprévus tels que le coincement ou le sur-enroulage (overwrapping) d'une tige de forage pendant les opérations de forage.

La détonation prématurée d'explosifs peut entraîner la mort si le personnel se trouve à proximité. Compte tenu de la taille des charges impliquées et de l'existence de procédures de manutention sûres, un effet domino aggravant et/ou des dommages structuraux importants sur le navire de forage ne sont pas considérés comme crédibles, mais de multiples décès sont toujours possibles.

Les risques associés à l'utilisation d'explosifs sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment le stockage sécurisé d'explosifs dans des conteneurs en acier pouvant être jetés par-dessus bord en cas d'incendie et maintenus éloignés des autres stockages de matières inflammables; l'importation, la manipulation et l'utilisation par un tiers spécialisé; et le silence radio observé lors de l'utilisation des explosifs pour éliminer le risque de détonation accidentelle.

8.3.2.2.3.2 Contrôle de puits

Un incident de contrôle de puits peut se produire en raison d'un afflux imprévu de fluides de gisement pendant le forage, la complétion ou le reconditionnement, entraînant une éruption de puits ou fuite de puits. Une éruption de puits est un accident où les fluides de formation s'échappent du puits, ou s'écoulent entre les couches de formation, après l'échec des barrières de puits primaires et secondaires. Une fuite de puits est un incident où des hydrocarbures liquides ou gazeux s'échappent du puits de façon imprévue et l'écoulement peut être arrêté par l'utilisation des barrières primaires ou secondaires.

Le risque potentiel d'avoir des éruptions de puits et des fuites de puits varie selon le type d'opérations effectuées. Des barrières différentes s'appliquent aux opérations de production et à celles de forage ou d'intervention sur puits. Des éruptions ou des fuites de puits peuvent survenir lors d'un forage profond (dans le réservoir) ou si le forage rencontre une poche de gaz peu profonde. Lors de forage en profondeur, il existe deux barrières anti-éruption : la barrière primaire est maintenue par la hauteur hydrostatique de fluide de forage (boue) et la barrière secondaire est le BOP. Des éruptions de puits et des fuites de puits peuvent se produire lors de forage en profondeur si la pression du puits dépasse la pression hydrostatique de fluide de forage et s'il y a défaillance du contrôle de la venue (kick) (un écoulement des fluides du réservoir à l'intérieur du puits de forage). Les fluides du réservoir peuvent remonter vers la surface et être rejetés à travers l'espace annulaire (annulus) ou le train de tiges de forage (p. ex. : défaillance du clapet anti-retour du train de tiges de forage). La conséquence peut être une éruption de puits si le BOP ne parvient pas à se fermer ou ne parvient pas à sceller le puits, et/ou s'il y a défaillance du clapet anti-retour du train de tiges de forage.

Les éruptions de gaz peu profond sont causées par le forage imprévu dans une poche de gaz située à des profondeurs de forage relativement faibles, avant d'atteindre le réservoir principal. Généralement, le tube prolongateur marin (riser) et le BOP n'ont pas encore été installés sur la tête de puits et par conséquent, le gaz est relâché au fond de la mer. Si le tube prolongateur marin et le BOP sont déjà installés (mais que la profondeur du puits est trop faible pour permettre la fermeture du BOP sans risquer de fracturer la formation rocheuse), le gaz est alors acheminé vers l'installation et redirigé par-dessus bord par l'intermédiaire du système déflecteur. Une défaillance du système déflecteur peut se produire, principalement en raison du débit élevé et des débris dans le gaz (notamment du sable et de la roche).

L'éruption peut entraîner un rejet important d'hydrocarbures liquides et gazeux, avec pour conséquences potentielles d'importants déversements d'hydrocarbures ou, en cas d'inflammation, une explosion et un incendie pouvant englober le navire et entraîner un nombre de décès important. Les fuites de puits durent généralement moins longtemps que les éruptions, et présentent des risques plus faibles d'entraîner des décès et de dommages importants aux installations ou à l'environnement.

D'après l'évaluation faite dans le dossier de SSE du navire de forage (Atwood Oceanics. 2016), la perte de flottabilité causée par une éruption sous-marine (due à des gaz peu profonds) n'est pas considérée comme présentant un danger significatif; le plus préoccupant dans ce cas est la présence de gaz inflammables à la surface pouvant entraîner des incendies ou des explosions.

Les éruptions de puits peuvent également survenir sur des puits en production. Pendant la production, les barrières primaires et secondaires sont des barrières mécaniques, notamment la vanne de sécurité sous-marine contrôlée en surface (VSSMCS) et les vannes latérales sur tête de production, qui peuvent être activées pour isoler le puits. En complément, la garniture d'étanchéité (packer), le tube de production (tubing) et le tubage (casing) constituent des barrières passives.

Les risques liés au contrôle de puits sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment la formation par des tiers de l'équipe de forage sur le contrôle de puits, pour s'assurer de leur compétence; les systèmes et équipements permettant de détecter tout afflux de fluides de gisement dans le puits foré, y compris le suivi des volumes de retour de boue et la composition du gaz; et l'équipement de contrôle de puits (p. ex. : BOP) et les procédures. Dans le cas éventuel d'une venue (kick) lors d'un forage en profondeur, le BOP peut être fermé tout en maintenant une circulation de la boue et des fluides de gisement par l'intermédiaire du système de duse et d'injection (choke & kill), de façon contrôlée. Le gaz est évacué en toute sécurité par l'intermédiaire du séparateur de gaz de boue tandis que le poids de la boue est augmenté pour garder le contrôle du puits.

8.3.2.2.3.3 Retours de boue et traitement

La boue de forage qui remonte du puits par l'intermédiaire du tube prolongateur traverse le séparateur (pour éliminer les hydrocarbures), le dégazeur (pour éliminer les hydrocarbures gazeux) et les tamis vibrant de schiste (pour éliminer les déblais de forage) avant d'être renvoyée dans les bassins à boue.

Cet équipement, localisé dans la zone de traitement de boue, est située du côté tribord de la zone du puits central du navire de forage, sous le plancher de forage. Si une quantité importante de gaz venait à être entraînée dans la boue de forage (boue gazée) et était renvoyée dans la zone de traitement de boue, une explosion pourrait se produire.

Les risques associés à la boue gazée sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment la surveillance de la boue avec des procédures de contrôle de puits et de venue pour isoler les retours dans les bassins à boue et les tamis vibrants, et évacuer en toute sécurité le gaz entraîné. De plus, la zone de traitement de boue est une aire dangereuse classée Zone 1 (une zone dans laquelle une atmosphère de gaz explosif risque de se produire en fonctionnement normal), avec tous les équipements respectant un classement adéquat et les sources d'ignition placées sous contrôle.

8.3.2.2.3.4 Essai ou récurage de puits

L'essai et le récurage de puits impliquent l'écoulement contrôlé d'hydrocarbures de gisement sur le navire de forage. La zone d'essai de puits du navire de forage est située à l'arrière du navire, sur la plateforme d'essai du puits, au-dessus du pont principal. Lors des essais de puits, il existe un certain risque de perte de confinement et de rejet d'hydrocarbures liquide et gazeux. En cas de rejet accidentel, il pourrait se produire un jet enflammé fortement turbulent.

La zone d'essai du puits est protégée pendant les essais par un système de détection incendie et détection de gaz appropriés et par un dispositif d'extinction automatique. En cas de détection incendie ou détection confirmée de gaz, l'arrêt d'urgence isole le débit provenant du puits au niveau de la tête de puits du navire. La zone d'essai du puits est une aire dangereuse classée Zone 2 (une zone dans laquelle une atmosphère de gaz explosif est peu probable en fonctionnement normal et, si c'est le cas, n'existera que pendant une courte durée) avec tous les équipements respectant un classement adéquat et les sources d'ignition placées sous contrôle (p. ex. : les brûleurs sont éloignées de la zone située à l'arrière du navire, sur les côtés bâbord et tribord). L'équipement d'essai de puits est également identifié comme étant un équipement critique pour la sécurité; il est correctement certifié et inspecté avant utilisation.

8.3.2.2.3.5 Carburant pour hélicoptère

Le navire de forage dispose d'un réservoir de stockage de carburant pour hélicoptère et d'une unité de distribution situés sur le pont supérieur des quartiers de vie, à côté de l'hélicoptère. Bien que ce carburant soit inflammable, c'est un liquide avec un point d'éclair relativement élevé (> 38 °C), qui nécessite normalement d'être chauffé par une source de chaleur externe ou par contact avec une surface chaude pour pouvoir s'enflammer. Les seules surfaces suffisamment chaudes dans le voisinage sont sur l'hélicoptère lui-même, et elles ne sont pas situées près des réservoirs de carburant.

Dans le cas d'un déversement enflammé et d'un incendie au cours du ravitaillement, la taille de l'incendie pourrait être limitée par l'arrêt d'urgence des pompes et le système de drains fermés pour collecter les déversements de carburant. Par conséquent, l'incendie devrait être rapidement maîtrisé par les systèmes de lutte contre l'incendie. Des canons à mousse sont prévus pour protéger l'hélicoptère, et le châssis mobile (skid) de carburant pour hélicoptère est protégé par un système d'agent (mousse) formant un film flottant (AFFF). L'hélicoptère doit également être inoccupé pendant les opérations de ravitaillement.

8.3.2.2.3.6 Opérations simultanées

Les opérations de forage s'effectuent de façon simultanée avec d'autres activités de développement sur le terrain, telles que la construction et l'installation en mer.

Pendant la phase de construction et d'installation, le navire de forage est situé à une distance importante des activités associées au FPSO ou au terminal du hub près des côtes. Par conséquent, il n'y a pas de risques significatifs liés à des opérations simultanées (SIMOPS). Pendant la phase d'exploitation, il peut y avoir des opérations de forage et de reconditionnement qui se déroulent près des deux centres de collecteur, avec la réalisation d'opérations simultanées (SIMOP) de forage, de complétion et de production. Par conséquent, il existe potentiellement des dangers et des risques liés

aux SIMOPS, notamment, une chute d'objet ayant un impact sur les puits sous-marins et les infrastructures de production.

La trajectoire d'un objet tombant dans l'eau dépend fortement de sa forme et de son poids. Les objets longs et élancés comme les tiges de forage peuvent présenter un comportement oscillant et peuvent éventuellement atterrir à une distance significative du point de chute. Les objets massifs en forme de boîte, comme les conteneurs, auront tendance à tomber verticalement. Les écarts angulaires typiques (par rapport à un axe de chute absolument vertical) vont de 2 degrés pour les conteneurs très lourds, à 15 degrés pour les tubes de forage (DNV. 2010). Par conséquent, compte tenu de la profondeur d'eau d'environ 2 800 m, les tiges de forage peuvent tomber à plus de 700 m au-delà du point de chute, et impacter potentiellement les lignes de production sous-marines.

Dans le cas d'un rejet sous-marin de fluide de gisement en eaux profondes, de faibles concentrations de gaz peuvent migrer vers la surface accompagnées d'un déversement d'hydrocarbures provenant des fluides du puits de production. Sur la base de l'évaluation effectuée dans le dossier SSE du navire de forage, la perte de flottabilité n'est pas considérée comme un danger significatif et, compte tenu de la profondeur d'eau, il est improbable que les concentrations de gaz à la surface de la mer atteignent les limites d'inflammabilité. Le débit de fluide de gisement peut être interrompu au niveau de l'arbre de Noël de la tête de puits ou au niveau de la VSSMCS, qui isolent l'écoulement en provenance des puits de production. Cependant, les installations sous-marines contiennent des inventaires inflammables importants compte tenu de la longueur, de la taille et de la pression (des pipelines).

8.3.2.2.4 Dangers liés au traitement des hydrocarbures du FPSO

8.3.2.2.4.1 Installations de production sous-marine, tubes prolongateurs et gazoduc d'alimentation

Les installations de production sous-marines comprennent des têtes de puits, des arbres de Noël, des collecteurs, des lignes de production doubles, un CEPL et des tubes prolongateurs pour la distribution des fluides de gisement vers et depuis le FPSO. La production est assurée par neuf têtes de puits, connectées par des lignes de production de diamètre nominal 18 pouces (environ 450 mm), aux collecteurs sous-marins (MC1 et MC3) et au CEPL situé à environ 80 km du MC1. Depuis le CEPL, un tube prolongateur flexible de 16 pouces (environ 400 mm) de diamètre intérieur (DI) transporte les fluides de gisement vers les installations de réception à bord du FPSO. Après un traitement dans les unités de surface, le gaz d'alimentation est envoyé au CEPL par l'intermédiaire de deux tubes prolongateurs d'alimentation en gaz d'exportation de 18 pouces (environ 450 mm). Le gaz est ensuite acheminé vers le terminal du hub près des côtes par un gazoduc d'alimentation de diamètre nominal 30 pouces (environ 760 mm).

Les événements potentiellement dangereux associés aux installations sous-marines impliquent une perte de confinement au niveau des fluides de gisement ou des gaz d'alimentation. Les causes de rejets comprennent une défaillance mécanique (p. ex. : corrosion, érosion, défauts de construction) et des impacts (p. ex. : chute d'objets, collision entre un navire de ravitaillement et des tubes prolongateurs).

Dans le cas d'un rejet sous-marin de fluide de gisement ou de gaz en eaux profondes, de faibles concentrations de gaz peuvent migrer vers la surface accompagnées d'un déversement d'hydrocarbures provenant des fluides du puits de production. Compte tenu de la profondeur d'eau, il est improbable que les concentrations de gaz à la surface de la mer atteignent les limites d'inflammabilité. Le débit de fluide de gisement peut être interrompu au niveau de l'arbre de Noël de la tête de puits ou au niveau de la VSSMCS, qui isolent l'écoulement en provenance des puits de production. L'interruption d'un rejet de gaz d'alimentation est assurée au niveau du FPSO par la fermeture de la vanne d'arrivée à bord du tube prolongateur (riser boarding valve), la VISM du CEPL et au niveau de la plateforme avec tube prolongateur du terminal du hub près des côtes, par la vanne d'arrivée à bord du tube prolongateur. Cependant, les installations sous-marines contiennent des inventaires inflammables importants compte tenu de la longueur, de la taille et de la pression (des pipelines).

Les tubes prolongateurs présentent un danger d'incendie important, du fait de leur pression élevée, leur inventaire important et leur localisation relativement proche d'autres équipements de procédés et installations dans des zones normalement fréquentées par les opérateurs. Deux des six accidents majeurs des installations de production examinés dans l'accidentologie impliquaient des tubes prolongateurs. Sur le FPSO, les tubes prolongateurs sont situés au milieu du navire, à une certaine distance des logements. Des vannes d'isolement sous-marines (VISM) sont également fournies au CEPL pour isoler les flux en provenance des systèmes de production sous-marins et des gazoducs d'alimentation.

Les risques associés aux installations de production sous-marines, aux tubes prolongateurs et aux gazoducs d'alimentation sont gérés par diverses autres mesures de protection et de contrôle, notamment l'inspection et le raclage; la sélection des matériaux; la protection cathodique; les inhibiteurs de corrosion; la peinture et les revêtements des systèmes sous-marins. À l'exception des tubes prolongateurs, les équipements sous-marins sont également éloignés du FPSO par une distance significative et évitent ainsi les risques associés à la chute d'objets.

8.3.2.2.4.2 Procédé de traitement des fluides de gisement

Les fluides de gisement sont distribués depuis le CEPL jusqu'aux installations de réception du FPSO, par l'intermédiaire de tube prolongateur flexible d'importation de 16 pouces (environ 400 mm). Au cours du traitement par les unités de surface, le condensat est séparé et stabilisé avant d'être stocké dans les réservoirs de coque de condensat. Après la séparation, le gaz est déshydraté et son point de rosée est ajusté avant d'être distribué vers le terminal du hub près des côtes par les tubes prolongateurs d'exportation de gaz d'alimentation et le gazoduc d'alimentation. Les systèmes de traitement du FPSO comportent des inventaires importants de hydrocarbures gazeux et de condensat liquide.

Les défaillances ou les rejets en provenance d'équipement de procédés peuvent entraîner des rejets d'hydrocarbures; une ignition subséquente peut entraîner un feu de type Flash, une explosion, un jet enflammé et/ou des feux de nappe. Selon leur ampleur et leur sévérité, ces événements peuvent entraîner des décès importants.

Les récupérateurs de bouchon liquide ainsi que les séparateurs à moyenne pression (MP), basse pression (BP) et très basse pression (TBP) contiennent tous des inventaires de liquides significatifs. Les inventaires de gaz associés à l'épurateur de détenteur et au séparateur à basse température sont également significatifs et sont à haute pression. Cependant de façon générale, le procédé du FPSO est relativement simple avec un traitement minimal. De plus, comme le traitement par les unités de surface est minimal, il y a une bonne distance de séparation entre les installations de traitement et les logements (~ 30 m).

Les risques associés au traitement par les unités de surface du FPSO sont également gérés par diverses autres mesures de protection décrites à la section 8.3.2.2.1.

8.3.2.2.4.3 Stockage de condensat

Après le traitement dans le séparateur TBP, le condensat stabilisé est dirigé vers l'un des neuf réservoirs de stockage de condensat situés dans la coque. Il est stocké dans la coque du FPSO jusqu'à ce que des opérations de déchargement soient effectuées pour le transférer dans un navire-citerne de déchargement.

Les réservoirs de condensat sont munis d'une couverture de gaz de combustion (pour éviter que les vapeurs du réservoir se trouvent dans les limites d'inflammabilité) et des réchauffeurs sont installés sur le pont principal pour maintenir les températures au-dessus de la température de formation de paraffine du condensat.

Le stockage du condensat présente des risques potentiels de rejets en provenance des réservoirs, ou des risques d'incendies ou d'explosions des réservoirs de stockage. Le rejet de condensat en provenance des réservoirs de cargaison pourrait être causé par un sur-remplissage, une erreur de l'opérateur, une défaillance structurelle ou une collision avec un navire. Un incendie ou une explosion peut se produire en cas de panne du système de couverture du gaz, d'entrée d'air dans les réservoirs ou en cas de jet enflammé impactant le sommet des réservoirs. Le déversement de condensat à la mer

entraînerait une pollution qui dépendrait de l'emplacement de la fuite, du niveau de remplissage du réservoir et de l'amplitude du rejet.

Les risques associés au stockage du condensat sont gérés par diverses mesures de protection, notamment une conception à double coque; l'inspection et la maintenance des réservoirs; les systèmes de surveillance de la cargaison (y compris la surveillance du niveau, de la température et de la pression avec fonction de sécurité instrumentée pour fermer les vannes de remplissage des réservoirs et rediriger le débit vers le réservoir suivant dans la séquence de chargement); l'hiloire de pont; la zone de sécurité de 500 m autour du FPSO; le système de gaz inerte; les procédures de stockage et de transfert; et les procédures d'entrée dans les réservoirs.

8.3.2.2.4 Déchargement de condensat

Le système de déchargement de condensat est installé à l'extrémité sud du FPSO et permet le transfert par un tuyau flottant à double gaine pour livrer les lots de déchargement requis de 950 000 bbl (environ 116 500 m³) en 20 heures. En cas de défaillance au niveau de la connexion du tuyau (p. ex. : perte de position du navire-citerne de déchargement, raccordement incorrect du tuyau, dégradation du tuyau ou collision avec un navire rompant le tuyau), un déversement suivi d'une pollution pourraient en découler.

Les risques associés au déchargement de condensat sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment une conception à double gaine pour le confinement; un raccord marin à déconnexion rapide au navire-citerne de déchargement avec une vanne en extrémité de tuyau pour isoler le débit; un débit de transfert initial faible permettant l'inspection du système pour détecter d'éventuelles fuites; une surveillance continue de la charge de l'aussière et un système d'arrêt d'urgence des pompes et des vannes de transfert. Une zone de sécurité de 500 m est aussi établie autour du FPSO pour tenir à distance le trafic maritime de passage.

En plus d'un rejet provenant du tuyau de déchargement, il existe un risque de collision du navire-citerne de déchargement avec le FPSO. Les opérations de déchargement de condensat sont effectuées par déchargement en tandem. La distance de séparation entre le FPSO et l'avant du navire-citerne est d'environ 150 m. Le système d'amarrage est surveillé en permanence; il est aussi équipé d'un système de largage rapide dès que nécessaire. Des remorqueurs de retenue sont également disponibles si nécessaire en cas de conditions météorologiques ou d'état de la mer défavorables.

8.3.2.2.5 Dangers liés au traitement du GNL dans le terminal du hub près des côtes

8.3.2.2.5.1 Gazoduc d'alimentation, tubes prolongateurs et plateforme avec tube prolongateur

À partir du CEPL sous-marin, le gaz d'alimentation circule jusqu'au terminal du hub près des côtes par un seul gazoduc d'alimentation de 30 pouces (environ 760 mm) jusqu'à la plateforme avec tube prolongateur. Cette dernière est située au terminal du hub près des côtes et est reliée au quai mobile du terminal principal.

Les événements potentiellement dangereux associés au gazoduc d'alimentation et au tube prolongateur d'importation impliquent une perte de confinement de gaz d'alimentation. Les causes de rejets comprennent une défaillance mécanique (p. ex. : corrosion, érosion, défauts de construction) et un impact (p. ex. : chute d'objets, collision entre un navire de ravitaillement et des tubes prolongateurs ou panneaux de chalut de pêche).

En ce qui concerne le gazoduc d'alimentation, si un rejet se produit en eaux peu profondes, il est possible d'avoir du gaz inflammable à la surface de la mer. L'inventaire associé au gazoduc d'alimentation sera important compte tenu de sa longueur, de sa taille et de sa pression. Le tube prolongateur d'importation de gaz d'alimentation présente également un danger d'incendie important. Il transporte un gaz à haute pression et contient un inventaire important, notamment celui du gazoduc d'alimentation qui est isolé au CEPL près du FPSO. Cependant, la plateforme avec tube prolongateur du terminal du hub près des côtes est éloignée des autres installations et se trouve à une distance importante de la plateforme LS.

À partir de la plateforme avec tube prolongateur, le gaz est acheminé le long du quai mobile du terminal vers le FLNG pour son traitement. La plateforme avec tube prolongateur dispose également d'installations pour racler le pipeline, ainsi qu'un soutirage de gaz de combustion acheminé par le quai mobile du terminal jusqu'à la plateforme LS.

Les risques associés au gazoduc d'alimentation et au tube prolongateur d'importation sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment l'inspection et le raclage; la sélection des matériaux; la protection cathodique; et la peinture et revêtements des systèmes sous-marins. De plus, une protection contre le chalutage est fournie sur le gazoduc d'alimentation jusqu'à une profondeur d'eau nominale de 800 m.

8.3.2.2.5.2 Traitement du GNL

Le traitement du GNL à bord du FLNG comprend la réception du gaz d'alimentation provenant de la plateforme avec tube prolongateur. Le gaz est ensuite dosé et traité pour éliminer les impuretés, en particulier le CO₂, les composés de soufre et l'eau résiduelle. Le gaz épuré est ensuite acheminé vers l'un des quatre trains de liquéfaction, où il est refroidi et transformé en GNL. Pendant le processus de liquéfaction, les fractions lourdes (gaz de pétrole liquéfiés [GPL]) sont séparées dans le train de fractionnement. Le GNL est finalement acheminé vers un ballon de flash avant d'être stocké dans la coque. Les divers équipements et systèmes de traitement à bord du FLNG sont des sources de danger typiques pour la sécurité des procédés du fait de la présence d'hydrocarbures, avec en particulier des rejets de gaz, des jets enflammés, des feux de type Flash, des feux de nappe de GNL et des explosions. Cependant, il existe certains dangers spécifiques liés au procédé de liquéfaction, aux propriétés du GNL et au médium utilisé pour la réfrigération, qui sont abordés plus loin.

Le procédé de liquéfaction du GNL nécessite d'abord un prétraitement du débit de gaz naturel pour éliminer les impuretés telles que l'eau, l'azote, le dioxyde de carbone (CO₂) et d'autres composés de soufre. Le gaz naturel prétraité est liquéfié à une température d'environ -160 °C et peut ensuite être stocké et transféré. Comme le GNL est un liquide extrêmement froid formé par réfrigération, il n'est pas stocké sous pression.

Le processus de liquéfaction du GNL utilise la technologie PRICO^{MD} SMR. Cette technologie est l'une des plus simples et requiert le plus petit nombre d'équipements par comparaison avec d'autres procédés de liquéfaction. La liquéfaction nécessite que le gaz d'alimentation entre dans l'échangeur de GNL aux conditions d'alimentation, puis soit refroidi par le courant froid de SMR jusqu'aux conditions de stockage de GNL requises. Le refroidissement condense également tous les hydrocarbures lourds encore présents (notamment un peu de butane et de propane), qui sont séparés dans le train de fractionnement et acheminés vers le système de gaz de combustion. Le débit de réfrigérant froid à basse pression sert également à condenser le débit de réfrigérant à haute pression, avant l'étape de détente de la pression, qui fournit le différentiel de température nécessaire au côté froid de l'échangeur de chaleur. Le système de réfrigération comporte trois étapes principales (deux étapes de compression) avec un refroidissement intermédiaire.

Le GNL est un liquide cryogénique transparent, inodore, non corrosif et non toxique à la pression atmosphérique normale. Cependant, comme pour tout gaz autre que l'air et l'oxygène, le gaz naturel vaporisé à partir de GNL peut provoquer un asphyxie par manque d'oxygène. La densité du GNL est environ la moitié de celle de l'eau et tout GNL déversé sur de l'eau flotte et se vaporise rapidement. Le tableau 8-6 résume les propriétés générales du GNL.

Tableau 8-6 Propriétés du GNL

Caractéristiques	Détail sur la propriété du GNL
Toxique ?	Non
Cancérogène ?	Non
Vapeur inflammable ?	Oui, car il s'évapore pour former des vapeurs
Peut asphyxier ?	Oui, dans un nuage de vapeur
Température froide extrême ?	Oui
Point d'éclair	-188 °C
Point d'ébullition	-160 °C
Température d'auto-inflammation	540 °C
Plage d'inflammabilité des vapeurs dans l'air	5 à 15 % (en volume)
Pression de stockage	Atmosphérique
Comportement en cas de déversement	S'évapore en formant des « nuages » visibles. Des parties de nuage pourraient être inflammables ou explosives dans certaines conditions.

La fabrication du mélange SMR peut varier en fonction des besoins pour optimiser l'efficacité du processus de liquéfaction du GNL. Une fabrication typique est donnée dans le tableau 8-7.

Tableau 8-7 Fabrication typique de SMR

Composé	Composition du gaz
Éthylène	35 %
Méthane	30 %
Propane	25 %
Isopentane	5 %
Azote	5 %

Lorsque le GNL est rejeté dans l'atmosphère, il commence à se réchauffer et retourne à l'état de gaz. Initialement, le gaz est plus froid et plus lourd que l'air ambiant, et crée un nuage de vapeur au-dessus du liquide déversé. Lorsque le gaz se réchauffe, il se mélange à l'air ambiant et commence à se disperser. Le nuage de vapeur peut s'enflammer s'il rencontre une source d'ignition alors que sa concentration se situe dans les limites d'inflammabilité. En fonction de la congestion et du confinement dans la zone, la conséquence peut être un incendie ou une explosion.

Le GNL est un liquide cryogénique qui, par contact direct avec un être humain peut entraîner des gelures au point de contact avec pour conséquences des brûlures importantes par froid, voire même la mort. Le GNL peut également provoquer des ruptures fragiles de l'acier carbone et de l'acier faiblement allié (p. ex. : coques et ponts de navire, structures tubulaires en treillis, supports des châssis mobiles pour assemblage de procédé), d'où l'utilisation d'acier inoxydable pour le confinement primaire.

Lorsque le déversement a lieu sur l'eau, le GNL flotte et se vaporise. Si les volumes déversés sont importants, le GNL peut se vaporiser très rapidement et provoquer une transition de phase rapide (RPT), qui peut entraîner des surpressions susceptibles d'endommager les structures légères. La température de l'eau et la présence de substances autres que le méthane ont une incidence sur la probabilité d'une RPT.

Le SMR est un mélange de plusieurs composants dont les plus notables sont l'éthylène et le propane. L'éthylène et le propane sont tous deux des gaz stockés en phase liquide sous pression, et peuvent donc présenter un risque d'explosion de vapeurs en expansion générées par un liquide en ébullition (BLEVE). L'éthylène et le propane sont inflammables et explosifs. L'éthylène est très réactif, avec une vitesse de flamme laminaire (la vitesse de propagation de la flamme perpendiculaire au front de la flamme) environ deux fois plus élevée que celle du méthane. Il a également une plage d'inflammabilité des vapeurs dans l'air relativement étendue (3 % à 28 % en volume). Compte tenu de sa grande réactivité et des vitesses de flamme laminaire élevées, l'explosion d'un nuage d'éthylène peut entraîner des dommages très importants avec, dans certains cas assez rares, une possibilité de transition de la déflagration à la détonation (DDT).

Dans le cas des installations en mer, la déflagration est la forme la plus courante d'explosion de gaz. C'est une explosion où l'onde de combustion se propage à des vitesses subsoniques par rapport au gaz imbrûlé qui se trouve immédiatement en avant du front de la flamme. Dans le cas d'une déflagration, la vitesse de la flamme varie de quelques mètres par seconde jusqu'à 1 000 m/s, avec des surpressions d'explosion correspondantes de quelques millibars (mbar) à plusieurs bars. Pour atteindre des surpressions élevées, il est nécessaire d'avoir un confinement et/ou une congestion notables.

La détonation est la forme d'explosion de gaz entraînant les dommages les plus élevés. Contrairement à la déflagration, la détonation ne nécessite pas de confinement significatif ou de congestion pour se propager à grande vitesse. Dans une situation non confinée, le comportement de la détonation est très différent de la déflagration. Avec une détonation, l'onde de combustion se propage à des vitesses supersoniques (c'est-à-dire que le front de détonation se propage dans le gaz imbrûlé à une vitesse supérieure à la vitesse du son devant l'onde). Le gaz en amont d'une détonation n'est donc pas perturbé par l'onde de détonation. Dans les mélanges air-carburant à la pression atmosphérique, la vitesse de détonation est typiquement de 1 500 à 2 000 m/s, avec des surpressions correspondantes allant jusqu'à 15 à 20 bars.

Les risques liés au GNL sont gérés par des protections similaires à celles d'autres procédés pétroliers et gaziers en mer. Cela comprend l'aménagement et la conception appropriées des systèmes de procédés; la sélection et l'utilisation de matériaux appropriés pour le confinement de produit cryogénique; des programmes de gestion de l'intégrité, notamment l'inspection, les essais et la maintenance d'équipement; l'utilisation de systèmes de protection des procédés tels que l'instrumentation, la protection contre la surpression, l'arrêt d'urgence, la dépressurisation et la purge sous pression; ainsi que d'autres systèmes de sécurité tels que le système de détection incendie et détection de gaz, la protection incendie active et passive, et les murs et les barrières anti-explosion. Des systèmes de confinement sont également prévus pour contenir un déversement cryogénique de taille plus faible. En outre, dans le cadre du processus de conception, les dangers liés à la sécurité des procédés sont évalués en détail et les installations sont conçues pour les charges accidentelles nominales (DAL) anticipées pour l'incendie et l'explosion.

Enfin, les équipements seront sélectionnés en fonction de la zone dangereuse où ils se trouvent.

8.3.2.5.3 Stockage de GNL

Le GNL est stocké dans six réservoirs sphériques de type Moss à bord du FLNG, avec une capacité totale de 125 000 m³. La structure du réservoir est de forme sphérique; le réservoir est situé dans la coque du navire de telle façon, que seule une moitié de la sphère ou plus se trouve sous le niveau du pont principal. La surface extérieure des tôles du réservoir est recouverte par un isolant externe et la partie du réservoir située au-dessus du niveau du pont principal est recouverte d'une couverture de protection contre les intempéries. Un support tubulaire vertical, installé entre le sommet du réservoir et le fond, abrite les tuyauteries et les barreaux d'accès.

De par la conception du réservoir, toute fuite provoquerait une accumulation de liquide déversé sur le plateau d'égouttures situé sous le réservoir. Le bac d'égouttures et la zone équatoriale du réservoir sont équipés de capteurs de température pour détecter la présence de GNL. Cet assemblage agit comme une barrière secondaire partielle pour le réservoir.

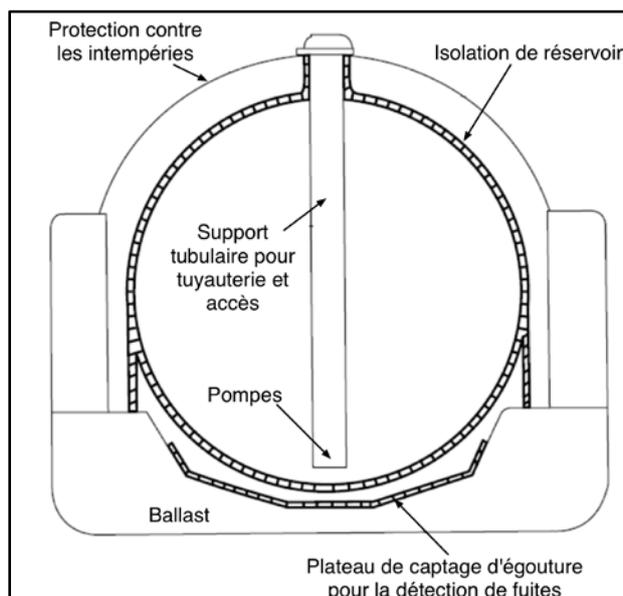


Figure 8-19 Aménagement du réservoir Moss de GNL

Lorsque du GNL de différentes densités est chargé dans un réservoir, il ne se mélange pas immédiatement. Il se dépose plutôt par couches et forme des strates instables dans le réservoir. Au fur et à mesure que la couche inférieure de GNL se réchauffe, elle change de densité jusqu'à ce qu'elle devienne finalement plus légère que la couche au-dessus d'elle; à cet instant, un basculement de couches de liquide peut se produire. Il en résulte une vaporisation soudaine de GNL, suivant un débit qui peut être trop important pour être libéré par les vannes de dépressurisation normales du réservoir. La surpression peut entraîner des fissures ou d'autres défaillances structurelles dans le réservoir. Le basculement de couches est surtout un danger pour les réservoirs de terminaux terrestres qui reçoivent de multiples chargements en provenance de différents navires ayant des cargaisons de densités différentes.

Le navire-citerne du projet GTA-Phase 1 peut nécessiter deux charges pour remplir ses réservoirs (la capacité totale des réservoirs du navire-citerne peut varier entre 150 000 et 180 000 m³ alors que les réservoirs du FLNG font 125 000 m³). Par conséquent, il peut prendre deux lots de déchargement du FLNG, à plusieurs jours d'intervalle. Bien que les risques de basculement de couches augmentent lorsque le GNL est ajouté à un réservoir qui contient un produit stocké depuis un certain temps, le basculement de couches n'est pas considéré comme un danger significatif pour les opérations de chargement de GNL du projet GTA-Phase 1. Le temps entre chargement des lots est court et le GNL provient de la même source, avec une densité similaire.

En dehors du basculement de couches, un autre danger est associé à l'expédition par bateau de GNL, à savoir le ballottement de liquide. En fonction des niveaux de remplissage des réservoirs de GNL, le mouvement naturel de tangage et de roulis du navire en mer ainsi que l'effet de surface libre de liquide peuvent entraîner des mouvements de liquide à l'intérieur du réservoir, qui génèrent des pressions d'impact élevées sur les bords du réservoir. Cet effet, appelé ballottement de liquide, peut causer des dommages structurels.

Cependant, le ballottement de liquide est un problème qui affecte les réservoirs construits avec des membranes. Les systèmes de confinement indépendants tels que les systèmes sphériques de conception Moss ne sont pas soumis aux mêmes impacts par ballottement de liquide. La possibilité de remplir partiellement un réservoir avec n'importe quel niveau de remplissage est intégré dans la conception des réservoirs de type Moss.

8.3.2.2.5.4 Déchargement de GNL

Le GNL sera exporté du FLNG vers le navire-citerne de déchargement par l'intermédiaire de bras de chargement marins et d'une conduite cryogénique le long du quai mobile du terminal. Le navire-citerne sera temporairement amarré au quai mobile du terminal du hub près des côtes, après avoir été aidé par deux remorqueurs de soutien. Le FLNG sera équipé de quatre bras de chargement marins (deux pour le liquide, un pour les vapeurs et un en secours assurant le double service) pour les opérations de transfert, avec un débit de déchargement maximum de 10 000 m³/h. Le retour de vapeur sera géré par le FLNG.

Les risques de déchargement du GNL comprennent un rejet potentiel de GNL pendant le transfert du FLNG vers le navire-citerne. Le rejet de GNL pourrait entraîner une dispersion dans l'atmosphère et, suivant la congestion et le confinement dans la zone, provoquer un feu de type Flash ou une explosion s'il y a inflammation. De plus, l'entrée en contact du GNL avec un équipement pourrait entraîner une rupture fragile des aciers au carbone et des aciers faiblement alliés; l'entrée en contact avec un être humain pourrait entraîner des brûlures par froid ou des décès importants. Si une grande quantité de GNL est déversée en mer, le GNL peut se vaporiser très rapidement, provoquant une RPT qui pourrait entraîner des surpressions susceptibles d'endommager des structures légères.

Les risques liés au déchargement de GNL sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment le captage et la retenue du GNL dans la zone du quai mobile afin de contenir et de limiter l'épandage de tout déversement provenant d'un bras de chargement; la couverture par film de mousse du bassin de retenue afin de réduire les débits de vaporisation de GNL; et des conduites déversant le trop-plein en mer dans le cas où le rejet de GNL dépasserait la capacité nominale. De plus, les opérations de déchargement sont hautement contrôlées et surveillées. La surveillance par caméra de télévision en circuit fermé (CTCF) est fournie dans la zone de chargement, et les bras de chargement sont équipés de systèmes de déconnexion d'urgence pour isoler le débit et limiter le déversement de GNL.

8.3.2.2.6 Dangers liés aux produits utilisés, stockés ou produits

Les activités de développement et de production pétrolières et gazières impliquent la production, l'utilisation et le stockage de quantités importantes d'hydrocarbures et d'autres matières dangereuses. Aux fins de l'étude de dangers, les inventaires des dangers majeurs sont pris en compte. Ceux-ci comprennent les inventaires liés à la sécurité des procédés (c'est-à-dire des quantités significatives de matières inflammables ou explosives ou des inventaires présentant une toxicité aiguë); des inventaires pouvant générer potentiellement des événements dangereux entraînant des décès multiples (p. ex. : > 3); des déversements importants; des effets dans le champ lointain.

Ces inventaires de dangers majeurs constituent une base essentielle pour l'évaluation des risques majeurs et sont documentés dans le tableau 8-8.

Tableau 8-8 Inventaires des dangers majeurs

Description de l'inventaire	Matériau	État physique	Dangers	Pression (bars)	Temp (°C)	Volume (m ³)	Masse (kg)
Installations sous-marines de production	Fluides de gisement	Gaz/Biphasique	Inflammable, explosif, polluant	97	3	13 955	1 548 974
Gazoduc	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	79	15	15 733	1 101 329
FPSO							
Substances chimiques d'injection sous-marine – Inhibiteur de corrosion	Solution à base de distillat de pétrole et d'essences minérales	Liquide	Danger pour la santé, combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiante	64,0	49 920
Substances chimiques d'injection sous-marine – Méthanol	Méthanol	Liquide	Inflammable	Atmosphérique	Ambiante	Non déterminé. Utilisé uniquement par intermittence, pour environ deux événements d'arrêt et de démarrage complets (estimation)	
Produit chimique de production – Désémulsifiant	Distillats légers hydrotraités	Liquide	Inflammable	Atmosphérique	Ambiante	7,4	7 326
Réservoir de stockage de condensat 1P	Condensat	Liquide	Inflammable, espace vapeur du réservoir explosif, polluant	Atmosphérique	Ambiante	12 960	10 406 880
Réservoir de stockage de condensat 1C	Condensat	Liquide	Inflammable, espace vapeur du réservoir explosif, polluant	Atmosphérique	Ambiante	27 143	21 795 829
Réservoir de stockage de condensat 1S	Condensat	Liquide	Inflammable, espace vapeur du réservoir explosif, polluant	Atmosphérique	Ambiante	12 960	10 406 880
Réservoir de stockage de condensat 2P	Condensat	Liquide	Inflammable, espace vapeur du réservoir explosif, polluant	Atmosphérique	Ambiante	19 807	15 905 021

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

Description de l'inventaire	Matériau	État physique	Dangers	Pression (bars)	Temp (°C)	Volume (m³)	Masse (kg)
Réservoir de stockage de condensat 2C	Condensat	Liquide	Inflammable, espace vapeur du réservoir explosif, polluant	Atmosphérique	Ambiante	32 884	26 405 852
Réservoir de stockage de condensat 2S	Condensat	Liquide	Inflammable, espace vapeur du réservoir explosif, polluant	Atmosphérique	Ambiante	19 807	15 905 021
Réservoir de stockage de condensat 3P	Condensat	Liquide	Inflammable, espace vapeur du réservoir explosif, polluant	Atmosphérique	Ambiante	19 807	15 905 021
Réservoir de stockage de condensat 3C	Condensat	Liquide	Inflammable, espace vapeur du réservoir explosif, polluant	Atmosphérique	Ambiante	32 884	26 405 852
Réservoir de stockage de condensat 3S	Condensat (non conforme)	Liquide	Inflammable, espace vapeur du réservoir explosif, polluant	Atmosphérique	Ambiante	19 807	15 905 021
Stockage de diesel	Diesel	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiante	1 600	1 344 000
Stockage de diesel	Diesel	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiante	1 600	1 344 000
Stockage de diesel	Diesel	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiante	533	447 720
Stockage de diesel	Diesel	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiante	533	447 720
Tube prolongateur de production	Fluides de gisement	Gaz/Biphasique	Inflammable, explosif, polluant	97	3	437	48 523
Installations de réception (gaz)	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	93	1,4	143	13 319
Installations de réception (liquide)	Condensat	Liquide	Inflammable, polluant	93	1,4	48	36 807
Séparation du condensat – MP (gaz)	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	40	45	93	2 887
Séparation du condensat – MP (liquide)	Condensat	Liquide	Inflammable, polluant	40	45	31	23 906
Séparation du condensat – BP (gaz)	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	45	12	18	203
Séparation du condensat – BP (liquide)	Condensat	Liquide	Inflammable, polluant	45	12	18	14 417
Stabilisation du condensat – TBP (gaz)	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	65	1,6	9	21

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

Description de l'inventaire	Matériau	État physique	Dangers	Pression (bars)	Temp (°C)	Volume (m ³)	Masse (kg)
Stabilisation du condensat – TBP (liquide)	Condensat	Liquide	Inflammable, polluant	65	1,6	26	20 267
Compression de gaz vaporisé	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	39	46	8	154
Système de gaz de combustion	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	38	45	2	95
Traitement et comptage du gaz (gaz)	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	91	15	35	3 063
Traitement du gaz (liquide)	Condensat	Liquide	Inflammable, polluant	91	-3,5	2	1 384
Tube prolongateur d'exportation de gaz	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	79	15	437	30 600
Tuyau de déchargement de condensat	Condensat	Liquide	Inflammable, polluant	Atmosphérique	Ambiant	30	24 413
Terminal du hub près des côtes							
Conduite de gaz d'alimentation du quai mobile	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	74	16	46	2 919
Comptage et traitement aux amines	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	Max 60	44	Indéterminé ¹	28 670
Déshydratation et compression de régénération	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	Max 60	40	Indéterminé ¹	19 962
Fractionnement	Méthane, GPL	Gaz/Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif	30	-40	310	19 250
Boucle fermée réfrigérante de liquéfaction (trains x4)	SMR	Gaz/Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique	10 - 40	45 - 55	148	17 349
Procédé de liquéfaction	Méthane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique	18	-109	25	11 750
Ballon de flash de GNL	Méthane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique	6	-158	64	30 143
Compression du gaz d'évaporation	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	60	36	Indéterminé ¹	131
Gaz de combustion	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	38	45	4	191
Fabrication de l'éthylène	Éthylène	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique, BLEVE	3	-83 (point de bulle)	20 ²	11 400
Fabrication du propane	Propane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique, BLEVE	9	25	50 ³	25 500

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

Description de l'inventaire	Matériau	État physique	Dangers	Pression (bars)	Temp (°C)	Volume (m³)	Masse (kg)
Fabrication de l'isopentane	Pentane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique, BLEVE	1,5	48	75 ⁴	46 200
Réservoir de stockage de GNL 1	Méthane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique	Atmosphérique	-158	20 833	9 791 667
Réservoir de stockage de GNL 2	Méthane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique	Atmosphérique	-158	20 833	9 791 667
Réservoir de stockage de GNL 3	Méthane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique	Atmosphérique	-158	20 833	9 791 667
Réservoir de stockage de GNL 4	Méthane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique	Atmosphérique	-158	20 833	9 791 667
Réservoir de stockage de GNL 5	Méthane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique	Atmosphérique	-158	20 833	9 791 667
Réservoir de stockage de GNL 6	Méthane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique	Atmosphérique	-158	20 833	9 791 667
Conduite d'exportation et bras de chargement du GNL	Méthane	Biphasique/ Liquide	Inflammable, explosif, cryogénique	Atmosphérique	-158	40	18 800
Stockage du diesel (FLNG)	Diesel	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiant	4 266	3 583 440
Stockage du diesel (plateforme LS)	Diesel	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiant	400	336 000
Gaz de combustion (à la plateforme LS)	Méthane	Gaz	Inflammable, explosif	38	45	2	95

Description de l'inventaire	Matériau	État physique	Dangers	Pression (bars)	Temp (°C)	Volume (m ³)	Masse (kg)
Navire de forage							
Diesel (réservoirs de ravitaillement, de décantation et de service)	Diesel	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiant	8 458	7 104 720
Huile de base (pour la boue de forage à base d'huile)	Huile minérale	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiant	815	684 600
Carburant pour hélicoptère	Carburéacteur	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiant	2,9	2 436
Huile lubrifiante	Huile	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiant	190	159 600
Huile usée	Huile	Liquide	Combustible, polluant	Atmosphérique	Ambiant	90	75 600
<i>Remarques :</i> ¹ BP RAM Évaluation de l'inventaire; ² Trois réservoirs d'éthylène pour fabrication de SMR, de 20 m ³ par an, dont un stocké en permanence sur le FLNG ³ Six réservoirs de propane pour fabrication de SMR, de 25 m ³ par an, dont deux stockés en permanence sur le FLNG ⁴ Douze réservoirs d'isopentane pour fabrication de SMR, de 25 m ³ par an, dont trois stockés en permanence sur le FLNG							

8.3.2.3 Catégorisation des dangers majeurs et liste initiale

Tous les dangers majeurs et les événements accidentels associés ont été documentés dans un registre des dangers (Goddard. 2018a). Le classement et la documentation des dangers dans le registre se fondent sur les catégories de dangers liés au pétrole et au gaz en mer proposées par la norme ISO 17776 : Gestion des dangers d'accidents majeurs lors de la conception de nouvelles installations en mer (ISO. 2016).

Ces catégories ainsi que des mots-guides relatifs aux dangers d'accident associés fournissent une liste de vérification détaillée des dangers majeurs associés au projet GTA-Phase 1. Cette liste de vérification a servi de revue finale pour dresser la liste et classer les dangers majeurs pertinents (y compris ceux passés en revue dans les sections précédentes), et pour s'assurer que le processus d'identification était robuste et exhaustif.

Le tableau 8-9 présente les dangers d'accidents majeurs pour les installations du projet GTA-Phase 1.

Tableau 8-9 Dangers d'accidents majeurs

N° réf	Catégorie de danger	Dangers d'accidents majeurs
H-01	Hydrocarbures	<ul style="list-style-type: none"> • Fluides de gisement (éruption de puits, déversement d'hydrocarbures, perte de confinement de produits inflammables) • Inventaires de pipelines (déversement d'hydrocarbures, perte de confinement de produits inflammables) • Inventaires des tubes prolongateurs (déversement d'hydrocarbures, perte de confinement de produits inflammables) • Inventaires de procédés notamment de méthane, de condensat, de liquides d'hydrocarbures légers et de GNL (perte de confinement de produits inflammables) • Inventaires des réservoirs de stockage de GNL et de condensat (déversements d'hydrocarbures, déversements de GNL, perte de confinement de produits inflammables) • Déchargement de condensat (déversements d'hydrocarbures, perte de confinement de produits inflammables) • Exportation de GNL (perte de confinement de produits inflammables) • Inventaires en réfrigérant de GNL (perte de confinement de produits inflammables, BLEVE, détonation possible)
H-02	Hydrocarbures raffinés	<ul style="list-style-type: none"> • Carburant diesel (déversements d'hydrocarbures, perte de confinement de produits combustibles) • Carburant pour hélicoptère (perte de confinement de produits inflammables)
H-03	Autres produits inflammables	<ul style="list-style-type: none"> • Stockage de produits chimiques (produits inflammables/combustibles) • Produits chimiques pour injection (perte de confinement de produits inflammables) • Matériaux cellulosiques dans les locaux de vie (matériaux combustibles)
H-04	Explosifs	<ul style="list-style-type: none"> • Explosifs utilisés pour la complétion de puits
H-05	Pression	<ul style="list-style-type: none"> • Eau produite et formation d'hydrates (entraînant un déversement d'hydrocarbures, perte de confinement de produits inflammables)
H-06	Différence de hauteur	<ul style="list-style-type: none"> • Levage au-dessus d'un système procédé en fonctionnement, au-dessus de tubes prolongateurs, de pipelines (chute d'objet entraînant un déversement d'hydrocarbures, perte de confinement de produits inflammables)

N° réf	Catégorie de danger	Dangers d'accidents majeurs
H-07	Tension (mécanique) accumulée	<ul style="list-style-type: none"> Charges élevées sur les tubes prolongateurs (entraînant un déversement d'hydrocarbures, perte de confinement de produits inflammables) Charges élevées sur les systèmes d'amarrage (entraînant des défaillances du système d'amarrage, perte de stabilité)
H-08	Situations dynamiques	<ul style="list-style-type: none"> Perte de stabilité du navire Défaillance structurelle majeure Écrasement d'hélicoptère Naufrage d'un bateau d'équipage rapide Chute d'une nacelle de transfert FROG Collision avec un navire de passage Collision avec un navire de soutien Collision avec le navire-citerne de déchargement de condensat Collision avec le méthanier
H-09	Environnement naturel	<ul style="list-style-type: none"> Conditions météorologiques extrêmes (contribuant à d'autres dangers d'accidents majeurs)
H-10	Surfaces chaudes	Danger au poste de travail, non majeur
H-11	Fluides chauds	Danger au poste de travail, non majeur
H-12	Surfaces froides	Danger au poste de travail, non majeur
H-13	Fluides froids	Danger au poste de travail, non majeur
H-14	Flamme nue	<ul style="list-style-type: none"> Problèmes avec la torche
H-15	Électricité	Danger au poste de travail, non majeur
H-16	Rayonnement électromagnétique	Danger au poste de travail, non majeur
H-17	Source non scellée de rayonnement ionisant	Danger au poste de travail, non majeur
H-18	Source scellée de rayonnement ionisant	Danger au poste de travail, non majeur
H-19	Asphyxie	Danger au poste de travail, non majeur
H-20	Gaz toxique	Danger au poste de travail, non majeur
H-21	Liquide toxique	Danger au poste de travail, non majeur
H-22	Solides toxiques	Danger au poste de travail, non majeur
H-23	Produits corrosifs	Danger au poste de travail, non majeur
H-24	Biologique	Danger au poste de travail, non majeur
H-25	Facteurs humains	Danger au poste de travail, non majeur
H-26	Facteurs psychologiques	Danger au poste de travail, non majeur
H-27	Sûreté	<ul style="list-style-type: none"> Terroristes ou pirates
H-28	Ressources naturelles	<ul style="list-style-type: none"> Érosion/dégradation du brise-lames
H-29	Médical	Danger au poste de travail, non majeur
H-30	Bruit	Danger au poste de travail, non majeur
Remarque : Le n° de référence provient directement des catégories de danger ISO 17776 (ISO, 2016).		

8.3.3 Analyse préliminaire des risques

Une fois les dangers identifiés et documentés dans le registre des dangers, l'étape suivante a consisté à développer une liste initiale des événements accidentels potentiels majeurs, qui a ensuite servi de base pour l'analyse préliminaire des risques. Les tableaux d'analyse préliminaire des risques sont présentés à l'annexe O-2. Ils contiennent l'évaluation qualitative de tous les dangers majeurs et des événements accidentels associés, comme identifiés au tableau 8-9.

L'analyse préliminaire des risques a permis de fournir une évaluation initiale des risques. Elle a servi à évaluer les causes et les conséquences des événements, ainsi que les contrôles mis en place pour prévenir, contrôler et atténuer les effets dangereux. En outre, l'analyse a servi à identifier les événements accidentels majeurs nécessitant une évaluation plus détaillée des conséquences et des risques.

Le niveau de risque d'un événement redouté associé à un danger majeur est la combinaison de la probabilité d'occurrence et de la sévérité d'un tel événement. Le processus d'analyse préliminaire des risques a impliqué la classification des risques pour chaque événement dangereux en fonction de la probabilité d'occurrence et de la sévérité du dommage potentiel.

Les risques ont été classés en utilisant la matrice des risques du Guide d'étude de dangers de la République du Sénégal (2005), comme le montre la figure 8-20. La matrice des risques constitue un outil puissant et facile à utiliser pour l'identification, l'évaluation et la hiérarchisation des risques. Un classement initial des risques a été attribué en tenant compte du danger et des conséquences potentielles en l'absence de protection. Les protections ont ensuite été identifiées et un risque résiduel a été évalué. Ce processus a permis de déterminer si les protections existantes étaient suffisantes ou si d'autres protections étaient nécessaires.

L'analyse préliminaire des risques a servi à définir les événements accidentels majeurs pour l'analyse détaillée des risques ultérieure. Plus précisément, les événements classés catastrophiques (plusieurs morts, dommages très étendus, long arrêt de la production) ou critiques (blessures handicapantes à vie, un à trois décès; dommages importants; arrêt de la production; effets importants sur l'environnement) ont été reportés pour subir une analyse plus approfondie.

Une estimation de la cinétique des accidents a également été faite, afin de caractériser qualitativement la vitesse avec laquelle l'événement indésirable se produit, pour évaluer la réactivité des protections prévues. Les cinétiques sont représentées par les lettres « R » (« rapide »), « M » (« modéré ») et « L » (« lent »).

Le tableau 8-10 présente ensuite une synthèse des résultats significatifs et présente notamment les événements ayant des conséquences classées comme étant catastrophiques ou critiques, leur probabilité (P), gravité/sévérité (S) et classification des risques (CR), leur cinétique (C) et les conséquences présentant un intérêt pour une analyse plus détaillée. Ces conséquences ont été définies comme suit :

- Déversement d'hydrocarbures;
- Déversement cryogénique (y compris la dispersion de gaz provenant d'un rejet avec dégagement de vapeur/d'une nappe de liquide, et le cas échéant, l'explosion et les effets du feu de nappe);
- Explosion (y compris l'évaluation des volumes de nuages de gaz inflammables);
- Feu (y compris les effets dus à un jet enflammé, un feu de nappe et/ou un BLEVE); et
- Décès.

Dans le tableau 8-10, certains événements sont regroupés sous un seul événement accidentel majeur représentatif. Pour tous les événements accidentels majeurs représentatifs, un numéro de référence unique est également fourni, où « D » indique les événements liés au navire de forage (*Drillship*), « F » désigne les événements liés au FPSO et « N » désigne les événements liés au terminal du hub près des côtes (*Nearshore hub*). Les événements accidentels majeurs représentatifs sélectionnés pour l'analyse détaillée des risques sont ensuite résumés dans la figure 8-21.

NIVEAU DE RISQUE		Conséquences / Sévérité (S)				
		5 Catastrophique	4 Critique	3 Important	2 Mineur	1 Négligeable
Probabilité (P)	5 Constant	I	I	I	I	S
	4 Fréquent	I	I	I	S	S
	3 Occasionnel	I	I	S	S	A
	2 Rare	I	S	S	A	A
	1 Improbable	S	S	A	A	A

Cote	Probabilité [P] – (Cote : Description)	Conséquences / Sévérité [S] – (Cote : Description)
1	Improbable : Jamais vu dans ce secteur industriel; presque impossible dans l'établissement	Négligeable : Impact mineur sur le personnel; pas d'arrêt de production; faibles effets sur l'environnement
2	Rare : Déjà rencontré dans ce secteur industriel; possible dans l'établissement	Mineur : Soins médicaux pour le personnel; dommage mineur; petite perte de production; effets mineurs sur l'environnement
3	Occasionnel : Déjà rencontré dans l'établissement; occasionnel, mais peut arriver quelques fois dans l'établissement	Important : Personnel sérieusement blessé (arrêt de travail prolongé); dommages limités; arrêt partiel de la production; effets sur l'environnement localisés
4	Fréquent : Arrive 2 à 3 fois par an dans l'établissement	Critique : Blessure handicapante à vie, un à trois décès; dommages importants; arrêt de la production; effets sur l'environnement importants
5	Constant : Arrive plusieurs fois par an dans l'établissement (supérieur à 3 fois par an)	Catastrophique : Plusieurs morts; dommages très étendus; long arrêt de la production

I (ROUGE)

Risque élevé inacceptable qui va nécessiter une étude détaillée de scénario d'accidents majeurs. L'établissement doit prendre des mesures de réduction immédiates en mettant en place des moyens de prévention et protection. Priorité 1.

S (JAUNE)

Risque significatif/important. L'établissement doit proposer un plan de réduction à mettre en œuvre à court, moyen et long terme. Priorité 2.

A (VERT)

Risque acceptable. Aucune action n'est requise. Priorité 3.

Figure 8-20 Matrice des risques majeurs

Tableau 8-10 Synthèse des résultats de l'analyse préliminaire des risques

ID	Événement	P	S	CR	C	Effet craint/conséquence présentant un intérêt	Événement accidentel majeur représentatifs
Navire de forage							
H-01.02.01	Éruption de puits pendant le forage ou la complétion (écoulement sous-marin ou en surface)	1	5	S	R	Déversement d'hydrocarbures; explosion; feu; décès	D-01 Éruption de puits ou fuite de puits
H-01.02.03	Éruption de puits pendant la production (écoulement sous-marin)						
H-01.06.03	Fuite de fluides de gisement provenant des têtes de puits sous-marins (9) – à l'intérieur de la vanne latérale sur tête de production						
H-01.06.01	Rejet d'hydrocarbure provenant du séparateur de boues/gaz ou dégazeur du navire de forage.	1	4	S	R	Explosion; feu; décès	D-02 Fuite de gaz dans la zone de traitement des boues
H-01.06.02	Incendie ou explosion dans les zones de retour des boues de forage (tamis vibrants)						
H-01.02.02	Fuites ou déversements d'hydrocarbures lors des essais de puits	1	4	S	R	Feu; décès	D-03 Fuite d'hydrocarbures pendant l'essai ou le récurage de puits
H-08.00.01	Perte de stabilité du navire de forage	1	5	S	L	Décès (peut entraîner l'événement D-01 – Éruption de puits ou fuite de puits)	D-04 Perte de stabilité du navire/chavirement
H-08.03.01	Écrasement d'hélicoptère	1	5	S	R	Décès	D-05 Accident de transport (hélicoptère)
H-08.04.02	Collision d'un navire de passage avec le navire de forage	1	5	S	M	Décès (peut entraîner l'événement D-01 – Éruption de puits ou fuite de puits)	D-06 Collision avec un navire de passage
FPSO							
H-01.06.10	Fuite de fluides de gisement sur tube prolongateur de production vers le FPSO	1	5	S	R/M	Feu; décès	F-01 Rejet d'hydrocarbures provenant du tube prolongateur de production
H-07.01.01	Charge élevée sur les tubes prolongateurs du FPSO						
H-07.01.02	Échec du système d'ancrage						
H-07.01.01	Charge élevée sur les tubes prolongateurs du FPSO					Feu; décès	F-02

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

ID	Événement	P	S	CR	C	Effet craint/conséquence présentant un intérêt	Événement accidentel majeur représentatifs
H-07.01.02	Échec du système d'ancrage	1	5	S	R/M		Rejet de gaz provenant des tubes prolongateurs de gaz d'exportation
H-01.06.22	Rejet de gaz provenant des tubes prolongateurs de gaz d'exportation du FPSO (x2)						
H-01.06.11	Fuite de gaz (y compris les fluides de gisement) à partir du collecteur d'entrée du FPSO ou du récupérateur de bouchon liquide (slug catcher) (95 barg, 0 °C)	1	4	S	R	Explosion; feu; décès	F-03 Rejet de gaz provenant des installations de réception (récupérateurs de bouchon liquide)
H-01.05.01	Fuite de liquide inflammable en fond du récupérateur de bouchon liquide (slug catcher) du FPSO ou sur l'échangeur de chaleur (2 x 50 %) (90 barg)	1	4	S	L	Explosion (liquide vaporisé); feu; décès	F-04 Rejet de liquide provenant des installations de réception (récupérateurs de bouchon liquide)
H-01.06.19	Rejet de gaz en provenance du traitement de gaz (refroidisseur d'entrée de l'épurateur du détendeur, espace vapeur de l'épurateur du détendeur, détendeur à turbine (81 barg, -2,8 °C)	1	4	S	R	Explosion; feu; décès	F-05 Rejet de gaz provenant du traitement de gaz
H-01.06.20	Rejet de gaz du séparateur à basse température (75 barg, -13 °C)						
H-01.06.21	Rejet de gaz des ensembles de comptage du gaz d'exportation (78 barg, -4,3 °C)						
H-01.05.08	Rejet de condensat en fond d'épurateur du détendeur du FPSO	1	4	S	L	Explosion (liquide vaporisé); feu; décès	F-06 Rejet de liquide provenant du traitement de gaz
H-01.05.02	Rejet de liquides inflammables en fond de séparateur de condensats à moyenne pression du FPSO (39 barg, 45 °C)	1	4	S	L	Explosion (liquide vaporisé); feu; décès	F-07 Rejet de liquide provenant du séparateur MP
H-01.05.03	Rejet de liquides inflammables en fond de séparateur de condensats à basse pression du FPSO et/ou de l'échangeur (10 barg, 45 °C)	1	4	S	L	Explosion (liquide vaporisé); feu; décès	F-08 Rejet de liquide provenant du séparateur BP
H-01.05.04	Rejet de condensat en fond de séparateur très basse pression du stabilisateur de condensats du FPSO et/ou de l'échangeur (0,8 barg, 74 °C)	1	4	S	L	Feu; décès	F-09 Rejet de liquide provenant du séparateur TBP

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

ID	Événement	P	S	CR	C	Effet craint/conséquence présentant un intérêt	Événement accidentel majeur représentatifs
H-01.06.12	Rejet de gaz inflammables en tête du séparateur de condensat à moyenne pression du FPSO (39 barg, 45 °C)	1	4	S	R	Explosion; feu; décès	F-10 Rejet de gaz provenant de la compression du gaz vaporisé
H-01.06.13	Rejet de gaz inflammables en tête du séparateur de condensats à basse pression du FPSO (10 barg, 43 °C)						
H-01.06.17	Rejet de gaz en provenance de la compression du gaz vaporisé du FPSO (épurateur de gaz vaporisé BP, compresseur, épurateur de gaz vaporisé MP, compresseur)						
H-01.06.18	Fuite de gaz en provenance du système de gaz de combustion du FPSO	1	4	S	R	Explosion; feu; décès	F-11 Rejet de gaz de combustion provenant du système de gaz de combustion
H-03.00.03	Rejet de produit chimique inflammable pour injection sur le FPSO	1	4	S	R	Feu; décès	F-12 Rejet en surface provenant d'une injection de produits chimiques
H-01.07.02	Rejet de condensat en provenance du réservoir de stockage du FPSO	1	5	S	M/L	Déversement d'hydrocarbures	F-13 Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage
H-01.07.05	Surpression ou vide au niveau des réservoirs de cargaison du FPSO						
H-07.01.02	Échec du système d'ancrage						
H-01.07.05	Surpression ou vide au niveau des réservoirs de cargaison du FPSO	1	5	S	R/M	Feu; décès	F-14 Incendie du réservoir de stockage de condensat
H-01.07.03	Incendie dans le réservoir de stockage de condensat du FPSO						
H-01.07.04	Vapeur de cargaison dans les ballasts du FPSO						
H-07.01.02	Échec du système d'ancrage	1	5	S	M/L	Décès (peut entraîner l'événement F-13 – Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage)	F-15 Perte de stabilité du navire/chavirement
H-08.00.03	Perte de stabilité du FPSO						
H-08.04.01	Naufrages d'un bateau d'équipage rapide	1	4	S	R/M	Décès	F-16 Accident de transport (bateau d'équipage/FROG)
H-08.08.01	Chute d'une nacelle de transfert FROG						

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

ID	Événement	P	S	CR	C	Effet craint/conséquence présentant un intérêt	Événement accidentel majeur représentatifs
H-08.04.05	Impact du FPSO par le navire-citerne de condensat pendant le déchargement	1	5	S	M	Décès (peut entraîner l'événement F-13 – Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage)	F-17 Collision avec un navire-citerne de déchargement de condensat
H-08.04.02	Collision d'un navire de passage avec le FPSO	1	5	S	M	Décès (peut entraîner l'événement F-13 – Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage)	F-18 Collision avec un navire de passage
Terminal du hub près des côtes							
H-01.06.25	Rejet de gaz à partir du tube prolongateur du terminal du hub près des côtes (plateforme avec tube prolongateur)	1	5	S	R	Feu; décès	N-01 Rejet de gaz provenant du tube prolongateur d'importation de gaz
H-01.06.26	Rejet de gaz provenant de la conduite/tuyau flexible entre la plateforme avec tube prolongateur et le FLNG	1	4	S	R	Feu; décès	N-02 Rejet de gaz provenant de la conduite / du tuyau flexible d'alimentation en gaz, allant du quai mobile au FLNG
H-01.06.34	Rejet de gaz de combustion provenant de la conduite de gaz de combustion du quai mobile du terminal du hub près des côtes alimentant la plateforme LS	1	4	S	R	Feu; décès	N-03 Rejet de gaz provenant de la conduite d'alimentation en gaz, allant du quai mobile à la plateforme LS
H-01.06.27	Rejet de gaz provenant du comptage de gaz ou du séparateur à haute pression (HP) du FLNG	1	4	S	R	Explosion; feu; décès	N-04 Rejet de gaz provenant du comptage à la réception et du traitement aux amines du FLNG
H-01.06.28	Rejet de gaz provenant du filtre de gaz d'entrée, de l'échangeur d'alimentation de contacteur ou du contacteur aux amines du FLNG						
H-01.06.29	Rejet de gaz de l'épurateur d'entrée à tamis moléculaire, du filtre à tamis moléculaire, du déshydrateur ou du ballon d'extraction de Mercure du FLNG	1	4	S	R	Explosion; feu; décès	N-05 Rejet de gaz provenant de la déshydratation et de la régénération du FLNG
H-01.06.31	Rejet de gaz provenant de la compression de gaz évaporé (BOG)/gaz vaporisé ou des échangeurs	1	4	S	R	Explosion; feu; décès	N-06 Rejet de gaz provenant de la compression de gaz d'évaporation /vaporisé (CGV) du FLNG

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

ID	Événement	P	S	CR	C	Effet craint/conséquence présentant un intérêt	Événement accidentel majeur représentatifs
H-01.06.35	Rejet de gaz de combustion provenant du système de gaz de combustion du FLNG (HP)	1	4	S	R	Explosion; feu; décès	N-07 Rejet de gaz de combustion provenant du système HP de gaz de combustion du FLNG
H-01.06.30	Rejet de gaz inflammables du fractionnement du FLNG	1	4	S	R	Explosion; feu; décès	N-08 Rejet de gaz provenant du fractionnement du FLNG
H-01.03.01	Rejets d'hydrocarbure liquide léger (GPL) provenant du fractionnement du FLNG	1	4	S	R	Gaz inflammable dans le champ lointain; explosion; feu, décès	N-09 Rejets d'hydrocarbure liquide léger provenant du fractionnement du FLNG
H-01.04.01	Rejet de GNL du train de liquéfaction du FLNG	1	4	S	R	Rejet cryogénique; gaz inflammable dans le champ lointain; explosion; feu, décès	N-10 Rejet de GNL provenant du processus de liquéfaction du FLNG
H-01.04.02	Rejet de GNL à partir du détendeur GNL, du ballon de flash de GNL ou de la pompe de transfert de GNL, du FLNG	1	4	S	R	Rejet cryogénique; gaz inflammable dans le champ lointain; explosion; feu, décès	N-11 Rejet de GNL provenant du ballon de gaz vaporisé du FLNG
H-01.03.03	Explosion de vapeurs en expansion générées par un liquide en ébullition (BLEVE) provenant d'un réservoir contenant du gaz liquéfié (GPL)	1	4	S	M	Feu; décès	N-12 BLEVE d'une capacité sur le FLNG contenant du réfrigérant
H-01.03.02.1	Rejet de réfrigérant GNL (GPL) provenant d'un ballon de flash, du compresseur ou d'un échangeur – Gaz	1	5	S	R	Explosion; feu; décès	N-13 Rejet de gaz provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG
H-01.03.02.2	Rejet de réfrigérant GNL (GPL) provenant d'un ballon de flash, du compresseur ou d'un échangeur – Liquide / Biphase	1	5	S	R	Rejet cryogénique; gaz inflammable dans le champ lointain; explosion; feu, décès	N-14 Rejet liquide/biphase provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG
H-01.03.04	Rejet de réfrigérant (GPL) provenant de la fabrication de réfrigérant du FLNG (réservoir d'éthylène, propane et isopentane pour fabrication de mélange)	1	5	S	R	Rejet cryogénique; gaz inflammable dans le champ lointain; explosion; feu, décès	N-15 Rejet de réfrigérant provenant du stockage de réfrigérant du FLNG

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

ID	Événement	P	S	CR	C	Effet craint/conséquence présentant un intérêt	Événement accidentel majeur représentatifs
H-01.06.33	Gaz de combustion dans la zone de services de la plateforme LS	2	4	S	M	Explosion; feu; décès	N-16 Rejet de gaz (de combustion) dans la zone de services de la plateforme LS
H-01.06.16	Entrée de gaz dans les zones sûres du FLNG et de la plateforme LS (p. ex. : quartiers de vie, salle de contrôle du FLNG, salles électriques, etc.)	1	5	S	M/L	Rejet cryogénique; gaz inflammable dans le champ lointain; feu, décès	N-17 Rejet de GNL provenant des réservoirs de stockage du FLNG/méthanier
H-01.04.03	Rejet de GNL provenant d'un réservoir de stockage (FLNG ou méthanier)						
H-07.02.01	Défaillance du système d'ancrage						
H-01.04.04	Rejet de GNL pendant le transfert de GNL du FLNG au méthanier (bras de chargement)	1	4	S	R	Rejet cryogénique; gaz inflammable dans le champ lointain; feu, décès	N-18 Rejet de GNL pendant le chargement du méthanier
H-08.00.05	Défaillance structurelle de la plateforme LS	1	5	S	L	Décès	N-19 Défaillance de la structure de la plateforme LS
H-08.04.01	Naufrage d'un bateau d'équipage rapide	1	4	S	M	Décès	N-20 Accident de transport (bateau d'équipage)
H-08.04.06	Collision du méthanier avec le brise-lames	1	5	S	M	Décès (peut entraîner l'événement N-17 – Rejet de GNL provenant des réservoirs de stockage du FLNG/méthanier)	N-21 Collision du méthanier avec le quai d'amarrage
Général							
H-27.01.01	Attaque par des terroristes ou des pirates	1	5	S	S. O.	S. O.	G-01 Incident de sûreté ¹
<p>¹ Aux fins de l'analyse détaillée des risques, seule l'analyse par nœud papillon est effectuée pour les actes de piraterie et de terrorisme. Il est impossible de « quantifier » les effets d'événements associés, et ils sont gérés par de solides dispositifs, plans et procédures de sûreté. S.O. signifie « Sans objet »</p>							

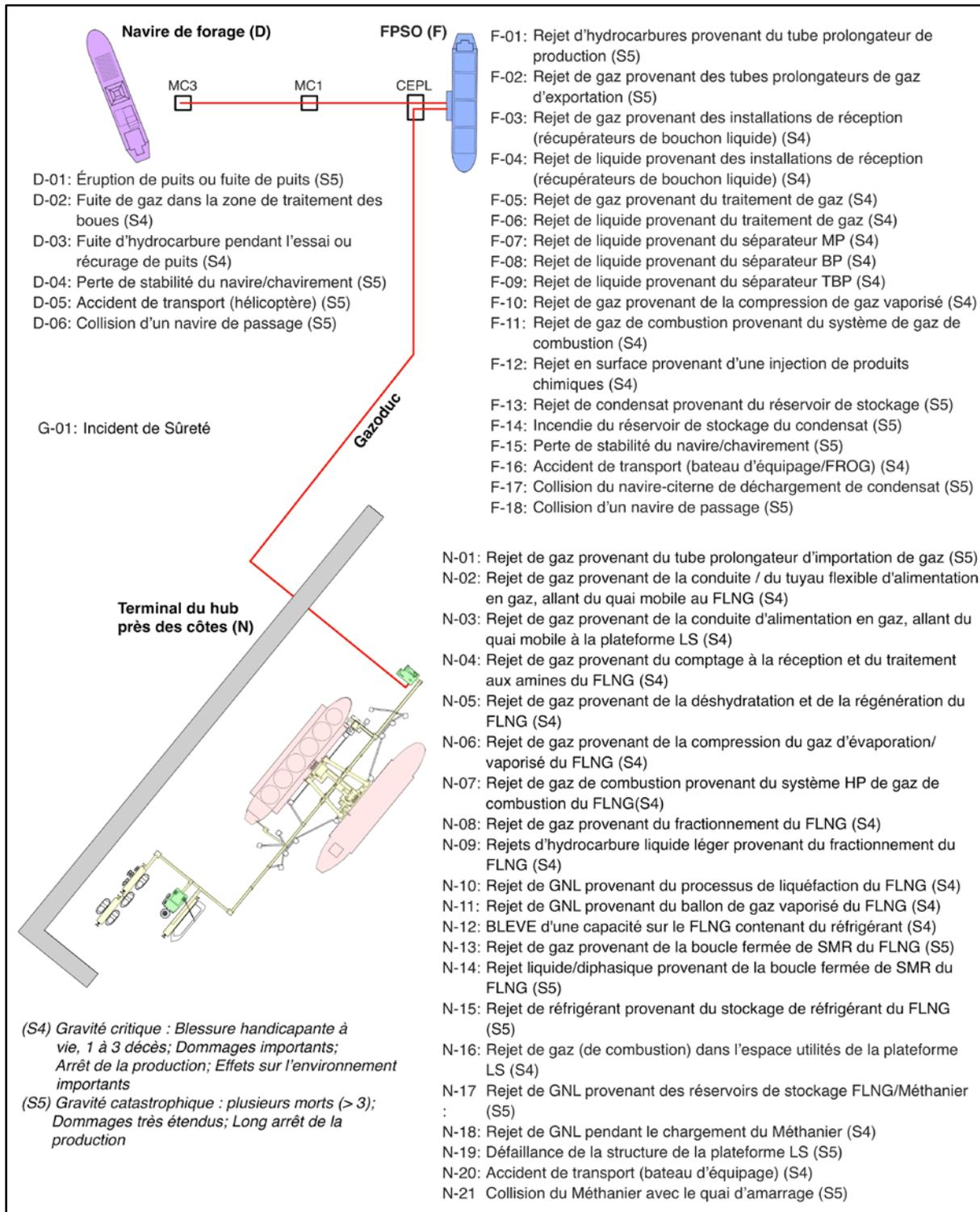


Figure 8-21 Événements accidentels majeurs identifiés pour l'analyse détaillée des risques

8.3.4 Analyse détaillée des risques

Suite à l'analyse préliminaire des risques et à la présélection des dangers majeurs et des événements accidentels associés, une analyse détaillée des risques a été entreprise. L'analyse détaillée des risques comprenait :

- 1) La modélisation afin de quantifier les effets redoutés des événements et calculer les distances d'effet présentant un risque.
- 2) L'analyse par nœud papillon pour identifier les dispositions prises pour prévenir, contrôler et atténuer les conséquences.
- 3) Le calcul du risque, incluant :
 - L'analyse de la fréquence;
 - Le risque pour le personnel dans les installations; et
 - Le risque d'impact dans le champ lointain.

Le risque pour le personnel dans les installations est évalué en calculant les taux (le nombre) de décès et la probabilité de décès. Les risques pour les usagers de la mer et les communautés avoisinantes sont évalués à partir des distances d'effet conséquence, en calculant les contours de risque de décès (probabilité de décès en fonction de la distance au-delà des installations) pour le terminal du hub près des côtes.

L'analyse des conséquences et des risques réalisée dans le cadre de l'étude de dangers est soutenue par des études indépendantes détaillées, notamment :

- Rapport de modélisation des déversements d'hydrocarbures – Défaillance de la tête de puits; voir l'annexe N-1;
- Rapport de modélisation des déversements d'hydrocarbures – Défaillance du réservoir de stockage du FPSO et du réservoir de carburant diesel; voir l'annexe N-1;
- Rapport de modélisation des conséquences du projet Ahmeyim/Guembeul; voir l'annexe N-2;
- Évaluation préliminaire des risques associés au concept du projet Ahmeyim/Guembeul (Concept Risk Assessment, Atkins. 2018);
- Analyses des risques liés aux transports desservant les installations du projet Ahmeyim/Guembeul (Goddard. 2018b);
- Analyses des risques de collisions de navires pour les installations du projet Ahmeyim/Guembeul (Goddard. 2018c);
- Rapport d'analyse quantitative des risques (AQR) du navire de forage (Atwood Oceanics. 2014a); et
- Rapport d'analyse des risques d'incendie et d'explosion sur le navire de forage (FERA) (Atwood Oceanics. 2014b).

L'analyse des conséquences, l'analyse par nœud papillon et l'analyse des risques ont été entreprises pour tous les événements accidentels majeurs identifiés dans l'analyse préliminaire des risques, pour lesquels le niveau de sévérité est catastrophique (5) ou critique (4), comme indiqué dans le tableau 8-10. Compte tenu du nombre important d'événements, seuls les résultats de l'analyse des conséquences et de l'analyse par nœud papillon relatifs aux événements classés comme catastrophiques sont présentés dans le corps principal de l'étude de dangers. Les autres résultats d'analyse des conséquences sont présentés à l'annexe N-2 (et les études connexes – voir références ci-dessus). Les résultats des analyses par nœud papillon des événements accidentels majeurs avec

un niveau de sévérité critique (niveau 4, suivant l'analyse préliminaire des risques) sont présentés à l'annexe O-3.

Le tableau 8-11 présente la liste des événements accidentels majeurs ayant un niveau de sévérité catastrophique (niveau 5, suivant l'analyse préliminaire des risques) ainsi que les effets de conséquence pertinents modélisés.

Tableau 8-11 Événements accidentels majeurs avec niveau de sévérité 5 suivant l'analyse préliminaire des risques

ID	Description de l'événement accidentel majeur	Effet (conséquence) redouté modélisé
Navire de forage		
D-01	Éruption de puits ou fuite de puits	Déversement d'hydrocarbures; explosion; feu
D-04	Perte de stabilité du navire/chavirement	Voir D-01 : Éruption de puits ou fuite de puits
D-05	Accident de transport (hélicoptère)	S. O. – Aucune conséquence à modéliser
D-06	Collision avec un navire de passage	Voir D-01 : Éruption de puits ou fuite de puits
FPSO		
F-01	Rejet d'hydrocarbure provenant du tube prolongateur de production	Incendie
F-02	Rejet de gaz provenant des tubes prolongateurs de gaz d'exportation	Incendie
F-13	Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage	Déversement d'hydrocarbures
F-14	Incendie du réservoir de stockage de condensat	Incendie
F-15	Perte de stabilité du navire/chavirement	Voir F-13 : Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage
F-17	Collision avec un navire-citerne de déchargement de condensat	Voir F-13 : Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage
F-18	Collision avec un navire de passage	Voir F-13 : Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage
Terminal du hub près des côtes		
N-01	Rejet de gaz provenant du tube prolongateur du gaz d'importation	Incendie
N-13	Rejet de gaz provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG	Explosion; feu
N-14	Rejet liquide/biphasique provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG	Rejet cryogénique; gaz inflammable dans le champ lointain; explosion; feu
N-15	Rejet de réfrigérant provenant du stockage de réfrigérant du FLNG	Rejet cryogénique; gaz inflammable dans le champ lointain; explosion; feu
N-17	Rejet de GNL provenant des réservoirs de stockage du FLNG/méthanier	Rejet cryogénique; gaz inflammable dans le champ lointain; feu
N-19	Défaillance de la structure de la plateforme LS	S. O. – Aucune conséquence à modéliser
N-21	Collision du méthanier avec le quai d'amarrage	Voir N-17 : Rejet de GNL provenant des réservoirs de stockage du FLNG/méthanier
Général		
G-01	Incident de sûreté	S. O. – Aucune conséquence à modéliser

8.3.4.1 Quantification des effets redoutés (conséquence)**8.3.4.1.1 Critères de défaillance/échec et critères de dommages**

Des critères de défaillance ou d'échec d'une structure ou fonction de sécurité et des critères de dommages sont définis de façon précise pour aider à la quantification des effets redoutés et des risques associés. Ces critères concernent la vulnérabilité des personnes, des installations ou des structures vis-à-vis des effets redoutés résultant d'un feu, d'une l'explosion et d'un déversement de produit froid. Les critères clés mentionnés au tableau 8-12 constituent la base de la quantification des conséquences et des risques (République du Sénégal. 2005).

Tableau 8-12 Critères de défaillance/échec et de critères de dommages

Événement	Critère	Impact
Explosion	0,02 bar	Seuil d'effets irréversibles correspondant à la zone des effets indirects sur l'homme, seuil de destruction des vitres de fenêtres supérieur à 10 %
	0,05 bar [0,035 bar] ¹	Seuil d'effets irréversibles correspondant à la zone des dangers significatifs pour l'homme, seuil de dommages légers sur les structures, destruction de 75 % des vitres de fenêtres
	0,14 bar [0,07 – 0,20 bar] ¹	Seuil des premiers effets létaux, seuil des effets domino, effondrement partiel des murs et des toits des maisons
	0,35 bar [0,20 – 0,40 bar] ¹	Seuil d'effets létaux très significatifs, seuil des dégâts très graves sur les structures, destruction de bâtiments, rupture de conduites
Incendie	3 kW/m ² [1,6 kW/m ²] ¹	Seuil des effets irréversibles, cloques en 30 s pour les personnes non protégées
	5 kW/m ² [4,7 kW/m ²] ¹	Seuil des premiers effets létaux, seuil de destruction des fenêtres par effet thermique
	10 kW/m ² [9,5 kW/m ²] ¹	Seuil des effets létaux très significatifs, brûlures au troisième degré, effet domino, risque d'inflammation pour les matériaux combustibles
	20 kW/m ² [15,6 kW/m ²] ¹	Destruction ou rupture des éléments de structures; Tenue du béton pendant des heures
Gaz inflammable	Limite inférieure d'inflammabilité (LFL) de 100 %	Étendue du nuage principal de gaz inflammable (limite pour ignition potentielle par des sources éloignées)
BLEVE	600 kW ^{4/3} s	Seuil des effets irréversibles, cloques en 30 s pour les personnes non protégées
	1 000 kW ^{4/3} s	Seuil des premiers effets létaux
	2 600 kW ^{4/3} s	Seuil d'effets létaux très significatifs, brûlures au troisième degré

¹ Ces critères [entre crochets] ont été utilisés dans les rapports d'analyse de conséquences du navire de forage (OGP. 2010). Ces critères sont cohérents, mais généralement plus prudents que les critères du Guide d'étude de dangers du Sénégal.

8.3.4.1.2 Logiciels de modélisation utilisés

Les effets résultant de l'éruption de puits et de la fuite de puits sur le navire de forage ont été modélisés à l'aide du progiciel ComputIT (2017) *Kameleon Fire Experiment (KFX)*, tandis que les explosions ont été modélisées à l'aide du progiciel Gexcon (2017) *Flame Acceleration Simulator (FLACS)*. KFX et FLACS sont des programmes de mécanique des fluides numérique (Computational Fluid Dynamics ou CFD en anglais) disponibles sur le marché, qui sont principalement utilisés pour modéliser les effets liés à une dispersion de gaz, un incendie/feu et une explosion.

Le logiciel KFX estime l'intensité du rayonnement thermique. Le logiciel FLACS utilise d'abord des outils de dispersion pour déterminer la diffusion et les caractéristiques du nuage de gaz inflammable, avant de déterminer la surpression d'explosion après ignition.

La modélisation des déversements d'hydrocarbures consécutifs à une éruption de puits a été réalisée à l'aide du modèle SINTEF (2017b) *Oil Spill Contingency and Response (OSCAR)*. OSCAR est un outil de modélisation 3D utilisé pour prédire le mouvement et le devenir des hydrocarbures à la surface de la mer et au sein de la colonne d'eau.

Tous les autres effets redoutés (conséquence) ont été modélisés à l'aide du logiciel *Process hazard analysis software – Phast* (analyse des dangers de procédés) de DNV Germanischer Lloyd (GL) (2017). Phast est un logiciel complet d'analyse des dangers de procédés qui examine la progression d'un incident ou accident potentiel depuis le rejet initial jusqu'à l'analyse de la dispersion dans le champ lointain, y compris la modélisation de l'épandage et l'évaporation de la nappe, et la modélisation des effets redoutés des incendies et des explosions. Phast utilise des algorithmes exhaustivement validés pour déterminer l'extension des effets redoutés et des conséquences. Ces algorithmes sont basés sur des observations empiriques plutôt que sur une interprétation mathématique des phénomènes, qui forment la base des outils 3D/CFD.

Une analyse des conséquences avec des programmes CFD sera effectuée dans le cadre du processus de conception décrit à la section 8.3.5.3.

8.3.4.1.3 D-01 : Éruption de puits ou fuite de puits

Dans l'éventualité d'une éruption de puits ou d'une fuite de puits, le fluide de gisement serait éjecté à très haute pression, soit sous la surface de la mer, soit au niveau du plancher de forage du navire de forage, en fonction de la source de l'éruption.

Un rejet sous-marin ou un rejet non-enflammé au niveau du plancher de forage aurait pour conséquence immédiate un déversement d'hydrocarbures, puisque le fluide de gisement contient des condensats sous forme liquide. Ces condensats seraient rejetés en mer, car il serait impossible de contenir le déversement d'hydrocarbures sur le navire.

Si les fluides de gisement rejetés (au niveau du plancher de forage) venaient à s'enflammer, les conséquences immédiates pourraient être une explosion ou un incendie dans la zone de traitement des boues/plancher de forage. Le personnel se trouvant près de l'explosion ou de l'incendie pourrait être tué immédiatement. Le personnel ayant survécu à l'événement initial cherchera à s'échapper pour se rendre dans la zone de rassemblement sécurisée principale (à l'avant) ou dans la zone de rassemblement sécurisée alternative (à l'arrière).

Selon la durée de l'éruption de puits ou de la fuite de puits, une explosion ou un incendie pourrait entraîner des effets domino aggravants. Le personnel mettrait tout en œuvre pour contrôler l'accident mais en cas d'échec, le personnel évacuerait le navire et serait secouru en mer.

8.3.4.1.3.1 Effets d'un déversement d'hydrocarbures

Les effets d'un déversement (non-enflammé) d'hydrocarbures consécutifs à une éruption de puits ont été modélisés sur la base d'un déversement de 227 000 m³ de condensat pendant une durée de 60 jours. Deux scénarios ont ensuite été considérés :

- Scénario 1 : Éruption de puits pendant l'été boréal (avril-septembre); et
- Scénario 2 : Éruption de puits pendant l'hiver boréal (octobre-mars).

Impact sur la côte

Un déversement à cet endroit (à environ 125 km de la côte) a 96 % de chances d'avoir un impact sur le littoral (impact léger ou plus des hydrocarbures) si le déversement survient durant l'été boréal, et 33 % de chances s'il survient durant l'hiver boréal. La Mauritanie et le Sénégal sont les deux seuls pays qui risquent un impact sur le littoral, mais il est plus probable que le Sénégal soit touché plus sévèrement.

Dans le scénario le plus défavorable, un déversement durant l'été boréal pourrait avoir des impacts sur la côte environ quatre jours après le rejet. Cependant, il existe une probabilité de 50 % que le condensat ne touche pas terre avant environ deux semaines et, dans le meilleur scénario, le condensat n'atteindrait pas la côte avant plus de huit semaines. De même, la sévérité de l'impact sur les rives durant l'été boréal varie entre « négligeable » (4 % de chances) dans le meilleur des scénarios, et plus de 11 000 tonnes dans le pire des cas. Il y a 50 % de chances que plus de 3 000 tonnes puissent atteindre le rivage. Bien qu'un impact « important » des hydrocarbures sur le littoral soit improbable durant l'été boréal, il y a 84 % de chances qu'un impact modéré du littoral survienne et puisse s'étendre jusqu'à près de 300 km. Il pourrait également y avoir un impact léger du littoral sur une distance supplémentaire de 185 km.

Dans le scénario le plus défavorable, un déversement au cours de l'hiver boréal pourrait avoir des impacts sur la côte environ cinq jours après le rejet. Cependant, la similarité entre l'été boréal et l'hiver boréal s'arrête ici, puisqu'il y a 50 % de chances que le condensat ne touche pas terre avant environ sept semaines et, dans le meilleur des cas, le condensat n'atteindrait jamais la côte. De même, la sévérité de l'impact sur les rives au cours de l'hiver boréal varie de « négligeable » (67 % de chances) dans le meilleur des scénarios à plus de 2 200 tonnes dans le pire des cas. Bien qu'un impact « important » du littoral soit improbable durant l'hiver boréal, il y a 19 % de chances qu'un impact modéré du littoral survienne et puisse s'étendre jusqu'à près de 54 km. Il pourrait également y avoir 98 km supplémentaires d'impact léger du littoral.

Impact à la surface

Les eaux de la Mauritanie et du Sénégal seront affectées par ce scénario de déversement, tout comme les eaux de plusieurs pays voisins. Bien qu'un plus grand nombre de pays pourraient être touchés dans le scénario durant l'été boréal (neuf pays par rapport à six en hiver boréal), un déversement pendant l'hiver boréal est beaucoup plus susceptible de toucher les eaux du Cap-Vert (51 % au cours de l'été boréal par rapport à 100 % pendant l'hiver boréal) et de la Gambie (42 % durant l'été boréal par rapport à 92 % durant l'hiver boréal). Cependant, l'épaisseur du déversement se limiterait principalement à es reflet et un reflet arc-en-ciel qui se disperserait plus facilement. Une petite quantité de reflet métallique ($> 5 \mu\text{m}$) pourrait être trouvée dans une zone locale autour du puits (~ 25 km). En raison de la turbidité élevée créée par le gaz sur le site du puits, les gouttelettes de condensat seraient très petites. Par conséquent, elles remonteraient plus lentement et ne se concentreraient pas de la même manière s'il n'y avait pas de gaz.

La figure 8-22 montre la surface globale affectée par un déversement d'hydrocarbures (suite à une éruption de puits) en fonction de l'épaisseur d'un déversement d'hydrocarbures (donnée en termes de $\mu\text{m} - 1 \times 10^{-6}$ de mètre). La figure 8-23 montre la concentration globale totale maximale d'hydrocarbures provenant d'un déversement d'hydrocarbures suite à une éruption de puits (donnée en ppb – parties par milliard).

L'impact du déversement d'hydrocarbures sur la flore et la faune est évalué à la section 7.5, Identification et analyse des impacts des événements accidentels.

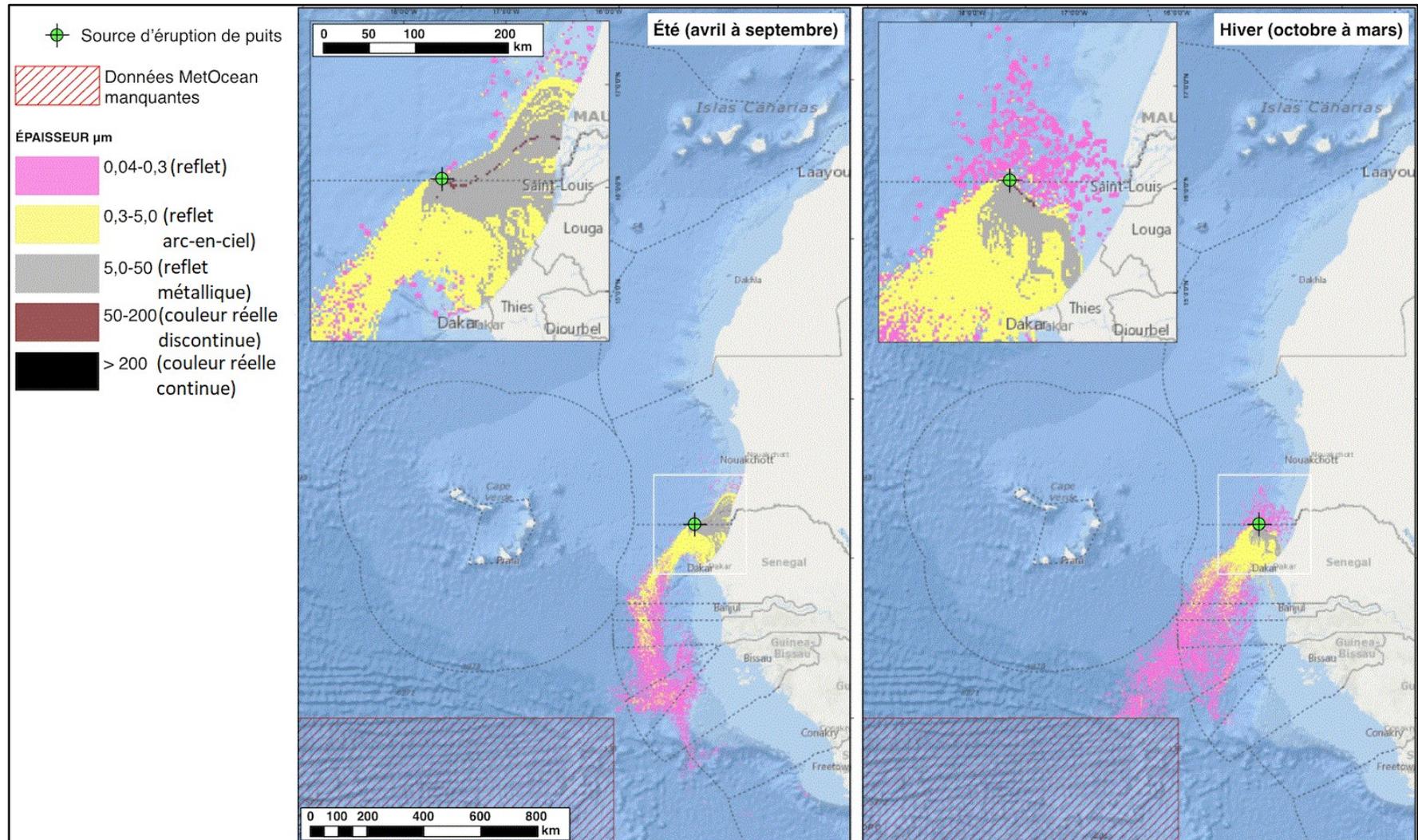


Figure 8-22 D-01 Zone touchée par un déversement d'hydrocarbures

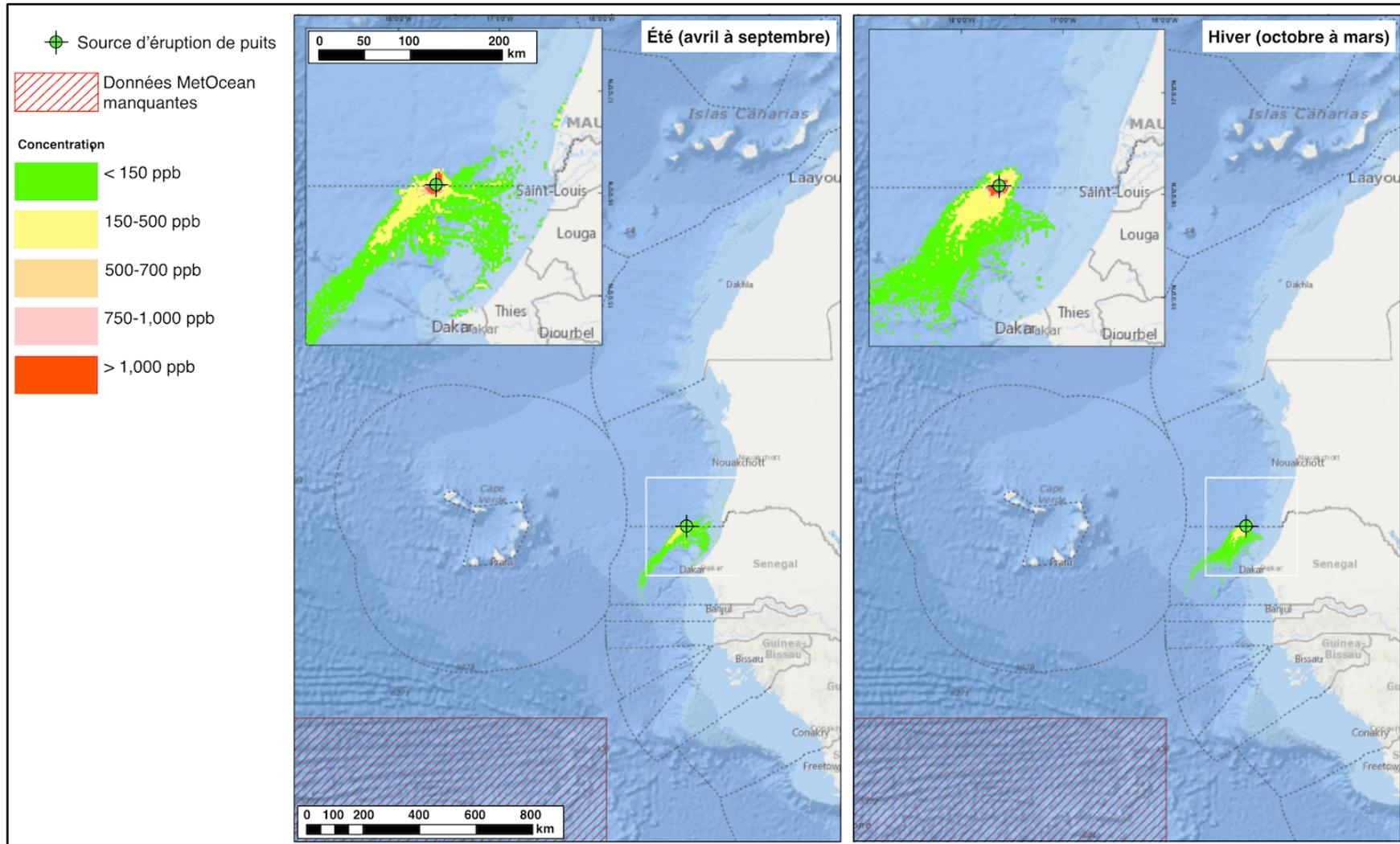


Figure 8-23 D-01 Concentration maximale totale d'hydrocarbures suite à un déversement d'hydrocarbures

8.3.4.1.3.2 Effets d'explosion

Les effets de la dispersion des gaz et des explosions ont été modélisés en tant que rejets de méthane à forte énergie cinétique, en supposant des taux de décharge de 35 kg/s (cas crédible) et 150 kg/s (scénario le plus défavorable – débit total). En fonction des résultats de la dispersion, 11 scénarios d'explosion ont été modélisés avec différents emplacements du nuage de gaz, volumes et allumages. Le plus grand volume de nuage de gaz, soit 7 290 m³, peut remplir tout le plancher de forage et représente le cas le plus raisonnablement défavorable (prudent) pour la modélisation de la surpression d'explosion. Les surpressions d'explosion causées par une éruption de puits de 150 kg/s (scénario le plus défavorable) sont illustrées à la figure 8-24 pour deux emplacements différents de la source d'ignition (représentée par une étoile blanche).

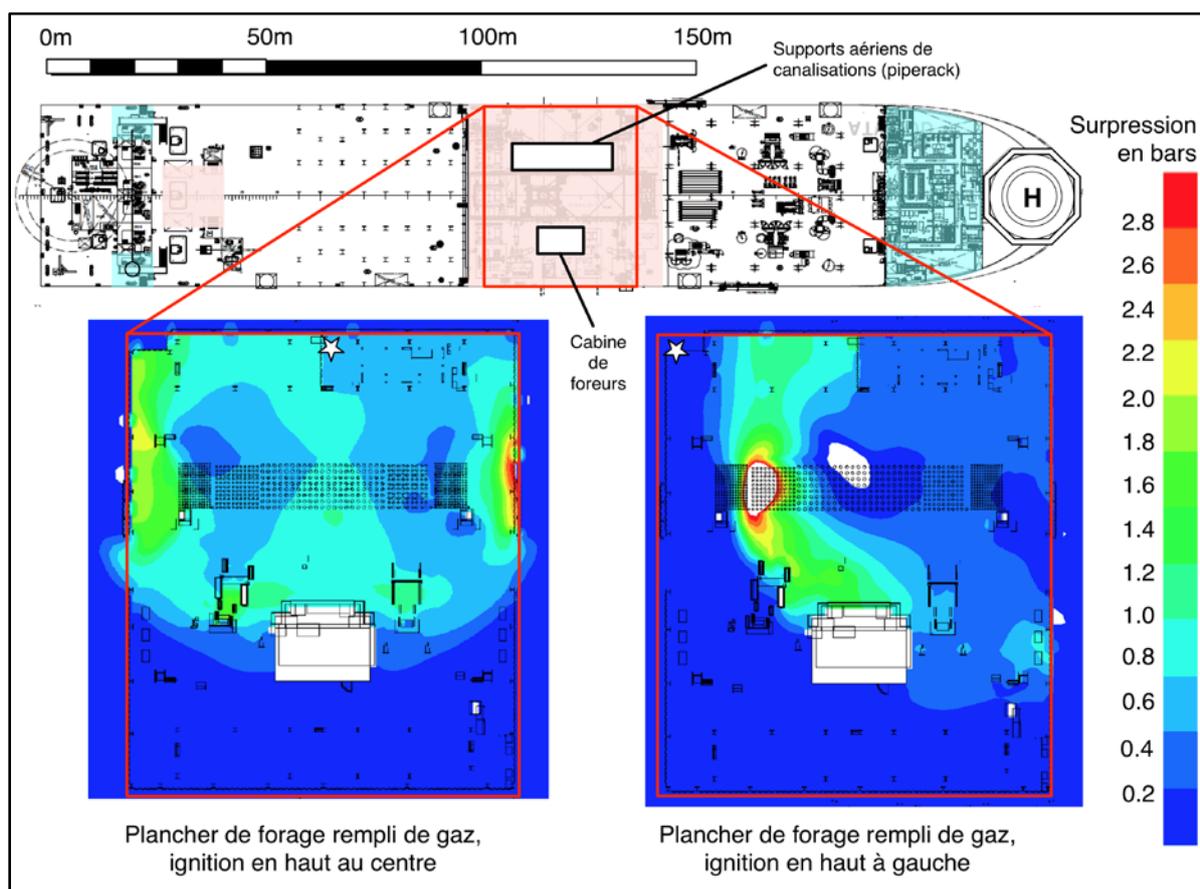


Figure 8-24 D-01/D-02 Modélisation FLACS de surpression d'explosion pour le scénario le plus défavorable

Une surpression maximale de plus de trois bars peut être observée dans la zone où les tiges de forage sont empilées (râtelier de stockage des tiges de forage). Ceci s'explique par la disposition régulière des tiges de forage qui empêche la dispersion immédiate des produits de combustion après l'allumage, tout en générant de fortes turbulences dans cette zone. Des surpressions élevées (jusqu'à 1,4 bar) sont également prévues :

- Sur les panneaux de contrôle situés sur la fenêtre de la cabine du foreur.
- Sur la paroi de la plateforme du tensionneur supportant le tube prolongateur, qui est directement exposée aux effets d'explosion dans la zone de la tour de forage.

De telles surpressions entraîneraient des dommages extrêmement importants. Cependant, elles seraient localisées et le personnel devrait être capable d'évacuer la zone avant qu'un nuage de gaz aussi grand puisse s'accumuler. Les surpressions dans les autres zones, telles que les logements d'habitation et la zone de rassemblement alternative, sont relativement faibles (moins de 0,01 bar).

D'autres simulations prévoient les surpressions les plus fortes au niveau de la paroi supérieure du logement faisant face à la tour de forage ainsi qu'au niveau de la structure de la cheminée près de la zone de rassemblement alternative, avec 0,12 bar et 0,07 bar respectivement. De telles surpressions sont peu susceptibles de causer des dommages importants aux installations.

8.3.4.1.3.3 Effets du feu

Les incendies ont été modélisés en tant que rejets de méthane à forte énergie cinétique, en supposant des taux de décharge de 35 kg/s (cas crédible) et 150 kg/s (scénario le plus défavorable – débit total). Un rejet vertical a été supposé à partir du centre de la table de rotation, avec un vent de 6,1 m/s. Le rayonnement thermique d'une éruption de 150 kg/s (scénario le plus défavorable) est illustré à la figure 8-25.

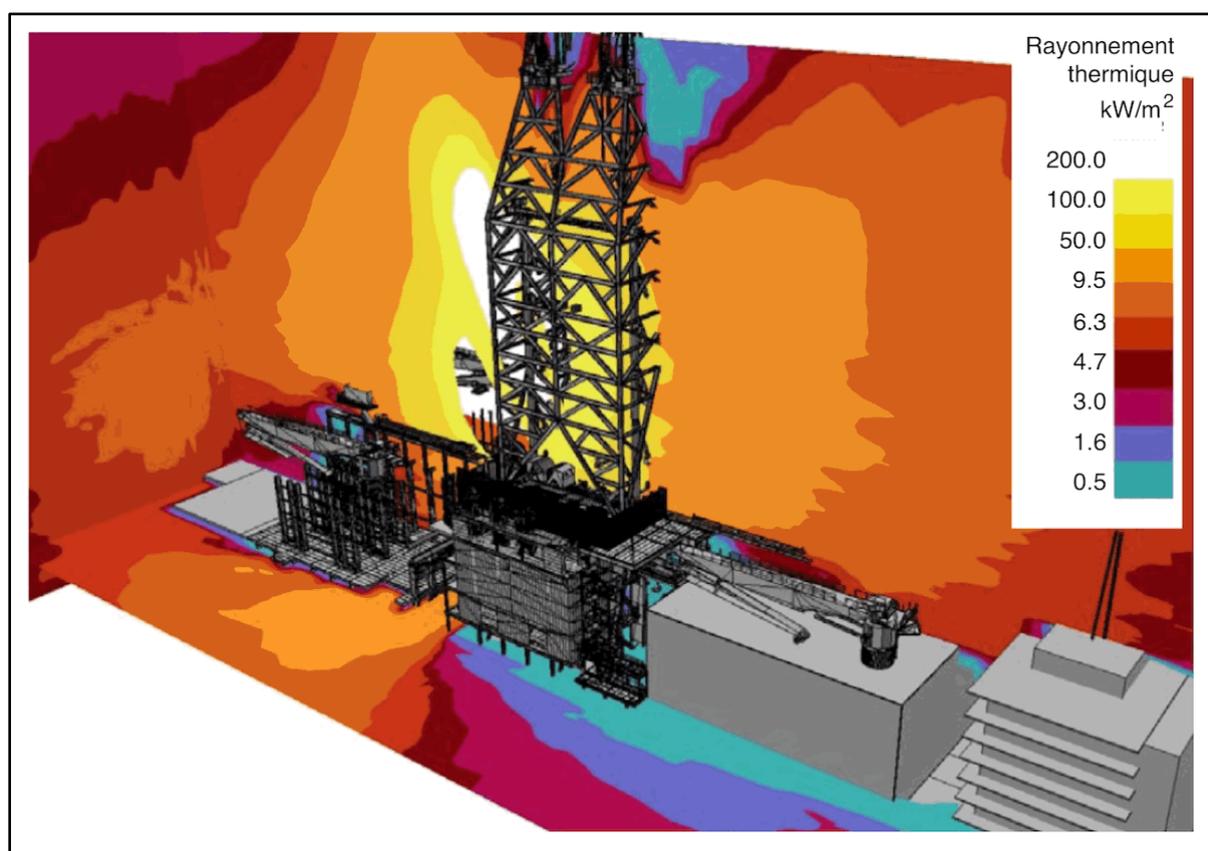


Figure 8-25 D-01/D-02 Modélisation thermique du feu KFX du scénario le plus défavorable

Le long des principaux chemins d'échappement/fuite, il y a peu d'endroit où le rayonnement thermique dépasse le critère d'échec pour l'échappement du personnel vers les zones de replis (4,7 kW/m²). Les zones sécurisées principales et alternatives de rassemblement sont protégées par l'espace occupé par les logements d'habitation et par l'arrière de la structure de la cheminée, respectivement. Ces zones peuvent assurer un rassemblement en toute sécurité car elles sont exposées à un rayonnement thermique inférieur à 4,7 kW/m². Les niveaux de rayonnement thermique le long du chemin d'évacuation principal entre les zones de rassemblement et les embarcations de sauvetage sont également inférieurs à 4,7 kW/m².

Le feu ne génère pas d'impact direct de la flamme sur les logements d'habitation dans les cas d'éruption de 35 kg/s et de 150 kg/s. Cependant, les niveaux de rayonnement thermique dans le coin supérieur des logements d'habitation sont de l'ordre de 10 kW/m² pour l'éruption de puits avec le débit le plus élevé. Ces niveaux de rayonnement n'auront pas d'impact significatif sur le logement d'habitation, car il est conçu avec une isolation offrant une protection de type A-60 contre les effets de radiations thermiques d'un feu.

8.3.4.1.3.4 *Résumé des impacts potentiels des conséquences*

Les effets d'un incendie ou d'une explosion liés à une éruption de puits ou une fuite de puits sur le navire de forage sont en grande partie limités au voisinage immédiat de l'éruption. Compte tenu de l'emplacement du navire de forage en eau profonde et de sa zone de sécurité de 500 m, les effets domino aggravants sur les autres installations ne sont pas jugés crédibles. Bien qu'il puisse y avoir des décès parmi le personnel se trouvant à proximité immédiate de l'éruption enflammée, les chemins d'échappement vers les zones de replis, les zones de rassemblement et les installations d'évacuation devraient rester disponibles et assurer leur fonction sans défaillance. Si l'éruption de puits ou la fuite de puits ne peuvent pas être contrôlées, des dommages structuraux importants sont possibles, tout comme une perte de stabilité.

Des impacts dans le champ lointain peuvent se produire en raison d'un déversement d'hydrocarbures consécutif à l'éruption. Cet événement pourrait avoir un impact sur les eaux et les côtes de la Mauritanie et du Sénégal. Il a également le potentiel d'affecter les eaux (mais pas les rives) du Cap-Vert, de la Guinée, de la Guinée-Bissau, du Maroc, de la Sierra Leone, de la Gambie et du Sahara occidental.

8.3.4.1.4* *Rejets F-01 et F-02 provenant des tubes prolongateurs

En cas de rejet accidentel provenant d'un tube prolongateur de production ou d'un tube prolongateur d'exportation de gaz, les fluides de gisement ou le gaz seraient éjectés à très haute pression près de la zone d'arrivée des tubes prolongateurs à bord du FPSO.

Un rejet non enflammé en provenance d'un tube prolongateur de production aurait pour conséquence immédiate un déversement d'hydrocarbures, puisque le fluide de gisement contient des condensats sous forme liquide. Les tubes prolongateurs sont situés à l'extérieur du navire et le déversement d'hydrocarbures se ferait directement en mer. La quantité libérée serait cependant limitée, grâce à la fermeture d'une vanne d'isolement sous-marine (VISM) installée au niveau du CEPL. Un rejet non enflammé en provenance d'un tube prolongateur d'exportation de gaz n'entraînerait pas de conséquences immédiates significatives (pas de pollution marine). A noter que des VISM sont également disponibles au niveau du CEPL.

Si le fluide de gisement rejeté ou le gaz venait à s'enflammer, les conséquences immédiates pourraient être un jet enflammé ou une boule de feu à proximité de la zone d'arrivée à bord des tubes prolongateurs, en fonction de la taille du rejet. Le personnel se trouvant près du feu pourrait être tué instantanément. Le personnel ayant survécu à l'évènement initial cherchera à s'échapper/fuir pour se rendre dans la zone de rassemblement sécurisée principale (à l'arrière) ou dans la zone de rassemblement sécurisée alternative (à l'avant).

Cet incendie initial pourrait entraîner des effets domino aggravants, y compris la propagation du feu le long du FPSO. Le risque d'effets domino aggravants est limité par la présence de VISM au niveau du CEPL et par l'existence de vannes d'arrêt d'urgence sur le tube prolongateur, qui minimiseraient les inventaires rejetés du tube prolongateur et réduiraient la durée de l'évènement. Les unités de procédé en surface commenceraient également leur dépressurisation sous-pression dans le cas d'un feu confirmé. Le personnel mettrait tout en œuvre pour contrôler l'accident, mais en cas d'échec, le personnel évacuerait le navire et serait secouru en mer.

La modélisation des effets d'un incendie à la suite d'un rejet en provenance des tubes prolongateurs de production et d'exportation de gaz du FPSO a été entreprise sur la base de données d'entrée résumées dans le tableau 8-13.

Tableau 8-13 F-01 et F-02 Principaux paramètres de modélisation

Paramètre	Données d'entrée pour le tube prolongateur de production (F-01)	Données d'entrée pour le tube prolongateur d'exportation de gaz (F-02)
Matériel modélisé	Méthane	Méthane
Pression (bars abs)	97	79
Température (°C)	3	15
Phase	Gaz	Gaz
Inventaire (kg)	48 523 (tube prolongateur jusqu'à la VISM sur le CEPL)	30 600 (tube prolongateur jusqu'à la VISM sur le CEPL)
Durée du rejet/de l'événement (minutes)	20 minutes pour une brèche de 50 mm < 5 minutes pour le sectionnement complet du tube de diamètre 400 mm (avec fermeture des VISM au CEPL)	20 minutes pour une brèche de 50 mm < 5 minutes pour le sectionnement complet du tube de diamètre 450 mm (avec fermeture des VISM au CEPL)

L'ignition à la suite d'une perte de confinement résultant d'une défaillance crédible (50 mm) est modélisée comme un jet de gaz enflammé horizontal; les contours iso-effets du rayonnement thermique et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-26 (tubes prolongateurs de production) et à la figure 8-27 (tube prolongateur d'exportation de gaz). L'ignition à la suite d'une perte de confinement résultant d'une défaillance dans les conditions les plus défavorables (rupture guillotine [par sectionnement complet] du tube) est modélisée comme une boule de feu; les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-28 (tubes prolongateurs de production) et à la figure 8-29 (tube prolongateur d'exportation de gaz).

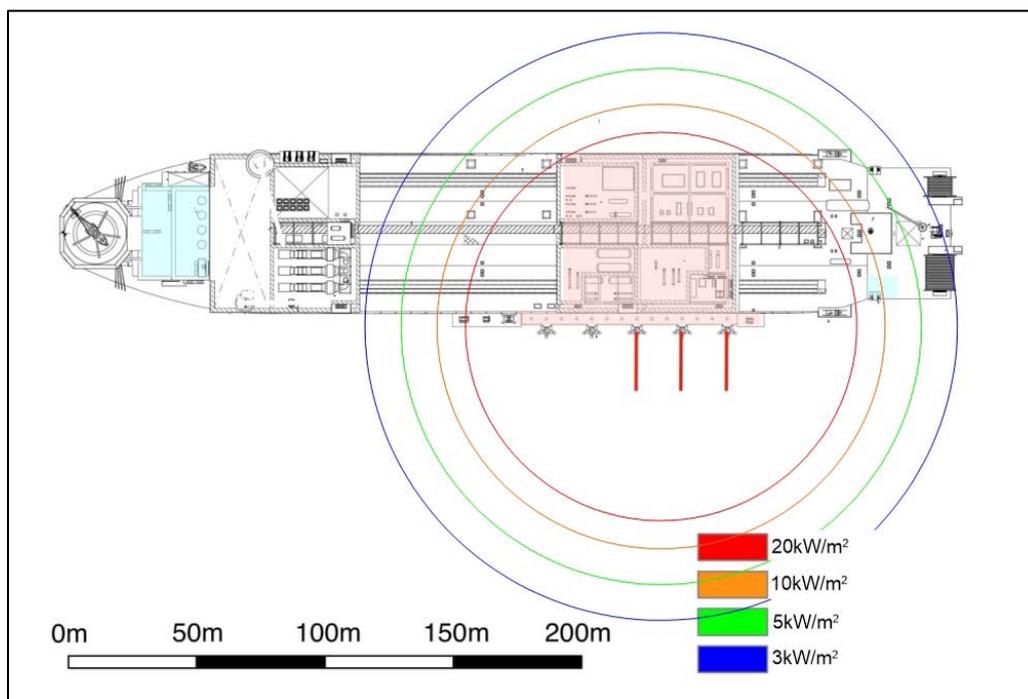


Figure 8-26 F-01 Distances d'effet du jet enflammé pour une brèche de 50 mm

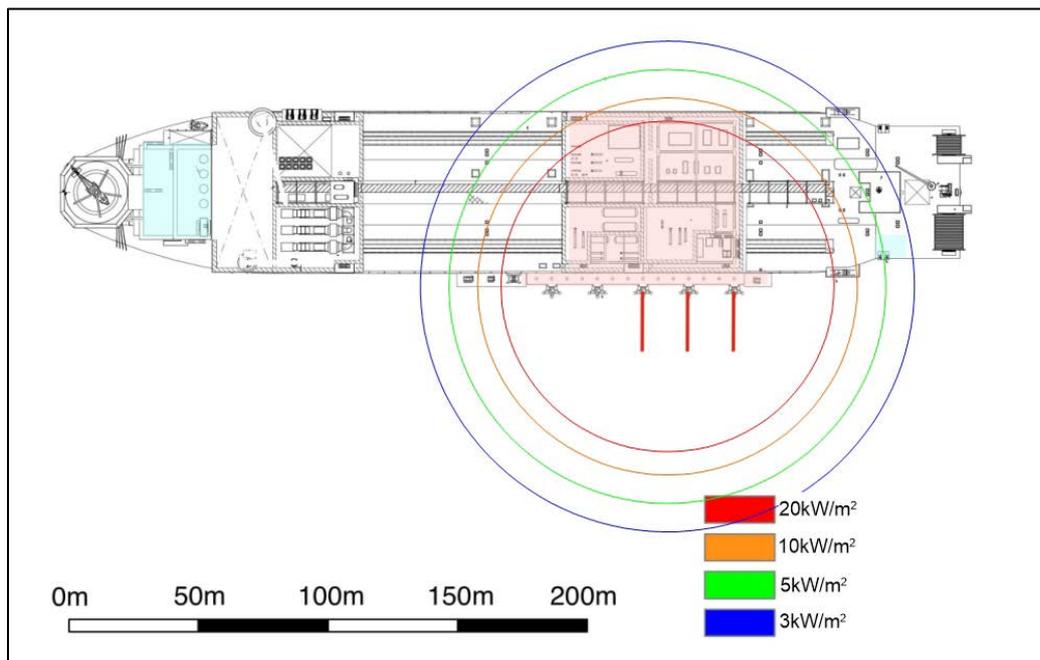


Figure 8-27 F-02 Distances d'effet du jet enflammé pour une brèche de 50 mm

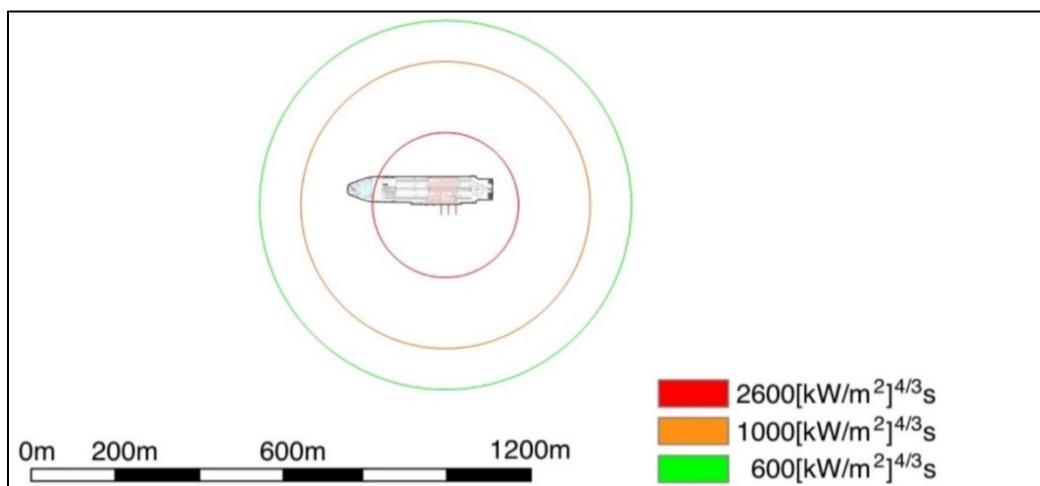


Figure 8-28 F-01 Distances d'effet de la boule de feu en cas de rupture guillotine du tube prolongateur de 400 mm

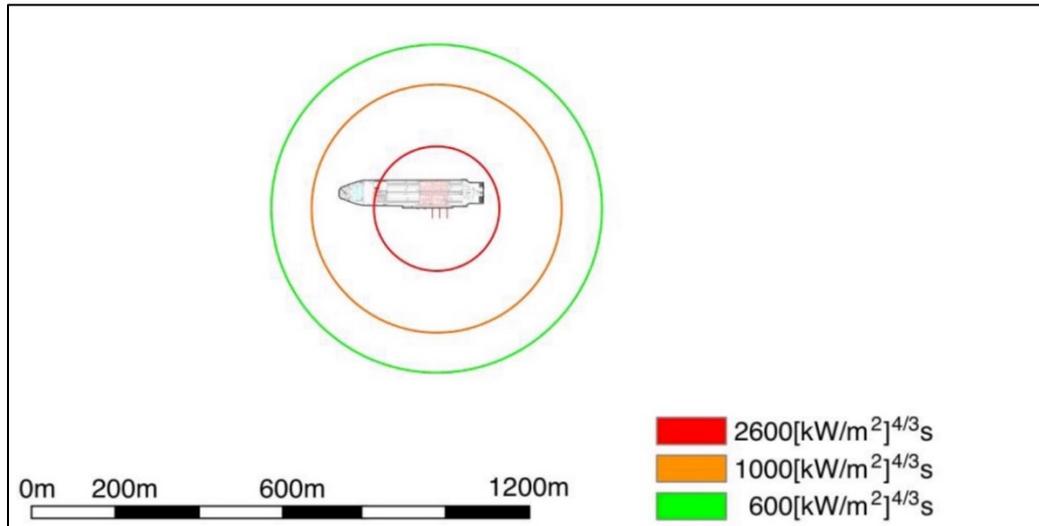


Figure 8-29 F-02 Distances d'effet de la boule de feu en cas de rupture guillotine du tube prolongateur de 450 mm

Les impacts potentiels des conséquences sont résumés dans le tableau 8-14.

Tableau 8-14 F-01 et F-02 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Jet enflammé suite à une brèche de 50 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Possible	Possible	Non	Non	Non
<p>Les flammes et les niveaux élevés de rayonnement thermique peuvent entraîner des décès immédiats près de la zone en feu pour le personnel situé dans des zones non protégées sur le pont.</p> <p>Le rayonnement thermique peut également compromettre l'utilisation des chemins d'échappement/de fuite le long du côté tribord près du porche du tube prolongateur. L'échappement/la fuite le long du côté bâbord ne serait compromis que si le jet enflammé était dirigé à travers le FPSO. Ceci est peu probable compte tenu de la protection fournie par la structure de la coque du FPSO. Si les deux chemins d'évacuation devaient être compromis, les personnes pourraient s'échapper vers l'avant et utiliser la zone de rassemblement sécurisée alternative et les installations d'évacuation. Une protection appropriée contre le feu et les explosions doit être prévue pour ces installations.</p> <p>Les vannes d'isolement sous-marines (VISM) mises en place sur les tubes prolongateurs de production (au niveau du CEPL) devraient pouvoir limiter la durée d'un jet enflammé à environ 20 minutes. L'impact de la flamme sur la coque du FPSO pourrait entraîner une défaillance de la coque et la rupture d'un réservoir de stockage, bien que l'utilisation d'une double coque puisse assurer une certaine protection. Le refuge temporaire (RT) est loin des tubes prolongateurs et ne devrait pas être significativement affecté par l'incendie, d'où la possibilité d'avoir une évacuation ordonnée par canot de sauvetage si nécessaire.</p> <p>Les niveaux de rayonnement thermique (3 kW/m²) s'étendent à moins de 200 m du FPSO et se situent bien à l'intérieur des limites de la zone de sécurité de 500 m.</p>					
Boule de feu suite à une rupture guillotine de 400/450 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Non	Non	Non	Non
<p>La boule de feu et les niveaux élevés de rayonnement thermique peuvent entraîner des décès immédiats près de la zone en feu pour le personnel situé dans des zones non protégées sur le pont. Cela peut couvrir une zone importante du FPSO.</p> <p>Le rayonnement thermique peut également compromettre l'utilisation des chemins d'échappement/de fuite sur une portion significative le long des côtés bâbord et tribord. Cependant, les tubes prolongateurs de production et d'exportation de gaz sont équipés de VISM. L'un des objectifs principaux pour ces vannes est de limiter les effets et la durée du feu après la rupture catastrophique d'un tube prolongateur. Grâce à cela, la durée des événements à la suite d'un rejet devrait être suffisamment courte pour réduire le risque de compromettre à long terme les chemins d'échappement ou d'entraîner des effets domino aggravants. Par conséquent, le personnel qui survit à l'incendie initial devrait être capable de se rassembler en toute sécurité dans le RT, le feu diminuant rapidement en raison de l'épuisement rapide de l'inventaire.</p> <p>Les niveaux de rayonnement thermique (600 [kW/m²]^{4/3}s) s'étendent à moins de 450 m du FPSO et se situent à l'intérieur des limites de la zone de sécurité de 500 m.</p>					
<p><i>Remarques concernant les décès, les conséquences, la perte d'un élément de sécurité (défaillance) et les impacts :</i> <i>Oui – Très susceptible de se produire; Possible – Peut se produire; Peu probable – Très peu susceptible de se produire; Non – Ne se produira pas</i></p>					

8.3.4.1.5 F-13 : Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage

En cas de perte accidentelle de confinement sur des réservoirs de stockage du FPSO, le condensat liquide serait rejeté en mer, et pourrait dans certains cas provoquer un incendie (voir la section 8.3.4.1.6. pour les conséquences). Un tel feu devrait être limité à la zone autour du FPSO, zone où l'épaisseur de la nappe est la plus grande (< 0,5 mm) (Vinnem, Jan-Erik. 2014). Un feu de longue durée en mer répandu sur une large surface suite à un rejet important de condensat, est considéré comme très improbable.

Les effets d'un déversement (non-enflammé) de condensat provenant d'un réservoir de stockage ont été modélisés sur la base d'un déversement de 160 000 m³ de condensat pendant une durée de 160 heures, et de 3 200 m³ de diesel pendant une durée de 3,2 heures. Ces hypothèses sont considérées comme représentatives de l'événement le plus défavorable, à savoir, la collision avec un navire de passage. Deux scénarios ont ensuite été considérés :

- Scénario 1 : Rejet pendant l'été boréal (avril-septembre).
- Scénario 2 : Rejet pendant l'hiver boréal (octobre-mars).

Impact sur la côte

Un déversement à cet endroit (à environ 40 km de la côte) a 100 % de chances d'avoir un impact significatif sur le littoral (impact léger des hydrocarbures ou plus) si le déversement survient durant l'été boréal, et 82 % de chances s'il survient durant l'hiver boréal. La Mauritanie et le Sénégal sont les deux seuls pays qui risquent un impact sur le littoral, mais il est plus probable que le Sénégal soit plus durement touché.

Dans le scénario le plus défavorable, un déversement durant l'été boréal pourrait avoir des impacts sur la côte un jour et 14 heures après le rejet. Cependant, il y a 10 % de chances que le condensat et le diesel ne touchent pas terre avant quatre jours et, dans le meilleur scénario, les hydrocarbures n'atteindraient pas la côte avant huit jours. De même, la sévérité de l'impact sur les rives durant l'été boréal varie entre, environ 1 000 tonnes dans le meilleur des scénarios, et plus de 20 000 tonnes dans le pire des cas. Il y a 50 % de chances que plus de 9 500 tonnes puissent toucher terre. Pendant les mois d'été boréal, l'impact des hydrocarbures sur la ligne côtière serait au moins équivalent à un impact modéré. De plus, il y a 22 % de chances que le l'impact des hydrocarbures sur le littoral soit « important ». D'un point de vue spatial, seuls quelques kilomètres de ligne côtière pourraient subir un impact important, mais jusqu'à 323 km de côtes pourraient être touchés par un impact modéré des hydrocarbures.

Dans le scénario le plus défavorable, un déversement au cours de l'hiver boréal pourrait avoir des impacts sur la côte un peu plus de deux jours après le rejet. Cependant, la similarité entre l'été boréal et l'hiver boréal s'arrête ici, puisqu'il y a 50 % de chances que les hydrocarbures ne touchent pas terre dans les cinq jours environ et, dans le meilleur des cas, les hydrocarbures n'atteindraient jamais la rive. De même, la sévérité de l'impact sur les rives au cours de l'hiver boréal varie de « négligeable » (18 % de chances) dans le meilleur des scénarios à plus de 21 000 tonnes dans le pire des cas. Il y a 69 % de chances d'avoir un impact modéré des hydrocarbures sur le littoral et 14 % de chances d'avoir un impact léger; aucun impact important n'est prévu. D'un point de vue spatial, environ 25 km de ligne côtière pourraient subir un impact modéré, mais dans le pire des cas, jusqu'à 363 km de côtes pourraient être touchés par un impact modéré des hydrocarbures.

Impact à la surface

Il est plus que probable que les eaux du Sénégal soient touchées par ce scénario de déversement, mais la Mauritanie pourrait être épargnée en raison de la présence d'un courant dirigé vers le sud pour certains scénarios. Les eaux du Cap-Vert, de la Guinée-Bissau et de la Gambie sont également menacées dans les deux scénarios, été boréal et hiver boréal. Les eaux de la Mauritanie et du Sénégal pourraient subir un déversement avec une épaisseur en surface supérieure à 5 µm, ce qui nécessiterait l'emploi de techniques de confinement et de récupération. Les eaux des autres pays voisins pourraient avoir des reflets d'hydrocarbures à la surface, mais pas avec une épaisseur suffisante pour justifier un confinement et une récupération.

La figure 8-30 montre la surface globale touchée par un déversement d'hydrocarbures (suite à une éruption de puits) en fonction de l'épaisseur de l'épandage d'hydrocarbures (donnée en termes de µm - 1x10⁻⁶ de mètre). La figure 8-31 montre la concentration globale totale maximale d'hydrocarbures provenant d'un déversement d'hydrocarbures suite à une éruption de puits (donnée en ppb – parties par milliard).

L'impact du déversement d'hydrocarbures sur la flore et la faune est évalué à la section 7.5, Identification et analyse des impacts des événements accidentels.

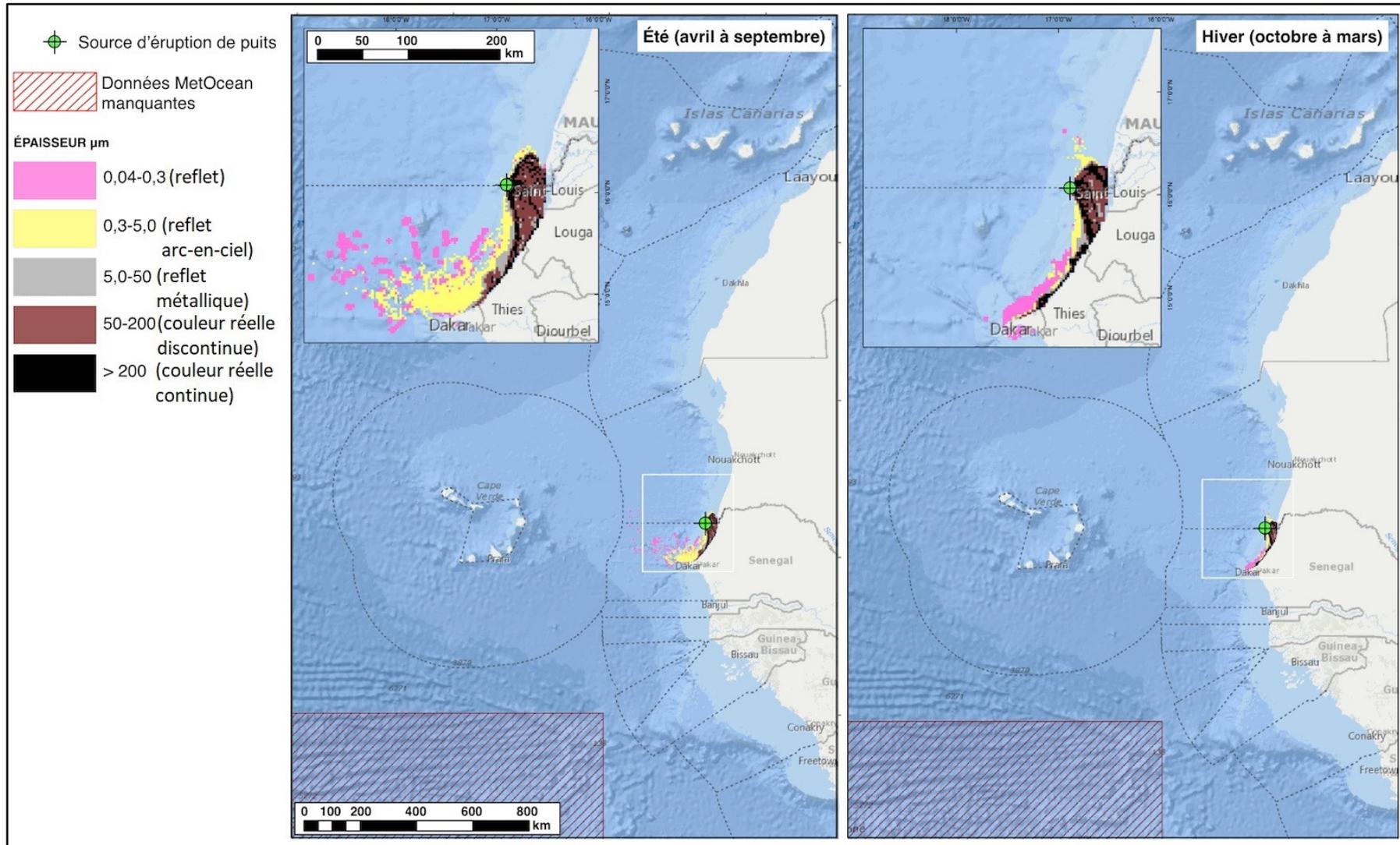


Figure 8-30 F-13 Zone touchée par un déversement d'hydrocarbures

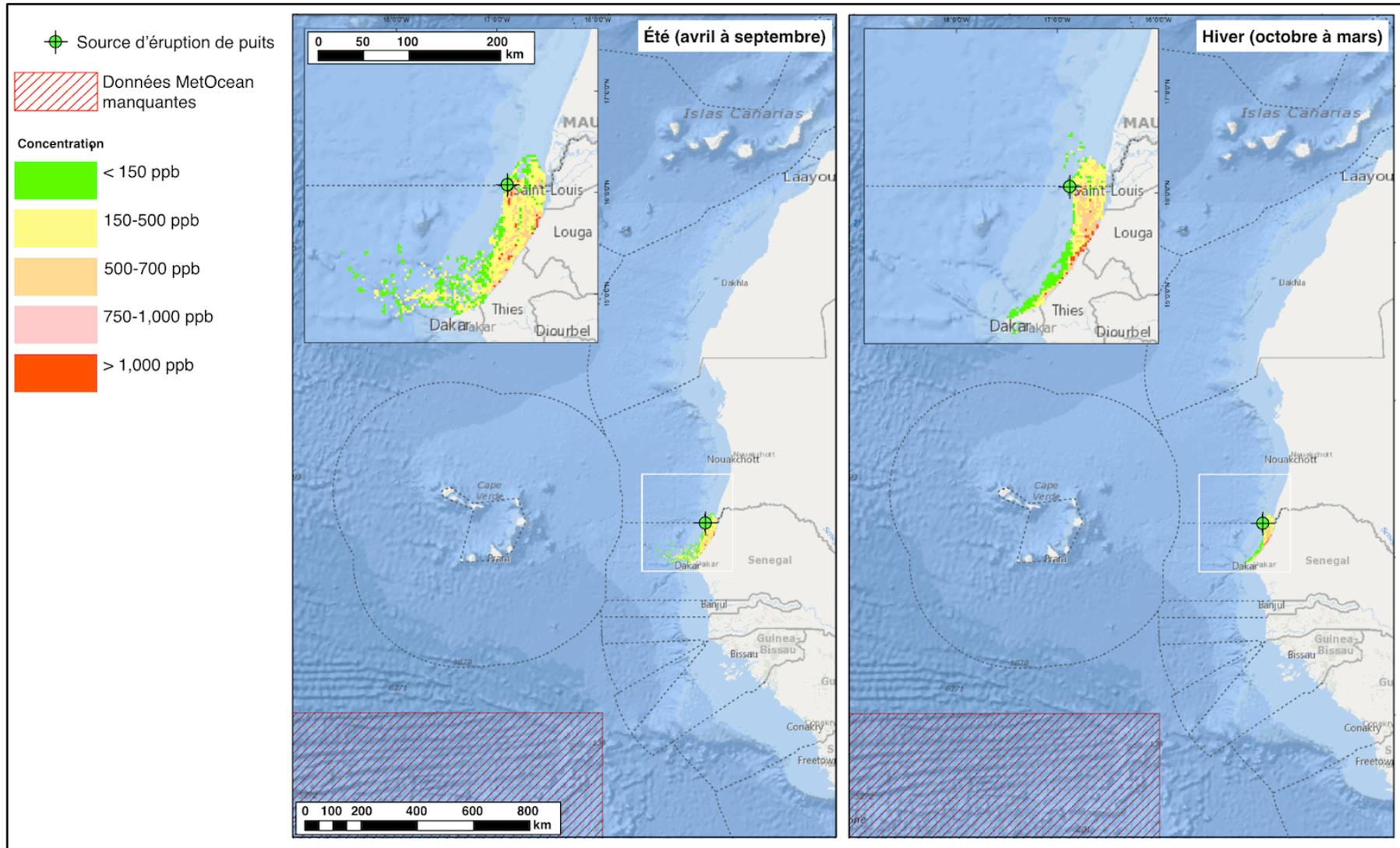


Figure 8-31 F-13 Concentration maximale totale d'hydrocarbures suite à un déversement d'hydrocarbures

8.3.4.1.6 F-14 : Incendie du réservoir de stockage de condensat

Si une atmosphère inflammable venait à se former à l'intérieur du réservoir de stockage de condensat et si cette atmosphère inflammable venait à s'enflammer, il en résulterait un feu de réservoir de condensat.

Le personnel ne devrait pas être affecté par l'événement initial, puisque confiné à l'intérieur du réservoir de stockage, et chercherait à se rendre dans la zone de rassemblement sécurisée principale (à l'arrière) ou dans la zone de rassemblement sécurisée alternative (à l'avant).

Cet incendie initial pourrait entraîner des effets domino aggravants, y compris la propagation du feu le long du FPSO. Le personnel mettrait tout en œuvre pour contrôler l'accident, mais en cas d'échec, le personnel évacuerait le navire et serait secouru en mer.

La modélisation des effets d'un incendie au niveau des réservoirs de stockage de condensat a été effectuée en supposant qu'un réservoir de cargaison était en feu, avec un inventaire total de condensat à 20 °C égal à 26 405 852 kg. Quel que soit l'incendie, il se poursuivrait pendant une période significative (> 60 minutes). Les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-32.

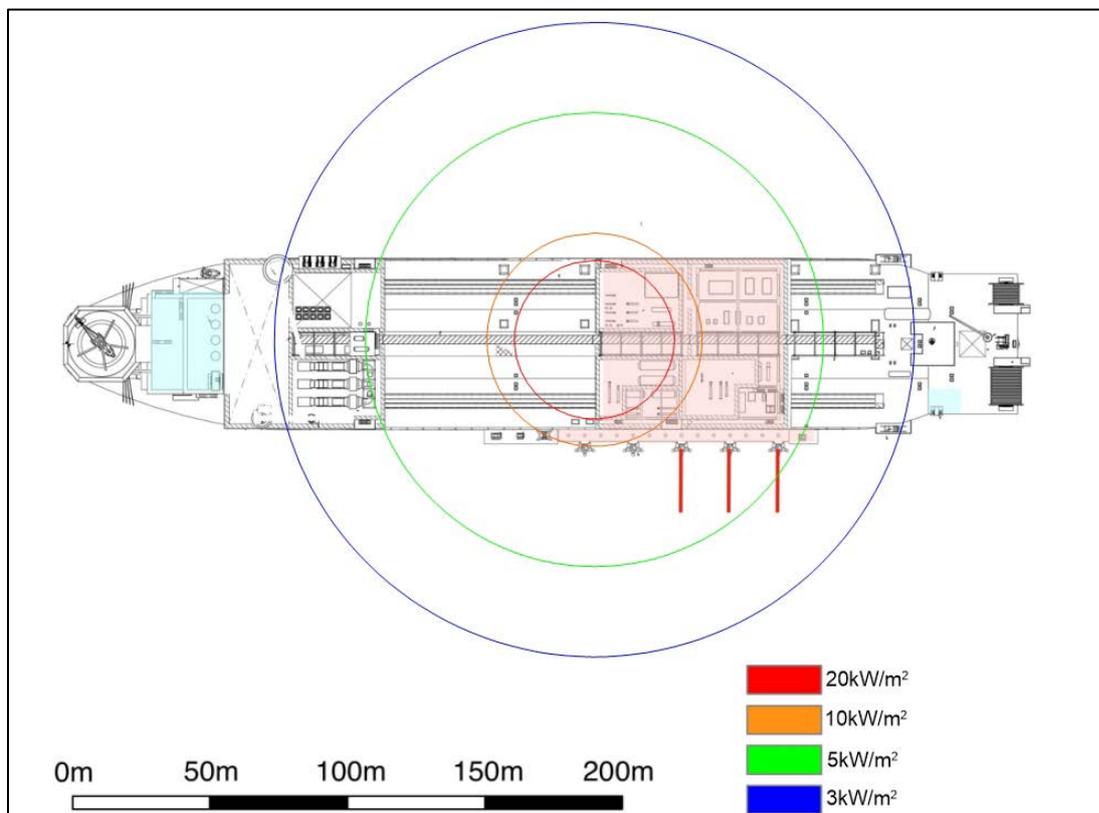


Figure 8-32 F-14 Distances des effets du feu de réservoir

Les impacts potentiels des conséquences sont résumés dans le tableau 8-15.

Tableau 8-15 F-14 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Feu de réservoir					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Peu probable	Possible	Oui	Possible	Possible	Non
<p>L'incendie initial serait en grande partie confiné à l'intérieur du réservoir de stockage et ne devrait pas entraîner de décès immédiat. Si l'incendie prend de l'ampleur, des quantités importantes de fumée et des niveaux élevés de rayonnement thermique pourraient compromettre l'évacuation le long des côtés bâbord et tribord. Cependant, la montée en puissance de l'incendie peut prendre du temps, suivant les caractéristiques de l'incendie et l'efficacité des systèmes à mousse mis en œuvre pour contrôler l'événement. Le personnel devrait donc avoir suffisamment de temps pour s'échapper/fuir vers le RT (zone de rassemblement sécurisée principale). Dans tous les cas, le personnel situé dans les zones à l'avant du navire pourrait s'échapper/fuir vers la zone de rassemblement sécurisée alternative si l'évacuation vers le RT était compromise.</p> <p>Un incendie dans un réservoir de cargaison est un événement de longue durée qui peut constituer une menace importante pour l'intégrité du FPSO. Une défaillance du RT est possible, suivant l'emplacement du réservoir en feu et la façon dont l'incendie se propage. Cependant, le RT est protégé contre le feu et la fumée, et peut rester intact pendant une durée suffisante pour permettre l'organisation d'une évacuation ordonnée. Le RT et les installations d'évacuation principales sont également situés en amont des vents dominants afin de réduire les risques d'accumulation de fumées pouvant compromettre l'évacuation.</p> <p>Les niveaux de rayonnement thermique (3 kW/m²) s'étendent à environ 200 m du FPSO et se situent bien à l'intérieur des limites de la zone de sécurité de 500 m.</p>					
<p><i>Remarques concernant les décès, les conséquences, la perte d'un élément de sécurité (défaillance) et les impacts : Oui – Très susceptible de se produire; Possible – Peut se produire; Peu probable – Très peu susceptible de se produire; Non – Ne se produira pas</i></p>					

8.3.4.1.7 N-01 : Rejet de gaz provenant du tube prolongateur d'importation de gaz

En cas de rejet accidentel provenant du tube prolongateur de gaz, le gaz serait éjecté à très haute pression sur la plateforme avec tube prolongateur du terminal du hub près des côtes. Il n'y aurait pas de conséquences immédiates significatives en cas de rejet sans inflammation.

Si le gaz venait à s'enflammer, les conséquences immédiates seraient un jet enflammé ou une boule de feu sur la plateforme avec tube prolongateur. Le personnel se trouvant près du feu pourrait être tué instantanément. Le personnel ayant survécu à l'événement initial cherchera à s'échapper/fuir vers la zone de rassemblement sécurisée principale de la plateforme LS, en passant par le chemin d'évacuation le long du quai mobile du terminal.

Compte tenu de l'inventaire important contenu dans le gazoduc provenant du FPSO, le feu pourrait entraîner des effets domino aggravants. La plateforme avec tube prolongateur est éloignée des autres installations du terminal du hub près des côtes, de sorte que les effets liés au feu pourraient se limiter à la plateforme avec tube prolongateur et à la structure du quai mobile adjacente. Le personnel mettrait tout en œuvre pour contrôler l'incident, mais s'il était impossible de contrôler l'accident et si l'intégrité du RT de la plateforme LS était menacée, le personnel évacuerait le terminal du hub près des côtes dans un bateau d'équipage ou un canot de sauvetage (et serait secouru en mer).

La modélisation des effets d'un incendie à la suite d'un rejet en provenance du tube prolongateur d'importation de gaz du terminal du hub près des côtes a été entreprise sur la base de données d'entrée résumées dans le tableau 8-16.

Tableau 8-16 N-01 Principaux paramètres de modélisation

Paramètre	Données d'entrée
Matériel modélisé	Méthane
Pression (bars abs)	74
Température (°C)	16
Phase	Gaz
Inventaire (kg)	1 101 329
Durée du rejet/de l'événement (minutes)	>60

L'ignition à la suite d'une perte de confinement attribuable à une défaillance crédible (50 mm) est modélisée comme un jet de gaz enflammé horizontal; les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe de dangers sont présentés à la figure 8-33. L'ignition à la suite d'une perte de confinement attribuable à une défaillance dans les conditions les plus défavorables (rupture guillotine du tube de 450 mm) est modélisée comme une boule de feu; les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-34.

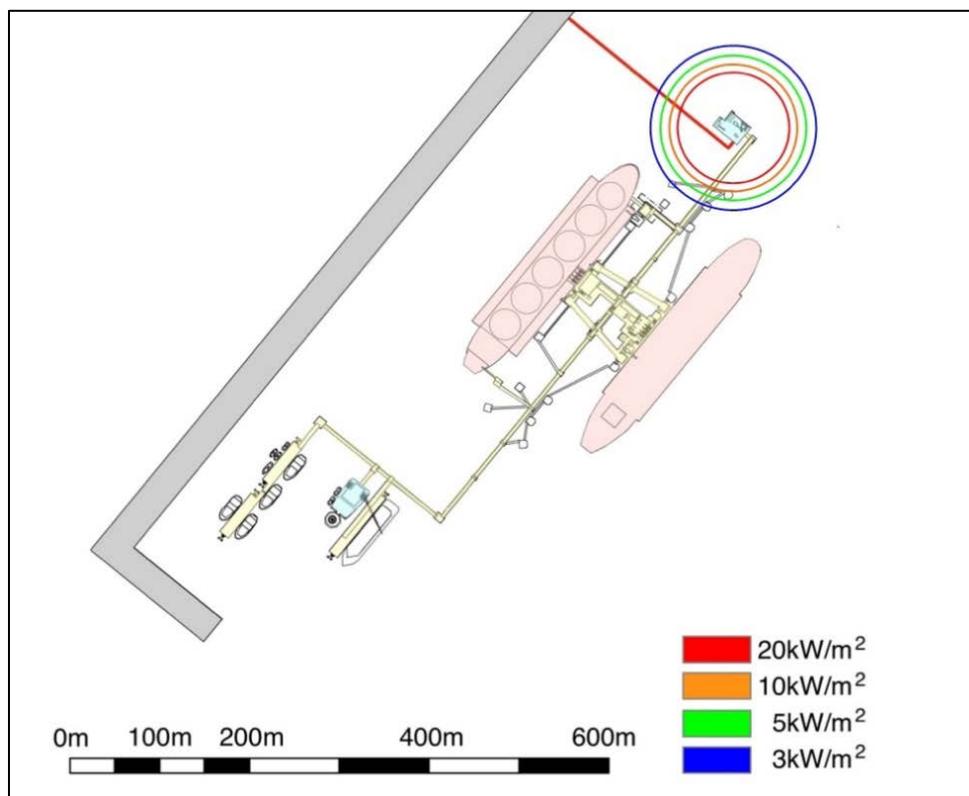


Figure 8-33 N-01 Distances d'effet du jet enflammé pour une brèche de 50 mm

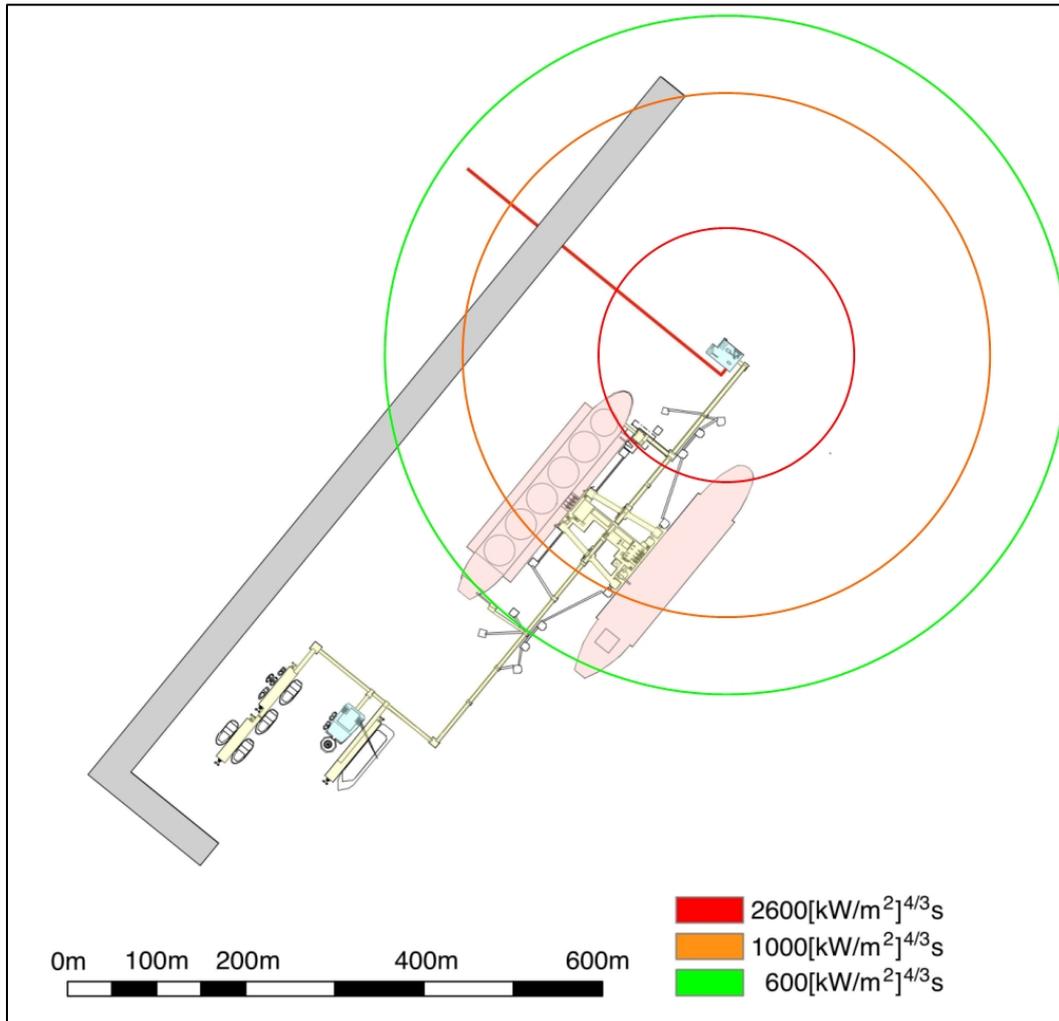


Figure 8-34 N-01 Distances d'effet de la boule de feu en cas de rupture guillotine du tube prolongateur de 450 mm

Les impacts potentiels des conséquences sont résumés dans le tableau 8-17.

Tableau 8-17 N-01 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Jet enflammé suite à une brèche de 50 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Possible	Possible	Localisée	Non	Non	Non
<p>Les flammes et des niveaux élevés de rayonnement thermique pourraient entraîner des décès immédiats près de la zone en feu et pourraient compromettre l'échappement/la fuite du personnel à l'extrémité nord du quai mobile, si du personnel avait survécu aux effets immédiats de l'incendie. Cependant, cette zone est normalement inhabitée.</p> <p>Quel que soit le feu, il aurait une durée significative (> 60 minutes), qui pourrait entraîner la perte totale de la plateforme avec tube prolongateur et des dommages au nord de la structure du quai mobile. Cependant, les autres installations du terminal du hub près des côtes sont éloignées de la plateforme avec tube prolongateur et ne devraient pas être touchées par l'incendie.</p> <p>Les niveaux de rayonnement thermique (3 kW/m²) s'étendent à environ 200 m de la plateforme avec tube prolongateur et se situent bien à l'intérieur des limites de la zone de sécurité de 500 à 600 m.</p>					
Boule de feu suite à une rupture guillotine de 450 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Possible	Localisée	Non	Non	Non
<p>La boule de feu et les niveaux élevés de rayonnement thermique pourraient entraîner des décès immédiats près de la zone en feu pour le personnel qui se trouve dans les zones non protégées sur le pont. Cela peut couvrir des zones à l'avant du FLNG et du méthanier (s'il est amarré).</p> <p>Après la boule de feu, un jet enflammé se produirait. Pour le personnel survivant aux effets immédiats de la boule de feu et du jet enflammé, l'évacuation pourrait être compromise à l'extrémité nord du quai mobile. Cependant, cette zone n'est normalement pas habitée et les chemins d'évacuation à l'est du FLNG et à l'ouest du méthanier (s'il est amarré) devraient rester disponibles.</p> <p>Compte tenu de la longueur du gazoduc et de l'important inventaire qui s'y trouve, un incendie même important, pourrait se poursuivre pendant une longue durée, ce qui entraînerait probablement la perte totale de la plateforme avec tube prolongateur et des dommages à la structure du quai mobile nord. Cependant, les autres installations du terminal du hub près des côtes sont éloignées de la plateforme avec tube prolongateur et ne devraient pas être touchées par l'incendie.</p> <p>Les niveaux de rayonnement thermique (600 [kW/m²]^{4/3}s) s'étendent à moins de 400 m du FPSO et se situent à l'intérieur des limites de la zone de sécurité de 500 à 600 m.</p>					
<p><i>Remarques concernant les décès, les conséquences, la perte d'un élément de sécurité (défaillances) et les impacts : Oui – Très susceptible de se produire; Possible – Peut se produire; Peu probable – Très peu susceptible de se produire; Non – Ne se produira pas</i></p>					

8.3.4.1.8 N-13 : Rejet de gaz provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG

En cas de rejet accidentel en phase vapeur suite à une fuite sur la boucle fermée de SMR du FLNG, du gaz inflammable serait éjecté à très haute pression dans la zone de réfrigérant du FLNG.

Il n'y aurait pas de conséquences immédiates significatives en cas de rejet de gaz sans inflammation.

Une ignition spontanée à la suite du rejet entraînerait un jet enflammé ou une boule de feu, en fonction de l'importance du rejet. Une ignition retardée entraînerait l'explosion du nuage de gaz inflammable confiné dans la zone de réfrigérant. Le personnel se trouvant près du feu ou de l'explosion pourrait être tué immédiatement. Le personnel ayant survécu à l'évènement initial cherchera à s'échapper/fuir vers la zone de rassemblement sécurisée principale de la plateforme LS par les chemins d'évacuation ou dans la zone de rassemblement sécurisée alternative de la plateforme avec tube prolongateur.

L'explosion ou l'incendie (jet enflammé ou boule de feu) initial pourrait entraîner des effets domino aggravants suite à des explosions secondaires ou la propagation du feu sur le FLNG. Le personnel mettrait tout en œuvre pour contrôler l'incident, mais s'il était impossible de contrôler l'accident et si l'intégrité du RT de la plateforme LS était menacée, le personnel évacuerait le terminal du hub près des côtes dans un bateau d'équipage ou un canot de sauvetage (et serait secouru en mer).

La modélisation des effets d'une explosion et d'un incendie à la suite d'un rejet de gaz provenant de la boucle fermée du SMR du FLNG a été entreprise à l'aide de données d'entrée résumées dans le tableau 8-18. Les résultats sont présentés dans les sections suivantes et un résumé des effets des conséquences est présenté à la fin de la section.

Tableau 8-18 N-13 Principaux paramètres de modélisation

Paramètre	Données d'entrée
Matériel modélisé	Propane
Pression (bars abs)	10
Température (°C)	45
Phase	Gaz
Inventaire (kg)	1 725
Volume congestionné (m ³)	20 300
Durée du rejet/de l'événement (minutes)	Cinq minutes pour une brèche de 50 mm Instantané pour une rupture catastrophique (modélisée sous forme d'un rejet instantané de l'inventaire complet)

8.3.4.1.8.1 Effets de l'explosion

L'ignition retardée d'un gaz inflammable dispersé dans une région congestionnée à la suite d'une perte de confinement est modélisée comme l'explosion du nuage de vapeur (VCE). Les gaz inflammables provenant d'un rejet crédible (50 mm) et d'une rupture selon le scénario le plus défavorable (catastrophique) sont supposés remplir complètement le volume congestionné. Les contours iso-effet de la surpression et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-35.

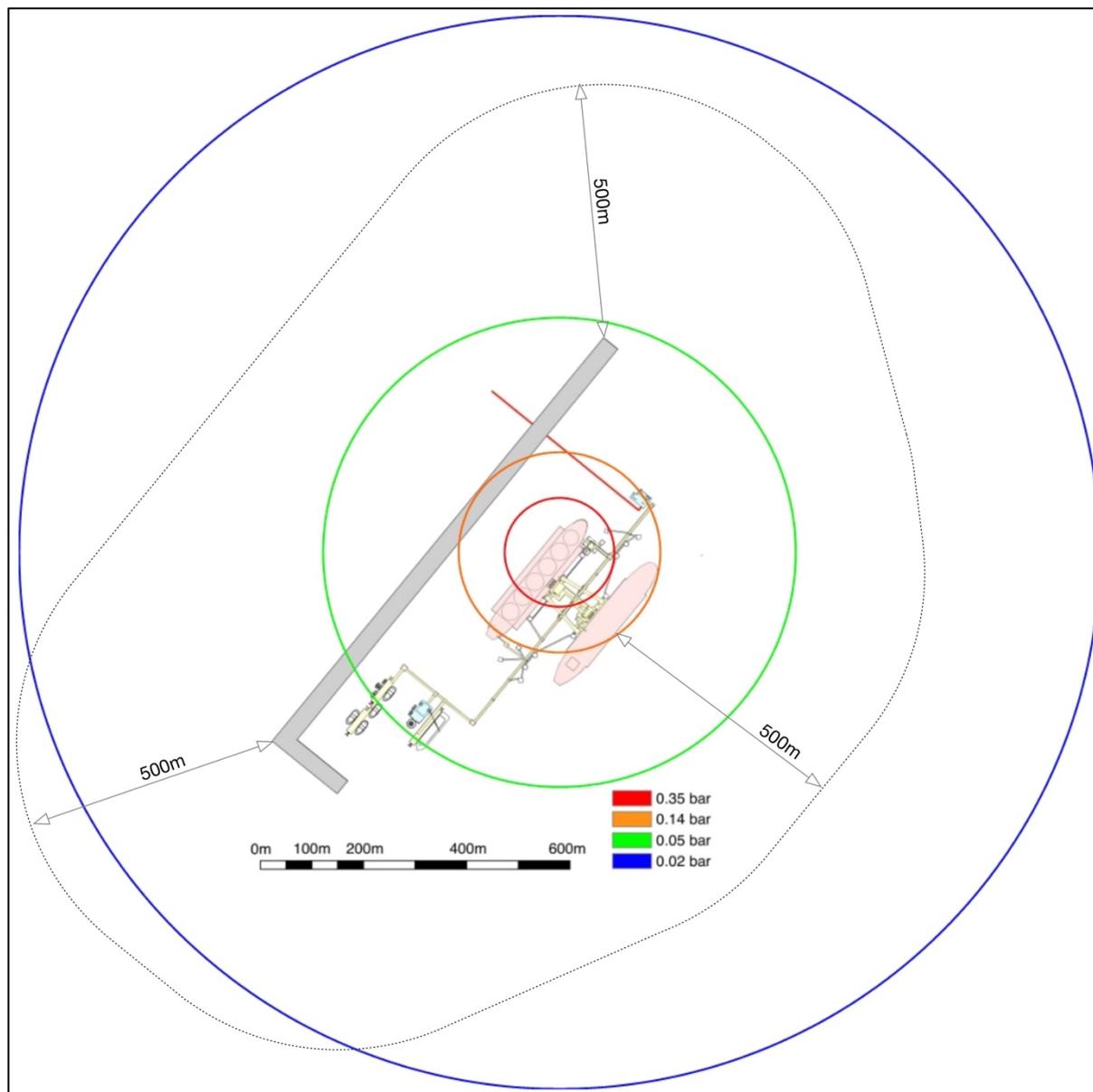


Figure 8-35 N-13 Distances d'effet d'explosion

8.3.4.1.8.2 Effets du feu

L'ignition immédiate à la suite d'une perte de confinement attribuable à une défaillance crédible (50 mm) est modélisée comme un jet de gaz enflammé horizontal; les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe de dangers sont présentés à la figure 8-36. L'ignition à la suite d'une perte de confinement attribuable à une rupture dans les conditions les plus défavorables (catastrophiques) est modélisée comme une boule de feu; les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-37.

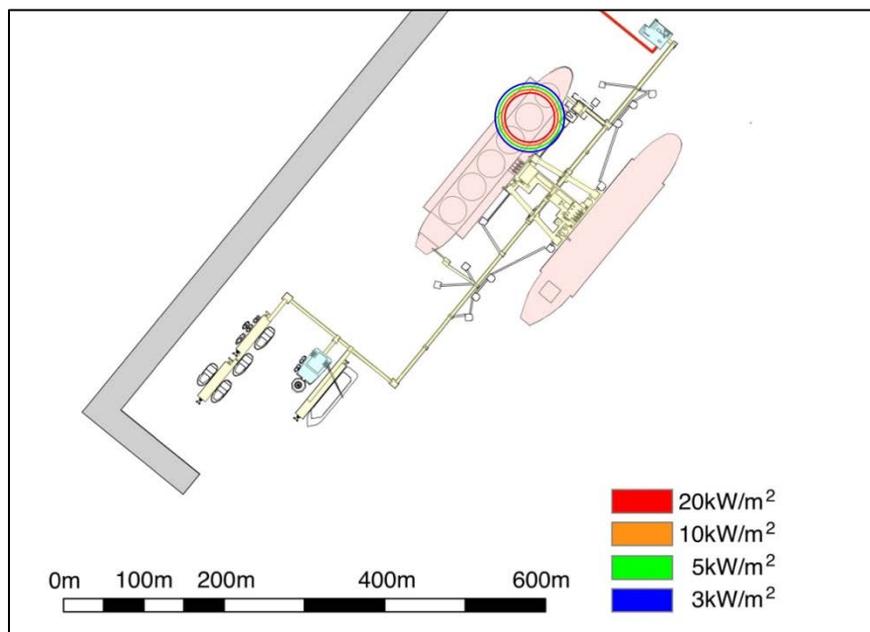


Figure 8-36 N-13 Distances d'effet du jet enflammé pour une brèche de 50 mm

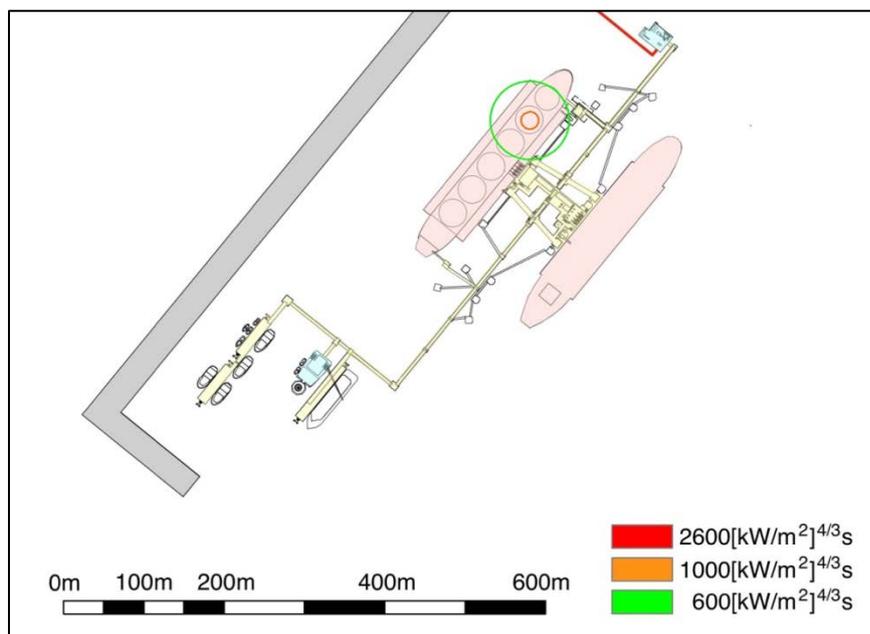


Figure 8-37 N-13 Distances d'effet de la boule de feu pour une rupture catastrophique

8.3.4.1.8.3 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Les impacts potentiels des conséquences sont résumés dans le tableau 8-19.

Tableau 8-19 N-13 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Explosion					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Oui	Oui	Non	Non	Oui
<p>Des effets d'explosion significatifs seraient relativement localisés, mais ils pourraient entraîner des décès immédiats pour le personnel se trouvant à l'extérieur ou dans des bâtiments vulnérables non conçus pour résister à des explosions. L'explosion peut également compromettre des chemins d'échappement/de fuite à l'avant du FLNG et entraîner des effets domino aggravants sur d'autres équipements et structures de procédé. Les effets domino devraient se limiter aux zones présentant des surpressions plus élevées, généralement supérieures à 0,35 bar. Les chemins d'évacuation à l'arrière du FLNG ne devraient pas être touchés, donc le personnel devrait être capable de s'échapper en toute sécurité vers le RT de la plateforme LS. En cas de détérioration du chemin d'évacuation principal sur le quai mobile, le personnel sur la plateforme avec tube prolongateur devra se rassembler dans la zone de rassemblement sécurisée alternative. Cependant, cette plateforme est normalement inhabitée.</p> <p>Les autres installations, comme la plateforme LS et le méthanier, se trouvent hors du contour de surpression d'explosion de 0,35 bar. Le méthanier pourrait subir certains dommages en raison de l'explosion, mais il est peu probable qu'ils soient significatifs. Les surpressions au niveau de la plateforme LS seraient relativement faibles (environ 0,05 bar) et se situeraient largement dans les limites des critères de conception classiques pour un RT et des structures en mer.</p> <p>Les surpressions maximales à la limite de la zone de sécurité de 500 à 600 m sont de l'ordre de 0,03 à 0,04 bar. À ce niveau, des dommages mineurs peuvent se produire; par exemple, le bris des fenêtres.</p>					
Jet enflammé suite à une brèche de 50 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Non	Non	Non	Non
<p>Les flammes et des niveaux élevés de rayonnement thermique pourraient entraîner des décès immédiats près de la zone en feu, et pourrait compromettre de façon localisée l'échappement sur le FLNG. L'événement étant de courte durée (de l'ordre de cinq minutes), l'échappement dans l'ensemble ne devrait pas être compromis pour le personnel ayant survécu à l'incendie initial. Le feu étant limité au FLNG, des dommages localisés pourraient survenir, mais ils ne devraient pas entraîner d'effets domino aggravants ou tout autre impact significatif.</p> <p>Les niveaux de rayonnement thermique (3 kW/m²) dépassent juste légèrement du côté bâbord ou tribord du FLNG et se situent bien à l'intérieur des limites de la zone de sécurité de 500 à 600 m.</p>					
Boule de feu suite à une rupture catastrophique					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Non	Non	Non	Non
<p>La boule de feu et les niveaux élevés de rayonnement thermique pourraient entraîner des décès immédiats près de la zone en feu pour le personnel qui se trouve dans les zones non protégées sur le pont. Suite à la boule de feu initiale, l'inventaire s'appauvrirait rapidement. Un incendie pourrait causer des dommages localisés, mais ne devrait pas compromettre les chemins d'échappement/de fuite, ni entraîner des effets domino aggravants ou tout autre impact important.</p> <p>Comme pour le jet enflammé consécutif à une brèche de 50 mm, les niveaux de rayonnement thermique (600 [kW/m²]^{4/3}s) vont à peine au-delà du côté bâbord ou tribord du FLNG et se situent bien à l'intérieur de la limite de 500 à 600 m de la zone de sécurité.</p>					
<p><i>Remarques concernant les décès, les conséquences, la perte d'un élément de sécurité (défaillance) et les impacts : Oui – Très susceptible de se produire; Possible – Peut se produire; Peu probable – Très peu susceptible de se produire; Non – Ne se produira pas</i></p>					

8.3.4.1.9 N-14 : Rejet liquide/biphasique de la boucle fermée de SMR du FLNG

En cas de rejet accidentel en phase liquide suite à une fuite sur la boucle fermée de SMR du FLNG, du gaz inflammable liquéfié serait éjecté à très haute pression dans la zone de réfrigérant du FLNG.

En l'absence d'ignition, les effets cryogéniques du rejet pourraient entraîner des conséquences immédiates. Les matériaux non conçus pour une température cryogénique pourraient se fragiliser et se briser. Le personnel exposé à un contact direct avec le liquide cryogénique pourrait être gravement blessé ou tué. Une nappe de liquide cryogénique pourrait également se former. Les gaz inflammables vaporisés lors du rejet avec pulvérisation/aérosolisation et les gaz inflammables provenant de l'évaporation de la nappe de liquide, formeraient un nuage de gaz froid et lourd qui pourrait se disperser sur une distance significative.

Une ignition spontanée à la suite du rejet entraînerait un jet enflammé de gaz / liquide pulvérisé ou une boule de feu près de la zone du réfrigérant, en fonction de l'importance du rejet. Une ignition retardée entraînerait l'explosion du nuage de gaz inflammable confiné. Si le gaz se dispersait sur une distance significative dans des zones ouvertes, un feu de type Flash pourrait également en résulter. Le personnel se trouvant près du feu ou de l'explosion pourrait être tué immédiatement. Le personnel ayant survécu à l'évènement initial cherchera à s'échapper/fuir vers la zone de rassemblement sécurisée principale de la plateforme LS ou vers la zone de rassemblement sécurisée alternative de la plateforme avec tube prolongateur.

L'explosion ou l'incendie initial pourrait entraîner des effets domino aggravants suite à des explosions secondaires ou la propagation du feu sur le FLNG. Le personnel mettrait tout en œuvre pour contrôler l'incident, mais s'il était impossible de contrôler l'accident et si l'intégrité du RT et de la plateforme LS était menacée, le personnel évacuerait le terminal du hub près des côtes dans un bateau d'équipage ou un canot de sauvetage (et serait secouru en mer).

La modélisation des effets d'un déversement de produit froid, d'une dispersion, d'une explosion et d'un incendie à la suite d'un rejet liquide/biphasique sur la boucle fermée du SMR du FLNG, a été entreprise à l'aide de données d'entrée résumées dans le tableau 8-20.

Tableau 8-20 N-14 Principaux paramètres de modélisation

Paramètre	Données d'entrée
Matériel modélisé	Propane
Pression (bars abs)	40
Température (°C)	55
Phase	Liquide/Biphasique
Inventaire (kg)	15 624
Volume congestionné (m ³)	20 300
Durée du rejet/de l'évènement (minutes)	< Cinq minutes pour une brèche de 50 mm Instantané pour une rupture catastrophique (modélisée sous forme de rejet instantané de l'inventaire complet)

8.3.4.1.9.1 Effets d'un déversement de produit froid

Les effets d'un déversement de produit froid sont déterminés en modélisant l'étendue d'une nappe cryogénique consécutive à une perte de confinement attribuable à une rupture crédible (brèche de 50 mm) et à une rupture selon le scénario le plus défavorable (catastrophique). La modélisation d'un déversement a été réalisée en utilisant du propane à titre d'agent du SMR. Si un rejet de propane ne présente pas de risque cryogénique, lorsqu'il est mélangé à de l'éthylène, la température du liquide après rejet peut chuter considérablement, et présenter un risque cryogénique pour les structures, les équipements et le personnel.

Pour une brèche de 50 mm, la nappe de liquide s'étendrait sur un rayon de 20 m, tandis que pour une rupture catastrophique, la nappe s'étendrait sur un rayon de 24 m. Compte tenu de la taille relativement limitée des effets, les courbes iso-effet de conséquences ne sont pas représentées.

8.3.4.1.9.2 Effets de la dispersion des gaz inflammables

Les distances de dispersion jusqu'à la LFL dans le nuage sont déterminées pour une rupture crédible (50 mm) et une rupture selon le scénario le plus défavorable (catastrophique). La distance de dispersion à la LFL est utilisée pour représenter l'étendue maximale d'un feu de type Flash et les décès potentiels associés. Deux combinaisons de vitesses de vent/stabilité ont été évaluées : l'une pour le scénario le plus défavorable (2D – conditions très stables) et l'autre pour les conditions moyennes (5D). Les distances d'effets liées à la dispersion des gaz inflammables jusqu'à la LFL et l'enveloppe des dangers sont présentées à la figure 8-38 et à la figure 8-39. En ce qui concerne ces figures, il convient de noter que la dispersion de gaz inflammable est directionnelle et se fait sous le vent par rapport au rejet. Les figures montrent l'étendue maximale de la dispersion (pour toutes les directions possibles de vent), et non le panache de gaz réel, qui est beaucoup plus petit et sous le vent par rapport à l'emplacement du rejet.

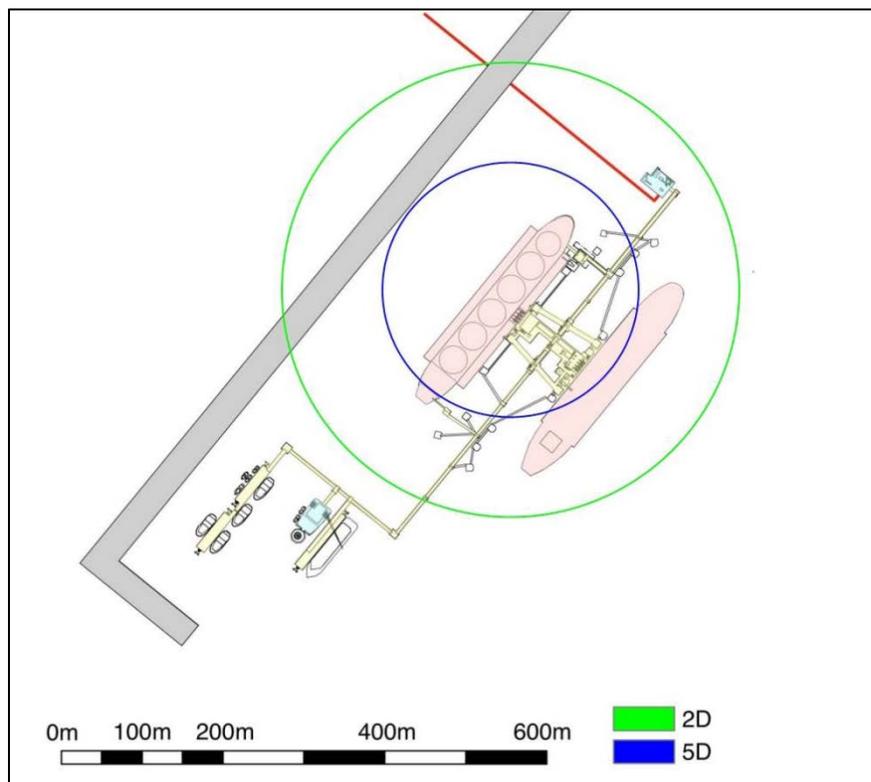


Figure 8-38 N-14 Distances d'effet de gaz inflammable pour une brèche de 50 mm

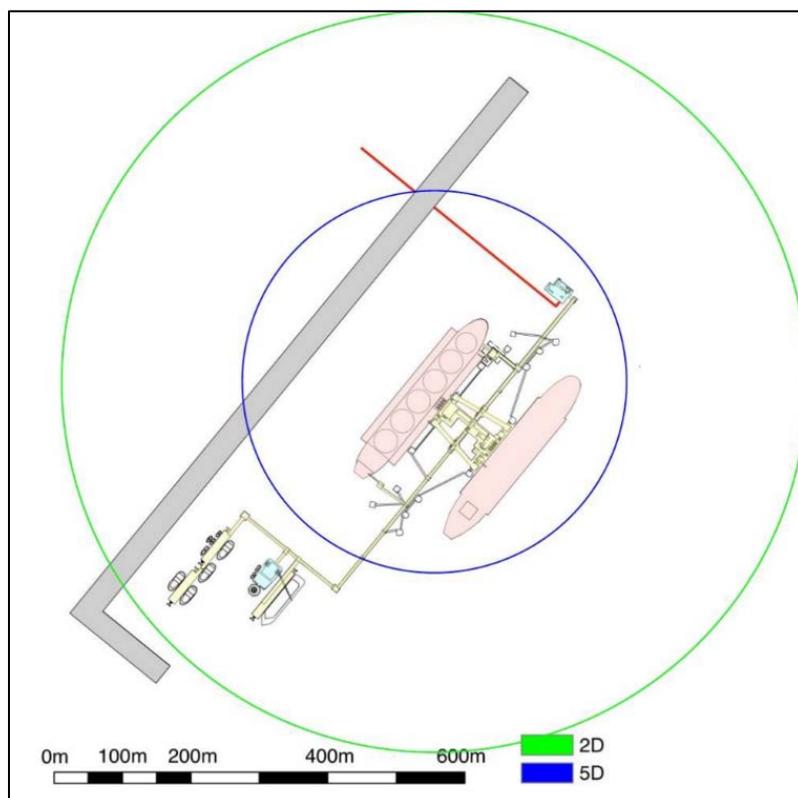


Figure 8-39 N-14 Distances d'effet de gaz inflammable pour une rupture catastrophique

8.3.4.1.9.3 *Effets d'explosion*

L'ignition retardée d'un gaz inflammable dispersé dans une région congestionnée à la suite d'une perte de confinement est modélisée comme l'explosion du nuage de vapeur (VCE). Les gaz inflammables provenant d'un rejet crédible (brèche de 50 mm) et d'une rupture selon le scénario le plus défavorable (catastrophique) sont supposés remplir complètement le volume congestionné. Les contours iso-effet de la surpression et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-40.

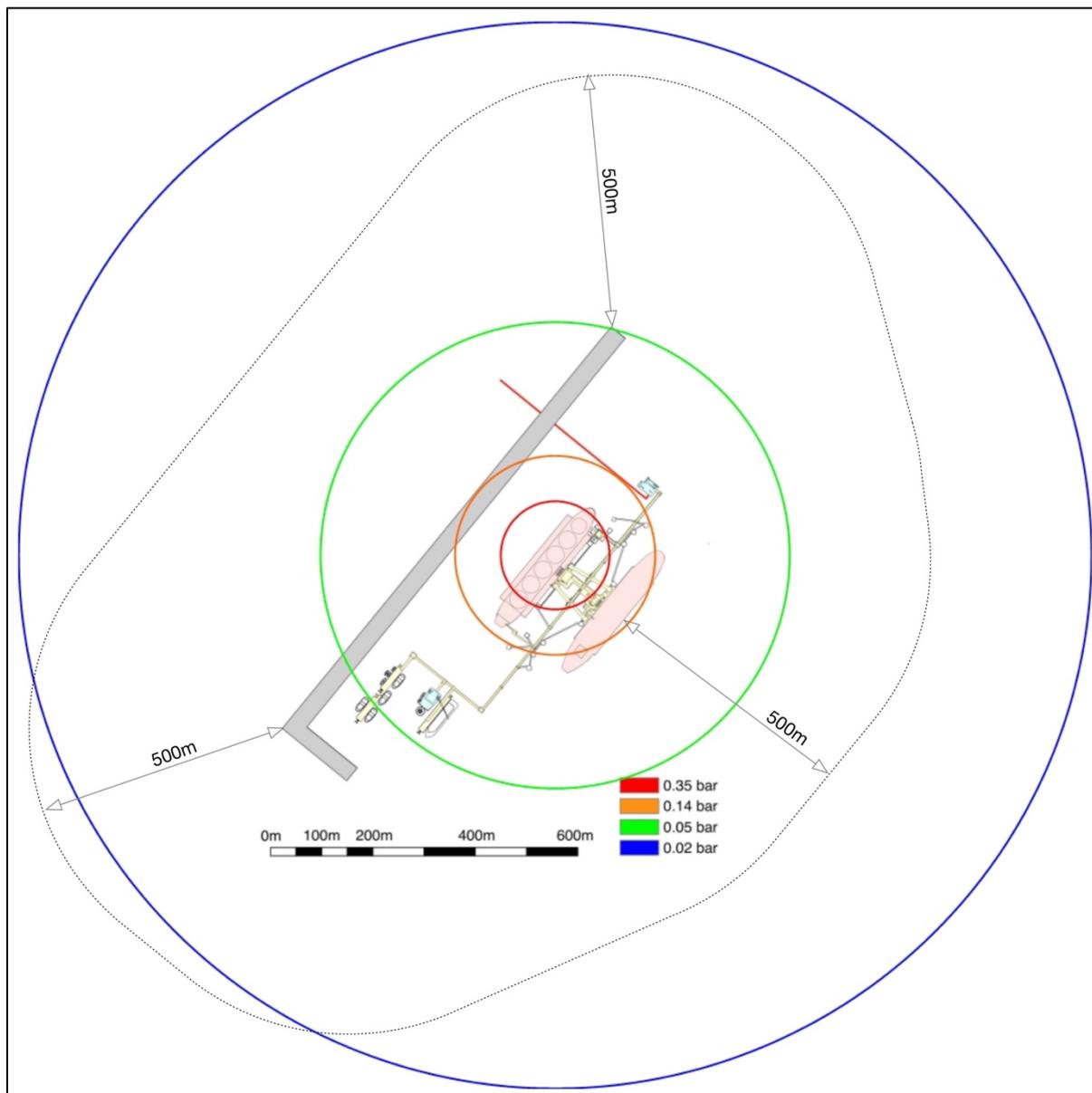


Figure 8-40 N-14 Distances d'effet d'explosion

8.3.4.1.9.4 Effets du feu

L'ignition immédiate à la suite d'une perte de confinement résultant d'une défaillance crédible (50 mm) est modélisée comme un jet enflammé horizontal de liquide pulvérisé/gaz; les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe de dangers sont présentés à la figure 8-41. L'ignition à la suite d'une perte de confinement attribuable à une rupture dans les conditions les plus défavorables (catastrophiques) est modélisée comme une boule de feu; les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-42.

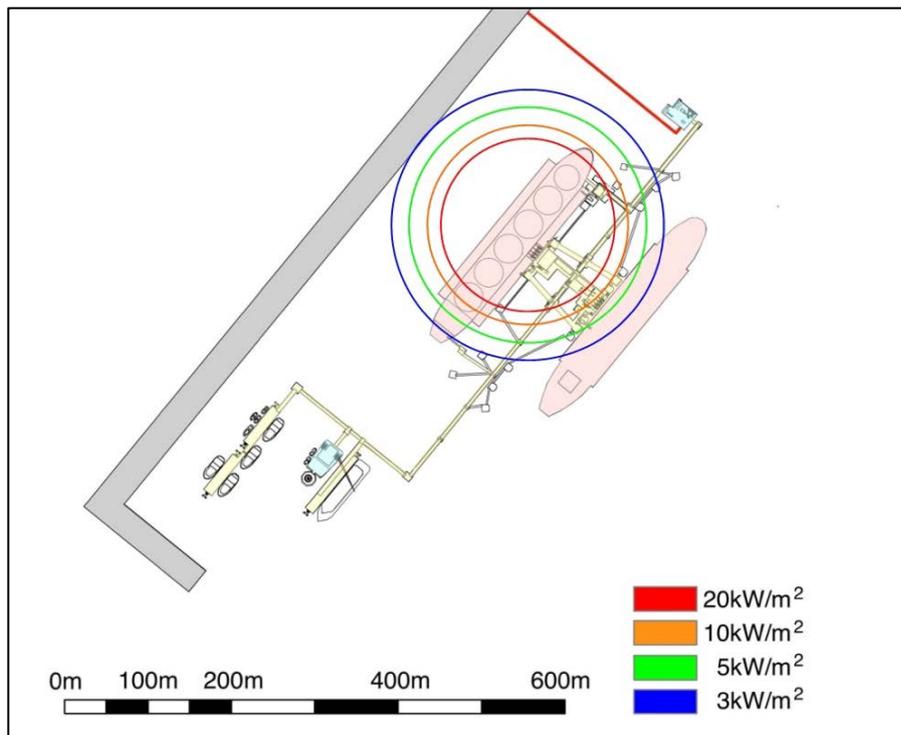


Figure 8-41 N-14 Distances d'effet du jet enflammé/pulvérisé pour une brèche de 50 mm

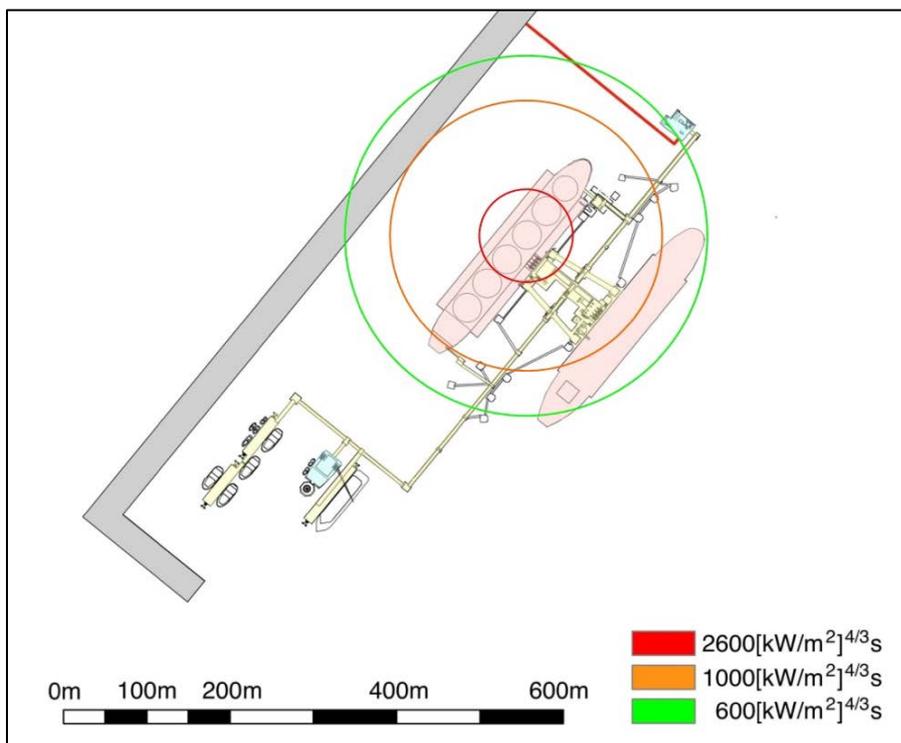


Figure 8-42 N-14 Distances d'effet de la boule de feu pour une rupture catastrophique

8.3.4.1.9.5 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Les impacts potentiels des conséquences sont résumés dans le tableau 8-21.

Tableau 8-21 N-14 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Déversement de produit froid suite à une brèche de 50 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Localisé	Non	Non	Non
Même si les tailles des nappes cryogéniques sont relativement petites, il existe un risque de décès immédiat pour le personnel se trouvant dans le voisinage immédiat de la nappe. Certains chemins d'échappement pourraient être compromis au niveau local mais d'autres choix de chemins seraient disponibles pour permettre au personnel de s'échapper/fuir en toute sécurité vers le RT de la plateforme LS. Des dommages localisés pourraient survenir en raison de la fragilisation des structures et des équipements non protégés vis-à-vis des déversements cryogéniques, mais la taille des nappes serait insuffisante pour constituer une menace directe sur l'intégrité du RT de la plateforme LS ou l'intégrité des installations d'évacuation.					
Dispersion de gaz inflammable suite à une brèche de 50 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts En dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Non	Non	Non	Non
Des décès immédiats pourraient survenir parmi le personnel se trouvant dans l'enveloppe de gaz inflammable, si un feu de type Flash survenait (les explosions sont étudiées de façon distincte ci-dessous). Bien que le gaz inflammable puisse s'étendre à une certaine distance du FLNG et atteindre le quai mobile et le méthanier, s'il est amarré, la durée de l'événement serait relativement courte (inférieure à cinq minutes) et le gaz inflammable n'atteindrait pas la plateforme LS ou la limite de la zone de sécurité; par conséquent, le seul impact significatif serait le décès immédiat de personnel.					
Dispersion des gaz inflammables suite à une rupture catastrophique					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Non	Peu probable	Non	Non
Des décès immédiats pourraient survenir parmi le personnel se trouvant dans l'enveloppe de gaz inflammable, si un feu de type Flash survenait (les explosions sont étudiées de façon distincte ci-dessous). Le gaz pourrait se disperser à une distance importante, au-delà de la plateforme LS et pourrait se rapprocher de la limite de 500 à 600 m de la zone de sécurité. Cependant, la hauteur du panache de gaz inflammable serait inférieure à 2 m et les prises d'air du système de CVCA de la plateforme LS sont équipées d'un détecteur de gaz avec fermeture des registres/volets en cas de détection de gaz. Ces équipements devraient par conséquent empêcher toute entrée de gaz inflammable dans le RT. Un tel événement étant de courte durée, le seul impact significatif serait des décès immédiats de personnel.					

Explosion					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Oui	Oui	Non	Non	Oui
<p>Des effets d'explosion significatifs seraient relativement localisés, mais ils pourraient entraîner des décès immédiats pour le personnel se trouvant à l'extérieur ou dans des bâtiments vulnérables non conçus pour résister à des explosions. L'explosion peut également compromettre des chemins d'échappement/de fuite à l'avant du FLNG et entraîner des effets domino aggravants sur d'autres équipements et structures de procédé. Les effets domino devraient se limiter aux zones présentant des surpressions plus élevées, généralement supérieures à 0,35 bar. Les chemins d'évacuation à l'arrière du FLNG ne devraient pas être touchés, donc le personnel devrait être capable de s'échapper en toute sécurité vers le RT de la plateforme LS. En cas de détérioration du chemin d'évacuation principal sur le quai mobile, le personnel sur la plateforme avec tube prolongateur devra se rassembler dans la zone de rassemblement sécurisée alternative. Cependant, cette plateforme est normalement inhabitée.</p> <p>Les autres installations, comme la plateforme LS et le méthanier, se trouvent hors du contour de surpression d'explosion de 0,35 bar. Le méthanier pourrait subir certains dommages en raison de l'explosion, mais il est peu probable qu'ils soient significatifs. Les surpressions au niveau de la plateforme LS seraient relativement faibles (environ 0,05 bar) et se situeraient largement dans les limites des critères de conception classiques pour un RT et des structures en mer.</p> <p>Les surpressions maximales à la limite de la zone de sécurité de 500 à 600 m sont de l'ordre de 0,03 à 0,04 bar. À ce niveau, des dommages mineurs pourraient survenir, par exemple, le bris des fenêtres.</p>					
Jet enflammé suite à une brèche de 50 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Non	Non	Non	Non
<p>Les flammes et des niveaux élevés de rayonnement thermique pourraient entraîner des décès immédiats à proximité de la zone en feu, et pourraient compromettre des chemins d'échappement/de fuite sur les côtés bâbord et tribord du FLNG. L'événement étant de courte durée (moins de cinq minutes), l'échappement dans l'ensemble ne devrait pas être compromis pour le personnel ayant survécu à l'incendie initial. Le feu étant limité au FLNG, des dommages localisés pourraient survenir, mais ils ne devraient pas entraîner d'effets domino aggravants ou tout autre impact significatif.</p> <p>Les niveaux de rayonnement thermique (3 kW/m^2) dépassent le côté bâbord ou tribord du FLNG, mais se situent bien à l'intérieur des limites de la zone de sécurité de 500 à 600 m.</p>					
Boule de feu suite à une rupture catastrophique					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Non	Non	Non	Non
<p>La boule de feu et les niveaux élevés de rayonnement thermique pourraient entraîner des décès immédiats près de la zone en feu pour le personnel se trouvant dans les zones non protégées sur le pont. Suite à la boule de feu initiale, l'inventaire devrait s'appauvrir rapidement. Un incendie pourrait causer des dommages localisés, mais ne devrait pas compromettre les chemins d'échappement/de fuite, ni entraîner des effets domino aggravants ou tout autre impact important.</p> <p>Comme pour le jet enflammé consécutif à une brèche de 50 mm, les niveaux de rayonnement thermique ($600 \text{ [kW/m}^2\text{]}^{4/3}\text{s}$) dépassent le côté bâbord ou tribord du FLNG et pourraient affecter le méthanier, mais ils se situent bien à l'intérieur de la limite de 500 à 600 m de la zone de sécurité.</p>					
<p><i>Remarques concernant les décès, les conséquences, la perte d'un élément de sécurité (défaillance) et les impacts :</i> Oui – Très susceptible de se produire; Possible – Peut se produire; Peu probable – Très peu susceptible de se produire; Non – Ne se produira pas</p>					

8.3.4.1.10 N-15 : Rejet de réfrigérant provenant du stockage de réfrigérant du FLNG

En cas de rejet accidentel de réfrigérant sur le FLNG, du gaz liquéfié inflammable serait éjecté sous pression dans la zone de stockage du réfrigérant du FLNG.

En l'absence d'ignition, les effets cryogéniques du rejet pourraient entraîner des conséquences immédiates. Les matériaux non conçus pour une température cryogénique pourraient se fragiliser et se briser. Le personnel exposé à un contact direct avec le liquide cryogénique pourrait être gravement blessé ou tué. Une nappe de liquide cryogénique pourrait également se former. Les gaz inflammables vaporisés lors du rejet avec pulvérisation/aérosolisation et les gaz inflammables provenant de l'évaporation de la nappe de liquide, formeraient un nuage de gaz froid et lourd qui pourrait se disperser sur une distance significative.

Une ignition spontanée à la suite du rejet entraînerait un jet enflammé de gaz / liquide pulvérisé ou une boule de feu près de la zone du réfrigérant, en fonction de l'importance du rejet. Une ignition retardée entraînerait l'explosion du nuage de gaz inflammable confiné. Si le gaz se dispersait sur une distance significative dans des zones ouvertes, un feu de type Flash pourrait également se déclarer. Le personnel se trouvant près du feu ou de l'explosion pourrait être tué immédiatement. Le personnel ayant survécu à l'événement initial cherchera à s'échapper/fuir vers la zone de rassemblement sécurisée principale de la plateforme LS ou vers la zone de rassemblement sécurisée alternative de la plateforme avec tube prolongateur.

L'explosion ou l'incendie initial pourrait entraîner des effets domino aggravants suite à des explosions secondaires ou la propagation du feu sur le FLNG. Le personnel mettrait tout en œuvre pour contrôler l'accident, mais s'il était impossible de contrôler l'incident et si l'intégrité du RT de la plateforme LS était menacée, le personnel évacuerait le terminal du hub près des côtes dans un bateau d'équipage ou un canot de sauvetage (et serait secouru en mer).

La modélisation des effets d'un déversement de produit froid, d'une dispersion, d'une explosion et d'un incendie à la suite d'un rejet liquide/biphasique sur la boucle fermée du SMR du FLNG a été entreprise à l'aide de données d'entrée résumées dans le tableau 8-22.

Tableau 8-22 N-15 Principaux paramètres de modélisation

Paramètre	Données d'entrée	Données d'entrée
Matériel modélisé	Propane	Éthylène
Pression (bars abs)	9	3
Température (°C)	25	-83
Phase	Liquide bouillant	Liquide bouillant
Inventaire (kg)	25 500	11 400
Volume congestionné (m ³)	12 180	12 180
Durée du rejet/de l'événement (minutes)	20 minutes pour une brèche de 50 mm de propane/éthylène Instantané pour une rupture catastrophique (modélisée sous forme de rejet instantané de l'inventaire complet)	

8.3.4.1.10.1 Effets d'un déversement de produit froid

Les effets d'un déversement de produit froid sont déterminés en modélisant l'étendue d'une nappe cryogénique consécutive à une perte de confinement attribuable à une rupture crédible (brèche de 50 mm) et à une rupture selon le scénario le plus défavorable (catastrophique). Le stockage de réfrigérant du FLNG inclut l'éthylène, le propane et l'isopentane. Un rejet de propane ou d'isopentane ne présenterait pas de risque cryogénique, mais un rejet provenant du stockage d'éthylène entraînerait une baisse considérable de la température du liquide après rejet, ce qui présenterait un risque cryogénique pour les structures, les équipement et le personnel.

Pour une brèche de 50 mm, la nappe s'étendrait sur un rayon de 21 m, tandis que dans le cas d'une rupture catastrophique, la nappe s'étendrait sur un rayon de 28 m. Compte tenu de la taille relativement limitée des effets, les courbes iso-effet de conséquences ne sont pas représentées.

8.3.4.1.10.2 Effets de la dispersion des gaz inflammables

Les distances de dispersion jusqu'à la LFL dans le nuage sont déterminées pour une rupture crédible (brèche de 50 mm) et une rupture selon le scénario le plus défavorable (catastrophique). La distance de dispersion à la LFL est utilisée pour représenter l'étendue maximale d'un feu de type Flash et les décès potentiels associés. Deux combinaisons de vitesses du vent/stabilité ont été évaluées : l'une pour le scénario le plus défavorable (2D – conditions très stables) et l'autre pour les conditions moyennes (5D). Les distances d'effets liées à la dispersion des gaz inflammables jusqu'à la LFL et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-43 et à la figure 8-44. En ce qui concerne ces figures, il convient de noter que la dispersion de gaz inflammable est directionnelle et se fait sous le vent par rapport au rejet. Les figures montrent l'étendue maximale de la dispersion (pour toutes les directions de vent), et non le panache de gaz réel, qui est beaucoup plus petit et sous le vent par rapport à l'emplacement du rejet.

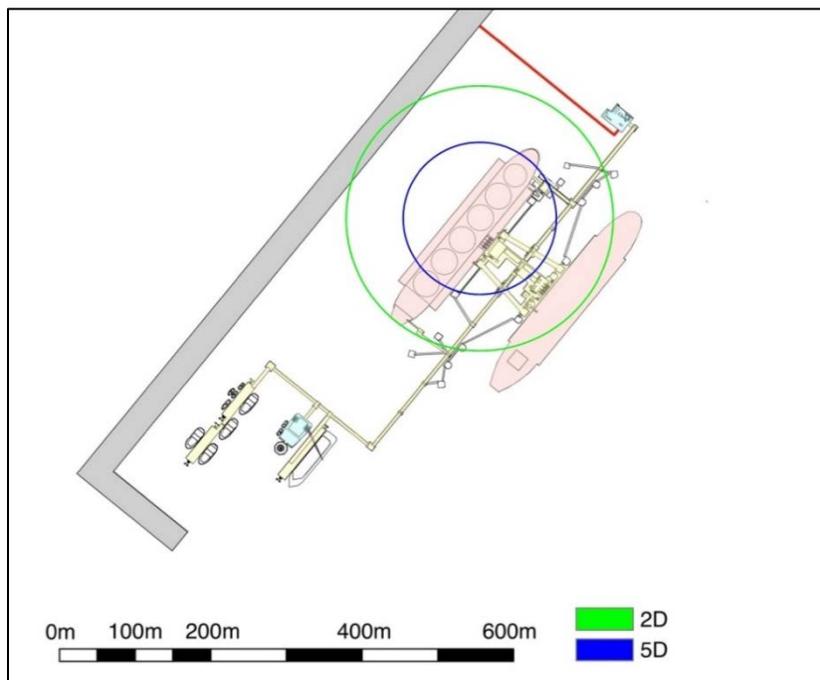


Figure 8-43 N-15 Distances d'effet de gaz inflammable pour une brèche de 50 mm

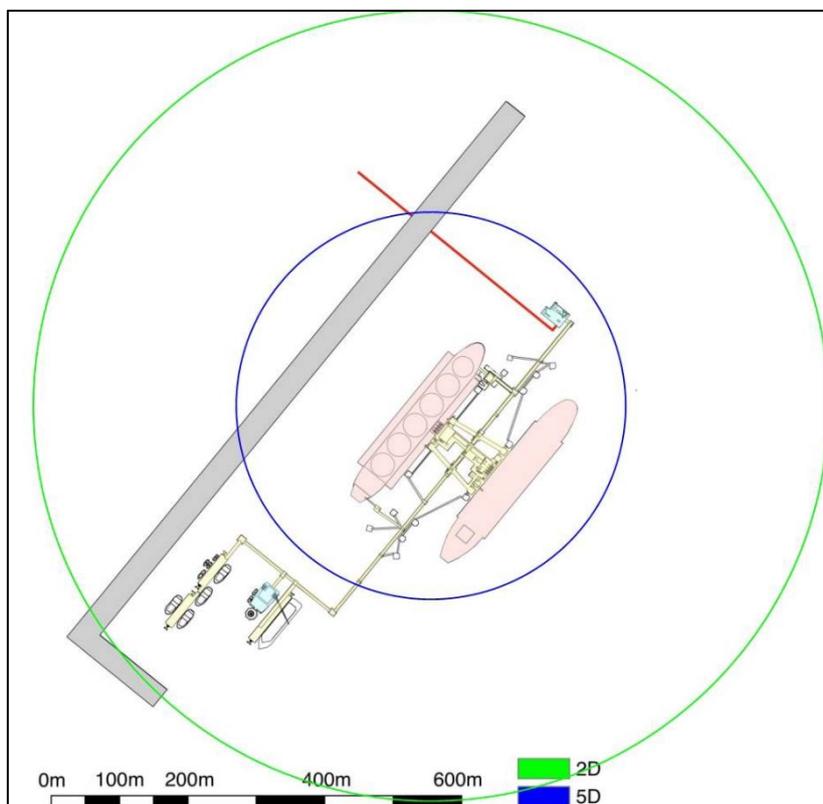


Figure 8-44 N-15 Distances d'effet de gaz inflammable pour une rupture catastrophique

8.3.4.1.10.3 Effets d'explosion

L'ignition retardée d'un gaz inflammable dispersé dans une région congestionnée à la suite d'une perte de confinement est modélisée comme l'explosion du nuage de vapeur (VCE). Les gaz inflammables provenant d'un rejet crédible (brèche de 50 mm) et d'une rupture selon le scénario le plus défavorable (catastrophique) sont supposés remplir complètement le volume congestionné. Les contours iso-effets de la surpression et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-45.

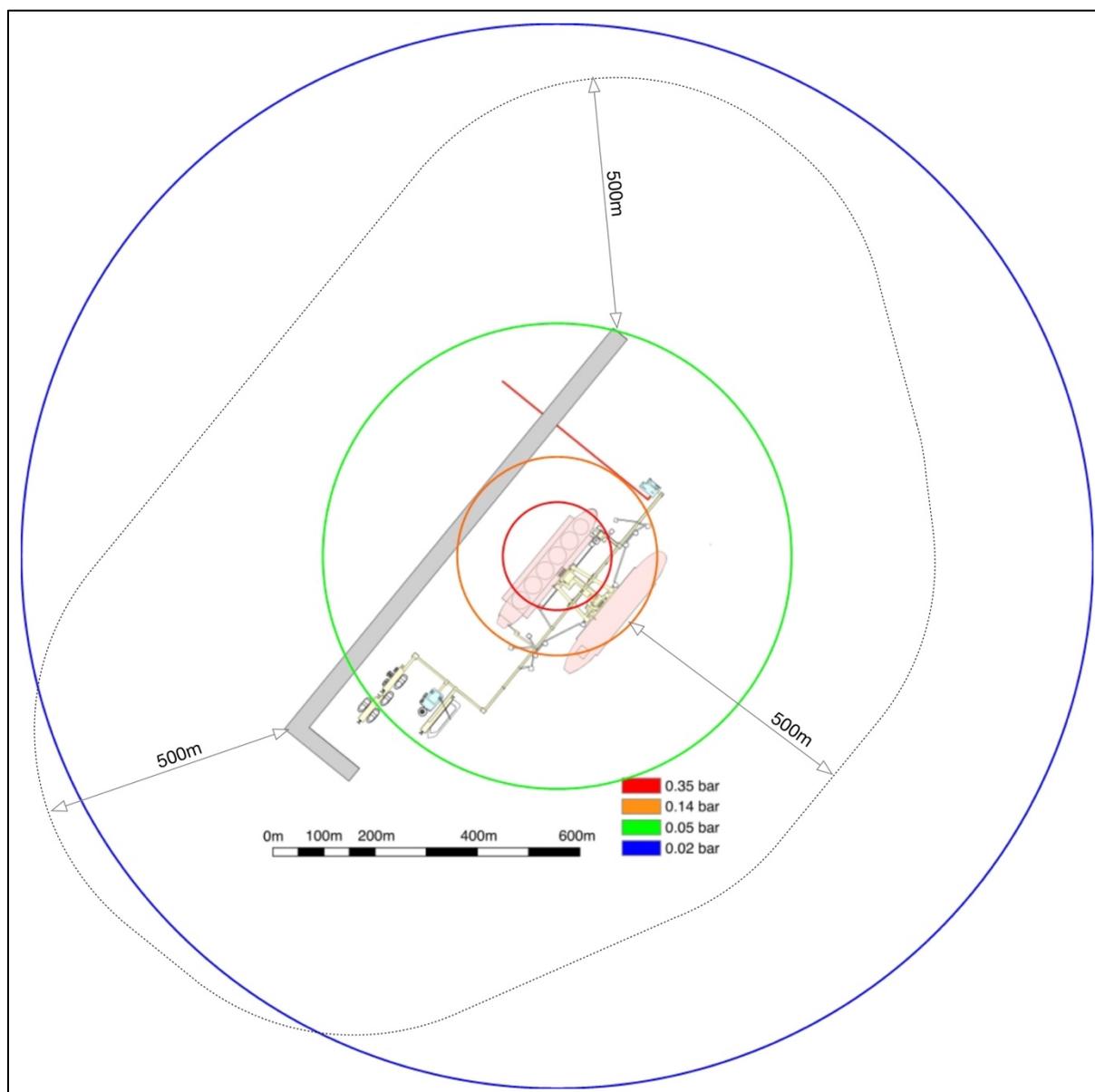


Figure 8-45 N-15 Distances d'effet d'explosion

8.3.4.1.10.4 Effets du feu

L'ignition immédiate à la suite d'une perte de confinement attribuable à une défaillance crédible (50 mm) est modélisée comme un jet enflammé horizontal de liquide pulvérisé/gaz; les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe de dangers sont présentés à la figure 8-46. L'ignition à la suite d'une perte de confinement attribuable à une rupture dans les conditions les plus défavorables (catastrophique) est modélisée comme une boule de feu; les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-47.

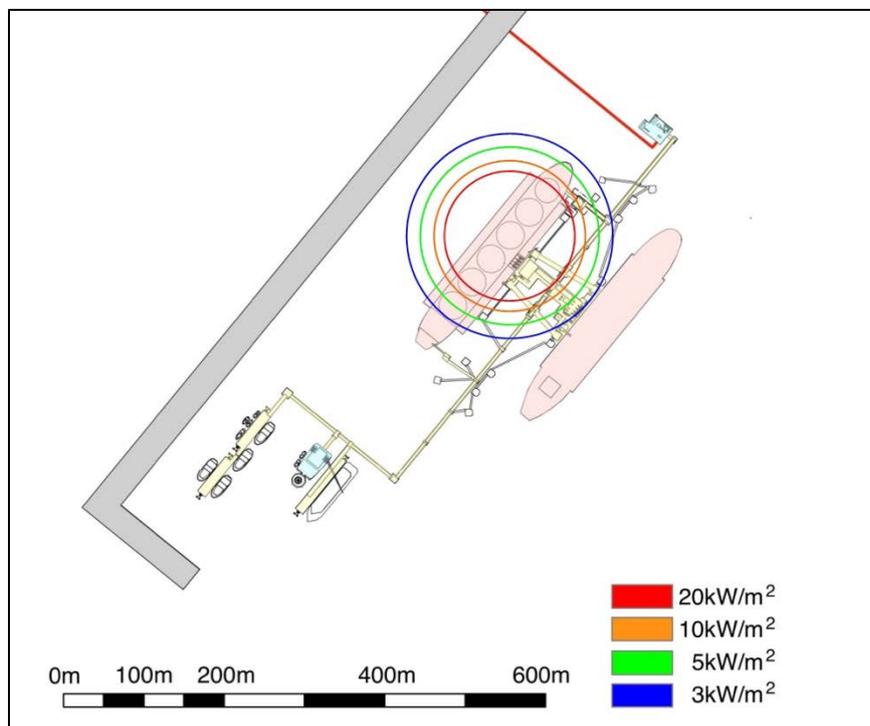


Figure 8-46 N-15 Distances d'effet du jet enflammé/pulvérisé pour une brèche de 50 mm

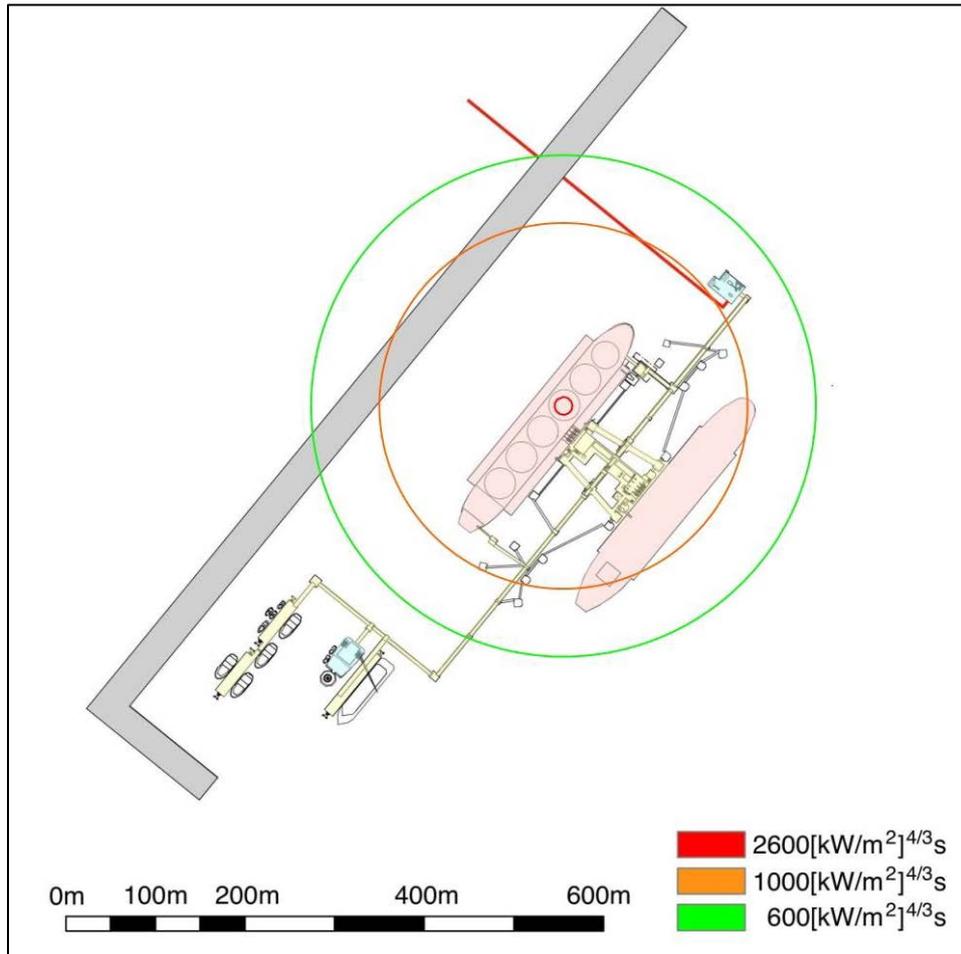


Figure 8-47 N-15 Distances d'effet de la boule de feu pour une rupture catastrophique

8.3.4.1.10.5 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Les impacts potentiels des conséquences sont résumés dans le tableau 8-23.

Tableau 8-23 N-15 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Déversement de produit froid suite à une brèche de 50 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Localisé	Non	Non	Non
<p>Même si les tailles des nappes cryogéniques sont relativement petites, il existe un risque de décès immédiat pour le personnel se trouvant dans le voisinage immédiat de la nappe. Certains chemins d'échappement pourraient être compromis au niveau local mais d'autres choix de chemins seraient disponibles pour permettre au personnel de s'échapper/fuir en toute sécurité vers le RT de la plateforme LS. Des dommages localisés pourraient survenir en raison de la fragilisation des structures et des équipements non protégés vis-à-vis des déversements cryogéniques, mais la taille des nappes serait insuffisante pour constituer une menace directe sur l'intégrité du RT de la plateforme LS ou l'intégrité des installations d'évacuation.</p>					
Dispersion de gaz inflammable à la suite d'une brèche de 50 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Oui	Non	Non	Non	Non
<p>Des décès immédiats pourraient survenir parmi le personnel se trouvant dans l'enveloppe de gaz inflammable, si un feu de type Flash survenait (les explosions sont étudiées de façon distincte ci-dessous). Le gaz inflammable pourrait s'étendre à une certaine distance du FLNG et atteindre le quai mobile et le méthanier, s'il est amarré. La durée de l'événement étant de 20 minutes environ, l'évacuation à partir de l'extrémité nord du quai mobile et de la plateforme avec tube prolongateur pourrait être compromise. Cependant, cette zone n'est normalement pas habitée.</p> <p>Le gaz inflammable n'atteindrait pas la plateforme LS ou la limite de 500 à 600 m de la zone de sécurité. Par conséquent, les seuls impacts significatifs pourraient être des décès immédiats et l'échec de l'évacuation de la plateforme LS / extrémité nord du quai mobile.</p>					
Dispersion des gaz inflammables suite à une rupture catastrophique					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Non	Improbable	Non	Non
<p>Des décès immédiats pourraient survenir parmi le personnel se trouvant dans l'enveloppe de gaz inflammable, si un feu de type Flash survenait (les explosions sont étudiées de façon distincte ci-dessous). Le gaz pourrait se disperser à une distance importante, au-delà de la plateforme LS, et pourrait se rapprocher de la limite de 500 à 600 m de la zone de sécurité. Cependant, la hauteur du panache de gaz inflammable serait inférieure à 2 m et les prises d'air du système de CVCA de la plateforme LS sont équipées d'un détecteur de gaz avec fermeture des registres/volets en cas de détection de gaz. Ces équipements devraient par conséquent empêcher toute entrée de gaz inflammable dans le RT. Un tel événement étant de courte durée, le seul impact significatif serait des décès immédiats de personnel.</p>					

Explosion					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Oui	Oui	Non	Non	Oui
<p>Des effets d'explosion significatifs seraient relativement localisés, mais ils pourraient entraîner des décès immédiats pour le personnel se trouvant à l'extérieur ou dans des bâtiments vulnérables non conçus pour résister à des explosions. L'explosion peut également compromettre des chemins d'échappement/de fuite à l'avant du FLNG et entraîner des effets domino aggravants sur d'autres équipements et structures de procédé. Les effets domino devraient se limiter aux zones présentant des surpressions plus élevées, généralement supérieures à 0,35 bar. Les chemins d'évacuation à l'arrière du FLNG ne devraient pas être touchés, donc le personnel devrait être capable de s'échapper en toute sécurité vers le RT de la plateforme LS. En cas de détérioration du chemin d'évacuation principal sur le quai mobile, le personnel de la plateforme avec tube prolongateur devra se rassembler dans la zone de rassemblement sécurisée alternative. Cependant, cette plateforme est normalement inhabitée.</p> <p>Les autres installations, comme la plateforme LS et le méthanier, se trouvent à l'extérieur du contour de surpression d'explosion de 0,35 bar. Le méthanier pourrait subir certains dommages en raison de l'explosion, mais il est peu probable qu'ils soient significatifs. Les surpressions au niveau de la plateforme LS seraient relativement faibles (environ 0,05 bar) et se situeraient dans les limites des critères de conception classiques pour un RT et des structures en mer.</p> <p>Les surpressions maximales à la limite de la zone de sécurité de 500 à 600 m sont de l'ordre de 0,03 à 0,04 bar. À ce niveau, des dommages mineurs pourraient survenir, par exemple, le bris de fenêtres.</p>					
Jet enflammé suite à une brèche de 50 mm					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Oui	Oui	Non	Non	Non
<p>Les flammes et des niveaux élevés de rayonnement thermique pourraient entraîner des décès immédiats à proximité de la zone en feu et pourraient compromettre des chemins d'échappement/de fuite sur les côtés bâbord et tribord du FLNG et sur le quai mobile. La durée de l'événement étant de 20 minutes environ, l'évacuation à partir de l'extrémité nord du quai mobile et de la plateforme avec tube prolongateur pourrait être compromise. Cependant, cette zone n'est normalement pas habitée.</p> <p>Après 20 minutes, des effets domino aggravants seraient possibles et pourrait entraîner la défaillance de structures ou d'autres équipements de procédé. Les niveaux de rayonnement thermique (3 kW/m²) dépassent du côté bâbord ou tribord du FLNG, mais se situent bien à l'intérieur des limites de la zone de sécurité de 500 à 600 m.</p>					
Boule de feu suite à une rupture catastrophique					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Non	Non	Non	Non	Non
<p>La boule de feu et les niveaux élevés de rayonnement thermique pourraient entraîner des décès immédiats près de la zone en feu pour le personnel se trouvant dans les zones non protégées sur le pont. Suite à la boule de feu initiale, l'inventaire devrait s'appauvrir rapidement. Un incendie pourrait causer des dommages, mais ne devrait pas compromettre les chemins d'échappement/de fuite, ni entraîner des effets domino aggravants ou tout autre impact important.</p> <p>Comme pour le jet enflammé consécutif à une brèche de 50 mm, les niveaux de rayonnement thermique (600 [kW/m²]^{4/3}s) dépassent le côté bâbord ou tribord du FLNG et pourraient affecter le méthanier, mais ils se situent bien à l'intérieur de la limite de 500 à 600 m de la zone de sécurité.</p>					
<p><i>Remarques concernant les décès, les conséquences, la perte d'un élément de sécurité (défaillance) et les impacts : Oui – Très susceptible de se produire; Possible – Peut se produire; Peu probable – Très peu susceptible de se produire; Non – Ne se produira pas</i></p>					

8.3.4.1.11 N-17 : Rejet de GNL provenant des réservoirs de stockage du FLNG/méthanier

En cas de défaillance ou de rupture d'un réservoir de stockage de GNL sur le méthanier ou sur le FLNG, du GNL se répandrait sur la mer à proximité du quai mobile et du quai d'amarrage de chargement de GNL du terminal du hub près des côtes. En cas de rejet très important, comme la rupture d'un réservoir suivant une brèche de 750 mm (scénario le plus défavorable) causée par une collision du méthanier, le GNL formerait une nappe se répandant librement à la surface de la mer.

En l'absence d'ignition, les effets cryogéniques du rejet pourraient entraîner des conséquences immédiates. Les matériaux non conçus pour une température cryogénique pourraient se fragiliser et se briser. Le personnel exposé à un contact direct avec le liquide cryogénique pourrait être gravement blessé ou tué. Les gaz inflammables générés par l'évaporation de la nappe de liquide formeraient un nuage de gaz froid et lourd qui pourrait se disperser sur une distance significative.

Une ignition à la suite du rejet entraînerait un feu de nappe. L'ignition pourrait aussi entraîner un feu de type Flash si avant ignition, le gaz évaporé généré par la nappe a suffisamment de temps pour se disperser sur une distance significative dans des zones ouvertes. Le personnel se trouvant près de ces feux pourrait être tué instantanément. Le personnel ayant survécu à l'événement initial cherchera à s'échapper/fuir vers la zone de rassemblement sécurisée principale de la plateforme LS ou vers la zone de rassemblement sécurisée alternative de la plateforme avec tube prolongateur.

L'incendie initial pourrait entraîner des effets domino aggravants, notamment une explosion ou une propagation du feu sur le FLNG ou le méthanier. Le personnel mettrait tout en œuvre pour contrôler l'incident, mais s'il était impossible de contrôler l'accident et si l'intégrité du RT de la plateforme LS était menacée, le personnel évacuerait le terminal du hub près des côtes dans un bateau d'équipage ou un canot de sauvetage (et serait secouru en mer).

La modélisation des effets d'un déversement de produit froid, de la dispersion et d'un incendie à la suite d'un rejet de liquide provenant d'un réservoir de stockage du méthanier ou du FLNG a été entreprise à l'aide de données d'entrée résumées dans le tableau 8-24.

Tableau 8-24 N-17 Principaux paramètres de modélisation

Paramètre	Entrée
Matériel modélisé	Méthane
Pression (bars abs)	1,8
Température (°C)	-158
Phase	Liquide
Inventaire (kg)	9 791 667
Durée du rejet/de l'événement (minutes)	> 60 minutes

8.3.4.1.11.1 Effets d'un déversement de produit froid

Les effets du déversement de produit froid sont déterminés en modélisant l'étendue d'une nappe cryogénique consécutive à une perte de confinement selon le scénario le plus défavorable, à savoir la rupture catastrophique du réservoir avec une brèche de 750 mm, en supposant une hauteur de liquide dans le réservoir de 17 m. Pour un tel scénario, la nappe s'étendrait sur un rayon de 63 m. Les courbes iso-effet de conséquences pour ce déversement de produit froid et l'enveloppe des dangers sont présentés avec les effets de dispersion à la figure 8-48.

8.3.4.1.11.2 Effets de la dispersion des gaz inflammables

Les distances de dispersion jusqu'à la LFL sont déterminées pour le scénario le plus défavorable (catastrophique) – brèche de 750 mm dans le réservoir. La distance de dispersion à la LFL est utilisée pour représenter l'étendue maximale d'un feu de type Flash et les décès potentiels associés. Deux combinaisons de vitesses du vent/stabilité ont été évaluées : l'une pour le scénario le plus défavorable (2D – conditions très stables) et l'autre pour les conditions moyennes (5D). Les distances d'effets liées à la dispersion de gaz inflammables jusqu'à la LFL et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-48.

En ce qui concerne cette figure, il convient de noter que la dispersion de gaz inflammable est directionnelle et se fait sous le vent par rapport au rejet. Compte tenu des distances importantes d'effet conséquence, le panache de dispersion avec la direction du vent prédominante est inséré dans l'enveloppe globale des effets de dangers potentiels de la figure 8-49 (nappe centrée entre le FLNG et le navire-citerne). Le cercle représente l'étendue maximale de la dispersion dans toutes les directions de vent, en supposant des conditions de vent (vitesse, stabilité) identiques dans toutes les directions.

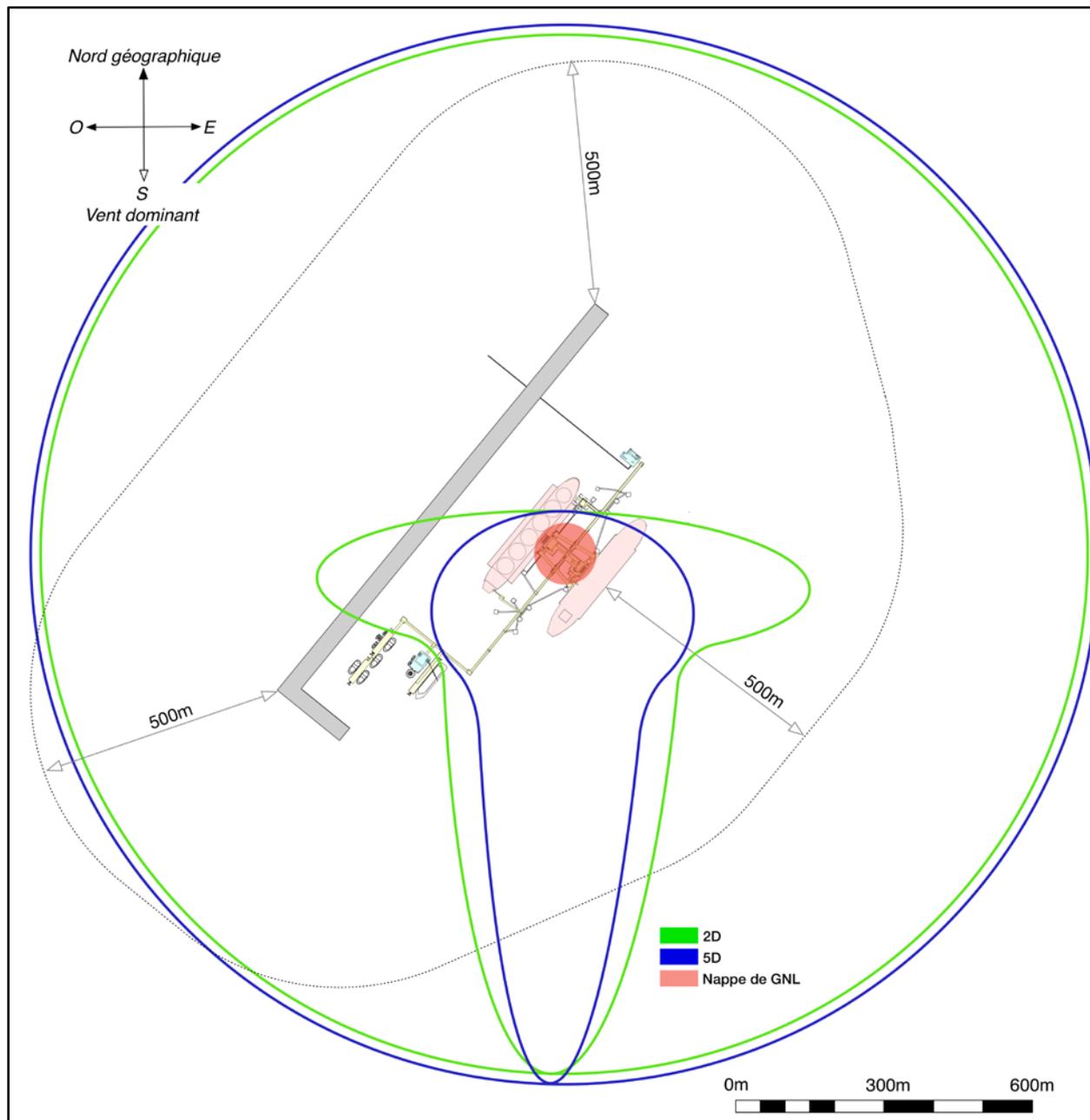


Figure 8-48 N-17 Nappe cryogénique et distances d'effet liées à la dispersion de gaz inflammable pour une brèche sur réservoir de 750 mm

8.3.4.1.11.3 *Effets du feu*

L'ignition de la nappe de GNL formée suite à une brèche de 750 mm sur un réservoir de GNL (scénario le plus défavorable) est modélisée comme un feu de nappe en expansion libre à la surface de l'océan; les contours iso-effet du rayonnement thermique et l'enveloppe des dangers sont présentés à la figure 8-49.

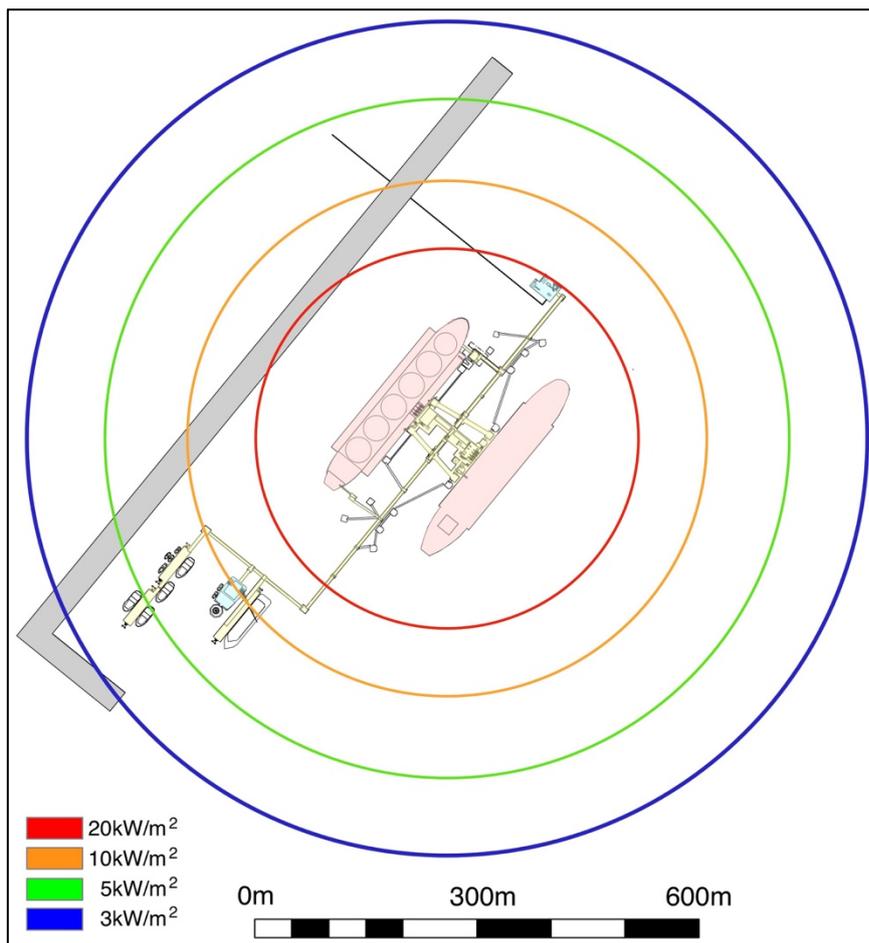


Figure 8-49 N-17 Distances d'effet d'un feu de nappe pour une brèche de 750 mm sur un réservoir de GNL

8.3.4.1.11.4 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Les impacts potentiels des conséquences sont résumés dans le tableau 8-25.

Tableau 8-25 N-17 Résumé des impacts potentiels des conséquences

Déversement de produit froid					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Oui	Oui	Non	Non	Non
<p>Le diamètre de la nappe cryogénique pourrait être relativement important, de l'ordre de 125 m. Même si le déversement se fait sur la mer, il y a un risque de décès immédiat pour le personnel se trouvant dans le voisinage immédiat de la nappe. Les chemins d'évacuation sur le côté tribord du FLNG et sur le quai mobile pourraient également être compromis. La durée de l'événement étant supérieure à 60 minutes, l'évacuation à partir de l'extrémité nord du quai mobile et de la plateforme avec tube prolongateur pourrait être compromise. Cependant, cette zone n'est normalement pas habitée.</p> <p>Des effets domino aggravants pourraient survenir en raison de la fragilisation cryogénique des structures et des équipements, notamment au niveau de la structure du quai mobile et la coque du FLNG et du méthanier. La taille de la nappe serait cependant insuffisante pour constituer une menace directe sur l'intégrité du RT de la plateforme LS ou l'intégrité des installations d'évacuation.</p>					
Dispersion de gaz inflammable					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Oui	Non	Peu probable	Peu probable	Oui
<p>Des décès immédiats pourraient survenir parmi le personnel se trouvant dans l'enveloppe de gaz inflammable, si un feu de type Flash survenait. Le gaz inflammable pourrait s'étendre à une certaine distance du FLNG et du méthanier, et pourrait dépasser la limite de 500 à 600 m de la zone de sécurité. Les vents dominants auraient également tendance à disperser le gaz vers le RT (de la plateforme LS), avec une hauteur maximale du panache de gaz inflammable d'environ 30 m. L'intégrité du RT est préservée par sa conception qui lui permet de s'isoler de l'air ambiant, en particulier suite à une détection de gaz déclenchant l'arrêt du système de chauffage, de ventilation et de climatisation de l'air (CVCA). Cependant, la durée de l'événement étant supérieure à 60 minutes, il n'est pas impossible que le RT de la plateforme LS et les installations d'évacuation soient compromis, bien que cela soit très improbable.</p>					
Feu de nappe					
Décès immédiat	Echec de l'échappement vers les zones de replis	Effet domino aggravant	Défaillance du RT	Echec de l'évacuation	Impacts en dehors de la zone de sécurité
Oui	Oui	Oui	Non	Oui	Non
<p>Les flammes et des niveaux élevés de rayonnement thermique pourraient entraîner des décès immédiats sur une zone importante, s'étendant jusqu'à la plateforme avec tube prolongateur et le sud-ouest du quai mobile. Les niveaux de rayonnement pourraient également compromettre les chemins d'échappement/de fuite vers le RT de la plateforme LS pour presque toutes les installations du terminal du hub près des côtes. Même avec des durées d'événements supérieures à 60 minutes, l'intégrité du RT ne devrait pas être directement menacée par les niveaux élevés de rayonnement thermique (en raison de la conception des cloisons extérieures et de l'isolation thermique contre le feu), mais les chemins d'évacuation et l'utilisation des radeaux de sauvetage pourraient être compromis.</p> <p>Les niveaux de rayonnement thermique (3 kW/m²) s'étendent sur près de 400 m, mais se situent à l'intérieur de la limite de 500 à 600 m de la zone de sécurité.</p>					
<p>Remarques concernant les décès, les conséquences, la perte d'un élément de sécurité (défaillance) et les impacts : Oui – Très susceptible de se produire; Possible – Peut se produire; Peu probable – Très peu susceptible de se produire; Non – Ne se produira pas</p>					

8.3.4.2 Analyse par nœud papillon

8.3.4.2.1 Introduction

L'analyse par nœud papillon est utilisée pour évaluer et vérifier de façon qualitative si des contrôles suffisants sont en place pour gérer les dangers majeurs. Les diagrammes d'analyse par nœud papillon suivants présentent une vue synthétique de plusieurs scénarios d'accidents plausibles et définissent les protections mises en place pour les contrôler. Ils détaillent les causes et les conséquences des accidents majeurs, identifient toutes les dispositions prises pour éviter qu'un événement redouté ne se produise (côté gauche du diagramme en nœud papillon) ainsi que toutes les dispositions prises comme mesures de récupération (contrôle et mitigation) pour réduire les conséquences une fois que l'événement redouté s'est produit (côté droit du diagramme en nœud papillon).

8.3.4.2.1.1 Diagramme standard d'analyse par nœud papillon respectant les bonnes pratiques

Tous les nœuds papillon du projet GTA-Phase 1 ont été préparés avec le progiciel CGE Risk (2017) Bowtie XP®. Bowtie XP est largement utilisé et approuvé par les grandes compagnies pétrolières et gazières du monde entier, et applique les plus récentes normes et méthodologies en matière de bonnes pratiques pour la construction de nœuds papillon.

La disposition d'un nœud papillon standard généré par Bowtie XP® est détaillée à la figure 8-50. La définition de ses différents composants est expliquée dans le tableau 8-26.

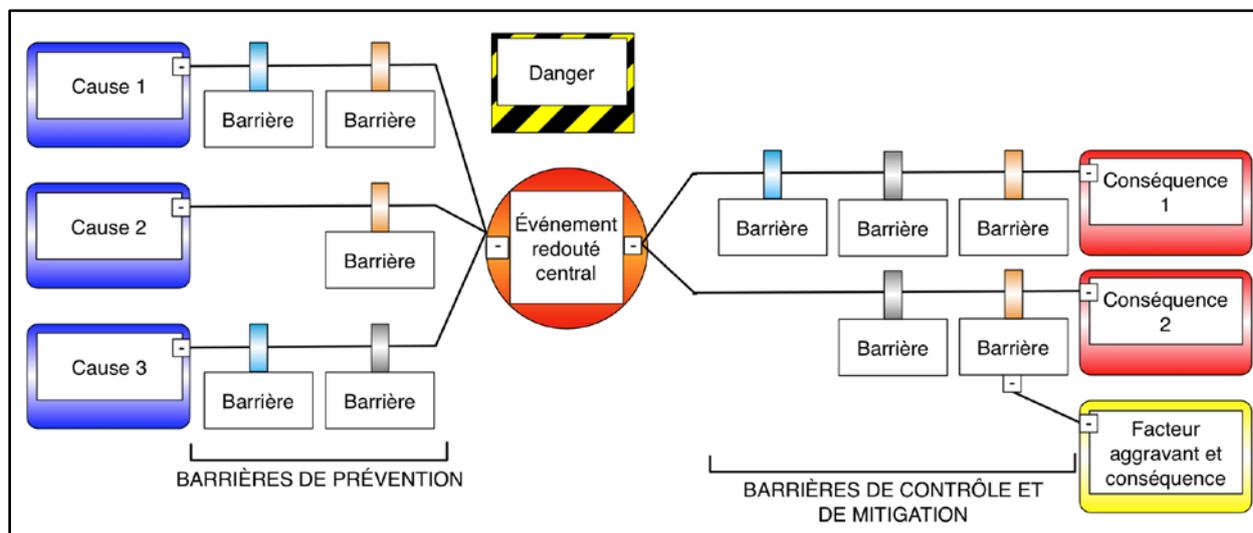
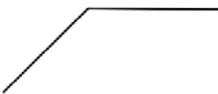
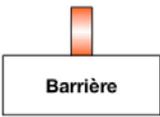


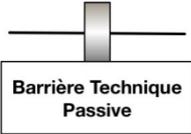
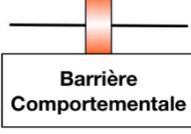
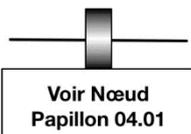
Figure 8-50 Structure d'un diagramme standard d'analyse par nœud papillon

Tableau 8-26 Symboles de Bowtie XP

Symbole	Description
	Chaque nœud papillon commence par l'identification d'un danger situé dans une installation, autour d'elle ou qui en fait partie, et qui peut entraîner des dommages. Lorsqu'un danger ne peut pas être contrôlé correctement, il peut entraîner un événement accidentel majeur aux conséquences négatives.
	Un événement accidentel majeur ou un événement redouté central (au centre du nœud papillon) survient lorsqu'on perd le contrôle sur le danger. Au moment de la perte de contrôle initiale, il n'y a encore aucun dommage ou impact négatif, mais les conséquences sont considérées comme étant imminentes.
	Les causes sont des événements initiaux qui peuvent entraîner l'occurrence de l'événement redouté central (ERC); il peut y avoir plusieurs causes pour un même ERC. Les causes sont identifiées en examinant les différents scénarios relatifs à l'interaction du personnel avec l'installation, la défaillance d'un équipement et les effets externes.
	Les conséquences représentent les retombées ou répercussions finales entraînant un dommage sur un ou des « récepteurs » suite au déclenchement de l'événement redouté central. Les récepteurs considérés sont des personnes, l'environnement et/ou des installations. Il existe souvent plusieurs conséquences pour un même ERC.
	Chaque élément ligne visible dans le diagramme d'analyse par nœud papillon représente une branche du nœud papillon. Une branche sur le côté gauche du nœud papillon illustre un enchaînement d'événement potentiellement dangereux amorcé par une cause et ayant pour résultat la survenue de l'événement redouté central. Une branche sur le côté droit illustre un enchaînement d'événement potentiellement dangereux amorcé par l'occurrence de l'événement redouté central et ayant pour résultat la conséquence en bout de branche.
	Sur le côté gauche du nœud papillon, des barrières de protection préventives sont identifiées sur chaque branche pour chaque cause. Ces barrières sont mises en place pour prévenir ou réduire la probabilité de la matérialisation du danger en agissant contre la cause ou la menace. Sur le côté droit, des barrières de protection de contrôle et mitigation sont également définies sur chaque branche pour chaque conséquence. Ces barrières sont mises en place pour garder un certain contrôle suite au déclenchement de l'événement redouté central, en empêchant la matérialisation d'une conséquence ou en réduisant sa sévérité. Notons que la même barrière peut être mise en œuvre sur plus d'une branche.
	Un facteur aggravant est une condition qui peut entraîner des conséquences plus graves (par effets domino), en réduisant l'efficacité d'une barrière de protection. Un facteur aggravant ne peut pas entraîner directement l'occurrence de l'ERC ou de la conséquence associée, mais en affaiblissant l'efficacité d'une barrière, il augmente la probabilité d'aboutir à l'ERC ou la conséquence. Des protections supplémentaires peuvent être définies sur la branche d'effets domino aggravants (entre la protection défaillante et la conséquence du facteur aggravant) afin d'améliorer la fiabilité d'une barrière et réduire sa probabilité de défaillance. Notons qu'une barrière peut avoir plus d'un facteur aggravant.

Des catégories de barrière de protection ont été établies pour identifier des rôles précis au niveau de la prévention, le contrôle et la mitigation. Les catégories de barrière de protection sont détaillées dans le tableau 8-27 ci-dessous.

Tableau 8-27 Catégories de barrière de protection dans une analyse par nœud papillon

Catégories de barrière de protection et code couleur	Description
 <p>Barrière Technique Passive</p> <p>Gris</p>	Équipement ou matériel activé de manière permanente ou continue et n'exigeant aucune interaction ou activation supplémentaire pour assurer sa fonction de prévention, de contrôle ou de mitigation (p. ex. : pression nominale d'une capacité ou d'une conduite supérieure à la pression opératoire maximale, cloisons de protection coupe-feu, chemins d'évacuation, éclairage des lieux, etc.).
 <p>Barrière Technique Active</p> <p>Bleu</p>	Équipement ou matériel qui nécessitent une interaction ou une activation humaine, ou qui exécutent une action de type préventive, contrôle ou de mitigation (p. ex. : systèmes de contrôle et régulation, systèmes de protection incendie active, etc.).
 <p>Barrière Comportementale</p> <p>Orange</p>	Politiques, plans, procédures et formation qui requièrent un élément humain ou une décision pour la mise en œuvre (p. ex. : procédures de contrôle de puits, plans d'intervention d'urgence, formation, certification, etc.).
 <p>Voir Nœud Papillon 04.01</p> <p>Noir</p>	Les barrières de protection génériques sont utilisées pour représenter une ou plusieurs barrières de protection présentées en détail dans un autre nœud papillon. Le label à l'intérieur de l'étiquette mentionne la référence à un nœud papillon où toutes les protections pertinentes sont présentées. Exceptionnellement, une barrière de protection générique peut également être utilisée lorsqu'aucune information détaillée précise n'est disponible à ce stade.

8.3.4.2.1.2 Représentation des nœuds papillon à l'aide d'arbres de défaillances et d'événements

Le Guide d'étude de dangers de la République du Sénégal (2005) indique que des méthodes basées sur la construction d'un arbre de défaillance pour le côté gauche et d'un arbre d'événements pour le côté droit peuvent être utilisées. Les diagrammes conçus par interprétation directe de ce Guide sont donc généralement construits en incorporant une logique d'arbre de cause ou de défaillance dans la partie gauche du diagramme et un arbre d'événements ou de conséquences dans la partie droite; ces deux arbres sont réunis au centre par l'ERC et le diagramme complet ressemble alors à un nœud papillon.

L'analyse par nœud papillon est aussi utilisée dans le monde entier, mais la présentation diffère : la partie gauche ne présente pas de branchements de type booléen et toutes les branches sont directement connectées à l'ERC; la partie droite ne présente pas les branchements exclusifs de type « Oui/Non » propres à l'analyse par arbre d'événements et toutes les branches sont directement connectées à l'ERC. Les pratiques acceptées dans l'industrie pour la réalisation de diagramme d'analyse par nœuds papillon suivent cette représentation standard simplifiée.

Les diagrammes d'analyse par nœuds papillon réalisés dans le cadre du projet GTA-Phase 1 sont donc de type standard et respectent les pratiques acceptées dans l'industrie pour ce type d'analyse. Afin de faciliter l'interprétation de ces diagrammes standards, une couche supplémentaire de composants graphiques (de couleur verte) a été ajoutée et superposée sur chaque nœud papillon standard afin de se rapprocher de la présentation par arbre de défaillance et arbre d'événement propres aux diagrammes conçus par interprétation directe du guide d'étude de dangers de la République du Sénégal (2005).

Sur le côté gauche de chaque diagramme, un composant logique de type porte « OU » est généralement ajouté en amont de l'événement redouté central pour illustrer que chaque branche peut seule conduire directement à l'occurrence de l'ERC. Pour l'un des diagrammes par nœuds papillon où l'occurrence de l'événement redouté central nécessite la réalisation simultanée de deux causes, un composant logique de type porte « ET » a été ajouté en amont de l'événement redouté central. Enfin, pour le nœud papillon *Éruption de puits et fuite de puits*, deux portes « OU » et une porte « ET » ont été ajoutées pour illustrer les combinaisons possibles d'événements qui pourraient entraîner l'occurrence de l'événement redouté central.

Du côté droit, puisque les conséquences des nœuds papillon standards sont toutes reliées directement à l'événement redouté central par une branche indépendante, il est difficile de comprendre quelle conséquence se produira en l'absence ou en la présence d'ignition, quelle conséquence aura des effets immédiats, et laquelle aura des effets retardés avec un effet domino aggravant potentiel des conséquences. Pour faciliter l'interprétation du côté droit des nœuds papillon standards, chaque nœud papillon a été construit comme suit :

- Les branches reliant l'ERC aux conséquences de chaque nœud papillon standard ont été représentées de façon à suivre de haut en bas le même déroulement chronologique des enchaînements de conséquences, comme par exemple :
 - 1) Première branche : Conséquence en l'absence d'ignition (généralement une pollution marine).
 - 2) Deuxième branche : Conséquence en cas d'ignition – effet immédiat (en général, décès immédiats en raison d'un jet enflammé, d'un feu de type Flash ou d'une explosion).
 - 3) Troisième branche : Conséquence en cas d'ignition – effet domino aggravant (en général, décès supplémentaires en raison d'une explosion secondaire, de la propagation du feu à d'autres zones, de la défaillance des structures, etc.).
 - 4) Quatrième branche et suivantes : Conséquence en cas d'ignition – effet domino aggravant – dommages supplémentaires à la suite de la défaillance d'une protection (en général, décès supplémentaires lors de l'échappement/fuite du personnel vers les zones de refuge, lors du rassemblement du personnel dans une zone sécurisée, ou lors de l'évacuation/ sauvetage du personnel).
- Des composants graphiques de couleur verte de type « Étiquettes de description d'événement » ont été ajoutés et superposés à chaque conséquence ou événement avec effet domino aggravant afin de fournir les informations manquantes propres à la compréhension d'un arbre d'événements.

Les composants graphiques de type arbre de défaillances et arbre d'événements, ajoutés pour faciliter l'interprétation des diagrammes standards d'analyse par nœuds papillon, sont décrits ci-dessous dans le tableau 8-28.

Tableau 8-28 Descriptions des composants graphiques de type arbre de défaillances et d'événements ajoutés sur les diagrammes nœud papillon standards

Symbole / composant graphique superposé		Description
	Porte logique « ET »	Toutes les causes initiales reliées par une branche à une porte « ET » doivent se produire simultanément pour que l'événement redouté central se produise.
	Porte logique « OU »	Chacune des causes initiale reliée par une branche à une porte « OU » peut à elle seule conduire à l'occurrence de l'événement redouté central.
	Description des conséquences et des événements aggravants avec effet domino	La description des conséquences et des événements aggravants avec effet domino indique si une conséquence se produit ou non après l'ignition, et si la conséquence est immédiate ou résulte d'un effet domino aggravant.

Afin de mieux faciliter la compréhension des nœuds papillon standards avec des symboles / composants supplémentaires relatifs aux arbres des défaillances et d'événements, un diagramme d'analyse par nœud papillon supplémentaire a été préparé pour l'ERC « *Éruption de puits et fuite de puits* ». Ce diagramme nœud papillon, présenté à l'annexe O-5, est uniquement fourni pour faciliter la comparaison entre le format de nœud papillon avec arbre des défaillances et arbre d'événements et le format de nœud papillon standard utilisé dans l'étude de dangers du projet GTA-Phase 1.

8.3.4.2.2 Diagrammes standards d'analyse par nœud papillon

Une analyse par nœud papillon a été entreprise pour tous les événements accidentels majeurs. Les nœuds papillon spécifiques, ainsi que les événements accidentels majeurs auxquels ils se rapportent, sont répertoriés dans le tableau 8-29. Le tableau donne également la classification de la sévérité de l'événement évaluée dans l'analyse préliminaire des risques (voir la section 8.3.3).

Compte tenu de la taille des diagrammes d'analyse par nœud papillon, seuls les risques d'événement accidentel majeur classés avec une sévérité catastrophique (5) dans l'analyse préliminaire des risques sont présentés dans le corps principal de l'étude de dangers. Les diagrammes d'analyse par nœud papillon des risques d'événement accidentel majeur classés avec une sévérité critique (4) dans l'analyse préliminaire des risques sont présentés à l'annexe O-3.

Tableau 8-29 Diagrammes d'analyse par nœud papillon associés aux événements accidentels majeurs

ID du nœud papillon	Événement accidentel majeur (analysé avec un diagramme nœud papillon)	Événement accidentel majeur (ID / scénario étudié dans l'analyse détaillée des risques)	Classification de sévérité
01	Éruption sur le navire de forage ou fuite de puits de forage	D-01 Éruption de puits ou fuite de puits	5
		D-02 Fuite de gaz dans la zone de traitement des boues	4
02.01	Perte de stabilité/chavirement du navire de forage	D-04 Perte de stabilité du navire/chavirement	5
02.02	Perte de stabilité/chavirement du FPSO	F-15 Perte de stabilité du navire/chavirement	5
03	Accident durant le transport (en hélicoptère) vers/ depuis le navire de forage	D-05 Accident de transport (hélicoptère)	5
04.01	Collision avec le navire de forage (navire de passage)	D-06 Collision avec un navire de passage	5
04.02	Collision avec le FPSO (navire de passage)	F-18 Collision avec un navire de passage	5
05.01	Fuite d'hydrocarbures du tube prolongateur du FPSO	F-01 Rejet d'hydrocarbure provenant du tube prolongateur de production	5
		F-02 Rejet de gaz provenant des tubes prolongateurs de gaz d'exportation	5
05.02	Fuite d'hydrocarbures du tube prolongateur de la plateforme	N-01 Rejet de gaz provenant du tube prolongateur d'importation de gaz	5
06.01	Fuite du réservoir de stockage de condensat du FPSO	F-13 Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage	5
06.02	Incendie du réservoir de stockage de condensat du FPSO	F-14 Incendie du réservoir de stockage de condensat	5
07	Fuite de réfrigérant sur le FLNG	N-13 Rejet de gaz provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG	5
		N-14 Rejet liquide/biphasique provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG	5
		N-15 Rejet de réfrigérant provenant du stockage de réfrigérant du FLNG	5
08.01	Fuite de GNL provenant du réservoir de stockage du FLNG/méthanier	N-17 Rejet de GNL provenant des réservoirs de stockage du FLNG/méthanier	5
08.02	Fuite de GNL durant le chargement du méthanier	N-18 Rejet de GNL pendant le chargement du méthanier	4
09	Défaillance ou dommage structurel de la plateforme LS	N-19 Défaillance de la structure de la plateforme LS	5
10	Collision d'un navire du terminal du hub près des côtes (méthanier avec quai d'amarrage)	N-21 Collision du méthanier avec le quai d'amarrage	5

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

ID du nœud papillon	Événement accidentel majeur (analysé avec un diagramme nœud papillon)	Événement accidentel majeur (ID / scénario étudié dans l'analyse détaillée des risques)	Classification de sévérité
11	Fuite d'hydrocarbures sur le navire de forage lors de l'essai ou le récurage de puits	D-03 Fuite d'hydrocarbures pendant l'essai ou le récurage de puits	4
12.01	Fuite lors du traitement d'hydrocarbures sur le FPSO	F-03 Rejet de gaz provenant des installations de réception (récupérateurs de bouchon liquide)	4
		F-04 Rejet de liquide provenant des installations de réception (récupérateurs de bouchon liquide)	4
		F-05 Rejet de gaz provenant du traitement de gaz	4
		F-06 Rejet de liquide provenant du traitement de gaz	4
		F-07 Rejet de liquide provenant du séparateur MP	4
		F-08 Rejet de liquide provenant du séparateur BP	4
		F-09 Rejet de liquide provenant du séparateur TBP	4
		F-10 Rejet de gaz provenant de la compression de gaz vaporisé	4
		F-11 Rejet de gaz de combustion provenant du système de gaz de combustion	4
12.02	Fuite lors du traitement d'hydrocarbures sur le FLNG	N-02 Rejet de gaz provenant de la conduite / du tuyau flexible d'alimentation en gaz, allant du quai mobile au FLNG	4
		N-03 Rejet de gaz provenant de la conduite d'alimentation en gaz, allant du quai mobile à la plateforme LS	4
		N-04 Rejet de gaz provenant du comptage à la réception et du traitement aux amines du FLNG	4
		N-05 Rejet de gaz provenant de la déshydratation et de la régénération du FLNG	4
		N-06 Rejet de gaz provenant de la compression du gaz d'évaporation/vaporisé du FLNG	4
		N-07 Rejet de gaz de combustion provenant du système HP de gaz de combustion du FLNG	4
		N-08 Rejet de gaz provenant du fractionnement du FLNG	4

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

ID du nœud papillon	Événement accidentel majeur (analysé avec un diagramme nœud papillon)	Événement accidentel majeur (ID / scénario étudié dans l'analyse détaillée des risques)	Classification de sévérité
		N-09 Rejets d'hydrocarbure liquide léger provenant du fractionnement du FLNG	4
		N-10 Rejet de GNL provenant du processus de liquéfaction du FLNG	4
		N-11 Rejet de GNL provenant du ballon de gaz vaporisé du FLNG	4
		N-12 BLEVE d'une capacité sur le FLNG contenant du réfrigérant	4
13	Rejet lors de l'injection de produits chimiques sur le FPSO	F-12 Rejet en surface provenant d'une injection de produits chimiques	4
14.01	Accident de transport (le bateau d'équipage sombre) lors du transfert vers/depuis le FPSO / HUB (le terminal du hub près des côtes)	F-16 Accident de transport (bateau d'équipage/FROG)	4
		N-20 Accident de transport (bateau d'équipage)	4
14.02	Accident de transport sur le FPSO (chute du FROG)	F-16 Accident de transport (bateau d'équipage/FROG)	4
15	Collision avec le FPSO (navire-citerne de déchargement de condensat)	F-17 Collision avec un navire-citerne de déchargement de condensat	5
16	Rejet de gaz de combustion sur la plateforme LS	N-16 Rejet de gaz (de combustion) dans la zone de services de la plateforme LS	4
17	Incident de sûreté	G-01 Incident de sûreté	5

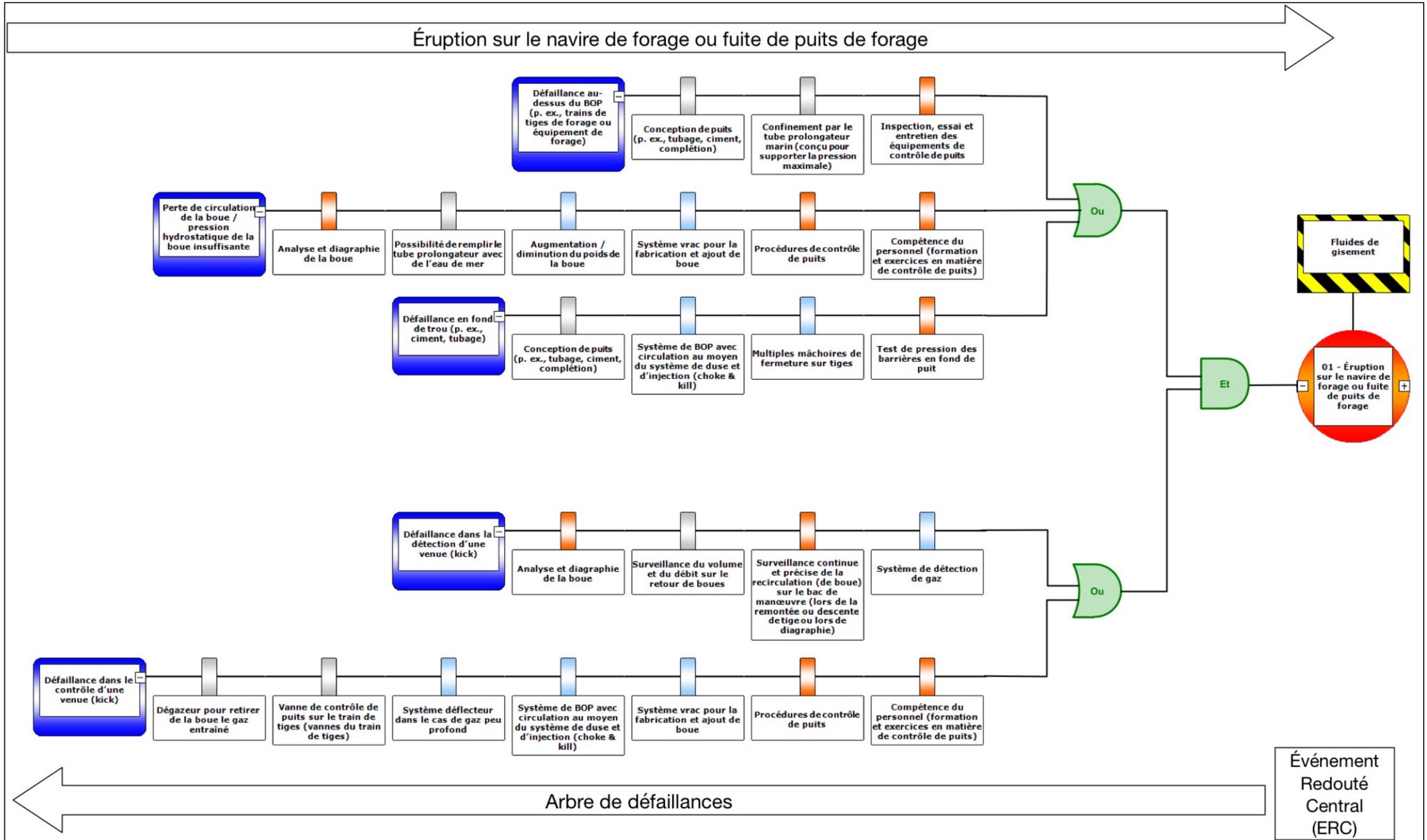


Figure 8-51 Nœud papillon 01 – Éruption de puits de forage ou fuite de puits de forage (côté gauche)

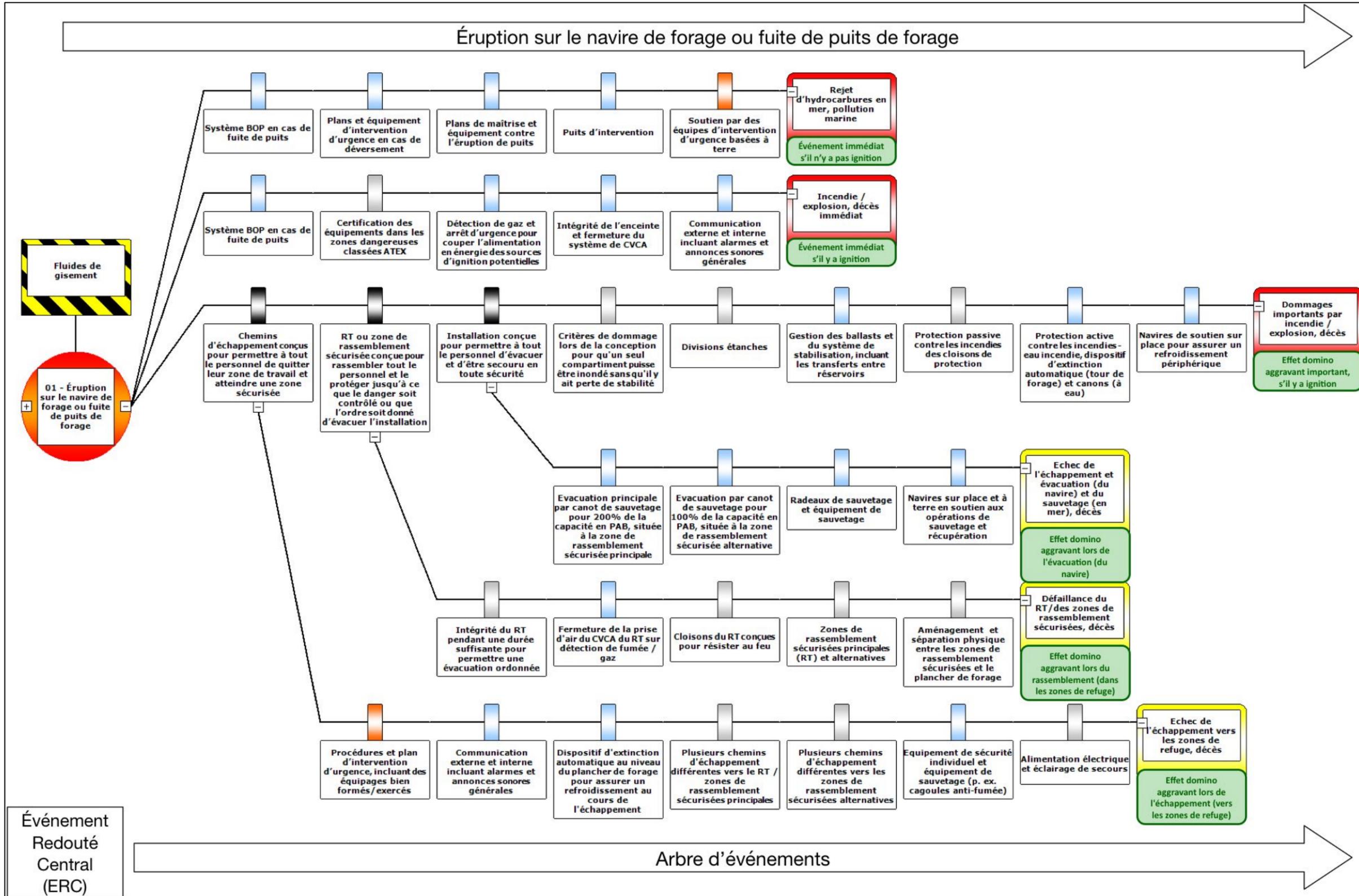


Figure 8-52 Nœud papillon 01 – Éruption de puits de forage ou fuite de puits de forage (côté droit)

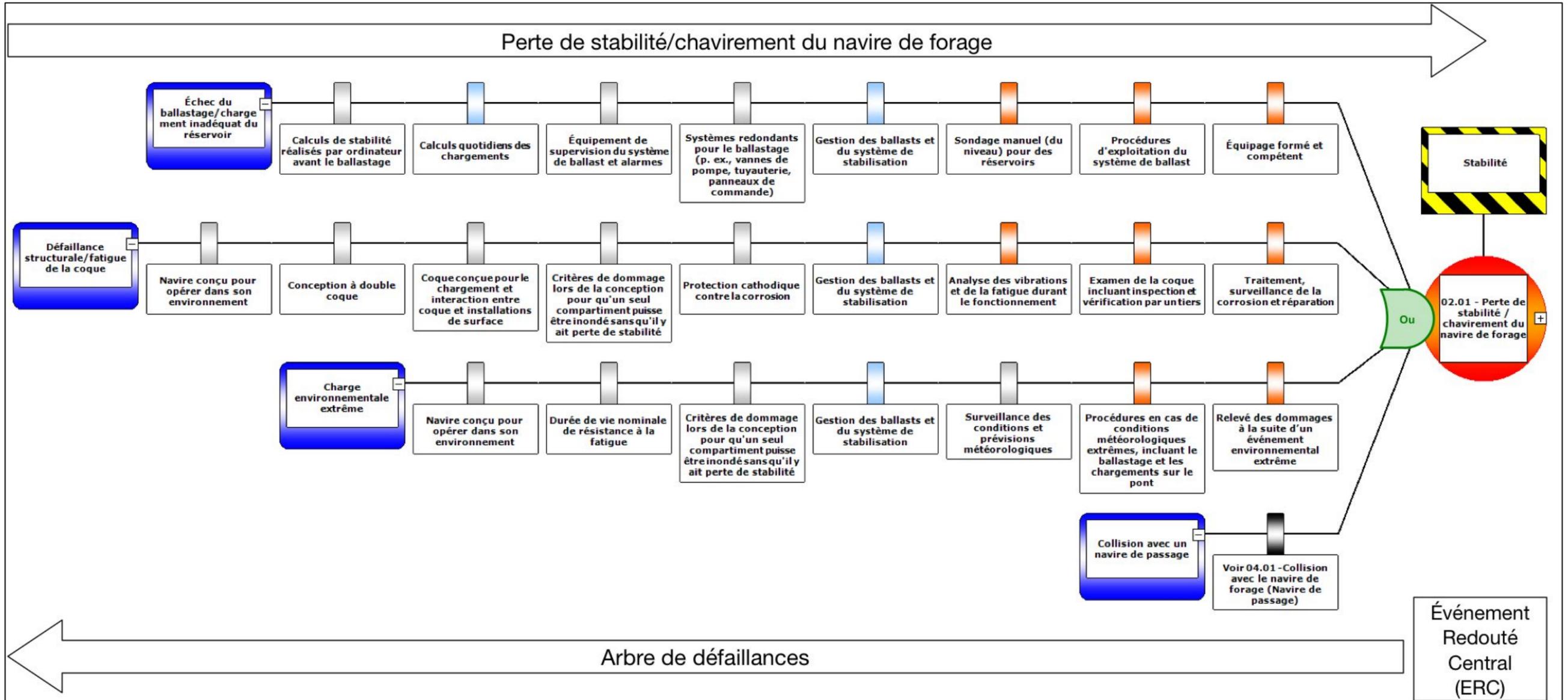


Figure 8-53 Nœud papillon 02.01 – Perte de stabilité /chavirement du navire de forage (côté gauche)

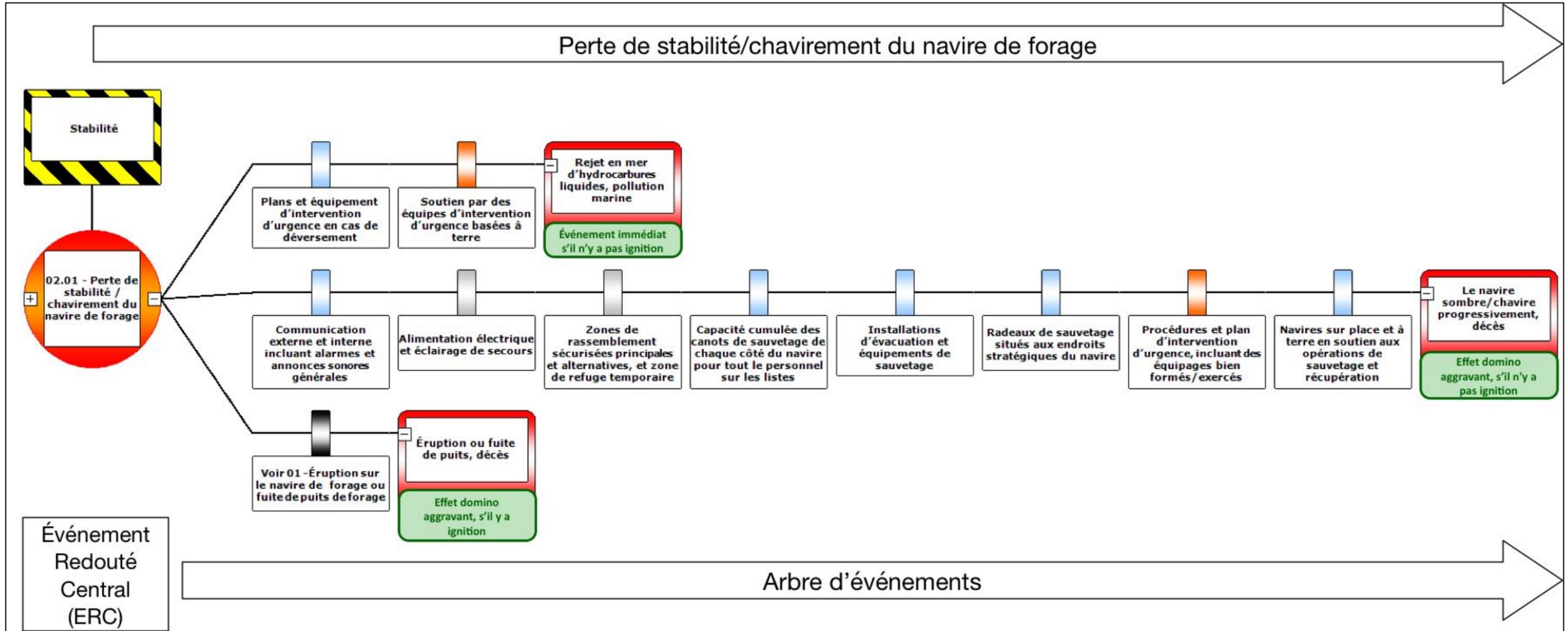


Figure 8-54 Nœud papillon 02.01 – Perte de stabilité /chavirement du navire de forage (côté droit)

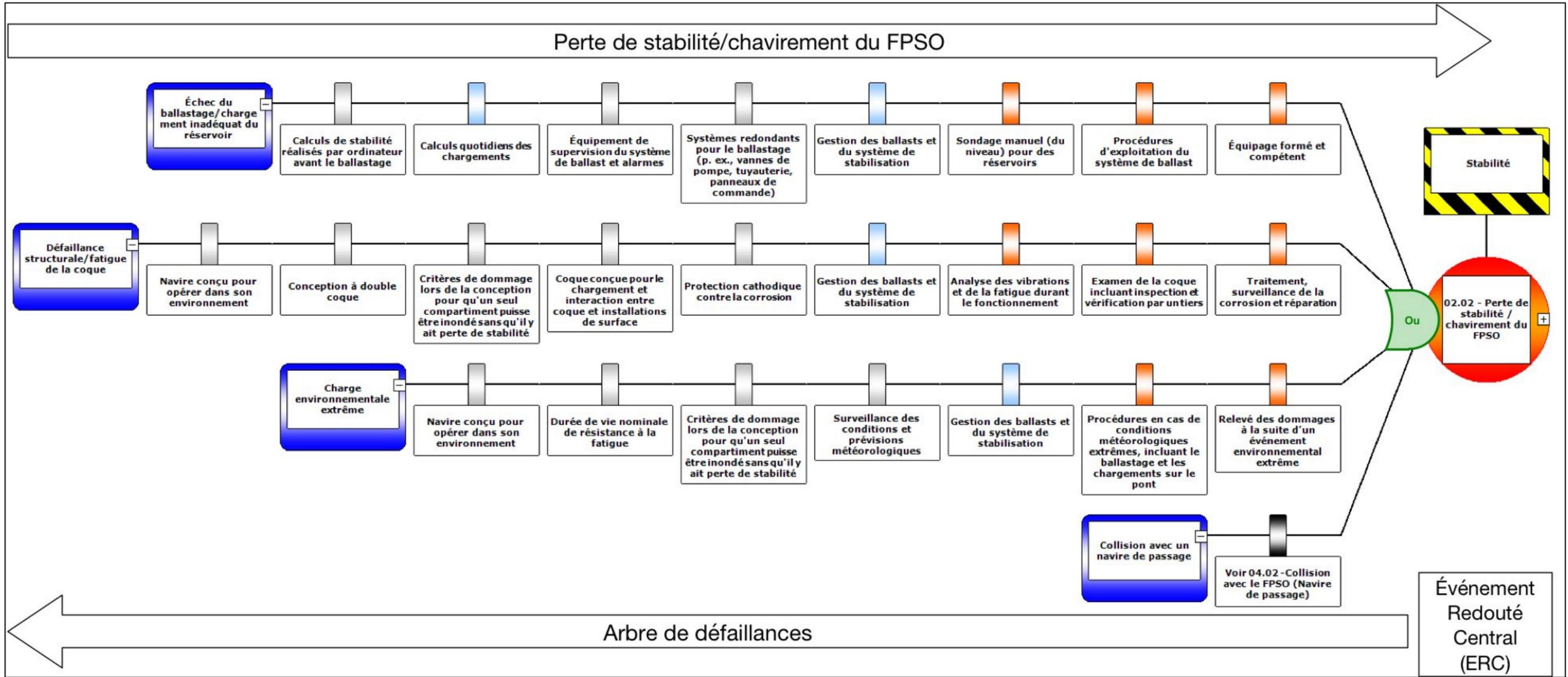


Figure 8-55 Nœud papillon 02.02 – Perte de stabilité /chavirement du FPSO (côté gauche)

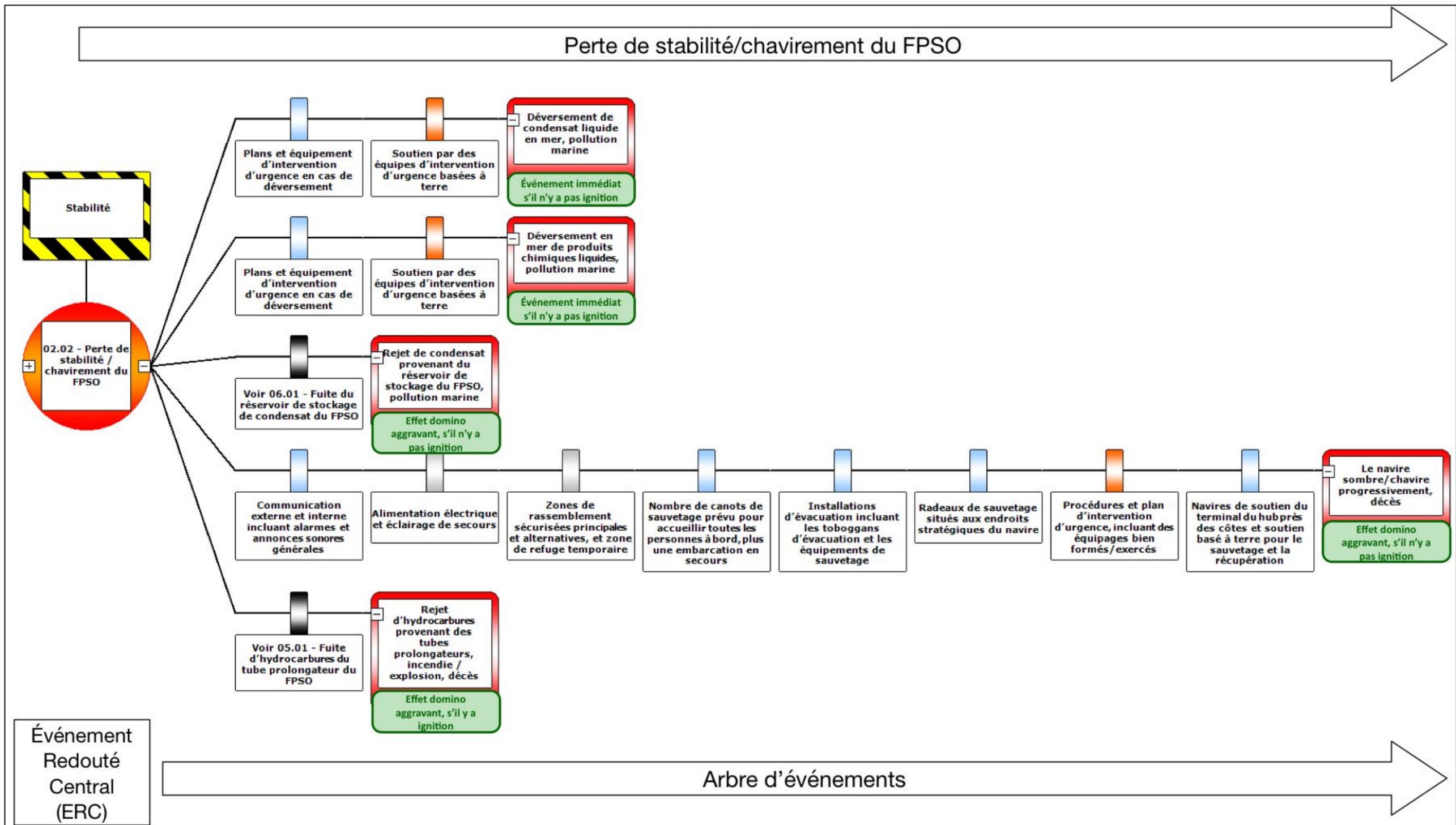


Figure 8-56 Nœud papillon 02.02 – Perte de stabilité /chavirement du FPSO (côté droit)

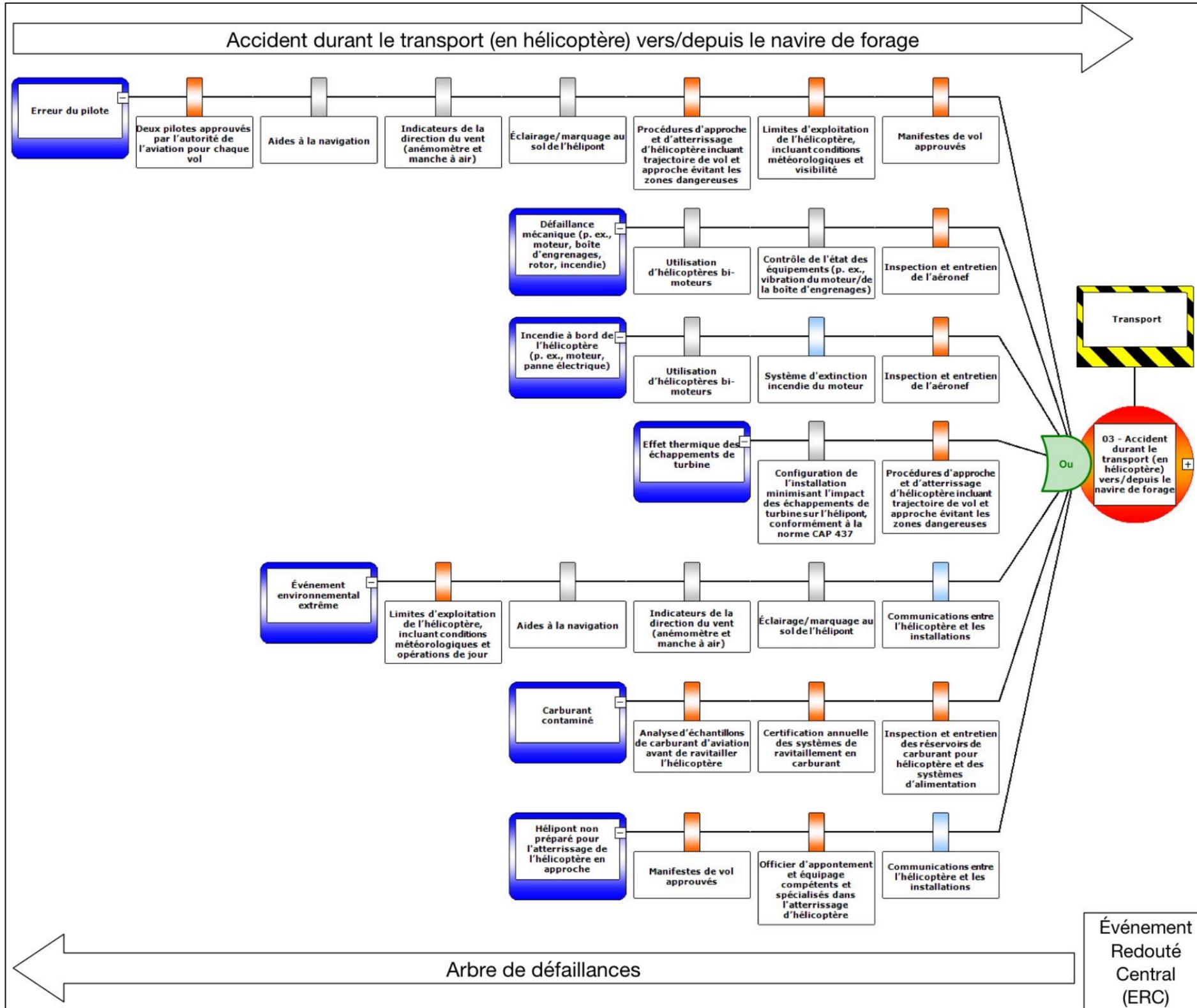


Figure 8-57 Nœud papillon 03 – Accident durant le transport (en hélicoptère) vers/depuis le navire de forage (côté gauche)

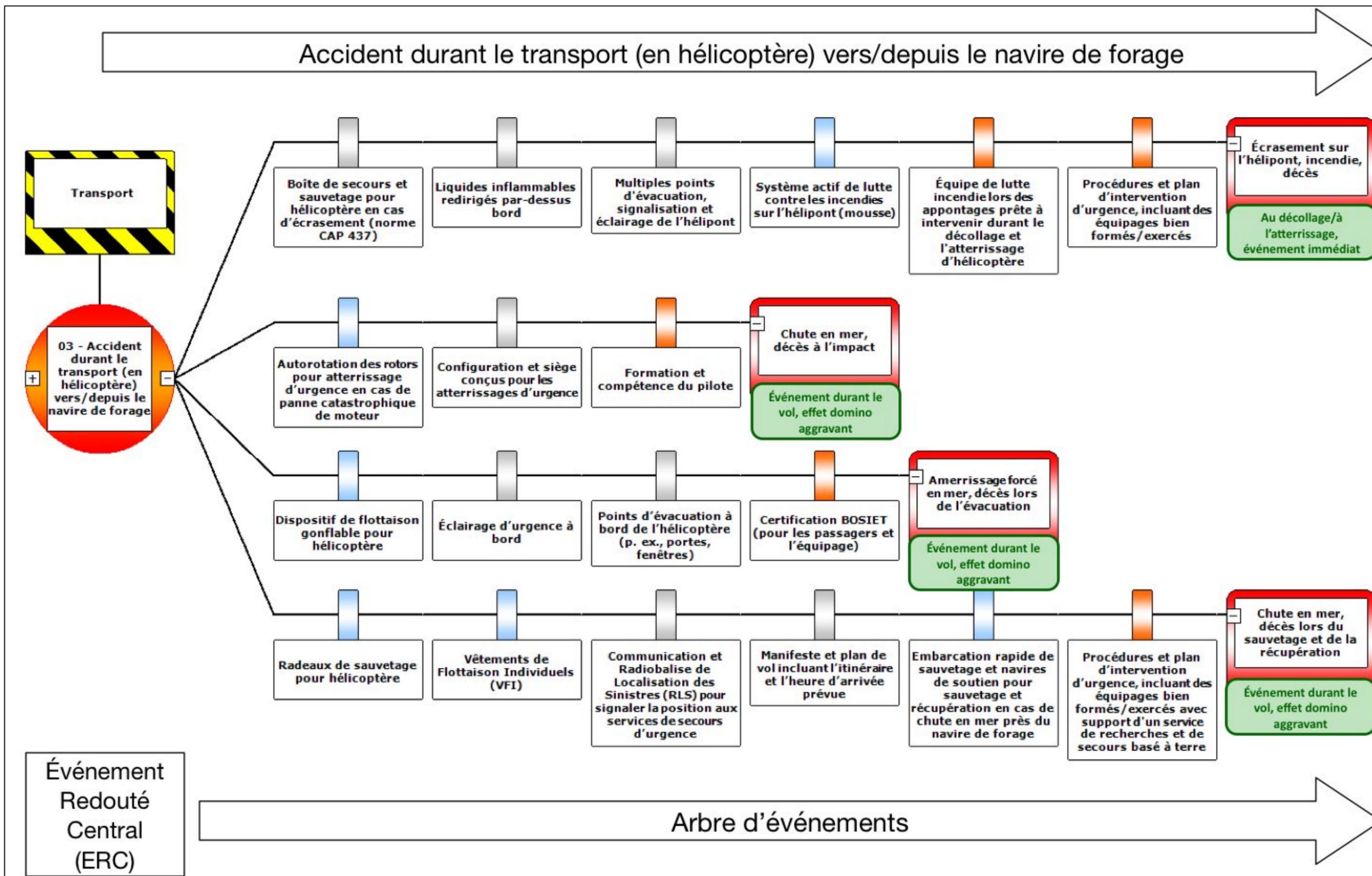


Figure 8-58 Nœud papillon 03 – Accident durant le transport (en hélicoptère) vers/depuis le navire de forage (côté droit)

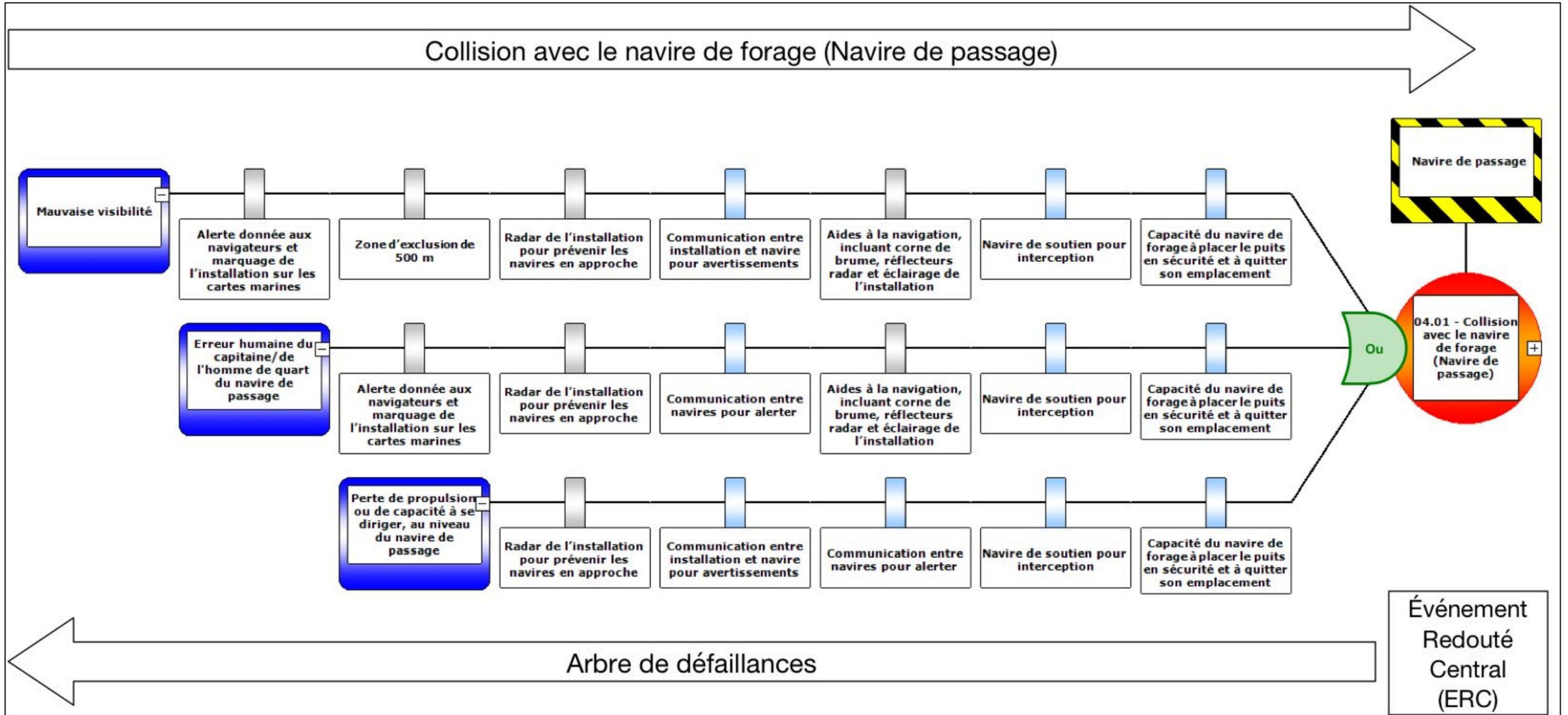


Figure 8-59 Nœud papillon 04.01 – Collision avec le navire de forage (navire de passage) (côté gauche)

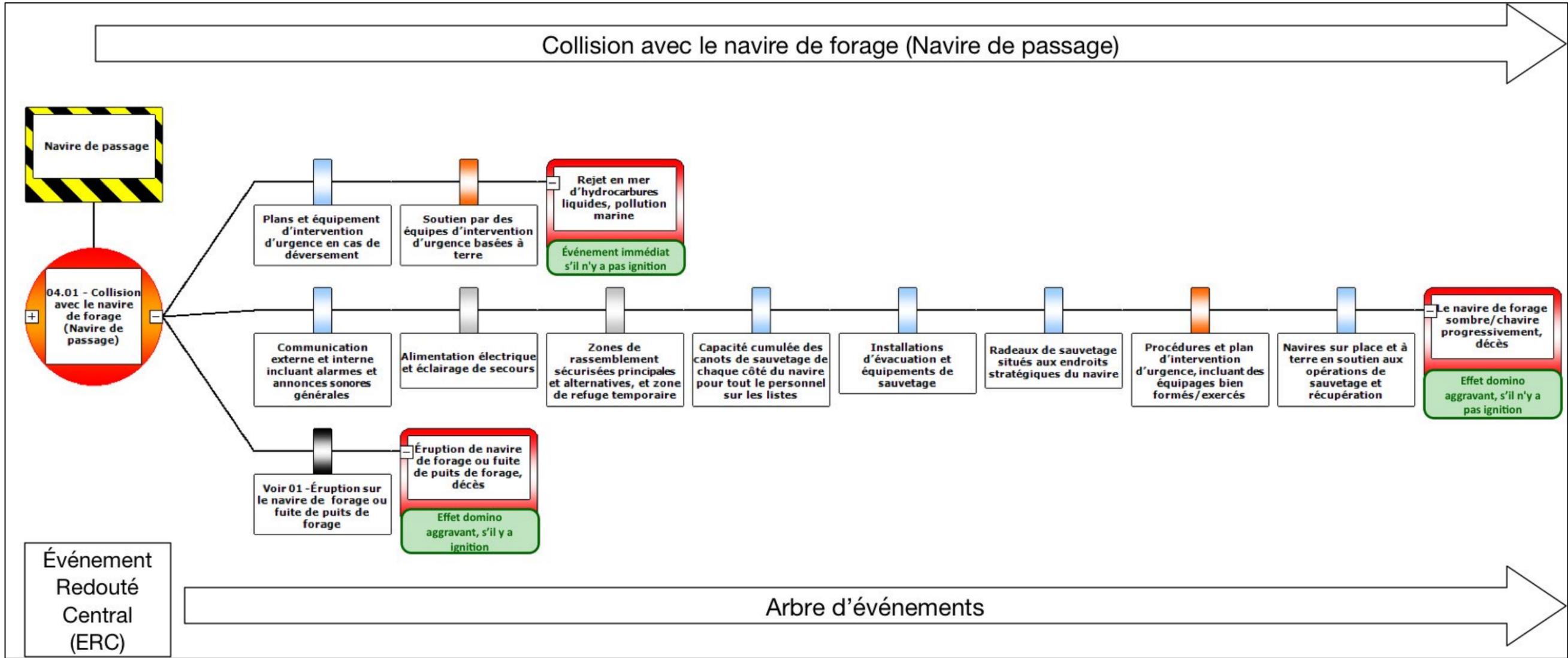


Figure 8-60 Nœud papillon 04.01 – Collision avec le navire de forage (navire de passage) (côté droit)

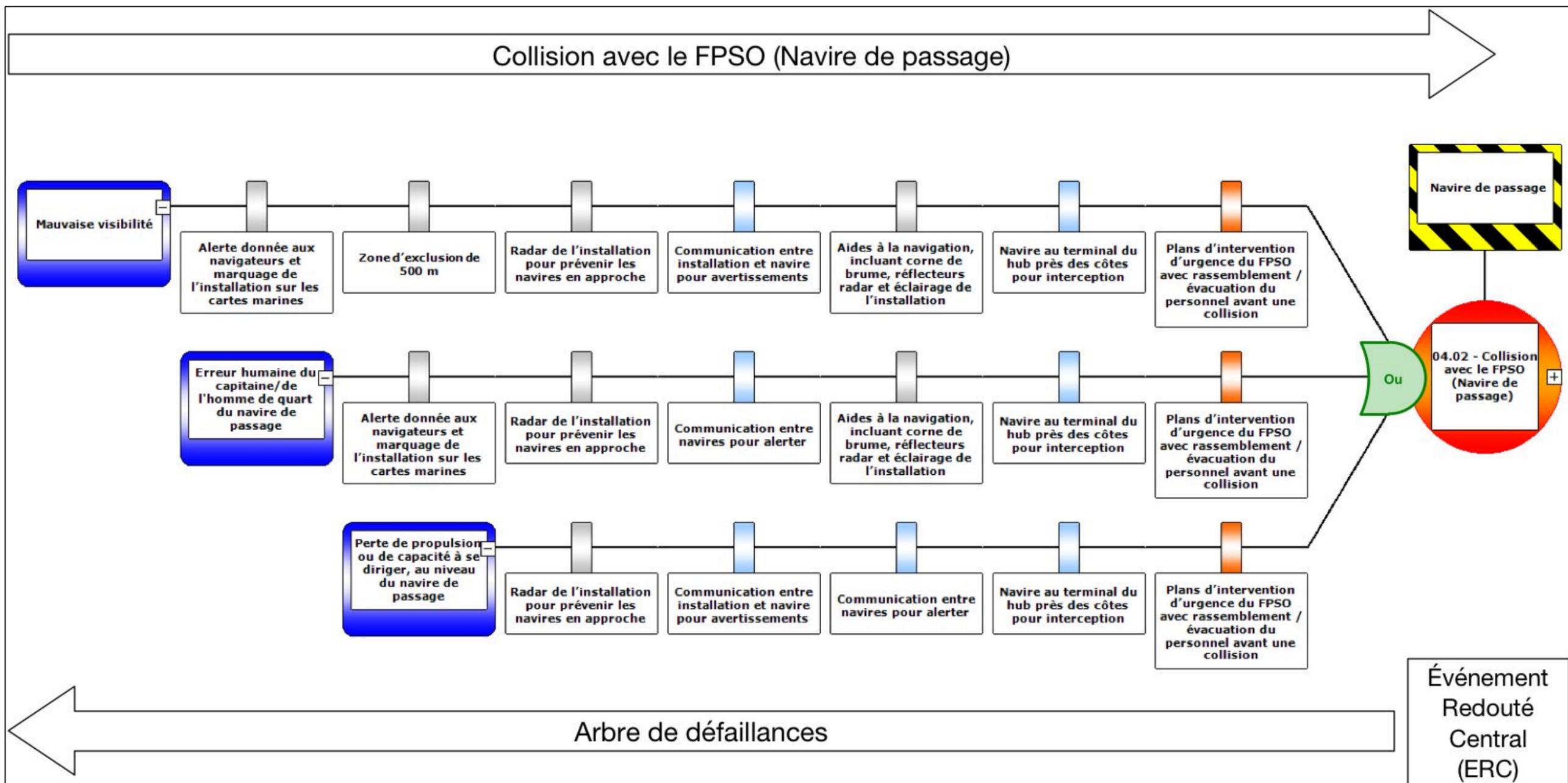


Figure 8-61 Nœud papillon 04.02 – Collision avec le FPSO (navire de passage) (côté gauche)

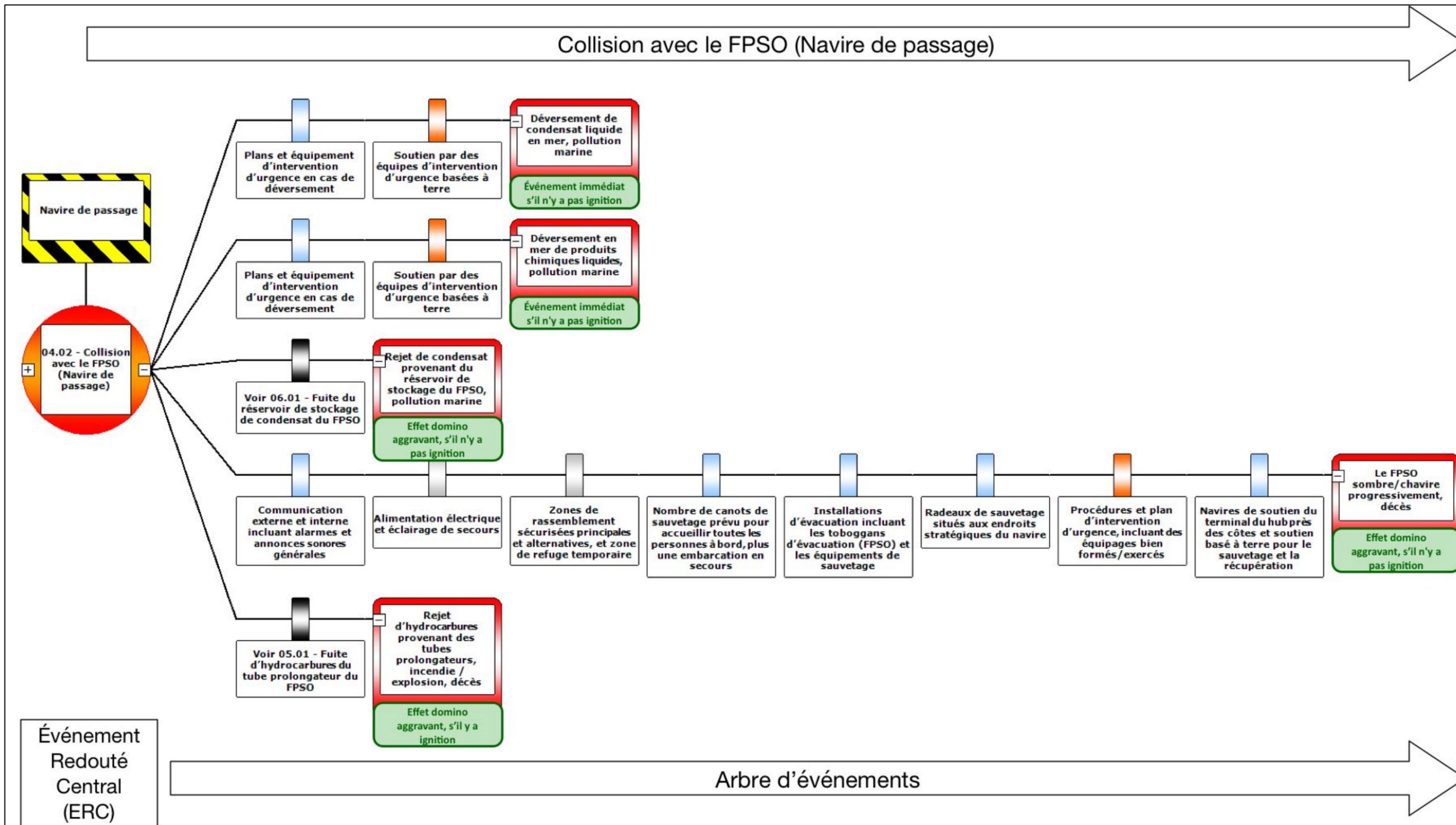


Figure 8-62 Nœud papillon 04.02 – Collision avec le FPSO (navire de passage) (côté droit)

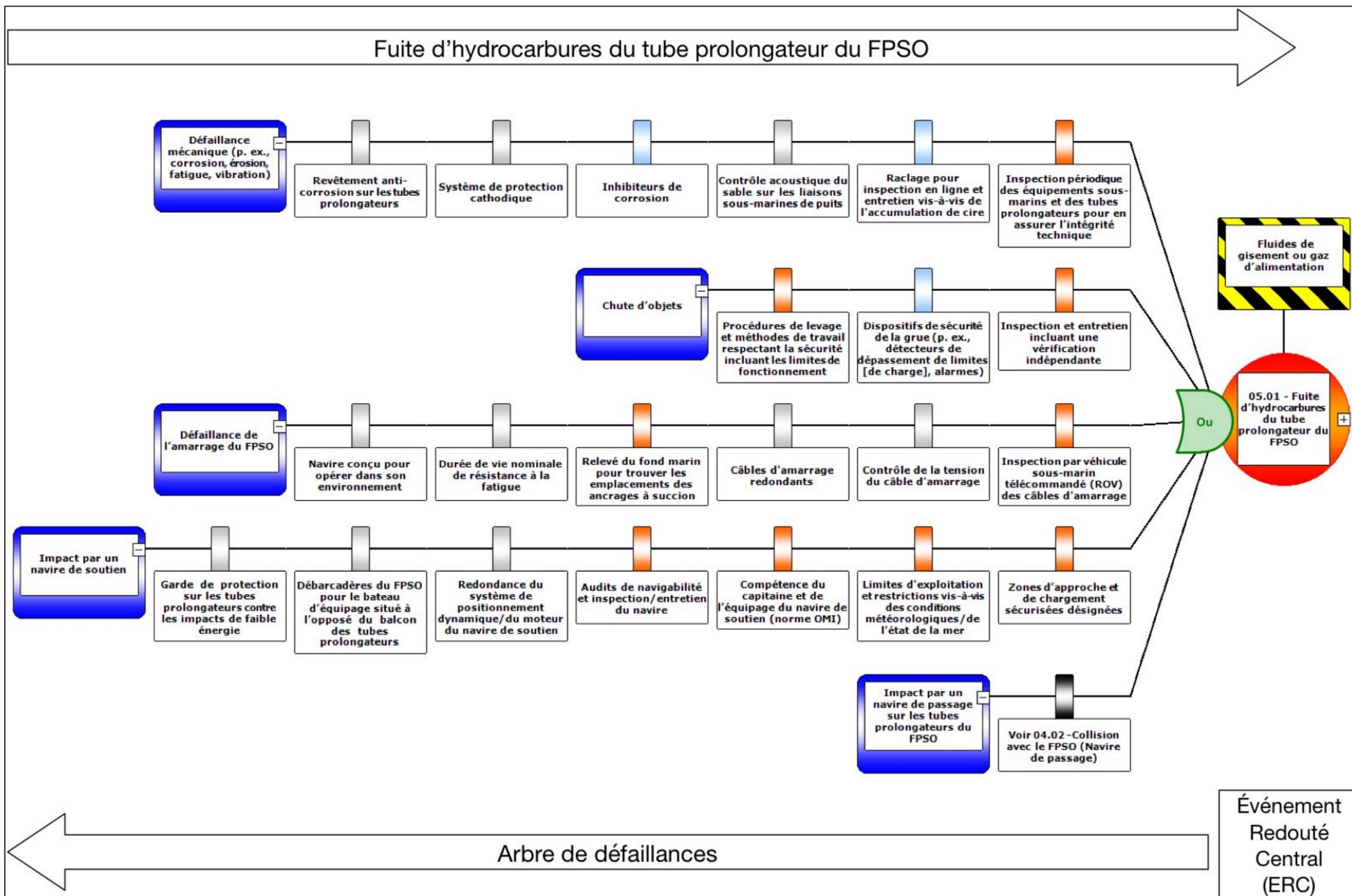


Figure 8-63 Nœud papillon 05.01 – Fuite d'hydrocarbures du tube prolongateur du FPSO (côté gauche)

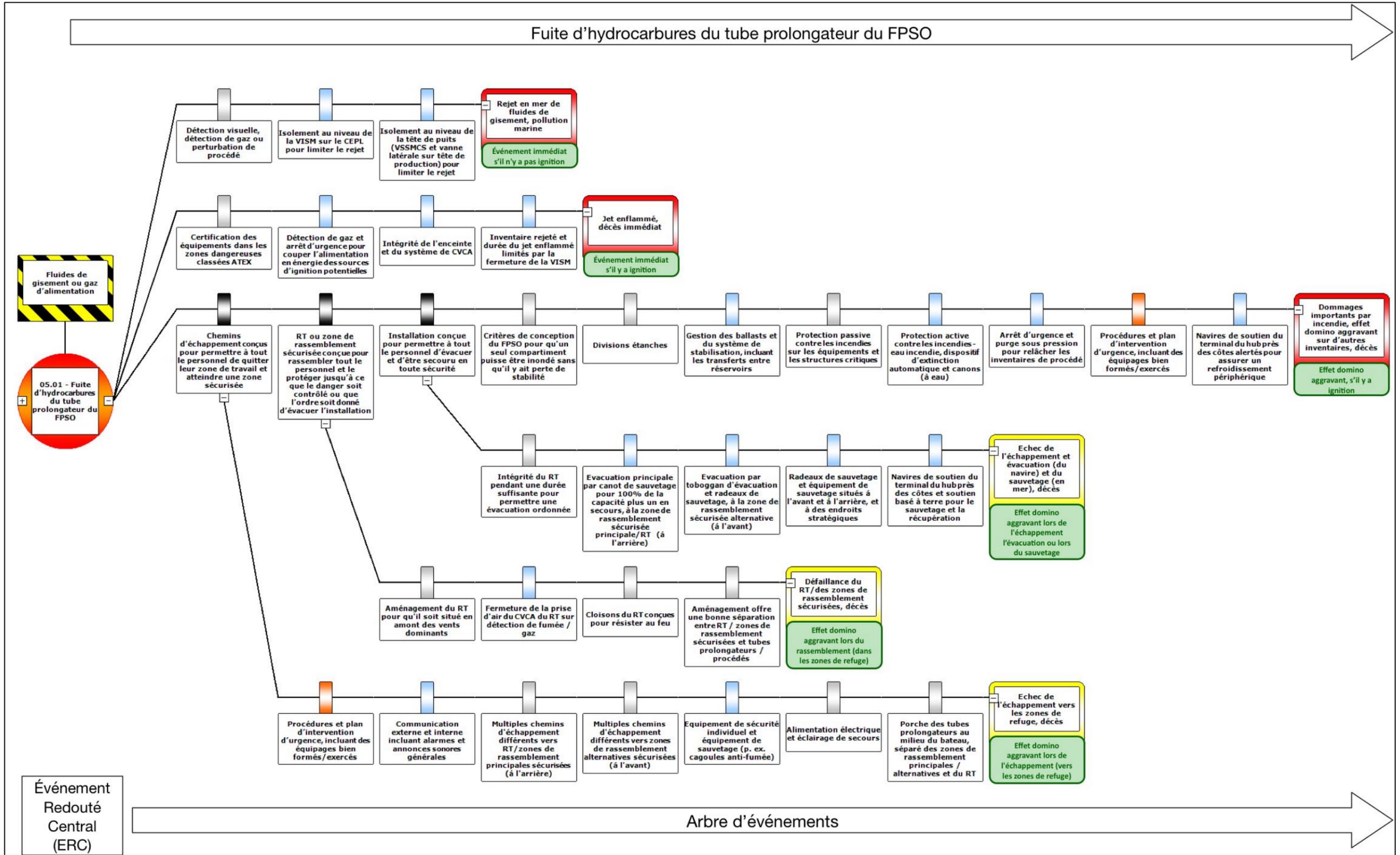


Figure 8-64 Nœud papillon 05.01 – Fuite d'hydrocarbures du tube prolongateur du FPSO (côté droit)

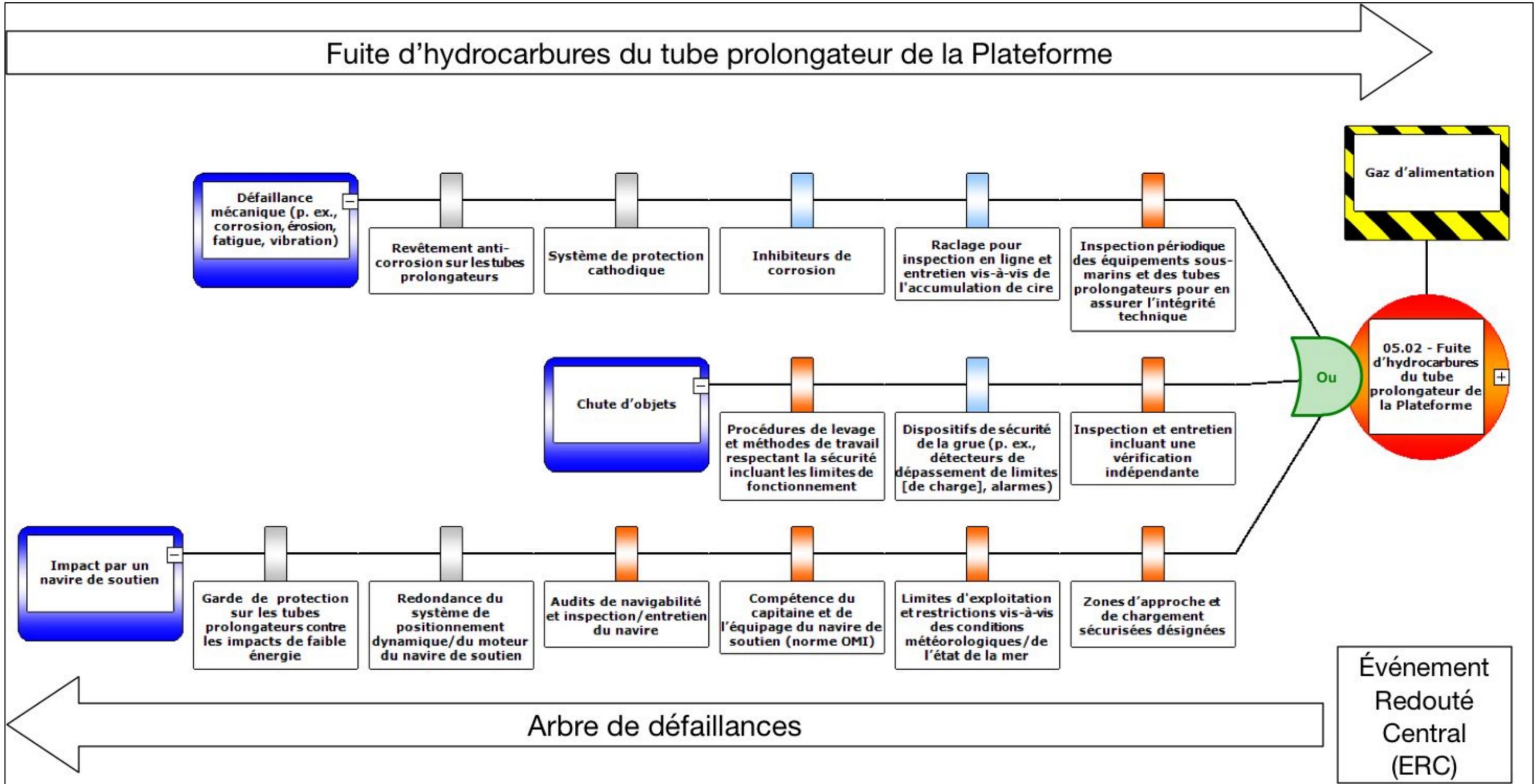


Figure 8-65 Nœud papillon 05.02 – Fuite d'hydrocarbures du tube prolongateur de la plateforme (côté gauche)

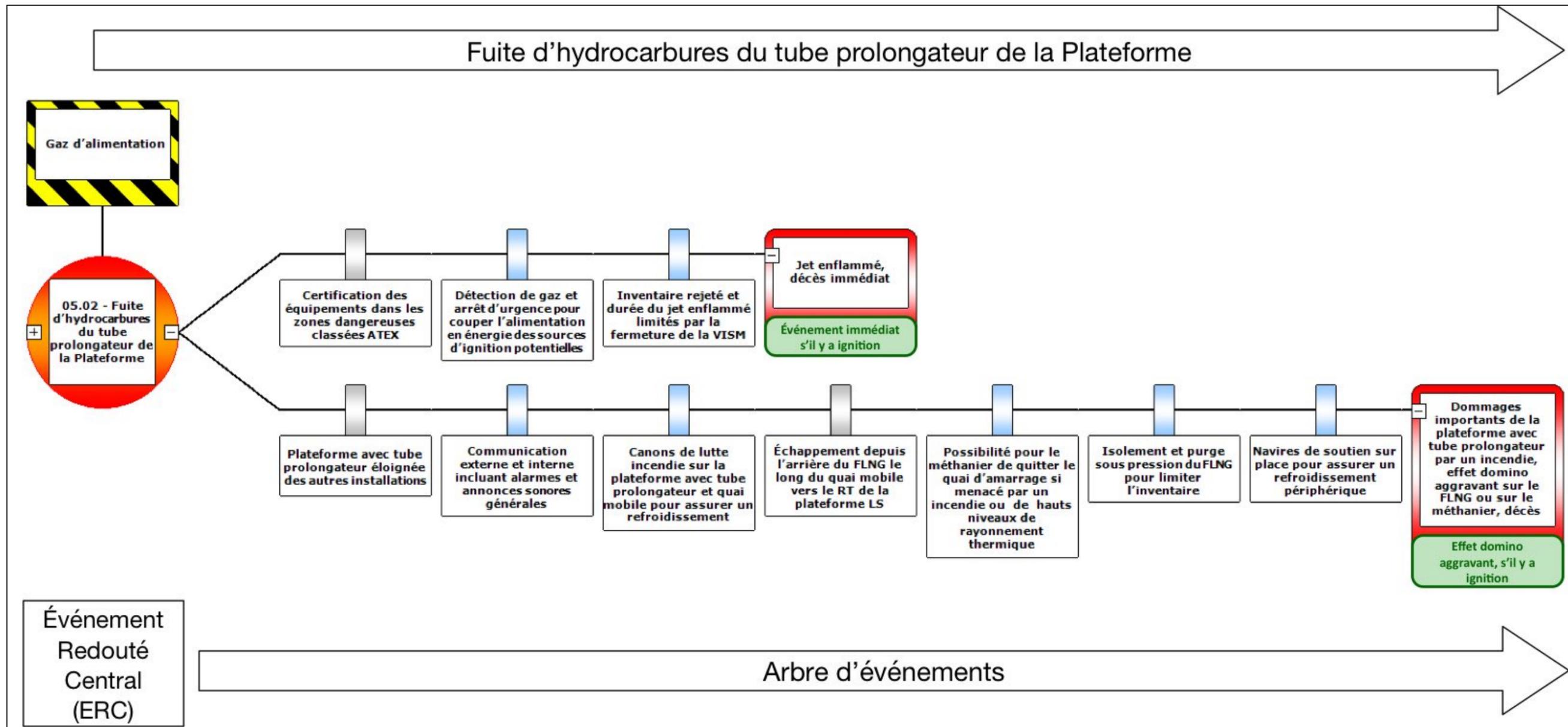


Figure 8-66 Nœud papillon 05.02 – Fuite d'hydrocarbures du tube prolongateur de la plateforme (côté droit)

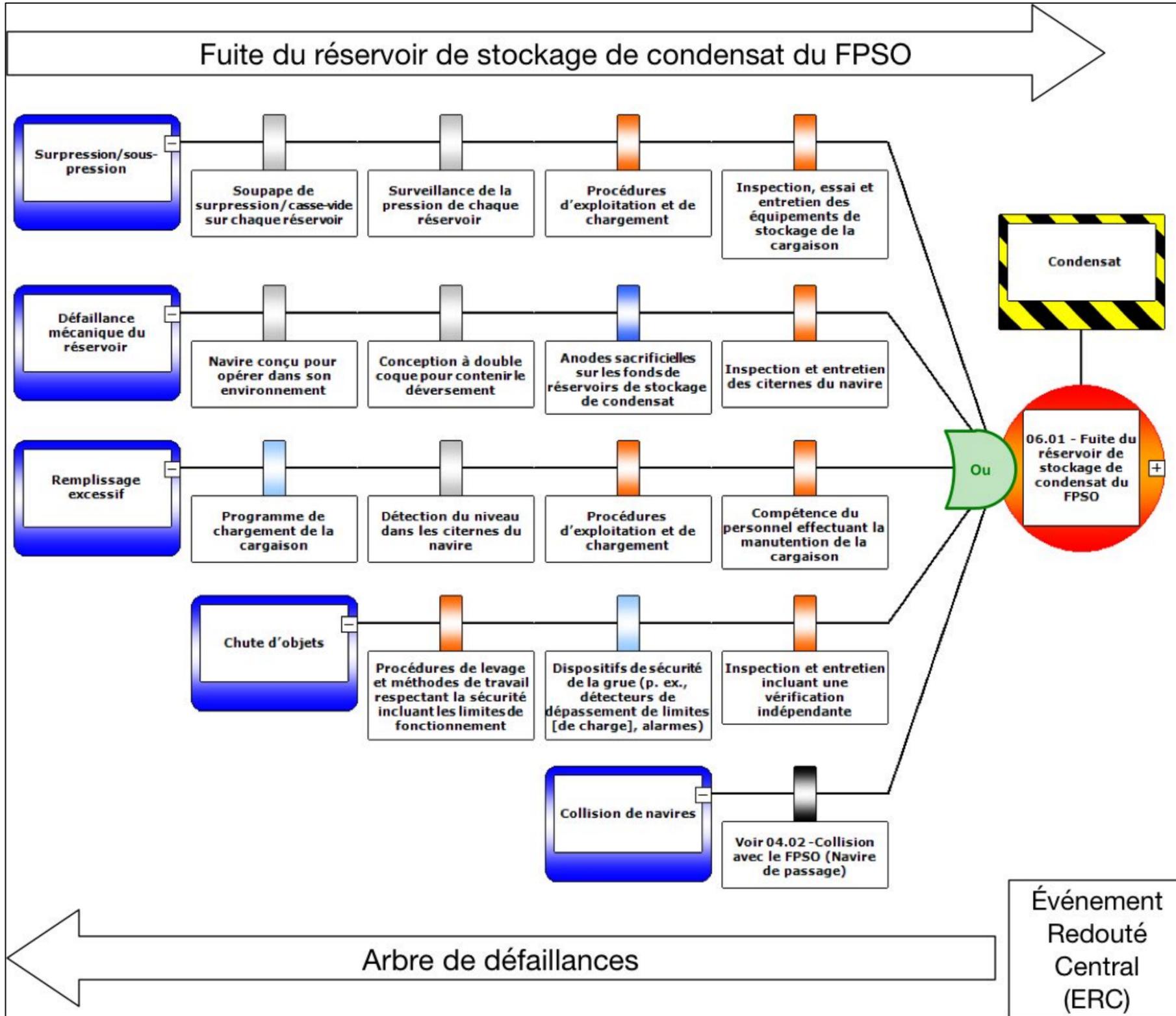


Figure 8-67 Nœud papillon 06.01 – Fuite du réservoir de stockage de condensat du FPSO (côté gauche)

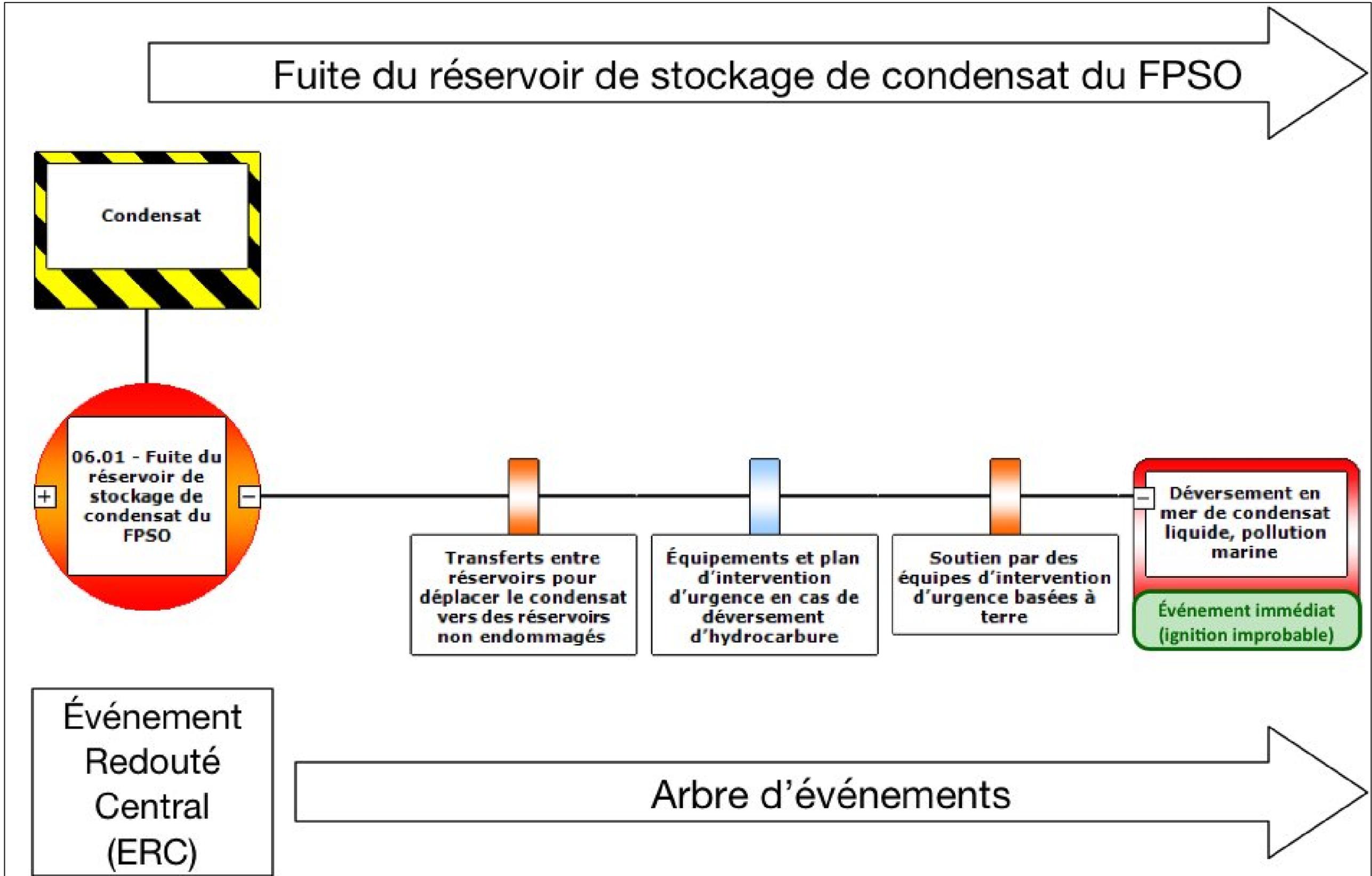


Figure 8-68 Nœud papillon 06.01 – Fuite du réservoir de stockage de condensat du FPSO (côté droit)

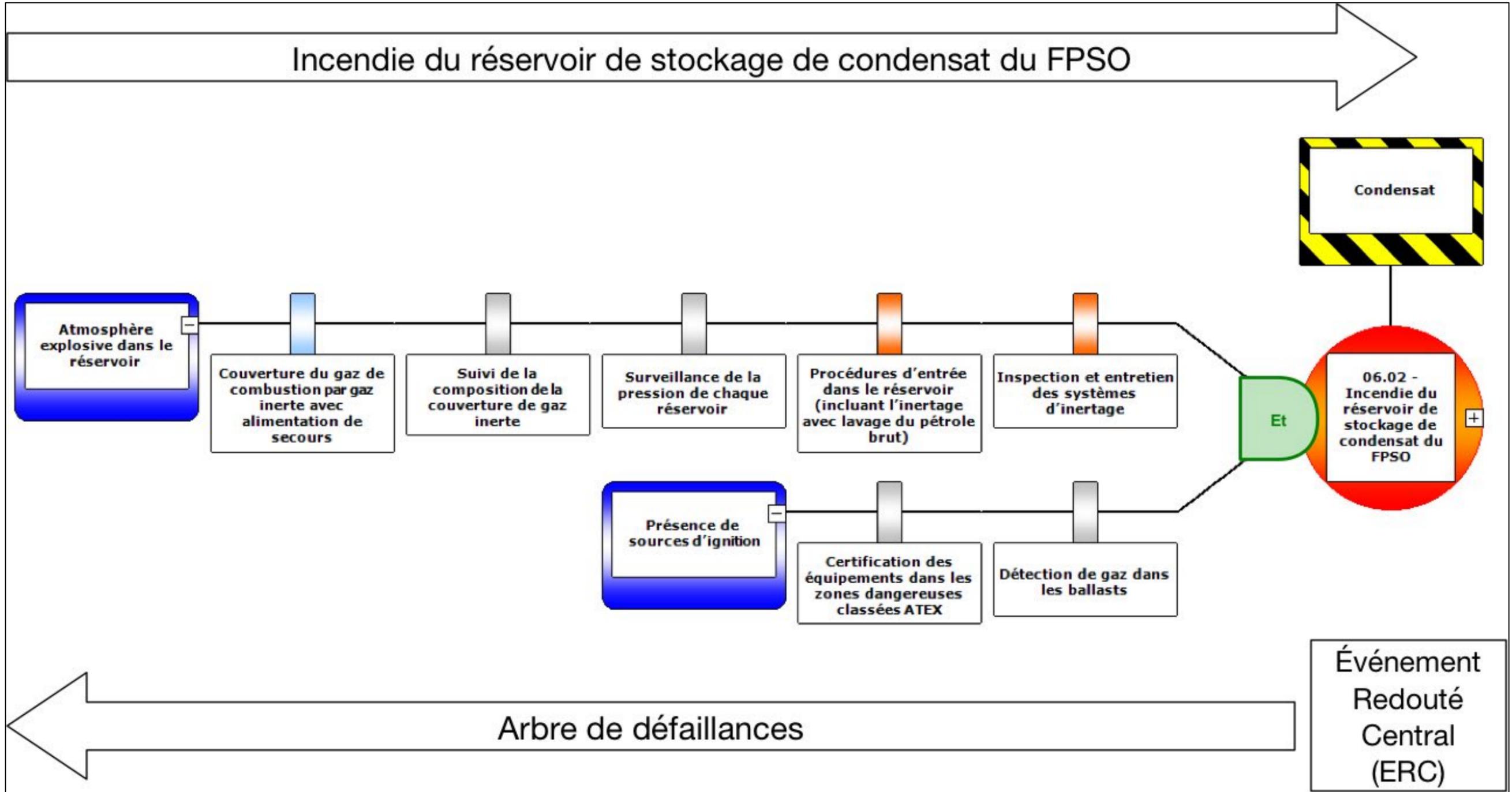


Figure 8-69 Nœud papillon 06.02 – Incendie du réservoir de stockage de condensat du FPSO (côté gauche)

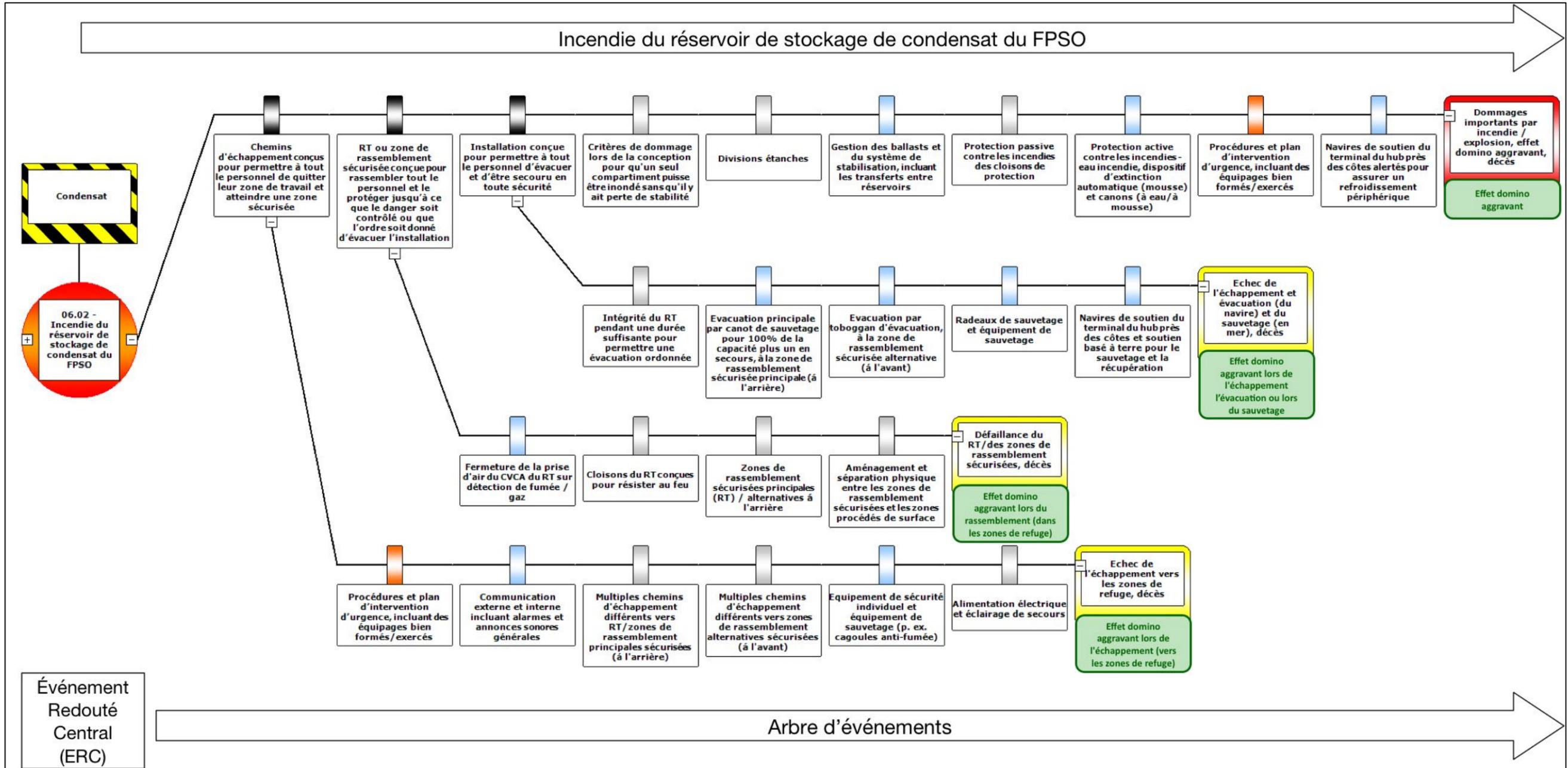


Figure 8-70 Nœud papillon 06.02 –Incendie du réservoir de stockage de condensat du FPSO (côté droit)

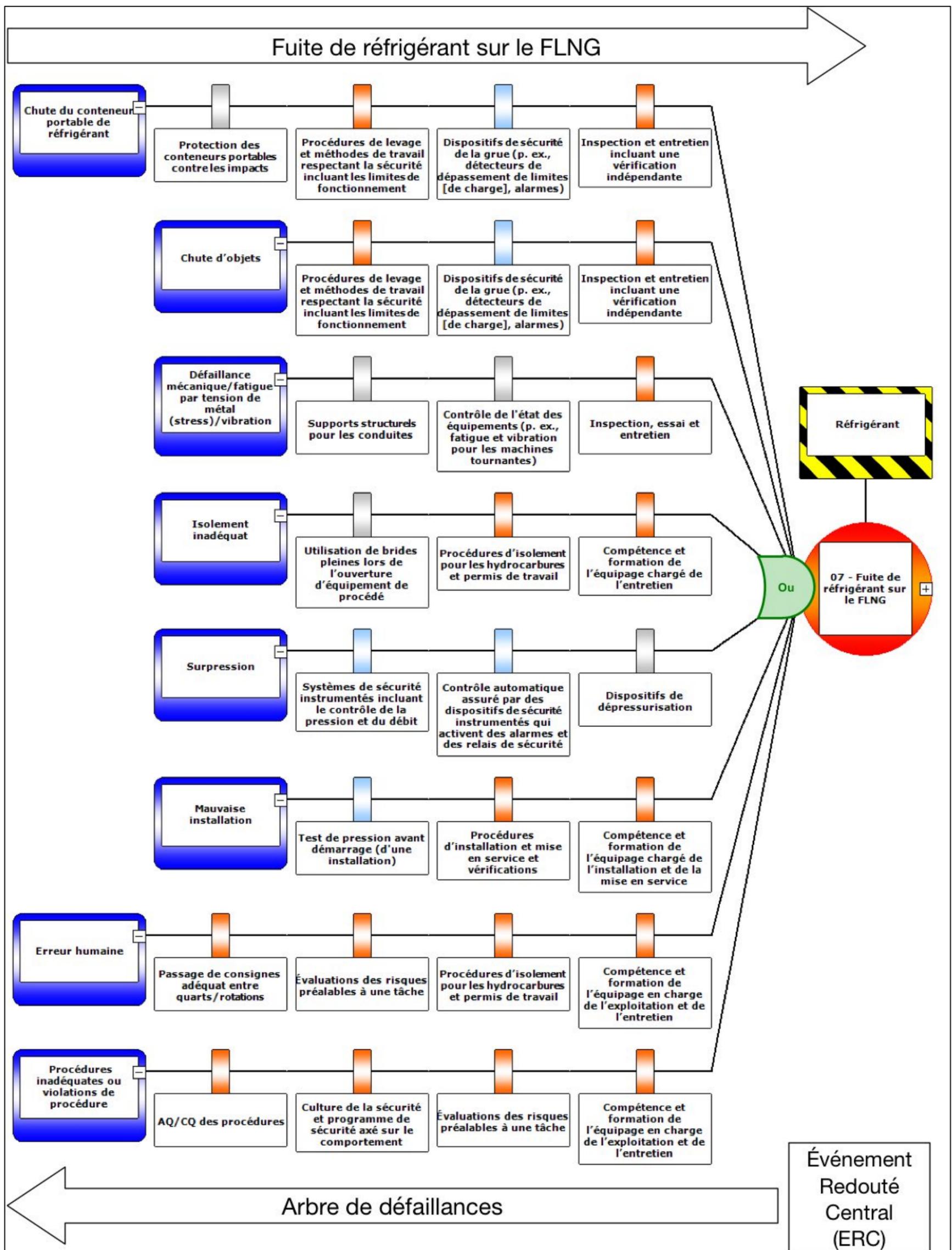


Figure 8-71 Nœud papillon 07 – Rejet de réfrigérant sur le FLNG (côté gauche)

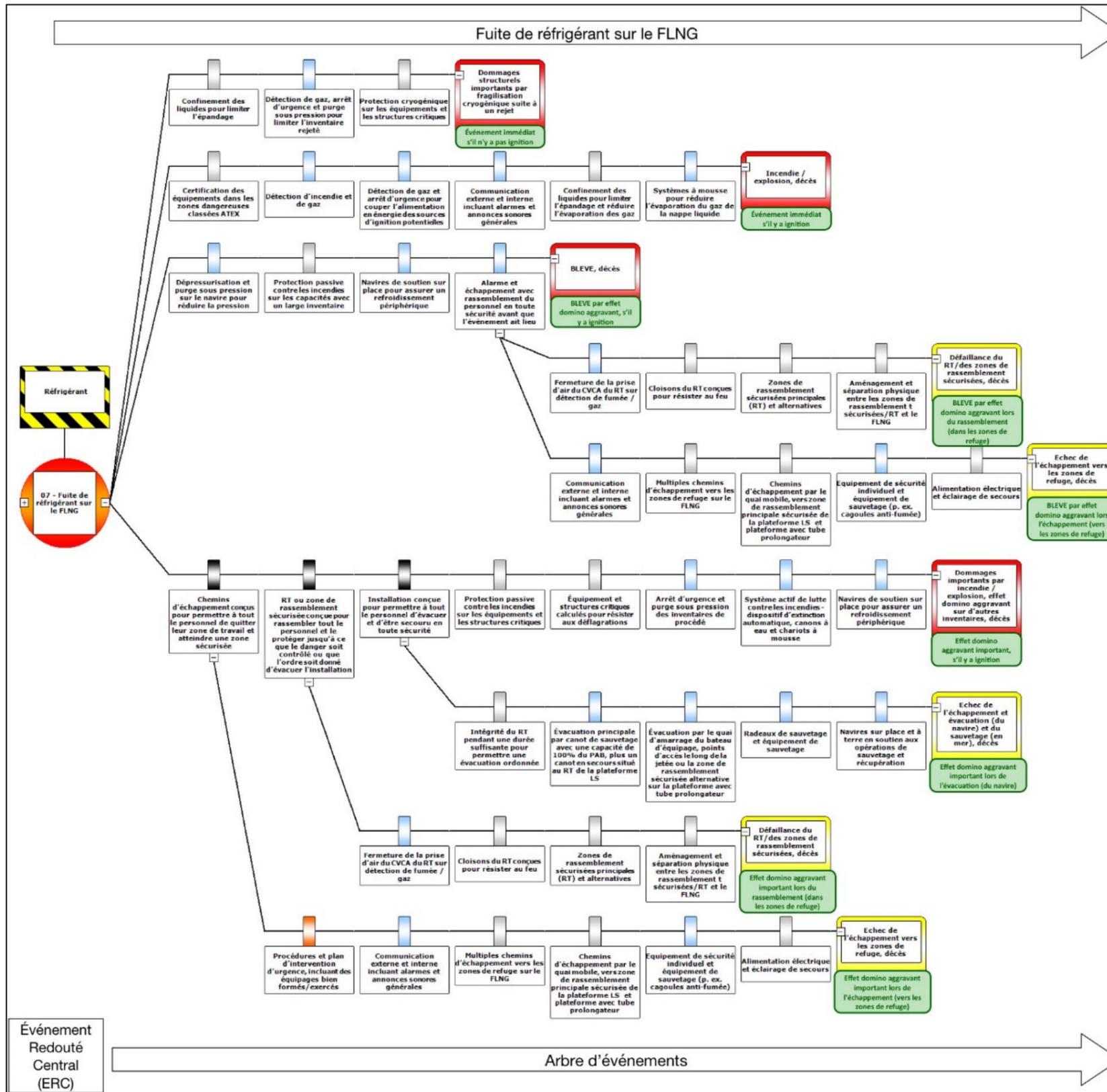


Figure 8-72 Nœud papillon 07 – Rejet de réfrigérant sur le FLNG (côté droit)

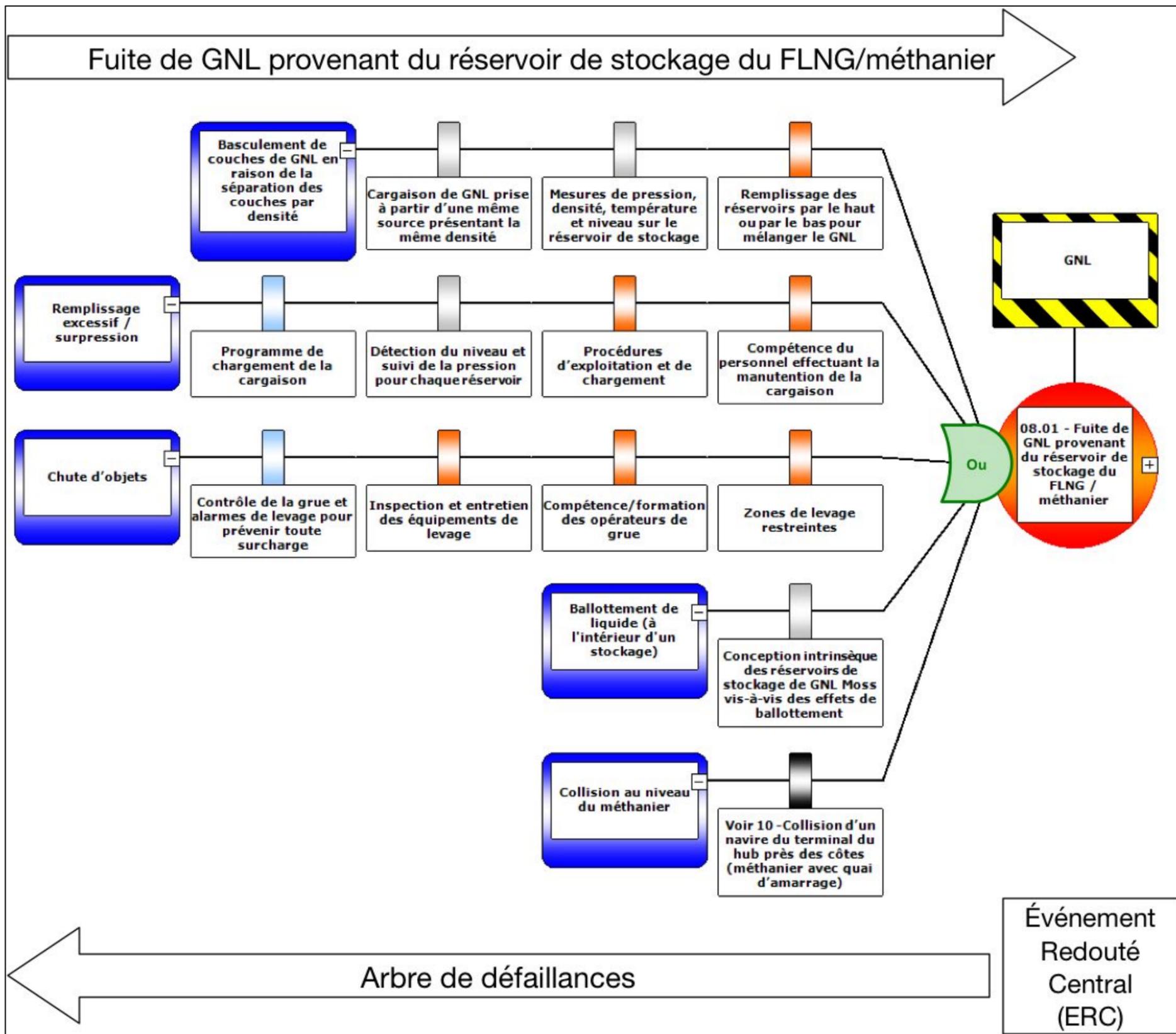


Figure 8-73 Nœud papillon 08.01 – Fuite de GNL provenant du réservoir de stockage du FLNG/méthanier (côté gauche)

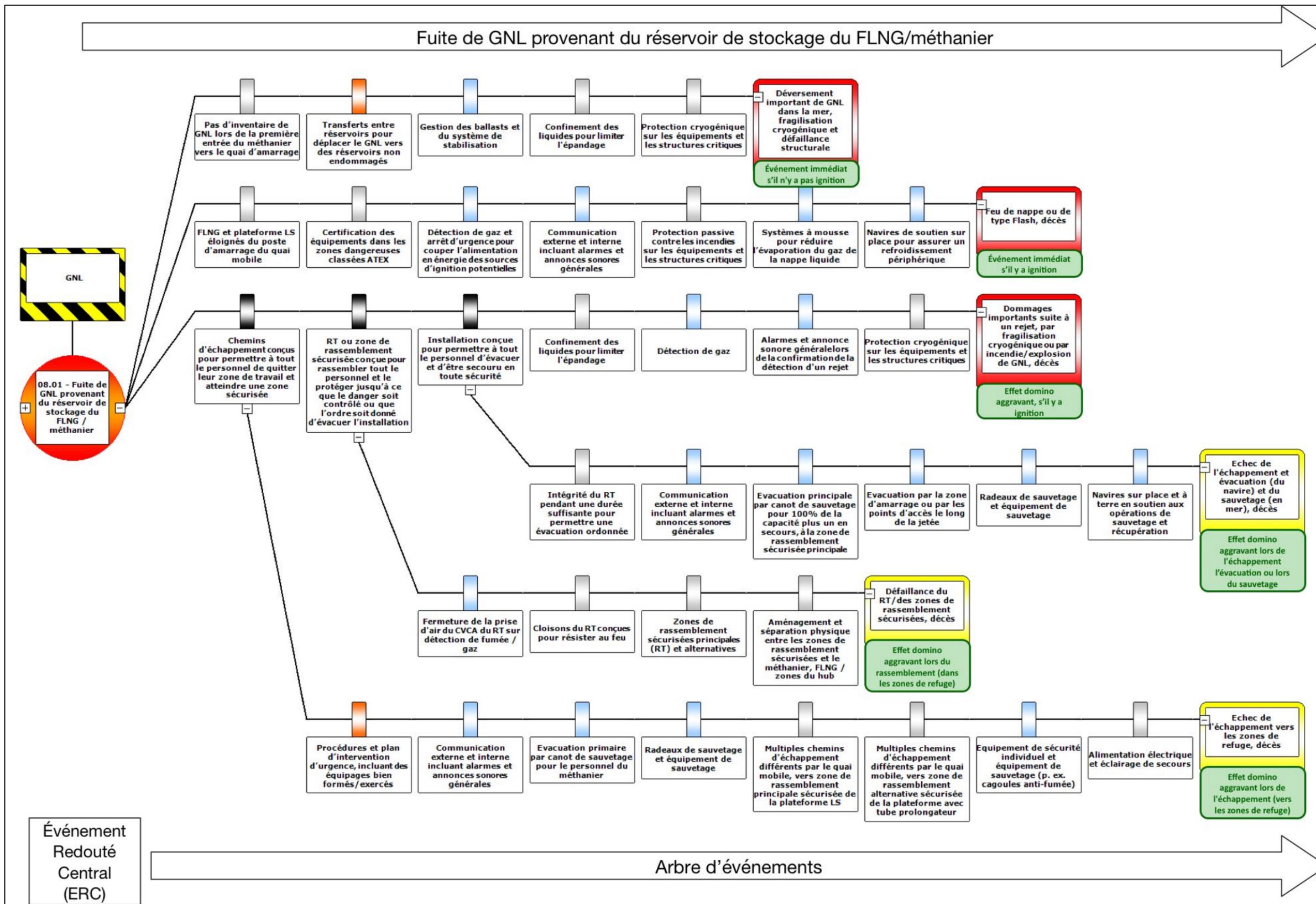


Figure 8-74 Nœud papillon 08.01 – Fuite de GNL provenant du réservoir de stockage du FLNG/méthanier (côté droit)

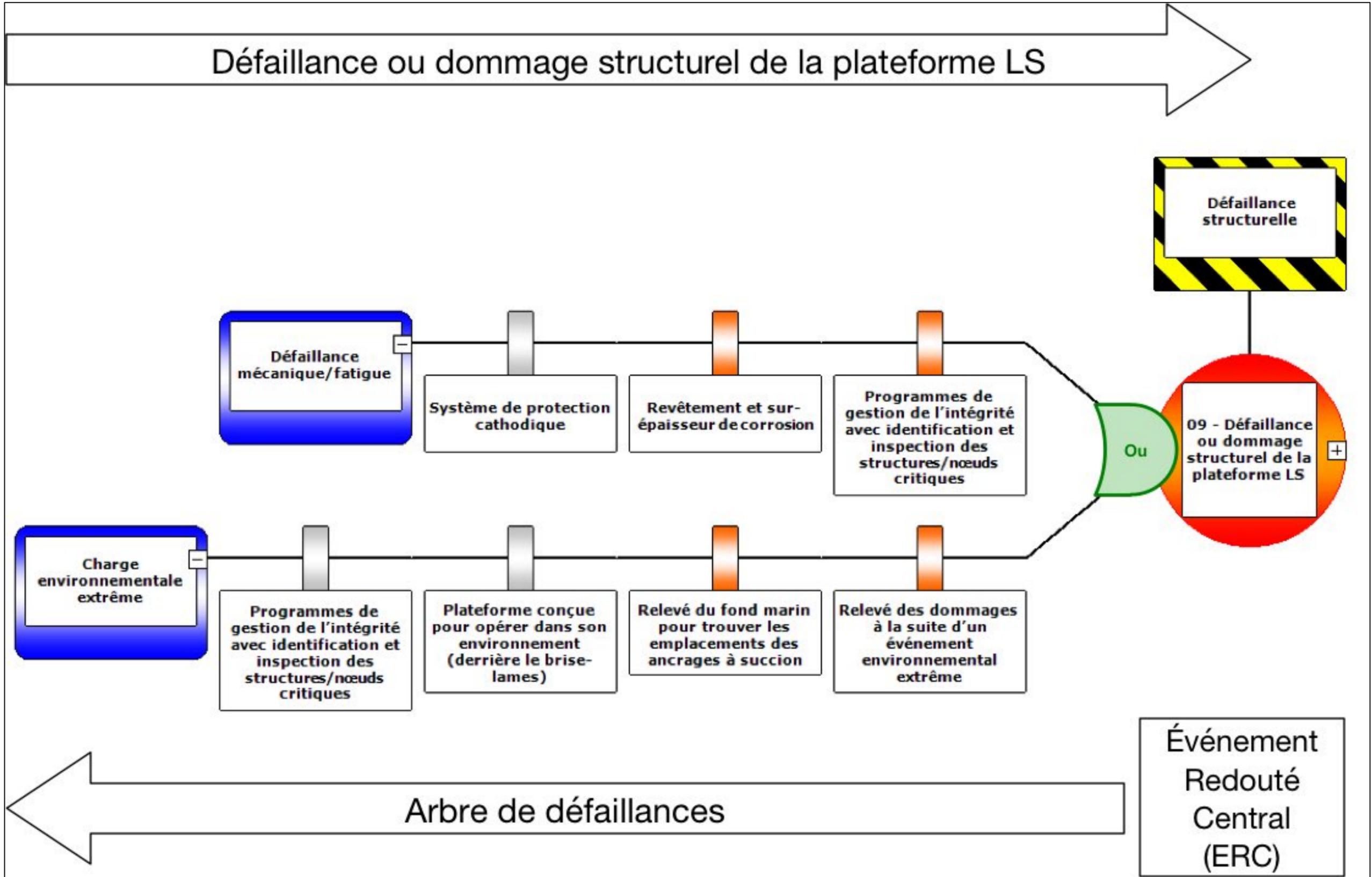


Figure 8-75 Nœud papillon 09 – Défaillance ou dommage structurel de la plateforme LS (côté gauche)

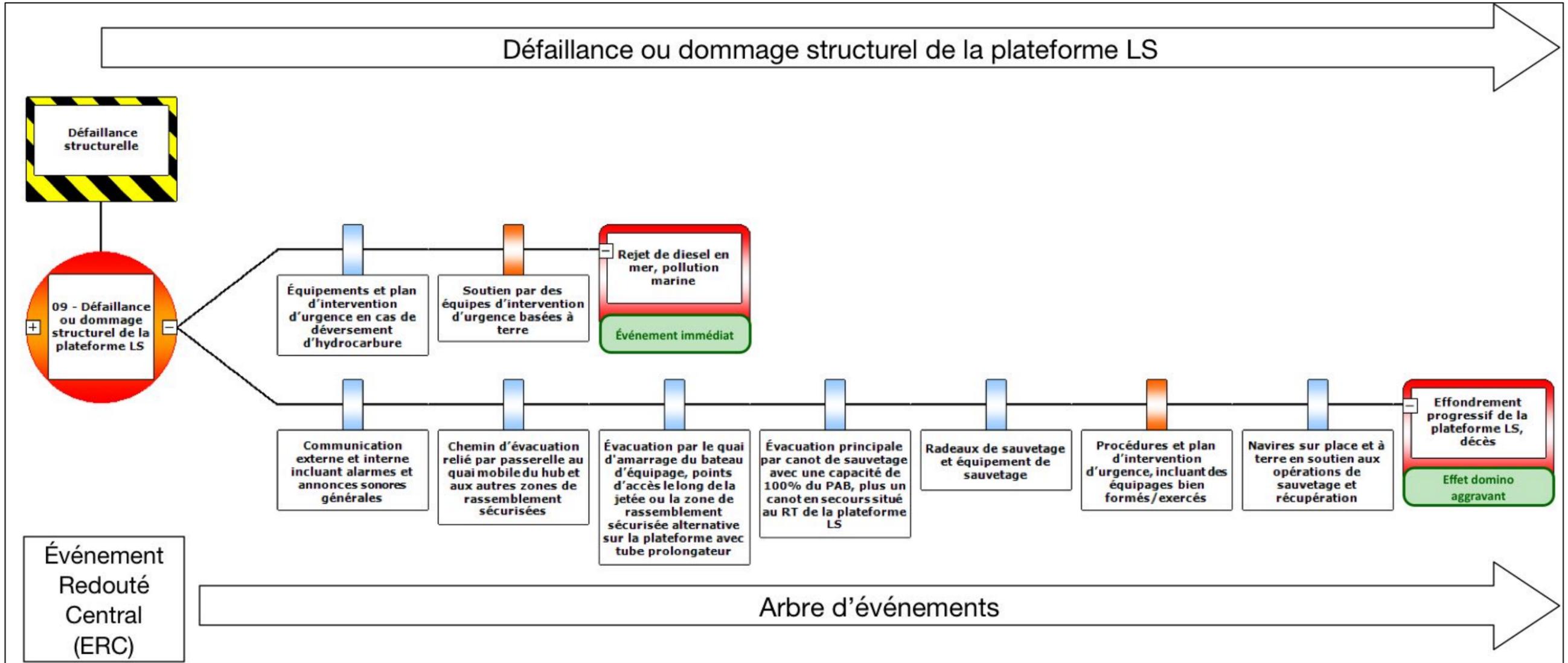


Figure 8-76 Nœud papillon 09 – Défaillance ou dommage structurel de la plateforme LS (côté droit)

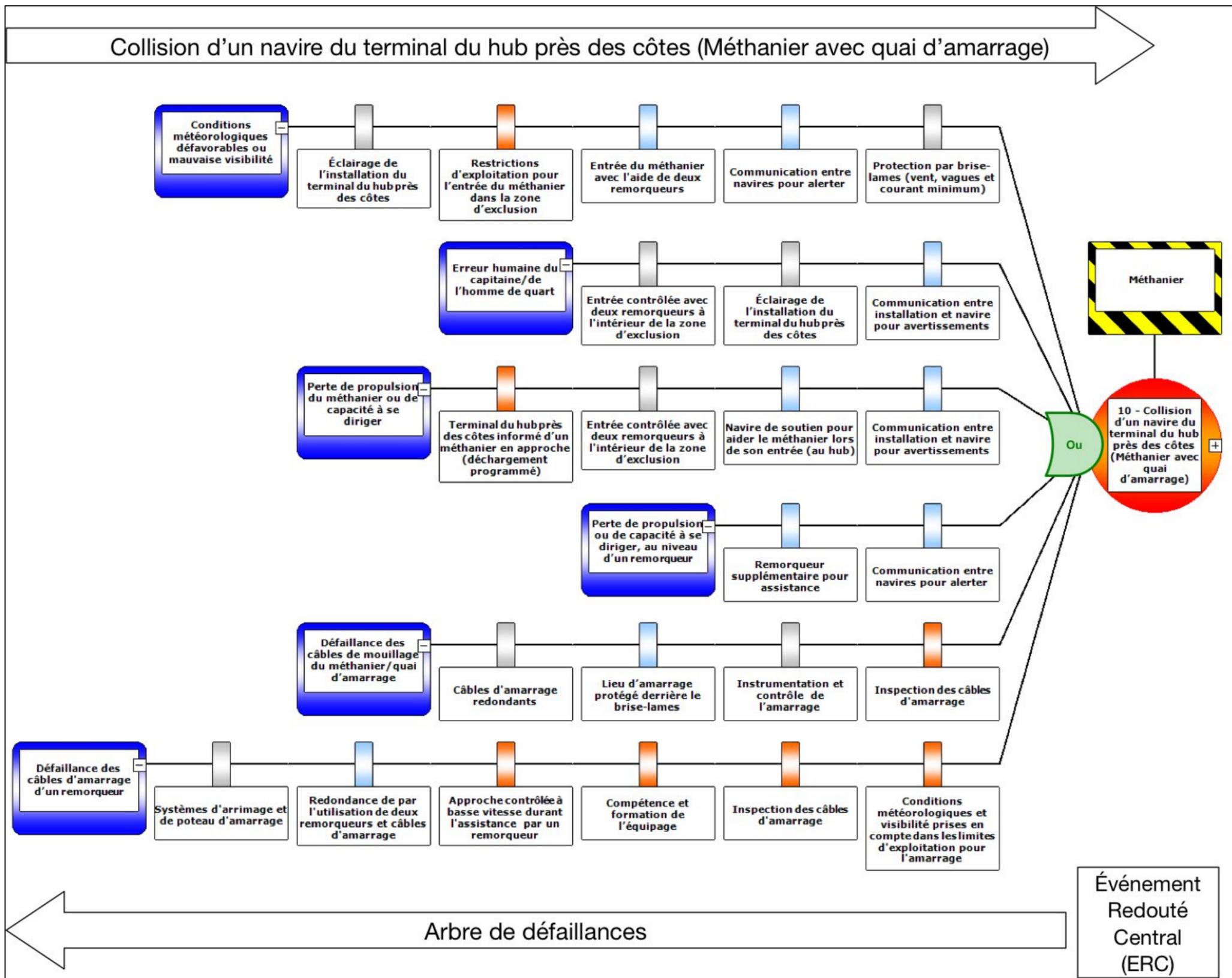


Figure 8-77 Nœud papillon 10 – Collision d'un navire du terminal du hub près des côtes (méthanier avec quai d'amarrage) (côté gauche)

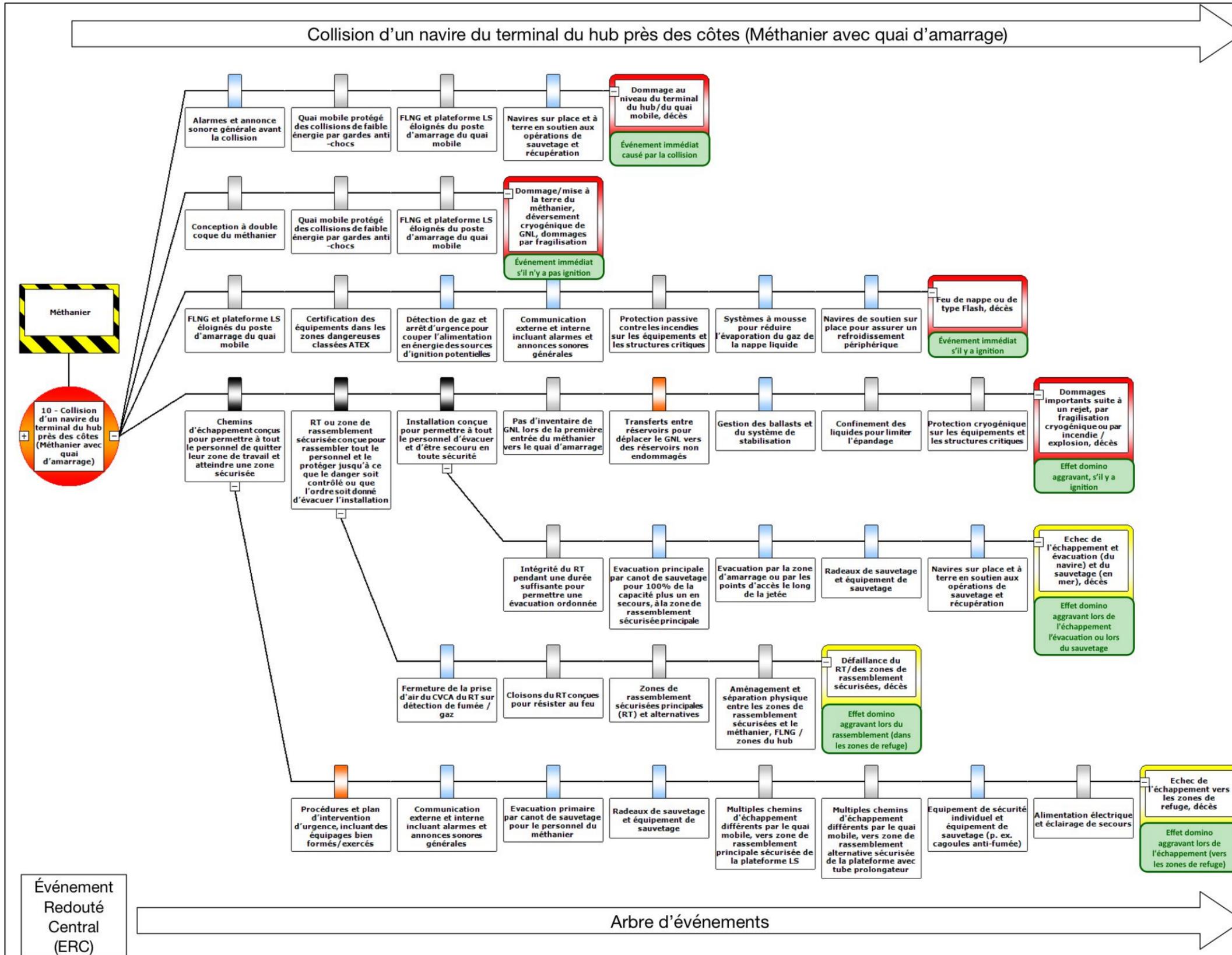


Figure 8-78 Nœud papillon 10 – Collision d'un navire du terminal du hub près des côtes (méthanier avec quai d'amarrage) (côté droit)

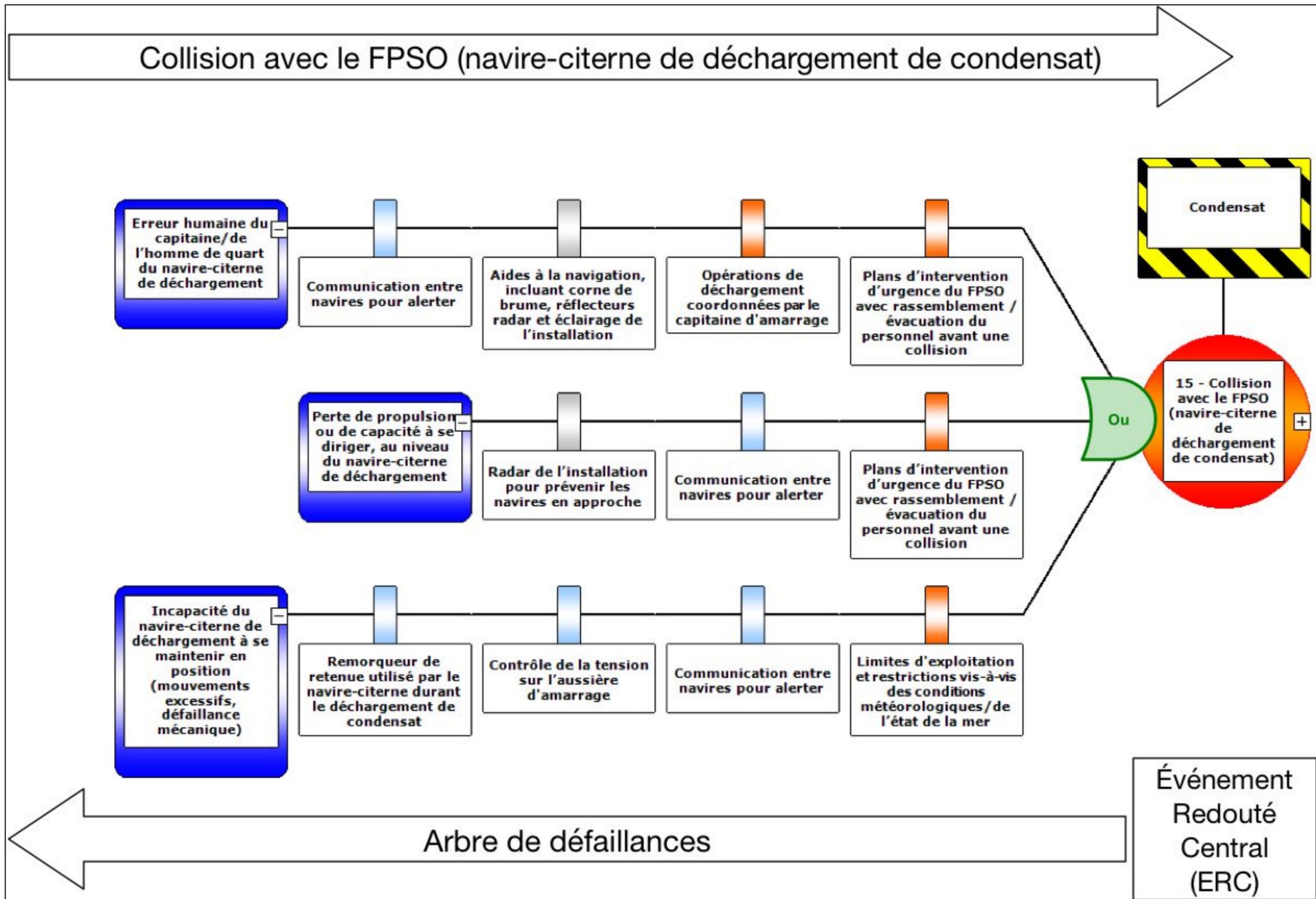


Figure 8-79 Nœud papillon 15 – Collision avec le FPSO (navire-citerne de déchargement de condensat) (côté gauche)

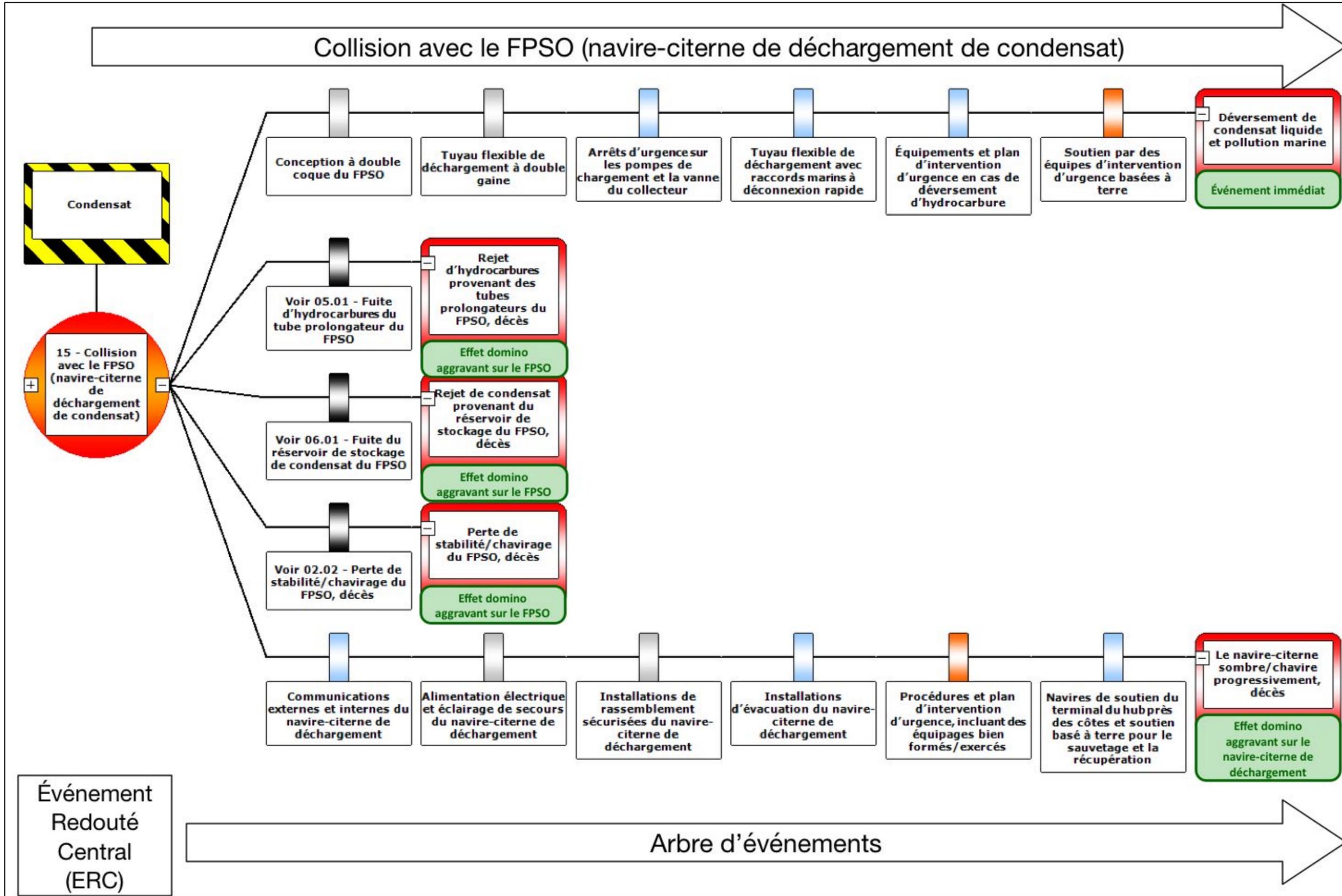


Figure 8-80 Nœud papillon 15 – Collision avec le FPSO (navire-citerne de déchargement de condensat) (côté droit)

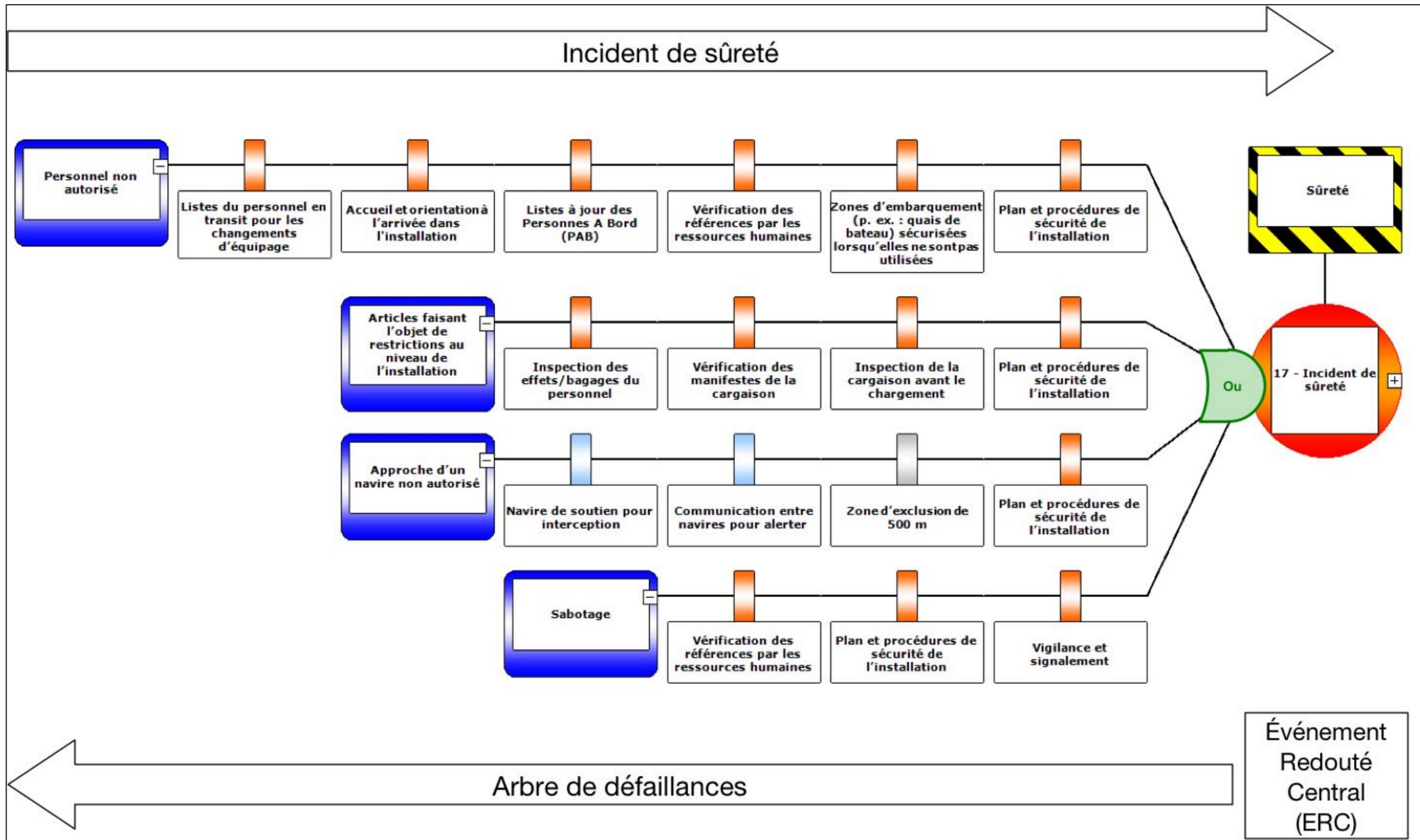


Figure 8-81 Nœud papillon 17 – Incident de sûreté (côté gauche)

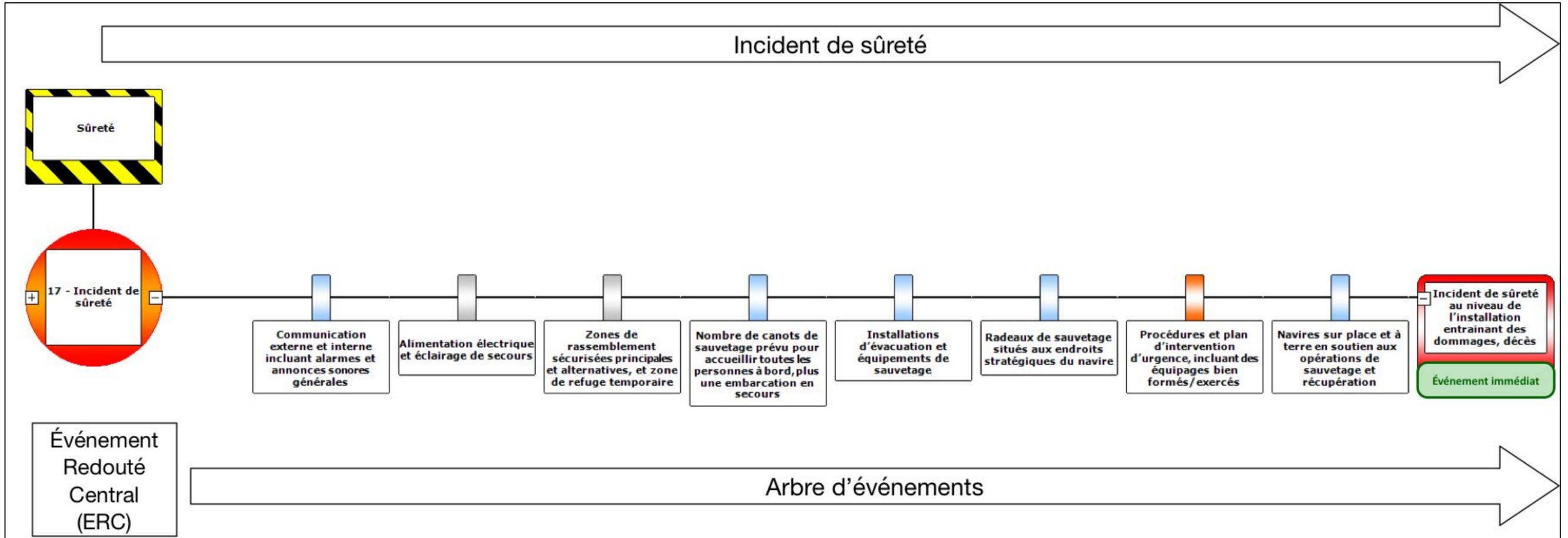


Figure 8-82 Nœud papillon 17 – Incident de sûreté (côté droit)

8.3.4.2.3 **Liste des éléments critiques pour la sécurité et l'environnement**

Les barrières de protection identifiées dans les diagrammes d'analyse par nœud papillon constituent la base des éléments critiques pour la sécurité et l'environnement (ECSE) pour toutes les installations. Les barrières de protection sont essentielles pour gérer les événements accidentels majeurs et contribuent à garantir que les mesures appropriées de prévention, de contrôle et de mitigation sont prévues pour chaque accident majeur. Chaque barrière de protection identifiée a été examinée et attribuée à un ECSE spécifique pour chaque installation.

La liste globale des ECSE et leur type vis-à-vis de la prévention (P), le contrôle (C) ou la mitigation (M) est présentée dans le tableau 8-30.

Tableau 8-30 Éléments critiques pour la sécurité et l'environnement

ID	Nom de l'élément critique (ECSE)	Type	Navire de forage	Installation sous-marine	FPSO	Terminal du hub près des côtes
01	Structure de la coque	P	X		X	X
02	Structure de la plateforme	P				X
03	Structure des installations de surface	P	X		X	X
04	Implantation et ventilation naturelle	M	X		X	X
05	Système de positionnement dynamique	P	X			
06	Équipement d'amarrage	P			X	X
07	Systèmes de ballast	M	X		X	X
08	Contrôle du puits	P	X			
09	Blocs obturateurs de puits (de forage)	P, C	X			
10	Tour de forage et équipement de forage	P	X			
11	Tubes prolongateurs marins de forage	P	X			
12	Équipement d'essai de puits	P	X			
13	Confinement sous-marin et isolation	P		X		
14	Systèmes de protection anti-corrosion	P		X	X	X
15	Aides à la navigation et dispositifs d'évitement des collisions	P	X		X	X
16	Navires de soutien au remorquage	P			X	X
17	Confinement des hydrocarbures de procédé	P		X	X	X
18	Tubes prolongateurs d'importation et d'exportation	P			X	X
19	Stockage des hydrocarbures	P			X	X
20	Équipement de déchargement des hydrocarbures	P			X	X
21	Stockage de diesel	P				X
22	Systèmes de contrôle des procédés	P			X	X
23	Systèmes de purge sous pression et de dépressurisation d'urgence	A			X	X
24	Soupape de sécurité (PSV)	P			X	X
25	Systèmes de rétention, confinement et drains dangereux	C	X		X	X
26	Appareils destinés à être utilisés dans les zones dangereuses avec atmosphère explosible (ATEX)	C	X		X	X
27	Prévention de l'ignition	C	X		X	X
28	Détection incendie et détection de gaz	C	X		X	X
29	Protection passive contre les incendies	A	X		X	X
30	Protection active contre les incendies	A	X		X	X
31	Systèmes d'hélicoptère	A	X		X ¹	X ¹
32	Équipement de transfert du personnel	P	X		X	X

ID	Nom de l'élément critique (ECSE)	Type	Navire de forage	Installation sous-marine	FPSO	Terminal du hub près des côtes
33	Génératrice électrique de secours	A	X		X	X
34	Systèmes d'assainissement de l'environnement	A	X	X	X	X
35	Systèmes de communication d'urgence	A	X		X	X
36	Arrêt d'urgence	A	X		X	X
37	Intégrité des enceintes et système de CVCA	C	X		X	X
38	Sensibilisation aux incidents et alarmes	A				
39	Chemins d'échappement et d'évacuation	A	X		X	X
40	Éclairage de secours	A	X		X	X
41	Rassemblement sécurisé et refuge temporaire	A	X		X	X
42	Évacuation (radeaux de sauvetage, secondaire et tertiaire)	A	X		X	X
43	Equipements de sauvetage	A	X		X	X
44	Recherche et sauvetage (récupération en mer)	A	X		X	X
45	Installations médicales	A	X		X	X

Remarque : « X » indique que l'ECSE est pertinent pour l'installation.

¹ Non utilisé normalement – non utilisé pour les opérations de routine de changement d'équipage.

8.3.4.2.4 Conclusions

L'analyse par nœud papillon permet de conclure que des protections appropriées sont en place pour chaque événement accidentel majeur. Les diagrammes d'analyse par nœud papillon fournissent une représentation visuelle démontrant que des protections suffisantes sont en place pour prévenir, contrôler et atténuer les événements accidentels majeurs si jamais ils devaient survenir.

Bien que chaque barrière de protection mise en place ne permette pas elle seule de prévenir, de contrôler ou d'atténuer un événement majeur, l'utilisation d'une combinaison de barrières de protection permet d'assurer que des mesures appropriées sont en place. Ces protections définissent les ECSE. Ces ECSE ont des exigences de rendement détaillées pour s'assurer qu'ils peuvent remplir leur fonction de prévention, de mitigation et de contrôle des événements accidentels majeurs. La gestion des ECSE est décrite plus en détail à la section 8.3.5.5.

8.3.4.3 Quantification des effets mortels

8.3.4.3.1 Analyse de la fréquence

La fréquence est définie comme étant un nombre suivi d'une unité, utilisé pour représenter un nombre d'occurrence d'événement, généralement par an ou par heure, p. ex. « une fréquence de 0.1 / an c.-à-d. 0.1 occurrence par an ou 1 occurrence tous les 10 ans ». A l'inverse, la probabilité est définie comme étant un nombre adimensionnel représentant un ratio comme un nombre de chance sur 100, sur 1 000, sur 10 000, etc.; elle est généralement exprimée sous sa forme sans unité ou en % ou ‰, p. ex. « une probabilité de 5/100 ou 0.05, ou 5% de chance ou 5 chances sur 100 ».

L'analyse de la fréquence est utilisée pour quantifier la fréquence d'occurrence d'événements accidentels majeurs. Les fréquences des événements initiateurs sont estimées à partir de statistiques

et de données d'accident pertinentes. Les fréquences des conséquences identifiées sont calculées en développant des arbres d'événements avec des probabilités assignées à chaque branche.

Les fréquences et les probabilités sont tirées de données historiques sur les accidents, d'analyses par arbres de défaillances ou d'hypothèses raisonnables émises par les spécialistes du risque. Des détails supplémentaires relatifs au calcul des fréquences et des probabilités sont donnés dans des études complémentaires (Atwood Oceanics. 2014a), (Atwood Oceanics. 2014b), (Atkins. 2018), (Goddard. 2018b), (Goddard. 2018c).

Les fréquences des événements accidentels majeurs sont résumées dans le tableau 8-31.

Pour le FPSO, la fréquence globale des rejets liés aux procédés est estimée à environ 0,5 par an, avec une fréquence de rejet enflammé de $3,3E-03$ par an, ou une fois tous les 305 ans. ($3,3E-03$ est la notation scientifique standard, où E est un signe utilisé pour représenter le concept d'exposant et signifie « ... fois dix élevé à la puissance ... ». Ainsi $3,3E-03$ équivaut à $0,0033$ ou $3,3 \times 10^{-3}$ ou $3,3 \times 0,001$. De même, $E-04$ équivaut à $\times 10^{-4}$ [$\times 0,0001$] et $E-05$ à $\times 10^{-5}$ [$\times 0,00001$]). Ces fréquences sont relativement faibles et reflètent le caractère simple des procédés du FPSO du projet GTA-Phase 1.

Dans le cas du terminal du hub près des côtes, la fréquence globale des rejets liés aux procédés est estimée à environ 1,6 par an, avec une fréquence de rejet enflammé de $9,6E-03$ par an, ou une fois tous les 104 ans. Cette fréquence est environ trois fois plus élevée que celle du FPSO et est représentative d'un processus plus complexe avec un nombre d'équipements plus élevé.

Pour le navire de forage, les fréquences de rejet liées aux hydrocarbures sont beaucoup plus faibles, reflétant l'absence de traitement des hydrocarbures à bord. La fréquence globale des rejets d'hydrocarbures provenant des fluides de gisement est estimée à environ 0,01 par an, avec une fréquence de rejet enflammé de $9,4E-03$ par an, ou une fois tous les 1 064 ans.

Tableau 8-31 Événements accidentels majeurs déclenchant des fréquences d'événement

Événements accidentels majeurs		Fréquence d'événement	Unités/Description
Navire de forage			
D-01	Éruption de puits ou fuite de puits	2,2E-03 [7,0E-04]	Fréquence d'éruption par an [fréquence d'éruption enflammée par an] (quatre puits de développement forés et complétés)
D-02	Fuite de gaz dans la zone de traitement des boues	5,3E-04 [1,8E-04]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an] (quatre puits de développement forés et complétés)
D-03	Fuite d'hydrocarbures pendant l'essai ou le récurage de puits	9,6E-03 [6,0E-05]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an] (30 jours d'essais de puits par an)
D-04	Perte de stabilité du navire/chavirement	1,0E-04	Fréquence des pertes de stabilité/chavirement par an
D-05	Accident de transport (hélicoptère)	1,1E-05	Fréquence des accidents par heure, longue phase de vol
D-05	Collision avec un navire de passage	1,3E-04	Fréquence de collision à haute énergie par an
FPSO			
F-01	Rejet d'hydrocarbures provenant du tube prolongateur de production	4,8E-03 [1,2E-04]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an]
F-02	Rejet de gaz provenant des tubes prolongateurs de gaz d'exportation	9,1E-03 [1,9E-04]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an]
F-03	Rejet de gaz provenant des installations de réception (récupérateurs de bouchon liquide)	2,9E-02 [2,3E-04]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an]
F-04	Rejet de liquide provenant des installations de réception (récupérateurs de bouchon liquide)	5,9E-02 [7,3E-04]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an]
F-05	Rejet de gaz provenant du traitement de gaz	1,2E-01 [1,0E-03]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an]
F-06	Rejet de liquide provenant du traitement de gaz	7,5E-03 [6,3E-05]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an]
F-07	Rejet de liquide provenant du séparateur MP	2,8E-02 [2,0E-04]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an]
F-08	Rejet de liquide provenant du séparateur BP	2,3E-02 [4,9E-05]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an]
F-09	Rejet de liquide provenant du séparateur TBP	3,7E-02 [9,4E-05]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an]
F-10	Rejet de gaz provenant de la compression du gaz vaporisé	1,6E-01 [5,5E-04]	Fréquence des rejets par an [fréquence de rejet enflammé par an]

Événements accidentels majeurs		Fréquence d'événement	Unités/Description
F-11	Rejet de gaz de combustion provenant du système de gaz de combustion	2,0E-02 [6,2E-05]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
F-12	Rejet en surface provenant d'une injection de produits chimiques	1,5E-02 [4,6E-05]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
F-13	Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage	S. O.	Fréquence de rejet négligeable, sauf s'il est causé par d'autres événements comme une explosion / un incendie dans le réservoir (F-14), une perte de stabilité (F-15) ou une collision avec un navire (F-17 et F-18)
F-14	Incendie du réservoir de stockage de condensat	1,6E-03	Fréquence d'incendie par an
F-15	Perte de stabilité du navire/chavirement	1,0E-04	Fréquence des pertes de stabilité/chavirement par an
F-16	Accident de transport (bateau d'équipage/FROG)	2,7E-07 2,1E-06	Fréquence de chute de FROG par opération de lavage Fréquence d'accident par heure dans le bateau
F-17	Collision avec un navire-citerne de déchargement de condensat	3,7E-04	Fréquence de collision par an
F-18	Collision avec un navire de passage	4,8E-04	Fréquence de collision à haute énergie par an
Terminal du hub près des côtes			
N-01	Rejet de gaz provenant du tube prolongateur d'importation de gaz	2,6E-02 [2,7E-04]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-02	Rejet de gaz provenant de la conduite / du tuyau flexible d'alimentation en gaz, allant du quai mobile au FLNG	2,9E-03 [3,0E-04]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-03	Rejet de gaz provenant de la conduite d'alimentation en gaz, allant du quai mobile à la plateforme LS	2,9E-02 [2,6E-04]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-04	Rejet de gaz provenant du comptage à la réception et du traitement aux amines du FLNG	9,3E-02 [9,1E-04]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-05	Rejet de gaz provenant de la déshydratation et de la régénération du FLNG	3,7E-01 [3,8E-03]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-06	Rejet de gaz provenant de la compression du gaz d'évaporation/vaporisé du FLNG	2,2E-01 [3,7E-04]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-07	Rejet de gaz de combustion provenant du système HP de gaz de combustion du FLNG	7,6E-02 [2,2E-04]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-08	Rejet de gaz provenant du fractionnement du FLNG	5,7E-02 [4,7E-04]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

Événements accidentels majeurs		Fréquence d'événement	Unités/Description
N-09	Rejets d'hydrocarbure liquide léger provenant du fractionnement du FLNG	1,3E-01 [8,6E-04]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-10	Rejet de GNL provenant du processus de liquéfaction du FLNG	5,9E-03 [9,8E-05]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-11	Rejet de GNL provenant du ballon de gaz vaporisé du FLNG	4,6E-02 [7,8E-05]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-12	BLEVE d'une capacité sur le FLNG contenant du réfrigérant	3,0E-04	Fréquence de BLEVE par an
N-13	Rejet de gaz provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG	2,9E-01 [8,8E-04]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-14	Rejet liquide/biphasique provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG	2,1E-01 [9,8E-04]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-15	Rejet de réfrigérant provenant du stockage de réfrigérant du FLNG	7,0E-06 [2,8E-07]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-16	Rejet de gaz (de combustion) dans la zone de services de la plateforme LS	4,7E-03 [3,1E-05]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-17	Rejet de GNL provenant des réservoirs de stockage du FLNG/méthanier	8,0E-06 [4,0E-07]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-18	Rejet de GNL pendant le chargement du méthanier	8,2E-03 [5,7E-05]	Fréquence des rejets par an [<i>fréquence de rejet enflammé par an</i>]
N-19	Défaillance de la structure de la plateforme LS	1,0E-04	Fréquence de défaillance structurelle par an
N-20	Accident de transport (bateau d'équipage)	2,1E-06	Fréquence d'accident par heure dans le bateau
N-21	Collision du méthanier avec le quai d'amarrage	8,0E-04	Fréquence de collision mineure avec le quai d'amarrage par an Aucune perte de confinement sur la cargaison de GNL, dommages mineurs à la coque du FLNG
Général			
G-01	Incident de sûreté	S. O.	S. O.

8.3.4.3.2 Analyse des risques

Le risque d'événement accidentel majeur est quantifié de trois façons :

- Perte éventuelle en vie humaine (PLL pour *Potential Loss of Life* en anglais) – La PLL correspond au calcul du nombre de décès parmi les travailleurs pouvant survenir à bord d'une installation au cours d'une année, en fonction des dangers et des risques propres à l'installation et du nombre de personnes à bord (PAB).
- Risque individuel par année (IRPA pour *Individual Risk per Annum* en anglais) – L'IRPA correspond au risque qu'un travailleur (ou un groupe de travailleurs exposés à des dangers similaires) soit mortellement blessé au cours d'une année donnée. L'IRPA tient compte du temps passé par le travailleur dans l'installation et de la durée pendant laquelle il est exposé aux dangers et aux risques spécifiques à l'installation.
- Risque individuel spécifique à l'emplacement (LSIR pour *Location Specific Individual Risk* en anglais) – Le LSIR correspond au risque hypothétique qu'un individu subisse une blessure mortelle en un lieu précis, en supposant qu'il y est présent 24 heures par jour, 365 jours par an (c'est-à-dire un taux d'occupation de 100 %). Le LSIR est utilisé pour évaluer les impacts dans le champ lointain et n'a été évalué que pour le terminal du hub près des côtes en raison des différentes installations présentes et des zones d'effets dangereux potentiellement significatives pour les événements liés au FLNG. Bien que le LSIR ne soit généralement pas évalué pour les installations en mer, il offre une base de comparaison utile du point de vue de l'aménagement de l'installation et du périmètre des zones de sécurité.

Le risque est ensuite présenté par installation. Les risques sont calculés à partir de l'analyse des conséquences et de la fréquence, sur la base des aménagements spécifiques des installations et des protections prévus lors de la conception.

La PLL et l'IRPA calculés pour le navire de forage sont résumés au tableau 8-32. L'IRPA est présenté pour la catégorie de travailleurs la plus exposée ou la plus à risque : les membres de l'équipe de forage.

Tableau 8-32 PLL et IRPA calculés pour le navire de forage

Événement accidentel majeur pour le navire de forage	PLL		IRPA maximal
	Valeur	% total	
D-01 Éruption de puits ou fuite de puits	2,4E-03	7,5 %	1,5E-05
D-02 Fuite de gaz dans la zone de traitement des boues (avec incendie ou explosion)	3,5E-04	1,1 %	7,1E-05
D-03 Rejet d'hydrocarbures pendant l'essai de puits	4,0E-05	0,1 %	4,0E-06
D-04 Perte de stabilité du navire/chavirement ¹	9,0E-03	28,1 %	4,5E-05
D-05 Accident de transport (hélicoptère)	2,0E-02	62,4 %	1,0E-04
D-06 Collision avec un navire de passage	2,7E-04	0,8 %	1,3E-06
Total	3,2E-02	100 %	2,4E-04

¹ Non explicitement calculé dans l'AQR relative au navire de forage. Risque semblable à l'événement accidentel majeur « Perte de stabilité du navire/chavirement » du FPSO (F-15) avec le même PAB.

D'après ce qui précède, le transport par hélicoptère et la perte de stabilité du navire de forage/chavirement dominant le profil de risque des événements accidentels majeurs. Les risques de décès par éruption sont relativement faibles en comparaison et reflètent qu'en général, dans les situations graves de perte de contrôle de puits et avant toute éruption, de nombreux avertissements et alarmes sont lancés.

La PLL estimée à 0,032 peut également être exprimée comme une moyenne à long terme d'environ un décès pour 30 années d'activité. Cependant, il est important de noter que ce chiffre est basé sur des accidents majeurs qui peuvent entraîner de nombreux décès mais qui se produisent beaucoup moins fréquemment.

La PLL et l'IRPA calculés pour le FPSO sur la base d'un effectif normal, sont résumés au tableau 8-33. L'IRPA est présenté pour la catégorie de travailleurs la plus exposée ou la plus à risque : les membres d'équipage travaillant à l'extérieur.

Tableau 8-33 PLL et IRPA calculés pour le FPSO (effectif normal)

Événement accidentel majeur pour le FPSO		PLL		IRPA maximal
		Valeur	% total	
F-01	Rejet d'hydrocarbures provenant du tube prolongateur de production	1,6E-03	4,5 %	1,1E-05
F-02	Rejet de gaz provenant des tubes prolongateurs de gaz d'exportation	3,1E-03	9,0 %	2,3E-05
F-03	Rejet de gaz provenant des installations de réception (récupérateurs de bouchon liquide)	4,0E-04	1,2 %	3,1E-06
F-04	Rejet de liquide provenant des installations de réception (récupérateurs de bouchon liquide)	8,2E-04	2,4 %	6,3E-06
F-05	Rejet de gaz provenant du traitement du gaz	1,7E-03	5,0 %	1,3E-05
F-06	Rejet de liquide provenant du traitement de gaz	1,0E-04	0,3 %	8,0E-07
F-07	Rejet de liquide provenant du séparateur MP	4,0E-04	1,1 %	3,0E-06
F-08	Rejet de liquide provenant du séparateur BP	3,3E-04	0,9 %	2,5E-06
F-09	Rejet de liquide provenant du séparateur TBP	5,2E-04	1,5 %	4,0E-06
F-10	Rejet de gaz provenant de la compression de gaz vaporisé	2,2E-03	6,3 %	1,7E-05
F-11	Rejet de gaz de combustion provenant du système de gaz de combustion	2,7E-04	0,8 %	2,1E-06
F-12	Rejet en surface provenant d'une injection de produits chimiques	8,3E-05	0,2 %	7,0E-07
F-13	Rejet de condensat provenant du réservoir de stockage	-	-	-
F-14	Incendie du réservoir de stockage de condensat	6,4E-04	1,8 %	4,5E-06
F-15	Perte de stabilité du navire/chavirement	9,0E-03	25,9 %	4,5E-05
F-16	Accident de transport (bateau d'équipage/FROG)	1,2E-03	3,4 %	5,9E-06
F-17	Collision avec un navire-citerne de déchargement de condensat	3,4E-04	1,0 %	1,7E-06
F-18	Collision avec un navire de passage	1,2E-02	34,7 %	6,0E-05
Total		3,5E-02	100 %	2,0E-04

D'après ce qui précède, la collision avec un navire de passage et la perte de stabilité du navire/chavirement constituent les principaux facteurs contribuant au risque. Bien que les deux installations soient situées sur / à la périphérie de voies maritimes identifiées, contrairement au navire de forage, le FPSO ne peut pas se déconnecter et s'éloigner de l'emplacement en cas de collision imminente avec un navire de passage. Parmi les événements liés aux hydrocarbures, les événements liés aux tubes prolongateurs (exportation et production de gaz), au traitement du gaz et à la compression de gaz vaporisé représentent les principaux facteurs contribuant au risque. Les accidents mortels causés par des événements liés aux hydrocarbures sont dominés par les effets immédiats d'un rejet avec ignition (décès immédiat représentant plus de 80 % du risque). Cette situation reflète la

séparation entre les zones d'hébergement et les zones de traitement / la zone des tubes prolongateurs, qui entraîne une faible probabilité de compromettre le RT.

La PLL estimée à 0,035 peut également être exprimée comme une moyenne à long terme d'environ un décès pour 30 années d'activité. Comme pour le navire de forage, il est important de noter que ce chiffre est basé sur des accidents majeurs qui peuvent entraîner de nombreux décès mais qui se produisent beaucoup moins fréquemment.

La PLL et l'IRPA calculés pour le terminal du hub près des côtes (à l'exclusion du méthanier) sont résumés au tableau 8-34. L'IRPA est présenté pour la catégorie de travailleurs la plus exposée ou la plus à risque : les membres d'équipage du FLNG.

Tableau 8-34 PLL et IRPA calculés pour le terminal du hub près des côtes

Événement accidentel majeur pour le terminal du hub près des côtes		PLL		IRPA maximal
		Valeur	% total	
N-01	Rejet de gaz provenant du tube prolongateur d'importation de gaz	1,3E-04	0,5 %	1,1E-06
N-02	Rejet de gaz provenant de la conduite / du tuyau flexible d'alimentation en gaz, allant du quai mobile au FLNG	3,5E-03	14,1 %	3,1E-05
N-03	Rejet de gaz provenant de la conduite d'alimentation en gaz, allant du quai mobile à la plateforme LS	4,3E-05	0,2 %	3,3E-07
N-04	Rejet de gaz provenant du comptage à la réception et du traitement aux amines du FLNG	1,2E-03	5,0%	1,1E-05
N-05	Rejet de gaz provenant de la déshydratation et de la régénération du FLNG	3,5E-03	13,8 %	3,3E-05
N-06	Rejet de gaz provenant de la compression du gaz d'évaporation/vaporisé du FLNG	1,9E-04	0,8 %	1,9E-06
N-07	Rejet de gaz de combustion provenant du système HP de gaz de combustion du FLNG	1,3E-04	0,5 %	1,2E-06
N-08	Rejet de gaz provenant du fractionnement du FLNG	3,5E-04	1,4 %	3,3E-06
N-09	Rejet d'hydrocarbure liquide léger provenant du fractionnement du FLNG	1,1E-03	4,6 %	1,1E-05
N-10	Rejet de GNL provenant du processus de liquéfaction du FLNG	3,1E-04	1,2 %	3,0E-06
N-11	Rejet de GNL provenant du ballon de gaz vaporisé du FLNG	3,3E-04	1,3 %	3,2E-06
N-12	BLEVE d'une capacité sur le FLNG contenant du réfrigérant	3,4E-03	13,6 %	3,4E-05
N-13	Rejet de gaz provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG	9,6E-04	3,8%	8,1E-06
N-14	Rejet liquide/biphasique provenant de la boucle fermée de SMR du FLNG	1,5E-03	5,9 %	1,3E-05
N-15	Rejet de réfrigérant provenant du stockage de réfrigérant du FLNG	7,8E-06	0,0 %	6,2E-08
N-16	Rejet de gaz (de combustion) dans la zone de services de la plateforme LS	5,5E-05	0,2 %	-
N-17	Rejet de GNL provenant des réservoirs de stockage du FLNG/méthanier	7,7E-06	0,0 %	1,6E-08
N-18	Rejet de GNL pendant le chargement du méthanier	4,7E-03	18,7 %	4,1E-05
N-19	Défaillance de la structure de la plateforme LS	3,4E-03	13,8 %	1,6E-05
N-20	Accident de transport (bateau d'équipage)	1,6E-04	0,6 %	9,5E-07
N-21	Collision du méthanier avec le quai d'amarrage	6,7E-07	0,0 %	-
Total		2,5E-02	100 %	2,1E-04

D'après ce qui précède, les événements liés aux hydrocarbures constituent les principaux facteurs contribuant aux risques majeurs, avec le traitement des gaz (comptage à l'entrée, traitement aux amines, déshydratation et régénération) représentant environ 19 % du risque global. Ces systèmes contiennent des équipements importants et fonctionnent à une pression relativement élevée. Le risque de BLEVE est également considéré comme un contributeur majeur; cependant, la modélisation accorde peu de crédit au fait que le personnel peut s'échapper avant que la BLEVE ne se produise, ce qui est une approche prudente. La conduite / le tuyau flexible d'alimentation en gaz vers le FLNG et le chargement de GNL sont également des contributeurs aux risques importants. Cela s'explique largement par le fait que la zone du quai mobile est utilisée/exploitée par du personnel une grande partie du temps. Cela s'explique aussi par l'historique des fréquences de fuites élevées, relatives aux tuyaux de transfert et aux bras de chargement de GNL. Les décès immédiats causés par des incendies

et des explosions sont dominants, comparativement aux décès liés aux effets domino aggravants (RT ou évacuation). Cette situation reflète la séparation entre la plateforme LS et les zones de procédé (FLNG, quai de chargement et plateforme avec tube prolongateur), qui entraîne une faible probabilité de compromettre le RT.

Les risques de défaillance structurelle de la plateforme LS sont également considérés comme un facteur contributeur aux risques importants. Bien que la probabilité d'un effondrement structurel soit faible, la plateforme LS héberge tout le personnel du terminal du hub près des côtes. Lorsque comparé aux autres installations du projet, les risques de défaillance structurelle et de collision avec un navire sont plus faibles pour le terminal du hub près des côtes, car le terminal se trouve en eau peu profonde, il est éloigné des voies de navigation et il est protégé par le brise-lames.

Les risques liés au transport sont faibles, ce qui résulte du transfert de l'équipage vers le terminal du hub près des côtes (et le FPSO) non pas par hélicoptère mais par bateau d'équipage et quai d'amarrage protégé.

La PLL estimée à 0,025 peut également être exprimée comme une moyenne à long terme d'environ un décès pour 40 années d'activité. Comme pour le navire de forage et le FPSO, il est important de noter que ce chiffre est basé sur des accidents majeurs qui peuvent entraîner de nombreux décès mais qui se produisent beaucoup moins fréquemment.

Le LSIR calculé pour le terminal du hub près des côtes est présenté à la figure 8-83. D'après la figure, l'iso-contour avec la plus faible fréquence de décès ($1E-06$ – un sur un million) s'étend d'environ 500 à 600 m au-delà du FLNG, mais reste à l'intérieur de la limite de la zone de sécurité proposée (500 à 600 m) pour le terminal du hub près des côtes.

Les niveaux de risque, correspondant aux critères pertinents de tolérabilité des risques établis, sont abordés dans la section suivante.

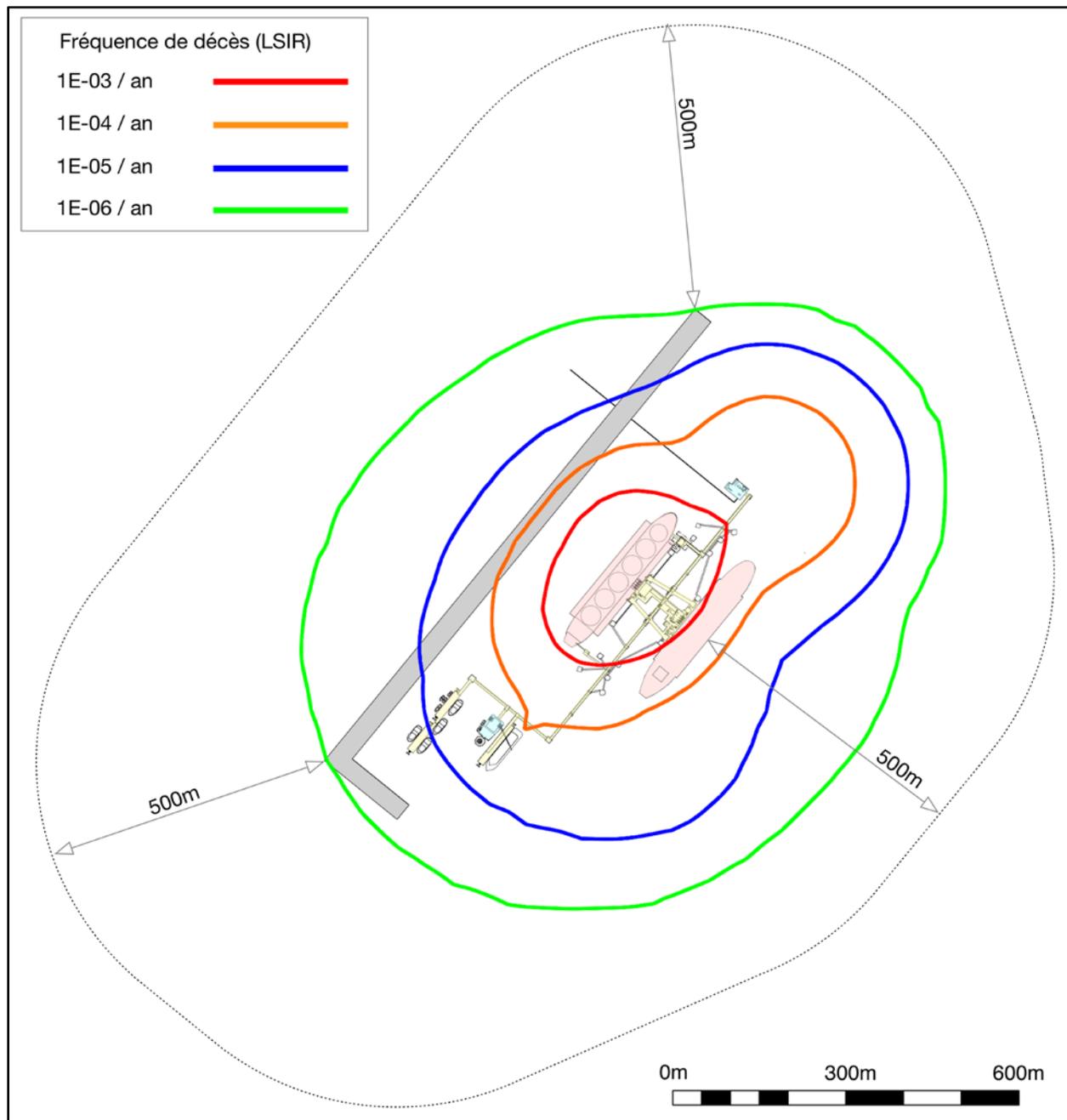


Figure 8-83 LSIR pour le terminal du hub près des côtes

8.3.4.3.3 Comparaison avec des critères de tolérabilité des risques pertinents et reconnus

La tolérabilité, dans le cadre des critères de tolérabilité des risques pertinents et reconnus, fait référence à l'acceptation de vivre avec un risque pour garantir certains avantages, dans l'assurance que le risque sera correctement contrôlé. Le fait de tolérer un risque ne signifie pas qu'il est considéré comme étant négligeable ou comme quelque chose qui peut être ignoré. Mais plutôt que le risque doit être maintenu sous un contrôle et une surveillance permanente et réduit à un niveau aussi bas que raisonnablement réalisable (ALARP).

Les critères de tolérabilité des risques pertinents et reconnus sont résumés dans le tableau 8-35 (UK HSE. 2001), (UK HSE. 2014), (NSW Government Planning and Infrastructure, 2011), (Agence européenne pour la sécurité maritime. 2013).

Tableau 8-35 Critères de tolérabilité des risques pertinents et reconnus

Description		Critère/Année
IRPA	Risque maximum des activités pétrolières et gazières en mer, pour des travailleurs	1E-03
LSIR	Risque maximum des activités terrestres de procédé, pour des terres adjacentes à usage industriel	5E-05
	Risque maximum des activités terrestres de procédé, pour le public	1E-06
	Risque maximum des activités terrestres de procédé, pour des terres adjacentes à usage pour des résidences, des motels, des hôtels et des centres touristiques	1E-06
TR	Fréquence maximum pour compromettre un refuge temporaire (RT)	1E-03

L'IRPA maximal pour les travailleurs des installations du projet GTA-Phase 1 est de l'ordre de 3E-04 par an. Ce chiffre est en deçà du critère reconnu de tolérabilité des risques de 1E-03 par an, adopté par UK HSE pour les travailleurs en mer.

Notons que, même si le FLNG se trouve à l'intérieur du contour LSIR 1E-03, ce résultat n'est pas représentatif de l'IRPA pour les travailleurs du FLNG. Le LSIR suppose une exposition aux dangers et aux risques de 24 heures par jour, 365 jours par an. L'IRPA tient compte de l'exposition réelle d'une personne aux dangers et aux risques; l'IRPA prend donc en compte le temps non travaillé en mer et le temps passé dans des zones sécurisées telles que les installations d'hébergement de la plateforme LS. Par conséquent, une fois pris en compte le temps où le personnel n'est pas exposé, les niveaux de risque individuel pour les travailleurs du FLNG sont inférieurs aux critères de tolérance des risques établis.

En ce qui concerne le LSIR, les niveaux de risque à la limite de la zone de sécurité des installations du terminal du hub près des côtes sont inférieurs à 1E-06 par an (ce qui équivaut à 1×10^{-6} ou un sur un million). Un LSIR de 1E-06 par an est inférieur aux critères de tolérance des risques reconnus.

Les installations d'hébergement de la plateforme LS se situent juste à l'intérieur du périmètre de 1E-05 par an (ce qui équivaut à 1×10^{-5} ou un sur cent mille). Les critères d'utilisation des terrains résidentiels indiqués au tableau 8-35 se situent à un niveau de 1E-06 par an. Cependant, ce critère s'applique aux résidences publiques et autres bâtiments du même type. En ce qui concerne les installations d'hébergement en mer et les RT, la plateforme LS est construite selon les normes en mer (offshore), qui incluent des exigences de conception particulières pour la protection contre les incendies et les explosions.

Le UK HSE a établi des critères de tolérabilité des risques pour la défaillance du RT de 1E-03 par an. La fréquence de défaillance des locaux d'habitation/RT du FPSO a été évaluée à environ 2E-04 par an. La fréquence de défaillance des RT/installations d'hébergement de la plateforme LS est estimée à 5,9E-07 par an, sur la base d'événements liés aux procédés. La fréquence de défaillance structurelle

de la plateforme LS est de l'ordre de 1E-04 par an. Les fréquences de défaillance des RT sont donc inférieures aux critères de tolérance du UK HSE.

Bien que les risques liés aux installations du projet GTA-Phase 1 soient bien inférieurs aux critères de tolérabilité des risques reconnus, ils ne peuvent être considérés comme ALARP que si une réduction supplémentaire des risques est impossible ou si les coûts de mise en œuvre des mesures additionnelles de réduction des risques sont disproportionnés par rapport aux bénéfices obtenus. Une évaluation plus approfondie des possibilités de réduction supplémentaire des risques est en cours dans le cadre du processus de conception du projet GTA-Phase 1, comme décrit dans les sections suivantes.

8.3.5 Mesures prises pour gérer les dangers et les risques majeurs

8.3.5.1 Introduction

Les risques et dangers majeurs sont gérés à travers la mise en œuvre du Système de Gestion Opérationnelle (OMS, pour *Operating Management System* en anglais) de BP (BP. 2016c) et (BP. 2016d), qui couvre tous les aspects anticipés au niveau de la conception et de l'exploitation.

Pendant la conception, les principes de sécurité intrinsèques sont appliqués pour éliminer dans la mesure du possible, les dangers et les risques identifiés ou pour réduire les effets liés au risque. Une analyse détaillée des dangers et des risques est également entreprise. Les résultats contribuent à clarifier les exigences techniques relatives aux mesures de prévention, de contrôle et de mitigation. Ces mesures sont identifiées comme étant des éléments critiques pour la sécurité et l'environnement (ECSE). Les exigences spécifiques aux ECSE sont documentées, contrôlées, testées et vérifiées pour s'assurer qu'elles remplissent la fonction requise.

Les sections suivantes décrivent en détail les éléments clés des points mentionnés précédemment, notamment :

- 1) Le système de gestion opérationnelle (OMS) de BP;
- 2) La gestion des dangers majeurs dans le cadre du processus de conception;
- 3) La gestion des dangers majeurs pendant l'exploitation;
- 4) La gestion des éléments critiques pour la sécurité et l'environnement; et
- 5) Les mesures spécifiques de contrôle et de mitigation (ECSE).

8.3.5.2 Le système de gestion opérationnelle (OMS) de BP

Toutes les installations et opérations de BP sont gérées au moyen d'un système de gestion opérationnelle (OMS) global. L'OMS s'applique à tous les projets de BP, ainsi que les installations, les sites et les opérations, et fournit un cadre qui intègre les normes, les processus et les pratiques de BP sous la forme d'un système de gestion unique (BP. 2016c). L'OMS comprend tous les éléments d'un système de gestion des risques solide et rigoureux, y compris des engagements de la part des dirigeants; l'identification des dangers ainsi que l'analyse et la gestion des risques dans une optique de réduction continue des risques; la formation des dirigeants et du personnel sur site; les audits du système de gestion; et l'utilisation d'indicateurs clés de performance (ICP – ou KPI en anglais) « avancés » (qui offrent un levier d'action) et « retardés » (qui indiquent un résultat) pour suivre les progrès et orienter les changements.

L'OMS est fondé sur huit Éléments d'Opération interdépendants, comme l'illustre la figure 8-84. Ils décrivent comment les personnes, les processus, les installations et les résultats fonctionnent au sein de BP. Chacun des Éléments d'Opération est divisé en sous-éléments, qui doivent être gérés de manière sélective et systématique.

Chaque entité de BP dispose d'un OMS local qui décrit comment elle exécute ses activités d'exploitation. L'OMS local est conçu, mis en œuvre et maintenu localement. Il traduit les besoins de l'entreprise, les exigences juridiques et réglementaires applicables et les exigences globales de BP en matière d'OMS, en plans pratiques visant à réduire les risques afin de fournir une performance solide et durable.

A l'intérieur des limites opérationnelles du projet GTA-Phase 1, partout où les sous-traitants entreprendront des activités au nom de BP en utilisant leurs propres systèmes de gestion opérationnelle (p. ex. : le navire de forage et le FLNG), ces systèmes respecteront les exigences contractuelles de BP et les exigences du cadre de l'OMS.

Les spécialistes de la sécurité et des risques opérationnels de BP (S&OR) collaborent avec les entités locales (de BP) pour les aider à gérer les risques avec l'OMS, en particulier l'utilisation de normes et pratiques pertinentes et en fournissant des outils, des conseils et du soutien pour maintenir la conformité à l'OMS, y compris une assurance indépendante.

Chaque Élément de l'OMS comporte un Principe de base, soutenu par les principes des sous-éléments. Ces Principes, ainsi que les principes des sous-éléments, décrivent l'intention de l'Élément, fournissent des conseils et appuient la prise de décision. Les Principes de l'OMS sont précisés à la figure 8-85.

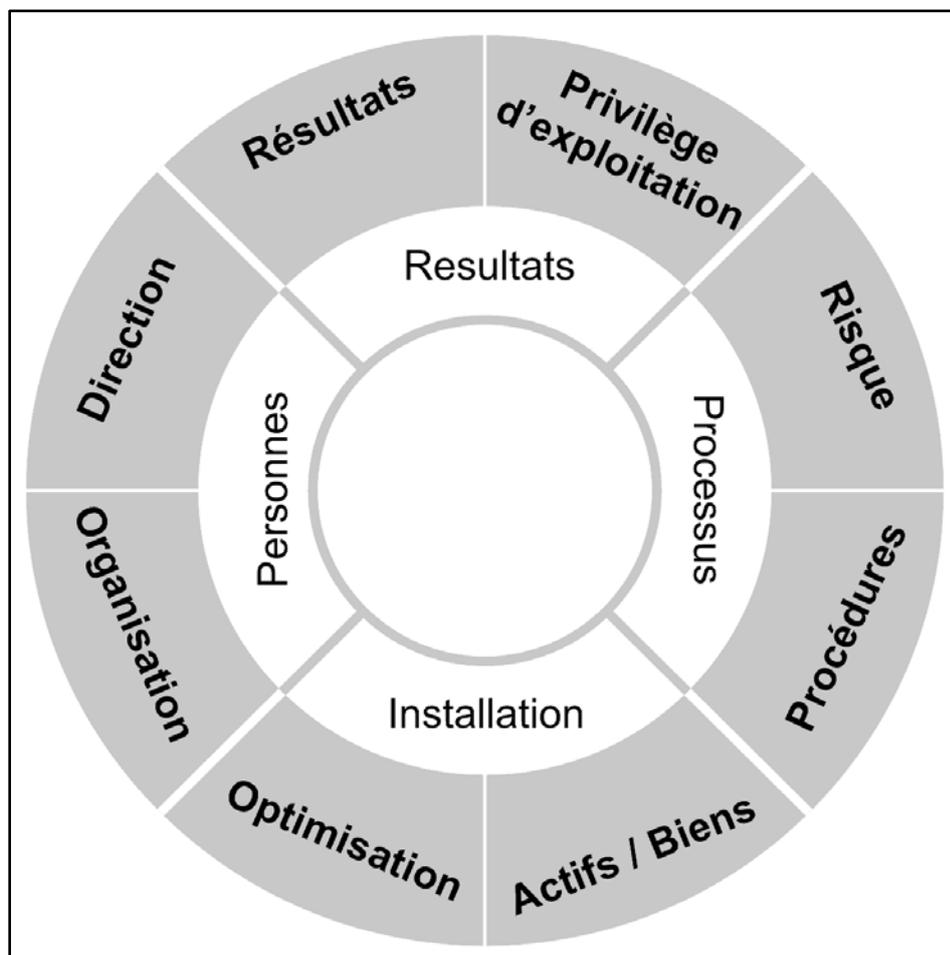


Figure 8-84 Éléments d'Opération de l'OMS de BP

1. Direction (Leadership)
Nos dirigeants opérationnels sont compétents, affichent un leadership visible, réfléchi et systématique, et sont respectés par les organisations qu'ils dirigent.
2. Organisation
Nous avons des organisations adaptées et agiles, dotées de personnes et d'équipes compétentes.
3. Risque
À tous les niveaux de notre organisation, la main-d'œuvre comprend et gère les risques opérationnels afin de prévenir les accidents et les blessures aux personnes, réduire les dommages à l'environnement et atteindre une performance concurrentielle.
4. Procédures
Nous documentons et respectons rigoureusement les procédures afin d'assurer des opérations sûres, fiables et conformes.
5. Actifs / Biens
Nos usines, installations, actifs / biens et unités flottantes sont adaptés à l'usage prévu tout au long du cycle de vie des opérations.
6. Optimisation
Nos opérations sont optimisées en permanence pour améliorer les performances et le rendement de nos actifs.
7. Privilège d'exploitation
Nous livrons ce qui a été promis et répondons aux problèmes soulevés par nos principales parties prenantes.
8. Résultats
Des mesures sont utilisées pour comprendre et maintenir la performance.

Figure 8-85 Principes de l'OMS de BP

Ces principes et les sous-principes sont appuyés par les principes fondamentaux du Groupe BP (BP. 2016d), qui définissent les exigences opérationnelles. Les principes fondamentaux de BP sont eux-mêmes soutenus par des procédures définies pour le Groupe BP (GDP, pour *Group Defined Practices* en anglais), qui détaillent les processus opérationnels à mettre en œuvre dans le cadre de l'OMS local.

L'OMS comprend également un cycle d'amélioration de la performance, qui entraîne et soutient systématiquement la réduction des risques et l'amélioration des opérations. Ce cycle est appliqué à chaque entité au moins une fois par an.

8.3.5.3 La gestion des dangers majeurs dans le cadre du processus de conception

Le plan de gestion SSES du projet (BP. 2017b) définit les exigences et activités globales de gestion SSES pour le projet GTA-Phase 1, y compris les exigences pertinentes de l'OMS.

Les principaux objectifs du plan SSES sont les suivants :

- Définir les attentes et les exigences sur la façon dont SSES doit être géré pendant la phase de préparation du projet.
- Décrire les principaux risques et la façon dont ils sont gérés.

- Décrire comment BP travaille avec ses sous-traitants pour assurer une exécution sûre du projet.
- Communiquer les exigences de gestion SSES propres au projet à l'ensemble de l'équipe de projet.

Le processus global par lequel les risques et les dangers d'accident majeur sur les installations du projet GTA-Phase 1 sont gérés au cours du processus de conception, est illustré à la figure 8-86. Une description plus détaillée est ensuite réalisée sur les aspects clés suivants :

- La sécurité intrinsèque et la hiérarchie des contrôles de risques et de dangers.
- Les évaluations des Revues d'Accidents Majeurs (RAM).
- La gestion de la sécurité des procédés.

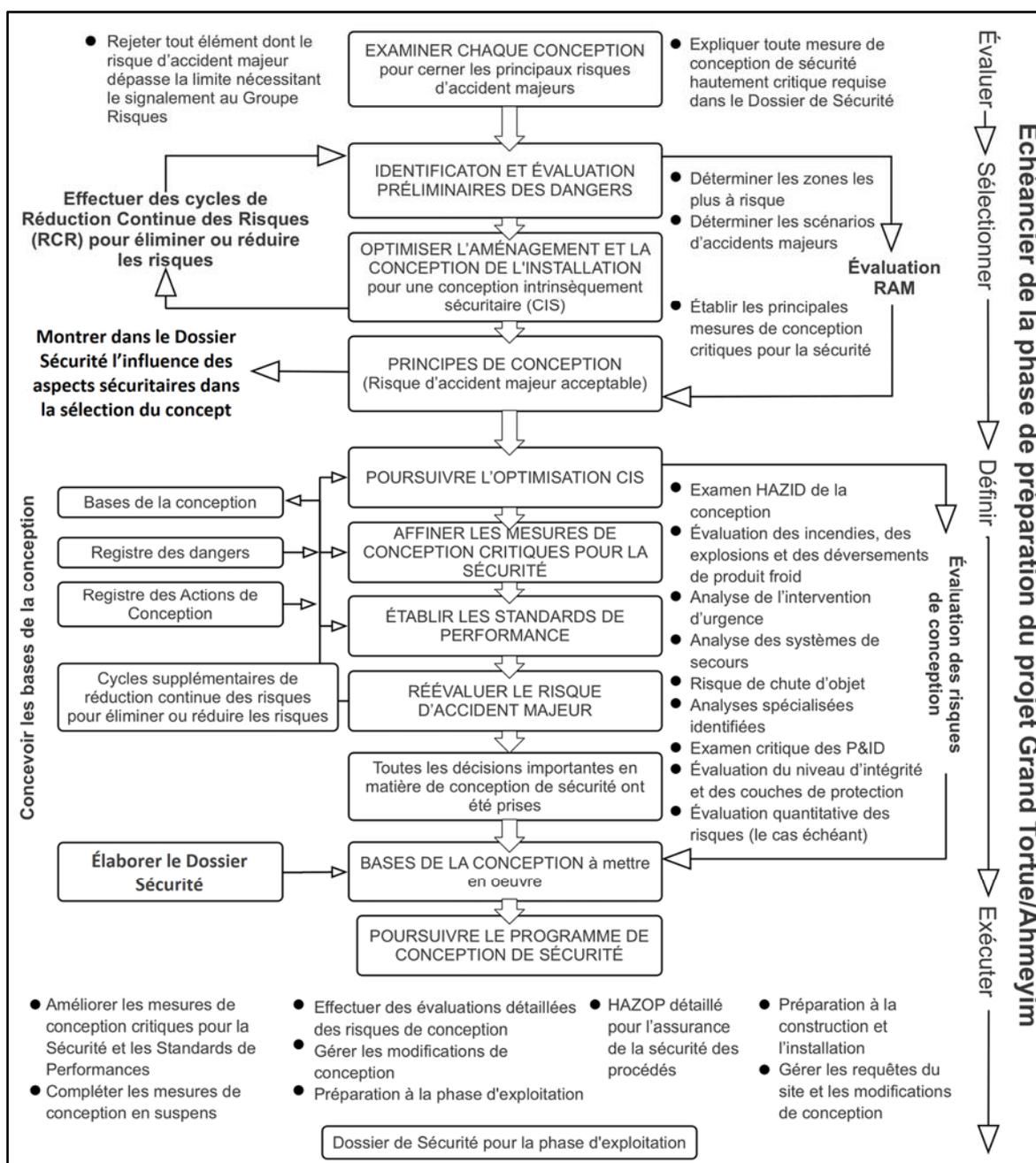


Figure 8-86 Processus de gestion des risques SSES au cours de la conception

8.3.5.3.1 Sécurité intrinsèque et hiérarchie des contrôles de risques et de dangers

Les approches autour de la gestion des dangers reposent généralement sur quatre grands principes :

- 1) ÉVITEMENT – Mesures prises pour éliminer ou réduire le danger à la source.
- 2) PRÉVENTION – Mesures prises pour réduire la probabilité qu'un danger se réalise.
- 3) CONTRÔLE – Mesures prises pour maintenir le danger à l'intérieur des limites de conception, soit par des systèmes de confinement ou de contrôle, soit en réagissant activement aux événements qui pourraient causer un accident.
- 4) MITIGATION – Mesures prises pour gérer le danger une fois l'accident survenu, soit en maîtrisant le danger et en reprenant le contrôle, soit en limitant ses effets.

Les systèmes typiques de contrôle et de mitigation, comme par exemple les systèmes de dépressurisation, l'isolation d'urgence, l'eau incendie et les murs résistant aux surpressions d'explosion, sont souvent les aspects les plus visibles et les plus coûteux de la gestion des dangers. La grande visibilité de ces systèmes peut donner lieu à des conceptions où la sécurité est axée sur le contrôle et la mitigation, plutôt que sur l'évitement ou la prévention. Le concept « d'intrinsèquement sûr » concentre l'attention sur l'élimination et la réduction, conduisant à des installations plus sûres.

BP accorde une importance particulière à la conception intrinsèquement sûre (CIS – ou ISD en anglais) (BP. 2016e). Pour le projet GTA-Phase 1, l'accent mis sur la sécurité intrinsèque commence au stade du design conceptuel, qui offre les meilleures opportunités pour éliminer ou réduire les dangers.

Au fur et à mesure que la conception progresse, les opportunités pour éliminer les dangers deviennent plus rares, et l'accent est alors mis sur la sécurité physique par dispositifs techniques (gestion des risques par ajout de couches de protection afin d'atténuer les dangers). Pendant l'exploitation, les opportunités pour remédier aux dangers incluent l'ajout de couches supplémentaires de protection et la mise en place de contrôles procéduraux. Cependant, l'usage de ces couches de protection par dispositifs technique et procédural ne peut pas offrir le même niveau de sécurité intrinsèque que l'élimination du danger. L'approche globale est illustrée à la figure 8-87.

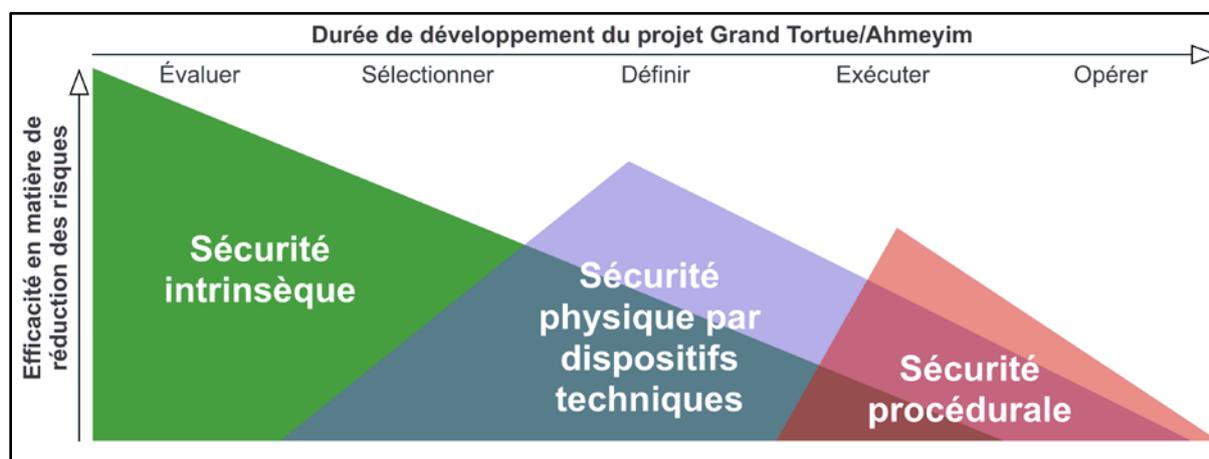


Figure 8-87 BP met l'accent sur la réduction des risques au cours du cycle de vie des projets

L'application de la CIS pour le projet GTA-Phase 1 comprend :

- 1) Définition précoce des objectifs/critères de CIS et l'élaboration d'un plan de CIS.

- 2) Identification précoce et complète des dangers, y compris lors d'ateliers d'optimisation de CIS (BP, KBR. 2017e), (BP, KBR. 2017f), (BP, KBR. 2017g).
- 3) Registre de CIS, dans lequel les risques et les opportunités de CIS sont signalés et documentés. Ce registre est un document évolutif qui consigne et permet une gestion formelle (suivi et conclusion) des risques et des opportunités pertinentes de CIS tout au long de la phase de préparation du projet.
- 4) Attention continue sur les stratégies de CIS lors de la mise en place progressive des choix conceptuels au niveau du développement, des systèmes et des composants.
- 5) Prise en compte des impacts sur le cycle de vie des solutions alternatives lorsqu'elles sont proposées.
- 6) Rappeler l'état d'avancement de la CIS à chaque étape clé interne.
- 7) Elaboration d'une politique de CIS relative aux modifications et aux changements apportés aux installations durant la phase d'exploitation.

Les mesures de CIS spécifiques incorporées par le projet GTA-Phase 1 comprennent :

- La suppression des locaux d'habitation (et RT) du FLNG et l'installation d'une plateforme LS au terminal du hub près des côtes.
- La séparation de la plateforme LS loin d'autres sources de dangers majeurs du terminal du hub près des côtes, telles que la plateforme avec tube prolongateur, le FLNG et le quai de chargement de GNL.
- L'aménagement du terminal du hub près des côtes pour réduire au minimum le nombre de navires non liés au GNL nécessitant un accès à la zone de chargement de GNL. Cette aménagement réduit le risque de collision avec le navire-citerne.
- L'aménagement du brise-lames/de la jetée/des navires dans le terminal du hub près des côtes réduit les effets liés à la marée, au courant et au vent sur le FLNG et sur les opérations associées avec le méthanier. Cet arrangement réduit le risque que des événements environnementaux extrêmes affectent les installations et entraînent ou contribuent à l'occurrence d'un événement accidentel majeur.
- Le pré-traitement du gaz effectué sur le FPSO qui permet au FLNG d'être plus petit, moins complexe, avec des inventaires plus faibles et un potentiel réduit d'effet domino aggravant (contrairement à d'autres grandes installations de FLNG).
- Le gaz d'alimentation à haute pression provenant de la plateforme avec tube prolongateur est acheminé sur le FLNG par la proue et ne passe pas près de la zone de chargement ou près de la plateforme LS.
- La disposition de la jetée et de l'accostage assure une séparation entre le FLNG et le méthanier. Grâce à cette disposition et à la conception des installations d'accostage, le risque de collision du méthanier avec le FLNG est plus faible.
- La plateforme avec tube prolongateur du terminal du hub près des côtes est située du côté nord du quai mobile afin de réduire le risque de collision avec le méthanier.
- La localisation près des côtes du terminal du hub et du FPSO élimine le besoin de transférer les équipages à l'aide d'hélicoptère (un facteur contribuant fortement aux risques pour les travailleurs en mer), et permet à la place d'utiliser des bateaux d'équipage.

- Un traitement minimal sur le FPSO avec une grande surface de pont. Cette disposition permet d'établir une séparation physique importante entre les personnes (c.-à-d. les installations d'hébergement et le refuge temporaire – RT), entre les installations d'évacuation principales et les zones dangereuses liées aux procédés. Cette conception diminue aussi le risque des surpressions importantes en cas d'explosion et des effets domino aggravants importants. En outre, la simplification des procédés a permis d'éliminer l'installation de compression de gaz d'importation et d'exportation.
- Le FPSO est orienté par rapport aux vents dominants (en amont) afin de réduire le risque que des fumées et des nuages de gaz atteignent les installations d'hébergement et le RT ainsi que les installations d'évacuation primaire.
- Les emplacements des grues sur le FPSO réduisent les risques de chute d'objets sur les installations de procédé et sont loin des tubes prolongateurs flexibles.
- Les tubes prolongateurs du FPSO sont uniquement situés du côté tribord, à distance des opérations liées au navire de ravitaillement et à la grue.
- Les ponts supérieurs de la zone de procédé du FPSO sont conçus avec des grilles métalliques, tandis que les ponts inférieurs sont conçus avec des plaques de métal. Cet arrangement réduit le risque de confinement, ce qui diminue l'intensité des surpressions d'explosion potentielles, mais permet de contenir les déversements liquides.
- La coque et le pont des installations de procédé sont séparés par une grande distance (6 m). Cette disposition réduit la congestion/le confinement entre le pont des installations de procédé et la coque, ce qui permet de diminuer les surpressions d'explosion potentielles.
- Le déchargement du condensat se fait par l'avant du FPSO, loin des installations d'habitation/RT et d'évacuation primaire.
- Le système d'injection de monoéthylène glycol à haute pression du FPSO a été déplacé dans les installations de procédé afin de l'éloigner des installations d'habitation/RT et d'évacuation primaire.

8.3.5.3.2 Évaluations lors des revues d'accidents majeurs

Le processus d'évaluation lors des revues d'accidents majeurs (RAM) de BP est une analyse et évaluation quantitative des risques à un niveau macroscopique, qui est appliquée systématiquement à toutes les opérations de BP susceptibles d'entraîner un accident majeur.

Le processus de RAM fournit une compréhension des risques très tôt, dès le début de la phase de préparation du projet, et permet de comprendre où concentrer les efforts de réduction des risques. Le principe de la réduction continue des risques est intrinsèque à l'approche RAM.

Dans le cas du projet GTA-Phase 1, une évaluation de type RAM a été réalisée à un stade très précoce du projet, au moment de l'évaluation et de la sélection des différents concepts. Cette évaluation a permis d'obtenir des données précieuses pour une réduction précoce des risques et une conception intrinsèquement plus sûre. L'évaluation de type RAM a impliqué les étapes principales suivantes :

- Identification d'une gamme représentative d'événements accidentels majeurs hypothétiques (c.-à-d. des accidents qui pourraient entraîner trois décès ou plus, ou des conséquences environnementales majeures).
- Quantification de la fréquence de ces événements.
- Quantification des effets physiques potentiels de ces événements et évaluation de leurs conséquences.

- Évaluation des risques, en tenant compte à la fois de la sévérité de l'éventail des résultats et de la fréquence estimée avec laquelle ils peuvent se produire. Cette évaluation est présentée sous forme de graphique en termes de fréquence et de sévérité cumulées des résultats pour :
 - Les risques pour la population sur sites;
 - Les risques pour la population en dehors des sites; et
 - La fréquence cumulée des événements environnementaux.
- Évaluation des options pour atténuer la fréquence ou les conséquences des événements considérés.

8.3.5.3.3 *Gestion de la sécurité des processus*

La sécurité des procédés est le cadre bien organisé permettant de gérer l'intégrité des systèmes d'opération et des procédés manipulant des substances dangereuses en appliquant des bons principes de conception, d'ingénierie et de bonnes pratiques d'exploitation.

Les revues de sécurité des procédés liées à la conception, les analyses et évaluations formelles de sécurité et les activités connexes font partie intégrante de la gestion des risques opérationnels. Ces revues et analyses évaluent les risques en détail, vérifient l'intention au stade de la conception et aident à prendre des décisions clés liées à la conception en matière de prévention, de contrôle et de mitigation des accidents majeurs.

Dans tous les projets de BP, la responsabilité de la sécurité des procédés incombe à l'équipe d'ingénierie et le Guide sur la sécurité des Procédés de BP (BP. 2014) définit comment mettre en œuvre les exigences liées à la sécurité des procédés. Les membres de l'équipe de projet aident l'équipe d'ingénierie à mettre en œuvre les mesures résultant des revues de sécurité des procédés, des analyses et évaluations formelles de sécurité et des activités connexes. Le cas échéant, ils fournissent également des conseils spécialisés en matière de vérification des barrières de protection liées à la sécurité des procédés.

Pour le projet GTA-Phase 1, les revues clés liées à la sécurité des procédés, aux évaluations formelles de sécurité et aux activités connexes comprennent :

- Les analyses des conséquences et des risques, réalisées en support de l'EIES et de l'étude de dangers, figurant aux annexes N-1 et N-2 (Atkins. 2018), (Goddard. 2018b), (Goddard. 2018c). Ces analyses fournissent une évaluation et une quantification prudentes (conservatrices) des risques de danger majeur.
- Le dossier SSE du navire de forage et les études réalisées en support (Atwood Oceanics. 2014a), (Atwood Oceanics. 2014b), (Atwood Oceanics. 2016). Ces documents ont permis d'éclairer la conception du navire de forage et ont servi de base à l'évaluation des dangers et des risques d'accidents de forage dans l'étude de dangers.
- Les études HAZOP (pour *HAZard and OPerability*, c.-à-d. danger et opérabilité en français), qui doivent être entreprises pendant la phase d'ingénierie FEED (Front End Engineering Design) et la phase de conception détaillée du projet afin d'identifier les dangers potentiels et les problèmes liés à la conception des procédés, et fournir une vérification/garantie de la conception.
- L'analyse des couches de protection (LOPA) et les études de niveau d'intégrité de sécurité (SIL) qui doivent être effectuées pendant l'ingénierie FEED. La LOPA et les SIL définissent le bon fonctionnement et la fiabilité requise, des systèmes instrumentés de sécurité (SIS) et des autres mesures de réduction des risques, notamment pour les systèmes instrumentés de sécurité, les systèmes d'alarme et les systèmes de régulation de base des procédés (BPCS).

- Les études d'identification des dangers (HAZID). Les HAZID sont entreprises pendant la phase d'ingénierie FEED et la phase de conception détaillée afin d'identifier tous les dangers et les risques, et de fournir des données précoces pour la conception. Les études réalisées pour le projet incluent les premières HAZID du FPSO et du terminal du hub près des côtes (BP, KBR. 2017a), (BP, KBR. 2017b), et lorsqu'elles sont suffisamment avancées, les revues de modèles 3D.
- Les analyses des dangers d'incendie, d'explosion et de déversement de produit froid (rejet cryogénique), qui doivent se faire pendant la phase d'ingénierie FEED. Cette analyse a lieu lorsque la conception est suffisamment avancée pour utiliser des modèles 3D de CFD, et aide à résoudre les exigences propres à la conception (charges accidentelles nominales – DALs) en matière de prévention, de contrôle et de mitigation des incendies, des explosions et des déversements de produit froid.
- Des études sur les systèmes de sécurité et d'urgence (déclenchés en cas d'urgence), qui doivent être entreprises lors de la phase d'ingénierie FEED. Ces études évaluent et vérifient la performance des systèmes de sécurité et d'urgence face aux événements accidentels majeurs pour lesquels ils doivent fonctionner, et fournissent des données à la DAL en matière de prévention, de contrôle et de mitigation des incendies, des explosions et des déversements de produit froid.
- Des études de préparation aux situations d'urgence et d'intervention en cas d'urgence, qui doivent être entreprises au cours de la phase d'ingénierie FEED. Ces études évaluent et vérifient la performance des installations d'échappement/fuite vers les zones de replis, de refuge temporaire (RT), d'évacuation et de sauvetage sur le terrain, et fournissent des données pour la conception afin de s'assurer que le personnel puisse atteindre un lieu sûr en cas d'accident majeur.

De plus, d'autres analyses seront entreprises pour évaluer les risques propres aux installations et à des emplacements dangereux, par exemple les chutes d'objets et les collisions de navires. Des analyses de conséquences et de risques spécifiques peuvent également être menées pour évaluer les options et aider à la prise de décision. De plus, pendant la phase d'ingénierie détaillée du projet, les études clés seront mises à jour pour refléter le stade final de la conception.

8.3.5.4 La gestion des dangers majeurs pendant l'exploitation

Pendant toutes les phases du projet, les opérations dans toutes les installations suivront des mesures fondées sur un système de gestion global. Ce système garantira que les activités sont menées en toute sécurité, avec un impact minimal sur l'environnement, et que les dangers et les risques sont continuellement identifiés, évalués, éliminés ou minimisés.

Ces mesures de système de gestion intègrent un grand nombre d'exigences et d'éléments interdépendants. Les principaux aspects liés à la gestion des dangers majeurs pendant la phase d'exploitation du projet GTA-Phase 1 comprennent :

- Des procédures opératoires sûres et des limites sûres;
- La gestion des changements/modifications;
- La gestion de l'intégrité des biens; et
- La formation et la compétence.

Des procédures opératoires sûres et des limites sûres

Des procédures écrites couvrent toutes les opérations. Ces procédures fournissent des processus documentés de contrôle des dangers et des risques pour le personnel et l'environnement, et font partie intégrante du système de gestion global. De plus, les limites d'exploitation et autres limites sont clairement définies. Ces limites comprennent :

- Les limites d'exploitation et restrictions pour les opérations simultanées. Celles-ci définissent les activités qui peuvent ou non être entreprises simultanément, et précisent les restrictions s'il y a lieu. Par exemple, les opérations de grue et d'hélicoptère ne peuvent avoir lieu simultanément.

- Les limites environnementales pour les activités et les opérations à risque. Celles-ci définissent des limites garantissant des conditions environnementales et conditions de travail sûres en cas de vent, fort état de la mer, mauvaise visibilité, foudre, etc.; si ces limites sont dépassées, les opérations sont arrêtées ou des garanties supplémentaires sont requises pour que les activités puissent être menées en toute sécurité. Par exemple, cesser les opérations de chargement/déchargement de la cargaison si l'équipage du pont du navire de soutien ne voit pas clairement l'opérateur de la grue.
- La perte de fonction d'un élément critique pour la sécurité et l'environnement (ECSE). Ces limites définissent les exigences/restrictions à respecter si lors d'une inspection ou d'un test un ECSE était identifié comme étant hors service ou non conforme au standard de performance spécifié pour cet élément. Par exemple, les opérations d'apportement d'hélicoptère ne sont pas autorisées si le système d'extinction incendie à mousse de l'hélicoptère est hors service.

Gestion des changements/modifications

Des processus et des procédures de gestion formelle du changement (MOC) sont en place pour s'assurer que les changements proposés sur les biens / installations, les systèmes, la documentation, le personnel et les opérations, sont évalués (y compris l'identification des dangers et l'évaluation des risques), gérés, documentés et approuvés au niveau approprié. La gestion des modifications permet de garantir que les risques liés à la sécurité, la santé et l'environnement résultant de tels changements sont identifiés et contrôlés. Les modifications contrôlées à l'aide du processus de MOC incluent :

- Tout changement/modification sur un ECSE et sur un système de protection d'une installation, notamment les seuils d'alarme et de déclenchement d'un système de sécurité et sa désactivation ou court-circuitage (override/bypass); le système de contrôle et la logique d'arrêt d'urgence; les systèmes et logiciels de technologie de l'information essentiels à la sécurité, y compris les systèmes de communication; et les mises à jour logicielles.
- Les changements apportés aux produits chimiques et aux matières premières, notamment l'utilisation ou l'élimination de produits chimiques ou d'additifs; le fonctionnement des débits de procédés aux spécifications (au-delà du niveau choisi pour définir l'intention de la conception originale); et l'augmentation de l'inventaire de matières dangereuses (au-delà de l'inventaire retenu pour définir l'intention de la conception originale).
- Les changements de matériaux et les modifications sur un équipement comme par exemple, les conduites, la taille des vannes ou les matériaux de construction; la réparation ou le remplacement avec des pièces ne provenant pas du fabricant d'équipement d'origine; des équipements ou des puits neufs ou modifiés, y compris la suppression ou l'isolation permanente d'un équipement/puits.
- Les changements apportés aux intervalles d'inspection ou de maintenance.
- Les changements concernant la stabilité des systèmes structuraux, des systèmes flottants ou installés sous la mer.
- Les changements impliquant des installations ou des procédures temporaires, afin de faciliter une maintenance ou une construction planifiée.
- L'effet cumulatif de petits « changements » qui se font petit à petit, par exemple le vieillissement prématuré des réservoirs (p. ex. : dû à une teneur en eau accrue); l'augmentation progressive du poids des installations de surface après de multiples modifications (ajout d'équipements); la détérioration progressive ou le « vieillissement » d'un équipement utilisé pendant et au-delà de sa durée de vie initiale.
- Les changements apportés aux personnes, notamment le niveau des effectifs et la structure organisationnelle; et les changements liés à des postes clés, notamment le recrutement, le retrait ou l'ajout de personnel, et les responsabilités.

- Les changements aux processus et aux procédures, y compris les plans d'intervention d'urgence; les conditions du procédé à l'extérieur des limites établies pour une exploitation sûre; la révision de procédures d'exploitation et de maintenance; les philosophies de contrôle d'exploitation; les procédures d'essai et d'inspection.

Gestion de l'intégrité des biens

La gestion de l'intégrité des biens / actifs est définie comme les moyens mis en œuvre pour s'assurer que les installations et les équipements fonctionnent de manière efficace et efficiente, tout en protégeant la santé, la sécurité et l'environnement. Les ECSE sont essentiels à l'intégrité des installations du projet GTA-Phase 1. Les ECSE sont définis comme toute partie d'une installation dont la défaillance peut causer ou peut contribuer à causer un événement accidentel majeur (prévenir), ou dont le but est d'arrêter ou de limiter les effets d'un événement accidentel majeur (contrôle et mitigation). L'intégrité des ECSE pour les installations du projet GTA-Phase 1 est assurée par des mesures spécifiques relatives à la gestion du changement; l'inspection, l'essai et la maintenance; ainsi que la vérification de la performance de l'élément critique. La gestion des ECSE est décrite plus en détail à la section 8.3.5.5.

Les installations utilisent des systèmes informatisés de gestion de l'approvisionnement et de la maintenance (MMS) pour gérer l'intégrité des biens, notamment les informations sur les inventaires, la planification et la programmation des travaux de maintenance préventive, l'historique des équipements, les informations relatives aux achats et la chaîne logistique. Les systèmes MMS intègrent également, pour les équipements et les systèmes, les exigences de maintenance et d'inspection déterminées à partir des exigences du fabricant, des normes et des pratiques de l'industrie, des exigences réglementaires ou des standards de performance des ECSE. Toutes les mesures d'inspection, d'essai, de maintenance, d'étalonnage et de réparation sont émises par le MMS et documentées dans le MMS. Les défauts ou les lacunes sont également consignés dans le MMS afin d'en assurer la visibilité et de garantir la correction et le suivi jusqu'à la clôture.

Formation et compétence

Le personnel est sélectionné en fonction des compétences, de l'expérience et des aptitudes requises pour un poste donné, avec des exigences précises définies dans des descriptions de poste détaillées pour toutes les positions.

Les exigences de formation sont spécifiées par position et documentées dans les matrices de formation. Cela comprend une formation interne (assurée au niveau des installations) et une formation externe en SSES; une formation basée sur les compétences; et les exigences pour la certification ou l'accréditation. Des cours de formation externes, y compris des cours de remise à niveau, sont dispensés par des fournisseurs tiers agréés. Les directeurs et les superviseurs sont formés à un niveau de compétence correspondant à leur position, notamment le leadership en matière de sécurité, ainsi que les compétences liées à la planification du travail, la supervision et l'engagement du personnel.

Pour s'assurer de la compétence du personnel, toutes les installations mettent en œuvre des programmes qui comprennent pour tous les employés, des exigences en matière de SSES et de compétences opérationnelles. Le personnel est évalué et doit atteindre les objectifs en matière de compétences dans un délai prédéfini selon la position et les exigences de compétence particulières. Les compétences et les connaissances sont évaluées au moyen d'une combinaison de démonstration au poste de travail, de simulation et de questions, selon les cas. Lorsqu'un membre du personnel est jugé comme n'étant « pas encore compétent », des restrictions de tâches lui sont appliquées et la personne fait l'objet d'une formation complémentaire et d'une surveillance par un superviseur. Pour être certain que les programmes de compétences demeurent à jour, les critères de compétence sont périodiquement revus afin de les harmoniser avec les procédés en cours, les changements d'équipement et les bonnes pratiques de l'industrie.

La formation et les compétences sont gérées par des systèmes informatisés de suivi pour chaque personne, des exigences de formation et des résultats de l'évaluation des compétences, avec report sur l'état de la conformité dans des tableaux de bord mesurant régulièrement la performance.

8.3.5.5 Gestion des éléments critiques pour la sécurité et l'environnement

Les caractéristiques des accidents majeurs sont résumées dans les diagrammes d'analyse par nœud papillon (voir la section 8.3.4.2). Ces diagrammes définissent les causes principales, les conséquences potentielles ainsi que les mesures de prévention, de contrôle et de mitigation. Les éléments critiques pour la sécurité et l'environnement (ECSE) sont définis à partir des diagrammes d'analyse par nœud papillon.

Les ECSE sont définis comme toute partie des installations ou de l'usine dont la défaillance causera ou contribuera à causer un événement accidentel majeur (prévention), ou dont le but est d'arrêter ou de limiter les effets d'un événement accidentel majeur (contrôle et mitigation).

Des standards de performance sont élaborés pour les ECSE, détaillant la performance exigée de l'élément (ou de ses systèmes de composants) afin de prévenir, de contrôler ou d'atténuer l'événement accidentel majeur. Les informations typiques définies dans un standard de performance pour un ECSE sont données dans le tableau 8-36.

Tableau 8-36 Informations typiques dans les standards de performance des ECSE

Organisation d'un standard de performance applicable à un élément critique pour la sécurité et l'environnement		
Standard de performance : Numéro de référence	Nom de l'élément critique pour la sécurité et l'environnement.	
Objectif de performance : Décrit le rôle principal de l'ECSE dans le domaine de la gestion des dangers, pour prévenir, détecter et contrôler un accident majeur.		
Vue d'ensemble du système : Décrit les composants et les limites de l'ECSE, notamment quels éléments d'équipement sont inclus dans l'ECSE et ou sont les interfaces ou points d'entrée et de sortie.		
Critère de performance	Base	Assurance
<p>Fonctionnel : La performance minimale nécessaire pour atteindre l'objectif de performance (ce que l'élément doit faire).</p> <p>Fiabilité : La performance en cas de demande / activation (quelle est la probabilité que l'élément fonctionne en cas de demande).</p> <p>Disponibilité : La durée d'indisponibilité maximale autorisée dans une période fixe (la proportion de temps durant laquelle il est capable de fonctionner).</p> <p>Capacité de survie : La sévérité de l'événement auquel il doit survivre (uniquement requis si le système est essentiel à la gestion de l'événement auquel il est exposé).</p>	Référence pour les critères	Activités ou tâches entreprises pour confirmer que l'ECSE satisfait aux critères de performance spécifiés.
Interactions/dépendances : Définit les interactions avec d'autres ECSE et précise comment un système interagit avec d'autres ECSE ou dépend d'autres ECSE pour la fonctionnalité ou le soutien.		

Les standards de performance des ECSE sont élaborés pendant la phase de préparation du projet et servent de base aux activités d'assurance et de vérification du projet. Ces activités vérifient que les ECSE remplissent les fonctions prévues. Les activités comprennent :

- Les vérifications de conception en interne;
- Les vérifications sélectives de conception par des tiers;
- Les tests d'acceptation sur site (dans les installations);
- Les contrôles et les tests de construction et d'installation en mer; et

- Les audits et vérifications avant démarrage.

Les ECSE doivent également être en mesure d'exécuter leurs fonctions comme prévu, avec la disponibilité et la fiabilité requises tout au long de leur service opérationnel. Dans le cadre de la préparation pour la phase d'exploitation, des standards de performance opérationnelle sont élaborés. La performance opérationnelle des ECSE est ensuite gérée par :

- 1) L'identification des exigences en matière de maintenance, inspection et essai pour garder les ECSE dans un état convenable.
- 2) L'assurance que la maintenance, l'inspection et les essais sont réalisés au moment prévu par du personnel compétent.
- 3) Le maintien d'un registre de ces activités et des constatations qui en découlent.
- 4) La correction de toutes les lacunes (c.-à-d., l'incapacité des ECSE à respecter les standards de performance spécifiés) par des processus formels de gestion du changement, y compris l'évaluation des risques et les mesures temporaires de gestion des risques jusqu'à ce que la situation soit rectifiée.
- 5) La vérification indépendante de la performance des ECSE, de la maintenance de l'intégrité, et du système d'inspection et de test.

8.3.5.6 Mesures spécifiques de contrôle et de mitigation (ECSE)

Les ECSE sont conçus pour remplir leur fonction afin d'éviter la survenue d'événements accidentels majeurs. Dans l'éventualité improbable d'un événement accidentel majeur, les ECSE permettent de contrôler et d'atténuer les conséquences d'un tel événement. Les ECSE suivants fournissent des fonctions liées au contrôle et à la mitigation, et sont décrits plus loin (BP, KBR. 2017c) et (BP, KBR.2017d) :

- Implantation et ventilation naturelle;
- Systèmes de ballast;
- Blocs obturateurs de puits (de forage);
- Systèmes de purge sous pression et de dépressurisation d'urgence;
- Systèmes de rétention, confinement et drains dangereux;
- Zones dangereuses avec atmosphère explosible (ATEX);
- Prévention de l'ignition;
- Détection incendie et détection de gaz;
- Protection passive contre les incendies;
- Protection active contre les incendies;
- Systèmes d'hélicoptère;
- Génératrice électrique de secours;
- Systèmes d'assainissement de l'environnement;
- Systèmes de communication d'urgence;
- Arrêt d'urgence;

- Intégrité des enceintes et système de CVCA;
- Vigilance face aux incidents et alarmes;
- Chemins d'échappement et d'évacuation;
- Éclairage de secours;
- Rassemblement sécurisé et refuge temporaire (RT);
- Évacuation (radeaux de sauvetage, secondaire et tertiaire);
- Équipements de sauvetage;
- Recherche et sauvetage (récupération en mer); et
- Installations médicales.

8.3.5.6.1 *Implantation et ventilation naturelle*

La conception de l'implantation des installations et l'optimisation de la ventilation naturelle pour le navire de forage, le FPSO et le terminal du hub près des côtes, visent à atténuer les effets des rejets accidentels de gaz et visent à réduire le risque d'effet domino aggravant des incendies et des explosions.

Les aspects fondamentaux liés à l'implantation des équipements et la ventilation naturelle comprennent :

- L'optimisation de la ventilation naturelle et la dispersion des rejets gazeux d'hydrocarbures provenant des installations, en tenant compte de la direction des vents dominants, de leur force et des changements saisonniers.
- La réduction du risque de dommages aux équipements pendant les opérations normales, qui pourrait entraîner une perte de confinement. Par exemple, l'emplacement des grues et des aires de dépose choisi pour réduire le risque de chute d'objets sur des installations de procédé, sur les tubes prolongateurs et les pipelines en cours de fonctionnement.
- La réduction du risque d'effet domino aggravant dû à un incendie ou à une explosion en recherchant la séparation des équipements et en réduisant la congestion et le confinement.
- L'implantation favorisant des distances de séparation et la protection des locaux, des refuges temporaires (RT) et des équipements de contrôle assurant une fonction critique en cas d'urgence, contre les principales sources de danger.
- La réduction du risque qu'un événement accidentel majeur puisse compromettre l'échappement/la fuite vers les zones de refuge et/ou l'évacuation des installations, en prévoyant une redondance des moyens d'échappement et d'évacuation.

8.3.5.6.2 *Systèmes de ballast*

Des systèmes de ballast sont fournis à bord du navire de forage, du FPSO et du FLNG pour aider à assurer la stabilité des installations dans toutes les conditions d'exploitation, y compris des conditions météorologiques défavorables, des équipements endommagés ainsi que durant le chargement / déchargement de la cargaison.

En cas d'accident majeur ayant un impact sur la coque ou les installations de surface, il peut être nécessaire d'utiliser des ballasts pour ajouter ou transférer du poids afin d'éviter des effets domino aggravants supplémentaires, voire même le chavirement. Les systèmes de ballast englobent :

- Les réservoirs de stockage;
- Les événements de réservoir;
- Les pompes;
- Les conduites de distribution;
- Les vannes; et
- Les stations de contrôle.

Les systèmes de ballast sont conçus avec une redondance intrinsèque et les installations sont conçues pour résister à l'inondation d'un seul compartiment étanche, quel qu'il soit.

Les systèmes de ballast sont dotés d'une surveillance continue des réservoirs de ballast, notamment une indication de niveau avec alarme et des indications de volume. Ils sont conçus pour fonctionner selon plusieurs configurations afin d'assurer un ballastage sûr en cas de défaillance d'un seul équipement, grâce notamment à l'utilisation de plusieurs pompes et plusieurs conduites de distribution d'eau de ballast. Toutes les vannes de ballast critiques se replient par défaillance dans un état de sécurité prédéfini (ouvert, fermé ou « reste tel quel »). Les stations de contrôle permettent une activation locale et à distance, et sont alimentées par le réseau électrique de secours en cas de panne électrique sur le réseau principal.

8.3.5.6.3 Blocs obturateurs de puits

Pendant le forage, la principale barrière de protection sur le puits est le système de boue. En cas de défaillance de cette barrière, un BOP sous-marin (avec bloc de déconnexion rapide à l'extrémité inférieure du tube prolongateur marin – LMRP) est disponible comme barrière secondaire de contrôle sur le puits.

Le BOP comprend plusieurs éléments, notamment des mâchoires, des annulaires et des modules de contrôle, qui assurent la pleine fonctionnalité de l'ensemble des activités nécessaires pour contrôler le puits. Cela inclut les tests de pression; le contrôle du puits, y compris la circulation des « retours » de fond de puits par le système de duse et d'injection, et la fermeture étanche complète du puits foré. Le BOP est constitué de :

- Deux BOP annulaires de 10k (10 000 psi, un peu moins de 700 bars), intégrés dans le LMRP, utilisés pour tester la pression et sceller l'annulaire du tube prolongateur marin en cas de déconnexion du LMRP.
- Une mâchoire de sécurité à cisaillement sur le tubage de puits de 15k (15 000 psi, un peu plus de 1 000 bars), utilisée pour sceller le puits en cas d'éruption.
- Deux mâchoires de sécurité à fermeture totale et à cisaillement de 15k, utilisées pour sceller complètement le puits en cas d'éruption.
- Deux mâchoires variables à fermeture sur tiges de 15k, utilisées pour sceller l'annulaire dans les situations de contrôle de puits.
- Une mâchoire fixe à fermeture sur tiges de 15k, utilisée pour sceller l'annulaire dans les situations de contrôle de puits.
- Une mâchoire de type vanne de test de bloc sous-marin (SSTV) de 15k, utilisée pour sceller l'annulaire lors des tests de pression sur le BOP.

Le BOP est contrôlé par un système électrohydraulique à partir de la surface. Des modules de contrôle sous-marin multiplex redondants fournissent l'interface requise entre systèmes électriques et systèmes hydrauliques pour surveiller et contrôler les divers composants du BOP. L'énergie hydraulique est fournie par des accumulateurs sous-marins redondants qui peuvent être réapprovisionnés à partir des systèmes hydrauliques en surface. Le contrôle et la communication en surface se font par

l'intermédiaire des tableaux de commande du foreur et du superviseur de forage (toolpusher). L'électricité en surface provient du système d'alimentation électrique principal, secouru par des systèmes redondants d'Alimentation électrique Sans Interruption (ASI), en cas de perte d'alimentation principale.

En cas de perte de contrôle à partir de la surface, les fonctions du BOP peuvent également être activées au niveau du bloc du BOP à l'aide d'un véhicule sous-marin téléguidé (ROV).

8.3.5.6.4 *Systèmes de purge sous pression et de dépressurisation d'urgence*

Les systèmes de purge sous pression et de dépressurisation d'urgence à bord du FPSO et du FLNG, ainsi qu'au terminal du hub près des côtes, permettent de diminuer la durée de tout rejet de d'hydrocarbures gazeux en cas de fuite et diminuent le risque d'effet domino aggravant. Des vannes d'arrêt sont également situées dans toutes les zones de procédé pour isoler correctement les inventaires.

En cas d'incendie confirmé dans une zone de procédé ou en cas d'activation manuelle du bouton-poussoir de purge sous pression, les vannes de purge sous pression sont ouvertes pour permettre la vidange des hydrocarbures gazeux et liquides par les collecteurs des systèmes de torches HP et BP. Les hydrocarbures gazeux et liquides sont dirigés vers les ballons de torche où les liquides sont récupérés et les gaz sont envoyés à la torche appropriée.

8.3.5.6.5 *Systèmes de rétention, confinement et drains dangereux*

Les systèmes de rétention et de drainage de matières dangereuses sur le navire de forage, du FPSO et du terminal du hub près des côtes sont des équipements qui aident à prévenir ou à confiner de manière appropriée les épandages consécutifs à un déversement.

Ces systèmes prévoient :

- Des vannes qui peuvent être fermées pendant le remplissage ou le transfert de produits chimiques.
- Des sols faits de plaques de métal dans les zones présentant un fort potentiel de déversement, ou abritant de nombreuses vannes/connexions.
- Des cuvettes de rétention et des hiloires de pont/systèmes de récupération d'égouttures pour les équipements contenant des produits chimiques et des hydrocarbures.
- La séparation clairement indiquée des drains ouverts et des drains fermés (pour les collecteurs des zones sûres et des zones dangereuses).
- Un bassin de retenue fourni sur le FLNG au niveau des bras de chargement.

Dans le cas de déversements cryogéniques, les zones de confinement sont configurées de manière à limiter l'épandage des déversements liquides et la surface d'épandage, réduisant ainsi le débit d'évaporation (de la nappe).

8.3.5.6.6 *Zones dangereuses avec atmosphères explosibles (ATEX)*

Toutes les zones situées à bord des installations sont désignées dangereuses ou non dangereuses en fonction de l'atmosphère inflammable prévue en phase d'exploitation normale. La classification se base sur des normes industrielles reconnues, y compris l'Energy Institute (EI) 15 (EI. 2015), le Code des unités mobiles de forage en mer (MODU) de l'OMI (OMI. 2009), les Règles DNV pour la classification des unités de forage et de soutien en mer (DNV. 2012), la Commission électrotechnique internationale 60079 (CEI. 2017), et les pratiques recommandées par l'Institut du Pétrole Américain 505 (API. 1997).

La classification de ces zones est établie pour fournir :

- Les emplacements des événements de gaz inflammables, sur la base des analyses de dispersion des rejets aux événements pour les débits nominaux.

- L'emplacement des portes, des prises d'air du système de CVCA et des équipements de combustion, à l'écart des sources potentielles de fuites de gaz inflammables.
- La certification des équipements électriques et mécaniques pour la prévention des incendies.
- Le contrôle des permis de travail à chaud en phase d'exploitation normale.

Les aires dangereuses identifiées sont classées suivant trois zones :

- Zone 0 : Une zone dans laquelle une atmosphère de gaz explosif est présente en permanence, pendant de longues périodes ou est présente de manière fréquente.
- Zone 1 : Une zone dans laquelle une atmosphère de gaz explosif est susceptible de se former de façon occasionnelle durant les activités normales.
- Zone 2 : Une zone dans laquelle un mélange explosif gaz/air a peu de chances de se former durant les activités normales, mais si c'était le cas, ne persisterait que pendant une courte durée.

Pour chaque installation, des schémas d'aires dangereuses sont élaborés pendant la phase de conception avec délimitation des zones et emplacement des systèmes de CVCA, des événements et des échappements de gaz de combustion.

8.3.5.6.7 Prévention de l'ignition

Pour éviter l'ignition, tous les équipements électriques à bord des installations sont convenablement certifiés en fonction du classement de la zone dangereuse dans laquelle ils se trouvent. Les équipements électriques sont conçus et situés conformément aux pratiques reconnues par l'industrie, avec entre autres la norme CEI 60079 sur les atmosphères explosives (CEI. 2017) (voir également la section 8.3.5.6.6).

Tout équipement se trouvant dans des zones à l'extérieur porte au minimum la certification « Zone 2 » et tout équipement situé dans une zone dangereuse est compatible avec le groupe *Gaz IIB* (gaz représentatif : éthylène), classe de température *T3* (température de surface maximale de 200 °C).

8.3.5.6.8 Détection incendie et détection de gaz

Le système de détection incendie et détection de gaz installé sur chaque installation assure les fonctions suivantes :

- Détecter automatiquement et rapidement un incendie ou la présence de nuage de gaz inflammable ou toxique.
- Indiquer l'emplacement du nuage de gaz ou de l'incendie.
- Amorcer une intervention d'urgence appropriée pour garder le contrôle.
- Permettre l'activation manuelle des arrêts d'urgence.
- Déclencher l'alarme et alerter le personnel du danger détecté dans la zone.
- Assurer la surveillance et l'analyse des incidents pour la prise de décision.

Des détecteurs appropriés sont installés pour assurer une couverture adéquate vis-à-vis des dangers associés aux gaz identifiés. Les types de détecteurs utilisés comprennent :

- Gaz inflammables (détecteur situé dans les zones de procédé contenant des hydrocarbures inflammables, des équipements de transfert, des sources d'ignition à proximité, des prises d'air, des abris pour équipement, des réservoirs de stockage, etc.).
- Monoxyde de carbone (détecteur situé dans des espaces fermés où le personnel peut entrer, notamment les installations d'hébergement).

- Flammes (détecteur situé dans les zones de procédé, les zones de services et les espaces morts au niveau du plafond/plancher).
- Chaleur (détecteur situé dans les enceintes autour des équipements, notamment les turbines, les moteurs, les pompes à eau incendie, etc.).
- Fumée (détecteur situé dans les installations d'hébergement, les enceintes autour des équipements et les zones contenant des équipements électriques, des prises d'air, etc.).
- Brouillard d'huile (détecteur situé dans les enceintes autour des turbines et autres zones contenant des huiles de diesel ou huiles hydrauliques en quantité significative).

8.3.5.6.9 Protection passive contre les incendies

Une protection passive contre les incendies est fournie dans chaque installation afin d'empêcher l'effet domino aggravant des incendies et des explosions, et fournir de surcroît une protection temporaire pendant que des mesures sont prises pour contrôler l'incident/accident.

La protection passive contre les incendies comprend les espacements de sécurité, les ponts faits de plaques d'acier ainsi que les murs pare-feu et anti-explosion. Les équipements et structures vulnérables au feu sont dotés d'une protection passive contre les incendies afin de garantir que :

- Des barrières de protection sont prévues contre les incendies afin d'éviter un effet domino aggravant suite à un rejet accidentel.
- Les équipements essentiels pour la sécurité sont protégés (vanne d'arrêt d'urgence des tubes prolongateurs, réseau collecteur de torche, etc.).
- Les supports structuraux sont protégés contre les rejets d'inventaires liquides et les incendies.
- Les chemins d'échappement/de fuite vers les zones de repli et les chemins d'évacuation sont protégés.
- Le personnel peut rester dans le refuge temporaire jusqu'à ce qu'une évacuation ordonnée puisse avoir lieu en toute sécurité.

S'il est prévu qu'une protection passive contre les incendies fonctionne après une explosion, elle est alors conçue pour résister à une surpression d'explosion, en plus de posséder le classement requis de résistance au feu. En fonction de l'utilisation prévue, la protection passive contre les incendies est une barrière ou un revêtement classé A, B, H ou J.

Les certifications spécifiques d'incendie et d'explosion sont déterminées pendant la phase de préparation du projet.

8.3.5.6.10 Protection active contre les incendies

Lors d'un incendie ou d'une explosion, des systèmes de protection active contre les incendies sont utilisés pour contrôler et éteindre les incendies à bord des installations. Plusieurs systèmes sont fournis à bord de chaque installation en fonction des sources d'incendie potentielles et de la disposition des systèmes. Ces systèmes comprennent généralement :

- Eau incendie distribuée par l'intermédiaire d'un réseau-maillé isolable prévu pour l'extinction et le refroidissement.
- Systèmes à mousse prévus pour les déversements de liquides ou de GNL.
- Systèmes de brouillard d'eau ou brouillard gazeux pour les enceintes autour des équipements.
- Systèmes chimiques aqueux pour hottes de cuisine.

Les systèmes d'eau incendie sont alimentés par des pompes d'eau incendie redondantes situées dans des zones différentes, avec des distances de séparation suffisantes pour garantir qu'un seul événement ne compromettra pas les deux systèmes incendie. Les réseaux maillés sont constitués de sections isolables et de vannes pour assurer qu'un système puisse être isolé et rester fonctionnel si une section est endommagée.

Navire de forage

Les systèmes de protection active contre les incendies installés sur le navire de forage sont résumés au tableau 8-37.

Tableau 8-37 Système de protection active contre les incendies sur le navire de forage

Système de protection active contre les incendies	Aires protégées
Système d'eau incendie (notamment pompes, réservoir pressurisé, réseau maillé, dispositifs d'extinction automatique et les canons à eau)	<ul style="list-style-type: none"> • Zones de procédé en surface • Tour de forage
Système de brouillard d'eau	<ul style="list-style-type: none"> • Salle des moteurs, au-dessus des moteurs principaux
Système gazeux d'extinction (FM200)	<ul style="list-style-type: none"> • Salle électrique du module de boue • Salle électrique du module abritant la tour de forage • Unité de commande centralisée (CCU) Bleue/Jaune (BOP)
Système gazeux d'extinction (CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> • Zones des machines (moteurs, zone des machines à l'arrière, salles des purificateurs, salles des propulseurs et salle électrique arrière)
Système à mousse fixe intégré au pont	<ul style="list-style-type: none"> • Hélicoptère
Bornes incendie et tuyaux d'incendie	<ul style="list-style-type: none"> • Partout sur le navire de forage
Produit chimique aqueux à poste fixe	<ul style="list-style-type: none"> • Hottes de cuisine et conduits d'échappement

FPSO

Les systèmes de protection active contre les incendies installés sur le FPSO sont résumés au tableau 8-38.

Tableau 8-38 Système de protection active contre les incendies sur le FPSO

Système de protection active contre les incendies	Aires protégées
Système d'eau incendie avec dispositif d'extinction automatique	<ul style="list-style-type: none"> • Pont du réservoir de cargaison • Zones de traitement installées en surface • Zone de déchargement • Zones des machines (équipement non-classé catégorie A sans combustion selon SOLAS)
Système de pulvérisation de mousse sur le pont	<ul style="list-style-type: none"> • Pont du réservoir de cargaison
Application de mousse par un concentré et une borne d'incendie	<ul style="list-style-type: none"> • Pont du réservoir de cargaison • Zone de déchargement
Système de brouillard d'eau douce	<ul style="list-style-type: none"> • Zones des machines (équipement de catégorie A pour moteurs à combustion interne ou équipement de combustion de pétrole – SOLAS) • Enceinte autour de la turbine à gaz
Systèmes de lutte contre les incendies par pulvérisation d'eau	<ul style="list-style-type: none"> • Génératrice de secours • Magasins de peinture
Bornes incendie et tuyaux d'incendie	<ul style="list-style-type: none"> • Zones des machines (catégorie A) • Zones des machines (non-classé en catégorie A) • Logement • Magasins
Produit chimique aqueux à poste fixe	<ul style="list-style-type: none"> • Hotte de cuisine et conduit d'échappement
Système à mousse fixe intégré au pont	<ul style="list-style-type: none"> • Hélicoptère

Terminal du hub près des côtes

Les systèmes de protection active contre les incendies du terminal du hub près des côtes (plateforme LS, quai mobile, FLNG et plateforme avec tube prolongateur) sont résumés au tableau 8-39.

Tableau 8-39 Systèmes de protection active contre les incendies au terminal du hub près des côtes

Système de protection active contre les incendies	Aires protégées
Système d'eau incendie avec dispositifs d'extinction automatique	<ul style="list-style-type: none"> • Pont du réservoir de cargaison du FLNG • Zones de traitement en surface • Plateforme LS • Stockage de diesel • Zone de déchargement • Zones des machines
Canons à eau	<ul style="list-style-type: none"> • Aires des quais mobiles de la jetée • Plateforme avec tube prolongateur
Système de pulvérisation de mousse sur le pont	<ul style="list-style-type: none"> • Pont du réservoir de cargaison du FLNG • Zones de confinement de GNL
Application de mousse par un concentré et une borne d'incendie	<ul style="list-style-type: none"> • Pont du réservoir de cargaison • Zone de déchargement
Système de brouillard d'eau	<ul style="list-style-type: none"> • Enceintes autour de la turbine • Génératrice de secours • Pompes à eau incendie
Bornes incendie et tuyaux d'incendie	<ul style="list-style-type: none"> • Zones des machines • Logement • Magasins
Produit chimique aqueux à poste fixe	<ul style="list-style-type: none"> • Hotte de cuisine
Système à mousse fixe intégré au pont	<ul style="list-style-type: none"> • Hélicoptère de la plateforme LS
Chariots à mousse	<ul style="list-style-type: none"> • Plateforme LS où des déversements de diesel et d'huile de lubrification sont possibles

8.3.5.6.11 Systèmes d'hélicoptère

Les systèmes d'hélicoptère permettent l'atterrissage et le décollage des hélicoptères en toute sécurité à l'intérieur de limites d'exploitations sûres. Des hélicoptères sont installés sur le navire de forage, le FPSO et la plateforme LS. Les hélicoptères constituent le principal moyen de transfert du personnel vers le navire de forage, tandis que les installations du FPSO et de la plateforme LS servent principalement à des fins d'urgence.

L'hélicoptère est situé sur le pont supérieur des locaux d'habitation, à l'avant du navire de forage. Pour le FPSO, l'hélicoptère est situé avec un accès proche du niveau supérieur des quartiers de vie. L'hélicoptère de la plateforme LS est situé au niveau du pont supérieur de l'installation.

Tous les hélicoptères et les équipements de sauvetage en cas d'écrasement d'hélicoptère sont conçus conformément à la procédure de l'aviation civile (CAP) 437 de l'Autorité de l'aviation civile (CAA) : Normes pour les zones d'atterrissage d'hélicoptères en mer (CAA. 2016). L'hélicoptère et les marquages sont installés sur une surface antidérapante et résistante aux carburateurs, avec des systèmes de drainage pour contenir l'eau de pluie ou les déversements de carburant. Un filet de sécurité est installé sur les bords du périmètre de l'hélicoptère pour éviter les chutes.

Les équipements et les installations fournis pour assurer une exploitation sûre des hélicoptères, comprennent :

- Un indicateur de direction du vent, éclairé;
- Des cales et des équipements d'arrimage;
- Les marquages de l'hélicoptère;
- Une balise non directionnelle;
- Des appareils de mesure de la température de l'air et de la pression atmosphérique;
- Un anémomètre pour indiquer la force et la direction du vent; et
- Des installations de lutte contre les incendies avec pulvérisation de mousse (voir la section protection active contre les incendies).

8.3.5.6.12 *Génératrice électrique de secours*

Des génératrices électriques de secours sont fournies dans les installations afin de garantir que :

- Une source d'alimentation fiable et sécurisée est disponible pour alimenter les systèmes de sécurité et d'urgence en cas d'incident/accident.
- Une alimentation en énergie sans interruption est disponible en cas de panne de courant temporaire pouvant entraîner une perte de contrôle ou un arrêt incontrôlé.
- Les systèmes de sécurité et d'urgence sont disponibles pendant la période requise pour réaliser un rassemblement et une évacuation en toute sécurité.

La principale source d'alimentation électrique de secours est fournie par des génératrices de secours capables de maintenir en situation d'urgence une alimentation en énergie pendant au moins 24 heures. Les génératrices de secours doivent démarrer automatiquement en cas de perte d'alimentation principale.

De plus, des onduleurs ou systèmes d'alimentation électrique sans interruption (ASI, équivalent de UPS en anglais) peuvent fournir de l'énergie aux équipements d'urgence pendant une période d'une à deux heures en cas de panne de la génératrice de secours. Les systèmes de navigation sont fournis avec une alimentation ASI de 96 heures.

Les principaux utilisateurs de l'alimentation électrique de secours comprennent :

- Les systèmes de contrôle et d'arrêt d'urgence (ARU);
- L'éclairage de secours;
- Les systèmes de communication, notamment le système de sonorisation et d'alarme générale (SAG, équivalent de PAGA en anglais);
- Le système de détection incendie et détection de gaz;
- Les systèmes de CVCA pour les refuges temporaires;
- La ventilation des équipements et les ventilateurs de refroidissement;
- Les systèmes ASI; et
- Les systèmes de ballast.

8.3.5.6.13 Systèmes d'assainissement pour l'environnement

Pour le contrôle et la mitigation des événements relatifs à des rejets dans l'environnement, des équipements et des systèmes sont disponibles sur le navire de forage, le FPSO et le terminal du hub près des côtes.

Ces systèmes comprennent :

- Des systèmes de confinement (voir la section Systèmes de rétention, confinement et drains dangereux).
- Les équipements mentionnés par le plan d'urgence de bord contre la pollution par les hydrocarbures (SOPEP) pour les installations et les navires de service.

Les exigences et les activités d'intervention d'urgence en cas de déversement important d'hydrocarbures sont abordées plus en détail à la section 8.3.6.7.

8.3.5.6.14 Systèmes de communication d'urgence

En cas d'accident majeur, de multiples formes de communication d'urgence sont disponibles en interne sur les installations et avec l'extérieur pour le soutien en mer et à terre.

Les systèmes de communication comprennent :

- Le système SAG (PAGA);
- Le système mondial de détresse et de sécurité en mer (SMDSM) comprenant un récepteur à très haute fréquence (VHF), un récepteur Inmarsat C et un récepteur Navigational Telex (NAVTEX);
- Des radios VSAT ("very small aperture terminal" ou en français, « terminal à très petite ouverture »);
- Des radios sur les canots de sauvetage;
- Un téléphone satellite d'urgence; et
- Une transmission par fibre optique sous-marine (FPSO et terminal du hub près des côtes).

La vigilance face aux incidents et les systèmes d'alarme sont abordés plus en détail à la section 8.3.5.6.17.

8.3.5.6.15 Arrêt d'urgence**Navire de forage**

Le navire de forage est équipé d'un système ARU (ESD) conçu pour arrêter ou isoler les équipements de façon sûre et contrôlée dans le cas d'événement accidentel majeur ou en cas d'urgence. La hiérarchie ARU du navire de forage prévoit l'arrêt des systèmes et des équipements suivant cinq niveaux :

- ARU 4 – Arrêt des systèmes de ventilation/d'huile
(A – fermeture des vannes à fermeture rapide; B – arrêt des moteurs/propulseurs;
C – arrêt des systèmes de transfert de carburant, de lubrifiants et d'huiles hydrauliques;
D – ventilation des zones des machines; E-G – propulseurs; H – cuisine; I – buanderie /
laverie; J – carburant pour hélicoptère);
- ARU 3 – Arrêt des VFD (entraînements à fréquence variable des moteurs) de forage;
- ARU 2 – Arrêt d'urgence des moteurs / des générateurs
(A – arrêt du moteur/du générateur à tribord; B – arrêt du moteur/du générateur central;
C – arrêt du moteur/du générateur à bâbord);

- ARU 1 – Arrêt d'urgence de tous les moteurs / générateurs; et
- ARU 0 – Arrêt (complet) et abandon du navire.

Le système ARU peut être activé par le système de détection incendie et de détection de gaz ou à partir de boutons poussoirs manuels.

FPSO et terminal du hub près des côtes

Le système ARU à bord du FPSO et du terminal du hub près des côtes est prévu pour contrôler les perturbations de procédé, en déclenchant l'isolation des rejets de fluide de production et des sources potentielles d'ignition. Des vannes d'arrêt sont installées dans toute la zone de procédé pour réduire une perte éventuelle de confinement. Le système d'arrêt d'urgence peut être déclenché par une perturbation de procédé, une activation par le système de détection incendie et de détection de gaz ou manuellement. Le système ARU déclenche les niveaux d'arrêt d'urgence suivants :

- Arrêt de l'unité;
- Arrêt du train;
- Arrêt de la production;
- Arrêt jaune; et
- Arrêt rouge.

En cas d'arrêts jaunes et rouges, les inventaires d'hydrocarbures sont automatiquement isolés et dépressurisés vers la torche par l'intermédiaire des vannes de purge sous pression.

Au terminal du hub près des côtes, la salle de contrôle de la plateforme LS est en interface avec la salle de contrôle du FLNG pour s'assurer que l'arrêt et la purge sous pression des installations de production sont intégrés sans dépendre d'effets en cascade.

8.3.5.6.16 Intégrité des enceintes et système de CVCA

Les systèmes de chauffage, ventilation et conditionnement de l'air (CVCA) et les enceintes associées qui se trouvent à bord des installations permettent d'empêcher l'entrée de fumée et de gaz dans ces secteurs.

L'intégrité des enceintes et des équipements du système de CVCA pour les refuges temporaires comprennent :

- Système de CVCA du RT;
- Détection de gaz inflammables et de fumée aux entrées d'air;
- Registres/volts coupe-feu;
- Système de recirculation en atmosphère fermée du CVCA; et
- Portes internes et externes.

Les prises d'air principales des refuges temporaires sont situées loin des zones dangereuses où du gaz peut être présent à basse altitude. Les prises d'air sont munies d'une détection de gaz inflammable et de fumée qui déclenche automatiquement la fermeture du registre/volt d'admission, l'arrêt du système de CVCA principal, et active le système de recirculation de CVCA en atmosphère fermée. Les systèmes de recirculation en atmosphère fermée sont prévus avec une alimentation électrique de secours, activée en cas de perte d'alimentation principale afin de maintenir une surpression positive par rapport à la pression atmosphérique extérieure.

Les registres/volets coupe-feu ont le même classement de résistance au feu que la cloison sur laquelle ils sont installés. Les portes et les entrées communément utilisées dans le RT se composent d'au moins deux portes séparant l'atmosphère extérieure de l'environnement interne du RT (accès par sas surpressurisé).

Les enceintes et les espaces morts autour des équipements à bord des installations sont équipés de ventilateurs d'alimentation et d'extraction d'air conditionné (CVCA) qui sont arrêtés par le système de détection incendie et de détection de gaz, en cas de détection de fumée ou de gaz inflammables.

8.3.5.6.17 *Vigilance face aux incidents et alarmes*

Les incidents peuvent être détectés automatiquement par le système de sécurité installé ou manuellement par le personnel qui active ensuite une alarme.

Des systèmes automatisés sont fournis, comme la détection d'une perturbation de procédé ou la détection incendie et de gaz. Le système de surveillance automatisée des procédés peut alerter les opérateurs de la salle de contrôle au sujet de problèmes et dangers potentiels. En cas d'incendie ou de gaz confirmés, le système de détection incendie et détection de gaz déclenchera également des alarmes ainsi qu'une action de sécurité appropriée, à savoir la fermeture des vannes d'arrêt d'urgence et (le cas échéant) le déclenchement de la purge sous pression.

Des téléphones fixes et des systèmes de sonorisation et d'alarme générale (SAG) se trouvent dans toutes les installations. En plus des systèmes automatisés, les systèmes téléphoniques fixes constituent le principal moyen pour déclencher une alarme. Des radios portatives peuvent venir compléter ces systèmes.

Les systèmes de détection sont également complétés par des déclencheurs manuels d'alarme (DMA ou MAC en anglais) situés à des endroits stratégiques dans toutes les installations, la zone de forage, les zones de procédé et les aires de services. Ces systèmes permettent le déclenchement manuel de l'alarme, accompagné d'une action de sécurité appropriée. Selon l'installation, différents DMA sont disponibles :

- Détection confirmée d'incendie ou de gaz;
- Arrêt du procédé;
- Arrêt d'urgence;
- Déclenchement de la protection active contre les incendies; et
- Arrêt d'urgence d'un équipement.

Les alarmes sont déclenchées par le système de détection incendie et de détection de gaz, en appelant les salles de contrôle ou en activant un DMA. Les systèmes SAG constituent alors les principaux moyens d'annonce d'urgence et de diffusion d'alarme dans toutes les zones normalement accessibles. Ils comprennent deux sous-systèmes indépendants, qui fonctionnent comme une seule unité. Les équipements et le cheminement des câbles à bord sont installés à divers endroits pour garantir la disponibilité en cas d'accident majeur; en outre, tous les câbles résistent au feu conformément aux normes et aux bonnes pratiques reconnues. Dans les zones très bruyantes, les alarmes sonores sont complétées par des balises stroboscopiques pour avertir le personnel que l'alarme est déclenchée.

Le tableau 8-40 résume les alarmes dans les différentes installations. Les diverses alarmes ont des tonalités suffisamment différentes pour être facilement identifiables.

Tableau 8-40 Alarmes

Navire de forage	FPSO	Terminal du hub près des côtes
<ul style="list-style-type: none"> • Alarme sonore SAG en cas d'incendie et d'urgence, avec lumières stroboscopiques dans les zones très bruyantes. • Alarme sonore SAG en cas de présence de gaz, avec lumières stroboscopiques dans les zones très bruyantes. • Alarme sonore SAG avisant de se préparer à abandonner le navire, avec lumières stroboscopiques dans les zones très bruyantes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme sonore SAG générale, avec lumières stroboscopiques dans les zones très bruyantes. • Alarme sonore SAG avisant de se préparer à abandonner le navire, avec lumières stroboscopiques dans les zones très bruyantes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme sonore SAG générale, avec lumières stroboscopiques dans les zones très bruyantes. • Alarme sonore SAG avisant de se préparer à abandonner l'installation, avec lumières stroboscopiques dans les zones très bruyantes.

8.3.5.6.18 Chemins d'échappement et d'évacuation

Le mot « échappement » (ou fuite) est utilisé pour décrire l'action du personnel s'échappant de la zone où il se situe au moment du déclenchement de l'alerte, pour rejoindre un endroit sûr (RT ou zone de rassemblement sécurisée).

Le même mot « évacuation » est utilisé en français dans deux contextes très différents :

- 1) Pour décrire l'action du personnel s'échappant (« escape » en anglais) de manière ordonnée du RT ou d'une zone de rassemblement sécurisée pour rejoindre la zone d'embarquement près des canots/radeaux de sauvetage; et
- 2) Pour décrire l'action du personnel évacuant (« evacuation » en anglais) de façon ordonnée l'installation : embarquement dans les canots/radeaux de sauvetage et mise à la mer des embarcations.

Les chemins d'échappement et d'évacuation sont conçus de façon à ce qu'il y ait au moins deux itinéraires distincts à partir de chaque zone de travail. L'itinéraire des chemins d'échappement et d'évacuation est conçu pour :

- Offrir des moyens d'échappement protégés lors d'un événement accidentel;
- Indiquer au personnel des chemins désignés et très visibles avec une signalisation appropriée;
- Fournir un chemin d'évacuation droit et direct là où c'est possible;
- Permettre au personnel, lors d'un incident/accident, de s'échapper vers un endroit sûr (RT ou zone de rassemblement) sans pénétrer dans d'autres zones présentant un danger élevé; et
- Ne pas avoir de chemins de plus de 5 m de long débouchant sur une impasse.

Tous les chemins d'échappement / évacuation sont recouverts par une surface antidérapante durable pour éviter les glissades, les trébuchements et les chutes.

Les principaux chemins d'échappement se trouvent sur toute la longueur des côtés bâbord et tribord du navire de forage, du FPSO et du FLNG. Ils sont reliés à intervalles réguliers par des chemins d'échappement traversant les navires. Sur le navire de forage et sur le FPSO, ces chemins d'échappement mènent à la zone de rassemblement sécurisée principale (le refuge temporaire – RT, situé à l'arrière du FPSO et à l'avant du navire de forage), et à la zone de rassemblement sécurisée alternative (à l'avant du FPSO et à l'arrière du navire de forage).

Au terminal du hub près des côtes, les chemins principaux d'échappement le long des côtés bâbord et tribord du FLNG mènent au principal moyen d'évacuation du FLNG à partir de l'arrière du navire. De là, l'échappement principal se poursuit le long du quai mobile vers la plateforme LS, sur laquelle se trouve la zone de rassemblement sécurisée principale (le RT). Une évacuation secondaire est également possible par la proue du FLNG et l'échappement se poursuit le long du quai mobile vers la zone de rassemblement sécurisée alternative de la plateforme avec tube prolongateur.

Les chemins d'échappement sur la plateforme LS et sur la plateforme avec tube prolongateur sont établis sur les limites extérieures de chaque niveau de pont principal.

8.3.5.6.19 Éclairage de secours

Un éclairage de secours est fourni dans chaque installation pour s'assurer que les chemins d'échappement et les zones de contrôle soient éclairés adéquatement en cas de perte d'alimentation électrique principale.

Les boîtiers d'éclairage de secours avec pile de secours représentent environ 10 % de l'éclairage normal des chemins d'échappement/évacuation. Dans les zones où le commandement et le contrôle d'un incident / accident sont requis (salles de contrôle, salles de commutateurs, zones de rassemblement, débarcadères, etc.), environ 50 % de l'éclairage normal est équipé d'une alimentation électrique de secours.

Des piles de secours sont prévues pour l'éclairage de secours afin d'assurer un éclairage adéquat pendant la durée requise.

8.3.5.6.20 Rassemblement sécurisé et refuge temporaire (RT)

Les zones sécurisées principales de rassemblement sur le navire de forage se trouvent près de la proue du navire, à l'extérieur de l'unité d'habitation, sous les postes de canots de sauvetage, sur les côtés bâbord et tribord. Si le personnel ne peut pas atteindre les zones sécurisées principales de rassemblement, des zones sécurisées alternatives de rassemblement sont prévues à l'arrière, adjacentes aux canots de sauvetage arrière, de chaque côté du bâtiment de la cheminée. Les locaux d'habitation sont également désignés comme refuge temporaire (RT). Ils sont protégés par des murs extérieurs conçus entièrement avec des plaques en acier. Il repose également sur la séparation physique loin du centre de forage ainsi que sur l'orientation continue du navire face au vent pour atténuer les risques d'incendie et d'explosion.

La zone de rassemblement sécurisée principale du FPSO se trouve dans les installations d'hébergement, situées à l'arrière du navire. Les installations d'hébergement sont également désignées comme RT. Les critères de protection contre les incendies et les explosions pour le RT seront déterminés au cours de la phase de Préparation du projet, en tenant compte des dangers propres à l'installation et de l'évaluation des risques d'incendie. Si le personnel ne peut pas atteindre les zones sécurisées principales de rassemblement du FPSO, une zone de rassemblement sécurisée alternative est prévue à l'avant du navire.

La zone de rassemblement sécurisée principale du terminal du hub près des côtes se trouve dans les installations d'hébergement situées sur la plateforme LS. Les installations d'hébergement sont également désignées comme RT. Les critères de protection contre les incendies et les explosions pour le RT seront déterminés au cours de la phase de préparation du projet, en tenant compte des dangers propres à l'installation et de l'évaluation des risques d'incendie. Si le personnel ne peut pas atteindre la zone de rassemblement sécurisée principale sur la plateforme LS, une zone de rassemblement sécurisée alternative est prévue sur la plateforme avec tube prolongateur, à l'extrémité opposée du quai mobile.

En tant que RT désignés, les locaux habitations du navire de forage, du FPSO et de la plateforme LS abritent les principales fonctionnalités listées ci-dessous :

- Un emplacement réservé au centre de contrôle des incidents, avec des installations permettant de déclencher des alarmes, d'évaluer et de surveiller un incident au fur et à mesure de son évolution, et de contrôler les fonctions pour atténuer les effets de l'incident.

- Un espace permettant au personnel de commandement d'urgence de prendre des décisions efficaces et éclairées en matière de contrôle d'incident, de gérer et communiquer par radio avec les équipes d'intervention d'urgence, et d'organiser une évacuation contrôlée.
- Des moyens de communication avec les bases d'approvisionnement, les autres installations ainsi que les services externes d'urgence et de sauvetage.
- Une zone pour permettre aux équipes d'intervention d'urgence de se rassembler et de revêtir leurs combinaisons incendie, leurs appareils respiratoires et autres suivant les besoins.
- Un accès protégé aux zones d'embarquement pour évacuation.
- Un espace pour un triage sommaire et des premiers soins apportés aux blessés.
- Un espace pour rassembler le personnel en toute sécurité, au besoin.

Pour prévenir/réduire le risque d'entrée de fumée et de gaz, les RT comprennent les fonctionnalités essentielles suivantes :

- Les portes extérieures sur les entrées principales sont munies de halls d'exclusion de gaz et de fumée composés d'au moins deux portes séparant l'air extérieur de l'environnement interne.
- Les conduits d'entrée d'air se trouvent dans des zones non classées et sont situés de façon à réduire le risque d'entrée de fumée ou de gaz.
- La ventilation forcée maintient une pression positive dans les installations d'hébergement.
- Des détecteurs de gaz inflammables et de fumée se trouvent dans les conduits d'entrée d'air. En cas de détection de gaz ou de fumée confirmée, les registres/volets coupe-feu et coupe-gaz en entrée et en extraction d'air se ferment automatiquement, et les ventilateurs d'entrée d'air sont arrêtés. Le système de ventilation interne continue de faire recirculer l'air.
- Les registres/volets coupe-feu ont une certification égale ou supérieure à celle de la cloison dans laquelle ils sont installés.
- L'état d'ouverture/fermeture des registres/volets coupe-feu est indiqué au personnel de la salle de contrôle d'urgence.

Les zones de rassemblement sécurisées alternatives sont également dotées de systèmes de communication avec les zones sécurisées principales de rassemblement et le centre de contrôle des incidents.

8.3.5.6.21 *Évacuation (canots de sauvetage, secondaire et tertiaire)*

Les moyens d'évacuation privilégiés à partir du navire de forage sont l'hélicoptère, puis le navire de soutien. Dans un scénario d'urgence où le navire de forage fait l'objet d'une menace immédiate, l'évacuation par hélicoptère ou par le navire de soutien pourrait ne pas être possible. Par conséquent, le principal moyen d'évacuation est le canot de sauvetage lancé par bossoir (embarcation de sauvetage motorisée entièrement fermée – TEMPSC). Le navire de forage est équipé de six TEMPSC au total; quatre sont situées vers la proue (deux à bâbord et deux à tribord) et sont adjacentes aux zones sécurisées principales de rassemblement. Deux TEMPSC sont situées à l'arrière, à bâbord et à tribord, et sont adjacentes aux zones de rassemblement sécurisées alternatives. Chaque TEMPSC peut accueillir un total de 70 personnes, soit une capacité totale de 280 personnes dans les zones sécurisées principales de rassemblement, 140 personnes dans les zones de rassemblement sécurisées alternatives, ou 210 personnes sur chacun des côtés bâbord et tribord. Le PAB maximal du navire de forage est de 200 personnes.

Le moyen d'évacuation privilégié du FPSO est le bateau d'équipage. Dans un scénario d'urgence où le FPSO fait l'objet d'une menace immédiate, l'évacuation par bateau d'équipage pourrait ne pas être possible. Par conséquent, le principal moyen d'évacuation est le TEMPSC. Le FPSO est équipé d'un TEMPSC à chute libre située à l'arrière. Le nombre et les emplacements des TEMPSC seront

déterminés pendant la phase de Préparation du projet, sur la base des analyses d'échappement, d'évacuation du RT et de sauvetage propres à l'installation. Toutefois, des TEMPSC seront situées à côté du RT avec un accès direct à partir de la zone de rassemblement sécurisée principale. De plus, les TEMPSC seront fournies en nombre suffisant pour évacuer 100% du PAB maximal, plus au minimum une embarcation en réserve.

Le FPSO est également équipé de deux systèmes d'évacuation marine comprenant un toboggan d'évacuation et des radeaux de sauvetage intégrés, situés à bâbord et à tribord à l'avant, avec un accès direct à partir de la zone de rassemblement sécurisée alternative. La capacité et les emplacements précis des deux systèmes d'évacuation marine seront déterminés au cours de la phase de Préparation du projet, sur la base des analyses d'échappement, d'évacuation du RT et de sauvetage propres à l'installation. Cependant, ils devront avoir les caractéristiques suivantes :

- Se trouver dans un endroit sécurisé et abrité, protégé des dommages directs causés par un incendie et une explosion.
- Permettre dans un délai de dix minutes, le transfert dans des radeaux de sauvetage gonflés du nombre total de personnes pour lequel ils ont été conçus.

Les moyens d'évacuation privilégiés du terminal du hub près des côtes sont les bateaux d'équipage. Dans un scénario d'urgence où les installations du terminal du hub près des côtes font l'objet d'une menace immédiate, l'évacuation par bateau d'équipage pourrait ne pas être possible. Par conséquent, le principal moyen d'évacuation est le TEMPSC. Des TEMPSC lancées par bossoir sont situées sur la plateforme LS. Le nombre et les emplacements des TEMPSC seront déterminés pendant la phase de Préparation du projet, sur la base des analyses d'échappement, d'évacuation du RT et de sauvetage propres à l'installation. Toutefois, des TEMPSC seront situées à côté du RT avec un accès direct à partir de la zone de rassemblement sécurisée principale. De plus, les TEMPSC seront fournies en nombre suffisant pour évacuer 100% du PAB maximal du terminal du hub près des côtes (156 personnes), plus une embarcation de réserve.

Au terminal du hub près des côtes, des points d'accostage de navires et des points d'accès sont disponibles à certains endroits sur la jetée du quai mobile. Le cas échéant, ces points fournissent des moyens viables d'évacuer le personnel bien qu'aucune installation supplémentaire, utilisable en situation d'urgence, ne soit fournie en plus de celles nécessaires pour les opérations marines normales.

Si un événement venait à compromettre les chemins d'évacuation du personnel vers le RT sur la plateforme LS, d'autres installations d'évacuation sont prévues comme suit :

- Accès direct à la mer à partir d'emplacements sélectionnés sur la jetée du quai mobile.
- Radeaux de sauvetage et échelles sur la plateforme avec tube prolongateur.

Tous les radeaux de sauvetage ont une conception certifiée éprouvée et sont conformes aux exigences de SOLAS. Chaque TEMPSC est également équipée d'un système de protection extérieur par projections d'eau incendie, d'une radio à bande marine, d'une Radiobalise de Localisation des Sinistres (RLS) et d'un transpondeur de recherche et de sauvetage.

En plus des TEMPSC, toutes les installations sont équipées de radeaux gonflables lançables par-dessus bord, situés dans les zones sécurisées principales et alternatives de rassemblement, répartis autour des installations et utilisables par le personnel s'il n'est pas en mesure d'atteindre les zones de rassemblement ou d'utiliser les TEMPSC.

8.3.5.6.22 Équipements de sauvetage

Des équipements de sauvetage sont disponibles dans les installations pour faciliter l'échappement et l'évacuation en toute sécurité, notamment :

- Des bouées de sauvetage;
- Des gilets de sauvetage; et

- Des sacs de sécurité (comprenant entre autres des cagoules anti-fumées, des torches et des gants résistants au feu).

8.3.5.6.23 Recherche et sauvetage (récupération en mer)

Pour le sauvetage et la récupération en mer, des navires de soutien présents sur le terrain sont disponibles. De plus, un support par des services basés à terre peut être mobilisé sous forme d'hélicoptères et de navires supplémentaires.

Dans le cas d'un scénario où une personne tombe à la mer ou si un sauvetage en mer est requis, des embarcations rapides de sauvetage (ERS, ou FRC en anglais) se trouvent sur le navire de forage et le FPSO. Aucune ERS n'est prévue au terminal du hub près des côtes, mais les navires de soutien (c.-à-d., remorqueurs et embarcations d'équipage) peuvent aider, au besoin.

8.3.5.6.24 Installations médicales

Des installations médicales se trouvent dans chaque RT; il est possible d'y effectuer un triage sommaire et d'apporter des premiers soins au personnel blessé. Les installations permettent l'accès des civières aux zones d'embarquement de l'héliport et aux TEMPSC en cas d'évacuation d'urgence ou d'évacuation médicale. L'équipement et le personnel dans les installations médicales comprennent :

- Infirmeries avec lits;
- Zones de soins;
- Fournitures et matériel médicaux (y compris les médicaments, les bandages, les défibrillateurs, les civières, etc.); et
- Personnel médical soutenu par des secouristes qualifiés.

8.3.6 Dispositions de préparation aux situations d'urgence

8.3.6.1 Introduction

Dans toutes les éventualités où un accident majeur pourrait survenir, une planification efficace et la préparation aux situations d'urgence aideront à réduire les conséquences. Les éléments clés de la préparation aux situations d'urgence décrits dans cette section de l'étude de dangers sont les suivants :

- 1) Le modèle d'intervention d'urgence de BP et la structure générale;
- 2) Les principaux rôles et responsabilités;
- 3) Le commandement unifié dans une situation d'urgence trans-juridictionnelle mettant en jeu plusieurs parties;
- 4) Le plan d'intervention d'urgence;
- 5) La formation et les vérifications; et
- 6) Les actions clés, l'équipement et les installations mobilisés en cas d'accident majeur.

8.3.6.2 Modèle d'intervention d'urgence et structure générale

Le système de gestion des crises de BP se base sur trois niveaux hiérarchiques : l'équipe de gestion des incidents (ÉGI), l'équipe de soutien opérationnel (ÉSO) et l'équipe de soutien à la direction (ÉSD).

Le système est conçu pour gérer tous les types d'incidents, y compris les situations les plus critiques. Des processus standards et des personnes bien formées peuvent être mobilisés sans retard pour commencer à gérer les priorités. Par la suite, il est possible d'adapter l'organisation de l'intervention à l'incident particulier.

Les différentes entités, unités et services de BP, y compris les projets et les actifs opérationnels, doivent s'assurer que des plans et des ressources efficaces sont en place dans leur organisation pour mobiliser les deux premiers niveaux d'intervention (ÉGI et ÉSO). Puisqu'il est peu probable qu'ils disposent de toutes les ressources nécessaires pour gérer le scénario le plus critique, ils peuvent avoir besoin de l'aide d'autres parties de l'entreprise. Un tel système permet de s'assurer qu'un effort d'intervention intégré au sein de BP est mis en œuvre rapidement et efficacement au début d'un incident ou d'une crise.

En cas d'urgence, le projet déploiera une ÉGI à deux endroits différents : dans le pays, avec une petite équipe de base, soutenue par une ÉGI plus importante basée à Londres, au Royaume-Uni. Toutes les ÉGI basent leur structure et leurs processus de réponse sur le système de commandement des interventions (SCI).

Le soutien à l'ÉGI sur place peut être assuré par l'équipe de soutien au niveau pays (ÉSP – également basée dans le pays). Le soutien peut également être fourni par des ressources situées au-delà de la région, notamment l'équipe d'intervention mutuelle (ÉIM). L'ÉIM comprend environ 100 intervenants d'ÉGI expérimentés, basés dans des entités de BP du monde entier, qui sont formés et prêts à fournir du soutien en cas d'incident dans n'importe quelle région. Pour la continuité des opérations et d'autres questions commerciales, si la situation l'exige, il est possible de faire appel à une ÉSO basée à Londres, au Royaume-Uni, en plus d'une ÉSD située dans les quartiers généraux de BP.

La structure organisationnelle de l'intervention d'urgence est illustrée à la figure 8-88.

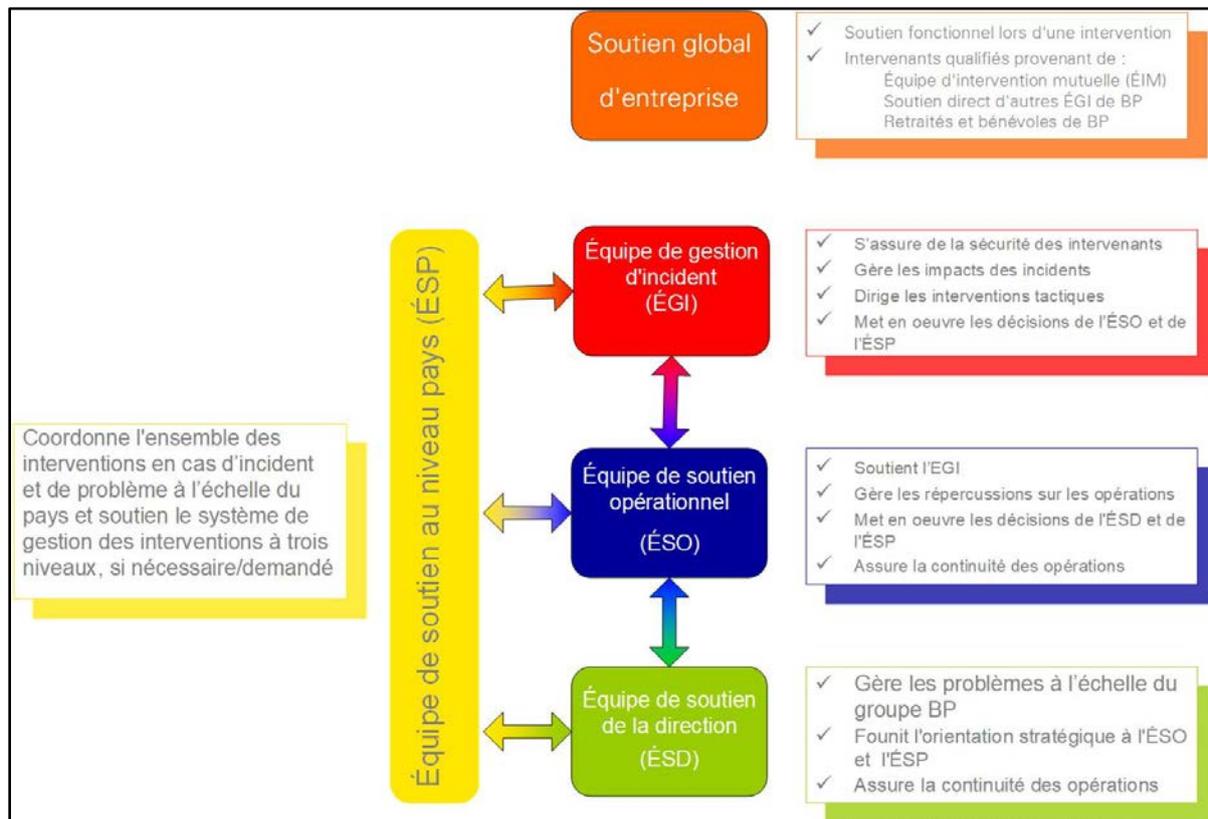


Figure 8-88 Structure organisationnelle du plan d'intervention d'urgence

L'organisation de l'ÉGI dépend de l'ampleur de l'incident; elle est conçue pour être étendue ou réduite, selon les besoins, en fonction du type, de la complexité et de la durée de l'urgence. En général, toute situation d'urgence entraînera d'abord la mobilisation du personnel de commandement, puis l'attribution des tâches au personnel nécessaire, qui rassemblera ensuite les unités de soutien nécessaires pour répondre aux exigences de l'intervention.

La figure 8-89 illustre une organisation d'ÉGI typique pour une réponse à grande échelle.

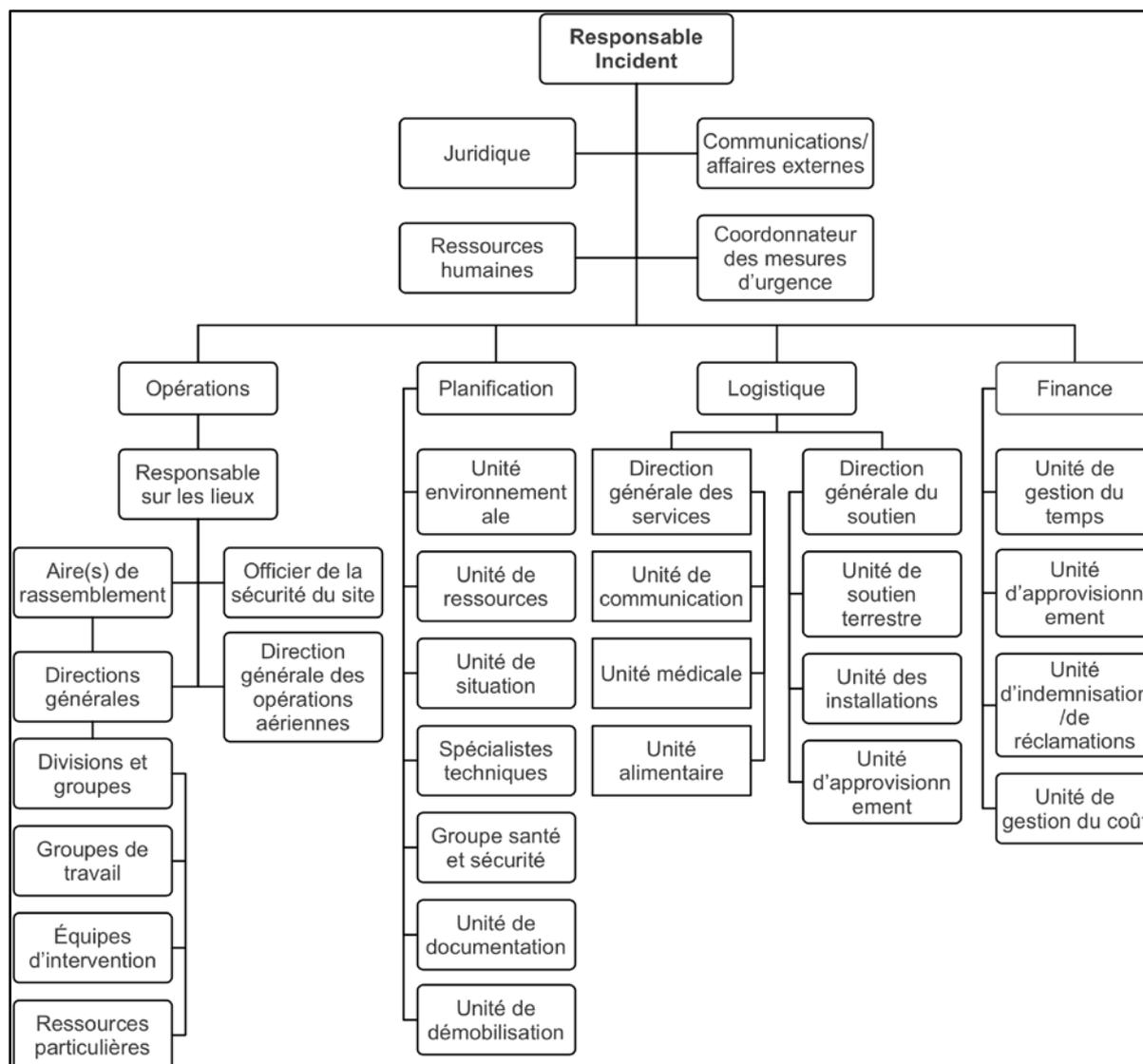


Figure 8-89 Structure organisationnelle de l'ÉGI

8.3.6.3 Principaux rôles et responsabilités

Les rôles et les responsabilités sont définis pour tout le personnel qui effectue une fonction d'intervention en cas d'urgence. Les rôles et responsabilités clés sont résumés pour :

- L'équipe de gestion des incidents (ÉGI);
- L'équipe de soutien opérationnel (ÉSO);
- L'équipe de soutien au niveau pays (ÉSP);
- L'équipe de soutien à la direction (ÉSD); et
- L'équipe d'intervention mutuelle (ÉIM).

8.3.6.3.1 *Équipe de gestion des incidents*

L'ÉGI s'occupe de la conduite et du soutien direct de l'intervention sur le terrain pour résoudre l'incident. La réponse sur les lieux et le soutien direct de l'équipe d'intervention tactique (TRT), s'ils sont requis, relèvent de la responsabilité de l'ÉGI. Indépendamment de sa taille, sa structure est définie par le SCI. Un responsable Incident dirige l'ÉGI.

L'ÉGI hors site facilite la planification et soutient les efforts d'intervention sur les lieux. Ses rôles et responsabilités incluent :

- La direction des opérations d'intervention d'urgence.
- Le soutien à l'ÉGI sur place.
- La transmission d'informations à l'ÉSO et l'ÉSP sur l'évolution de la crise, le déploiement de l'équipement sur le site d'intervention et tout le soutien nécessaire.

À l'emplacement de l'urgence/de l'incident, le coordonnateur sur site est responsable du management de l'équipe d'intervention d'urgence et assure la liaison avec l'ÉGI hors site. Toutes les installations (le navire de forage, le FPSO, le terminal du hub près des côtes et la base d'approvisionnement) ont désigné des coordonnateurs de site. Pour les installations en mer, ce rôle est généralement assuré par le directeur d'installation au large (OIM). Les rôles et les responsabilités du coordonnateur de site sont entre autres de :

- Rassembler le personnel et assurer son évacuation ordonnée, en vérifiant que toutes les personnes sont comptabilisées.
- Assurer les premiers soins aux blessés et les préparer à une évacuation médicale.
- Gérer l'incident.
- Déployer des outils tactiques pour contrôler l'urgence ou y mettre un terme.
- Tenir informée l'ÉGI hors site sur l'évolution de la crise, le déploiement de l'équipement sur le site d'intervention et tout le soutien nécessaire.

8.3.6.3.2 *Équipe de soutien opérationnel*

L'ÉSO a quatre responsabilités fondamentales :

- Fournir un soutien à l'ÉGI.
- Traiter les problèmes liés à l'incident, mais qui ne relèvent pas de la responsabilité de l'ÉGI.
- Gérer les répercussions commerciales, y compris la continuité des activités.
- Mettre en œuvre les décisions prises par l'équipe de soutien à la direction ou l'équipe de soutien au niveau pays.

En raison de la nature de son travail, la taille de l'ÉSO est modeste par rapport à une ÉGI typique. Un dirigeant d'entité ou un délégué remplit généralement le rôle de dirigeant de l'ÉSO.

Il est important de noter que l'ÉSO ne donne pas d'orientation en matière d'intervention à l'ÉGI. Cependant, il incombe au dirigeant de l'ÉSO de confirmer les compétences du responsable Incident en ce qui concerne la direction de l'ÉGI et, s'il y a lieu, de désigner un responsable Incident mieux qualifié.

Lorsqu'un incident a un impact sur plus d'une entreprise, il est important que l'une de ces entreprises joue le rôle de l'ÉSO principale ayant la responsabilité de soutenir l'ÉGI. L'ÉSO principale agira comme un filtre et un canal d'information entre l'ÉGI, les autres ÉSO affectées et l'ensemble de BP.

Normalement, une ÉSO signalera son activation à l'Équipe BP de gestion des crises et de la continuité et, si cela est pertinent pour l'incident, fournira des mises à jour de la situation.

8.3.6.3.3 Équipe de soutien au niveau pays

L'ÉSP est responsable de la coordination de la gestion globale des incidents et des problèmes à l'échelle nationale.

Le chef de pays coordonne l'effort d'intervention dans le pays et dirige l'ÉSP, qui se compose de représentants des segments et des fonctions concernés. Le chef de pays peut également activer les ressources du pays et du groupe (p. ex. : les ÉIM) pour porter assistance à l'intervention au niveau des ÉGI, et utiliser le soutien d'une des équipes BP de gestion des crises et de la continuité.

Une intervention dans le pays peut toucher une ou plusieurs ÉGI et ÉSO qui traitent un ou plusieurs incidents simultanément.

Lorsqu'un incident peut avoir des répercussions sur plusieurs pays et nécessite une plus grande coordination, un cadre de direction (SE) a la possibilité de former une ÉSD, composée d'un nombre de personnes approprié pour l'incident. Le SE principal peut diriger l'équipe lui-même ou déléguer la responsabilité à un dirigeant supérieur de segment ou de fonction. Le SE principal peut sélectionner un chef de pays (HoC) provenant de l'un des pays touchés pour prendre les devants en utilisant les ressources de sa propre ÉSP.

8.3.6.3.4 Équipe de soutien à la direction

L'ÉSD s'occupe directement de la gestion des problèmes liés à l'incident qui pourraient avoir des répercussions à l'échelle du Groupe. Ces préoccupations de haut niveau comprennent la protection de la réputation, de l'opérabilité, de la viabilité et de la rentabilité du Groupe.

L'équipe comprend généralement le cadre supérieur de chaque segment et fonction.

L'ÉSD ne donne pas de commandes tactiques à l'ÉGI ou à l'ÉSO. Cependant, les mesures stratégiques décidées par l'ÉSD sont mises en œuvre au niveau de l'ÉSO et/ou de l'ÉSP.

8.3.6.3.5 Équipe d'intervention mutuelle

L'ÉIM constitue une ressource d'ÉGI accessible pour toutes les opérations de BP. La plupart des membres de l'équipe ne sont pas des membres du personnel d'intervention d'urgence à temps plein, mais ils possèdent des compétences et une expérience spécialisée qui pourraient être bénéfiques pour les équipes d'intervention d'urgence.

Les ressources de l'ÉIM peuvent être utilisées pour compléter les ressources existantes d'une ÉGI et/ou d'un pays. L'ÉIM est activée par intervention auprès du spécialiste concerné dans l'Équipe de gestion des crises et de la continuité, qui évaluera les besoins d'intervention et, si nécessaire, mobilisera les membres appropriés de l'ÉIM.

Une fois que l'ÉIM a été activée, il incombe au demandeur de s'assurer que les tâches suivantes sont effectuées :

- Aide à la délivrance de visas aux membres de l'ÉIM (si nécessaire).
- Organisation du transport de l'aéroport vers le poste de commandement du lieu de l'incident.
- Organisation de la logistique pour le transport et le stockage de tout équipement apporté par les membres de l'ÉIM.
- Organisation de l'hébergement des membres de l'ÉIM.
- Informer les membres de l'ÉIM des événements de l'incident avant l'intégration des équipes.

8.3.6.3.6 Équipe de gestion des crises et de la continuité

Le rôle de l'Équipe de gestion des crises et de la continuité est d'agir à titre d'autorité au sein de l'entreprise en mettant l'accent sur la stratégie, la normalisation, les outils, les procédures et la surveillance des risques significatifs à l'échelle du Groupe.

L'équipe de gestion des crises et de la continuité fournit une vision indépendante du risque de crise et de continuité lié à tout incident.

Cela comprend, dans une certaine mesure : un soutien direct, y compris un soutien à l'ÉSD, et un soutien aux dirigeants nationaux et la gestion de l'ÉIM. L'activation de l'ÉIM se fait par intervention auprès du membre central de l'Équipe de gestion des crises et de la continuité.

L'Équipe de gestion des crises et de la continuité coordonne également le réseau du groupe pour les déplacements en situation de crise (Group Crisis Travel network), en soutenant l'entreprise dans le suivi des voyageurs et en assurant leur sécurité.

8.3.6.4 Commandement unifié

Un commandement unifié (CU) peut être nécessaire dans une situation d'urgence trans-juridictionnelle mettant en jeu plusieurs parties, y compris des entrepreneurs, des organismes gouvernementaux ou des dirigeants de communautés locales. Chacune de ces entités peut avoir des responsabilités juridiques, géographiques ou fonctionnelles différentes dans un schéma efficace de coordination, de planification et d'interaction visant à gérer efficacement l'intervention. Le but du CU est que toutes les organisations proposent des directives de gestion basées sur un ensemble commun d'objectifs et de stratégies, ainsi qu'un plan d'action unique en cas d'incident. Chaque organisation participante conservera sa propre autorité et sa propre responsabilité. Chaque organisation désigne une personne qui aidera le chef de l'équipe d'intervention à définir conjointement les objectifs, les stratégies, les plans, les allocations de ressources et les priorités, tout en collaborant pour gérer l'intervention. Ces personnes désignées constituent le CU, qui gère l'incident selon une approche collaborative unifiée comprenant les éléments suivants :

- Une structure organisationnelle commune, qui peut inclure des membres d'organisations différentes jouant des rôles différents, selon la situation.
- Un centre de commandement unique, situé le plus près possible du lieu de l'incident, où les membres du CU peuvent se rassembler.

La composition exacte de la structure du CU dépendra du lieu de l'incident (c.-à-d. des instances géographiques ou des organisations concernées) ainsi que du type d'incident (p. ex. : les ressources fonctionnelles des instances ou des organisations qui sont requises pour l'intervention).

8.3.6.5 Plans de gestion de crise et d'intervention d'urgence

Les plans de gestion de crise et d'intervention d'urgence de BP pour le projet et les opérations du projet GTA-Phase 1 englobent toutes les interventions d'urgence, y compris les plans d'intervention d'urgence supplémentaires élaborés par les principaux entrepreneurs contractants qui exploitent d'autres installations et effectuent des opérations pour BP.

Compte tenu de la phase précoce du projet, ces plans sont en cours d'élaboration. Ils comprennent une stratégie d'intervention d'urgence qui détaille la façon dont tous les scénarios d'urgence seront traités, et, entre autres à qui en incombera la principale responsabilité, ainsi que la gestion des diverses interfaces entre les installations et les parties prenantes. La stratégie d'intervention d'urgence constitue le document de référence pour la gestion de l'intervention d'urgence et doit être partagée avec tous les entrepreneurs et les parties prenantes.

Les plans de gestion de crise et d'intervention d'urgence de BP, ainsi que les plans complémentaires de l'entrepreneur principal, créent les conditions nécessaires pour assurer :

- La mise en place d'une structure organisationnelle efficace capable de mettre en œuvre les plans d'urgence, avec une bonne structure de commandement et de contrôle pour gérer tout incident.

- L'utilisation de critères de sélection et d'évaluation appropriés avant l'affectation des rôles aux personnels dans les plans d'urgence.
- Une formation appropriée (et une évaluation des compétences) pour tous les rôles attribués dans la situation d'urgence.
- L'élaboration et la mise en œuvre de plans et procédures clairs et bien préparés.
- Des ressources humaines d'un niveau approprié pour permettre la mise en œuvre de toute intervention d'urgence pendant les heures normales de travail, les nuits, les fins de semaine et les jours fériés.
- La définition et la mise en exercice d'interfaces entre les différentes parties prenantes associées à tous les aspects de l'intervention d'urgence à tous les niveaux (sur les lieux et à l'extérieur), balayant tous les scénarios prévus par des exercices de simulation sur papier et à des exercices concrets.
- Un traitement efficace de l'information pendant l'urgence et la mise en place d'outils de communication critique.

Les plans d'intervention d'urgence de BP décrivent l'ensemble de la structure de commandement de gestion des incidents ainsi que les spécifications de la procédure BP de préparation et d'intervention en cas d'urgence. Ces plans fournissent une approche systématique, proactive et flexible pour répondre à toutes les situations d'urgence.

Les plans sont conçus de manière à être flexibles et à s'adapter à toute situation, y compris les urgences locales, les situations nécessitant l'activation de ressources internationales et les urgences nécessitant une réponse conjointe de BP, de ses partenaires, entrepreneurs, organismes gouvernementaux et répondants tiers.

Les incidents mineurs et les accidents seront gérés à l'échelle locale en faisant appel au personnel local et aux ressources de l'ÉGI du pays. Dans le cas d'incidents plus graves, l'organisation d'une intervention plus importante peut être requise.

Chaque installation sous le commandement d'une personne responsable (Person in charge, PIC) dispose de son propre plan d'intervention d'urgence. Cela inclut tous les navires participant à la construction et à l'installation en mer. Ces plans traitent des incidents de santé et de sécurité au travail ainsi que des accidents majeurs. En outre, ils traitent des interfaces et des interactions potentielles avec diverses installations de développement et parties prenantes.

L'évaluation des dangers et des risques, réalisée en tant que partie intégrante du processus de conception du projet GTA-Phase 1, y compris la présente étude de dangers et d'analyse des risques professionnels, fournit des informations sur les scénarios d'urgence et les interventions qui y répondent.

Les plans d'intervention d'urgence de BP comprennent :

- Une stratégie globale d'intervention d'urgence.
- Un plan d'intervention d'urgence pour le FPSO, y compris l'interface avec le navire-citerne de déchargement du condensat.
- Le SOPEP du FPSO.
- Le plan d'intervention d'urgence du terminal du hub près des côtes et des installations connexes, y compris l'interface avec le FLNG et le navire-citerne.
- Le plan d'intervention d'urgence du FLNG.
- Le SOPEP du FLNG.
- Les plans d'urgence médicale en mer et sur terre.

- Les plans d'intervention en cas d'éruption de puits et de perte de confinement, y compris un plan d'intervention d'urgence par contrôle à la source (PIUCS).
- Un plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH).
- Un plan d'urgence en cas d'épidémie/de pandémie.

Les plans d'intervention d'urgence de BP seront en lien avec les plans d'entrepreneurs tiers, le cas échéant, pour s'assurer que toutes les situations d'urgence, y compris celles survenant dans des installations tierces ou ayant des répercussions sur d'autres installations, sont gérées de façon appropriée. Les plans d'urgence des entrepreneurs tiers comprennent :

- Les plans d'intervention d'urgence pour la construction et l'installation en mer.
- Le plan d'intervention d'urgence du navire-citerne.
- Le SOPEP du navire-citerne.
- Le plan d'intervention d'urgence du navire-citerne de déchargement de condensat.
- Le SOPEP du navire-citerne de déchargement de condensat.
- Le plan d'intervention d'urgence du navire de forage.
- Le SOPEP du navire de forage.
- Les plans d'intervention d'urgence des navires de soutien et des bateaux d'équipage.
- Les SOPEP des navires de soutien et des bateaux d'équipage.
- Les plans d'intervention d'urgence pour les aéronefs (hélicoptères).

Des plans de sûreté seront également élaborés pour aider les officiers de sûreté de BP et des installations, la PIC et l'équipage à assurer la sécurité et la sûreté des installations et de leurs cargaisons. Les plans fournissent des lignes directrices et des procédures pour prévenir et gérer les incidents de sûreté, notamment :

- L'accès non autorisé aux installations et aux zones d'accès restreint.
- La piraterie, au port ou en mer.
- L'introduction d'armes non autorisées ou d'autres dispositifs dangereux.
- L'utilisation d'un navire comme arme ou comme moyen de causer des dommages ou de la destruction.
- L'introduction de drogues illicites ou d'autres produits de contrebande.

Des plans d'intervention d'urgence supplémentaires seront élaborés, au besoin, pour répondre aux exigences réglementaires de la Mauritanie et du Sénégal.

8.3.6.6 Formation et tests

Des dispositifs adéquats seront élaborés et mis en œuvre pour former les personnels aux interventions d'urgence et assurer leur préparation aux situations d'urgence. Le type de formation requis dépend du rôle de l'individu en cas d'urgence, mais inclut le personnel ayant un rôle de management de l'intervention, ainsi que tout autre personnel, les entrepreneurs et les visiteurs.

La formation est tenue à jour, avec une formation d'actualisation appropriée. Des registres de toutes les formations et tous les tests sont conservés. La participation au test des plans d'urgence ne repose pas seulement sur un exercice de simulation; toutes les personnes concernées auront déjà reçu une formation pour les initier à leur rôle en cas d'urgence. Le niveau et les objectifs de la formation diffèrent

selon les personnes, mais sont propres à leur rôle et à leurs responsabilités dans l'intervention en situation d'urgence.

En plus de la formation, la préparation aux situations d'urgence est évaluée et mise en pratique par des tests. Les objectifs des tests sont d'aider à assurer ce qui suit :

- a) L'exhaustivité, la cohérence et la précision des plans d'urgence et des autres documents utilisés pour intervenir en situation d'urgence.
- b) Le caractère adéquat de l'équipement et des installations ainsi que leur opérabilité, en particulier dans des conditions d'urgence.
- c) La compétence des membres du personnel pour mener à bien les tâches qui leur sont confiées dans les plans pertinents, et leur utilisation de l'équipement et des installations.
- d) Le régime d'évaluation globale comprend les aspects suivants de l'intervention d'urgence :
 - i) L'activation des plans d'urgence et la notification des participants, y compris les alarmes sonores et la mobilisation du personnel de l'installation ayant un rôle à jouer en cas d'urgence.
 - ii) L'établissement du centre de contrôle d'urgence sur le site (ECC), d'où l'intervention d'urgence est dirigée et coordonnée dans un délai approprié. Il pourra être envisagé d'établir un autre ECC sur place dans certains tests, afin de démontrer la capacité à fonctionner lorsque l'ECC désigné sur les lieux est irréaliste.
 - iii) La rapidité et la précision de l'information provenant des parties concernées, de sorte que les personnes qui se trouvent au centre aient accès à un point de situation à jour de l'urgence et de l'intervention réalisée, sur lequel elles peuvent fonder leur prise de décision.
 - iv) La capacité des parties concernées à travailler ensemble, en utilisant les informations disponibles, pour préparer l'intervention durant la situation d'urgence.
 - v) La transmission des renseignements sur l'urgence et l'intervention à toutes les organisations participantes et, le cas échéant, aux médias.
 - vi) La vérification que l'équipement ayant un rôle à jouer dans l'intervention en situation d'urgence est opérationnel, et que les parties concernées sont compétentes et capables de l'utiliser.

Les évaluations sont basées sur des scénarios d'accidents propres à l'installation, déterminés lors de l'identification des dangers et l'évaluation des risques. Les tests portent généralement sur l'intervention au cours de la phase initiale d'urgence, qui a lieu habituellement durant les premières heures suivant l'incident. Les évaluations périodiques combinent également dans un même temps les plans d'urgence sur site et hors site (ou des éléments de ces plans) pour vérifier qu'ils fonctionnent efficacement ensemble.

Les tests sont également évalués pour déterminer les « enseignements tirés ». Cette mesure sert à déterminer si des modifications sont nécessaires afin d'améliorer les plans d'intervention d'urgence et la préparation globale.

Les différents exercices utilisés pour évaluer les plans et les interventions d'urgence sur les lieux et à l'extérieur sont résumés au tableau 8-41.

Tableau 8-41 Exercices d'intervention d'urgence

Type	Description	Fréquence typique
Exercices d'entraînement	Nécessitent de tester un aspect particulier et relativement simple du plan d'urgence de manière isolée. Par exemple : exercices d'incendie; tests d'alarmes; évacuation; appel et recherche; appels téléphoniques en cascade; contrôle d'un déversement et récupération. Ces exercices sont effectués sur les installations à des intervalles allant généralement de toutes les semaines à tous les mois.	Hebdomadaire à mensuel
Exercices par séminaires	Nécessitent la formation du personnel et l'élaboration de plans d'urgence. Ils facilitent la discussion sur les interventions des différentes organisations lors d'une situation d'urgence.	Lors de la préparation du plan initial, puis chaque année
Exercices pratiques	Nécessitent la formation du personnel ou l'élaboration de plans d'urgence. L'intervention d'urgence est « répétée », y compris la visite des installations appropriées comme le commandement d'urgence.	Lors de l'élaboration du plan initial, puis chaque année
Exercices théoriques	Nécessitent la vérification de l'échange et de la diffusion de renseignements entre les organisations ainsi que de la prise de décision. Ils sont réalisés à l'aide d'un modèle, de plans ou de photographies pour représenter l'établissement. Ils pourraient inclure l'utilisation de technologies de l'information ou de systèmes de réalité virtuelle.	Avant la mise en service, puis chaque année.

8.3.6.7 Intervention en cas de déversement majeur

Les risques de déversement ont été définis et sont inclus dans les exigences de conception pour toutes les installations, et doivent être vérifiés pour tous les navires en activité sur le terrain. Les fluides de gisement du projet GTA-Phase 1 sont principalement des gaz avec des condensats associés. Les risques de déversement majeur identifiés sont une éruption de puits lors des opérations de forage, un important rejet de condensat provenant du FPSO ou un important rejet de diesel dans le terminal du hub près des côtes.

Les plans d'intervention d'urgence suivants traitent des déversements majeurs :

- Les plans d'intervention de BP en cas d'éruption de puits et de perte de confinement (BP. 2016b), en vertu desquels un plan régional sera élaboré, y compris un PIUCS.
- Plans d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures.

Pour contrôler la source d'une éruption, BP fera appel à :

- 1) L'équipe d'intervention du système de réponse au confinement (CRS). Le CRS est un organisme interne de BP qui peut fournir du matériel et des services, y compris des empilements de recouvrement, des inspections par ROV, des outils et du matériel d'enlèvement des débris.
- 2) Oil Spill Response Limited (OSRL). BP est un membre associé d'OSRL, une organisation mondialement reconnue en matière d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures. OSRL peut fournir du matériel et des services, y compris du matériel de recouvrement et de confinement, des inspections par ROV, du matériel d'enlèvement des débris et du matériel de dispersion, y compris pour des applications sous-marines.

Pour intervenir en cas de déversement d'hydrocarbures, BP possède également un PUDH. Ce plan est conforme aux exigences de la Convention internationale de 1992 sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (OPRC).

Le PUDH comprend trois niveaux d'intervention en cas de déversement accidentel en mer. Il comprend les ressources et les mesures nécessaires à la gestion des déversements de niveaux 1, 2 et 3, ainsi que la gestion de tous les impacts environnementaux, y compris les effets potentiels sur les côtes mauritaniennes et sénégalaises et sur les côtes voisines.

Les différents niveaux d'intervention sont décrits à la figure 8-90.

NIVEAU 1 D'INTERVENTION	NIVEAU 2 D'INTERVENTION	NIVEAU 3 D'INTERVENTION
<ul style="list-style-type: none"> ● Intervention nécessaire sur le site ● Faible déversement affectant une zone limitée ● Le déversement reste visible à proximité immédiate du site ● Faible impact environnemental ● Déversement facile à gérer avec les ressources présentes sur le site ● Source du déversement contrôlée et sécurisée ● Faible attention des médias 	<ul style="list-style-type: none"> ● Intervention régionale et nationale nécessaire ● Le déversement s'étend au-delà de la proximité immédiate du site ● Les moyens d'intervention de niveau 1 sont épuisés de sorte que d'autres moyens d'intervention régionaux et nationaux sont requis ● Impact potentiel sur les zones sensibles ou les collectivités locales ● Attention de la part des médias locaux et nationaux 	<ul style="list-style-type: none"> ● Intervention nationale et internationale nécessaire ● Éruption de puits ou perte de contrôle du puits ● Le déversement a traversé les frontières offshore ● Les moyens d'intervention de niveaux 1 et 2 sont épuisés de sorte que d'autres moyens d'intervention nationaux et internationaux sont requis ● Impact important sur les zones sensibles ou les collectivités locales ● Attention de la part des médias internationaux

Figure 8-90 Niveaux d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures

Une intervention de niveau 1 englobe la surveillance du déversement et l'exécution d'une ou de plusieurs interventions localisées, en utilisant des trousse de déversement (tel que requis par le plan d'urgence de bord contre la pollution par les hydrocarbures) ainsi qu'un équipement d'intervention à utiliser en cas de déversement. Les dispersants et les dispositifs de pulvérisation de dispersant seront situés à bord des navires de soutien. L'équipement d'intervention supplémentaire sera stocké dans un entrepôt situé à la/aux base(s) logistique(s) ou, si nécessaire, à divers endroits stratégiques.

Tous les navires et installations sont soumis à des mesures strictes de prévention des déversements, décrites dans les documents du SOPEP du navire. Les documents du SOPEP et du PUDH de BP seront testés et feront l'objet d'exercices avant le début des opérations. Tous les incidents impliquant des déversements d'hydrocarbures dans l'eau seront signalés à BP ainsi qu'aux autorités mauritaniennes et sénégalaises, selon les besoins.

Avec l'accord des autorités mauritaniennes et sénégalaises, BP établira une capacité de niveau 1 pour couvrir les scénarios impliquant des déversements en mer, portuaires et côtiers. Cette capacité comprendrait le dispersant, dont l'utilisation nécessiterait le consentement des autorités nationales avant son application.

BP dispose également d'un ensemble de ressources logistiques pour une intervention de niveau 2. Toute intervention de niveau 2 sera entreprise en coordination avec les autorités mauritaniennes et sénégalaises responsables des plans d'intervention en cas de pollution marine (la Direction de la marine marchande de Mauritanie et la Haute Autorité Chargée de la Coordination de la Sécurité Maritime, de la Sûreté Maritime et de la Protection de l'Environnement Marin [HASSMAR] au Sénégal), et avec leur consentement.

Dans le cas très improbable d'un scénario nécessitant une intervention de niveau 3, les ressources internationales seront activées. OSRL (et l'équipe d'intervention CRS pour les incidents/accidents liés au contrôle des puits) apportera une assistance en cas de déversement majeur, fournissant un équipement d'intervention de niveau 3 et des conseils d'experts. OSRL peut également fournir des avions de surveillance aérienne et des traitements chimiques aériens au moyen de dispersants, tout en offrant également un large inventaire d'équipements d'intervention pour lutter contre les déversements d'hydrocarbures. OSRL a également accès à un soutien supplémentaire fourni par des entreprises membres du réseau mondial d'intervention.

BP a accès à l'inventaire OSRL et CRS de niveau 3, à ses services-conseils techniques et à l'équipe d'intervention, et ce, 24 heures sur 24 et sept jours sur sept. Cela comprend des opérations aériennes de pulvérisation de dispersant de niveau 3 et des équipements supplémentaires en mer et sur terre, qui peuvent tous être mobilisés en quelques jours.

Toutes les interventions de niveau 3 auront lieu en coordination avec les autorités mauritaniennes et sénégalaises et avec leur accord.

8.3.6.8 Intervention en cas d'autres accidents majeurs

Les autres accidents majeurs impliquent généralement des incendies, des explosions et/ou des dommages importants aux installations. La philosophie générale et les actions en réponse à ces accidents majeurs incluent :

- La vigilance face à l'incident, c'est-à-dire le déclenchement d'une alarme et la réaction à celle-ci.
- L'évacuation de la zone de travail immédiate.
- Le rassemblement dans un refuge temporaire sûr.
- L'évaluation de la situation et le choix des mesures d'intervention d'urgence appropriées.
- Si nécessaire, l'évacuation de l'installation.

Bien que les caractéristiques de chaque accident majeur puissent être très différentes, la philosophie générale et les actions restent constantes et sont résumées dans le tableau 8-42. Pour que ces mesures soient prises efficacement, des mesures de vigilance face aux incidents ainsi que des installations de sortie, de refuge temporaire et d'évacuation sont prévues dans toutes les installations, ainsi que des services de sauvetage et de récupération pour le personnel en mer, décrits à la section 8.3.5.6.

Tableau 8-42 Actions générales et intervention

Phase	Description
Vigilance face aux incidents	L'avertissement initial d'un incident est donné. Les alarmes et les annonces ordonnent généralement au personnel de se rendre à sa zone de rassemblement sécurisée principale.
Échappement / Évacuation	Lorsque les membres du personnel sont avertis de la situation d'urgence, ils doivent sécuriser leur lieu de travail et se rendre à leur zone de rassemblement sécurisée principale, en empruntant les voies d'évacuation désignées. Si le personnel ne peut pas se rendre à sa zone de rassemblement sécurisée principale, il devra se diriger vers la zone de rassemblement sécurisée alternative.
Rassemblement sûr	Lorsque les membres du personnel arrivent à leur zone sécurisée principale ou alternative de rassemblement, un appel est effectué pour vérifier la présence de tous les membres du personnel.
Évaluation	Dès le déclenchement de l'alarme initiale, le responsable sur site (PIC) ainsi que les dirigeants d'ÉGI sur place prennent connaissance de tous les renseignements sur l'étendue et la sévérité de l'événement. Le PIC s'occupe alors de prendre des décisions quant aux mesures à adopter. Si il est possible de le faire sans danger, les équipes d'intervention d'urgence peuvent être amenées à localiser et récupérer les personnes blessées ou portées disparues, après s'être équipées des vêtements de protection appropriés, notamment un appareil respiratoire. Des équipes d'intervention d'urgence peuvent également être déployées, mais uniquement si l'incendie est clairement contrôlable et si le déploiement peut être fait de manière sûre. Si l'événement est maîtrisé, aucune autre mesure d'urgence ne sera nécessaire. Si l'événement ne peut être maîtrisé, le PIC prendra la décision d'évacuer l'installation. L'ordre d'évacuation ne sera pris qu'après une prise en compte exhaustive de tous les faits. L'évacuation comporte des risques intrinsèques; le PIC prendra donc le temps de s'assurer qu'il comprend l'ampleur de l'événement avant de prendre la décision d'évacuer. Les zones sécurisées principales de rassemblement sont conçues pour résister aux effets des accidents majeurs prévus, pendant une période suffisante pour que le PIC prenne la décision d'évacuer et que l'évacuation soit effectuée de manière sûre et contrôlée.
Évacuation	Pour le navire de forage, l'hélicoptère représente le moyen d'évacuation privilégié. Si l'hélicoptère n'est pas disponible, un navire de soutien est utilisé. Pour le FPSO et le terminal du hub près des côtes, le bateau d'équipage constitue le moyen d'évacuation privilégié. Cependant, lors d'une évacuation d'urgence, l'hélicoptère, les navires de ravitaillement ou les bateaux d'équipage peuvent ne pas être disponibles à temps ou peuvent ne plus constituer une option d'évacuation en raison de l'événement. Dans ce cas, le principal moyen d'évacuation est le canot de sauvetage (embarcation de sauvetage motorisée entièrement fermée – TEMPSC).

8.4 Analyse des risques professionnels

8.4.1 Introduction

La section 8.4 de l'étude de dangers et de l'analyse des risques professionnels détaille l'évaluation des dangers et des risques au poste de travail (c.-à-d., l'analyse des risques professionnels). Les risques professionnels comprennent :

- Dangers liés à la sécurité du personnel.
- Matières et substances potentiellement dangereuses pour le personnel, qui sont utilisées et manipulées mais ne sont pas susceptibles d'entraîner un accident majeur.
- Dangers pouvant entraîner des blessures, des maladies et/ou des décès localisés limités.

Les lieux de travail et les activités professionnelles abordés dans le cadre de l'analyse des risques professionnels comprennent :

- Le navire de forage; le FPSO; le terminal du hub près des côtes et les installations connexes; les navires de soutien; les bases d'approvisionnement; les navires de construction et d'installation en mer et autres installations.
- Les opérations normales de forage et de production, y compris toutes les activités de soutien et activités auxiliaires; l'inspection, les tests et la maintenance; la construction et l'installation en mer, y compris la plongée.

L'évaluation des risques professionnels comprend trois parties principales :

- 1) Identification des dangers au poste de travail;
- 2) Analyse des risques professionnels; et
- 3) Examen des mesures prises pour gérer les dangers et risques professionnels, y compris les mesures à prendre en cas de maladie ou de blessure.

8.4.2 Identification des dangers au poste de travail

Une approche approfondie et systématique de l'identification des dangers constitue la base de l'évaluation des risques au poste de travail du projet GTA-Phase 1. La section sur l'identification des dangers de l'analyse des risques professionnels décrit le processus utilisé pour identifier les dangers et définir les événements accidentels connexes. Elle comprend les aspects clés suivants :

- 1) L'examen et le résumé des dangers au poste de travail en fonction de :
 - L'environnement des installations, la conception et les aspects opérationnels.
 - Le dossier de SSE d'EnSCO DS-12 (Atwood Oceanics. 2016).
 - Les dangers identifiés lors des ateliers d'identification des dangers propres au projet. Ces ateliers ont réuni des équipes pluridisciplinaires de professionnels bien au fait de la conception et de l'exploitation des installations (BP, KBR. 2017a), (BP, KBR. 2017b), (KBR. 2016).
 - Les dangers provenant d'autres installations similaires.
- 2) Les catégories de danger au poste de travail et les listes de vérification adoptées à partir de l'ISO 17776 : Gestion des dangers d'accidents majeurs lors de la conception de nouvelles installations en mer (ISO. 2016), avec la création d'un registre des dangers (Goddard. 2018b) et la documentation des dangers au poste de travail.

8.4.2.1 Examen et résumé des dangers au poste de travail

Un examen des installations du projet GTA-Phase 1, de leur environnement d'exploitation et des opérations de production et de soutien a été entrepris pour comprendre et documenter les dangers pertinents au poste de travail. Ces dangers ont été documentés en tenant compte du milieu environnant, des installations et de leurs opérations, comme le résume le tableau 8-43.

Tableau 8-43 Dangers au poste de travail : Environnement, installations et opérations pertinents

Dangers liés à		Danger au poste de travail	Danger majeur
L'environnement et les conditions environnantes (section 8.4.2.1.1)	Courants océaniques		(Voir la section 8.3)
	Vagues et houle	X	(Voir la section 8.3)
	Vents et conditions météorologiques extrêmes	X	(Voir la section 8.3)
	Foudre	X	(Voir la section 8,3)
	Pluie ou brouillard	X	(Voir la section 8.3)
	Tremblements de terre		(Voir la section 8.3)
	Circulation aérienne (à l'exclusion des opérations liées aux hélicoptères desservant les installations)		(Voir la section 8.3)
	Activités liées au trafic maritime		(Voir la section 8.3)
	Sûreté		(Voir la section 8.3)
Production pétrolière et gazière en mer (général) (section 8.4.2.1.2)	Hydrocarbures de procédé		(Voir la section 8.3)
	Navires de service	X	(Voir la section 8.3)
	Stabilité		(Voir la section 8.3)
	Intégrité structurelle		(Voir la section 8.3)
	Transport de l'équipage	X	(Voir la section 8.3)
	Manutention et levage des matériaux	X	(Voir la section 8.3)
	Espaces d'hébergement	X	(Voir la section 8.3)
	Transfert et stockage de carburant diesel		(Voir la section 8.3)
	Salles des moteurs, zones des machines et aires de services	X	(Voir la section 8.3)
	Injection de produits chimiques		(Voir la section 8.3)
	Gaz comprimés	X	
	Sulfure d'hydrogène	X	(Voir la section 8.3)
	Inspection, essai et maintenance	X	(Voir la section 8.3)
	Construction et installation en mer (offshore)	X	
Opérations de forage du navire de forage (section 8.4.2.1.3)	Utilisation d'explosifs		(Voir la section 8.3)
	Contrôle du puits		(Voir la section 8.3)
	Retours de boue et traitement		(Voir la section 8.3)
	Essai ou récurage de puits		(Voir la section 8.3)
	Nacelles opérationnelles	X	
	Ravitaillement d'hélicoptère		(Voir la section 8.3)
	Manutention et levage d'équipement de forage	X	
	Opérations simultanées		(Voir la section 8.3)

Dangers liés à		Danger au poste de travail	Danger majeur
Traitement des hydrocarbures du FPSO	Installations de production sous-marine, tubes prolongateurs et pipeline		(Voir la section 8.3)
	Traitement		(Voir la section 8.3)
	Stockage de condensat		(Voir la section 8.3)
	Déchargement de condensat		(Voir la section 8.3)
Traitement de GNL au terminal du hub près des côtes (section 8.4.2.1.4)	Gazoduc et tube prolongateur de gaz d'alimentation		(Voir la section 8.3)
	Traitement de GNL	X	(Voir la section 8.3)
	Stockage de GNL		(Voir la section 8.3)
	Déchargement de GNL		(Voir la section 8.3)
Bases d'approvisionnement (section 8.4.2.1.5)		X	
Produits utilisés, entreposés ou fabriqués (section 8.4.2.1.6)		X	(Voir la section 8.3)
<i>Remarque : « X » désigne un danger au poste de travail présent pour la catégorie.</i>			

8.4.2.1.1 Dangers liés à l'environnement et aux conditions environnantes

8.4.2.1.1.1 Vagues et houle

Les vagues et la houle (la période de pointe de la houle est de décembre à avril) peuvent présenter un danger pour les activités marines; des vagues et une houle excessives peuvent également entraîner un risque accru associé à d'autres opérations ou dangers, notamment :

- Opérations de levage et de manutention;
- Opérations de transfert avec un bateau d'équipage;
- Opérations liées au navire de soutien;
- Glissades, trébuchements et chutes; et
- Mal de mer.

Le brise-lames du terminal du hub près des côtes est conçu pour que les vagues et les conditions de houle aient un impact minimal sur les opérations au niveau du terminal. Les conditions météorologiques sont surveillées en permanence et, lorsque les limites d'exploitation sûre peuvent être dépassées, les travaux à risque sont interrompus.

8.4.2.1.1.2 Vents et conditions météorologiques extrêmes

Les alizés maritimes, les alizés (ou harmattan), les vents de la zone de convergence intertropicale (ZCIT) et/ou les cyclones d'origine non tropicale peuvent entraîner des vents et des conditions météorologiques extrêmes. Les vents et les conditions météorologiques extrêmes peuvent provoquer des vagues et de la houle, comme mentionné dans la section précédente. Les travaux à risque ont des limites d'exploitation sûres clairement définies pour les vents et les conditions météorologiques extrêmes. La foudre, les précipitations et le brouillard sont abordés ci-dessous.

8.4.2.1.1.3 Foudre

La foudre présente plusieurs risques. En matière de santé et sécurité au travail, la foudre peut frapper des personnes à l'extérieur et exposées.

Les risques associés à la foudre sont gérés par des limites d'exploitation sûres clairement définies pour ce qui concerne les conditions météorologiques extrêmes. Les conditions météorologiques sont continuellement surveillées et, lorsque la météo prévoit de la foudre, les travaux à risque sont arrêtés.

8.4.2.1.1.4 *Pluie ou brouillard*

Les fortes pluies ou le brouillard peuvent entraîner une réduction de la visibilité, avec un risque accru associé à d'autres opérations et dangers, notamment :

- Opérations de levage et de manutention;
- Opérations de transfert avec un bateau d'équipage;
- Opérations liées au navire de soutien;
- Glissades, trébuchements et chutes; et
- Travailler en hauteur ou au-dessus de l'eau.

Les risques associés à une mauvaise visibilité sont gérés par des limites d'exploitation sûres clairement définies. Les conditions météorologiques sont surveillées en permanence et, lorsque les limites d'exploitation sûre peuvent être dépassées, les travaux à risque sont interrompus.

8.4.2.1.2 Risques liés à la production pétrolière et gazière en mer

8.4.2.1.2.1 *Navires de service*

Plusieurs navires prêtent assistance et participent aux opérations en mer, notamment des navires de ravitaillement, des navires de surveillance, des remorqueurs pour aider à l'accostage du méthanier et des bateaux d'équipage rapides. Les opérations avec des navires de soutien peuvent être à l'origine de plusieurs risques liés à la santé et à la sécurité au travail, notamment :

- Personnel tombant à la mer;
- Chutes ou personnel écrasé pendant le transfert;
- Dangers relatifs aux espaces d'habitation; et
- Dangers relatifs aux salles des moteurs et aux zones des machines.

Ces dangers sont abordés dans les sections suivantes.

De plus, des remorqueurs et des câbles de remorquage sont utilisés pour aider le méthanier à accoster. Un câble de remorquage qui se rompt peut frapper une personne sur le pont et entraîner la mort.

Les risques liés au navire de soutien sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment l'inspection et la maintenance pour s'assurer de la navigabilité des navires; la formation de l'équipage pour s'assurer de leur compétence; les aides à la navigation et les prévisions météorologiques; les procédures d'exploitation sûres, en particulier celles traitant de l'accostage du méthanier, des limites environnementales clairement définies et de l'utilisation d'installations et d'appareils de sauvetage appropriés.

8.4.2.1.2.2 *Transport de l'équipage*

Des bateaux d'équipage rapides sont utilisés pour transférer le personnel de la base d'approvisionnement vers le FPSO et le terminal du hub près des côtes. Les bateaux peuvent transporter jusqu'à 25 passagers et quatre membres d'équipage.

Les accidents de bateau d'équipage peuvent se produire pendant le transport entre les installations ou pendant le transfert (embarquement/débarquement). Les accidents de travail comprennent une personne tombant à la mer ou une chute/glissade durant le transfert, avec le risque d'être écrasé entre le navire et son poste d'amarrage. Le personnel peut également souffrir du mal de mer.

Les risques liés au transport par bateaux d'équipage sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment l'inspection et la maintenance, pour s'assurer de la navigabilité des embarcations; le respect des normes et codes des bonnes pratiques maritimes reconnus; la formation et la compétence de l'équipage et des passagers; les aides à la navigation et les prévisions météorologiques; les procédures d'exploitation sûres, en particulier celles traitant des limites environnementales et de l'utilisation d'équipements de sauvetage appropriés. Les aires d'amarrage principales sont également équipées de passerelles articulées et de revêtements antidérapants pour faciliter le transfert en toute sécurité.

8.4.2.1.2.3 Manutention et levage des matériaux

De nombreuses opérations de manutention et de levage des matériaux ont lieu en mer. Les dangers pertinents pour toutes les installations concernent l'utilisation de grues principales pour le chargement et le déchargement de matériel et d'équipement, ainsi que pour le déplacement des charges sur le pont. Les grues sont situées sur le navire de forage, le FPSO, le FLNG et la plateforme LS. Lors d'importantes activités de levage, il existe un risque de chute d'objet avec décès en cas d'impact direct sur le personnel.

Les risques de manutention de matériel et de levage sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment l'inspection et l'essai des équipements de levage; la création de zones réservées au levage et à la dépose; la formation et la compétence de l'équipage; la vérification du manifeste de cargaison; les procédures opératoires sûres, couvrant notamment les limites environnementales.

8.4.2.1.2.4 Installations d'hébergement

Les installations d'hébergement contiennent divers matériaux qui présentent un risque d'incendie, notamment les matériaux à base de cellulose (p. ex. : papier, tissus, etc.), les matières plastiques, les graisses et huiles de cuisson, la buanderie / laverie et les équipements électriques. Certains types d'incendies dans les installations d'hébergement (p. ex. : petits feux impliquant du papier, des tissus, des plastiques et des huiles de cuisson) peuvent présenter un risque de brûlures ou des problèmes respiratoires causés par l'inhalation de fumée.

Les incendies dans les locaux d'habitation sont généralement très localisés, détectés rapidement avec des systèmes de détection de fumée et d'incendie, et facilement contrôlés à l'aide d'extincteurs portatifs. Des robinets incendie armés (RIA) connectés à un réseau d'eau incendie sont également disponibles dans les locaux d'habitation.

8.4.2.1.2.5 Salles des moteurs, zones des machines et aires de services

La salle des moteurs, les zones des machines et les aires de services sont la source de plusieurs risques liés à la santé et à la sécurité au travail, à savoir :

- Fumées d'échappement de moteurs;
- Chaleur et humidité excessives;
- Surfaces chaudes comme sur les moteurs et les échappements;
- Bruit élevé; et
- Poussière et débris.

Les risques pour la santé et la sécurité au travail associés à la salle des moteurs, aux zones des machines et aux aires de services sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment la ventilation et la climatisation des locaux; l'isolation et la protection des surfaces chaudes; la formation et la compétence de l'équipage; l'utilisation d'équipement de protection individuelle approprié, notamment de type protection auditive et oculaire.

8.4.2.1.2.6 Gaz comprimés

Cette section couvre plus particulièrement les dangers physiques liés à la pression importante accumulée dans les systèmes de gaz comprimé. Les autres dangers liés à la nature chimique des gaz (inflammables, toxiques, corrosifs, asphyxiants, etc.) sont abordés à la section 8.4.2.1.6.

Les gaz comprimés sont présents dans les bouteilles de stockage de gaz et les lignes de distribution. En outre, le navire de forage, le FLNG et le FPSO sont équipés de systèmes d'air comprimé comprenant des compresseurs, des filtres/sécheurs, des réservoirs d'air/réservoirs de stockage et des conduites de distribution. Les systèmes d'air comprimé fournissent de l'air pour le contrôle/la commande d'instruments (p. ex. : des vannes de contrôle et d'arrêt d'urgence) et les connexions pour air de service (p. ex. : air de démarrage, pompes pneumatiques, outils pneumatiques).

À haute pression, un jet de gaz comprimé (même de l'air comprimé ou de l'azote) peut entraîner des blessures graves en cas d'impact direct sur n'importe quelle partie du corps. Les bouteilles de gaz comprimé peuvent également présenter un danger de type projectile si un cylindre non sécurisé est renversé et que son détendeur se rompt.

Les risques associés aux gaz comprimés sont gérés par des procédures de stockage et de manipulation sûres, couvrant en particulier les bouchons de protection, et l'utilisation de supports spécialement conçus pour éviter tout risque de chute de bouteilles; l'inspection, l'essai et la maintenance des bouteilles de gaz; l'utilisation d'équipement de protection individuelle approprié, notamment des lunettes de sécurité.

8.4.2.1.2.7 Entrée en espace clos

L'entrée dans des espaces clos présente un risque d'asphyxie (dû à une faible teneur en oxygène) ou d'empoisonnement causé par la présence de gaz toxique.

Le sulfure d'hydrogène (H₂S) est très toxique et peut entraîner la mort à très faible concentration. Une seule respiration contaminée à 1 000 parties par million (ppm) peut provoquer un coma. Une exposition continue à cette concentration ou même à une concentration encore plus faible (de l'ordre de 200 ppm) conduit rapidement à la mort.

Du H₂S peut se former dans des nappes d'eau stagnante qui se trouvent dans des espaces clos comme des cales ou des réservoirs, des lieux où les bactéries sulfato-réductrices (BSR) obtiennent de l'énergie en oxydant des composés organiques ou de l'hydrogène moléculaire, tout en réduisant les sulfates en H₂S.

Les risques associés à l'entrée dans un espace clos sont gérés par des procédures d'entrée sûres, couvrant en particulier des tests de d'atmosphère gazeuse et purge; l'utilisation d'équipement de protection individuelle approprié, notamment des appareils respiratoires et des détecteurs de gaz; et la formation et la compétence de l'équipage.

8.4.2.1.2.8 Construction, installation et mise hors service

De nombreux dangers liés à la santé et à la sécurité au travail sont associés à la construction et à l'installation en mer. Les principaux dangers, ainsi que les activités de construction et d'installation en mer, sont résumés au tableau 8-44.

Tableau 8-44 Résumé des principales activités liées à la construction et l'installation en mer et principaux dangers associés

Installation	Activité principale	Principaux dangers
Sous-marin	Installation du système d'amarrage du FPSO	Levage, y compris le levage de lourdes charges; soudage, découpe, meulage, etc.; travail en hauteur; travail au-dessus/par-dessus bords
	Collecteur de production avec installation de pile	
	Installation de CEPL	
	Autres installations sous-marines, y compris les unités de distribution, les raccordements de flexibles, les ombilicaux, les câbles de fibre optique; les tubes prolongateurs flexibles	
	Installation des pipelines de production de 18 pouces (env. 450 mm)	
	Installation du gazoduc d'exportation de 30 pouces (env. 760 mm)	
	Installation du pipeline de monoéthylène glycol de 6 pouces (env. 150 mm)	
	Installation de collecteur de distribution de monoéthylène glycol	
Terminal du hub près des côtes	Déversement de roches	Levage, y compris levage de lourdes charges; soudage, découpe, meulage, etc.; travail en hauteur; travail au-dessus/par-dessus bords; plongée
	Placement d'armature	
	Construction du quai mobile de la jetée	
	Installation des éléments de surface du quai mobile	
	Installation de la structure en treillis de la plateforme LS	
	Installation du pont de la plateforme LS	
	Installation de la passerelle de la plateforme LS	
	Branchement et mise en service	Purge et test d'étanchéité
FPSO et FLNG	Remorquage	Défaillance de la ligne de remorquage, collision
	Amarrage	Défaillance de la ligne d'amarrage/ancrage; soudage, découpe, meulage, etc.; travail au-dessus/par-dessus bords
	Branchement et mise en service	Soudage, découpe, travail à chaud; travail en hauteur, travail et accès à l'aide d'échelles; plongée (terminal du hub près des côtes); test de pression; travail électrique; purge et test d'étanchéité

Ces dangers peuvent entraîner divers incidents et accidents, notamment :

- Impacts causés par la chute d'objets;
- Fuites lors des tests de pression;
- Électrocution;
- Chutes d'une certaine hauteur;
- Blessures au personnel associées à des brûlures, aux fumées de soudure, à l'asphyxie, etc.; et

- Blessures au personnel causées par des outils à main.

Les dangers associés à la mise hors service sont généralement les mêmes que ceux associés à la construction et à l'installation en mer.

Les risques associés à la construction et à l'installation en mer sont gérés par un large éventail de mesures de protection et de contrôle, notamment la planification SSES; le contrôle des procédures de travail; l'identification des dangers et l'évaluation des risques des activités propres à l'installation et à la construction; l'élaboration et la mise en œuvre de pratiques et de procédures de travail sûres.

8.4.2.1.2.9 Inspection, essai et maintenance

De nombreux dangers liés à la santé et à la sécurité au travail sont associés à l'inspection, à l'essai et à la maintenance, y compris des dangers nouveaux ou inhabituels, qui surviennent en raison de la nature peu fréquente de ce type d'activité.

Les principales activités liées à l'inspection, les essais et la maintenance ainsi que les dangers pouvant entraîner des blessures ou des décès sont résumés au tableau 8-45.

Tableau 8-45 Résumé des principales activités liées à l'inspection, les essais et la maintenance et principaux dangers associés

Activité liée à l'inspection, les essais et la maintenance	Principaux dangers
Travail à chaud	Soudage, coupage, meulage
Équipement sous pression	Test sous pression, raclage de pipeline, purge et test d'étanchéité
Équipement sous tension (mécanique)/compression	Dispositifs à ressort; soupape de surpression et actuateurs; systèmes hydrauliques; amarres de navire ou attaches
Utilisation de produits chimiques ou de matières dangereuses	Fluides et solides toxiques, peinture, produits corrosifs
Travail en hauteur	Plateformes de travail surélevées, plateformes temporaires, notamment échafaudages, échelles, travaux au-dessus/par-dessus bords
Opérations de plongée	Manque d'oxygène; activité de levage alors qu'une plongée est en cours; mouvements de navire alors que des plongeurs sont dans l'eau
Levage	Levage d'outils et d'équipement; manutention de matériaux et utilisation d'élévateurs/ascenseurs; équipement de transfert de personnel
Entrée dans un espace clos	Entrée dans un réservoir ou une capacité, asphyxie, inondation par le système gazeux d'extinction, travail en hauteur dans de grands réservoirs
Électricité	Mauvaise isolation, absence de mise à la terre, défaillances électriques

En raison de la nature non-routinière de certaines activités d'inspection, d'essai et de maintenance, ainsi que les endroits à risques où les travaux sont effectués, chaque activité est examinée et évaluée avant le début des travaux. Ces examens et vérifications sont réalisés dans le cadre du contrôle des procédures de travail afin de s'assurer que les protections requises sont mises en œuvre si nécessaire. Ces contrôles et mesures de protection additionnelles incluent le contrôle des procédures de travail, notamment le système de permis de travail, l'utilisation d'équipement de protection individuelle approprié et la formation et la compétence de l'équipage.

8.4.2.1.3 Dangers liés aux opérations de forage

8.4.2.1.3.1 Nacelles opérationnelles

Des nacelles transportant du personnel sont utilisées à bord du navire de forage, notamment des nacelles de travail, des nacelles d'accès hydrauliques et des nacelles de transfert (p. ex. : Billy Pugh). Les nacelles de transfert de type « Billy Pugh » peuvent être utilisées comme moyen de transfert de personnel en cas d'urgence seulement.

Une défaillance catastrophique d'équipement pendant le levage pourrait entraîner la mort. La nacelle pourrait tomber ou une personne dans la nacelle pourrait tomber sur le navire de forage, dans l'eau ou sur un bateau, ce qui pourrait entraîner des blessures par impact ou une noyade.

Les risques associés au transfert du personnel par nacelle sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment des inspections, des tests et une maintenance régulière de l'équipement, y compris des examens visuels avant utilisation. Le personnel est formé et a la compétence pour utiliser de façon sûre ce type d'équipement; il porte un équipement de protection individuelle (EPI) approprié. La communication est également maintenue pendant les transferts pour alerter immédiatement les opérateurs en cas de problèmes éventuels. Les opérations de transfert sont restreintes par des limites d'exploitation sûres en cas de conditions météorologiques défavorables ou en cas de mauvais état de la mer.

8.4.2.1.3.2 Manutention et levage d'équipement de forage

Des « tubulaires » (matériels tubulaires) lourds, nécessaires pour le forage et la construction des puits, sont entreposés sur des supports dédiés sur le navire de forage. De là et suivant les besoins, ils sont hissés dans la tour de forage pour y être assemblés puis abaissés au fond du trou. Les opérations de manutention et de levage comprennent :

- Le levage du BOP, de tube prolongateur marin et du LMRP;
- La manutention de tubulaires avec un système de navette surélevée au niveau de l'aire de stockage des tubulaires (ou CWS pour Catwalk Shuttle System); et
- Le pré-assemblage et le stockage sur support de « longueurs » de tubes de forage, de tubages (pour cuvelage) et de tubes de production (une « longueur » est un ensemble de 2 à 3 tubes/tubages préassemblés, manipulés ensuite comme un seul tubulaire ayant une longueur donnée).

Comme c'est le cas pour d'autres équipements lourds, la chute ou le balancement de tubulaires peut entraîner des décès et des dommages importants aux équipements. Des collisions entre équipements hydrauliques pour le plancher de forage peuvent également entraîner la chute d'objets lourds à l'intérieur de la tour de forage et causer des blessures graves ou des décès.

Pour prévenir les collisions, le navire de forage est équipé d'un système automatisé et télécommandé de manutention des tubulaires, le CWS. Le CWS est conçu avec un système anticollision, activé par des boutons d'arrêt d'urgence placés dans des endroits facilement accessibles. De plus, les risques associés à la chute d'objets sont gérés par diverses autres mesures de protection et de contrôle, notamment l'utilisation d'une grue spécialisée pour la manutention de BOP et de tube prolongateur marin; la formation de l'équipage pour s'assurer de leur compétence; l'inspection et la maintenance des équipements; des plans et des procédures de levage sûres.

8.4.2.1.4 Dangers liés au traitement du GNL dans le terminal du hub près des côtes

Le traitement du GNL comprend le refroidissement du méthane à un état liquide cryogénique (-160 °C) à l'aide d'un mélange de réfrigérant fait essentiellement de méthane, d'éthylène et de propane. Les dangers au poste de travail associés à ces liquides cryogéniques sont liés aux brûlures par le froid et à l'asphyxie.

Les liquides cryogéniques et leurs vapeurs froides associées peuvent produire des effets sur la peau équivalente à une brûlure thermique, et une exposition prolongée peut causer des engelures et entraîner des décès. La peau non protégée peut également adhérer à des matériaux refroidis par des liquides cryogéniques, et l'inhalation d'air extrêmement froid peut endommager les poumons.

Lorsque les liquides cryogéniques s'évaporent, ils forment un gaz plus lourd que l'air. Ces vapeurs lourdes peuvent s'accumuler près du sol et déplacer/remplacer l'air, entraînant alors des décès par asphyxie.

Les risques associés aux rejets de fluides cryogéniques et froids sont principalement gérés par les mesures de protection des systèmes de procédé conçus pour prévenir les pertes de confinement, notamment une conception appropriée; et la mise en place d'inspection, de tests et d'une maintenance. De plus, des systèmes de confinement sont prévus dans les zones où des fuites sont le plus susceptibles de se produire (p. ex. : bras de chargement) afin de limiter la surface d'épandage de tout déversement de GNL et les débits d'évaporation de gaz associés. Les surfaces froides des équipements ou des conduites cryogéniques sont également isolées.

8.4.2.1.5 Dangers liés aux bases d'approvisionnement

Pour soutenir les opérations en mer, des bases d'approvisionnement sont prévues à Dakar ou à Nouakchott dans les installations portuaires existantes. L'objectif principal des bases d'approvisionnement est de :

- Mettre à disposition des espaces de transit rapides permettant au personnel travaillant sur le FPSO et au terminal du hub près des côtes de se croiser lors de leur arrivée ou de leur départ.
- Entreposer des équipements et des matériaux.
- Procurer des opérations et de la maintenance.

Un résumé des activités et des dangers au poste de travail des bases d'approvisionnement est fourni au tableau 8-46.

Tableau 8-46 Résumé des activités et des dangers des bases d'approvisionnement

Activité	Principaux dangers
Transfert de personnel – Automobile	La conduite de véhicules vers et depuis les bases d'approvisionnement par le personnel en transit avec les installations en mer.
Transfert de personnel – Bateau d'équipage	Personnel glisse, trébuche et chute durant l'embarquement ou le débarquement, personnel pris en étau entre le navire et le quai pendant le transfert, personnel tombant à la mer
Stockage de matières dangereuses	Bouteilles de gaz comprimé, produits chimiques dangereux
Levage	Transferts par chariots élévateurs, risques de chute d'objets lors des opérations de levage sur les bateaux de ravitaillement, manutention de matériels

Les risques associés aux dangers pour les bases d'approvisionnement sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment le contrôle des procédures de travail; la formation et la compétence de l'équipage. De plus, le site est sécurisé et surveillé par CTCF avec contrôle des accès et des entrées.

8.4.2.1.6 Dangers liés aux produits manipulés, utilisés ou stockés

Les activités de développement et de production pétrolière et gazière nécessitent l'utilisation de diverses substances dangereuses et produits chimiques, en dehors des hydrocarbures produits et exportés. Les dangers liés à la manipulation, l'utilisation ou le stockage de produits susceptibles

d'entraîner un accident majeur sont étudiés dans la section 8.3, Étude de dangers. Aux fins de l'analyse des risques professionnels, les matières dangereuses utilisées, manipulées ou stockées présentant un risque pour le personnel sont étudiées ci-après.

Un registre de ces matières et substances, ainsi que de leurs dangers spécifiques, se trouve à l'annexe O-1. Le tableau 8-47 présente un résumé des types de matières dangereuses manipulées, utilisées ou stockées.

Tableau 8-47 Résumé des types de matières dangereuses manipulées, utilisées ou stockées

Icône	Danger	Description
	Oxydant	Capable de provoquer un feu intense; oxydant fort (p. ex. : soudage avec oxygène).
	Corrosif	Corrosif pour les métaux et peut provoquer de graves brûlures de la peau ainsi que des dommages aux yeux (p. ex. : acide chlorhydrique, biocide, etc.).
	Explosif	Explosif instable entraînant un danger d'explosion important, un incendie, un souffle ou un danger dû aux projectiles (p. ex. : charges de perforation).
	Environnemental	Matériau pouvant entraîner une pollution de l'air ou de l'eau dans le milieu environnant et toxique pour la vie aquatique (p. ex. : antimousse, condensat, aérosols, etc.).
	Inflammable	Matériau facilement inflammable et pouvant entraîner des incendies ou explosions (p.ex. : solvants, peintures, etc.).
	Gaz comprimés	Gaz sous pression pouvant conduire à un rejet à haute pression (p. ex. : gaz en bouteille, systèmes d'air instrument, etc.).
	Santé	Produit potentiellement mortel en cas d'ingestion ou de pénétration dans les voies respiratoires, pouvant causer des lésions aux organes ou des problèmes de fertilité/anomalies génétiques (p. ex. : hydroxyde de sodium, additifs pour fluides de forage, huile minérale, etc.).
	Toxique	Produit potentiellement toxique ou mortel s'il entre en contact avec la peau, s'il est inhalé ou avalé (p. ex. : biocide, méthanol, etc.).
	Nocif	Produit potentiellement irritant, pouvant provoquer des étourdissements ou causer des dommages aux organes corporels en cas d'inhalation ou d'ingestion (p. ex. : détergents, nettoyants, etc.).

Les risques associés aux dangers mentionnés ci-dessus sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment par des pratiques et des procédures sûres de stockage et de manutention.

Les gaz comprimés sont également utilisés comme moyen d'extinction incendie dans certains espaces clos. S'ils sont libérés, les gaz peuvent présenter un danger d'asphyxie pour le personnel situé dans l'espace protégé. Des systèmes d'extinction incendie à CO₂ sont installés à bord du navire de forage, dans le magasin de peinture, les zones des machines, les salles des moteurs, les salles des propulseurs et la salle des génératrices de secours. Au niveau du FPSO et du terminal du hub près des côtes, des systèmes de brouillard d'eau et non des systèmes d'extinction gazeux, sont fournis pour protéger les espaces.

Les risques associés à la libération de CO₂ et à l'asphyxie sont gérés par diverses mesures de protection et de contrôle, notamment une double action nécessaire avant décharge (amorce et décharge), une décharge manuelle, des alarmes sonores et visuelles dans tous les espaces protégés pour alerter quiconque se trouvant à l'intérieur que le système d'extinction incendie a été activé, ainsi qu'un délai après activation et avant décharge pour permettre au personnel d'évacuer.

8.4.2.2 Classification et liste des dangers au poste de travail

Tous les dangers au poste de travail et les événements accidentels connexes ont été documentés dans un registre des dangers (Goddard. 2018a). Le classement et la documentation des dangers dans le registre se fondent sur les catégories de danger liés au pétrole et au gaz en mer, proposés par la norme ISO 17776 (ISO. 2016).

Ces catégories, ainsi que les mots-guides associés relatifs aux dangers d'accident, fournissent une liste de vérification détaillée des dangers au poste de travail pour le projet GTA-Phase 1. Cette liste de vérification a servi lors de la revue finale pour cerner et classer les dangers pertinents au poste de travail (y compris ceux revus dans les sections précédentes), et pour être certain que le processus de définition était robuste et complet.

Bien qu'il existe des différences entre les installations du projet GTA-Phase 1, une grande partie des dangers au poste de travail est commune aux différents lieux de travail et activités liées aux opérations. Par conséquent, et le cas échéant, ces dangers sont présentés et évalués dans l'analyse des risques professionnels (annexe O-4) sous la forme d'une liste consolidée.

Pour chaque catégorie de danger ISO, une liste des dangers potentiels au poste de travail applicables aux installations et aux opérations du projet GTA-Phase 1 est élaborée. Une marque est ensuite ajoutée dans une ou plusieurs des cinq colonnes relatives à une installation du projet, suivant les cas : navire de forage; installations sous-marines et FPSO; terminal du hub près des côtes et FLNG; navires de soutien; et bases d'approvisionnement. Une marque « E » signifie que le danger au poste de travail est pertinent pendant la phase d'exploitation. Une marque « C » signifie qu'il est pertinent pendant la phase de construction (en mer). Une marque « D » signifie qu'il est pertinent pendant la phase de fermeture. A noter que les opérations de forage seront en cours pendant la phase de construction (y compris au cours de la conception technique).

Le tableau 8-48 présente la liste des dangers identifiés aux postes de travail pour les installations et les opérations du projet GTA-Phase 1.

Tableau 8-48 Dangers identifiés aux postes de travail

N° de référence du danger	Catégorie de danger	Dangers aux postes de travail	Navire de forage	Installations sous-marines et FPSO	Terminal du hub près des côtes et FLNG	Navires de soutien	Bases logistiques
H-01	Hydrocarbures	Pas un danger professionnel, mais un danger majeur. Effets cryogéniques ou liés au froid couverts par la catégorie de danger H-13					
H-02	Hydrocarbures raffinés	Couverts par les catégories de danger H-20 à H-23					
H-03	Autres produits inflammables	Huiles de cuisson de cuisine	C	E, D	C, E, D	E	
		Matériaux divers dans les installations d'hébergement, notamment papier, tissus et matières plastiques	C	E	E	E	E
		Peintures et autres produits inflammables utilisés et stockés en petites quantités	C	C, E, D	C, E, D	E	E
H-04	Explosifs	Pas un danger professionnel, mais un danger majeur.					
H-05	Pression	Bouteilles de gaz comprimé sous pression (p. ex. : bouteilles de gaz pour soudage)	C	C, E, D	C, E, D		
		Systèmes d'air instrument et réservoirs de compresseur d'air instrument (pour la régulation/le contrôle d'instruments)	C	E	E		
		Systèmes de purge et de test d'étanchéité à l'azote	C	C, E, D	C, E, D		
		Tests de pression (pendant la mise en service ou l'entretien)	C	C, E, D	C, E, D		
		Compresseurs d'air et réservoirs utilisés pendant les opérations de plongée avec bouteilles d'air			C, D		
		Systèmes gazeux d'extinction incendie (p. ex. : salles des moteurs, enceintes des turbines)	C	E	E		
		Raclage du pipeline (pendant la mise en service ou l'entretien)		C, E, D	C, E, D		

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

N° de référence du danger	Catégorie de danger	Dangers aux postes de travail	Navire de forage	Installations sous-marines et FPSO	Terminal du hub près des côtes et FLNG	Navires de soutien	Bases logistiques
H-06	Différence de hauteur	Travail en hauteur (à partir de plateformes permanentes ou temporaires, y compris des échafaudages)	C	C, E, D	C, E, D		
		Utilisation d'échelles (accès lors de l'installation)		C, D	C, D		
		Travail au-dessus de l'eau (pendant l'installation, l'inspection et la maintenance)	C	C, E, D	C, E, D		
		Passerelles glissantes ou encombrées	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Plongée avec bouteilles d'air alors que des activités d'installation sont en cours au-dessus			C, D		
H-07	Tension (mécanique) accumulée	Entretien sur des appareils comme des soupapes de sécurité et des actionneurs avec ressort de rappel, des dispositifs hydrauliques	C	C, E, D	C, E, D		
		Arrimages/Amarrages d'un navire		C, E, D	C, E, D	E	
H-08	Situations dynamiques	Conduite/stationnement de véhicules aux bases d'approvisionnement					E
		Opérations avec chariot élévateur	C	E			E
		Entretien incluant des équipements en mouvement ou en rotation	C	E	E		
		Utilisation d'outils à main	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Utilisation de couteaux dans les cuisines	C	C, E, D	C, E, D	E	
		Levage de routine (p. ex. : grues principales, matériel / ravitaillement, conteneurs, etc.)		E	E	E	
		Levage de routine ou ripage d'équipement de forage (p. ex. : tours de forage, tiges de forage, blocs obturateurs de puits, tubes prolongateurs marins, etc.)	C				
		Levage lourd durant la construction (pieux, platelage, équipement sous-marin, conduites)		C, D	C, D		
		Utilisation d'élévateurs/d'ascenseurs	C				E
		Utilisation d'équipement de transport du personnel	C				
		Transferts directs depuis les navires, y compris les bateaux d'équipage (nacelles exclues)		C, E, D	C, E, D		

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

N° de référence du danger	Catégorie de danger	Dangers aux postes de travail	Navire de forage	Installations sous-marines et FPSO	Terminal du hub près des côtes et FLNG	Navires de soutien	Bases logistiques
		Utilisation de nacelles pour les transferts de personnel	C	C, D	C, D		
H-09	Environnement naturel	État de la mer/mal de mer	C	C, E, D	C, E, D	E	
		Températures/chaueur excessive	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Vents	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Opérations avec une visibilité réduite ou de nuit	C	C, E, D	C, E, D	E	
		Foudre	C	C, E, D	C, E, D	E	E
H-10	Surfaces chaudes	Conduites et équipements de procédé à haute température	C	E	E		
		Échappements de combustion (p. ex. : moteurs et turbines)	C	E	E	E	
		Conduites de vapeur, y compris sur les appareils de récupération de chaleur			E		
		Équipement de cuisson dans les cuisines	C	C, E, D	C, E, D	E	
H-11	Fluides chauds	Glycol chaud (régénération)		E			
		Huiles de cuisson de cuisine	C	C, E, D	C, E, D	E	
H-12	Surfaces froides	Conduites et équipements cryogéniques			E		
		Équipement associé au traitement du gaz à basse température			E		
H-13	Fluides froids	Liquides cryogéniques (réfrigérant GNL) dans les installations de liquéfaction et de stockage			E		
		Gaz froids (méthane) dans les installations de fractionnement			E		
H-14	Flamme nue	Travail à chaud, découpage et soudage	C	C, E, D	C, E, D	E	E
H-15	Électricité	Mise en service et entretien d'équipements électriques (équipements à haute et basse tension, distribution électrique et appareillage de commutation)	C	C, E, D	C, E, D	E	E
H-16	Rayonnement électromagnétique	Rayonnement thermique de la torche		E	E		
		Rayonnement thermique des brûleurs d'essai de puits	C				
		Soudage (chaleur et lumière)	C	C, E, D	C, E, D	E	E

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

N° de référence du danger	Catégorie de danger	Dangers aux postes de travail	Navire de forage	Installations sous-marines et FPSO	Terminal du hub près des côtes et FLNG	Navires de soutien	Bases logistiques
H-17	Source non scellée de rayonnement ionisant	Inspection et entretien des capacités de procédé avec accumulation de matières radioactives naturelles (MRN)			E		
H-18	Source scellée de rayonnement ionisant	Utilisation de sources radioactives pendant la diagraphie des puits	C				
H-19	Asphyxie	Entrée dans des espaces confinés comme des réservoirs et des capacités	C	E	E	E	
		Zones protégées par un système gazeux d'extinction incendie (p. ex. : CO ₂), notamment les salles d'appareillage de commutation, les salles des moteurs, les zones des machines	C				
		Systèmes utilisant de l'azote		C, E, D	C, E, D		
		Manque d'oxygène pendant les opérations de plongée avec bouteilles d'air			I, D		
		Gaz généré par des déversements de liquides cryogéniques (GNL et son réfrigérant)			E		
H-20	Gaz toxique	Soudage (fumées dégagées lors du soudage)	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Turbines, moteurs, pompes entraînés par moteur diesel, génératrices (gaz d'échappement de combustion)	C	C, E, D	C, E, D	E	
		Sulfure d'hydrogène (H ₂ S) causé par une activité bactérienne dans l'eau stagnante et les espaces confinés	C	C, E, D	C, E, D	E	
H-21	Liquide toxique	Les dangers liés aux liquides toxiques sont énumérés à l'annexe O.	C	C, E, D	C, E, D	E	E
H-22	Solides toxiques	Les dangers liés aux solides toxiques sont énumérés à l'annexe O.	C	C, E, D	C, E, D	E	E
H-23	Produits corrosifs	Les produits corrosifs sont énumérés à l'annexe O.	C	C, E, D	C, E, D	E	E
H-24	Biologique	Maladies transmissibles comme la diphtérie, l'hépatite A, le tétanos, la typhoïde, le paludisme et la fièvre jaune	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Aliments contaminés	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Eau contaminée	C	C, E, D	C, E, D	E	E

EIES DU PROJET DE PRODUCTION DE GAZ GRAND TORTUE/AHMEYIM - PHASE 1

N° de référence du danger	Catégorie de danger	Dangers aux postes de travail	Navire de forage	Installations sous-marines et FPSO	Terminal du hub près des côtes et FLNG	Navires de soutien	Bases logistiques
H-25	Facteurs humains	Manutention des matériaux	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Vibration	C	C, E, D	C, E, D	E	
		Mauvais éclairage	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Commandes mal disposées/mal placées	C	C, E, D	C, E, D	E	
		Emplacement peu commode des lieux de travail et des zones des machines	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Mauvaise organisation et conception des tâches	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Stress thermique	C	C, E, D	C, E, D	E	E
H-26	Psychologique	Stress (causes de stress, vie sur le lieu de travail / loin de la famille, travaille et vie dans une installation dangereuse, stress post-traumatique suite à des incidents graves, blessures personnelles)	C	C, E, D	C, E, D	E	
		Fatigue en raison du travail posté	C	C, E, D	C, E, D	E	
H-27	Sécurité	Pas un danger professionnel mais un danger majeur					
H-28	Ressources naturelles	S. O.					
H-29	Médical	Inaptitude médicale	C	C, E, D	C, E, D	E	E
		Mal de mer – Couvert par la catégorie de danger H-09					
H-30	Bruit	Niveaux de bruit élevés dans le secteur des machines et les lieux de travail dans les zones de procédés	C	C, E, D	C, E, D	E	
		Bruit intrusif dans les aires de repos, les bureaux et les aires de loisirs	C	C, E, D	C, E, D	E	

Remarque : Le numéro de référence provient directement des catégories de danger ISO 17776 (ISO, 2016); C – Phase de construction (en mer); E – Phase d'exploitation; D – Phase de fermeture
S.O. : Sans objet.

8.4.3 Analyse des risques professionnels

Les tableaux de synthèse de l'analyse des risques professionnels sont présentés à l'annexe O-4. Ils contiennent l'évaluation qualitative de tous les dangers et risques professionnels indiqués au tableau 8-48.

Le risque professionnel d'un événement au poste de travail présentant des conséquences dangereuses pour la santé ou la sécurité d'une personne ou celle d'un groupe de personnes, est déterminé par la combinaison de la probabilité que survienne cet événement et la sévérité des conséquences d'un tel événement. Le processus d'analyse des risques inclut la classification de chaque événement dangereux en fonction de la sévérité du dommage potentiel et la probabilité d'avoir un tel dommage.

Les risques ont été évalués à l'aide de la matrice des risques présentée à la figure 8-91 (Caisse Régionale d'Assurance Maladie des Pays de la Loire, les Services de Santé au Travail du Maine-et-Loire, 2002). Cette matrice est différente de celle utilisée pour l'analyse préliminaire des risques liés aux dangers majeurs. Les niveaux de conséquences sont mieux alignés avec les effets moins significatifs associés aux incidents et aux accidents de type professionnel (généralement des blessures et parfois un risque de décès limité à une zone très localisée autour du danger).

Comme pour l'analyse préliminaire des risques liés aux dangers majeurs, un classement initial des risques a d'abord été réalisé en supposant l'absence de toute mesure de protection. Les mesures de protections « en place » ou prévues ont ensuite été identifiées et le risque résiduel a été évalué. Ce processus a permis de déterminer si les protections existantes étaient suffisantes ou s'il était nécessaire de rajouter des mesures de protections additionnelles.

		Probabilité (P)			
		1 Hautement improbable	2 Peu Probable	3 Probable	4 Très probable
Sévérité (S)	4 Très grave	S	S	I	I
	3 Grave	A	S	I	I
	2 Moyen	A	S	S	S
	1 Faible	A	A	A	A

I (ROUGE)

Risque élevé inacceptable. L'établissement doit prendre des mesures de réduction immédiates en mettant en place des moyens de prévention et de protection. Priorité 1.

S (JAUNE)

Risque significatif/important. L'établissement doit proposer un plan de réduction à mettre en place à court, moyen et long terme. Priorité 2.

A (VERT)

Risque acceptable. Aucune action supplémentaire n'est requise. Priorité 3.

N°	Probabilité (P)	Sévérité (S)
1	Hautement improbable	Léger : Accident ou maladie n'entraînant pas d'arrêt de travail.
2	Peu probable	Moyen : Accident ou maladie entraînant un arrêt de travail.
3	Probable	Grave : Accident ou maladie avec incapacité permanente partielle.
4	Très probable	Très grave : Accident mortel ou maladie mortelle.

Figure 8-91 Matrice des risques professionnels

Les dangers au poste de travail et les événements accidentels connexes sont décrits à l'annexe O-4. Les événements présentant un risque résiduel élevé associé à des conséquences pouvant entraîner la mort, sont résumés au tableau 8-49.

Tableau 8-49 Dangers et risques professionnels avec potentiel de décès

Catégorie de danger	Événement accidentel	Risque résiduel		
		P	S	CR
Pression	Défaillance d'un système sous azote, défaillance pendant une purge ou au cours d'un test d'étanchéité	1	4	S
	Défaillance d'un système au cours d'un test de pression (lors de la mise en service ou de la maintenance)	1	4	S
	Rejet ou défaillance accidentels au cours d'opérations de raclage (lors de la mise en service ou de la maintenance)	1	4	S
Différence de hauteur	Chute lors d'un travail en hauteur (à partir de plateformes permanentes ou temporaires, y compris des échafaudages)	1	4	S
	Chute à partir d'une échelle (accès lors de l'installation)	1	4	S
	Chute lors d'un travail au-dessus de l'eau (pendant l'installation, l'inspection et la maintenance)	1	4	S
	Chute d'objet sur un plongeur depuis des opérations en cours sur une installation, situées au-dessus du plongeur	1	4	S
Tension (mécanique) accumulée	Défaillance de l'équipement avec dispositif à ressort pendant la maintenance	1	4	S
	Rupture d'une amarre ou d'un câble d'arrimage	1	4	S
Situation dynamique	Blessure lors de la maintenance d'un équipement en mouvement ou en rotation	1	4	S
	Chute d'objet pendant une opération de levage de routine (p. ex. : grues principales, matériel / ravitaillement, conteneurs, etc.)	1	4	S
	Chute d'objet pendant les levages de routine ou le ripage des équipements de forage (p. ex. : tours de forage, tiges de forage, blocs obturateurs de puits, tubes prolongateurs marins, etc.)	1	4	S
	Chute d'objet ou défaillance de la grue lors du levage de charges lourdes pendant la construction (pieux, platelage, équipement sous-marin, conduites)	1	4	S
	Accident impliquant des élévateurs/ascenseurs	1	4	S
	Accident impliquant un équipement de transport de personnel	1	4	S
	Chute de la nacelle transportant le personnel	1	4	S
Fluides froids	Rejet cryogénique de réfrigérant du procédé de production de GNL	1	4	S
Électricité	Choc électrique provenant de câbles d'alimentation ou d'équipements non isolés lors de la mise en service et de la maintenance	1	4	S
Asphyxie	Asphyxie lors de l'entrée dans un espace confiné	1	4	S
	Rejet accidentel de CO ₂ dans des espaces confinés ou dans les zones des machines couvertes par des systèmes gazeux d'extinction incendie	1	4	S
	Rejet accidentel de N ₂ lors de la mise en service ou de la maintenance	1	4	S
	Manque d'oxygène pendant les opérations de plongée	1	4	S
	Rejet accidentel de fluide liquide cryogénique et forte vaporisation	1	4	S
Gaz toxique	Exposition à H ₂ S lors de l'entrée dans un espace confiné	1	4	S
<i>Remarque : Les abréviations dans le tableau sont notées comme suit : « P » – Probabilité, « S » – Sévérité, « CR » – Classification des risques</i>				

8.4.4 Mesures prises pour gérer les dangers et les risques professionnels

Les dangers et les risques professionnels sont gérés grâce à l'instauration d'une solide culture de la sécurité et par la mise en place d'un contrôle rigoureux des modalités de travail. Ces dispositions sont basées sur une compréhension exhaustive des dangers et des risques propres aux installations. Pour le projet GTA-Phase 1, les activités de gestion commencent dès les premières étapes du projet et se poursuivent durant la phase de Préparation jusqu'à la mise hors service.

Toutes les installations et opérations de BP sont gérées par la mise en œuvre d'un système de gestion opérationnelle (OMS) global (BP. 2016c). Le cadre de l'OMS intègre les normes, les processus et les pratiques de BP sous la forme d'un système de gestion unique. A l'intérieur des limites opérationnelles du projet GTA-Phase 1, partout où les sous-traitants entreprendront des activités au nom de BP en utilisant leurs propres systèmes de gestion opérationnelle (p. ex. : le navire de forage et le FLNG), ces systèmes respecteront les exigences contractuelles de BP et les exigences du cadre de l'OMS.

L'OMS comprend tous les éléments d'un système de gestion des risques solide et rigoureux, y compris l'engagement des dirigeants; l'identification des dangers ainsi que l'analyse et la gestion des risques dans une optique de réduction continue des risques; la formation des dirigeants et du personnel sur site; les audits du système de gestion; l'utilisation d'indicateurs clés de performance (ICP) « avancés » (qui offrent un levier d'action) et « retardés » (qui indiquent un résultat) pour suivre les progrès et orienter les changements.

L'OMS de BP est décrit plus en détail à la section 8.3.5. Les mesures prises pour gérer les dangers et les risques professionnels sont abordées dans les sections suivantes, en fonction de ce qui suit :

- 1) Les activités entreprises dans le cadre du processus de conception du projet GTA-Phase 1, dans le but de gérer les dangers et les risques professionnels au cours des opérations.
- 2) La gestion des dangers et des risques professionnels pendant les opérations.
- 3) La gestion des dangers et des risques professionnels lors de la construction (en mer).
- 4) La gestion des dangers et des risques professionnels pendant la mise hors service.
- 5) Les soins médicaux et l'intervention médicale.

8.4.4.1 Gestion dans le cadre du processus de conception

Le processus Healthmap (cartographie de la santé) de BP (BP. 2015) constitue la base de la gestion des dangers et des risques professionnels au cours de la phase de Préparation du projet. Des exercices de cartographie de la santé et des évaluations des dangers pour la santé sont entrepris tout au long de la phase de Préparation du projet. L'objectif de ces évaluations est de gérer les dangers et les risques professionnels, dans la mesure où c'est réalisable, grâce à une bonne conception à la base plutôt que de dépendre de contrôles procéduraux, de la formation et de la compétence de l'équipage.

Les exercices de cartographie de la santé comprennent des ateliers d'identification des dangers, des revues de conception, des évaluations de l'ergonomie et des évaluations pour des dangers et des risques spécifiques pour la santé. Participe à ces exercices un échantillon représentatif des principales parties prenantes du projet (p. ex. : opérations, maintenance, ingénierie et SSES) qui connaît bien les aspects pertinents de la conception liés à la santé et à la sécurité. Les éléments typiques pour définir une « conception saine » et les considérations typiques sont précisés au tableau 8-50.

Tableau 8-50 Éléments typiques pour définir une « conception saine » et considérations typiques

Éléments pour une « conception saine »	Considérations typiques
Sélection des produits chimiques	Tenir compte des risques pour la santé lors de la sélection de calorifugeage, des matériaux de revêtement, des additifs, des produits chimiques de traitement de l'eau et des boues de forage.
Manutention et stockage des produits chimiques	Concevoir et construire des systèmes de stockage sur la base des besoins prévus plutôt qu'acheter sur le marché d'occasion et des pièces détachées des équipements de seconde main, transformés et adaptés (« retrofit » en anglais), comme les armoires de stockage de produits chimiques en plastique.
Confinement des produits	La conception des systèmes d'échantillonnage, de raclage, de vidange et de ventilation de procédé réduit les risques d'exposition personnelle.
Bruit	Prévoir et éliminer les zones où les niveaux de bruit des équipements peuvent exposer les employés à des nuisances sonores supérieures aux limites applicables, réduire la capacité d'un employé à entendre une alarme ou causer des nuisances dans les zones d'habitation voisines.
Éclairage	Vérifier si les niveaux d'éclairage général sont suffisants pour l'environnement et le type de travail. Tenir compte des effets stroboscopiques sur les machines tournantes, du scintillement (fatigue, crise d'épilepsie), du rayonnement optique (la conception de certaines lampes entraîne des émissions importantes) et de l'éblouissement.
Rayonnement non ionisant	Tenir compte des sources potentielles, notamment les lignes d'alimentation électrique, les appareils électriques, les ordinateurs, les radars, les appareils de chauffage à induction et les sources laser.
Ergonomie	Tenir compte de l'ergonomie des équipements et de la conception des tâches pour éviter des blessures liées à la manipulation (p. ex. : positionnement adéquat des vannes, conception facilitant l'accès, l'échappement, la mise en place d'aides au levage et la conception des flux de travail afin de minimiser ou supprimer le recours à des tâches de manutention).
Ventilation (générale)	Étudier l'emplacement de l'entrée et de la sortie d'air du système de CVCA, les dimensionner pour fournir l'air nécessaire aux quartiers de vie, aux buanderies, aux cuisines, aux bureaux, aux locaux médicaux, etc. sans risque de mélange ou de retour inapproprié (avec un gaz/fumée dangereux venant de l'extérieur).
Ventilation (locale)	Prévoir une vitesse de captage adéquate pour une extraction locale efficace des contaminants (p. ex. : laboratoires, ateliers de fabrication, installation de traitement des boues de forage).
Vibration	Tenir compte des risques pour la santé, engendrés par des vibrations sur l'ensemble du corps (p. ex. : lorsque le corps se tient sur une surface qui vibre) et sur le bras (p. ex. : lorsque la vibration se transmet à la main à partir d'outils portatifs vibrants).
Environnement thermique	Tenir compte des besoins d'adaptation des installations aux personnes lorsque des températures extrêmes (chaudes ou froides) existent (p. ex. : fourniture de refuges/abris contre les intempéries).
Systèmes d'eau potable	Prévenir la contamination ou l'infection par une conception fiable du stockage, de la distribution et des sorties. Utiliser des matériaux de construction qui ne favorisent pas la croissance microbienne ou qui ne constituent pas une source de substances toxiques ou un changement de couleur ou d'odeur dans l'eau. La conception doit éviter que l'eau puisse rester stagnante pendant des périodes de temps importantes (p. ex. : branches mortes).
Eaux usées	Prévenir la contamination ou l'infection par une conception fiable du stockage, de la distribution et des sorties.
Dangers biologiques	Étudier et concevoir des dispositifs adaptés pour éliminer les objets coupants, les déchets infectés et les déchets souillés (avec des fluides corporels) dans les établissements de soins de santé et dans les vestiaires féminins.

Eléments pour une « conception saine »	Considérations typiques
Infections par transmission vectorielle	Etudier et concevoir les installations pour prévenir des infections par transmission vectorielle comme le paludisme et la fièvre jaune.
Infections alimentaires et véhiculées par l'eau	Etudier la prévention d'infections comme le choléra, la shigellose, la typhoïde, la paratyphoïde et l'infection par <i>Escherichia coli</i> lors de la conception de la production d'aliments préparés et lors de la conception des installations de restauration.
Maladie du légionnaire	Etudier la prévention de la formation de <i>Legionella pneumophila</i> lors de la conception des unités de conditionnement d'air, des tours de refroidissement et des douches.
Installations d'habitation et pour le bien-être des travailleurs	Solliciter la contribution technique de <i>BP Group Health</i> (Division Santé du Groupe BP) et du spécialiste pour la conception des installations d'habitation et de bien-être des travailleurs. Estimer de façon réaliste le PAB en tenant compte des besoins tout au long du cycle de vie du projet. Positionner les camps et les locaux d'habitation en dehors des zones potentiellement endémiques ou dangereuses pour la santé publique. Etudier et concevoir les installations en prenant en compte l'espace, l'éclairage, l'atténuation des bruits et des vibrations, l'utilisation de sources d'air propre pour la ventilation, le contrôle adéquat de la température et de l'humidité, l'hygiène, la taille des effectifs, le volume et la taille des chambres, des salles de bains, des toilettes (p. ex. : facilement nettoyables), l'utilisation de vestiaires lorsque le travail implique des niveaux excessifs de saleté, de chaleur, de fumées, etc., l'utilisation d'une buanderie, des zones pour fumeurs et des abris.
Cuisine et espace de cuisson	Solliciter l'apport technique de <i>BP Group Health</i> et du spécialiste « nourriture et sécurité » pour la conception de ces installations.
Installations de soins de santé et infirmerie	Solliciter l'apport technique de <i>BP Group Health</i> et du spécialiste « soins de santé et infirmerie » pour la conception de ces installations.
Insectes et rongeurs	Concevoir les installations pour prévenir l'entrée et la création de niches par des insectes, des rongeurs, des animaux, des oiseaux et autres vermines, ainsi que par des contaminants environnementaux comme la fumée et la poussière.

8.4.4.2 Gestion pendant les opérations

L'OMS de BP ainsi que les principaux standards associés, comme le contrôle du travail du GDP (BP. 2016a) fixent les attentes et définissent les exigences en matière de contrôle du travail et de gestion des dangers et des risques professionnels. Ils sont soutenus par l'élaboration et la mise en œuvre de systèmes complets de gestion de la santé et de la sécurité au travail, dont les principaux aspects sont décrits ci-dessous.

Rôles et responsabilités

Le navire de forage, le FPSO et le terminal du hub près des côtes (y compris le méthanier, le navire-citerne de déchargement, les navires de soutien ainsi que les navires de construction et d'installation en mer) ont des organisations clairement définies, avec des rôles et des responsabilités bien définis, communiqués et compris. Chaque établissement possède un PIC désigné, soutenu par une équipe de gestion et de supervision. Ils ont la responsabilité de s'assurer que :

- Dans leur zone de responsabilité, les dangers sont définis, documentés et contrôlés.
- Les systèmes de gestion de la SSES applicables à leur zone d'activité sont mis en œuvre de manière efficace.
- Tout incident, accident ou danger est signalé, fait l'objet d'une investigation et toute recommandation ultérieure est mise en place.
- Le personnel possède les compétences nécessaires pour s'acquitter de ses fonctions en toute sécurité.

Les responsabilités générales du PIC comprennent :

- La responsabilité globale quotidienne de l'installation, y compris le commandement et le contrôle en cas d'urgence.
- La volonté de promouvoir une culture SSES positive et « donner l'exemple » dans la cadre des programmes de sécurité comportementale.
- La prise de décisions en matière de santé, de sécurité et de prévention de la pollution.

Formation et compétence

Le personnel est formé et compétent dans les tâches qu'il accomplit. Cela sous-entend que le personnel remplit des exigences au niveau des compétences clairement définies pour les rôles qui lui sont assignés. Les compétences sont documentées et utilisées pour établir des exigences de formation détaillées et des tests de compétence. Des programmes de formation documentés et récents sont en place pour soutenir le processus d'assurance des compétences. Ils comprennent :

- Des analyses des besoins en formation;
- Des matrices des exigences de formation;
- Des registres de formation; et
- Une formation initiale, une actualisation, une nouvelle certification et une formation corrective pour les employés reconnus comme étant en deçà des normes établies.

Planification et ordonnancement

La planification et l'ordonnancement du travail suivent un processus documenté qui définit clairement le champ d'application du travail, les étapes pour chaque tâche et toutes les interactions entre le champ d'application et d'autres tâches (p. ex. : les opérations simultanées – SIMOPs).

Le cas échéant, des experts dans leurs domaines (SME pour *Subject Matter Experts*) sont inclus dans les étapes de planification, selon la complexité de la tâche. Le processus de planification alloue suffisamment de temps pour prendre les mesures nécessaires à l'exécution sûre des travaux, notamment l'identification des dangers et l'évaluation des risques; l'identification des employés, des équipements, des pièces et du matériel requis pour achever les travaux; l'élaboration de plans et procédures avec évaluation des risques et approbation en tant que méthode de travail générale; et l'isolement et le rétablissement en toute sécurité de l'usine ou d'un équipement.

Évaluation des risques centrée sur les tâches

Aucune tâche ne peut se dérouler sans une évaluation des risques, sous une forme ou sous une autre. Cette évaluation comprend :

- L'inspection du lieu de travail avant l'exécution des travaux.
- L'évaluation des risques centrée sur les tâches (TRA pour *Task based Risk Assessment* en anglais), afin de définir les dangers potentiels associés à la tâche, ainsi que toutes les mesures de protection requises.
- La présence d'au moins une personne directement concernée par l'activité de travail dans l'équipe TRA.

Permis de travail

Un permis est requis avant d'effectuer tout travail impliquant :

- L'entrée dans un espace confiné / clos;

- Un travail sur un système contenant de l'énergie (c.-à-d. un système qui peut accidentellement libérer de l'énergie comme de l'électricité, de la chaleur, de la pression, de l'énergie mécanique, etc.);
- Une activité de levage;
- Des perturbations au niveau du sol;
- Un travail à chaud; et
- Toute autre tâche potentiellement dangereuse.

Le système de permis de travail est un processus essentiel pour le contrôle des dangers et des risques sur le lieu de travail (et dangers / risques majeurs). La documentation du permis de travail définit l'étendue du travail, identifie et examine les dangers potentiels, et définit les mesures de contrôle nécessaires pour entreprendre le travail en toute sécurité. Le permis de travail relie également le travail à d'autres permis de travail connexes ou SIMOP, et aide à prévenir la désactivation de protections qui pourraient être communes à plusieurs permis (p. ex. : isolations).

Lorsque les travaux contrôlés par un permis sont terminés, le permis est officiellement fermé après avoir vérifié que le chantier a été remis dans un état propre, rangé et sûr, y compris l'élimination appropriée des liquides résiduels et des contaminants. Le cas échéant, le permis indique également si l'installation de procédé ou l'équipement est prêt pour les tests d'intégrité et peut être remis en service en toute sécurité.

Bien que le permis de travail ne constitue pas un contrôle pour une tâche individuelle, c'est un moyen de mettre en place les bases pour effectuer les contrôles. De plus, le processus de permis de travail communique des renseignements clés sur la gestion des dangers et des risques à tout le personnel impliqué dans le travail.

Autorisation et communication

Pour aider à assurer l'exécution en toute sécurité, avant le début des travaux :

- Les SIMOP sont définies et les dispositions de gestion de sécurité appropriées sont prises.
- Les permis de travail sont examinés et approuvés par les parties prenantes clés.
- Le personnel concerné par le travail est mis au courant des dangers identifiés, des mesures de protection mises en place pour gérer les risques, des mesures, des plans et des installations d'urgence.
- Le lieu de travail est inspecté pour confirmer son état, et confirmer que des mesures de protection sont en place, comme indiqué dans la documentation du permis.
- Les EPI requis sont vérifiés par une personne compétente.
- Toute autre personne susceptible d'être affectée par le travail en est informée et comprend l'impact et le statut du travail.

Leçons apprises

Les leçons tirées d'accidents et d'incidents de travail antérieurs sont documentées, utilisées pour modifier les procédures de travail sûres, au besoin et communiquées au personnel.

Arrêt en cas de travail dangereux

Le personnel est sensibilisé et comprend qu'il a l'obligation et l'autorité d'arrêter tout travail dangereux. Cela comprend le signalement aux superviseurs de tout travail dangereux. Les circonstances entraînant l'arrêt d'un travail sont enregistrées et font l'objet d'une investigation.

Pratiques et procédures de travail sûres

Des pratiques et des procédures de travail sûres sont définies pour toutes les activités potentiellement dangereuses, notamment :

- Isolation et dé-isolation des installations et des équipements de manière sûre, avec en particulier une évaluation des risques et des isolations avec verrouillage et étiquetage;
- Entrée dans un espace confiné / clos;
- Travail en hauteur, y compris le travail au-dessus des bords (d'un navire p.ex.);
- Test de pression;
- Utilisation d'EPI;
- Entreposage et manipulation sûrs de matières dangereuses, y compris l'utilisation et l'examen des fiches de données de sécurité (FDS);
- Travail à chaud, y compris tout travail impliquant des sources potentielles d'ignition;
- Opérations de levage;
- Communication efficace des informations de gestion de la SSES, y compris le changement de quart, les réunions sur la sécurité et la diffusion des leçons apprises;
- Représentation et participation des employés (p.ex. à des ateliers d'analyse des risques comme HAZID, HAZOP, etc.);
- Procédures d'entretien;
- Système de permis de travail;
- Evaluation des risques de sécurité; et
- Restrictions au niveau des conditions météorologiques et de l'exploitation.

Programme de sécurité comportementale

BP met en œuvre un programme de sécurité basé sur le comportement (BBS pour *Behavioural-Based Safety* en anglais) pour tout le personnel, y compris un programme d'observations et de conversations liées à la sécurité (SOC pour *Safety Observation Conversation* en anglais) pour tous les gestionnaires et les superviseurs.

Le programme BBS encourage les interventions axées sur la personne; il intègre les observations des employés effectuant des tâches de routine et transmettant des commentaires précis sur les comportements liés à la sécurité. Le programme encourage les personnes et leurs groupes de travail à examiner les risques d'accidents et à évaluer continuellement si leur propre comportement est sûr ou dangereux.

Les observations BBS sont faites par des employés effectuant toutes les tâches de travail. Ces observations sont consignées sur des fiches préformatées qui sont examinées et consolidées pour en tirer des connaissances et des tendances liées à la sécurité au travail. Les mesures nécessaires sont prises pour atténuer les dangers et les risques identifiés.

Le programme SOC applique des principes de sécurité comportementale conçus pour répondre à la fois à la sécurité personnelle et à la sécurité des procédés. Le SOC nécessite que les gestionnaires et les superviseurs observent les sites de travail et les activités; qu'ils communiquent avec les travailleurs concernés pour discuter et mettre en évidence les méthodes de travail sûres et toute méthode ne respectant pas la sécurité; qu'ils mettent en œuvre les mesures convenues, au besoin, pour gérer et réduire les risques.

Stockage et manipulation de matériaux et substances dangereuses

Les matériaux et substances dangereuses sont manipulés et stockés de manière sûre et contrôlée afin de gérer les risques associés à l'exposition du personnel et de l'environnement. Cette façon de faire comprend :

- Des procédures de stockage et de manipulation sûres, avec formation pour tout le personnel concerné par l'utilisation de matériaux et substances dangereuses afin qu'il soit jugé compétent pour le faire.
- Utilisation d'équipement de protection individuelle approprié lors de la manipulation de matériaux dangereux.
- Identification et étiquetage appropriés des matériaux et substances dangereuses; tous les matériaux et substances sont employés uniquement selon l'usage prévu.
- Revue de l'étiquetage et des FDS avant manipulation afin d'identifier les propriétés et les dangers, et pour s'assurer que les mesures de protection appropriées sont mises en œuvre.
- Stockage adéquat, y compris l'utilisation de récipients scellés et la séparation des substances incompatibles, dans des zones bien ventilées et sèches.
- Mise à disposition et formation à l'utilisation des procédures et des équipements d'urgence, notamment le comportement face à un incendie et à un déversement; les actions à prendre en cas d'urgence médicale et en particulier, l'utilisation d'équipement tel que les stations de lavage des yeux.

8.4.4.3 Gestion pendant la construction en mer

Les exigences en matière de gestion de la santé et de la sécurité au travail lors de la construction et de l'installation en mer font partie intégrante de l'OMS de BP et des exigences générales de contrôle du travail, telles que décrites précédemment.

Dans ce cadre, le projet a élaboré un Plan de Gestion global de SSES (BP. 2017b) précisant les buts et les exigences en matière de gestion de la santé et de la sécurité au travail durant la phase de Préparation du projet.

Le projet GTA-Phase 1 a un objectif « zéro blessure ».

En matière de sécurité personnelle, cela signifie l'absence de blessure quel que soit l'endroit où nous travaillons ou voyageons pour le compte de la compagnie. Cet objectif « zéro blessure » se fonde sur les prémisses suivantes :

- 1) Une bonne performance en matière de sécurité est au cœur de la réussite pour un projet et une entreprise. Tout ce que nous faisons repose sur la sécurité de notre main-d'œuvre et des communautés qui nous entourent.
- 2) En adoptant le bon geste et la bonne attitude, tous les dommages corporels liés au travail sont évitables.
- 3) Personne ne veut venir travailler et être blessé.

Atteindre notre objectif « zéro blessure » est autant une question de « Cœurs et Esprits » et de discipline personnelle que de processus et pratiques efficaces. Nous devons tous être des leaders en matière de sécurité pour prendre soin de nous-mêmes, de nos collègues, et contribuer à une culture de sécurité positive où nous ne tolérons rien de moins que notre objectif de « zéro blessure » (BP. 2017b).

Le Plan définit comment le projet GTA-Phase 1 vise à atteindre cet objectif, conformément aux exigences applicables de BP, et couvre toutes les activités entreprises par le projet.

En raison de la taille et de la complexité du projet GTA-Phase 1, des Plans de Gestion SSES particuliers seront élaborés pour couvrir des activités distinctes comme le raccordement et la mise en service du FPSO et la construction du brise-lames, etc. Les entrepreneurs impliqués dans ces activités doivent également avoir leurs propres plans et systèmes de gestion SSES en place, avec les contrôles appropriés.

Le projet GTA-Phase 1 considère également toute activité associée à l'installation et à la construction sous-marines, au niveau du FPSO ou du terminal du hub près des côtes comme une activité susceptible d'avoir des conséquences graves (PHCA ou *Potentially High Consequence Activity* en anglais). Les contrats avec PHCA imposent des exigences et des contrôles supplémentaires aux entrepreneurs afin de s'assurer de la bonne gestion des risques. Pour tous les contrats avec PHCA, l'entrepreneur doit, avant le début des travaux, mettre en place les éléments suivants :

- Document relais (« bridging » document en anglais) entre les systèmes de gestion SSES de l'entrepreneur et ceux de BP; et
- Plan SSES de l'entrepreneur, qui comprend le plan d'auto vérification.

Afin d'aligner les entrepreneurs principaux et leurs sous-traitants sur l'objectif « zéro blessure » du projet GTA-Phase 1, avant le début des travaux, des forums de parrainage de projets et des ateliers conjoints sont organisés. Les objectifs de ces forums et ateliers sont de vérifier que les attentes en matière de sécurité ainsi que les rôles et les responsabilités sont clairs; que le travail est compris; et que les équipes sont alignées sur les attentes en matière de SSES de BP.

En plus des exigences détaillées à la section 8.4.4.2, les exigences clés en matière de gestion de la santé et de la sécurité au travail pour la construction et l'installation en mer comprennent ce qui suit :

- Les rôles, les responsabilités et les redevabilités (“accountability” en anglais) sont clairement définis avec une personne servant de Point Unique Redevable pour la sécurité du projet. Ils sont garants de la conformité à l'OMS et effectuent une auto-vérification systématique. Le vice-président (VP) des projets de la Mauritanie et du Sénégal (M&S) est soutenu par les responsables de la sécurité des sites de BP et par le responsable SSES du projet GTA-Phase 1.

Les responsables de la sécurité des sites de BP sont les garants de la sécurité et de la mise en œuvre intégrée de la sécurité sur leur site. Ils jouent un rôle essentiel dans la mise en œuvre des exigences du système de gestion de la SSES au sein de leur site, en reliant la main-d'œuvre à la direction du projet et en gérant la sécurité personnelle.

Le responsable de la SSES du projet GTA-Phase 1 a deux rôles principaux : soutien aux équipes de terrain et vérification de la conformité aux exigences de SSES de BP. Le responsable de la SSES fournit une expertise en SSES et établit des liens vers d'autres groupes de soutien au sein de BP, appuie l'équipe de projet dans la mise en œuvre de procédures de SSES pour gérer les risques propres au projet, élabore et met en œuvre des programmes d'autosurveillance de SSES et de surveillance des entrepreneurs, et s'assure que des ressources adéquates sont fournies pour mettre en œuvre les exigences de gestion de la SSES.

- La vérification de la prémobilisation des entrepreneurs sera entreprise pour s'assurer que leurs plans et systèmes de gestion de la SSES ont été correctement élaborés et mis en œuvre, qu'ils sont efficaces et qu'ils répondent aux exigences globales de gestion de la SSES du projet GTA-Phase 1.
- Dans le cadre de l'élaboration de pratiques et de procédures sûres de construction et d'installation en mer, des ateliers détaillés d'identification des dangers et d'évaluation des risques seront organisés pour toutes les activités de construction et de mise en service. Ces ateliers seront entrepris une fois que les plans et les activités de construction et d'installation en mer seront suffisamment détaillés.

- Au cours de la conception, les aspects de constructibilité et d'installation sont considérés comme faisant partie du processus de conception. Cela permet de s'assurer que, dans la mesure du réalisable, les équipements et les installations sont conçus pour réduire les risques associés aux activités de construction et d'installation en mer.

8.4.4.4 Gestion au cours de la mise hors service

Si aucune prolongation de la durée de vie du champ n'est prévue, les installations seront mises hors service et démantelées en fin de vie du champ (de gaz).

Des plans et des procédures détaillés seront élaborés pour la phase de fermeture, et les activités seront gérées avec des processus, des systèmes et des exigences similaires à ceux décrits pour la construction et l'installation en mer ainsi que les phases d'exploitation.

8.4.4.5 Soins médicaux et intervention médicale

Une description détaillée des dispositifs de préparation aux situations d'urgence et des plans d'intervention est donnée à la section 8.3.6.

Les plans d'intervention d'urgence propres aux installations couvrent tous les types d'accidents, qu'ils soient du type accident au poste de travail (maladies et blessures) ou accident lié à des dangers majeurs. Ces plans sont soutenus par des exigences et des protocoles médicaux détaillés, comme mentionné dans les procédures médicales.

Toutes les installations (le navire de forage, le FPSO et le terminal du hub près des côtes) ont du personnel médical sur place à temps plein pour soigner les blessures, les maladies et gérer la santé générale du personnel. Le navire de forage, le FPSO et la plateforme LS sont équipés d'espaces médicaux désignés avec des lits pour les patients, des équipements médicaux et des médicaments. Les principaux navires de construction et d'installation en mer sont également équipés d'installations médicales appropriées et d'un soutien médical qualifié.

Les équipements médicaux et les médicaments sont sélectionnés en fonction des exigences de BP, des dangers et des risques professionnels propres au site, des directives médicales imposées par l'État du Pavillon du navire (l'État membre sous le pavillon duquel le navire est enregistré) et des lignes directrices de l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS) (2007).

En complément du personnel médical formé, certains membres d'équipage ont reçu une formation premiers secours et peuvent assister le personnel médical lors d'une première intervention, si nécessaire. Le personnel médical est responsable de la prescription, de la sécurisation et du suivi de l'utilisation des médicaments contrôlés et thérapeutiques. Un conseiller médical de l'entreprise basé à terre procure une assistance médicale supplémentaire et fournit conseils et orientation en matière de soins de santé et de situations d'urgence en mer.

Selon le type et la gravité de l'incident à bord de l'installation, il peut être nécessaire de procéder à l'évacuation médicale de la personne malade ou blessée. Cette évacuation sera principalement assurée par hélicoptère. Selon le type et la gravité de l'incident, des soins à terre peuvent être fournis localement ou à l'extérieur du pays. Un fournisseur-tiers de services médicaux (tel qu'International SOS) peut offrir un soutien supplémentaire à terre, au besoin.

8.5 Conclusions et recommandations

8.5.1 Conclusion générale

En conclusion générale de l'étude de dangers et de l'analyse des risques professionnels, les dangers et les risques propres au projet GTA-Phase 1 ont été identifiés, analysés et évalués de manière rigoureuse et robuste, en fonction des renseignements de conception et des descriptions disponibles. Les risques sont inférieurs aux critères établis et pertinents de tolérabilité des risques; le projet GTA-Phase 1 a mis en place des exigences et des processus exhaustifs pour s'assurer que les dangers et

les risques d'accidents continuent d'être identifiés, éliminés lorsque cela est possible, évalués et gérés pour atteindre le niveau ALARP, tout au long des étapes du projet.

En plus de l'étude de dangers et de l'analyse des risques professionnels (et de leurs analyses connexes), une évaluation détaillée des dangers et des risques d'accident liés aux installations est en cours dans le cadre du processus de conception du projet GTA-Phase 1, avec en particulier :

- Des analyses sur les dangers propres aux incendies, explosions et déversements de produit froid (rejets cryogéniques). Ces analyses ont lieu lorsque la conception est suffisamment avancée et qu'il est possible d'utiliser des modèles de conséquences 3D de CFD. Les résultats de ces analyses servent ensuite à définir les exigences de conception en matière de prévention, de contrôle et de mitigation des incendies, des explosions et des déversements de produit froid.
- Étude des systèmes de sécurité et d'urgence (déclenchés en cas d'urgence). Ces études évaluent et vérifient la performance de ces systèmes vis-à-vis des événements accidentels majeurs pour lesquels leur fonctionnement est requis, et fournissent des données pour les exigences de conception afin de prévenir, contrôler et atténuer les incendies, les explosions et les déversements de produit froid.
- Études sur la préparation aux situations d'urgence et l'intervention en cas d'urgence. Ces études évaluent et vérifient la performance des installations d'échappement, de RT, d'évacuation et de sauvetage, et informent la conception afin de s'assurer que le personnel puisse atteindre un lieu sûr dans toutes les situations d'accident majeur.
- Ateliers d'identification des dangers et d'évaluation des risques. Ces ateliers permettront de s'assurer que les dangers et les risques associés aux activités d'installation, de mise en service et d'exploitation sont gérés de façon appropriée; les résultats de ces analyses serviront ensuite à élaborer des plans de travail, des procédures et des pratiques sûres.
- Exercices en cours de cartographie de la santé (*Healthmap*) et évaluations des dangers pour la santé. Ces exercices sont axés sur la gestion des dangers et des risques professionnels grâce à une bonne conception à la base plutôt que de dépendre de contrôles procéduraux, de la formation et de la compétence de l'équipage.

D'autres analyses seront également entreprises pour évaluer les risques spécifiques propres aux installations, aux activités et aux emplacements, comme par exemple les SIMOP lors de la construction et l'installation en mer, les chutes d'objets et les collisions de navires, selon les besoins. Des analyses particulières des conséquences et des risques peuvent également être menées pour évaluer les options et supporter la prise de décision.

Toutes ces évaluations, ainsi que l'élaboration d'un dossier global de SSES pour le projet GTA-Phase 1, fourniront des données d'entrée et des justifications pour les exigences en matière de sécurité de conception, ainsi que pour la prévention, le contrôle et la mitigation des événements accidentels.

Dans cette optique, les mesures de réduction des risques sont continuellement définies et évaluées. Les mesures sont axées (par ordre de priorité) sur l'évitement/l'élimination, la prévention, le contrôle et la mitigation. Dans le cadre des efforts continus visant à réduire les risques à un niveau ALARP, des mesures de réduction des risques ont été et continueront d'être envisagées, en tenant compte de la réduction des risques et du niveau « d'effort » requis (p. ex. : répercussions sur les coûts et sur le déroulement du projet) pour les mettre en œuvre. Les mesures de réduction des risques ne sont exclues que si les « efforts » sont nettement disproportionnés par rapport aux bénéfices obtenus.

Les installations du projet GTA-Phase 1 sont conçues et seront exploitées conformément aux bonnes pratiques industrielles reconnues et aux règles de l'industrie, aux exigences réglementaires, aux codes et aux normes. Cela inclut une attention particulière à la sécurité intrinsèque, en se concentrant en priorité sur l'évitement/l'élimination et la prévention pour gérer les dangers et les risques, par rapport à des solutions basées sur le contrôle et/ou la mitigation.

Dans le cadre de l'étude de dangers et de l'analyse des risques professionnels, des ECSE ont été identifiés. Ces éléments seront définis plus en détail lors du processus de conception du projet Grand Tortue / Ahmeyim, et des dispositions précises seront mises en place pour les gérer. Ces dispositions incluent la documentation des exigences de performance (standards de performance) ainsi que les systèmes d'assurance et de vérification associés pour la conception et les opérations.

Un plan de SSES du projet a été élaboré pour définir les exigences et activités en matière de gestion globale de la SSES pour le projet GTA-Phase 1, notamment les exigences pertinentes de l'OMS de BP. Des systèmes efficaces de gestion de la SSES ont été et continueront d'être mis en œuvre, conformément aux politiques du Groupe BP en matière de SSES et aux exigences globales de l'OMS. En outre, l'évaluation des risques et des dangers majeurs contribuera à la mise au point de systèmes opérationnels spécifiques de gestion de la SSES.

Dans le cas improbable d'un accident majeur, des dispositions exhaustives et robustes ont été prises pour la préparation aux situations d'urgence et l'intervention en cas d'urgence. Compte tenu du stade précoce du projet, ces arrangements sont en cours de développement. Cependant, ils couvriront toute la gamme des événements accidentels et des scénarios d'urgence possibles, y compris les incendies majeurs et les explosions, les déversements d'hydrocarbures et les accidents et incidents au poste de travail.

8.5.2 Conclusion de l'étude de dangers

L'étude de dangers entreprise pour le projet GTA-Phase 1 comprend une évaluation préliminaire des risques, qui a répertorié 46 événements accidentels majeurs. Un classement initial des risques a été effectué en tenant compte du danger et des conséquences potentielles en l'absence de protection. Des protections ont ensuite été identifiées et le risque résiduel a été déterminé. Après la mise en œuvre des protections pertinentes, le classement selon la matrice des risques du Guide d'étude de dangers de la République du Sénégal (2005) montre qu'aucun événement n'est classé avec la mention de risque résiduel « inacceptable » (ROUGE); les 46 événements sont tous classés comme ayant un risque résiduel « significatif » (JAUNE). Pour les événements avec un risque résiduel classé comme étant « significatif », des plans ont été et continueront d'être mis en œuvre pour réduire les risques.

Pour tous les événements accidentels majeurs liés aux hydrocarbures, une modélisation détaillée des conséquences a été entreprise, suivant deux scénarios : l'un considéré comme « crédible » et l'autre comme « le cas le plus défavorable ». Cette modélisation a évalué une gamme d'effets conséquence, notamment :

- Le déversement et épandage d'hydrocarbures;
- Le déversement et épandage cryogénique, y compris la dispersion des gaz inflammables dans le champ lointain;
- L'explosion; et
- L'incendie – jet enflammé, feu de nappe et/ou boule de feu.

La modélisation des effets consécutifs à des déversements cryogéniques, des explosions et des incendies pour le navire de forage, le FPSO et le FLNG montre que, malgré le risque de décès pour le personnel directement exposé aux effets immédiats de l'événement, les chemins d'échappement, les refuges temporaires, les zones de rassemblement sécurisées et les installations d'évacuation (p. ex. : les chemins d'évacuation et les canots de sauvetage) devraient rester disponibles et ne devraient pas être compromis, et ce pour tous les événements accidentels majeurs à l'exception des plus extrêmes. Cette conclusion reflète la bonne séparation entre les RT et les zones de rassemblement sécurisées d'une part et les zones dangereuses de procédés et de forage d'autre part; elle reflète aussi l'existence d'une bonne diversité des installations d'échappement et d'évacuation.

De façon générale, les zones de danger et les effets conséquence sont limités et contenus bien à l'intérieur des zones de sécurité autour des installations (délimitées par une distance minimum de 500 m au-delà des installations elles-mêmes). L'objectif principal de ces zones de sécurité est de protéger les installations et les opérations associées contre les dangers extérieurs, comme les navires

de passage, les activités liées à la pêche et les éventuelles menaces de sûreté. Cependant, elles constituent aussi une zone tampon en cas de relâchement accidentel d'hydrocarbures, suivi explosions ou d'incendies. L'analyse a déterminé que les zones de danger dépassaient la limite de la zone de sécurité dans le cas de deux événements extrêmes mettant en cause des hydrocarbures :

- Une explosion importante sur le FPSO ou le FLNG; et
- Un rejet important de GNL en provenance du FLNG ou du méthanier.

Dans le cas d'une explosion importante, bien que les surpressions décroissent exponentiellement avec la distance, des effets de surpression peuvent être ressentis à une distance significative du centre de l'explosion. Dans le cas le plus défavorable, l'analyse montre que des explosions sur le FPSO et le FLNG peuvent générer des surpressions allant de 0,05 bar ou moins à la limite de la zone de sécurité jusqu'à 0,02 bar à 1 150 m au-delà du centre de l'explosion (soit 400 à 600 m au-delà de la limite de sécurité). À des niveaux de surpression compris entre 0,02 et 0,05 bar, des dommages mineurs comme le bris de fenêtres peuvent éventuellement être observés. L'évaluation des explosions dans l'étude de dangers est prudente (conservatrice), et ces cas extrêmes ne sont pas considérés comme étant représentatifs d'événements nominaux à prendre en compte dans la conception (c'est-à-dire des scénarios pour lesquels il serait raisonnablement réalisable d'adapter la conception dans le but de résister aux effets d'explosion).

Dans le cas d'un rejet important en provenance d'un réservoir de stockage du méthanier ou du FLNG, il peut y avoir dispersion de gaz inflammable sur des distances importantes sous le vent (s'étendant jusqu'à 500 m au-delà de la limite de la zone de sécurité). Cependant, la probabilité d'un tel événement est extrêmement faible (inférieure à 1E-05 par an ou 1 sur 100 000 par année) et nécessite la collision avec dommages du méthanier, avec le quai d'amarrage ou le FLNG. Historiquement, aucun événement de ce type n'a jamais eu lieu. De plus, les risques de collision sont gérés au moyen d'installations et de procédures d'amarrage exhaustives et sûres, notamment l'utilisation de plusieurs remorqueurs pour aider à contrôler et à manœuvrer le méthanier.

Les sommes des effets conséquence générant les distances les plus grandes pour chaque type d'événement conséquence, sont récapitulés pour le FPSO et le terminal du hub près des côtes dans les figures 8-92 et 8-93.

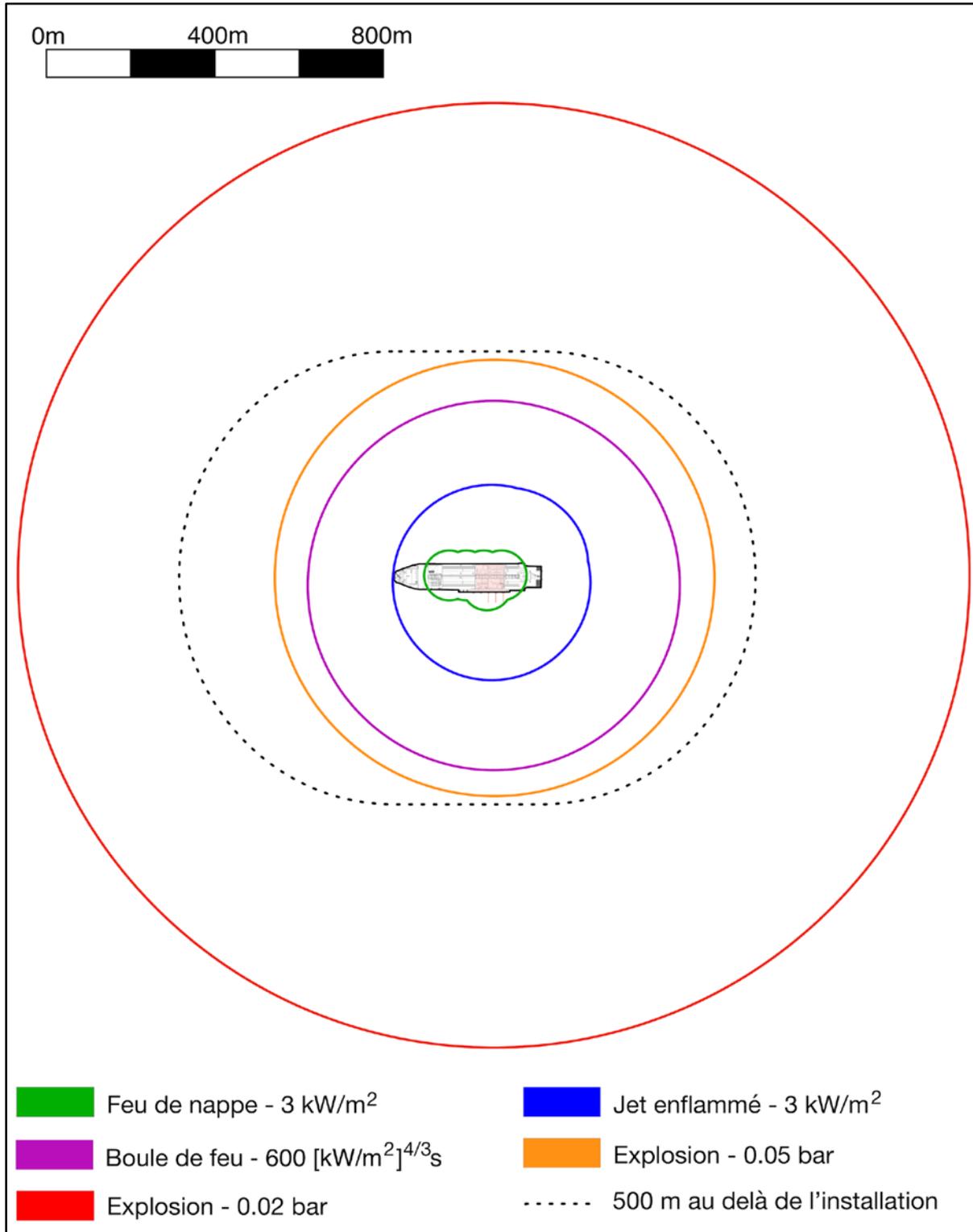


Figure 8-92 Effets conséquence les plus éloignés du FPSO par type d'événement

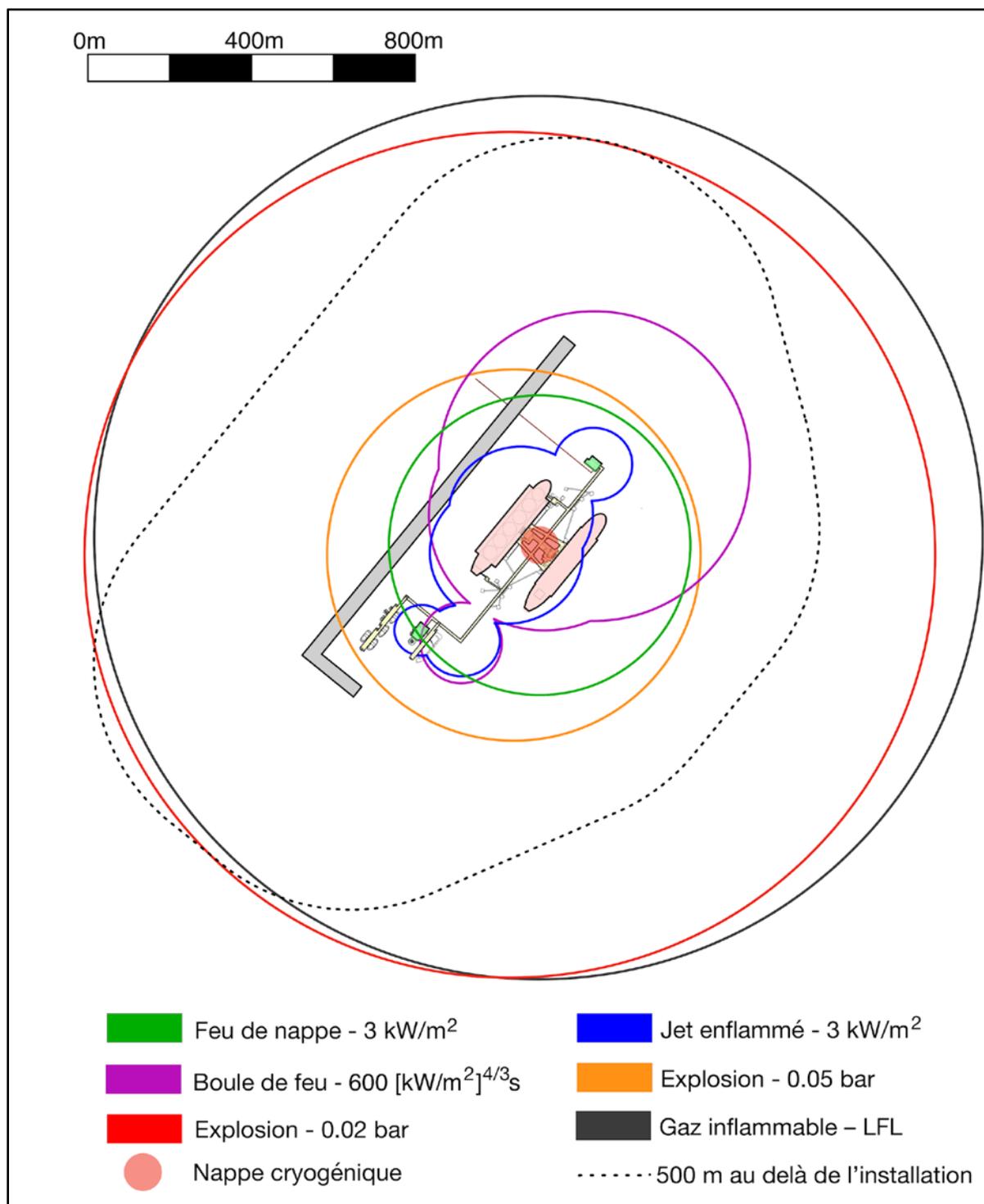


Figure 8-93 Effets conséquence les plus éloignés du terminal du hub près des côtes par type d'événement

Deux accidents majeurs de déversement d'hydrocarbures ont été modélisés, à savoir l'éruption de puits et le rejet de condensat (et de diesel) provenant des réservoirs de stockage du FPSO.

Dans le cas de l'éruption de puits, la modélisation de la pollution marine a montré que les eaux territoriales de la Mauritanie et du Sénégal pourraient être affectées au bout de quelques heures. Si l'éruption de puits n'était pas rapidement maîtrisée, les côtes de la Mauritanie et du Sénégal pourraient

être affectés après quatre jours environ, par un impact léger à modéré des hydrocarbures. Selon le scénario (été boréal ou hiver boréal et conditions environnementales particulières), les eaux territoriales du Cap-Vert, de la Guinée, de la Guinée-Bissau, de la Sierra Leone, de la Gambie et du Sahara occidental pourraient également être touchées, mais pas le littoral. L'épaisseur de la nappe de condensat serait limitée principalement à un reflet et un reflet arc-en-ciel qui se disperserait facilement. Une petite quantité de reflet métallique ($> 5 \mu\text{m}$) pourrait être observée dans la zone locale autour du puits (~ 25 km).

Dans le cas de déversement important de condensat (et de diesel) après une fuite importante en provenance des réservoirs de stockage du FPSO, la modélisation de la pollution marine a montré que les côtes de la Mauritanie et du Sénégal pourraient être affectés en moins de deux jours par un impact modéré à important. Selon le scénario (été boréal ou hiver boréal et conditions environnementales particulières), les eaux du Cap-Vert, de la Guinée-Bissau et de la Gambie pourraient également être touchées, mais pas le littoral. Les eaux de la Mauritanie et du Sénégal pourraient subir un déversement d'une épaisseur de surface supérieure à $5 \mu\text{m}$, ce qui les rendrait sujettes à des techniques de confinement et de récupération. Les eaux des autres pays voisins pourraient être touchées par la présence de reflets d'hydrocarbure à la surface de l'eau, mais pas avec une épaisseur suffisante pour permettre un confinement et une récupération efficace.

Suite à la modélisation des conséquences des événements accidentels majeurs, une analyse par nœud papillon a été entreprise pour tous les événements accidentels majeurs. Aux fins de la présente analyse, les événements accidentels majeurs ont été regroupés suivant 24 nœuds papillon individuels (et événements redoutés centraux). L'analyse par nœud papillon a été utilisée pour vérifier que des protections appropriées et suffisantes étaient en place pour prévenir, contrôler et atténuer tous les événements accidentels majeurs.

Après l'analyse par nœud papillon, les risques ont été quantifiés en termes de fréquence des événements et risque de décès associé. Le risque de décès a été évalué pour les travailleurs de toutes les installations et pour les effets dans le champ lointain près du terminal du hub près des côtes.

La PLL (le nombre total de décès parmi les travailleurs au cours d'une année) peut être utilisée comme une simple mesure du risque sociétal et sert à identifier les principaux contributeurs au risque global. En considérant tous les travailleurs des installations du projet GTA-Phase 1, le taux estimé de décès ayant pour origine un accident majeur est de 0,09 par an. Ce résultat peut également être exprimé comme une moyenne à long terme d'environ un décès pour 11 années d'activité. Cependant, il est important de noter que ce chiffre est basé sur des accidents majeurs qui peuvent potentiellement entraîner de multiples décès et qui se produisent beaucoup moins fréquemment. Environ 28 % du risque d'accident mortel estimé est attribué au terminal du hub près des côtes, 37 % au FPSO et 35 % au navire de forage, comme l'illustre le tableau 8-51.

Tableau 8-51 Contribution au risque de décès

ID du nœud papillon	Nœud papillon (et événement redouté central)	Contribution au risque de décès
03	Accident durant le transport (en hélicoptère) vers/depuis le navire de forage	22 %
12.02	Fuite lors du traitement d'hydrocarbures sur le FLNG	15 %
04.02	Collision avec le FPSO (navire de passage)	13 %
02.02	Perte de stabilité/chavirement du FPSO	10 %
02.01	Perte de stabilité/chavirement du navire de forage	10 %
12.01	Fuite lors du traitement d'hydrocarbures sur le FPSO	7 %
05.01	Fuite d'hydrocarbures du tube prolongateur du FPSO	5 %
08.02	Fuite de GNL durant le chargement du méthanier	5 %
09	Défaillance ou dommage structurel de la plateforme LS	4 %
01	Éruption sur le navire de forage ou fuite de puits de forage	3 %
07	Fuite de réfrigérant sur le FLNG	3 %
06.02	Incendie du réservoir de stockage de condensat du FPSO	1 %
14.01	Accident de transport (le bateau d'équipage sombre) lors du transfert vers/depuis le FPSO / le terminal du hub près des côtes	1 %
14.02	Accident de transport sur le FPSO (chute du FROG)	< 1 %
15	Collision avec le FPSO (navire-citerne de déchargement de condensat)	< 1 %
04.01	Collision avec le navire de forage (navire de passage)	< 1 %
05.02	Fuite d'hydrocarbures du tube prolongateur de la plateforme	< 1 %
13	Rejet lors de l'injection de produits chimiques sur le FPSO	< 1 %
16	Rejet de gaz de combustion sur la plateforme LS	< 1 %
11	Fuite d'hydrocarbures sur le navire de forage lors de l'essai ou le récurage de puits	< 1 %
08.01	Fuite de GNL provenant du réservoir de stockage du FLNG/méthanier	< 1 %
10	Collision d'un navire du terminal du hub près des côtes (méthanier avec quai d'amarrage)	< 1 %
06.01	Fuite du réservoir de stockage de condensat du FPSO	S. O.
17	Incident de sûreté	S. O.

L'IRPA (la probabilité qu'un travailleur soit victime d'une blessure mortelle sur son lieu de travail au cours d'une année, compte tenu du temps qu'il passe dans une installation exposée à des dangers particuliers) est utile pour comprendre les niveaux de risque pour les travailleurs individuels. L'IRPA est calculé pour tous les travailleurs des installations du projet GTA-Phase 1. L'IRPA maximal pour les travailleurs est de 2,4E-04 par an pour le navire de forage (probabilité maximale de décès ayant pour origine un événement accidentel majeur, de 1 sur 4 167 par année); l'IRPA maximal est de 2,1E-04 par an pour le terminal du hub près des côtes (probabilité maximale de décès ayant pour origine un événement accidentel majeur, de 1 sur 4 762 par année); et l'IRPA maximal est de 2,0E-04 par an pour le FPSO (probabilité maximale de décès ayant pour origine un événement accidentel majeur, de 1 sur 5 000 par année).

Le LSIR (le risque de décès pour un individu hypothétique qui est en permanence présent à un endroit donné) est utile pour représenter la répartition spatiale du risque. Le LSIR est calculé pour le terminal du hub près des côtes seulement, compte tenu des différentes installations présentes et de la proximité

relative de la côte. Les courbes de niveau montrent que la probabilité de décès de 1E-06 par an (1 sur un million par année) pour le terminal du hub près des côtes se situe bien en deçà des limites de la zone de sécurité des installations de 500 à 600 m, comme le montre la figure 8-94.

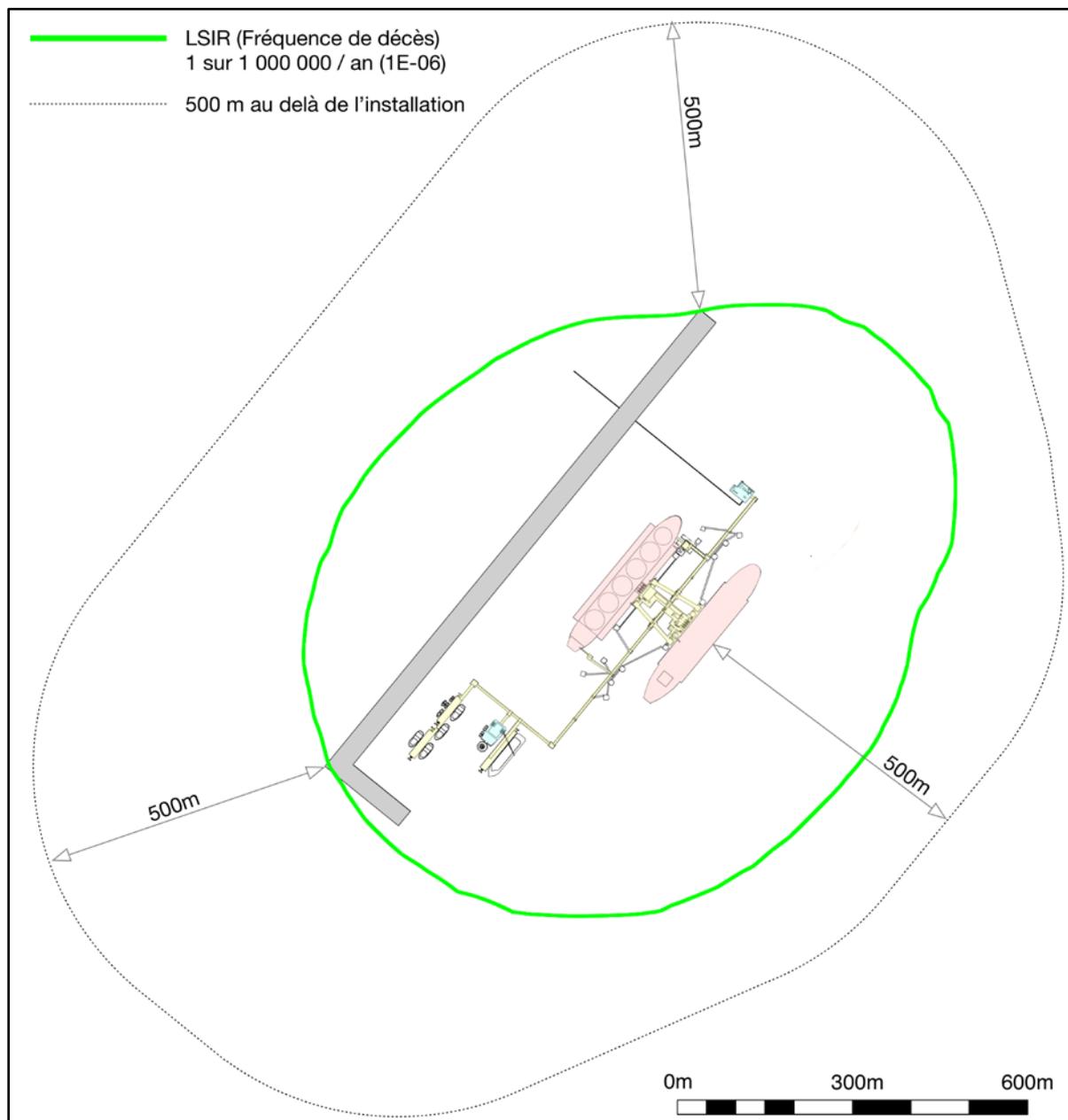


Figure 8-94 Terminal du hub près des côtes, LSIR à 1 sur 1 000 000 par année

Les critères établis de tolérance des risques pour les travailleurs en mer (IRPA) (UK HSE. 2001) sont de l'ordre de 1E-03 par an (1 sur 1 000 par année). Avec une valeur maximum calculée de 2,4E-04 par an (1 sur 4 167 par année), les risques individuels pour les travailleurs du projet GTA-Phase 1 sont en deçà du seuil de tolérance.

Les critères établis de tolérance des risques pour les membres du public (LSIR) sont de l'ordre de 1E-06 par an (1 sur un million par année) (Agence européenne pour la sécurité maritime. 2013). Le contour de risque de 1E-06 par année pour les installations du terminal du hub près des côtes du projet GTA-Phase 1 se situe bien en deçà de la zone de sécurité de 500 à 600 m.

Les communautés voisines les plus proches de N'Diogo en Mauritanie et de Saint-Louis au Sénégal sont respectivement situées à 16 km et à 13 km du terminal du hub près des côtes. Ces communautés se trouvent à une distance considérable de toute zone dangereuse ou présentant un risque découlant des installations du projet GTA-Phase 1, avec des distances d'effet maximales (surpression d'explosion de 0,02 bar et dispersion de gaz inflammables) s'étendant à un peu plus d'un kilomètre des installations de production et d'exportation de GNL du terminal du hub près des côtes.

Des plans de gestion et des processus exhaustifs sont en place durant la phase de Préparation du projet afin d'assurer que les dangers majeurs sont correctement évalués et gérés, et que le risque résiduel est réduit. Cela sous-entend des efforts continus pour réduire les risques résiduels conformément aux principes de l'IDS et d'ALARP, ainsi que la mise en place de solides systèmes de gestion des risques et de la sécurité.

8.5.3 Conclusion de l'analyse des risques professionnels

L'analyse des risques professionnels a permis de définir un total de 78 événements accidentels au poste de travail. Un classement initial des risques a été effectué en tenant compte du danger et des conséquences potentielles en l'absence de protection. Des protections ont ensuite été identifiées et le risque résiduel a été évalué.

Après la mise en œuvre des protections pertinentes, le classement selon la matrice des risques présentée à la figure 8-92 (Caisse Régionale d'Assurance Maladie des Pays de la Loire, les Services de Santé au Travail du Maine-et-Loire. 2002) montre qu'aucun événement n'a été classé comme ayant un risque résiduel « inacceptable » (ROUGE); 55 événements ont été classés comme ayant un risque résiduel « significatif » (JAUNE) et 23 événements ont été classés comme ayant un risque résiduel « acceptable » (VERT). Pour les événements avec un risque résiduel classé comme étant « significatifs », des plans ont été et continueront d'être mis en œuvre pour réduire les risques.

Sur les 78 événements accidentels au poste de travail, 24 pourraient entraîner la mort. Ces événements sont liés aux dangers et activités suivants :

- Utilisation d'explosifs sur le navire de forage;
- Systèmes à haute pression et activités comme la purge d'azote, les tests de pression et le raclage;
- Travail en hauteur;
- Plongée pendant la construction et l'installation en mer;
- Tension (mécanique) accumulée sur les lignes d'amarrage et défaillances des équipements;
- Situations dynamiques y-compris les machines tournantes, les chutes d'objets et l'utilisation d'élévateurs, d'ascenseurs, ainsi que le transport de personnel par levage (man-riding) et par nacelles;
- Exposition aux liquides cryogéniques (également un événement accidentel majeur); et
- Équipement électrique.

Des plans de gestion et des processus exhaustifs sont en place durant la phase de Préparation du projet afin d'assurer que les dangers au poste de travail sont correctement évalués et gérés, et que les risques résiduels sont réduits. Ces plans comprennent des ateliers d'identification des dangers, des revues de conception, des évaluations de l'ergonomie, des évaluations pour les dangers et des risques spécifiques pour la santé, parallèlement à la mise en place de systèmes solides de gestion de la santé et de la sécurité au travail pour la construction (en mer), l'exploitation et la mise hors service.

8.5.4 Recommandations

Dans le cadre de l'étude de dangers et de l'analyse des risques professionnels, un certain nombre de recommandations ont été formulées. Les recommandations faites sont les suivantes :

- 1) **Modélisation des conséquences par CFD** : L'étude de dangers a utilisé une modélisation empirique pour les rejets, les déversements de produit froid, les incendies et les explosions liés au FPSO et au terminal du hub près des côtes. Bien que cette méthode fournisse une évaluation prudente (conservatrice) des dangers et des risques, elle comporte des limitations pour déterminer les charges accidentelles nominales (DAL) des ECSE. À mesure que la conception progresse et que des données détaillées relatives à la conception 3D deviennent disponibles, les modèles CFD pourraient être utilisés pour modéliser les conséquences et les effets des rejets accidentels. Ces modèles tiennent compte de la géométrie détaillée entourant le rejet et devraient être utilisés pour générer des résultats permettant d'affiner la conception des mesures de contrôle et de mitigation des rejets, des déversements de produit froid, des incendies et des explosions.
- 2) **Explosion de nuage de vapeur et détonation** : Le système de réfrigérant du FLNG contient de l'éthylène. L'éthylène est un produit chimique hautement inflammable et très réactif, et constitue un danger d'incendie et d'explosion élevé. En cas de rejet accidentel d'éthylène, il existe un risque d'explosion avec DDT, avec des effets de surpression significatifs. La DDT pourrait être évaluée dans le cadre de la modélisation de l'explosion CFD lors de la conception détaillée, par exemple en considérant la probabilité de DDT en termes de gradients de pression spatiale à travers le front de flamme.
- 3) **Évaluation de l'impact des effets domino aggravants** : Une analyse détaillée sur la possibilité d'effet domino aggravant pourrait être réalisée en utilisant les résultats de la modélisation des conséquences par CFD. Ces résultats permettraient de déterminer la probabilité de compromettre des équipements et des structures conduisant à un effet domino aggravant significatif suite à un événement initial, par exemple un incendie dans un réservoir de cargaison, une explosion d'éthylène ou la rupture d'un tube prolongateur. De tels scénarios peuvent menacer l'intégrité du RT ou du FPSO/FLNG et nécessiter une évacuation. L'effet domino aggravant peut être causé par l'impact d'une surpression, l'immersion dans les flammes pendant une période prolongée ou la fragilisation des structures par effet cryogénique. L'analyse de l'effet domino aggravant pourrait également être utilisée pour déterminer les bénéfices apportés par des mesures de protection contre les incendies, les explosions et les déversements cryogéniques, sur certaines structures clés.
- 4) **Navires de stockage de réfrigérant** : L'immersion prolongée dans les flammes des réservoirs de stockage de réfrigérant peut entraîner une BLEVE, générant une surpression significative et une grosse boule de feu. Le stockage de réfrigérant pourrait être examiné de façon à réduire au minimum le potentiel de BLEVE et l'impact d'effet domino aggravant (p. ex. : localisation, inventaire, protection contre les incendies).

CHAPITRE 9 : PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE

9.0 PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE

Ce chapitre présente le plan de gestion environnementale et sociale (PGES) élaboré pour le projet GTA de production de gaz.

9.1 Objectif du PGES

L'objectif du PGES est le suivant :

- Résumer les mesures de design et de contrôle des opérations du projet ainsi que les mesures de mitigation proposées pour éviter ou réduire les impacts négatifs significatifs¹⁷²;
- Définir un système de mise en œuvre, de suivi de la conformité et d'évaluation de la performance de ces mesures; et
- Identifier les mécanismes de déclaration et de rapports.

Tout au long du projet, les actions énumérées dans le PGES seront examinées périodiquement afin de déterminer que les dispositions du plan sont mises en œuvre et de confirmer que les mesures planifiées permettent d'atténuer efficacement les impacts prévus. Les résultats seront communiqués aux équipes de gestion de projet ou des activités concernées, et les actions énumérées dans le PGES pourront être modifiées au besoin à des fins d'amélioration continue.

9.2 Outils opérationnels du PGES

Les mesures de mitigation proposées pour éviter ou réduire les impacts du projet GTA sont résumées aux tableaux 9-1 et 9-4; s'y trouvent également les principaux rôles, partagés entre BP et ses entrepreneurs, pour leur mise en œuvre et le suivi de leur mise en œuvre. Les tableaux 9-1 à 9-3 énumèrent les mesures de mitigation des impacts associées aux activités de routine du projet pendant la phase de construction (tableau 9-1), la phase des opérations (tableau 9-2) et la phase de fermeture (tableau 9-3). Le tableau 9-4 est consacré aux mesures de mitigation des impacts associées aux événements accidentels potentiels.

Ces quatre tableaux constituent des outils opérationnels pour la mise en œuvre du PGES et pour le suivi de cette mise en œuvre. Ils fournissent les informations suivantes pour chaque composante de l'environnement biophysique ou social qui pourrait être affectée :

- Liste des impacts potentiels;
- Pays dans lequel l'impact pourrait se produire;
- Mesures de design et de contrôle des opérations inhérentes au projet pour atténuer les impacts;
- Mesures de mitigation spécifiques visant à éviter ou à réduire davantage les impacts négatifs ayant une cote d'importance supérieure à 1 – Négligeable;
- Évaluation de l'impact résiduel;
- Indicateurs objectivement vérifiables de la mise en œuvre des mesures;
- Source suggérée pour la vérification de la mise en œuvre;
- Fréquence recommandée de vérification de la mise en œuvre;
- Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure;

¹⁷² Tous les impacts ayant une cote supérieure à 1 – Négligeable sont inclus comme étant potentiellement significatifs.

- Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre; et
- Coût de mise en œuvre de la mesure.

En raison de leur complexité et de leur longueur, ces tableaux sont regroupés à la fin de la présente section.

Les actions comprises dans le PGES peuvent être perfectionnées à un stade ultérieur pour refléter les exigences ou conditions spécifiques découlant de la conception détaillée. Un bon exemple est l'utilisation de navires de différentes tailles. Certains des règlements visés par la Convention MARPOL ne s'appliquent qu'aux navires dont le tonnage brut est de 400 tonnes et plus, tandis que d'autres règlements s'appliquent à tous les navires. Les mesures MARPOL présentées dans le PGES visent à fournir l'assurance que des actions seront entreprises pour réduire le potentiel d'impacts environnementaux et sociaux. Le niveau d'application de ces mesures pour les différents navires variera en fonction de leur taille. Les plus petits navires relèveront des plans de gestion des installations (par exemple, plans de gestion environnementale de l'entrepreneur). Un processus de vérification des navires sera mis en place afin de s'assurer que les navires utilisés répondent aux normes et exigences spécifiées.

Il faut noter que la plupart des activités de surveillance à mener dans le cadre du projet GTA-Phase 1 se font par le biais d'équipements/instruments/compteurs installés sur le FPSO et le FLNG. Les coûts associés à ceux-ci sont inclus dans les CAPEX (dépenses d'investissement) et l'utilisation/maintenance de l'équipement sera intégrée dans les OPEX (dépenses d'exploitation) du projet. Les détails des coûts d'exploitation pour l'utilisation et la maintenance de ces équipements ne sont pas disponibles.

Une autre partie des activités de surveillance à mener par le projet sera mise en œuvre en coordination avec d'autres activités du projet GTA-Phase 1 de type inspection de maintenance et d'intégrité comme, par exemple les relevés des fonds marins. Cette approche est souvent adoptée par l'industrie du pétrole et du gaz pour optimiser le temps d'utilisation des navires. Par conséquent, le coût de ces campagnes ne sera pas uniquement associé aux activités environnementales. Ils seront intégrés dans le coût des OPEX.

Le contrat de partage de production/accord d'opération conjoint définit le mécanisme par lequel ces coûts d'OPEX sont approuvés chaque année par tous les partenaires du projet GTA.

Dans les tableaux 9-1 à 9-4, certaines mesures de design et de contrôle des opérations du projet et certaines mesures de mitigation proposées recommandent la préparation d'études et de plans complémentaires. Le tableau 9-5 compile la liste de ces études et plans complémentaires annoncés dans les mesures ainsi que la période approximative attendue pour la préparation de ces documents. Les versions préliminaires ou les grandes lignes de certains de ces plans sont incluses dans la présente EIES. Par exemple, l'annexe S fournit un plan préliminaire de gestion des déchets, l'annexe T fournit un plan préliminaire de fermeture et la section 9.5 fournit les grandes lignes du plan de renforcement des capacités. Des versions détaillées de ces plans seront préparées par BP.

Les études et plans complémentaires relatifs aux activités de routine seront fournis à la DCE et au Comité Technique sur demande. Les plans en lien avec les événements accidentels préparés par BP seront discutés et transmis aux autorités nationales, par exemple, le Ministère des Pêches et de l'Économie Maritime/Garde côte mauritanienne en Mauritanie et la HASSMAR au Sénégal. Les autorités nationales concernées seront invitées aux exercices pertinents menés par le projet pour tester les plans d'urgence applicables. Les modalités de partage et de présentation des plans, notamment sous forme d'atelier, seront déterminées avec les autorités concernées selon la nature de ces plans.

9.3 Mise en œuvre du PGES

9.3.1 Cadre

Tel qu'indiqué à la section 2.15, BP, en tant qu'exploitant du projet, mettra en œuvre les procédures opérationnelles décrites dans son plan de gestion de santé, sécurité, sûreté et environnement (SSSE) spécifique au projet GTA. L'objectif du plan de gestion SSSE pour le projet GTA est de définir comment les impacts et les risques de SSSE spécifiques au projet seront gérés conformément aux exigences de SSSE applicables à l'ensemble du groupe BP. En raison de la taille et de la complexité du projet GTA, des plans de SSSE spécifiques peuvent être élaborés pour couvrir des activités de construction distinctes du projet (par exemple, FPSO, construction de brise-lames, etc.). La conformité avec le plan de gestion SSSE du projet GTA permettra à BP et à ses entrepreneurs de mener les activités du projet de manière sécuritaire et respectueuse de l'environnement.

Le PGES consigne les mesures de gestion qui seront prises par le projet en réponse aux impacts identifiés. Les mesures de design et de contrôle des opérations ainsi que les mesures de mitigation seront intégrées et suivies jusqu'à leur achèvement dans des systèmes de suivi des actions.

L'équipe de gestion de projet examinera régulièrement la mise en œuvre du PGES afin de vérifier qu'il reste pertinent, adéquat et efficace. Des actions correctives seront identifiées et exécutées si :

- Des lacunes sont identifiées dans le PGES; ou
- Les circonstances changent ou évoluent.

Pendant le projet proposé, BP et ses entrepreneurs établiront et maintiendront la communication entre les divers échelons de chaque organisation. BP sera responsable de répondre aux demandes des autorités mauritaniennes et sénégalaises en matière de performance environnementale.

Un système de vérification et de supervision sera mis en place pour évaluer la mise en œuvre et le suivi du PGES, dans le but de s'assurer que les actions et responsabilités identifiées sont réalisées, et afin de les modifier si nécessaire pour améliorer la performance.

9.3.2 Rôles et responsabilités

La réussite de la mise en œuvre du PGES dépend de la clarté des rôles et responsabilités attribués aux entrepreneurs afin qu'ils réalisent les tâches présentées dans le PGES. Pour ce faire, l'équipe de gestion de projet doit reconnaître les ressources nécessaires pour mettre en œuvre et gérer le PGES du projet.

Les entrepreneurs de BP seront informés du PGES et des exigences et responsabilités connexes pendant les discussions contractuelles et les rencontres initiales de lancement du projet, jusqu'à la démobilisation.

BP ou ses entrepreneurs devront assurer la présence de représentants SSSE à bord du navire de forage, du FPSO, dans le terminal du hub GNL près des côtes et dans les bases d'approvisionnement terrestres. Ces représentants SSSE seront chargés de veiller à ce que le PGES soit mis en œuvre comme prévu ou d'identifier et de signaler tout changement de circonstances, le cas échéant.

Les rôles liés à chaque mesure de mitigation sont décrits aux tableaux 9-1 à 9-4. Au cours de la phase de construction, et éventuellement de la phase de fermeture, les entrepreneurs assureront la mise en œuvre opérationnelle quotidienne du PGES, tandis que BP sera responsable de la supervision des activités des entrepreneurs pour s'assurer de leur conformité avec le PGES. BP devra aussi collaborer avec les autorités nationales compétentes responsables du suivi du PGES tout au long du projet.

En outre, les autorités mauritaniennes et sénégalaises peuvent effectuer un suivi externe de la mise en œuvre du PGES en fonction de leurs propres procédures et exigences nationales.

Lorsque les entrepreneurs mèneront des activités opérationnelles, ils auront la responsabilité directe de gérer les questions de SSSE associées à ces activités. Les entrepreneurs exécuteront des inspections de SSSE sur une base régulière, en plus d'examiner en continu la conformité au PGES.

Pendant le projet, BP examinera la conformité des entrepreneurs avec les engagements pris dans le cadre du PGES et ceux en matière de SSSE, selon les conditions du contrat, y compris la documentation d'interface. Un responsable SSSE propre à BP sera nommé pour le projet GTA afin de superviser la mise en œuvre du PGES. Le responsable SSSE du projet GTA de BP sera responsable de communiquer en interne la performance environnementale afin qu'elle soit examinée et qu'elle serve de base pour améliorer les actions définies dans le PGES.

Les autorités mauritaniennes et sénégalaises compétentes, notamment la DCE en Mauritanie et la DEEC au Sénégal, ont la responsabilité de superviser l'examen de la documentation et la conformité du projet avec le PGES approuvé.

9.3.3 Suivi de la conformité et évaluation de la performance

BP mettra en place des systèmes pour suivre les résultats du PGES et les comparer aux attentes, ainsi que pour vérifier la conformité aux politiques, normes et procédures SSSE applicables et aux exigences réglementaires.

Un système de déclaration et de consignation de tous les incidents non conformes aux politiques SSSE sera mis en place, selon les exigences réglementaires. Tous les incidents potentiellement graves feront l'objet d'une investigation et d'une analyse; les leçons tirées de ces investigations seront communiquées en interne et des mesures correctives seront mises en œuvre le cas échéant. Un système d'information commun sera utilisé pour la consignation des incidents, notamment les suivants :

- Tout rejet incontrôlé de carburant ou d'autres hydrocarbures dans l'environnement;
- Toute collision avec la faune marine;
- L'élimination non autorisée de déchets ou d'autres matières; et
- Les incidents avec d'autres utilisateurs de la mer.

Des évaluations ou des inspections systématiques seront effectuées aux différents sites du projet pour confirmer la conformité aux politiques, standards et procédures SSSE, ainsi qu'aux exigences actuelles du PGES et aux exigences réglementaires. La prémisses pour ces évaluations ou inspections est qu'elles fournissent un moyen acceptable de vérifier la conformité aux standards du projet et à la réglementation.

Un programme d'amélioration continue sera élaboré et mis en œuvre aux différents sites du projet et impliquera activement les employés de BP et des entrepreneurs. Le responsable SSSE aidera la direction de BP à évaluer et à analyser les problèmes, ainsi qu'à élaborer des plans d'amélioration ou des actions correctives.

En conséquence de l'amélioration continue, ou pendant la durée de vie du projet, de nouvelles pratiques, procédures ou technologies peuvent être proposées et adoptées, lesquelles pourraient nécessiter la révision d'une action ou d'une source actuellement identifiée et de la fréquence de vérification dans le PGES. L'intention de l'action initiale sera prise en considération dans la décision de mettre en œuvre cette nouvelle pratique, procédure ou technologie. En voici un exemple : l'utilisation potentielle de la technologie des drones dans la surveillance générale, le suivi environnemental ou l'amélioration de la sécurité maritime.

9.3.4 Registres et rapports

Des procédures seront élaborées pour collecter et analyser les informations critiques ainsi que pour suivre les améliorations. Des registres seront tenus au sujet de la conformité au PGES et aux politiques, standards et procédures SSSE en vigueur.

Pendant le projet, des travaux et activités pourraient avoir des impacts environnementaux s'ils ne sont pas exécutés correctement. Les activités pertinentes seront passées en revue avant leur commencement afin de vérifier que des protocoles appropriés sont en place pour leur exécution. Les dossiers seront conservés pour former un registre de conformité au PGES pendant le projet. Un système sera mis en place pour gérer ces registres, qui seront accessibles par BP tout au long du projet. Les registres seront minimalement formés des éléments suivants :

- Les permis, licences, consentements, certificats, inscriptions et autres autorisations;
- La documentation relative à la politique de SSSE et aux mesures d'urgence;
- Les documents de vérification et d'inspection;
- La documentation de formation (s'il y a lieu); et
- Les rapports de déclaration et la consignation de tous les événements non conformes aux politiques de SSSE.

Un certain nombre d'exigences supplémentaires en matière de rapports sont énumérées dans les tableaux du PGES qui suivent.

Des revues du PGES seront réalisées pendant le projet afin de vérifier la mise en œuvre et l'efficacité des mesures de mitigation proposées dans cette EIES.

- **Revue de conformité au PGES** – Le respect du PGES et des exigences associées sera évalué au moyen de revues par les entrepreneurs et par BP, et par des audits si nécessaire. La fréquence de ces revues sera déterminée pour chacune des trois phases du projet. Les gestionnaires consigneront les résultats des revues de conformité et des autres processus d'autovérification/surveillance, et en feront état aux parties concernées.
- **Revue des stratégies de gestion de la SSSE** – La haute direction effectuera des revues périodiques des stratégies de gestion de la SSSE afin d'évaluer l'efficacité du système et d'identifier et mettre en œuvre des améliorations à ce système.

BP rédigera périodiquement des rapports de conformité au PGES. Ces rapports fourniront une déclaration de conformité par rapport aux mesures de mitigation présentées aux tableaux 9-1 à 9-4, accompagnée de remarques justificatives. Les rapports de conformité du PGES seront fournis par BP aux autorités mauritaniennes et sénégalaises.

9.4 Suivi du PGES par les autorités nationales

La mise en œuvre du PGES fera l'objet d'un suivi par les autorités mauritaniennes et sénégalaises. Un plan de suivi a été élaboré à cette fin. Il est fourni en annexe U du présent rapport. L'objectif de ce plan est de fournir un outil de suivi aux autorités, détachable du reste de l'EIES au besoin. Le plan couvre à la fois le suivi de la mise en œuvre du PGES, présenté au chapitre 9 du présent rapport, et le suivi de la mise en œuvre du plan de surveillance et de suivi (PSS), présenté au chapitre 10.

Le plan de suivi comporte cinq tableaux qui constituent des outils opérationnels pour les autorités :

- Tableau U-1 : Suivi du PGES par les autorités mauritaniennes et sénégalaises - Phase de construction;
- Tableau U-2 : Suivi du PGES par les autorités mauritaniennes et sénégalaises - Phase des opérations;
- Tableau U-3 : Suivi du PGES par les autorités mauritaniennes et sénégalaises - Phase de fermeture;
- Tableau U-4 : Suivi du PGES par les autorités mauritaniennes et sénégalaises - Événements accidentels; et

- Tableau U-5 : Suivi du PSS par les autorités mauritaniennes et sénégalaises.

Les informations suivantes sont précisées dans les quatre premiers tableaux destinés au suivi du PGES :

- Impacts potentiels par composante du milieu biophysique et social;
- Pays dans lequel l'impact pourrait se produire;
- Mesures de design et de contrôle des opérations inhérentes au projet pour atténuer les impacts;
- Mesures de mitigation visant à éviter ou à réduire les impacts négatifs non-négligeables;
- Évaluation de l'impact résiduel;
- Éléments de surveillance par l'opérateur (pour mémoire);
- Indicateur pour le suivi par les autorités;
- Activité de suivi à mener par les autorités;
- Calendrier de suivi par les autorités;
- Responsable potentiel du suivi en Mauritanie;
- Responsable potentiel du suivi au Sénégal; et
- Coût de l'activité de suivi par les autorités.

Dans le tableau U-5 destiné au suivi du PSS, les informations suivantes sont fournies :

- Impacts potentiels par composante du milieu biophysique et social;
- Mesures de suivi par l'opérateur;
- Éléments de surveillance par l'opérateur (pour mémoire);
- Indicateur pour le suivi par les autorités;
- Activité de suivi à mener par les autorités;
- Calendrier de suivi par les autorités;
- Responsable potentiel du suivi en Mauritanie;
- Responsable potentiel du suivi au Sénégal; et
- Coût de l'activité de suivi par les autorités.

En Mauritanie, les responsables potentiels du suivi pourront être identifiés par la DCE. Au Sénégal, les responsables potentiels du suivi incluent le Comité Technique, notamment, l'ANAM, la DEEC, la HASSMAR et le Ministère des Pêches et de l'Économie Maritime.

Les activités de suivi à mener par les autorités comprennent l'examen des rapports de surveillance et des plans de gestion fournis par le projet GTA-Phase 1 ainsi que d'autres documents du projet, les inspections et les visites¹⁷³ des installations du projet. Il n'y a pas de coûts de suivi associés à

¹⁷³ Un ensemble de visites sont prévues au Plan de suivi. Les inspections, quant à elles, seront des visites ad hoc des autorités, pour vérifier des informations fournies dans les documents produits par le projet GTA-Phase 1 après la revue de ces documents.

l'examen des documents. Pour les inspections et les visites, le projet GTA-Phase 1 prévoit le transport par bateau ou par hélicoptère utilisés par le personnel du projet pour atteindre l'installation du projet et l'hébergement sur l'installation selon la durée de l'inspection/de la visite. Le coût de ce transport et de cet hébergement sera couvert par le projet GTA-Phase 1.

9.5 Plan de renforcement de capacités

Comme l'ont exprimé la DCE en Mauritanie et, le Comité Technique et la DEEC au Sénégal, ces institutions publiques doivent renforcer leurs capacités de suivi des activités pétrolières et gazières offshore, qui sont nouvelles au Sénégal et récentes en Mauritanie.

En effet, les pays ont actuellement peu de réglementations environnementales applicables aux activités pétrolières et gazières offshore. Les réglementations environnementales existantes visant les activités terrestres ne sont pas toujours adaptées aux projets offshore et pourraient faire l'objet de modifications. En outre, la DCE et le Comité Technique manquent actuellement de mécanismes, de ressources et de capacités suffisantes pour suivre la performance environnementale des activités pétrolières et gazières offshore. Le suivi efficace des projets terrestres fait partie intégrante de leurs opérations courantes, et la DCE et le Comité Technique doivent être en mesure d'étendre cette capacité de suivi à l'environnement offshore. Enfin, la DCE, le Comité Technique, et la DEEC qui assure le secrétariat du Comité Technique, fonctionnent avec des ressources limitées par rapport à l'étendue de leurs responsabilités et leur charge de travail courante.

C'est dans ce contexte que les termes de référence de l'EIES approuvés par la DCE et la DEEC en octobre 2016 demandent que l'EIES recommande des mesures de renforcement des capacités institutionnelles pertinentes pour la mise en œuvre du PGES et indique le budget associé.

La présente section de l'EIES fournit les grandes lignes de ce plan de renforcement des capacités des autorités mauritaniennes et sénégalaises pour le suivi du PGES et du PSS. Un plan de renforcement des capacités détaillé sera préparé par BP en 2019 en collaboration avec les autorités concernées. Le budget associé au plan de renforcement des capacités des autorités nationales impliquées dans la mise en œuvre du PGES est également inclus dans la présente EIES.

Le programme de formation lié au renforcement des capacités visera à accroître les capacités de la DCE et des autorités concernées en Mauritanie, et du Comité Technique notamment de l'ANAM, la HASSMAR et la DEEC au Sénégal, à suivre les aspects environnementaux des projets pétroliers et gaziers offshore en général, et à suivre la mise en œuvre du PGES et du PSS du projet GTA-Phase 1 en particulier. Il pourra couvrir les aspects suivants :

- **Connaissance du pétrole et du gaz** : principes fondamentaux des gisements d'hydrocarbures, du forage et de l'évaluation d'un puits d'exploration, du design, de la construction et de la mise en service des installations ainsi que de l'ingénierie de production et du traitement en surface des fluides produits.
- **Étude d'impact environnemental et social** : principes, méthodologies et outils utilisés pour évaluer les impacts des activités pétrolières et gazières, et les meilleures pratiques.
- **Systèmes de gestion environnementale (SGE)** : différents éléments d'un système de gestion environnementale de type ISO 14001, aspects et impacts environnementaux des opérations pétrolières et gazières, comment réviser et interpréter un SGE, évaluation et suivi des impacts des opérations sur l'environnement.
- **Préparation et intervention en cas de déversement d'hydrocarbures** : planification, intervention et gestion d'un déversement d'hydrocarbures.
- **Formation à la sécurité** : pour pouvoir accéder aux installations pétrolières et gazières offshore.

En plus du programme de formation, le renforcement des capacités inclut un programme d'assistance technique à la DCE et au Comité technique pour les appuyer dans l'exécution du suivi du PGES et du PSS. Cette assistance technique, qui devra être mutuellement consentie, pourrait prendre la forme, par exemple, d'un coaching par un expert ou un cabinet de consultants. Les termes de référence et le

processus de sélection de l'expert ou du cabinet de consultants se feront selon des modalités convenues entre les autorités concernées et le projet GTA-Phase 1.

Le budget associé au plan de renforcement des capacités dans le cadre de l'EIES est présenté au tableau 9-6. Il s'élève à 900 000 \$ US :

- 450 000 \$ US pour la Mauritanie; et
- 450 000 \$ US pour le Sénégal.

Le budget inclut deux volets : un volet formation dont le total s'élève à 250 000 \$ US par pays et un volet assistance technique dont le total s'élève à 200 000 \$ US par pays. BP s'efforcera d'exécuter le plan de renforcement des capacités le plus efficacement possible.

Il est à noter que le plan de renforcement des capacités mentionné dans ce paragraphe ainsi que le budget associé sont conditionnés à une décision d'investissement finale positive par le projet GTA-Phase 1.

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Plusieurs composantes de l'environnement biophysique et social – Mesures de design et de contrôle des opérations							
D01	Il est attendu que les entrepreneurs se conforment aux conditions contractuelles établies et notamment aux normes de SSSE et aux exigences de performance.	Document d'interface entre les exigences SSSE de BP et celles des entrepreneurs	Document d'interface	Une fois, à l'exécution du contrat	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet
D02	Respect des réglementations nationales et internationales applicables (Convention MARPOL 73/78, annexe VI) et des directives relatives aux émissions d'oxydes d'azote (NOx) et d'oxydes de soufre (SOx) produites par les principaux navires du projet.	Certificat international de prévention de la pollution de l'air (IAPPC) valide confirmant la conformité aux exigences en matière d'équipement et aux exigences opérationnelles de l'annexe VI	Documentation des navires principaux	Une fois, avant la mobilisation sur le site	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet
D03	Une tête de brûleur torche efficace munie d'un système d'amélioration de combustion sera choisie afin de minimiser la combustion incomplète, la fumée noire et les retombées d'hydrocarbures dans la mer.	Tête de brûleur équipée d'un bon système de combustion	Documentation sur les spécifications de la tête de brûleur et du système de combustion	Une fois, avant la mise en service	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D04	Les volumes d'hydrocarbures torchés seront enregistrés.	Système de suivi des émissions installé	Forage : Spécifications du système de suivi des émissions	Forage : Une fois, avant l'exécution du retour de puits	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Système de mesure de la torchère installé	Spécifications du système de mesure de la torchère décrites dans le document d'ingénierie <i>Basis of Design</i> (base de la conception) du FLNG	FLNG : Une fois, avant la mise en service	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D05	Respect des réglementations nationales et internationales applicables relatives aux rejets d'eaux usées et de déchets par les navires du projet (Convention MARPOL 73/78, annexes IV et V).	Certificat international valide de prévention de la pollution par les eaux usées	Documentation des navires du projet offshore	Une fois pour chaque navire du projet offshore avant la mobilisation	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Plan de gestion des déchets et registre des déchets	Documentation des navires du projet offshore	Une fois pour chaque navire du projet offshore avant la mobilisation	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Certificats d'homologation de l'équipement de prévention de la pollution par les hydrocarbures, tel que l'équipement de séparation d'eau huileuse, l'équipement de filtration d'huile, les unités de traitement et les équipements de mesure de la teneur en hydrocarbures	Documentation des navires du projet offshore	Une fois pour chaque navire du projet offshore avant la mobilisation	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
D06	Un plan de gestion des déchets sera conçu et mis en œuvre pour éviter le rejet ou le transfert de déchets non autorisés, comprenant des procédures écrites relatives au ramassage, tri, entreposage, traitement et élimination des déchets, y compris l'utilisation d'équipement et l'archivage des données.	Plan de gestion des déchets en place pour les installations à terre et les navires en offshore	Documentation sur le plan de gestion des déchets	Avant le début de la construction du projet	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D07	Les déchets qu'il est interdit de rejeter en mer (p. ex. les déchets chimiques, les huiles de cuisson ou de lubrification, les déchets biomédicaux) seront transportés à terre et acheminés vers un centre de traitement ¹⁷⁴ de déchets approuvé (fournisseur local ou international).	Plan de gestion des déchets avec une méthode de traitement approuvée et des pratiques de gestion pour chaque flux de déchets	Documentation sur le plan de gestion des déchets	Avant le début de la construction du projet	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
D08	L'eau de ballast sera évacuée conformément à la Convention internationale pour le contrôle et la gestion des eaux de ballast et sédiments des navires (Convention BWM), lorsqu'applicable.	Procédures de gestion des eaux de ballast des navires du projet et utilisation d'un registre, selon le cas (navires > 400 TB)	Documentation des navires du projet	Une fois pour chaque navire du projet offshore	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

¹⁷⁴ Dans ce document nous entendons par centre de traitement, un centre permettant soit le traitement des déchets soit leur élimination finale.

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D09	<p>Les rejets de boue et déblais de FFS¹⁷⁵ seront gérés. Les déblais de FFS ne seront rejetés que lorsque les objectifs de performance de 6,9 g/100 g de « teneur en composés synthétiques par déblais » de solides humides moyenné sur l'ensemble du puits seront atteints. La concentration de FFS dans les déblais sera surveillée sur le navire de forage. Aucun FFS excédentaire ou usé ne sera déversé en mer. Les FFS usés ou excédentaires qui ne peuvent être réutilisés dans les opérations de forage seront acheminés à terre pour être éliminés ou traités. Si les fluides de forage à base d'huile minérale (FFHM)¹⁷⁶ devaient être sélectionnés, les déblais contaminés par du fluide de forage à base d'huile minérale avec une concentration supérieure à 1 % en poids de l'huile minérale par rapport aux déblais secs ne seront pas déversés. Aucun FFHM ne sera rejeté sous sa forme complète.</p>	<p>Forage : Plan de gestion des déchets décrivant l'équipement en place, les spécifications et les procédures pour la gestion des déblais de forage, des boues et des fluides</p>	<p>Forage : Plan de gestion des déchets</p>	<p>Avant la mobilisation du navire de forage</p>	<p>Entrepreneur, BP</p>	<p>BP</p>	<p>Inclus dans les coûts du projet</p>

¹⁷⁵ FFS : fluide de forage à base synthétique.

¹⁷⁶ FFHM : fluide de forage à base d'huile minérale

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D10	<p>La sélection des produits chimiques de forage se fera conformément aux normes de sélection des produits chimiques et de gestion des déchets de BP afin de réduire le potentiel d'effets sur l'environnement. Dans la mesure du possible, il sera utilisé préférentiellement des boues de forage moins toxiques ainsi que des additifs biodégradables et écologiques pour les boues, les ciments et les fluides de complétion. Si la baryte est utilisée comme agent alourdissant, elle ne contiendra pas plus de :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Hg : 1 mg/kg de poids sec de baryte en stock et - Cd : 3 mg/kg de poids sec de baryte en stock. 	<p>Spécifications sur la composition chimique des produits chimiques de forage incluses dans le document d'ingénierie Bases de conception des fluides de forage et de complétion (<i>Drilling and Completion Fluids Basis of Design</i>)</p>	<p>Base de conception des fluides de forage et de complétion (<i>Drilling and Completion Fluids Basis of Design</i>)</p>	<p>Une fois pour des puits similaires, ou à la suite d'un changement de fournisseur ou de système</p>	<p>Entrepreneur</p>	<p>BP</p>	<p>Inclus dans les coûts du projet</p>
D11	<p>Les fluides de complétion et de reconditionnement de puits à rejeter en mer seront testés pour confirmer qu'ils peuvent être rejetés conformément aux réglementations nationales et internationales applicables. Les fluides qui ne seront pas conformes aux spécifications seront, selon le cas, traités en mer ou transportés à terre pour être acheminés vers un centre de traitement¹⁷⁷ approuvé (fournisseur local ou international).</p>	<p>Spécifications incluses dans le document d'ingénierie Bases de conception des fluides de forage et de complétion (<i>Drilling and Completion Fluids Basis of Design</i>) ou dans le plan de reconditionnement du puits (<i>Well Workover Plan</i>)</p>	<p>Bases de conception des fluides de forage et de complétion (<i>Drilling and Completion Fluids Basis of Design</i>) ou dans le plan de reconditionnement du puits (<i>Well Workover Plan</i>)</p>	<p>Une fois pour des puits similaires, ou à la suite d'un changement de fournisseur ou de système</p>	<p>Entrepreneur</p>	<p>BP</p>	<p>Inclus dans les coûts du projet</p>

¹⁷⁷ Dans ce document nous entendons par centre de traitement, un centre permettant soit le traitement des déchets soit leur élimination finale.

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D12	Un plan d'essai hydrostatique du pipeline et du FLNG sera élaboré et mis en œuvre, détaillant les exigences relatives aux essais hydrostatiques et démontrant, selon une méthode d'évaluation des risques environnementaux, les additifs chimiques devant être sélectionnés ainsi que les concentrations, les volumes et les fréquences probables des rejets. Ce plan comprendra une stratégie visant à minimiser les impacts sur l'environnement.	Sous-marin : le plan d'exécution de la mise en service inclut la sélection et la gestion des produits chimiques basées sur le risque environnemental.	Sous-marin : Plan d'exécution avant la mise en service	Avant la phase des opérations (mise en service)	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
		FPSO : Spécifications des produits chimiques sélectionnés présentées dans le document d'ingénierie Bases de conception (<i>Basis of design</i>)	FPSO : Plan de sélection des produits chimiques	Avant la phase des opérations (mise en service)	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
		FLNG : Spécifications des produits chimiques sélectionnés présentées dans le document d'ingénierie Bases de conception (<i>Basis of Design</i>)	FLNG : document d'ingénierie Bases de conception (<i>Basis of Design</i>)	Avant la phase des opérations (mise en service)	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D13	Un plan de gestion du dragage sera élaboré pour les travaux de dragage importants (brise-lames, aires de dépôt, zones potentielles d'emprunt de sable offshores) et mis en œuvre pour définir la méthodologie de dragage, déterminer et évaluer les options et les sites de dépôt des matières draguées, caractériser la composition et le comportement des sédiments à draguer et définir la zone d'influence et les mesures de mitigation et de suivi potentielles. De plus, des études de terrain seront effectuées avant et après le dragage.	Plan de gestion du dragage	Plan de gestion du dragage	Une fois avant chaque activité de dragage de grande ampleur	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
D14	Engagement de construire le hub à approximativement 10 à 11 km de la côte afin de limiter l'impact sur les herbiers marins.	Documentation d'ingénierie finale	Documentation d'ingénierie finale	Une fois avant le début de la construction du hub	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
D15	Le FLNG et le FPSO seront conçus, construits et exploités de façon à éviter le recours au torchage de manière routinière ¹⁷⁸ .	Document d'ingénierie Philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FPSO	Document d'ingénierie Philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FPSO	Une fois avant le début de la construction du FPSO	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Document d'ingénierie Philosophie sur le gaz de combustion et torchage pour le FLNG	Document d'ingénierie Philosophie sur le gaz de combustion et le torchage pour le FLNG	Une fois avant la mobilisation du FLNG	Entrepreneur	Entrepreneur, BP	Inclus dans les coûts du projet

¹⁷⁸ Le torchage de routine est défini à la section 7.3.1.

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D16	L'éclairage sera réduit dans la mesure où la sécurité des employés et des opérations n'est pas compromise. La réduction de l'éclairage peut inclure des actions de type éviter tout éclairage non nécessaire, masquer la lumière ou diriger l'éclairage vers le bas lorsque cela est possible.	Documentation d'ingénierie finale	Documentation d'ingénierie finale	Une fois avant le début de la construction du hub, du FLNG et du FPSO	Entrepreneur	Entrepreneur, BP	Inclus dans les coûts du projet
D17	Développement et mise en œuvre d'un protocole de traitement et de sauvetage des animaux sauvages par les navires FLNG et FPSO et les bateaux de patrouille du projet.	Protocole de manipulation et de sauvetage de la faune sauvage disponible sur le FLNG, le FPSO et les bateaux patrouilleurs du projet	Documentation sur le navire	Une fois avant le début de la mobilisation du FLNG et du FPSO et des bateaux patrouilleurs	Entrepreneur/BP	Entrepreneur, BP	Inclus dans les coûts du projet
		Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de manipulation et de sauvetage de la faune sauvage.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la mobilisation du FLNG et du FPSO et des bateaux patrouilleurs	Entrepreneur/BP	Entrepreneur, BP	Inclus dans les coûts du projet
D18	Le fond marin des zones du projet a été cartographié dans le cadre d'un levé géophysique et géotechnique exhaustif réalisé par le projet. L'étude a confirmé que les infrastructures du projet sur le fond marin ne posent pas de risque pour les câbles de télécommunications sous-marins.	Résultats de l'étude géophysique et géotechnique	Rapports d'expertise géophysiques et géotechniques	Une fois avant le début de la phase de construction	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D19	Les autorités maritimes, portuaires ou de navigation compétentes seront notifiées de l'existence de toutes les installations offshore permanentes ainsi que des zones de sécurité et des voies de navigation généralement utilisées par les navires travaillant au projet. L'emplacement des installations permanentes sera délimité sur les cartes maritimes.	Autorités maritimes, portuaires ou de navigation compétentes notifiées de l'existence de toutes les installations offshore permanentes ainsi que des zones d'exclusion de sécurité et des routes de navigation courantes qui seront utilisées par les navires liés au projet	Notification envoyée par le projet aux autorités maritimes, portuaires ou de navigation concernées	Une fois avant le début de la phase de construction et après les changements de zonage	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D20	Les navires du projet respecteront la Convention adoptée par l'OMI sur le Règlement international pour prévenir les abordages en mer (Convention COLREG).	Procédures des navires du projet indiquant qu'ils respectent la Convention COLREG	Documentation des navires du projet	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
D21	Les principaux navires du projet seront équipés d'un Système d'identification automatique de navires (SIA) embarqué, un système de transpondeurs installé à bord des navires et transmettant sur deux canaux maritimes VHF numériques.	Navires de projet principaux avec équipement SIA	Documentation des navires du projet	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D22	Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, des procédures de communication standards seront utilisées pour le trafic et le transport maritime international, auxquelles s'ajouteront la présence de bateaux patrouilleurs ou de navires de soutien à proximité du forage, de la pose des conduites et du terminal du hub GNL pour éviter les collisions avec les navires plus larges.	Procédures de communication utilisées par les navires du projet	Documentation des navires du projet	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Délimitation des zones d'exclusion de sécurité	Des preuves documentaires de la délimitation des zones d'exclusion de sécurité	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D23	Des renseignements seront fournis aux flottes nationales de pêche industrielle de la Mauritanie et du Sénégal pour les informer des zones d'exclusion de sécurité et leur communiquer les cartes de navigation applicables.	Informations fournies aux flottes nationales de pêche industrielle sur les zones permanentes d'exclusion de sécurité et les cartes de navigation applicables	Notification envoyée par le projet aux autorités responsables ou aux organisations représentant la pêche industrielle nationale	Une fois avant le début de la phase de construction et après les changements permanents de zonage	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D24	Les zones d'exclusion de sécurité seront délimitées sur les cartes de navigation applicables, et une procédure de communication sera élaborée pour faire connaître l'emplacement des zones d'exclusion de sécurité aux communautés locales de pêcheurs. Cette mesure vise à permettre aux pirogues d'éviter les zones d'exclusion de sécurité.	Emplacement des zones d'exclusion de sécurité communiqué aux communautés locales de pêcheurs	Dossiers d'information fournis par le projet aux communautés locales de pêcheurs	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle, ou au besoin en fonction du suivi des violations de la zone d'exclusion	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D25	Les fonds marins ont été cartographiés dans le cadre d'un levé géophysique et géotechnique exhaustif effectué par le projet. Aucune épave ni aucun élément de patrimoine maritime n'y a été trouvé. D'autres levés sont prévus avant le dragage.	Résultats des études géophysiques et géotechniques	Rapports d'expertise géophysiques et géotechniques	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur/BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Plan de gestion du dragage requérant une étude préalable à la drague	Plan de gestion du dragage	Une fois avant le dragage	Entrepreneur/BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D26	Un plan de sûreté des sites sera élaboré, comprenant les mesures de sûreté prévues pour chaque installation, ainsi que les modalités de soutien fournies par les gouvernements.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					
D27	Les travailleurs étrangers et les travailleurs nationaux seront informés des risques pour la santé, des mesures de prévention, des traitements offerts et de leurs responsabilités. Ils feront l'objet d'un dépistage rigoureux et auront accès à un programme de traitement médical.	Exposé aux travailleurs sur les risques pour la santé, la prévention, le traitement, les responsabilités ainsi que le programme de dépistage médical et de traitement pour les travailleurs	Documentation sur le programme de santé des travailleurs	Une fois avant et/ou au début de la phase de construction	Entrepreneur/BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D28	La nature des activités de la phase de construction pour la pose des conduites, le FPSO, le FLNG et le forage diminuera la nécessité de loger le personnel à terre.	Les arrangements d'hébergement des travailleurs pour les activités de forage, de pose de conduites et la construction du FPSO et du FLNG minimisent les séjours à terre à N'Diago ou à Saint-Louis	Arrangements d'hébergement des travailleurs dans la documentation des entrepreneurs	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D29	Développement et mise en œuvre d'un protocole de torchage dans l'intention de satisfaire la performance opérationnelle de combustion définie.	Forage : Dispositions pour le torchage spécifiées dans le document Bases de conception de complétion et de retour de puits (<i>Completion and Well Flowback Basis of Design</i>)	Forage : document Bases de conception de complétion et de retour de puits (<i>Completion and Well Flowback Basis of Design</i>)	Une fois avant le début du torchage	Entrepreneur/BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Spécifications du document de philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FPSO	Spécifications du document de philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FPSO	Une fois avant le début du torchage	Entrepreneur/BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Spécifications du document de philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FLNG	Spécifications du document de philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FLNG	Une fois avant le début du torchage	Entrepreneur/BP	Entrepreneur, BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Qualité de l'air et gaz à effet de serre							
Impact : IMP01 : Réduction de la qualité de l'air ambiant (NOx et SOx seulement) (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M01	Mise en œuvre des procédures d'entretien de maintenance de routine afin de s'assurer que les moteurs tournent aux niveaux de performance opérationnelle définis et d'émissions atmosphériques spécifiées.	Programme de maintenance pour les navires du projet	Registres ou système de maintenance	Comme déterminé par chaque programme d'inspection et de maintenance et au besoin en fonction du suivi de la performance	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M02	Faire le suivi de la consommation de carburant en tant qu'indicateur de mesure de performance et des émissions. Lorsque cela est réaliste, ou selon les exigences réglementaires applicables, il sera attendu des opérateurs de navires qu'ils utilisent des carburants à faible teneur en soufre afin de limiter les émissions de SOx.	Plan de gestion environnementale de l'entrepreneur incluant le suivi de la consommation de carburant par type de carburant	Système de signalement des émissions	Contrôles trimestriels pour les navires du projet offshore	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Qualité des sédiments							
Impact : IMP06 : Modification des contours du fond, de la granulométrie et de certains paramètres chimiques due aux activités de dragage et au rejet de boues et déblais de forage (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M03	Les déblais de dragage et de forage ne seront pas déposés sur ou à proximité des monticules carbonatés; leur dépôt se fera loin des zones côtières. Le tracé proposé du pipeline évitera les monticules carbonatés sensibles.	Rapports avant et après le dragage	Résultats du rapport	Une fois l'étude post-dragage terminée, lorsque le rapport sera disponible	Entrepreneur/BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Résultats des études géophysiques et géotechniques	Résultats du rapport	Une fois avant la construction / le forage	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Communautés benthiques							
Impacts : IMP08 : Perturbation des communautés benthiques due à la remise en suspension et au dépôt de sédiments tout près des activités de dragage (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP09 : Introduction d'espèces aquatiques invasives (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M03	Les déblais de dragage et de forage ne seront pas déposés sur ou à proximité des monticules carbonatés; leur dépôt se fera loin des zones côtières. Le tracé proposé du pipeline évitera les monticules carbonatés sensibles.	Rapports avant et après le dragage	Résultats du rapport	Une fois l'étude post-dragage terminée, lorsque le rapport sera disponible	Entrepreneur/BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Résultats des études géophysiques et géotechniques	Résultats du rapport	Une fois avant la construction / le forage	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
Oiseaux							
Impact : IMP11 : Incinération d'oiseaux suite au torchage depuis le navire de forage lors d'essais aux tiges des puits (impact résiduel : 2 – Faible)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
Au-cun	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.	S. O.
Mammifères marins							
Impacts : IMP15 : Perte auditive causée par les sons des activités de construction, en particulier le battage de pieux et les campagnes de PSV (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP16 : Collision potentielle avec un navire entraînant des blessures ou la mort de mammifères marins (impact résiduel : 1 – Négligeable)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M04	Mettre en œuvre des mesures de mitigation lors des campagnes sismiques de PSV dans le but de minimiser l'exposition acoustique pour les mammifères marins (p. ex. par une intensification graduelle des éléments de la source sismique pendant une période d'environ 30 minutes, jusqu'à ce que le niveau opérationnel soit atteint, et ce, avant le début des activités de PSV).	Le plan d'acquisition des données (<i>Data Acquisition Plan</i>) comprendra des procédures concernant le démarrage progressif et les observations sur les mammifères marins et les tortues, au besoin.	Plan d'acquisition des données (<i>Data Acquisition Plan</i>)	Une fois avant chaque campagne de PSV	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M05	Mettre en œuvre des mesures de mitigation du bruit lors des activités de battage des pieux (p. ex. démarrage en douceur [augmentation graduelle de la puissance du marteau batteur]).	Procédure de mitigation sonore pour le battage de pieux	Plan de gestion du bruit de construction	Une fois avant les activités de battage de pieux	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M06	Les opérateurs de navire mettront en œuvre des protocoles d'évitement afin de réduire les probabilités de collision des navires avec les mammifères marins et les tortues de mer (y compris le compte rendu des incidents au cours desquels des individus d'espèces protégées ont été tués ou blessés).	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole d'évitement des collisions de navires.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M07	Recueillir et analyser les données acoustiques de la zone afin de déterminer les niveaux sonores de bruit de fond et la présence ou l'absence de mammifères marins, et déterminer la distance de différents seuils grâce à une modélisation de son sous-marin.	Rapport de modélisation sonore sous-marine	Rapport de modélisation sonore sous-marine	Une fois après l'achèvement du rapport de modélisation sonore sous-marine	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Tortues de mer							
Impacts : IMP18 : Évitement ou déplacement hors des zones de construction pour certaines espèces; attraction d'autres espèces comme stratégie d'alimentation; perturbations sonores causées par la construction, en particulier le battage de pieux et les campagnes de PSV; perte d'aires d'alimentation par suite de la construction proposée (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP19 : Collision potentielle avec un navire entraînant des blessures ou la mort de tortues de mer (impact résiduel : 1 – Négligeable)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M04	Mettre en œuvre des mesures de mitigation lors des campagnes sismiques de PSV dans le but de minimiser l'exposition acoustique pour les mammifères marins (p. ex. par une intensification graduelle des éléments de la source sismique pendant une période d'environ 30 minutes, jusqu'à ce que le niveau opérationnel soit atteint, et ce, avant le début des activités de PSV).	Le plan d'acquisition des données (<i>Data Acquisition Plan</i>) comprendra des procédures concernant le démarrage progressif et les observations sur les mammifères marins et les tortues, au besoin.	Plan d'acquisition des données (<i>Data Acquisition Plan</i>)	Une fois avant chaque campagne de PSV	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M05	Mettre en œuvre des mesures de mitigation du bruit lors des activités de battage des pieux (p. ex. démarrage en douceur [augmentation graduelle de la puissance du marteau batteur]).	Procédure de mitigation sonore pour le battage de pieux	Plan de gestion du bruit de construction	Une fois avant les activités de battage de pieux	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M06	Les opérateurs de navire mettront en œuvre des protocoles d'évitement afin de réduire les probabilités de collision des navires avec les mammifères marins et les tortues de mer (y compris le compte rendu des incidents au cours desquels des individus d'espèces protégées ont été tués ou blessés).	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole d'évitement des collisions de navires.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M07 Recueillir et analyser les données acoustiques de la zone afin de déterminer les niveaux sonores de bruit de fond et la présence ou l'absence de mammifères marins, et déterminer la distance de différents seuils grâce à une modélisation du son sous-marin.	Rapport de modélisation sonore sous-marine	Rapport de modélisation sonore sous-marine	Une fois après l'achèvement du rapport de modélisation sonore sous-marine	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Espèces menacées et aires protégées						
Impacts : IMP22 : Blessures physiques et perturbations des espèces menacées (impact résiduel : 2 – Faible) IMP23 : Perturbation, possibilité de blessures auditives, collision entre des espèces menacées et des navires en opération (impact résiduel : 2 – Faible) IMP24 : Introduction d'espèces non indigènes ou invasives (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal		
M04 Mettre en œuvre des mesures de mitigation lors des campagnes sismiques de PSV dans le but de minimiser l'exposition acoustique pour les mammifères marins (p. ex. par une intensification graduelle des éléments de la source sismique pendant une période d'environ 30 minutes, jusqu'à ce que le niveau opérationnel soit atteint, et ce, avant le début des activités de PSV).	Le plan d'acquisition des données (<i>Data Acquisition Plan</i>) comprendra des procédures concernant le démarrage progressif et les observations sur les mammifères marins et les tortues, au besoin.	Plan d'acquisition des données (<i>Data Acquisition Plan</i>)	Une fois avant chaque campagne de PSV	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M05 Mettre en œuvre des mesures de mitigation du bruit lors des activités de battage des pieux (p. ex. démarrage en douceur [augmentation graduelle de la puissance du marteau batteur]).	Procédure de mitigation sonore pour le battage de pieux	Plan de gestion du bruit de construction	Une fois avant les activités de battage de pieux	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M06	Les opérateurs de navire mettront en œuvre des protocoles d'évitement afin de réduire les probabilités de collision des navires avec les mammifères marins et les tortues de mer (y compris le compte rendu des incidents au cours desquels des individus d'espèces protégées ont été tués ou blessés).	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole d'évitement des collisions de navires.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M07	Recueillir et analyser les données acoustiques de la zone afin de déterminer les niveaux sonores de bruit de fond et la présence ou l'absence de mammifères marins, et déterminer la distance de différents seuils grâce à une modélisation du son sous-marin.	Rapport de modélisation sonore sous-marine	Rapport de modélisation sonore sous-marine	Une fois après l'achèvement du rapport de modélisation sonore sous-marine	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Biodiversité							
<i>Voir les mesures de mitigation énumérées pour atténuer les impacts sur les mammifères marins, les tortues de mer, les espèces menacées et les aires protégées : M04, M05, M06 et M07</i>							
Navigation maritime							
Impact : IMP28 : Risque de collision entre les navires du projet et des pirogues en raison des mouvements des navires (impact résiduel : 2 – Faible)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M08	Élaborer et mettre en œuvre un programme de formation et de sensibilisation destiné aux communautés locales de pêcheurs pour les informer des règles de sécurité maritime associées au projet.	Programme de formation et de sensibilisation sur les règles de sécurité maritime applicables au projet et mises en œuvre dans les communautés locales de pêcheurs	Registres de formation et de sensibilisation	Une fois avant le début de la phase de construction et tous les semestres par la suite	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M09	Émettre régulièrement des avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux, sur les infrastructures du projet, ses zones d'exclusion de sécurité, les plans de navigation et d'approche ainsi que le calendrier approximatif des activités du projet.	Avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux	Registres d'avis fournis par le projet aux pêcheurs artisanaux	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle par la suite ou au besoin en fonction du calendrier des activités du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M10	Équiper les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations, de systèmes radar ou infrarouges pouvant détecter les petites embarcations de pêche dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes.	Navires du projet équipés de systèmes radar ou infrarouges	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois pour les navires du projet offshore avant la mobilisation	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M11	Éclairer suffisamment les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations afin qu'ils demeurent bien visibles dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes. Ces navires seront également équipés de projecteurs pouvant servir à éclairer ou à signaler l'approche de pirogues, ainsi que de cornes de brume pour la signalisation sonore.	Navires bien éclairés en cas de mauvaise visibilité ou pendant la nuit et équipés de projecteurs	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant la mobilisation des navires du projet offshore	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de rapport des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation confirmés par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant la mobilisation des navires du projet offshore	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M12	Avoir un bateau patrouilleur pour surveiller les zones d'exclusion de sécurité, et notamment patrouiller avant l'approche ou la sortie des grands navires de ces zones.	Bateau patrouilleur du projet en place	Registres des navires du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et tous les semestres	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M13	Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, avoir des agents locaux de liaison avec les pêcheurs à bord des bateaux patrouilleurs dans les zones de pêche artisanale.	Agents locaux de liaison en place à bord des bateaux patrouilleurs du projet, si nécessaire	Registre des personnes à bord des bateaux patrouilleurs du projet	Une fois au début de la phase de construction et de façon trimestrielle	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M14	Équiper les navires de soutien et les bateaux patrouilleurs d'engins de sauvetage approuvés par la Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (Convention SOLAS) et l'OMI, qui peuvent être utilisés pour aider à secourir les pêcheurs tombés à la mer conformément aux protocoles maritimes internationaux ou en cas d'accident impliquant une pirogue avec un navire du projet. Aider à secourir tout pêcheur impliqué dans une collision avec un navire ou après le chavirement de son embarcation dans le sillage d'un navire du projet.	Équipements de sauvetage en place dans les navires du projet et assistance aux pêcheurs fournis en cas d'accident avec des navires du projet	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Le programme d'accueil des capitaines couvre le protocole de rapport des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Registres des incidents de sécurité maritime	Rapports des incidents SSSE des navires du projet	Après un incident signalé	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M15	En cas de collision, BP informera dès que possible, les autorités nationales compétentes, soit la Garde côtes mauritanienne en Mauritanie et la HASSMAR au Sénégal.	Autorités nationales informées en cas de collision	Dossiers d'information fournis par le projet aux autorités nationales	Après une collision signalée	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M16	Veiller à ce que chaque navire du projet archive les rapports d'incidents de sécurité maritime avec des pirogues et d'autres navires, y compris les accidents évités de justesse, et à ce qu'ils soient ensuite communiqués aux responsables du projet. BP effectuera un suivi des incidents de sécurité maritime et, au besoin, modifiera les règles de sécurité maritime propres au projet ainsi que les dispositions de sûreté et les arrangements de recherche et de sauvetage mis en place.	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de rapport des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de construction	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Registres des incidents de sécurité maritime	Rapport des incidents SSSE sur les navires du projet	De façon trimestrielle	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M17	Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M18	Maintenir un agent de liaison communautaire pour N'Diago et à Saint-Louis afin de fournir un interlocuteur direct du projet aux communautés de pêcheurs.	Agents de liaison communautaire en place pour N'Diago et Saint-Louis	Registres des ressources humaines du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle	BP/Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Pêche artisanale et activités connexes							
Impact : IMP29 : Perte potentielle d'équipements de pêche artisanale (filets et bouées) en raison des mouvements des navires du projet dans les zones de pêche artisanale (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M09	Émettre régulièrement des avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux, sur les infrastructures du projet, ses zones d'exclusion de sécurité, les plans de navigation et d'approche ainsi que le calendrier approximatif des activités du projet.	Avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux	Registres d'avis fournis par le projet aux pêcheurs artisanaux	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle par la suite ou au besoin en fonction du calendrier des activités du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M12	Avoir un bateau patrouilleur pour surveiller les zones d'exclusion de sécurité, et notamment patrouiller avant l'approche ou la sortie des grands navires de ces zones.	Bateau patrouilleur du projet en place	Registres des navires du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et tous les semestres	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M13	Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, avoir des agents locaux de liaison avec les pêcheurs à bord des bateaux patrouilleurs dans les zones de pêche artisanale.	Agents locaux de liaison en place à bord des bateaux patrouilleurs du projet, si nécessaire	Registre des personnes à bord des bateaux patrouilleurs du projet	Une fois au début de la phase de construction et de façon trimestrielle	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M17	Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M18	Maintenir un agent de liaison communautaire pour N'Diago et à Saint-Louis afin de fournir un interlocuteur direct du projet aux communautés de pêcheurs.	Agents de liaison communautaire en place pour N'Diago et Saint-Louis	Registres des ressources humaines du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle	BP/Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M20	Élaborer et mettre en œuvre un cadre d'interaction avec la pêche artisanale, assorti de dispositions visant l'engagement auprès des communautés locales relativement à l'accès aux lieux de pêche, aux griefs et aux mécanismes de recours pour des dommages aux équipements de pêche, à la sensibilisation à l'environnement, à l'amélioration des moyens de subsistance et au rôle des agents de liaison communautaire.	Cadre d'interaction avec la pêche artisanale élaboré et mis en œuvre	Documentation-cadre d'interaction	Une fois avant le début de la phase de construction	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
			Preuves d'activités de suivi conformes à la documentation-cadre	Une fois l'an	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M21	Faire consigner par les navires du projet les incidents impliquant des équipements de pêche et les signaler aux responsables du projet.	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de rapport des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de construction	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Registres tenus par les entrepreneurs sur les incidents maritimes avec d'autres utilisateurs de la mer	Registres tenus par les entrepreneurs sur les incidents avec d'autres utilisateurs de la mer	De façon trimestrielle	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M22	Etablir un couloir maritime ou des limites de vitesse pour les navires du projet dans les zones de pêche artisanale, lorsque cela est réalisable.	Le programme d'intégration des capitaines couvre les limitations de vitesse dans les zones de pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de construction et tous les semestres au besoin	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M23	Mettre en œuvre un programme de sensibilisation à l'environnement en collaboration avec les écoles et les groupes communautaires locaux.	Programme de sensibilisation à l'environnement mis en œuvre dans les écoles et les groupes communautaires locaux	Registres du programme de sensibilisation à l'environnement	Une fois pendant ou après la mise en œuvre du programme	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M24	Offrir une assistance technique aux programmes de recherche mutuellement consenties sur les ressources marines notamment ceux des centres nationaux de recherche océanographique des deux pays (CRODT et IMROP).	Assistance technique offerte aux programmes de recherche mutuellement consenties sur les ressources marines du CRODT et de l'IMROP	Documentation démontrant l'assistance technique de BP	Une fois pendant ou après l'assistance technique	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M27 Élaborer un programme d'investissement social visant à accroître les retombées du projet pour les communautés de N'Diogo et de Saint-Louis qui sont directement touchées, y compris des activités d'amélioration des moyens de subsistance.	Élaboration d'un programme d'investissement social visant à accroître les retombées du projet pour les communautés de N'Diogo et de Saint-Louis	Documentation sur le programme d'investissement social	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Santé, sécurité et sûreté des communautés						
Impact : IMP30 : Risque de conflits entre les pêcheurs et les forces de sécurité publique si certains pêcheurs doivent être escortés hors des zones d'exclusion de sécurité (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal		
M08 Élaborer et mettre en œuvre un programme de formation et de sensibilisation destiné aux communautés locales de pêcheurs pour les informer des règles de sécurité maritime associées au projet.	Programme de formation et de sensibilisation sur les règles de sécurité maritime applicables au projet et mises en œuvre dans les communautés locales de pêcheurs	Registres de formation et de sensibilisation	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon annuelle par la suite	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M17 Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M25	Le projet cherchera à collaborer avec les forces de sécurité publique afin d'établir un cadre de sûreté et d'intervention approprié qui pourrait comprendre ressources, équipement, formation et protocoles d'intervention.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					
M26	Inclure dans le plan d'engagement des parties prenantes pour la sûreté du projet des dispositions relatives à l'intervention, à la gestion et à l'interface avec les forces de sécurité publique en cas d'incidents de sûreté, comme un acte de terrorisme et une entrée illégale dans les zones d'exclusion de sécurité.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Infrastructures et services publics							
Impact : IMP32 : Pression supplémentaire sur les forces de sécurité publique dont les ressources sont limitées puisqu'elles devront être disponibles en tout temps pour régler des incidents de sécurité impliquant des pêcheurs artisanaux ou pour mener des opérations de recherche et de sauvetage, le cas échéant (impact résiduel : 1 – Négligeable)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M08	Élaborer et mettre en œuvre un programme de formation et de sensibilisation destiné aux communautés locales de pêcheurs pour les informer des règles de sécurité maritime associées au projet.	Programme de formation et de sensibilisation sur les règles de sécurité maritime applicables au projet et mises en œuvre dans les communautés locales de pêcheurs	Registres de formation et de sensibilisation	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon annuelle par la suite	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M09	Émettre régulièrement des avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux, sur les infrastructures du projet, ses zones d'exclusion de sécurité, les plans de navigation et d'approche ainsi que le calendrier approximatif des activités du projet.	Avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux	Registres d'avis fournis par le projet aux pêcheurs artisanaux	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle par la suite ou au besoin en fonction du calendrier des activités du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M10 Équiper les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations, de systèmes radar ou infrarouges pouvant détecter les petites embarcations de pêche dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes.	Navires du projet équipés de systèmes radar ou infrarouges	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois pour les navires du projet offshore avant la mobilisation	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M11 Éclairer suffisamment les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations afin qu'ils demeurent bien visibles dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes. Ces navires seront également équipés de projecteurs pouvant servir à éclairer ou à signaler l'approche de pirogues, ainsi que de cornes de brume pour la signalisation sonore.	Navires bien éclairés en cas de mauvaise visibilité ou pendant la nuit et équipés de projecteurs	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant la mobilisation des navires du projet offshore	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de rapport des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation confirmés par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant la mobilisation des navires du projet offshore	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M12 Avoir un bateau patrouilleur pour surveiller les zones d'exclusion de sécurité, et notamment patrouiller avant l'approche ou la sortie des grands navires de ces zones.	Bateau patrouilleur du projet en place	Registres des navires du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et tous les semestres	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M13 Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, avoir des agents locaux de liaison avec les pêcheurs à bord des bateaux patrouilleurs dans les zones de pêche artisanale.	Agents locaux de liaison en place à bord des bateaux patrouilleurs du projet, si nécessaire	Registre des personnes à bord des bateaux patrouilleurs du projet	Une fois au début de la phase de construction et de façon trimestrielle	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M14 Équiper les navires de soutien et les bateaux patrouilleurs d'engins de sauvetage approuvés par la Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (Convention SOLAS) et l'OMI, qui peuvent être utilisés pour aider à secourir les pêcheurs tombés à la mer conformément aux protocoles maritimes internationaux ou en cas d'accident impliquant une pirogue avec un navire du projet. Aider à secourir tout pêcheur impliqué dans une collision avec un navire ou après le chavirement de son embarcation dans le sillage d'un navire du projet.	Équipements de sauvetage en place dans les navires du projet et assistance aux pêcheurs fournis en cas d'accident avec des navires du projet	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de signalement des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de construction	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
	Rapports des incidents de sécurité maritime	Rapports des incidents SSSE des navires du projet	Après un incident signalé	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M16 Veiller à ce que chaque navire du projet archive les rapports d'incidents de sécurité maritime avec des pirogues et d'autres navires, y compris les accidents évités de justesse, et à ce qu'ils soient ensuite communiqués aux responsables du projet. BP effectuera un suivi des incidents de sécurité maritime et, au besoin, modifiera les règles de sécurité maritime propres au projet ainsi que les dispositions de sûreté et les arrangements de recherche et de sauvetage mis en place.	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de rapport des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de construction	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
	Registres des incidents de sécurité maritime	Rapport des incidents SSSE sur les navires du projet	De façon trimestrielle	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M25	Le projet cherchera à collaborer avec les forces de sécurité publique afin d'établir un cadre de sûreté et d'intervention approprié qui pourrait comprendre ressources, équipement, formation et protocoles d'intervention.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					
M26	Inclure dans le plan d'engagement des parties prenantes pour la sûreté du projet des dispositions relatives à l'intervention, à la gestion et à l'interface avec les forces de sécurité publique en cas d'incidents de sûreté, comme un acte de terrorisme et une entrée illégale dans les zones d'exclusion de sécurité.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					
Climat social							
Impact : IMP34 : Mécontentement social à N'Diogo et à Saint-Louis en raison de la perception possible d'une perte de secteurs de pêche et d'une diminution des prises, combinée aux opportunités d'emploi limitées, à la perception de griefs et/ou de demandes d'indemnisation non satisfaites (p. ex. pour la perte d'équipements de pêche), ainsi qu'en raison du risque accru pour la sécurité des pêcheurs en mer à cause de la présence des navires du projet (impact résiduel : 2 – Faible)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M09	Émettre régulièrement des avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux, sur les infrastructures du projet, ses zones d'exclusion de sécurité, les plans de navigation et d'approche ainsi que le calendrier approximatif des activités du projet.	Avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux	Registres d'avis fournis par le projet aux pêcheurs artisanaux	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle par la suite ou au besoin en fonction du calendrier des activités du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M17	Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M18	Maintenir un agent de liaison communautaire pour N'Diago et à Saint-Louis afin de fournir un interlocuteur direct du projet aux communautés de pêcheurs.	Agents de liaison communautaire en place pour N'Diago et Saint-Louis	Registres des ressources humaines du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon trimestrielle	BP/Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M20	Élaborer et mettre en œuvre un cadre d'interaction avec la pêche artisanale, assorti de dispositions visant l'engagement auprès des communautés locales relativement à l'accès aux lieux de pêche, aux griefs et aux mécanismes de recours pour des dommages aux équipements de pêche, à la sensibilisation à l'environnement, à l'amélioration des moyens de subsistance et au rôle des agents de liaison communautaire.	Cadre d'interaction avec la pêche artisanale élaboré et mis en œuvre	Documentation-cadre d'interaction	Une fois avant le début de la phase de construction	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
			Preuves d'activités de suivi conformes à la documentation-cadre	Une fois l'an	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-1 PGES – Phase de construction : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M23	Mettre en œuvre un programme de sensibilisation à l'environnement en collaboration avec les écoles et les groupes communautaires locaux.	Programme de sensibilisation à l'environnement mis en œuvre dans les écoles et les groupes communautaires locaux	Registres du programme de sensibilisation à l'environnement	Une fois pendant ou après la mise en œuvre du programme	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M24	Offrir une assistance technique aux programmes de recherche mutuellement consenties sur les ressources marines notamment ceux des centres nationaux de recherche océanographique des deux pays (CRODT et IMROP).	Assistance technique offerte aux programmes de recherche mutuellement consenties sur les ressources marines du CRODT et de l'IMROP	Documentation démontrant l'assistance technique de BP	Une fois pendant ou après l'assistance technique	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M27	Élaborer un programme d'investissement social visant à accroître les retombées du projet pour les communautés de N'Diogo et de Saint-Louis qui sont directement touchées, y compris des activités d'amélioration des moyens de subsistance.	Élaboration d'un programme d'investissement social visant à accroître les retombées du projet pour les communautés de N'Diogo et de Saint-Louis	Documentation sur le programme d'investissement social	Une fois avant le début de la phase de construction et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M28	Engager un dialogue continu avec les autorités nationales, régionales et locales afin de demeurer au courant du climat social dans les communautés locales pour déterminer et, au besoin, soutenir des mesures ponctuelles pour prévenir le mécontentement social lié aux activités du projet et le risque d'escalade vers un conflit.	Réunions périodiques entre les représentants du projet et les autorités nationales, régionales et locales afin de demeurer au courant du climat social et, au besoin, déterminer et soutenir des mesures ponctuelles pour prévenir le mécontentement social lié aux activités du projet	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase de construction et tous les semestres	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
Plusieurs composantes de l'environnement biophysique et social – Mesures de design et de contrôle des opérations							
D01	Il est attendu que les entrepreneurs se conforment aux conditions contractuelles établies et notamment aux normes de SSSE et aux exigences de performance.	Document d'interface entre les exigences SSSE de BP et celles des entrepreneurs	Document d'interface	Une fois, à l'exécution du contrat	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet
D02	Respect des réglementations nationales et internationales applicables (Convention MARPOL 73/78, annexe VI) et des directives relatives aux émissions d'oxydes d'azote (NOx) et d'oxydes de soufre (SOx) produites par les principaux navires du projet.	Certificat international de prévention de la pollution de l'air (IAPPC) valide confirmant la conformité aux exigences en matière d'équipement et aux exigences opérationnelles de l'annexe VI	Documentation des navires principaux	Une fois, avant la mobilisation sur le site	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D04	Les volumes d'hydrocarbures torchés seront enregistrés.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D05	Respect des réglementations nationales et internationales applicables relatives aux rejets d'eaux usées et de déchets par les navires du projet (Convention MARPOL 73/78, annexes IV et V).	Certificat international valide de prévention de la pollution par les eaux usées	Documentation des navires du projet offshore	Une fois pour chaque navire du projet offshore avant la mobilisation	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Plan de gestion des déchets et registre des déchets	Documentation des navires du projet offshore	Une fois pour chaque navire du projet offshore avant la mobilisation	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Certificats d'homologation de l'équipement de prévention de la pollution par les hydrocarbures, tel que l'équipement de séparation d'eau huileuse, l'équipement de filtration d'huile, les unités de traitement et les équipements de mesure de la teneur en hydrocarbures	Documentation des navires du projet offshore	Une fois pour chaque navire du projet offshore avant la mobilisation	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D06	Un plan de gestion des déchets sera conçu et mis en œuvre pour éviter le rejet ou le transfert de déchets non autorisés, comprenant des procédures écrites relatives au ramassage, tri, entreposage, traitement et élimination des déchets, y compris l'utilisation d'équipement et l'archivage des données.	Plan de gestion des déchets en place pour les installations à terre et les navires et en offshore	Documentation sur le plan de gestion des déchets	Avant le début des activités du projet, puis vérifications régulières liées au devoir de diligence (<i>Duty of Care</i> en anglais), conformément à la loi ou au besoin en fonction du suivi de la performance	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D07	Les déchets qu'il est interdit de rejeter en mer (p. ex. les déchets chimiques, les huiles de cuisson ou de lubrification, les déchets biomédicaux) seront transportés à terre et acheminés vers un centre de traitement ¹⁷⁹ de déchets approuvé (fournisseur local ou international).	Plan de gestion des déchets avec une méthode de traitement approuvée et des pratiques de gestion pour chaque flux de déchets	Documentation sur le plan de gestion des déchets	Avant le début des activités du projet, puis vérifications régulières liées au devoir de diligence (<i>Duty of Care</i> en anglais), conformément à la loi ou au besoin en fonction du suivi de la performance	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D11	Les fluides de complétion et de reconditionnement de puits à rejeter en mer seront testés pour confirmer qu'ils peuvent être rejetés conformément aux réglementations nationales et internationales applicables. Les fluides qui ne seront pas conformes aux spécifications seront, selon le cas, traités en mer ou transportés à terre pour être acheminés vers un centre de traitement ¹⁸⁰ approuvé (fournisseur local ou international).	Spécifications incluses dans le document d'ingénierie Bases de conception des fluides de forage et de complétion (<i>Drilling and Completion Fluids Basis of Design</i>) ou dans le plan de reconditionnement du puits (<i>Well Workover Plan</i>)	Bases de conception des fluides de forage et de complétion (<i>Drilling and Completion Fluids Basis of Design</i>) ou dans le plan de reconditionnement du puits (<i>Well Workover Plan</i>)	Une fois pour des puits similaires, ou à la suite d'un changement de fournisseur ou de système	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

¹⁷⁹ Dans ce document nous entendons par centre de traitement, un centre permettant soit le traitement des déchets soit leur élimination finale.

¹⁸⁰ Dans ce document nous entendons par centre de traitement, un centre permettant soit le traitement des déchets soit leur élimination finale.

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D15	Le FLNG et le FPSO seront conçus, construits et exploités de façon à éviter le recours au torchage de manière routinière ¹⁸¹ .	Document d'ingénierie Philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FPSO	Document d'ingénierie Philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FPSO	Une fois avant le début de la construction du FPSO	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Document d'ingénierie Philosophie sur le gaz de combustion et torchage pour le FLNG	Document d'ingénierie Philosophie sur le gaz de combustion et le torchage pour le FLNG	Une fois avant la mobilisation du FLNG	Entrepreneur	Entrepreneur, BP	Inclus dans les coûts du projet
D16	L'éclairage sera réduit dans la mesure où la sécurité des employés et des opérations n'est pas compromise. La réduction de l'éclairage peut inclure des actions de type éviter tout éclairage non nécessaire, masquer la lumière ou diriger l'éclairage vers le bas lorsque cela est possible.	Les procédures d'opération du navire restreignent l'éclairage inutile.	Procédures d'opération du navire du projet	Une fois avant le début des activités du FLNG et du FPSO	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D17	Développement et mise en œuvre d'un protocole de traitement et de sauvetage des animaux sauvages pour les navires FLNG et FPSO et les bateaux de patrouille affectés au projet.	Protocole de manipulation et de sauvetage de la faune sauvage disponible sur le FLNG, le FPSO et les bateaux patrouilleurs du projet	Documentation sur les navires du projet	Une fois avant le début des activités du FLNG et du FPSO et des bateaux patrouilleurs	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

¹⁸¹ Le torchage de routine est défini à la section 7.3.1.

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D19	Les autorités maritimes, portuaires ou de navigation compétentes seront notifiées de l'existence de toutes les installations offshore permanentes ainsi que des zones de sécurité et des voies de navigation généralement utilisées par les navires travaillant au projet. L'emplacement des installations permanentes sera délimité sur les cartes maritimes.	Autorités maritimes, portuaires ou de navigation compétentes notifiées de l'existence de toutes les installations offshore permanentes ainsi que des zones d'exclusion de sécurité et des routes de navigation courantes qui seront utilisées par les navires liés au projet	Notification envoyée par le projet aux autorités maritimes, portuaires ou de navigation concernées	Une fois avant le début de la phase des opérations et après les changements de zonage	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D20	Les navires du projet respecteront la Convention adoptée par l'OMI sur le Règlement international pour prévenir les abordages en mer (Convention COLREG).	Procédures des navires du projet indiquant qu'ils respectent la Convention COLREG	Documentation des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D21	Les principaux navires du projet seront équipés du Système d'identification automatique (SIA) embarqué, un système de transpondeurs installé à bord des navires et transmettant sur deux canaux maritimes VHF numériques.	Navires de projet principaux avec équipement SIA	Documentation des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D22	Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, des procédures de communication standards seront utilisées pour le trafic et le transport maritime international, auxquelles s'ajouteront la présence de bateaux patrouilleurs ou de navires de soutien à proximité du forage, de la pose des conduites et du terminal du hub GNL pour éviter les collisions avec les navires plus larges.	Procédures de communication utilisées par les navires du projet	Documentation des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Délimitation des zones d'exclusion de sécurité	Des preuves documentaires de la délimitation des zones d'exclusion de sécurité	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D23	Des renseignements seront fournis aux flottes nationales de pêche industrielle de la Mauritanie et du Sénégal pour les informer des zones d'exclusion de sécurité et leur communiquer les cartes de navigation applicables.	Informations fournies aux flottes nationales de pêche industrielle sur les zones permanentes d'exclusion de sécurité et les cartes de navigation applicables	Notification envoyée par le projet aux autorités responsables ou aux organisations représentant la pêche industrielle nationale	Une fois avant le début de la phase des opérations et après les changements permanents de zonage	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D24	Les zones d'exclusion de sécurité seront portées sur les cartes de navigation applicables, et une procédure de communication sera élaborée pour faire connaître l'emplacement des zones d'exclusion de sécurité aux communautés locales de pêcheurs. Cette mesure vise à permettre aux pirogues d'éviter les zones d'exclusion de sécurité.	Emplacement des zones d'exclusion de sécurité communiqué aux communautés locales de pêcheurs	Dossiers d'information fournis par le projet aux communautés locales de pêcheurs	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle, ou au besoin en fonction du suivi des violations de la zone d'exclusion	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D25	Les fonds marins ont été cartographiés dans le cadre d'un levé géophysique et géotechnique exhaustif effectué par les responsables du projet. Aucune épave ni aucun élément de patrimoine maritime n'y a été trouvé. D'autres levés sont prévus avant le dragage.	Les études avant la drague ne révèlent aucune épave non identifiée ni aucun élément de patrimoine maritime.	Rapports des études des fonds marins avant dragage	Une fois avant le début de la phase des opérations de dragage	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D26	Un plan de sûreté des sites sera élaboré, comprenant les mesures de sûreté prévues pour chaque installation, ainsi que les modalités de soutien fournies par les gouvernements.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					
D27	Les travailleurs étrangers et les travailleurs nationaux seront informés des risques pour la santé, des mesures de prévention, des traitements offerts et de leurs responsabilités. Ils feront l'objet d'un dépistage rigoureux et auront accès à un programme de traitement médical.	Exposé aux travailleurs sur les risques pour la santé, la prévention, le traitement, les responsabilités ainsi que le programme de dépistage médical et de traitement pour les travailleurs	Documentation sur le programme de santé des travailleurs	Une fois avant et/ou au début de la phase des opérations ou au besoin en fonction du résultat du programme de dépistage	Entrepreneur/BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D29	Développement et mise en œuvre d'un protocole de torchage dans l'intention de satisfaire la performance opérationnelle de combustion définie.	Spécifications de la philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FPSO	Spécifications de la philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FPSO	Une fois avant le début du torchage ou au besoin en fonction du suivi de la performance	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Spécifications de la philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FLNG	Spécifications de la philosophie de torchage et de purge sous pression pour le FLNG	Une fois avant le début du torchage ou au besoin en fonction du suivi de la performance	Entrepreneur/BP	Entrepreneur, BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D30	Mise en œuvre de programmes de détection des fuites et de réparation pour les émissions fugitives.	Programmes de détection et de réparation des fuites pour les émissions fugitives	Documentation sur les programmes de détection et de réparation des fuites	En fonction de l'équipement	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D31	Mise en œuvre de mesures techniquement réalisables et efficaces afin d'améliorer l'efficacité énergétique et les émissions atmosphériques sur le FPSO et le FLNG. Cela pourrait inclure, lorsque cela est réalisable, la récupération de chaleur, la récupération de gaz à torcher, la récupération de vapeur et une méthode de compression à la sortie sur le FPSO, la récupération de gaz évaporé et le contrôle des émissions fugitives lors du design du FPSO et du FLNG.	Mesures d'efficacité énergétique et d'émissions atmosphériques adoptées pour le FLNG, tel que spécifié dans la documentation relative aux bases de conception (document d'ingénierie <i>Basis of Design</i>)	Documentation sur les bases de conception (document d'ingénierie <i>Basis of Design</i>) pour le FLNG	Une fois avant le début de la phase des opérations	Entrepreneur	Entrepreneur, BP	Inclus dans les coûts du projet
		La meilleure option environnementale applicable (BPEO) pour l'efficacité énergétique souligne les mesures d'efficacité énergétique. Mesures d'efficacité énergétique et d'émissions atmosphériques adoptées pour le FPSO, tel que spécifié dans la documentation relative aux bases de conception (document d'ingénierie <i>Basis of Design</i>)	Meilleure option environnementale applicable (BPEO) pour l'efficacité énergétique du FPSO Documentation sur les bases de conception (document d'ingénierie <i>Basis of Design</i>) pour le FPSO	Une fois avant le début de la phase des opérations	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D32	Utilisation des gaz produits dans le cadre du projet comme carburant privilégié pour les procédés du FLNG, du FPSO et de la plateforme de logements et services en remplacement de diesel ou de pétrole brut.	Utilisation préférentielle des gaz produits par le projet et spécifiés dans le document d'ingénierie Bases de Conception (<i>Basis of Design</i>) du FPSO	Document d'ingénierie Bases de Conception du FPSO (<i>Basis of Design</i>)	Une fois avant le début de la phase des opérations	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Les spécifications fonctionnelles du LS abordent la préférence pour le gaz de combustion.	Spécifications fonctionnelles du LS	Une fois avant le début de la phase des opérations	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Document d'ingénierie Philosophie du gaz de combustion pour le FLNG	Document d'ingénierie Philosophie du gaz de combustion pour le FLNG	Une fois avant le début de la phase des opérations	Exploitant, BP	Exploitant, BP	Inclus dans les coûts du projet
D33	Le total des émissions de gaz à effet de serre de toutes les installations offshore du projet sera calculé annuellement selon des méthodes internationalement reconnues. Le FPSO et le FLNG disposeront de systèmes de comptage d'émissions ou de flux de carburant, installés sur des équipements dont la puissance thermique est évaluée à 10 MW ou plus. Un système de contrôle prédictif des émissions sera utilisé sur les équipements classés 10 MW ou plus pour le calcul des émissions de GES, de SOx et de NOx.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					
		Systèmes de comptage du flux de carburant ou des émissions et système de contrôle prédictif des émissions (PEMS) installés sur les équipements pertinents du FPSO et du FLNG	Documentation d'ingénierie sur les bases de conception pour le FPSO et le FLNG (ou l'équivalent)	Annuellement	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D34	Il est attendu que les méthaniers et les navires de condensat déversent leurs eaux de ballast en conformité avec la Convention internationale pour le contrôle et la gestion des eaux de ballast et sédiments des navires (Convention BWM).	Respect des procédures de gestion des eaux de ballast et utilisation d'un registre, selon le cas (navires > 400 TB)	Documentation sur les navires transporteurs de GNL et de condensat	Selon l'obligation contractuelle	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
D35	Les navires FPSO et FLNG seront certifiés selon les exigences de leur classification et de leur pavillon avant de quitter le chantier naval. Les navires seront dotés d'une double coque.	Conformité aux exigences d'inspection et de certification de l'OMI Sujet à l'exigence de classification du FLNG pendant la phase des opérations	Certifications du FPSO et du FLNG telles que conservées dans la documentation des navires	Une fois avant l'arrivée du navire sur le site	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
D36	Un programme d'inspection et d'entretien sera élaboré et mis en œuvre dans le but de maintenir l'intégrité mécanique de l'équipement, des conduites, des systèmes et appareils de décompression et de ventilation, des systèmes d'arrêt d'urgence, des mécanismes de contrôle, des pompes et de l'instrumentation ainsi que de prévenir le rejet incontrôlé de matières dangereuses et polluantes du projet.	Programme d'inspection et d'entretien pour l'intégrité mécanique et la prévention des rejets incontrôlés	Stratégie d'inspection et d'entretien	Aussi souvent que chaque programme d'inspection et d'entretien le détermine	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D37	Les produits chimiques employés dans le processus de production, le maintien de débit requis, de maintenance, les mesures d'intervention et de gestion appliquées aux puits ainsi que dans les systèmes de désalinisation et de gestion incendie seront choisis et utilisés dans le but de réduire les effets potentiels sur l'environnement.	Sélection et gestion des produits chimiques ayant un effet potentiel réduit sur l'environnement	Procédure de gestion des produits chimiques pour le FPSO	Une fois avant la mise en service	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Sélection et gestion des produits chimiques ayant un effet potentiel réduit sur l'environnement	Document d'ingénierie Bases de conception (<i>Basis of Design</i>) du FLNG	Une fois avant la mise en service	Exploitant, BP	Exploitant, BP	Inclus dans les coûts du projet
D38	Si au cours de la phase des opérations il est nécessaire dans le cadre d'activités de maintenance de réaliser des travaux de dragage, un plan de gestion du dragage sera élaboré et mis en œuvre pour définir la méthodologie liée au dragage de maintenance, identifier et évaluer les options et sites de dépôt des matériaux dragués, préciser la composition physico-chimique et le comportement des sédiments dragués, définir la zone d'influence et déterminer les mesures de mitigation et de suivi potentielles.	Respect d'une méthodologie de dragage appropriée; sélection des sites et moyens éventuels de dépôt appropriés; caractérisation des sédiments dragués; définition de la zone d'influence, mitigation potentielle et suivi à prévoir	Plan de gestion du dragage	Avant toute opération de dragage	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D39	Compte tenu du principe de la parité requise de part et d'autre de la frontière, le projet a sélectionné un emplacement et une conception du terminal du hub GNL qui, parmi les options examinées, ont le plus d'effets bénéfiques et le moins d'effets négatifs potentiels sur la morphologie du littoral, tout en respectant les conditions requises pour une approche des méthaniers, leur amarrage et une exploitation de l'installation sécuritaire (voir section 5.2.6).	Emplacement et conception du terminal du hub GNL près des côtes	Documentation finale d'ingénierie	Une fois avant le début des activités	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D40	L'installation des infrastructures offshores à bonne distance des aires protégées permet d'éviter la plupart des impacts directs et indirects attribuables aux activités de routine.	Emplacement des installations du projet	Documentation finale d'ingénierie	Une fois avant le début des activités	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Qualité de l'air et gaz à effet de serre							
Impact : IMP02 : Réduction de la qualité de l'air ambiant (impact résiduel : 2 – Faible)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M01	Mise en œuvre des procédures d'entretien de maintenance de routine afin de s'assurer que les moteurs tournent aux niveaux de performance opérationnelle définis et d'émissions atmosphériques spécifiées.	Programme de maintenance pour les navires du projet	Registres ou système de maintenance	Comme déterminé par chaque programme d'inspection et de maintenance et au besoin en fonction du suivi de la performance	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M02	Faire le suivi de la consommation de carburant en tant qu'indicateur de mesure de performance et des émissions. Lorsque cela est réaliste, ou selon les exigences réglementaires applicables, il sera attendu des opérateurs de navires qu'ils utilisent des carburants à faible teneur en soufre afin de limiter les émissions de SOx.	Registres de la consommation de carburant par type de carburant et par navire	Système de signalement des émissions	Contrôles annuels pour les navires du projet offshore	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M29	Utilisation de turbines à gaz à combustion sèche et à faibles émissions [DLE - Dry Low Emissions en anglais] pour les principaux compresseurs de réfrigération sur le FLNG.	Utilisation de la technologie DLE sur le FLNG	Documentation d'ingénierie sur les bases de conception (<i>Basis of Design</i>) pour le FLNG	Une fois avant le début des activités	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M30	Faire un suivi de la qualité initiale de l'air avant la phase de construction au niveau des récepteurs pour déterminer les concentrations atmosphériques à terre. Mettre à jour la modélisation de la dispersion atmosphérique au besoin lorsque des spécifications techniques des équipements seront fournies par les fournisseurs à l'étape de la conception détaillée.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M31	Les remorqueurs et autres navires de soutien du projet qui ne sont pas utilisés et qui sont amarrés à l'installation du hub seront branchés, dans la mesure du possible, sur le système électrique fourni par le Hub.	Les remorqueurs et autres navires de soutien qui ne sont pas utilisés et qui sont amarrés à l'installation centrale seront branchés sur le système électrique fourni par le Hub. Le programme d'intégration des capitaines des remorqueurs couvre les dispositifs d'amarrage.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début des activités et avant la mobilisation de nouveaux remorqueurs	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Qualité de l'eau							
Impacts : IMP03 : Réduction de la qualité de l'eau en raison des rejets d'eau produite du FPSO et d'eau de refroidissement du FLNG et des produits chimiques associés (impact résiduel : 2 – Faible) IMP04 : Modification de la qualité de l'eau en raison de la perte accidentelle d'ordures et de débris (impact résiduel : 1 – Négligeable)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M32	La profondeur de la prise d'eau de mer au FLNG sera optimisée pour réduire le panache d'eau chaude. L'effluent d'eau de refroidissement ne générera pas un changement de température de plus de 3°C à la limite d'une zone de mélange scientifiquement établie, tenant compte de la qualité de l'eau réceptrice, de l'utilisation du milieu récepteur, des récepteurs potentiels et de la capacité d'assimilation.	Changement de température de l'eau de mer inférieur à 3°C à la limite de la zone de mélange	Document d'ingénierie Philosophie du système de refroidissement à l'eau de mer du FLNG	Une fois avant le test d'acceptation de la performance	Entrepreneur	Entrepreneur, BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M33	Suivre les ajouts de produits chimiques au flux d'eau produite du FPSO (inhibiteurs de corrosion, inhibiteurs de tartre, adjuvants de coagulation/floculation).	Quantité de produits chimiques ajoutés au rejet d'eau produite	Spécifications et registres de dosage des produits chimiques	Annuellement	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M34	Vérifier la conformité avec la Convention MARPOL et mettre en œuvre d'un plan de gestion des déchets, dans le but de réduire la probabilité de pertes accidentelles.	Conformité aux limites imposées par la Convention MARPOL pour la perte accidentelle de déchets solides, y compris la mise en œuvre d'un plan de gestion des déchets	Plan de gestion des déchets des entrepreneurs des navires du projet	Annuellement pour chaque navire du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M35	La profondeur de la prise d'eau marine du FPSO sera conçue dans le but de réduire le besoin d'additifs antisalissure.	La profondeur de la prise d'eau marine du FPSO sera réglée dans le but de réduire le besoin d'additifs antisalissure.	Documentation finale d'ingénierie	Une fois avant le début des opérations	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M36	La proportion de chlore libre dans les rejets d'eau de refroidissement du FLNG qui feront l'objet d'un échantillonnage au point de rejet sera maintenue à moins de 0,2 parties par million (ppm).	Installation d'un point d'échantillonnage de chlore résiduel	Documentation d'ingénierie sur les bases de conception (<i>Basis of Design</i>) du FLNG	Une fois avant le début des activités	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M37	L'eau produite sera suffisamment traitée avant rejet. La teneur en huiles et graisses de l'effluent d'eau produite rejetée en mer sera conforme à la réglementation applicable et n'excédera pas un maximum journalier de 42 mg/L; une moyenne mensuelle de 29 mg/L.	Installation d'un système de traitement de l'eau produite répondant aux spécifications et qui inclut un système de suivi intégré de l'huile dans l'eau	Documentation d'ingénierie sur les bases de conception du FPSO	Une fois avant le début des activités	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M38	La qualité de l'effluent d'eau produite sera suivie. Les données de suivi des 18 premiers mois serviront à évaluer les impacts potentiels de l'effluent sur les eaux réceptrices selon une méthode d'Évaluation des Risques Environnementaux qui sera répétée à chaque changement matériel de la composition ou du volume de l'effluent.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					
M39	Les rejets d'eau de refroidissement seront conçus afin de réduire la recirculation.	Optimisation des rejets d'eau de refroidissement afin de réduire la recirculation	Rapport d'expertise sur la recirculation thermique du FLNG	Une fois avant le début des activités	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
Érosion côtière						
Impact : IMP05 : Accrétion ou réduction de l'érosion naturelle de la Langue de Barbarie (par rapport à la situation sans brise-lames) de jusqu'à 13 m sur 10 ans près de la frontière de la Mauritanie et du Sénégal et s'étendant sur environ 8 km vers le sud, accompagnée d'une augmentation maximale de 6 m sur 10 ans du taux d'érosion côtière (par rapport à la situation sans brise-lames) plus au sud, sur environ 2 km de côte, débutant à l'extrême sud du quartier de l'Hydrobase (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Sénégal		
M40	a) Afin d'améliorer la compréhension de l'équilibre dynamique côtier à long terme, le projet va élaborer et mettre en œuvre un plan de suivi de la ligne côtière pendant le cycle de vie du projet. Le suivi de la ligne côtière débutera avant la construction du brise-lames, c'est-à-dire avant 2020. Il inclura la collecte de données bathymétriques additionnelles le long de la côte de Saint-Louis, y compris l'embouchure du fleuve Sénégal. Le projet visera à impliquer des universitaires locaux dans la mise en œuvre du plan de suivi de la ligne côtière. Les autorités concernées et les communautés locales seront informées des résultats du suivi.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi				

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
<p>b) Les données collectées dans le cadre de la mise en œuvre du plan de suivi de la ligne côtière seront utilisées pour la mise à jour de la modélisation de la ligne côtière (en annexe I-3) devant être complétée avant la construction du brise-lames, c'est-à-dire en 2020. Des mises à jour additionnelles de la modélisation seront conduites à des étapes clés du cycle de vie du projet lorsque de nouvelles informations ayant le potentiel d'avoir un impact significatif sur les résultats de la modélisation deviendront disponibles.</p> <p>c) BP cherchera à obtenir les autorisations nécessaires pour partager les données utiles aux études morphologiques initiées par le gouvernement et aux études menées par des universitaires locaux.</p> <p>d) un plan de contingence pour la ligne côtière sera élaboré par le projet en consultation avec les autorités concernées si les résultats du suivi de la ligne côtière et la modélisation démontrent clairement et systématiquement, dans la durée du projet, des impacts négatifs liés au projet GTA-Phase 1 qui excèdent ceux actuellement identifiés dans le rapport d'EIES du projet GTA-Phase 1 (notamment à la section 7.3.3).</p>						

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M41	Offrir un support technique spécialisé aux responsables des études menées par les autorités locales ou nationales sur la gestion côtière de Saint-Louis.	Support technique spécialisé offert pour améliorer les processus locaux de gestion côtière	Documentation du projet	Une fois après le support technique spécialisé	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Qualité des sédiments							
Impact : IMP07 : Possible lixiviation chimique due aux déchets solides et charge organique localisée due aux organismes épibenthiques (impact résiduel : 1 – Négligeable)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M34	Vérifier la conformité avec la Convention MARPOL et mettre en œuvre d'un plan de gestion des déchets, dans le but de réduire la probabilité de pertes accidentelles.	Conformité aux limites imposées par la Convention MARPOL pour la perte accidentelle de déchets solides, y compris la mise en œuvre d'un plan de gestion des déchets	Plan de gestion des déchets des entrepreneurs des navires du projet	Annuellement pour chaque navire du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Plancton, poissons et autres ressources halieutiques							
Impact : IMP10 : Entraînement et impaction du plancton et des poissons adultes dans l'eau de refroidissement du FLNG au terminal du hub GNL. Entraînement et impaction du plancton et des poissons adultes par le FPSO (impact résiduel : 1 – Négligeable)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M42	Positionner la prise d'eau de mer des systèmes de refroidissement en tenant compte des contraintes techniques et, si cela est sécuritaire et pratique, installer des grilles ou des systèmes de plafonnement de vitesse appropriés dans le but d'éviter l'entraînement et l'impaction de la flore et de la faune marines. La vitesse d'entrée sera inférieure à 1,0 m/s.	Prise d'eau de mer optimisée pour minimiser l'entraînement tout en tenant compte des aspects de sécurité conformément au contenu du document d'ingénierie Philosophie concernant le système de refroidissement à l'eau de mer du FLNG	Document d'ingénierie Philosophie du système de refroidissement à l'eau de mer du FLNG	Une fois avant le test d'acceptation de performance	Entrepreneur	Entrepreneur, BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Oiseaux							
Impacts : IMP12 : Incinération d'oiseaux suite au torchage depuis le FPSO et le FLNG, lors de conditions non routinières (impact résiduel : 2 – Faible) IMP13 : Collision potentielle avec un navire entraînant des blessures ou la mort d'oiseaux (impact résiduel : 2 – Faible) IMP14 : Effets directs ou indirects sur les oiseaux attribuables aux rejets routiniers des navires ou des installations pendant les opérations (impact résiduel : 1 – Négligeable)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M33	Suivre les ajouts de produits chimiques au flux d'eau produite du FPSO (inhibiteurs de corrosion, inhibiteurs de tartre, adjuvants de coagulation/floculation).	Quantité de produits chimiques ajoutés au rejet d'eau produite	Spécifications et registres de dosage des produits chimiques	Annuellement	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M35	La profondeur de la prise d'eau marine du FPSO sera conçue dans le but de réduire le besoin d'additifs antialissure.	La profondeur de la prise d'eau marine du FPSO sera réglée dans le but de réduire le besoin d'additifs antialissure.	Documentation finale d'ingénierie	Une fois avant le début des opérations	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M36	La proportion de chlore libre dans les rejets d'eau de refroidissement du FLNG qui feront l'objet d'un échantillonnage au point de rejet sera maintenue à moins de 0,2 parties par million (ppm).	Installation d'un point d'échantillonnage de chlore résiduel	Documentation d'ingénierie sur les bases de conception (<i>Basis of Design</i>) du FLNG	Une fois avant le début des opérations	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M37	L'eau produite sera suffisamment traitée avant rejet. La teneur en huiles et graisses de l'effluent d'eau produite rejetée en mer sera conforme à la réglementation applicable et n'excédera pas un maximum journalier de 42 mg/L; une moyenne mensuelle de 29 mg/L.	Installation d'un système de traitement de l'eau produite répondant aux spécifications et qui inclue un système de suivi intégré de l'huile dans l'eau.	Documentation d'ingénierie sur les bases de conception du FPSO	Une fois avant le début des activités	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M38	La qualité de l'effluent d'eau produite sera suivie. Les données de suivi des 18 premiers mois serviront à évaluer les impacts potentiels de l'effluent sur les eaux réceptrices selon une méthode d'Évaluation des Risques Environnementaux qui sera répétée à chaque changement matériel de la composition ou du volume de l'effluent.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					
M39	Les rejets d'eau de refroidissement seront conçus afin de réduire la recirculation.	Optimisation des rejets d'eau de refroidissement afin de réduire la recirculation	Rapport d'expertise sur la recirculation thermique du FLNG	Une fois avant le début des activités	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
Mammifères marins							
Impacts : IMP16 : Collision potentielle avec un navire entraînant des blessures ou la mort de mammifères marins (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP17 : Évitement ou éloignement de la zone de circulation des navires ou du FPSO; perturbations sonores causées par les activités (liquéfaction du GNL ou activités de transfert) (impact résiduel : 2 – Faible)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M06	Les opérateurs de navire mettront en œuvre des protocoles d'évitement afin de réduire les probabilités de collision des navires avec les mammifères marins et les tortues de mer (y compris le compte rendu des incidents au cours desquels des individus d'espèces protégées ont été tués ou blessés).	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole d'évitement des collisions de navires.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant la mobilisation des navires	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Tortues de mer							
Impacts : IMP19 : Collision potentielle avec un navire entraînant des blessures ou la mort de tortues de mer (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP20 : Évitement ou éloignement de la zone de circulation des navires ou du FPSO; perturbations sonores causées par les activités (liquéfaction du GNL ou opérations de transfert) (impact résiduel : 2 – Faible) IMP21 : Effets directs et indirects des rejets routiniers des navires pendant leurs opérations (impact résiduel : 1 – Négligeable)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M06	Les opérateurs de navire mettront en œuvre des protocoles d'évitement afin de réduire les probabilités de collision des navires avec les mammifères marins et les tortues de mer (y compris le compte rendu des incidents au cours desquels des individus d'espèces protégées ont été tués ou blessés).	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole d'évitement des collisions de navires.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant la mobilisation des navires	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M33	Suivre les ajouts de produits chimiques au flux d'eau produite du FPSO (inhibiteurs de corrosion, inhibiteurs de tartre, adjuvants de coagulation/floculation).	Quantité de produits chimiques ajoutés au rejet d'eau produite	Spécifications et registres de dosage des produits chimiques	Annuellement	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M35	La profondeur de la prise d'eau marine du FPSO sera conçue dans le but de réduire le besoin d'additifs antisalissure.	La profondeur de la prise d'eau marine du FPSO sera réglée dans le but de réduire le besoin d'additifs antisalissure.	Documentation finale sur l'ingénierie	Une fois avant le début des opérations	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M36	La proportion de chlore libre dans les rejets d'eau de refroidissement du FLNG qui feront l'objet d'un échantillonnage au point de rejet sera maintenue à moins de 0,2 parties par million (ppm).	Installation d'un point d'échantillonnage de chlore résiduel	Documentation d'ingénierie sur les bases de conception (<i>Basis of Design</i>) du FLNG	Une fois avant le début des activités	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M37	L'eau produite sera suffisamment traitée avant rejet. La teneur en huiles et graisses de l'effluent d'eau produite rejetée en mer sera conforme à la réglementation applicable et n'excédera pas un maximum journalier de 42 mg/L; une moyenne mensuelle de 29 mg/L.	Installation d'un système de traitement de l'eau produite répondant aux spécifications et qui inclue un système de suivi intégré de l'huile dans l'eau	Documentation d'ingénierie sur les bases de conception du FPSO	Une fois avant le début des activités	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M38	La qualité de l'effluent d'eau produite sera suivie. Les données de suivi des 18 premiers mois serviront à évaluer les impacts potentiels de l'effluent sur les eaux réceptrices selon une méthode d'Évaluation des Risques Environnementaux qui sera répétée à chaque changement matériel de la composition ou du volume de l'effluent.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					
M39	Les rejets d'eau de refroidissement seront conçus afin de réduire la recirculation.	Optimisation des rejets d'eau de refroidissement afin de réduire la recirculation	Rapport d'expertise sur la recirculation thermique du FLNG	Une fois avant le début des activités	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Espèces menacées et aires protégées							
Impacts : IMP23 : Perturbation, possibilité de blessures auditives, collision entre des espèces menacées et des navires en opération (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP24 : Introduction d'espèces non indigènes ou invasives (impact résiduel : 2 – Faible) IMP25 : Perturbations comportementales de la faune dans les aires protégées ou dans d'autres aires d'intérêt pour la conservation (impact résiduel : 2 – Faible) IMP26 : Perturbations comportementales des espèces menacées (impact résiduel : 2 – Faible) IMP27 : Augmentation des contaminants atmosphériques dans des aires protégées ou dans d'autres aires d'intérêt pour la conservation (impact résiduel : 1 – Négligeable)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M01	Mise en œuvre des procédures d'entretien de maintenance de routine afin de s'assurer que les moteurs tournent aux niveaux de performance opérationnelle définis et d'émissions atmosphériques spécifiées.	Programme de maintenance pour les navires du projet	Registres ou système de maintenance	Comme déterminé par chaque programme d'inspection et de maintenance et au besoin en fonction du suivi de la performance	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M02	Faire le suivi de la consommation de carburant en tant qu'indicateur de mesure de performance et des émissions. Lorsque cela est réaliste, ou selon les exigences réglementaires applicables, il sera attendu des opérateurs de navires qu'ils utilisent des carburants à faible teneur en soufre afin de limiter les émissions de SOx.	Registres de la consommation de carburant par type de carburant et par navire	Système de signalement des émissions	Contrôles annuels pour les navires du projet offshore	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M06	Les opérateurs de navire mettront en œuvre des protocoles d'évitement afin de réduire les probabilités de collision des navires avec les mammifères marins et les tortues de mer (y compris le compte rendu des incidents au cours desquels des individus d'espèces protégées ont été tués ou blessés).	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole d'évitement des collisions de navires.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant la mobilisation des navires	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M43	Mettre en œuvre un programme de soutien aux initiatives de gestion des aires protégées par un renforcement mutuellement consenti des capacités.	Appuyer la gestion locale des aires protégées par le renforcement des capacités	Documentation sur le soutien apporter aux aires protégées	Une fois, après la fin du soutien	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Biodiversité							
<i>Voir les mesures de mitigation énumérées pour atténuer les impacts sur le plancton, les poissons, les autres ressources halieutiques, les oiseaux, les mammifères marins, les tortues de mer, les espèces menacées et les aires protégées : M01, M02, M06, M33, M35, M36, M37, M38, M39, M42.</i>							
Navigation maritime							
Impact : IMP28 : Risque de collision entre les navires du projet et des pirogues en raison des mouvements des navires (impact résiduel : 2 – Faible)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M08	Élaborer et mettre en œuvre un programme de formation et de sensibilisation destiné aux communautés locales de pêcheurs pour les informer des règles de sécurité maritime associées au projet.	Programme de formation et de sensibilisation sur les règles de sécurité maritime applicables au projet et mises en œuvre dans les communautés locales de pêcheurs	Registres de formation et de sensibilisation	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite ou au besoin en fonction du suivi des incidents de sécurité maritime et des accidents évités de justesse	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M09 Émettre régulièrement des avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux, sur les infrastructures du projet, ses zones d'exclusion de sécurité, les plans de navigation et d'approche ainsi que le calendrier approximatif des activités du projet.	Avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux	Registres d'avis fournis par le projet aux pêcheurs artisanaux	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite ou au besoin en fonction du calendrier des activités du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M10 Équiper les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations, de systèmes radar ou infrarouges pouvant détecter les petites embarcations de pêche dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes.	Navires du projet équipés de systèmes radar ou infrarouges	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M11 Éclairer suffisamment les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations afin qu'ils demeurent bien visibles dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes. Ces navires seront également équipés de projecteurs pouvant servir à éclairer ou à signaler l'approche de pirogues, ainsi que de cornes de brume pour la signalisation sonore.	Navires bien éclairés en cas de mauvaise visibilité ou pendant la nuit et équipés de projecteurs	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de rapport des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation confirmés par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase des opérations et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M12	Avoir un bateau patrouilleur pour surveiller les zones d'exclusion de sécurité, et notamment patrouiller avant l'approche ou la sortie des grands navires de ces zones.	Bateau patrouilleur du projet en place	Registres des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M13	Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, avoir des agents locaux de liaison avec les pêcheurs à bord des bateaux patrouilleurs dans les zones de pêche artisanale.	Agents locaux de liaison en place à bord des bateaux patrouilleurs du projet, si nécessaire	Registre des personnes à bord des bateaux patrouilleurs du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M14	Équiper les navires de soutien et les bateaux patrouilleurs d'engins de sauvetage approuvés par la Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (Convention SOLAS) et l'OMI, qui peuvent être utilisés pour aider à secourir les pêcheurs tombés à la mer conformément aux protocoles maritimes internationaux ou en cas d'accident impliquant une pirogue avec un navire du projet. Aider à secourir tout pêcheur impliqué dans une collision avec un navire ou après le chavirement de son embarcation dans le sillage d'un navire du projet.	Équipements de sauvetage en place dans les navires du projet et assistance aux pêcheurs fournis en cas d'accident avec des navires du projet	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de signalement des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase des opérations	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Registres des incidents de sécurité maritime	Rapports des incidents SSSE des navires du projet	Après un incident signalé	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M15	En cas de collision, BP informera dès que possible, les autorités nationales compétentes, soit la Garde côtes mauritanienne en Mauritanie et la HASSMAR au Sénégal.	Autorités nationales informées en cas de collision	Dossiers d'information fournis par le projet aux autorités nationales	Après une collision signalée	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M16	Veiller à ce que chaque navire du projet archive les rapports d'incidents de sécurité maritime avec des pirogues et d'autres navires, y compris les accidents évités de justesse, et à ce qu'ils soient ensuite communiqués aux responsables du projet. BP effectuera un suivi des incidents de sécurité maritime et, au besoin, modifiera les règles de sécurité maritime propres au projet ainsi que les dispositions de sûreté et les arrangements de recherche et de sauvetage mis en place.	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de signalement des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase des opérations	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Registres des incidents de sécurité maritime	Rapport des incidents SSSE des navires du projet	Annuellement	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M17	Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M18	Maintenir un agent de liaison communautaire pour N'Diago et à Saint-Louis afin de fournir un interlocuteur direct du projet aux communautés de pêcheurs.	Agents de liaison communautaire en place pour N'Diago et Saint-Louis	Registres des ressources humaines du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP/Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Pêche artisanale et activités connexes							
Impact : IMP29 : Perte potentielle d'équipements de pêche artisanale (filets et bouées) en raison des mouvements des navires du projet dans les zones de pêche artisanale (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M09	Émettre régulièrement des avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux, sur les infrastructures du projet, ses zones d'exclusion de sécurité, les plans de navigation et d'approche ainsi que le calendrier approximatif des activités du projet.	Avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux	Registres d'avis fournis par le projet aux pêcheurs artisanaux	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite ou au besoin en fonction du calendrier des activités du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M12	Avoir un bateau patrouilleur pour surveiller les zones d'exclusion de sécurité, et notamment patrouiller avant l'approche ou la sortie des grands navires de ces zones.	Bateau patrouilleur du projet en place	Registres des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M13	Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, avoir des agents locaux de liaison avec les pêcheurs à bord des bateaux patrouilleurs dans les zones de pêche artisanale.	Agents locaux de liaison en place à bord des bateaux patrouilleurs du projet, si nécessaire	Registre des personnes à bord des bateaux patrouilleurs du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M17	Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M18	Maintenir un agent de liaison communautaire pour N'Diago et à Saint-Louis afin de fournir un interlocuteur direct du projet aux communautés de pêcheurs.	Agents de liaison communautaire en place pour N'Diago et Saint-Louis	Registres des ressources humaines du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP/Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M20	Élaborer et mettre en œuvre un cadre d'interaction avec la pêche artisanale, assorti de dispositions visant l'engagement auprès des communautés locales relativement à l'accès aux lieux de pêche, aux griefs et aux mécanismes de recours pour des dommages aux équipements de pêche, à la sensibilisation à l'environnement, à l'amélioration des moyens de subsistance et au rôle des agents de liaison communautaire.	Cadre d'interaction avec la pêche artisanale élaboré et mis en œuvre	Document-cadre d'interaction Preuves d'activités de suivi conformes à la documentation-cadre	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M21	Faire consigner par les navires du projet les incidents impliquant des équipements de pêche et les signaler aux responsables du projet.	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de rapport des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase d'opération	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Registres des incidents maritimes avec d'autres utilisateurs de la mer	Registres des incidents avec d'autres utilisateurs de la mer	Une fois l'an	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M22	Etablir un couloir maritime ou des limites de vitesse pour les navires du projet dans les zones de pêche artisanale, lorsque cela est réalisable.	Le programme d'intégration des capitaines couvre les limitations de vitesse dans les zones de pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle au besoin	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M23	Mettre en œuvre un programme de sensibilisation à l'environnement en collaboration avec les écoles et les groupes communautaires locaux.	Programme de sensibilisation à l'environnement mis en œuvre dans les écoles et les groupes communautaires locaux	Documentation sur le programme de sensibilisation à l'environnement	Une fois avant le début de la phase des opérations et, par la suite, au besoin à la suite d'une évaluation de l'efficacité du programme	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Santé, sécurité et sûreté des communautés							
Impacts : IMP30 : Risque de conflits entre les pêcheurs et les forces de sécurité publique si certains pêcheurs doivent être escortés hors des zones d'exclusion de sécurité (impact résiduel : 2 – Faible) IMP31 : Risque d'un acte terroriste ciblant les installations de production de gaz, avec pour effet d'accroître le niveau du risque terroriste à l'échelle nationale (impact résiduel : 2 – Faible)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M08	Élaborer et mettre en œuvre un programme de formation et de sensibilisation destiné aux communautés locales de pêcheurs pour les informer des règles de sécurité maritime associées au projet.	Programme de formation et de sensibilisation sur les règles de sécurité maritime applicables au projet et mises en œuvre dans les communautés locales de pêcheurs	Registres de formation et de sensibilisation	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite ou au besoin en fonction du suivi des incidents de sécurité maritime et des accidents évités de justesse	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M17	Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M25	Le projet cherchera à collaborer avec les forces de sécurité publique afin d'établir un cadre de sûreté et d'intervention approprié qui pourrait comprendre ressources, équipement, formation et protocoles d'intervention.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					
M26	Inclure dans le plan d'engagement des parties prenantes pour la sûreté du projet des dispositions relatives à l'intervention, à la gestion et à l'interface avec les forces de sécurité publique en cas d'incidents de sûreté, comme un acte de terrorisme et une entrée illégale dans les zones d'exclusion de sécurité.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Infrastructures et services publics							
Impacts : IMP32 : Pression supplémentaire sur les forces de sécurité publique dont les ressources sont limitées puisqu'elles devront être disponibles en tout temps pour régler des incidents de sécurité impliquant des pêcheurs artisanaux ou pour mener des opérations de recherche et de sauvetage, le cas échéant (impact résiduel : 2 – Faible) IMP33 : Pression supplémentaire sur les autorités chargées de la sûreté nationale qui devront être disponibles en tout temps pour prévenir et gérer des incidents touchant la sûreté nationale en mer résultant de la présence d'infrastructures de production de gaz offshore du projet (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M08	Élaborer et mettre en œuvre un programme de formation et de sensibilisation destiné aux communautés locales de pêcheurs pour les informer des règles de sécurité maritime associées au projet.	Programme de formation et de sensibilisation sur les règles de sécurité maritime applicables au projet et mises en œuvre dans les communautés locales de pêcheurs	Registres de formation et de sensibilisation	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite ou au besoin en fonction du suivi des incidents de sécurité maritime et des accidents évités de justesse	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M09	Émettre régulièrement des avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux, sur les infrastructures du projet, ses zones d'exclusion de sécurité, les plans de navigation et d'approche ainsi que le calendrier approximatif des activités du projet.	Avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux	Registres d'avis fournis par le projet aux pêcheurs artisanaux	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite ou au besoin en fonction du calendrier des activités du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M10 Équiper les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations, de systèmes radar ou infrarouges pouvant détecter les petites embarcations de pêche dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes.	Navires du projet équipés de systèmes radar ou infrarouges	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M11 Éclairer suffisamment les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations afin qu'ils demeurent bien visibles dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes. Ces navires seront également équipés de projecteurs pouvant servir à éclairer ou à signaler l'approche de pirogues, ainsi que de cornes de brume pour la signalisation sonore.	Navires bien éclairés en cas de mauvaise visibilité ou pendant la nuit et équipés de projecteurs	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de rapport des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation confirmés par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase des opérations et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M12 Avoir un bateau patrouilleur pour surveiller les zones d'exclusion de sécurité, et notamment patrouiller avant l'approche ou la sortie des grands navires de ces zones.	Bateau patrouilleur du projet en place	Registres des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M13 Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, avoir des agents locaux de liaison avec les pêcheurs à bord des bateaux patrouilleurs dans les zones de pêche artisanale.	Agents locaux de liaison en place à bord des bateaux patrouilleurs du projet, si nécessaire	Registre des personnes à bord des bateaux patrouilleurs du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M14 Équiper les navires de soutien et les bateaux patrouilleurs d'engins de sauvetage approuvés par la Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (Convention SOLAS) et l'OMI, qui peuvent être utilisés pour aider à secourir les pêcheurs tombés à la mer conformément aux protocoles maritimes internationaux ou en cas d'accident impliquant une pirogue avec un navire du projet. Aider à secourir tout pêcheur impliqué dans une collision avec un navire ou après le chavirement de son embarcation dans le sillage d'un navire du projet.	Équipements de sauvetage en place dans les navires du projet et assistance aux pêcheurs fournis en cas d'accident avec des navires du projet	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de signalement des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase des opérations	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
	Registres des incidents de sécurité maritime	Rapports des incidents SSSE des navires du projet	Après un incident signalé	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M16 Veiller à ce que chaque navire du projet archive les rapports d'incidents de sécurité maritime avec des pirogues et d'autres navires, y compris les accidents évités de justesse, et à ce qu'ils soient ensuite communiqués aux responsables du projet. BP effectuera un suivi des incidents de sécurité maritime et, au besoin, modifiera les règles de sécurité maritime propres au projet ainsi que les dispositions de sûreté et les arrangements de recherche et de sauvetage mis en place.	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de signalement des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase des opérations	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
	Registres des incidents de sécurité maritime	Rapport des incidents SSSE des navires du projet	Annuellement	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M25	Le projet cherchera à collaborer avec les forces de sécurité publique afin d'établir un cadre de sûreté et d'intervention approprié qui pourrait comprendre ressources, équipement, formation et protocoles d'intervention.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					
M26	Inclure dans le plan d'engagement des parties prenantes pour la sûreté du projet des dispositions relatives à l'intervention, à la gestion et à l'interface avec les forces de sécurité publique en cas d'incidents de sûreté, comme un acte de terrorisme et une entrée illégale dans les zones d'exclusion de sécurité.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					
Climat social							
Impact : IMP34 : Mécontentement social à N'Diago et à Saint-Louis en raison de la perception possible d'une perte de secteurs de pêche et d'une diminution des prises, combinée aux opportunités d'emploi limitées, à la perception de griefs et/ou de demandes d'indemnisation non satisfaits (p. ex. pour la perte d'équipements de pêche), ainsi qu'en raison du risque accru pour la sécurité des pêcheurs en mer à cause de la présence des navires du projet (impact résiduel : 2 – Faible)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M09	Émettre régulièrement des avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux, sur les infrastructures du projet, ses zones d'exclusion de sécurité, les plans de navigation et d'approche ainsi que le calendrier approximatif des activités du projet.	Avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux	Registres d'avis fournis par le projet aux pêcheurs artisanaux	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite ou au besoin en fonction du calendrier des activités du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

	Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M17	Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M18	Maintenir un agent de liaison communautaire pour N'Diago et à Saint-Louis afin de fournir un interlocuteur direct du projet aux communautés de pêcheurs.	Agents de liaison communautaire en place pour N'Diago et Saint-Louis	Registres des ressources humaines du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP/Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M20	Élaborer et mettre en œuvre un cadre d'interaction avec la pêche artisanale, assorti de dispositions visant l'engagement auprès des communautés locales relativement à l'accès aux lieux de pêche, aux griefs et aux mécanismes de recours pour des dommages aux équipements de pêche, à la sensibilisation à l'environnement, à l'amélioration des moyens de subsistance et au rôle des agents de liaison communautaire.	Cadre d'interaction avec la pêche artisanale élaboré et mis en œuvre	Document-cadre d'interaction Preuves d'activités de suivi conformes à la documentation-cadre	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M23	Mettre en œuvre un programme de sensibilisation à l'environnement en collaboration avec les écoles et les groupes communautaires locaux.	Programme de sensibilisation à l'environnement mis en œuvre dans les écoles et les groupes communautaires locaux	Registres du programme de sensibilisation à l'environnement	Une fois avant le début de la phase des opérations et, par la suite, au besoin à la suite d'une évaluation de l'efficacité du programme	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M24	Offrir une assistance technique aux programmes de recherche mutuellement consenties sur les ressources marines notamment ceux des centres nationaux de recherche océanographique des deux pays (CRODT et IMROP).	Assistance technique offerte aux programmes de recherche mutuellement consenties sur les ressources marines du CRODT et de l'IMROP	Documentation démontrant l'assistance technique de BP	Une fois avant le début de la phase des opérations et, par la suite, au besoin à la suite d'une évaluation de l'efficacité du programme	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M27	Élaborer un programme d'investissement social visant à accroître les retombées du projet pour les communautés de N'Diogo et de Saint-Louis qui sont directement touchées, y compris des activités d'amélioration des moyens de subsistance.	Élaboration d'un programme d'investissement social visant à accroître les retombées du projet pour les communautés de N'Diogo et de Saint-Louis	Documentation sur le programme d'investissement social	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle par la suite, au besoin, à la suite d'une évaluation de l'efficacité du programme	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-2 PGES – Phase des opérations : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M28	Engager un dialogue continu avec les autorités nationales, régionales et locales afin de demeurer au courant du climat social dans les communautés locales pour déterminer et, au besoin, soutenir des mesures ponctuelles pour prévenir le mécontentement social lié aux activités du projet et le risque d'escalade vers un conflit.	Réunions périodiques entre les représentants du projet et les autorités nationales, régionales et locales afin de demeurer au courant du climat social et, au besoin, déterminer et soutenir des mesures ponctuelles pour prévenir le mécontentement social lié aux activités du projet	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase des opérations et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M44	Revoir l'état du climat social à N'Diago et à Saint-Louis avant la phase des opérations en vue d'ajuster, au besoin, les mesures de mitigation prévues pour éviter ou réduire le mécontentement social.	Rapport sur le climat social à N'Diago et à Saint-Louis avec des mesures de mitigation ajustées si nécessaire	Rapport sur le climat social	Une fois avant le début de la phase des opérations	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Plusieurs composantes de l'environnement biophysique et social – Mesures de design et de contrôle des opérations							
D19	Les autorités maritimes, portuaires ou de navigation compétentes seront notifiées de l'existence de toutes les installations offshore permanentes ainsi que des zones de sécurité et des voies de navigation généralement utilisées par les navires travaillant au projet. L'emplacement des installations permanentes sera délimité sur les cartes maritimes.	Autorités maritimes, portuaires ou de navigation compétentes notifiées de l'existence de toutes les installations offshore permanentes ainsi que des zones d'exclusion de sécurité et des routes de navigation courantes qui seront utilisées par les navires liés au projet	Notification envoyée par le projet aux autorités maritimes, portuaires ou de navigation concernées	Une fois avant le début de la phase de fermeture et en cas de changements permanents de zonage lors de la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D20	Les navires du projet respecteront la Convention adoptée par l'OMI sur le Règlement international pour prévenir les abordages en mer (Convention COLREG).	Procédures des navires du projet indiquant qu'ils respectent la Convention COLREG	Documentation sur les navires du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D21	Les principaux navires du projet seront équipés d'un Système d'identification automatique de navires (SIA) embarqué, un système de transpondeurs installé à bord des navires et transmettant sur deux canaux maritimes VHF numériques.	Équipement des principaux navires du projet avec SIA	Documentation sur les navires du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et avant la mobilisation de nouveaux navires, sous réserve des progrès de la technologie de la communication au moment de la fermeture	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D22	Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, des procédures de communication standards seront utilisées pour le trafic et le transport maritime international, auxquelles s'ajouteront la présence de bateaux patrouilleurs ou de navires de soutien à proximité du forage, de la pose des conduites et du terminal du hub GNL pour éviter les collisions avec les navires plus larges.	Procédures de communication utilisées par les navires du projet	Documentation sur les navires du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Délimitation correcte des zones d'exclusion de sécurité	Reconnaissance visuelle de la délimitation des zones d'exclusion de sécurité				
D23	Des renseignements seront fournis aux flottes nationales de pêche industrielle de la Mauritanie et du Sénégal pour les informer des zones d'exclusion de sécurité et leur communiquer les cartes de navigation applicables.	Informations fournies aux flottes nationales de pêche industrielle sur les zones d'exclusion de sécurité et les cartes de navigation applicables	Notification envoyée par le projet aux autorités responsables ou aux organisations représentant la pêche industrielle nationale	Une fois avant le début de la phase de fermeture et après les changements permanents de zonage pendant la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D24	Les zones d'exclusion de sécurité seront délimitées sur les cartes de navigation applicables, et une procédure de communication sera élaborée pour faire connaître l'emplacement des zones d'exclusion de sécurité aux communautés locales de pêcheurs. Cette mesure vise à permettre aux pirogues d'éviter les zones d'exclusion de sécurité.	Emplacement des zones d'exclusion de sécurité communiqué aux communautés locales de pêcheurs	Dossiers d'information fournis par le projet aux communautés locales de pêcheurs	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon trimestrielle, ou au besoin en fonction du suivi des violations de la zone d'exclusion pendant la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D26	Un plan de sûreté des sites sera élaboré, comprenant les mesures de sûreté prévues pour chaque installation, ainsi que les modalités de soutien fournies par les gouvernements.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					
D41	Il est attendu que les entrepreneurs se conforment aux exigences légales et aux normes applicables au moment de la fermeture, notamment aux normes de SSSE et aux exigences de performance.	Conformité de l'entrepreneur avec les exigences légales et les normes applicables	Document de rapprochement entre les exigences SSSE de BP et celles des entrepreneurs	Une fois, à l'exécution du contrat	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D42	Un plan préliminaire de fermeture sera élaboré pour les installations offshores du projet, prenant en considération notamment l'abandon des puits, le retrait des hydrocarbures des conduites d'écoulement, la fermeture des installations y compris sous-marines ainsi que des options pour l'élimination ¹⁸² des équipements et des matériaux.	Plan préliminaire de fermeture	Documentation du plan préliminaire de fermeture	Une fois après l'achèvement du plan préliminaire	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

¹⁸² Dans ce cas, l'élimination comprend les pratiques de traitement, réutilisation, recyclage et élimination finale.

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D43	Un plan final de fermeture détaillé sera élaboré à l'approche de la phase de fermeture pour les installations offshore du projet, prenant en considération l'abandon des puits, le retrait des hydrocarbures des conduites d'écoulement, la fermeture des installations y compris sous-marines ainsi que des options pour l'élimination ¹⁸³ des équipements et des matériaux.	Plan de fermeture détaillé	Documentation du plan de fermeture détaillé	Une fois avant le début de la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D44	Les puits seront abandonnés conformément aux bonnes pratiques industrielles et aux lois applicables. Une inspection du fond marin pour la présence de débris sera effectuée à la fin du programme d'abandon des puits.	Abandon de puits effectué conformément aux bonnes pratiques industrielles et à la législation applicables; inspection des puits après l'abandon	Document Bases de conception de l'obturation et de l'abandon de puits (<i>Well Plug and Abandon Basis of Design</i>), ainsi qu'un rapport d'inspection du fond marin	Une fois après l'achèvement du plan et après l'achèvement de l'inspection	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

¹⁸³ Dans ce cas, l'élimination comprend les pratiques de traitement, réutilisation, recyclage et élimination finale.

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D45	Les autorités maritimes, portuaires ou de navigation compétentes seront notifiées de l'existence de toutes les installations offshores qui demeurent en place après la fermeture, ainsi que des zones de sécurité correspondantes. L'emplacement des installations permanentes sera délimité sur les cartes maritimes.	Autorités maritimes, portuaires ou de navigation compétentes notifiées de l'existence de toutes les installations offshores permanentes qui demeurent en place après la fermeture, ainsi que des zones de sécurité correspondantes.	Notification envoyée par le projet aux autorités maritimes, portuaires ou de navigation concernées	Une fois avant la fin de la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Érosion côtière							
Impact : IMP05 : Accrétion ou réduction de l'érosion naturelle de la Langue de Barbarie (par rapport à la situation sans brise-lames) de jusqu'à 13 m sur 10 ans près de la frontière de la Mauritanie et du Sénégal et s'étendant sur environ 8 km vers le sud, accompagnée d'une augmentation maximale de 6 m sur 10 ans du taux d'érosion côtière (par rapport à la situation sans brise-lames) plus au sud, sur environ 2 km de côte, débutant à l'extrême sud du quartier de l'Hydrobase (impact résiduel : 2 – Faible)					Pays : Sénégal		
M40	a) Afin d'améliorer la compréhension de l'équilibre dynamique côtier à long terme, le projet va élaborer et mettre en œuvre un plan de suivi de la ligne côtière pendant le cycle de vie du projet. Le suivi de la ligne côtière débutera avant la construction du brise-lames, c'est-à-dire avant 2020. Il inclura la collecte de données bathymétriques additionnelles le long de la côte de Saint-Louis, y compris l'embouchure du fleuve Sénégal. Le projet visera à impliquer des universitaires locaux dans la mise en œuvre du plan de suivi de la ligne côtière. Les autorités concernées et les communautés locales seront informées des résultats du suivi.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
<p>b) Les données collectées dans le cadre de la mise en œuvre du plan de suivi de la ligne côtière seront utilisées pour la mise à jour de la modélisation de la ligne côtière (en annexe I-3) devant être complétée avant la construction du brise-lames, c'est-à-dire en 2020. Des mises à jour additionnelles de la modélisation seront conduites à des étapes clefs du cycle de vie du projet lorsque de nouvelles informations ayant le potentiel d'avoir un impact significatif sur les résultats de la modélisation deviendront disponibles.</p> <p>c) BP cherchera à obtenir les autorisations nécessaires pour partager les données utiles aux études morphologiques initiées par le gouvernement et aux études menées par des universitaires locaux.</p> <p>d) un plan de contingence pour la ligne côtière sera élaboré par le projet en consultation avec les autorités concernées si les résultats du suivi de la ligne côtière et la modélisation démontrent clairement et systématiquement, dans la durée du projet, des impacts négatifs liés au projet GTA-Phase 1 qui excèdent ceux actuellement identifiés dans le rapport d'EIES du projet GTA-Phase 1 (notamment à la section 7.3.3).</p>						

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M41	Offrir un support technique spécialisé aux responsables des études menées par les autorités locales ou nationales sur la gestion côtière de Saint-Louis.	Soutien technique spécialisé offert pour améliorer les processus locaux de gestion côtière	Documentation du projet	Avant la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M45	Un plan final de fermeture sera élaboré et soumis à l'approbation des autorités vers la fin de la durée de vie opérationnelle; il tiendra compte d'études morphologiques et de données supplémentaires recueillies, le cas échéant.	Approbation réglementaire du plan final de fermeture	Documentation du plan final de fermeture et approbation par les organismes de réglementation	Une fois avant le début de la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
Mammifères marins, tortues de mer, espèces menacées, aires protégées et biodiversité							
Impacts : IMP16 : Collision potentielle avec un navire entraînant des blessures ou la mort de mammifères marins (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP19 : Collision potentielle avec un navire entraînant des blessures ou la mort de tortues de mer (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP23 : Perturbation, possibilité de blessures auditives, collision entre des espèces menacées et des navires en opération (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP24 : Introduction d'espèces non indigènes ou invasives (impact résiduel : 2 – Faible) IMP25 : Perturbations comportementales de la faune dans les aires protégées ou dans d'autres aires d'intérêt pour la conservation (impact résiduel : 2 – Faible) IMP26 : Perturbations comportementales des espèces menacées (impact résiduel : 2 – Faible)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M06	Les opérateurs de navire mettront en œuvre des protocoles d'évitement afin de réduire les probabilités de collision des navires avec les mammifères marins et les tortues de mer (y compris le compte rendu des incidents au cours desquels des individus d'espèces protégées ont été tués ou blessés).	Protocole d'évitement des collisions de navires Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole d'évitement des collisions de navires.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de fermeture	Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Navigation maritime							
Impact : IMP28 : Risque de collision entre les navires du projet et des pirogues en raison des mouvements des navires (impact résiduel : 1 – Négligeable)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M08	Élaborer et mettre en œuvre un programme de formation et de sensibilisation destiné aux communautés locales de pêcheurs pour les informer des règles de sécurité maritime associées au projet.	Programme de formation et de sensibilisation sur les règles de sécurité maritime applicables au projet et mises en œuvre dans les communautés locales de pêcheurs	Registres de formation et de sensibilisation	Une fois avant le début de la phase de fermeture et tous les semestres par la suite	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M09	Émettre régulièrement des avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux, sur les infrastructures du projet, ses zones d'exclusion de sécurité, les plans de navigation et d'approche ainsi que le calendrier approximatif des activités du projet.	Avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux	Registres d'avis fournis par le projet aux pêcheurs artisanaux	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon trimestrielle par la suite ou au besoin en fonction du calendrier des activités du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M10	Équiper les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations, de systèmes radar ou infrarouges pouvant détecter les petites embarcations de pêche dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes.	Navires du projet équipés de systèmes radar ou infrarouges	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois pour les navires du projet offshores avant la mobilisation ou au besoin en fonction des progrès de la technologie au moment de la fermeture	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M11	Éclairer suffisamment les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations afin qu'ils demeurent bien visibles dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes. Ces navires seront également équipés de projecteurs pouvant servir à éclairer ou à signaler l'approche de pirogues, ainsi que de cornes de brume pour la signalisation sonore.	Navires bien éclairés en cas de mauvaise visibilité ou pendant la nuit et équipés de projecteurs Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de rapport des interactions avec la pêche artisanale.	Liste de l'équipement des navires du projet Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant la mobilisation des navires du projet offshore	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M12	Avoir un bateau patrouilleur pour surveiller les zones d'exclusion de sécurité, et notamment patrouiller avant l'approche ou la sortie des grands navires de ces zones.	Bateau patrouilleur du projet en place	Registres des navires du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et tous les semestres	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M13	Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, avoir des agents locaux de liaison avec les pêcheurs à bord des bateaux patrouilleurs dans les zones de pêche artisanale.	Agents locaux de liaison en place à bord des bateaux patrouilleurs du projet, si nécessaire	Registre des personnes à bord des bateaux patrouilleurs du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon trimestrielle ou au besoin en fonction des progrès de la technologie au moment de la fermeture	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M14	Équiper les navires de soutien et les bateaux patrouilleurs d'engins de sauvetage approuvés par la Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (Convention SOLAS) et l'OMI, qui peuvent être utilisés pour aider à secourir les pêcheurs tombés à la mer conformément aux protocoles maritimes internationaux ou en cas d'accident impliquant une pirogue avec un navire du projet. Aider à secourir tout pêcheur impliqué dans une collision avec un navire ou après le chavirement de son embarcation dans le sillage d'un navire du projet.	Équipements de sauvetage en place dans les navires du projet et assistance aux pêcheurs fournis en cas d'accident avec des navires du projet	Liste de l'équipement des navires du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de signalement des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de fermeture	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Registres des incidents de sécurité maritime	Rapports des incidents SSSE des navires du projet	Après un incident signalé	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M15	En cas de collision, BP informera dès que possible, les autorités nationales compétentes, soit la Garde côtes mauritanienne en Mauritanie et la HASSMAR au Sénégal.	Autorités nationales informées en cas de collision	Dossiers d'information fournis par le projet aux autorités nationales	Après une collision signalée	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M16	Veiller à ce que chaque navire du projet archive les rapports d'incidents de sécurité maritime avec des pirogues et d'autres navires, y compris les accidents évités de justesse, et à ce qu'ils soient ensuite communiqués aux responsables du projet. BP effectuera un suivi des incidents de sécurité maritime et, au besoin, modifiera les règles de sécurité maritime propres au projet ainsi que les dispositions de sûreté et les arrangements de recherche et de sauvetage mis en place.	Le programme d'intégration des capitaines couvre le protocole de signalement des interactions avec la pêche artisanale.	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début de la phase de fermeture	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Registres des incidents de sécurité maritime	Rapport des incidents SSSE sur les navires du projet	De façon trimestrielle	Entrepreneur, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M17	Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon trimestrielle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M18	Maintenir un agent de liaison communautaire pour N'Diago et à Saint-Louis afin de fournir un interlocuteur direct du projet aux communautés de pêcheurs.	Agents de liaison communautaire en place pour N'Diago et Saint-Louis	Registres des ressources humaines du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon trimestrielle	BP/Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Santé, sécurité et sûreté des communautés							
Impacts : IMP30 : Risque de conflits entre les pêcheurs et les forces de sécurité publique si certains pêcheurs doivent être escortés hors des zones d'exclusion de sécurité (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP31 : Risque d'un acte terroriste ciblant les installations de production de gaz, avec pour effet d'accroître le niveau du risque terroriste à l'échelle nationale (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M08	Élaborer et mettre en œuvre un programme de formation et de sensibilisation destiné aux communautés locales de pêcheurs pour les informer des règles de sécurité maritime associées au projet.	Programme de formation et de sensibilisation sur les règles de sécurité maritime applicables au projet et mises en œuvre dans les communautés locales de pêcheurs	Registres de formation et de sensibilisation	Une fois avant le début de la phase de fermeture et tous les semestres par la suite	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M17	Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon trimestrielle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M25	Le projet cherchera à collaborer avec les forces de sécurité publique afin d'établir un cadre de sûreté et d'intervention approprié qui pourrait comprendre ressources, équipement, formation et protocoles d'intervention.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M26	Inclure dans le plan d'engagement des parties prenantes pour la sûreté du projet des dispositions relatives à l'intervention, à la gestion et à l'interface avec les forces de sécurité publique en cas d'incidents de sûreté, comme un acte de terrorisme et une entrée illégale dans les zones d'exclusion de sécurité.	BP ne sera pas en mesure de partager les détails en question, en raison de leur caractère confidentiel					
Climat social							
Impact : IMP34 : Mécontentement social à N'Diago et à Saint-Louis en raison de la perception possible d'une perte de secteurs de pêche et d'une diminution des prises, combinée aux opportunités d'emploi limitées, à la perception de griefs et/ou de demandes d'indemnisation non satisfaits (p. ex. pour la perte d'équipements de pêche), ainsi qu'en raison du risque accru pour la sécurité des pêcheurs en mer à cause de la présence des navires du projet (impact résiduel : 1 – Négligeable)					Pays : Mauritanie et Sénégal		
M17	Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs accessible et en place, incluant le suivi et les résolutions	Registres du mécanisme de règlement des griefs du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon trimestrielle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M18	Maintenir un agent de liaison communautaire pour N'Diago et à Saint-Louis afin de fournir un interlocuteur direct du projet aux communautés de pêcheurs.	Agents de liaison communautaire en place pour N'Diago et Saint-Louis	Registres des ressources humaines du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon trimestrielle	BP/Entrepreneur	BP	Inclus dans les coûts du projet
M19	Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.	Réunions entre les représentants du projet et les conseils communautaires à N'Diago et à Saint-Louis	Registres des réunions du projet	Une fois avant le début de la phase de fermeture et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-3 PGES – Phase de fermeture : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M24	Offrir une assistance technique aux programmes de recherche mutuellement consenties sur les ressources marines notamment ceux des centres nationaux de recherche océanographique des deux pays (CRODT et IMROP).	Assistance technique offerte aux programmes de recherche mutuellement consenties sur les ressources marines du CRODT et de l'IMROP	Documentation démontrant l'assistance technique de BP	Une fois avant la fin de la phase de fermeture et au besoin à la suite d'une évaluation de l'efficacité du programme pendant la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M27	Élaborer un programme d'investissement social visant à accroître les retombées du projet pour les communautés de N'Diogo et de Saint-Louis qui sont directement touchées, y compris des activités d'amélioration des moyens de subsistance.	Élaboration d'un programme d'investissement social visant à accroître les retombées du projet pour les communautés de N'Diogo et de Saint-Louis	Documentation sur le programme d'investissement social	Pendant la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M28	Engager un dialogue continu avec les autorités nationales, régionales et locales afin de demeurer au courant du climat social dans les communautés locales pour déterminer et, au besoin, soutenir des mesures ponctuelles pour prévenir le mécontentement social lié aux activités du projet et le risque d'escalade vers un conflit.	Réunions périodiques entre les représentants du projet et les autorités nationales, régionales et locales afin de demeurer au courant du climat social et, au besoin, déterminer et soutenir des mesures ponctuelles pour prévenir le mécontentement social lié aux activités du projet	Registres des réunions du projet	Pendant la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M46	Revoir l'état du climat social à N'Diogo et à Saint-Louis avant la phase de fermeture en vue d'ajuster, au besoin, les mesures de mitigation prévues pour éviter ou réduire le mécontentement social.	Rapport sur le climat social à N'Diogo et à Saint-Louis avec des mesures de mitigation ajustées si nécessaire	Rapport sur le climat social	Une fois avant le début de la phase de fermeture	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Plusieurs composantes de l'environnement biophysique et social – Mesures de design et de contrôle des opérations							
D101	Les puits sont conçus selon les pratiques et les procédures d'ingénierie documentées de BP en matière de conception et de construction de puits, et conformément aux normes internationales reconnues. Certaines de ces pratiques et procédures portent précisément sur les blocs obturateurs de puits (BOP et arbres de Noël sous-marins [<i>X-mas trees</i> en anglais]), sur d'autres barrières de contrôle de puits et sur l'isolement de toute zone perméable.	La conception des puits est conforme aux pratiques d'ingénierie documentées de BP et la construction respecte les normes internationales reconnues.	Documentation sur les bases de conception des puits (<i>Well Basis of Design Documentation</i>) sur le transfert des puits	Une fois avant l'approbation de la conception du puits et du processus de construction Après le transfert de la construction du puits à la production du puits	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet
D102	BP procédera à des audits d'assurance avant d'accepter le navire de forage pour confirmer que tous les systèmes essentiels, dont les BOP sous-marins et l'équipement de contrôle de puits de surface, sont conformes aux standards de performance.	Audits d'assurance confirmant que tous les systèmes critiques tels que les BOP sous-marins et l'équipement de surface de contrôle du puits respectent les normes en matière de performance.	Documentation sur l'alimentation de l'appareil de forage et sur la pratique opérationnelle de démarrage	Une fois avant la démobilisation du navire de forage	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D103	Des mesures de conception seront intégrées aux FPSO et FLNG pour contenir les déversements mineurs, p. ex. des zones de rétention sur les ponts de processus servant à contenir de petites quantités d'hydrocarbures déversés, un dispositif de confinement connecté aux drains et aux réservoirs d'égouttures, et la minimisation des déversements ou débordements éventuels des systèmes de stockage de diesel et de transfert grâce à une bonne conception des réservoirs et de systèmes de mesure. Le FPSO et le FLNG seront des navires à double coque.	Mesures de conception visant à contenir les déversements mineurs incorporées aux FPSO et FLNG; les deux navires sont dotés d'une double coque.	Documentation d'ingénierie sur les bases de conception du FPSO et du FLNG (<i>Basis of Design</i>)	Une fois avant l'approbation de la conception du FPSO et du FLNG	Entrepreneurs	Entrepreneurs, BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D104	Des mesures de gestion et de mitigation seront mises en place pour prévenir et/ou minimiser la possibilité de déversement liée à l'installation et à l'exploitation des installations sous-marines. Celles-ci peuvent inclure une spécification pour la conception des conduites d'écoulement, l'application de codes de conception adéquats (p. ex. surépaisseur anticorrosion) et le recours à un inhibiteur de corrosion. BP instaurera également un programme d'inspection et de maintenance proactif des pipelines axé sur les risques.	Mesures de gestion et de mitigation en place en vue de la prévention ou de la réduction de la probabilité d'un déversement pour l'installation et l'exploitation des installations sous-marines	Documentation d'ingénierie sur les bases de conception des installations sous-marines (<i>Subsea Basis of Design</i>) Registres des vérifications de fuite inclus dans la base de données d'achèvement Vérification finale de la construction Certificat international de prévention de la pollution par les hydrocarbures	Une fois avant le démarrage Assurance maritime en cours	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Programme proactif de contrôle et d'inspection des pipelines axé sur les risques	Documentation sur le programme proactif de contrôle et d'inspection des pipelines axé sur les risques	Une fois avant l'approbation des procédures de conception et d'exploitation	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D105	Les enrouleurs et les boyaux qui serviront au transfert d'hydrocarbures et de produits chimiques seront conçus, exploités et entretenus de façon à éviter les déversements. Des procédures opérationnelles seront mises en place pour prévenir les risques de déversement, y compris l'utilisation de plateaux d'égouttage et d'autres dispositifs pour éviter les déversements liés aux valves ou aux changements de lubrifiants par exemple.	Conception, exploitation et entretien des dévidoirs et des tuyaux pour les transferts d'hydrocarbures et de produits chimiques, et procédure d'exploitation en place pour éviter les déversements	Documentation du projet contenant de l'information sur la conception, l'exploitation et l'entretien des dévidoirs et des tuyaux, et procédures d'exploitation Fiches de données du fournisseur	Selon ce qui est déterminé par chaque programme d'inspection et d'entretien	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D106	Les carburants, les produits chimiques et l'huile de lubrification seront stockés dans des zones de confinement ou des réservoirs de stockage désignés, à bord des navires du projet.	Carburants, produits chimiques et huiles de lubrification entreposés dans des zones de confinement ou des réservoirs de stockage désignés à bord des navires du projet	Reconnaissance visuelle de l'emplacement d'entreposage des carburants, des produits chimiques et des huiles de lubrification Procédures de manipulation et d'entreposage des produits chimiques et du carburant	Une fois avant que les navires du projet commencent leurs activités	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D107	Procéder régulièrement à l'entretien et à l'inspection du matériel essentiel à la sécurité durant la construction et les opérations.	Entretien de routine et inspection des équipements essentiels à la sécurité	Rapports d'entretien de routine et d'inspection	Une fois avant le début du projet et par la suite selon ce qui est déterminé par chaque programme d'inspection et d'entretien	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D108	Des processus et des procédures seront mis en place dans le but de maintenir la sécurité de la navigation en tout temps pendant le projet. Les feux d'obstacle, les feux de navigation et les cornes de brume seront tenus en bon état de fonctionnement à bord du navire de forage, des navires de ravitaillement, du FPSO et du brise-lames/hub. Des systèmes de communication radio en bon état de fonctionnement seront mis en place et serviront à communiquer avec les autres navires au besoin.	Processus et procédures de sécurité de navigation en place à bord du navire de forage, des PSV, du FPSO et du brise-lames ou du hub	Documentation sur les Processus de sécurité de navigation des navires du projet et les procédures	Une fois avant le début du projet et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Programme d'intégration des capitaines	Documents de formation fournis par BP / registres de formation des entrepreneurs des navires	Une fois avant le début du projet et avant la mobilisation de nouveaux navires	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Équipement de sécurité de navigation et systèmes de communication en état de fonctionnement à bord du navire de forage, des PSV, du FPSO et du brise-lames/hub	Reconnaissance visuelle de l'équipement de sécurité de navigation à bord	Une fois avant le début de chaque phase du projet et par la suite, tel que déterminé par le programme d'assurance maritime	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D109	Autour du navire de forage, du FPSO et du hub/brise-lames, une zone d'exclusion de sécurité (rayon estimatif de 500 m) sera interdite aux navires qui ne participent pas au projet. Des procédures opérationnelles seront mises en œuvre afin de permettre de réduire davantage le risque de collision entre les navires, par exemple en limitant les visites des navires par mauvais temps, en définissant des zones interdites à la navigation à l'intérieur de la zone d'exclusion de sécurité et en établissant des procédures d'approche convenues pour le navire de forage, le FPSO et le FLNG/brise-lames.	Zones d'exclusion de sécurité appliquées autour du navire de forage, du FPSO et du hub ou du brise-lames	Des preuves documentaires de la délimitation des zones d'exclusion de sécurité Cartes de navigation applicables	Une fois avant le début de chaque phase du projet et après les changements de zonage	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Procédures d'exploitation en place pour réduire davantage les risques de collision de navires	Documentation sur les procédures d'exploitation pour réduire les risques de collision de navires	Une fois avant le début de chaque phase du projet	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D110	Des mesures seront mises en œuvre afin de permettre de réduire le risque de déversement d'hydrocarbures provenant des navires d'approvisionnement, de patrouille et d'installation, grâce au choix de navires conformes aux codes de l'OMI pour la prévention de la pollution par les hydrocarbures. Tous les navires seront dotés, s'il y a lieu, d'un plan d'urgence de bord contre la pollution par les hydrocarbures (SOPEP).	Mesures visant à réduire le risque de déversement d'hydrocarbures sur les navires de ravitaillement, de patrouille et d'installation	Documentation sur la réduction du risque de déversement d'hydrocarbures par les navires du projet Certificat international de prévention de la pollution par les hydrocarbures	Une fois avant que les navires du projet commencent leurs activités	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
		Plan d'urgence de bord contre la pollution par les hydrocarbures à bord de tous les navires du projet	Certificat international de prévention de la pollution par les hydrocarbures	Une fois avant que les navires du projet commencent leurs activités	Entrepreneurs, BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D111	Élaborer un plan d'intervention d'urgence de contrôle à la source (PIUCS) prévoyant des mesures de confinement et de coiffage [capping en anglais] des puits ainsi que des puits de secours.	PIUCS élaboré	Documentation sur le PIUCS	Une fois avant le début du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D112	Élaborer un plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) prévoyant une série de stratégies d'intervention pour différents scénarios de déversement.	PUDH élaboré	Documentation sur le PUDH	Une fois avant le début de chaque phase du projet et de façon annuelle par la suite	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D113	L'équipement d'intervention pour les déversements de niveau Tier 1 sera disponible et entretenu conformément aux procédures internes et aux bonnes pratiques industrielles internationales durant la construction, les opérations et la fermeture.	L'équipement d'intervention en cas de déversement de niveau 1 sera disponible et entretenu.	Registres de reconnaissance visuelle et d'inspection	Une fois avant le début du projet et de façon annuelle	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D114	Des ententes contractuelles seront conclues avec des entrepreneurs spécialisés capables d'appuyer l'intervention en cas de déversement. Ces ententes comporteront des procédures pour vérifier la disponibilité et la capacité de ces entrepreneurs.	Arrangements contractuels avec des entrepreneurs spécialisés qui peuvent soutenir l'intervention en cas de déversement	Contrats	Une fois avant le début du projet et par la suite selon le calendrier de renouvellement	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D115	Effectuer des exercices d'intervention en cas de déversement et des formations.	Exercices de routine et formation sur l'intervention en cas de déversement	Rapports d'exercices et de formation	Une fois avant le début du projet et par la suite selon le programme d'exercices convenu	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
D116	Cartographier les zones sensibles aux déversements d'hydrocarbures en mettant en lumière les ressources à risque.	Carte de sensibilité aux déversements d'hydrocarbures mettant en évidence les ressources à risque	Carte	Une fois avant le début du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D117	BP procédera à une évaluation (p.ex. SIMA [<i>Spill Impact Mitigation Assessment</i>], soit une Évaluation de la mitigation des impacts liés à un déversement) des mesures de mitigation des impacts liés au déversement pour déterminer les risques et les avantages des divers outils et techniques d'intervention avant de les mettre en œuvre.	Évaluation des risques et des avantages de différents outils ou techniques d'intervention	Rapport d'évaluation	Une fois avant le début du forage	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D118	Conformément aux dispositions du PUDH, BP demandera, le cas échéant, l'approbation des autorités réglementaires pour l'utilisation d'agents dispersants ou le recours au brûlage in situ.	Approbation par l'organisme de réglementation de l'utilisation de dispersants ou de la combustion in situ	Correspondance	Une fois avant le début du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
D119	L'entrepreneur sera tenu de signaler à BP tous les incidents, y compris les quasi-incidents, selon les protocoles établis.	Incidents, y compris les accidents évités de justesse, signalés à BP	Rapports d'incidents SSSE des entrepreneurs	Après un incident signalé	Entrepreneurs	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Qualité de l'eau							
Impacts : IMP101 : Modifications de la qualité de l'eau liées à des concentrations élevées d'hydrocarbures dans la colonne d'eau et à la surface de la mer suite à l'éruption d'un puits (impact résiduel : 2 – Faible) IMP102 : Modifications de la qualité de l'eau liées à des concentrations élevées d'hydrocarbures dans la colonne d'eau et à la surface de la mer suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire (impact résiduel : 2 – Faible) IMP103 : Modifications de la qualité de l'eau dans l'estuaire du fleuve Sénégal liées à des concentrations élevées d'hydrocarbures dans la colonne d'eau suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire (impact résiduel : 2 – Faible) IMP104 : Modifications de la qualité de l'eau liées à des concentrations élevées d'hydrocarbures dans la colonne d'eau et à la surface de la mer suite à une collision avec un navire poseur de conduites (eaux du Sénégal) (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M101	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, les méthodes d'intervention tactique qui peuvent être envisagées dans le cadre du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) comprennent la surveillance et le suivi, le confinement et la récupération en mer, l'épandage d'agents dispersants sous l'eau et en surface, le brûlage in situ, la protection du littoral, le nettoyage du littoral ainsi que l'intervention auprès de la faune affectée.	Méthodes d'intervention tactique en place en cas de déversement d'hydrocarbures	Documentation couvrant l'intervention tactique	Une fois avant le début du projet et si nécessaire	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M102	Toutes les mesures d'intervention feront l'objet d'un suivi continu pour veiller à ce qu'elles demeurent efficaces. L'équipe d'intervention sera tenue au courant de la situation et des efforts d'intervention.	Suivi des mesures d'intervention assurant leur efficacité	Documentation sur le système de suivi	À la suite d'un événement accidentel, une vérification régulière sera effectuée jusqu'à la conclusion de l'incident.	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M103	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, un programme de technique d'évaluation et nettoyage du littoral (SCAT) sera mis en œuvre pour faciliter le nettoyage et la réhabilitation du littoral, s'il y a lieu.	Le programme SCAT est mis en œuvre si les hydrocarbures sont susceptibles d'atteindre la côte.	Documentation relative à la mise en œuvre du programme SCAT	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M104	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, une équipe de nettoyage et de réhabilitation sera mobilisée sur les zones touchées. BP pourra également faire appel à des experts pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages, au besoin.	Une équipe de nettoyage et de réhabilitation de la côte est mobilisée sur les zones touchées au cas où les hydrocarbures atteindraient la côte.	Documentation sur la mobilisation	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
		Expertise spécialisée engagée pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages au besoin	Documentation sur la mobilisation de l'expertise spécialisée	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M105	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, suivre les exigences des réglementations nationales en matière de déclaration et de notification, en se servant des protocoles établis, s'étendant à toutes les parties intéressées externes concernées.	Incident signalé et notification diffusée	Registres de notification des incidents	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M112	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement de grande envergure, un suivi spécifique (p. ex. le suivi des effets sur l'environnement) pourrait être nécessaire et élaboré en consultation avec les autorités nationales compétentes.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
Oiseaux, mammifères marins et tortues de mer						
<p>Impacts : <i>Oiseaux</i> IMP105 : Exposition d'oiseaux à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; quelques impacts létaux et de nombreux impacts sublétaux découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures suite à l'éruption d'un puits (impact résiduel : 3 – Moyen) IMP106 : Exposition d'oiseaux à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; quelques impacts létaux et de nombreux impacts sublétaux découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire (impact résiduel : 3 – Moyen) IMP107 : Exposition d'oiseaux à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; quelques impacts létaux et de nombreux impacts sublétaux découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures suite à une collision avec un navire poseur de conduites (impact résiduel : 3 – Moyen)</p> <p><i>Mammifères marins</i> IMP108 : Exposition de phoques moines méditerranéens à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; impacts létaux présumés découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures déversés suite à l'éruption d'un puits (impact résiduel : 3 – Moyen) IMP109 : Exposition de phoques moines méditerranéens à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; impacts létaux présumés découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures déversés suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire (impact résiduel : 3–Moyen) IMP110 : Exposition de phoques moines méditerranéens à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; impacts létaux présumés découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures déversés suite à une collision avec un navire poseur de conduites (impact résiduel : 3 – Moyen)</p> <p><i>Tortues de mer</i> IMP111 : Exposition de tortues de mer à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; certains impacts létaux sur les tortues de tous les groupes d'âge et plusieurs impacts sublétaux sur les tortues découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures déversés suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire (impact résiduel : 3 – Moyen) IMP112 : Exposition de tortues de mer à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; certains impacts létaux sur les tortues de tous les groupes d'âge et plusieurs impacts sublétaux sur les tortues découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures déversés suite à une collision avec un navire poseur de conduites (impact résiduel : 3 – Moyen)</p>				<p>Pays : Mauritanie et Sénégal</p>		

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M101	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, les méthodes d'intervention tactique qui peuvent être envisagées dans le cadre du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) comprennent la surveillance et le suivi, le confinement et la récupération en mer, l'épandage d'agents dispersants sous l'eau et en surface, le brûlage in situ, la protection du littoral, le nettoyage du littoral ainsi que l'intervention auprès de la faune affectée.	Méthodes d'intervention tactique en place en cas de déversement d'hydrocarbures	Documentation couvrant l'intervention tactique	Une fois avant le début du projet et si nécessaire	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M102	Toutes les mesures d'intervention feront l'objet d'un suivi continu pour veiller à ce qu'elles demeurent efficaces. L'équipe d'intervention sera tenue au courant de la situation et des efforts d'intervention.	Suivi des mesures d'intervention assurant leur efficacité	Documentation sur le système de suivi	À la suite d'un événement accidentel, une vérification régulière sera effectuée jusqu'à la conclusion de l'incident.	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M103	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, un programme de technique d'évaluation et nettoyage du littoral (SCAT) sera mis en œuvre pour faciliter le nettoyage et la réhabilitation du littoral, s'il y a lieu.	Le programme SCAT est mis en œuvre si les hydrocarbures sont susceptibles d'atteindre la côte.	Documentation relative à la mise en œuvre du programme SCAT	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M104	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, une équipe de nettoyage et de réhabilitation sera mobilisée sur les zones touchées. BP pourra également faire appel à des experts pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages, au besoin.	Une équipe de nettoyage et de réhabilitation de la côte est mobilisée sur les zones touchées au cas où les hydrocarbures atteindraient la côte.	Documentation sur la mobilisation	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
		Expertise spécialisée engagée pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages au besoin	Documentation sur la mobilisation de l'expertise spécialisée	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M105	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, suivre les exigences des réglementations nationales en matière de déclaration et de notification, en se servant des protocoles établis, s'étendant à toutes les parties intéressées externes concernées.	Incident signalé et notification diffusée	Registres de notification des incidents	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M112	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement de grande envergure, un suivi spécifique (p. ex. le suivi des effets sur l'environnement) pourrait être nécessaire et élaboré en consultation avec les autorités nationales compétentes.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
Espèces menacées et aires protégées						
<p>Impacts :</p> <p>IMP113 : Hydrocarbures dans la colonne d'eau ou sur le littoral, avec notamment des impacts sur les zones désignées comme aires marines ou terrestres protégées. Les impacts peuvent comprendre la perte de végétation, la destruction d'habitats et des blessures ou la mort infligées à la faune marine ou terrestre suite à l'éruption d'un puits (impact résiduel : 2 – Faible)</p> <p>IMP114 : Contamination aux hydrocarbures d'espèces menacées entraînant de la mortalité suite à l'éruption d'un puits (impact résiduel : 1 – Négligeable à 3 – Moyen)</p> <p>IMP115 : Hydrocarbures dans la colonne d'eau ou sur le littoral, avec notamment des impacts sur les zones désignées comme aires marines ou terrestres protégées. Les impacts peuvent comprendre la perte de végétation, la destruction d'habitats et des blessures ou la mort infligées à la faune marine ou terrestre suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire (impact résiduel : 2 – Faible)</p> <p>IMP116 : Contamination aux hydrocarbures d'espèces menacées entraînant de la mortalité suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire (impact résiduel : 1 – Négligeable à 3 – Moyen)</p> <p>IMP117 : Hydrocarbures dans la colonne d'eau ou sur le littoral, avec notamment des impacts sur les zones désignées comme aires marines ou terrestres protégées. Les impacts peuvent comprendre la perte de végétation, la destruction d'habitats et des blessures ou la mort infligées à la faune marine ou terrestre suite à une collision avec un navire poseur de conduites (impact résiduel : 2 – Faible)</p> <p>IMP118 : Contamination aux hydrocarbures d'espèces menacées entraînant de la mortalité suite à une collision avec un navire poseur de conduites (impact résiduel : 1 – Négligeable à 3 – Moyen)</p>				<p>Pays : Mauritanie et Sénégal</p>		

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M101	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, les méthodes d'intervention tactique qui peuvent être envisagées dans le cadre du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) comprennent la surveillance et le suivi, le confinement et la récupération en mer, l'épandage d'agents dispersants sous l'eau et en surface, le brûlage in situ, la protection du littoral, le nettoyage du littoral ainsi que l'intervention auprès de la faune affectée.	Méthodes d'intervention tactique en place en cas de déversement d'hydrocarbures	Documentation couvrant l'intervention tactique	Une fois avant le début du projet et si nécessaire	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M102	Toutes les mesures d'intervention feront l'objet d'un suivi continu pour veiller à ce qu'elles demeurent efficaces. L'équipe d'intervention sera tenue au courant de la situation et des efforts d'intervention.	Suivi des mesures d'intervention assurant leur efficacité	Documentation sur le système de suivi	À la suite d'un événement accidentel, une vérification régulière sera effectuée jusqu'à la conclusion de l'incident.	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M103	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, un programme de technique d'évaluation et nettoyage du littoral (SCAT) sera mis en œuvre pour faciliter le nettoyage et la réhabilitation du littoral, s'il y a lieu.	Le programme SCAT est mis en œuvre si les hydrocarbures sont susceptibles d'atteindre la côte.	Documentation relative à la mise en œuvre du programme SCAT	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M104	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, une équipe de nettoyage et de réhabilitation sera mobilisée sur les zones touchées. BP pourra également faire appel à des experts pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages, au besoin.	Une équipe de nettoyage et de réhabilitation de la côte est mobilisée sur les zones touchées au cas où les hydrocarbures atteindraient la côte.	Documentation sur la mobilisation	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
		Expertise spécialisée engagée pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages au besoin	Documentation sur la mobilisation de l'expertise spécialisée	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M105	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, suivre les exigences des réglementations nationales en matière de déclaration et de notification, en se servant des protocoles établis, s'étendant à toutes les parties intéressées externes concernées.	Incident signalé et notification diffusée	Registres de notification des incidents	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M112	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement de grande envergure, un suivi spécifique (p. ex. le suivi des effets sur l'environnement) pourrait être nécessaire et élaboré en consultation avec les autorités nationales compétentes.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M113	Fournir une formation en planification et techniques d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures au personnel de direction des parcs nationaux et des aires marines protégées et désignés comme tels, qui seraient potentiellement susceptibles d'être touchés en cas de déversement d'après les résultats de la modélisation de l'EIES.	Formation délivrée sur la planification et les techniques d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures dans les parcs nationaux et les aires marines protégées désignés	Rapports de formation	Une fois après la formation	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
Biodiversité							
<i>Voir les mesures de mitigation énumérées pour atténuer les impacts sur les mammifères marins, les tortues de mer, les oiseaux, les espèces menacées et les aires protégées : M101, M102, M103, M104, M105, M112, M113.</i>							

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Occupation et utilisation du territoire et des fonds marins							
Impacts : IMP119 : Déversement d'hydrocarbures sur près de 400 km de côtes, des environs de Legweichich en Mauritanie jusqu'à Dakar au Sénégal, suite à l'éruption d'un puits (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP120 : Déversement d'hydrocarbures sur près de 400 km de côtes, des environs de Legweichich en Mauritanie jusqu'à Dakar au Sénégal, et sur moins de 20 km le long des berges de l'estuaire du fleuve Sénégal, suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire (impact résiduel : 1 – Négligeable) IMP121 : Déversement d'hydrocarbures sur environ 200 km de côtes, des environs de PK 144 en Mauritanie jusqu'à Fass Boye au Sénégal suite à une collision avec un navire poseur de conduites (impact résiduel : 1 – Négligeable)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M101	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, les méthodes d'intervention tactique qui peuvent être envisagées dans le cadre du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) comprennent la surveillance et le suivi, le confinement et la récupération en mer, l'épandage d'agents dispersants sous l'eau et en surface, le brûlage in situ, la protection du littoral, le nettoyage du littoral ainsi que l'intervention auprès de la faune affectée.	Méthodes d'intervention tactique en place en cas de déversement d'hydrocarbures	Documentation couvrant l'intervention tactique	Une fois avant le début du projet et si nécessaire	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M102	Toutes les mesures d'intervention feront l'objet d'un suivi continu pour veiller à ce qu'elles demeurent efficaces. L'équipe d'intervention sera tenue au courant de la situation et des efforts d'intervention.	Suivi des mesures d'intervention assurant leur efficacité	Documentation sur le système de suivi	À la suite d'un événement accidentel, une vérification régulière sera effectuée jusqu'à la conclusion de l'incident.	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M103	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, un programme de technique d'évaluation et nettoyage du littoral (SCAT) sera mis en œuvre pour faciliter le nettoyage et la réhabilitation du littoral, s'il y a lieu.	Le programme SCAT est mis en œuvre si les hydrocarbures sont susceptibles d'atteindre la côte.	Documentation relative à la mise en œuvre du programme SCAT	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M104	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, une équipe de nettoyage et de réhabilitation sera mobilisée sur les zones touchées. BP pourra également faire appel à des experts pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages, au besoin.	Une équipe de nettoyage et de réhabilitation de la côte est mobilisée sur les zones touchées au cas où les hydrocarbures atteindraient la côte.	Documentation sur la mobilisation	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
		Expertise spécialisée engagée pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages au besoin	Documentation sur la mobilisation de l'expertise spécialisée	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M105	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, suivre les exigences des réglementations nationales en matière de déclaration et de notification, en se servant des protocoles établis, s'étendant à toutes les parties intéressées externes concernées.	Incident signalé et notification diffusée	Registres de notification des incidents	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M106	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en place un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux parties intéressées, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs	Documentation sur le mécanisme de règlement des griefs	Avant le début du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M107	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, informer les parties intéressées (dont les pêcheurs artisanaux), en collaboration avec les autorités nationales si requis : 1) du lieu du déversement; 2) des opérations de nettoyage; 3) des zones d'exclusion temporaires éventuelles; et 4) du mécanisme de règlement des griefs s'il y a lieu. En ce qui concerne les pêcheurs, cela inclut fournir des informations pertinentes afin de leur permettre d'enlever leurs équipements de pêche des zones affectées et de réduire l'impact sur ces équipements.	Plan de communication de crise mis en œuvre	Documentation sur le plan de communication de crise	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M108	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, en collaboration avec les autorités nationales si requis, suivre et soutenir les moyens de réponse aux préoccupations des parties prenantes sur les impacts potentiels du déversement.	Préoccupations des parties prenantes au sujet des impacts potentiels du déversement consignées	Registres des agents de liaison communautaire Mécanisme de règlement des griefs	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Pêche industrielle							
Impacts : IMP122 : Perte temporaire de prises de pêche industrielle en raison des impacts du déversement sur le plancton, les poissons et d'autres ressources halieutiques (impact résiduel : 2 – Faible) IMP123 : Interdiction temporaire des activités de pêche industrielle dans la zone d'intervention pour jusqu'à plus de 450 navires (chiffres de 2017) (impact résiduel : 2 – Faible) IMP124 : Perte temporaire de prises et de revenus pour les opérateurs de la pêche industrielle (impact résiduel : 2 – Faible) IMP125 : Perte temporaire de recettes pour les économies nationales en raison de la perturbation temporaire des activités de pêche industrielle (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M101	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, les méthodes d'intervention tactique qui peuvent être envisagées dans le cadre du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) comprennent la surveillance et le suivi, le confinement et la récupération en mer, l'épandage d'agents dispersants sous l'eau et en surface, le brûlage in situ, la protection du littoral, le nettoyage du littoral ainsi que l'intervention auprès de la faune affectée.	Méthodes d'intervention tactique en place en cas de déversement d'hydrocarbures	Documentation couvrant l'intervention tactique	Une fois avant le début du projet et si nécessaire	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M102	Toutes les mesures d'intervention feront l'objet d'un suivi continu pour veiller à ce qu'elles demeurent efficaces. L'équipe d'intervention sera tenue au courant de la situation et des efforts d'intervention.	Suivi des mesures d'intervention assurant leur efficacité	Documentation sur le système de suivi	À la suite d'un événement accidentel, une vérification régulière sera effectuée jusqu'à la conclusion de l'incident.	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M105	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, suivre les exigences des réglementations nationales en matière de déclaration et de notification, en se servant des protocoles établis, s'étendant à toutes les parties intéressées externes concernées.	Incident signalé et notification diffusée	Registres de notification des incidents	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M106	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en place un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux parties intéressées, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs	Documentation sur le mécanisme de règlement des griefs	Avant le début du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M107	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, informer les parties intéressées (dont les pêcheurs artisanaux), en collaboration avec les autorités nationales si requis : 1) du lieu du déversement; 2) des opérations de nettoyage; 3) des zones d'exclusion temporaires éventuelles; et 4) du mécanisme de règlement des griefs s'il y a lieu. En ce qui concerne les pêcheurs, cela inclut fournir des informations pertinentes afin de leur permettre d'enlever leurs équipements de pêche des zones affectées et de réduire l'impact sur ces équipements.	Plan de communication de crise mis en œuvre	Documentation sur le plan de communication de crise	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M108	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, en collaboration avec les autorités nationales si requis, suivre et soutenir les moyens de réponse aux préoccupations des parties prenantes sur les impacts potentiels du déversement.	Préoccupations des parties prenantes au sujet des impacts potentiels du déversement consignées	Registres des agents de liaison communautaire Mécanisme de règlement des griefs	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Pêche artisanale et activités connexes							
Impacts : IMP126 : Perte temporaire de prises de pêche artisanale en raison des impacts du déversement sur le plancton, les poissons et d'autres ressources halieutiques (impact résiduel : 2 – Faible) IMP127 : Interdiction temporaire de la pêche artisanale dans la zone d'intervention pour jusqu'à plus de 25 000 embarcations de pêche artisanale (chiffre de 2017) (impact résiduel : 2 – Faible) IMP128 : Perte temporaire de revenus pour jusqu'à environ 80 000 pêcheurs artisanaux (chiffre de 2017) (impact résiduel : 2 – Faible) IMP129 : Perte temporaire de revenus pour jusqu'à environ 700 000 personnes engagées dans des activités liées à la pêche artisanale (chiffre de 2017) (impact résiduel : 2 – Faible) IMP130 : Perte temporaire de recettes pour les économies nationales en raison de la perturbation temporaire des activités de pêche artisanale (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M101	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, les méthodes d'intervention tactique qui peuvent être envisagées dans le cadre du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) comprennent la surveillance et le suivi, le confinement et la récupération en mer, l'épandage d'agents dispersants sous l'eau et en surface, le brûlage in situ, la protection du littoral, le nettoyage du littoral ainsi que l'intervention auprès de la faune affectée.	Méthodes d'intervention tactique en place en cas de déversement d'hydrocarbures	Documentation couvrant l'intervention tactique	Une fois avant le début du projet et si nécessaire	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M102	Toutes les mesures d'intervention feront l'objet d'un suivi continu pour veiller à ce qu'elles demeurent efficaces. L'équipe d'intervention sera tenue au courant de la situation et des efforts d'intervention.	Suivi des mesures d'intervention assurant leur efficacité	Documentation sur le système de suivi	À la suite d'un événement accidentel, une vérification régulière sera effectuée jusqu'à la conclusion de l'incident.	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M105	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, suivre les exigences des réglementations nationales en matière de déclaration et de notification, en se servant des protocoles établis, s'étendant à toutes les parties intéressées externes concernées.	Incident signalé et notification diffusée	Registres de notification des incidents	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M106	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en place un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux parties intéressées, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs	Documentation sur le mécanisme de règlement des griefs	Avant le début du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M107	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, informer les parties intéressées (dont les pêcheurs artisanaux), en collaboration avec les autorités nationales si requis : 1) du lieu du déversement; 2) des opérations de nettoyage; 3) des zones d'exclusion temporaires éventuelles; et 4) du mécanisme de règlement des griefs s'il y a lieu. En ce qui concerne les pêcheurs, cela inclut fournir des informations pertinentes afin de leur permettre d'enlever leurs équipements de pêche des zones affectées et de réduire l'impact sur ces équipements.	Plan de communication de crise mis en œuvre	Documentation sur le plan de communication de crise	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M108	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, en collaboration avec les autorités nationales si requis, suivre et soutenir les moyens de réponse aux préoccupations des parties prenantes sur les impacts potentiels du déversement.	Préoccupations des parties prenantes au sujet des impacts potentiels du déversement consignées	Registres des agents de liaison communautaire Mécanisme de règlement des griefs	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M109	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un fonds d'urgence pour venir en aide, au besoin, aux ménages vulnérables affectés dans les communautés de pêcheurs artisanaux.	Fonds d'urgence mis en place pour aider les ménages vulnérables touchés dans les communautés de pêcheurs artisanaux si nécessaire	Documentation sur le fonds d'urgence	Après l'événement accidentel jusqu'à ce que les activités normales dans les communautés touchées puissent reprendre	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M110	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, préparer et mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un plan de restauration des moyens de subsistance pour les communautés affectées.	Plan de restauration des moyens de subsistance mis en œuvre pour les communautés touchées	Documentation sur le plan de restauration des moyens de subsistance	Après l'événement accidentel jusqu'à ce que les activités normales dans les communautés touchées puissent reprendre	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M111	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un plan d'urgence pour assurer, au besoin, la sécurité alimentaire des ménages et des groupes vulnérables affectés.	Plan d'urgence en matière de sécurité alimentaire mis en œuvre pour les ménages et les groupes vulnérables touchés, si nécessaire	Documentation sur le plan d'urgence en matière de sécurité alimentaire	Après l'événement accidentel et une fois par mois jusqu'à ce que les activités normales dans les communautés puissent reprendre	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M112	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement de grande envergure, un suivi spécifique (p. ex. le suivi des effets sur l'environnement) pourrait être nécessaire et élaboré en consultation avec les autorités nationales compétentes.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Moyens de subsistance des communautés							
Impacts : IMP131 : Diminution temporaire de la capacité des communautés côtières à faire face à leurs dépenses quotidiennes en raison de la perte temporaire de leur gagne-pain, accompagnée du risque de sombrer dans la pauvreté et la précarité (impact résiduel : 2 – Faible) IMP132 : Manque temporaire de l'aliment de base des communautés côtières en raison de l'interruption de la pêche artisanale, et répercussions possibles sur le régime alimentaire des ménages à l'échelle nationale (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M101	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, les méthodes d'intervention tactique qui peuvent être envisagées dans le cadre du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) comprennent la surveillance et le suivi, le confinement et la récupération en mer, l'épandage d'agents dispersants sous l'eau et en surface, le brûlage in situ, la protection du littoral, le nettoyage du littoral ainsi que l'intervention auprès de la faune affectée.	Méthodes d'intervention tactique en place en cas de déversement d'hydrocarbures	Documentation couvrant l'intervention tactique	Une fois avant le début du projet et si nécessaire	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M102	Toutes les mesures d'intervention feront l'objet d'un suivi continu pour veiller à ce qu'elles demeurent efficaces. L'équipe d'intervention sera tenue au courant de la situation et des efforts d'intervention.	Suivi des mesures d'intervention assurant leur efficacité	Documentation sur le système de suivi	À la suite d'un événement accidentel, une vérification régulière sera effectuée jusqu'à la conclusion de l'incident.	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M103	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, un programme de technique d'évaluation et nettoyage du littoral (SCAT) sera mis en œuvre pour faciliter le nettoyage et la réhabilitation du littoral, s'il y a lieu.	Le programme SCAT est mis en œuvre si les hydrocarbures sont susceptibles d'atteindre la côte.	Documentation relative à la mise en œuvre du programme SCAT	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M104	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, une équipe de nettoyage et de réhabilitation sera mobilisée sur les zones touchées. BP pourra également faire appel à des experts pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages, au besoin.	Une équipe de nettoyage et réhabilitation de la côte est mobilisée sur les zones touchées au cas où les hydrocarbures atteindraient la côte.	Documentation sur la mobilisation	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
		Expertise spécialisée engagée pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages au besoin	Documentation sur la mobilisation de l'expertise spécialisée	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M105	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, suivre les exigences des réglementations nationales en matière de déclaration et de notification, en se servant des protocoles établis, s'étendant à toutes les parties intéressées externes concernées.	Incident signalé et notification diffusée	Registres de notification des incidents	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M106	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en place un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux parties intéressées, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs	Documentation sur le mécanisme de règlement des griefs	Avant le début du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M107	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, informer les parties intéressées (dont les pêcheurs artisanaux), en collaboration avec les autorités nationales si requis : 1) du lieu du déversement; 2) des opérations de nettoyage; 3) des zones d'exclusion temporaires éventuelles; et 4) du mécanisme de règlement des griefs s'il y a lieu. En ce qui concerne les pêcheurs, cela inclut fournir des informations pertinentes afin de leur permettre d'enlever leurs équipements de pêche des zones affectées et de réduire l'impact sur ces équipements.	Plan de communication de crise mis en œuvre	Documentation sur le plan de communication de crise	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M108	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, en collaboration avec les autorités nationales si requis, suivre et soutenir les moyens de réponse aux préoccupations des parties prenantes sur les impacts potentiels du déversement.	Préoccupations des parties prenantes au sujet des impacts potentiels du déversement consignées	Registres des agents de liaison communautaire Mécanisme de règlement des griefs	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M109	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un fonds d'urgence pour venir en aide, au besoin, aux ménages vulnérables affectés dans les communautés de pêcheurs artisanaux.	Fonds d'urgence mis en place pour aider les ménages vulnérables touchés dans les communautés de pêcheurs artisanaux si nécessaire	Documentation sur le fonds d'urgence	Après l'événement accidentel jusqu'à ce que les activités normales dans les communautés touchées puissent reprendre	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M110	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, préparer et mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un plan de restauration des moyens de subsistance pour les communautés affectées.	Plan de restauration des moyens de subsistance mis en œuvre pour les communautés touchées	Documentation sur le plan de restauration des moyens de subsistance	Après l'événement accidentel jusqu'à ce que les activités normales dans les communautés touchées puissent reprendre	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M111	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un plan d'urgence pour assurer, au besoin, la sécurité alimentaire des ménages et des groupes vulnérables affectés.	Plan d'urgence en matière de sécurité alimentaire mis en œuvre pour les ménages et les groupes vulnérables touchés, si nécessaire	Documentation sur le plan d'urgence en matière de sécurité alimentaire	Après l'événement accidentel et une fois par mois jusqu'à ce que les activités normales dans les communautés puissent reprendre	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M112	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement de grande envergure, un suivi spécifique (p. ex. le suivi des effets sur l'environnement) pourrait être nécessaire et élaboré en consultation avec les autorités nationales compétentes.	Voir le chapitre 10 : Plan de surveillance et de suivi					

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Femmes et groupes vulnérables							
Impact : IMP133 : Plus grande précarité des femmes et des groupes vulnérables dans les communautés de pêcheurs, et en particulier dans celles de la Langue de Barbarie (impact résiduel : 2 – Faible)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M101	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, les méthodes d'intervention tactique qui peuvent être envisagées dans le cadre du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) comprennent la surveillance et le suivi, le confinement et la récupération en mer, l'épandage d'agents dispersants sous l'eau et en surface, le brûlage in situ, la protection du littoral, le nettoyage du littoral ainsi que l'intervention auprès de la faune affectée.	Méthodes d'intervention tactique en place en cas de déversement d'hydrocarbures	Documentation couvrant l'intervention tactique	Une fois avant le début du projet et si nécessaire	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M102	Toutes les mesures d'intervention feront l'objet d'un suivi continu pour veiller à ce qu'elles demeurent efficaces. L'équipe d'intervention sera tenue au courant de la situation et des efforts d'intervention.	Suivi des mesures d'intervention assurant leur efficacité	Documentation sur le système de suivi	À la suite d'un événement accidentel, une vérification régulière sera effectuée jusqu'à la conclusion de l'incident.	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M103	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, un programme de technique d'évaluation et nettoyage du littoral (SCAT) sera mis en œuvre pour faciliter le nettoyage et la réhabilitation du littoral, s'il y a lieu.	Le programme SCAT est mis en œuvre si les hydrocarbures sont susceptibles d'atteindre la côte.	Documentation relative à la mise en œuvre du programme SCAT	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M104	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, une équipe de nettoyage et de réhabilitation sera mobilisée sur les zones touchées. BP pourra également faire appel à des experts pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages, au besoin.	Une équipe de nettoyage et réhabilitation de la côte est mobilisée sur les zones touchées au cas où les hydrocarbures atteindraient la côte.	Documentation sur la mobilisation	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
		Expertise spécialisée engagée pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages au besoin	Documentation sur la mobilisation de l'expertise spécialisée	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M108	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, en collaboration avec les autorités nationales si requis, suivre et soutenir les moyens de réponse aux préoccupations des parties prenantes sur les impacts potentiels du déversement.	Préoccupations des parties prenantes au sujet des impacts potentiels du déversement consignées	Registres des agents de liaison communautaire Mécanisme de règlement des griefs	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M109	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un fonds d'urgence pour venir en aide, au besoin, aux ménages vulnérables affectés dans les communautés de pêcheurs artisanaux.	Fonds d'urgence mis en place pour aider les ménages vulnérables touchés dans les communautés de pêcheurs artisanaux si nécessaire	Documentation sur le fonds d'urgence	Après l'événement accidentel jusqu'à ce que les activités normales dans les communautés touchées puissent reprendre	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M111	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un plan d'urgence pour assurer, au besoin, la sécurité alimentaire des ménages et des groupes vulnérables affectés.	Plan d'urgence en matière de sécurité alimentaire mis en œuvre pour les ménages et les groupes vulnérables touchés, si nécessaire	Documentation sur le plan d'urgence en matière de sécurité alimentaire	Après l'événement accidentel et une fois par mois jusqu'à ce que les activités normales dans les communautés puissent reprendre	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation	Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains	
Climat social							
Impact : IMP134 : Risques d'agitation sociale dans les communautés côtières et opposition croissante aux activités pétrolières et gazières à l'échelle nationale, avec un risque de violence dans les communautés de pêcheurs au Sénégal (impact résiduel : 1 – Négligeable)				Pays : Mauritanie et Sénégal			
M101	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, les méthodes d'intervention tactique qui peuvent être envisagées dans le cadre du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) comprennent la surveillance et le suivi, le confinement et la récupération en mer, l'épandage d'agents dispersants sous l'eau et en surface, le brûlage in situ, la protection du littoral, le nettoyage du littoral ainsi que l'intervention auprès de la faune affectée.	Méthodes d'intervention tactique en place en cas de déversement d'hydrocarbures	Documentation couvrant l'intervention tactique	Une fois avant le début du projet et si nécessaire	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M102	Toutes les mesures d'intervention feront l'objet d'un suivi continu pour veiller à ce qu'elles demeurent efficaces. L'équipe d'intervention sera tenue au courant de la situation et des efforts d'intervention.	Suivi des mesures d'intervention assurant leur efficacité	Documentation sur le système de suivi	À la suite d'un événement accidentel, une vérification régulière sera effectuée jusqu'à la conclusion de l'incident.	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M103	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, un programme de technique d'évaluation et nettoyage du littoral (SCAT) sera mis en œuvre pour faciliter le nettoyage et la réhabilitation du littoral, s'il y a lieu.	Le programme SCAT est mis en œuvre si les hydrocarbures sont susceptibles d'atteindre la côte.	Documentation relative à la mise en œuvre du programme SCAT	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M104	Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, une équipe de nettoyage et de réhabilitation sera mobilisée sur les zones touchées. BP pourra également faire appel à des experts pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages, au besoin.	Une équipe de nettoyage et réhabilitation de la côte est mobilisée sur les zones touchées au cas où les hydrocarbures atteindraient la côte.	Documentation sur la mobilisation	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
		Expertise spécialisée engagée pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages au besoin	Documentation sur la mobilisation de l'expertise spécialisée	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement
M106	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en place un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux parties intéressées, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.	Mécanisme de règlement des griefs	Documentation sur le mécanisme de règlement des griefs	Avant le début du projet	BP	BP	Inclus dans les coûts du projet
M107	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, informer les parties intéressées (dont les pêcheurs artisanaux), en collaboration avec les autorités nationales si requis : 1) du lieu du déversement; 2) des opérations de nettoyage; 3) des zones d'exclusion temporaires éventuelles; et 4) du mécanisme de règlement des griefs s'il y a lieu. En ce qui concerne les pêcheurs, cela inclut fournir des informations pertinentes afin de leur permettre d'enlever leurs équipements de pêche des zones affectées et de réduire l'impact sur ces équipements.	Plan de communication de crise mis en œuvre	Documentation sur le plan de communication de crise	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-4 PGES – Événements accidentels : mesures de mitigation et rôles principaux associés...suite

Mesures de design, de contrôle des opérations et de mitigation		Indicateur objectivement vérifiable	Source de vérification	Fréquence de vérification	Rôle principal dans la mise en œuvre de la mesure	Rôle principal dans le suivi de la mise en œuvre	Coût de la mise en œuvre en dollars américains
M108	Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, en collaboration avec les autorités nationales si requis, suivre et soutenir les moyens de réponse aux préoccupations des parties prenantes sur les impacts potentiels du déversement.	Préoccupations des parties prenantes au sujet des impacts potentiels du déversement consignées	Registres des agents de liaison communautaire Mécanisme de règlement des griefs	Après l'événement accidentel	BP	BP	Inclus dans les coûts d'intervention en cas de déversement

Tableau 9-5 Liste des études et plans complémentaires annoncés dans les mesures du plan de gestion environnementale et sociale

Étude ou plan complémentaire	Mesure à laquelle l'étude ou le plan est rattaché	Période attendue de préparation du document
En lien avec les activités de routine		
Plan de gestion des déchets	<p>D06 : Un plan de gestion des déchets sera conçu et mis en œuvre pour éviter le rejet ou le transfert de déchets non autorisés, comprenant des procédures écrites relatives au ramassage, tri, entreposage, traitement et élimination des déchets, y compris l'utilisation d'équipement et l'archivage des données.</p> <p>M34 : Vérifier la conformité avec la Convention MARPOL et mettre en œuvre un plan de gestion des déchets, dans le but de réduire la probabilité de pertes accidentelles.</p>	<p>Comme demandé lors de la réunion de pré-validation du Comité Technique au Sénégal, un plan préliminaire de gestion des déchets a été ajouté à l'annexe S de l'EIES.</p> <p>Le plan de gestion des déchets sera revu selon la nature des déchets à gérer à chaque phase du projet : construction, opérations et fermeture.</p>
Plan d'essai hydrostatique du pipeline et du FLNG	<p>D12 : Un plan d'essai hydrostatique du pipeline et du FLNG sera élaboré et mis en œuvre, détaillant les exigences relatives aux essais hydrostatiques et démontrant, selon une méthode d'évaluation des risques environnementaux, les additifs chimiques devant être sélectionnés ainsi que les concentrations, les volumes et les fréquences probables des rejets. Ce plan comprendra une stratégie visant à minimiser les impacts sur l'environnement.</p>	<p>Le plan d'essai hydrostatique sera prêt avant le début des essais hydrostatiques.</p>
Plan de gestion du dragage	<p>D13 : Un plan de gestion du dragage sera élaboré pour les travaux de dragage importants (brise-lames, aires de dépôt, zones potentielles d'emprunt de sable offshore) et mis en œuvre pour définir la méthodologie de dragage, déterminer et évaluer les options et les sites de dépôt des matières draguées, caractériser la composition et le comportement des sédiments à draguer et définir la zone d'influence et les mesures de mitigation et de suivi potentielles. De plus, des études de terrain seront effectuées avant et après le dragage.</p> <p>D38 : Si au cours de la phase des opérations il est nécessaire dans le cadre d'activités de maintenance de réaliser des travaux de dragage, un plan de gestion du dragage sera élaboré et mis en œuvre pour définir la méthodologie liée au dragage de maintenance, identifier et évaluer les options et sites de dépôt des matériaux dragués, préciser la composition physico-chimique et le comportement des sédiments dragués, définir la zone d'influence et déterminer les mesures de mitigation et de suivi potentielles.</p>	<p>Un plan de gestion du dragage sera prêt avant le début des activités de dragage lors de la phase de construction.</p> <p>Si des travaux de dragage sont nécessaires pendant la phase des opérations le plan de gestion de dragage sera mis à jour avant la réalisation de ces travaux.</p>

Étude ou plan complémentaire	Mesure à laquelle l'étude ou le plan est rattaché	Période attendue de préparation du document
Levés géophysiques et géotechniques	D18 : Le fond marin des zones du projet a été cartographié dans le cadre d'un levé géophysique et géotechnique exhaustif réalisé par le projet. L'étude a confirmé que les infrastructures du projet sur le fond marin ne posent pas de risque pour les câbles de télécommunications sous-marins. D25 : Les fonds marins ont été cartographiés dans le cadre d'un levé géophysique et géotechnique exhaustif effectué par le projet. Aucune épave ni aucun élément de patrimoine maritime n'y a été trouvé. D'autres levés sont prévus avant le dragage.	Un levé géophysique et géotechnique a déjà été complété et ses résultats ont été considérés dans l'EIES. D'autres levés sont prévus avant le dragage donc au cours de la phase de construction.
Plan de sûreté des sites	D26 : Un plan de sûreté des sites sera élaboré, comprenant les mesures de sûreté prévues pour chaque installation, ainsi que les modalités de soutien fournies par les gouvernements.	La préparation du plan de sûreté a débuté et il sera complété lors de la phase de construction.
Plan préliminaire de fermeture	D42 : Un plan préliminaire de fermeture sera élaboré pour les installations offshores du projet, prenant en considération notamment l'abandon des puits, le retrait des hydrocarbures des conduites d'écoulement, la fermeture des installations y compris sous-marines ainsi que des options pour l'élimination des équipements et des matériaux.	Comme demandé lors de la réunion de pré-validation du Comité Technique au Sénégal, le plan préliminaire de fermeture a été ajouté à l'annexe T de l'EIES.
Plan final de fermeture détaillé	D43 : Un plan final de fermeture détaillé sera élaboré à l'approche de la phase de fermeture pour les installations offshores du projet, prenant en considération l'abandon des puits, le retrait des hydrocarbures des conduites d'écoulement, la fermeture des installations y compris sous-marines ainsi que des options pour l'élimination des équipements et des matériaux. M45 : Un plan final de fermeture sera élaboré et soumis à l'approbation des autorités vers la fin de la durée de vie opérationnelle; il tiendra compte d'études morphologiques et de données supplémentaires recueillies, le cas échéant.	Un plan final de fermeture sera complété selon le calendrier du contrat d'exploration et de production d'hydrocarbures/contrat de recherche et de partage de production d'hydrocarbures.
Modélisation du son sous-marin	M07 : Recueillir et analyser les données acoustiques de la zone afin de déterminer les niveaux sonores de bruit de fond et la présence ou l'absence de mammifères marins, et déterminer la distance de différents seuils grâce à une modélisation du son sous-marin.	Cette étude sera préparée lors de la phase de construction.
Plan d'engagement des parties prenantes pour la sûreté du projet	M26 : Inclure dans le plan d'engagement des parties prenantes pour la sûreté du projet des dispositions relatives à l'intervention, à la gestion et à l'interface avec les forces de sécurité publique en cas d'incidents de sûreté, comme un acte de terrorisme et une entrée illégale dans les zones d'exclusion de sécurité.	Le plan d'engagement des parties prenantes pour la sûreté du projet sera préparé lors de la phase de construction.

Étude ou plan complémentaire	Mesure à laquelle l'étude ou le plan est rattaché	Période attendue de préparation du document
Étude sur la qualité initiale de l'air au niveau des récepteurs	M30 : Faire un suivi de la qualité initiale de l'air avant la phase de construction au niveau des récepteurs pour déterminer les concentrations atmosphériques à terre. Mettre à jour la modélisation de la dispersion atmosphérique au besoin lorsque les spécifications techniques des équipements seront fournies par les fournisseurs à l'étape de la conception détaillée.	Cette étude sera préparée lors de la phase de construction.
Plan de suivi de la ligne côtière	M40 : a) Afin d'améliorer la compréhension de l'équilibre dynamique côtier à long terme, le projet va élaborer et mettre en œuvre un plan de suivi de la ligne côtière pendant le cycle de vie du projet. Le suivi de la ligne côtière débutera avant la construction du brise-lames, c'est-à-dire avant 2020. Il inclura la collecte de données bathymétriques additionnelles le long de la côte de Saint-Louis, y compris l'embouchure du fleuve Sénégal. Le projet visera à impliquer des universitaires locaux dans la mise en œuvre du plan de suivi de la ligne côtière. Les autorités concernées et les communautés locales seront informées des résultats du suivi. b) Les données collectées dans le cadre de la mise en œuvre du plan de suivi de la ligne côtière seront utilisées pour la mise à jour de la modélisation de la ligne côtière (en annexe I-3) devant être complétée avant la construction du brise-lames, c'est-à-dire en 2020. Des mises à jour additionnelles de la modélisation seront conduites à des étapes clés du cycle de vie du projet lorsque de nouvelles informations ayant le potentiel d'avoir un impact significatif sur les résultats de la modélisation deviendront disponibles. c) BP cherchera à obtenir les autorisations nécessaires pour partager les données utiles aux études morphologiques initiées par le gouvernement et aux études menées par des universitaires locaux. d) un plan de contingence pour la ligne côtière sera élaboré par le projet en consultation avec les autorités concernées si les résultats du suivi de la ligne côtière et la modélisation démontrent clairement et systématiquement, dans la durée du projet, des impacts négatifs liés au projet GTA-Phase 1 qui excèdent ceux actuellement identifiés dans le rapport d'EIES du projet GTA-Phase 1 (notamment à la section 7.3.3).	Ce plan sera préparé lors de la phase de construction.
Plan de renforcement de capacités	Voir la section 9.5 de l'EIES	2019

Étude ou plan complémentaire	Mesure à laquelle l'étude ou le plan est rattaché	Période attendue de préparation du document
En lien avec des événements accidentels		
Plan d'intervention d'urgence de contrôle à la source (PIUCS)	D111 : Élaborer un plan d'intervention d'urgence de contrôle à la source (PIUCS) prévoyant des mesures de confinement et de coiffage [capping en anglais] des puits ainsi que des puits de secours.	2019
Plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH)	D112 : Élaborer un plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) prévoyant une série de stratégies d'intervention pour différents scénarios de déversement.	2019

Tableau 9-6 Récapitulatif du budget pour le Plan de renforcement des capacités

Programmes de renforcement des capacités soutenus par BP	Institution bénéficiaire principale	Contribution totale estimée du projet
Formations pour le développement des capacités institutionnelles nationales pour le suivi environnemental des activités pétrolières et gazières au large de la Mauritanie	DCE	250 000 dollars US
Formations pour le développement des capacités institutionnelles nationales pour le suivi environnemental des activités pétrolières et gazières au large du Sénégal	Comité Technique	250 000 dollars US
Assistance technique pour le suivi du PGES et du PSS en Mauritanie	DCE	200 000 dollars US
Assistance technique pour le suivi du PGES et du PSS au Sénégal	Comité Technique	200 000 dollars US
Total	Autorités réglementaires environnementales	900 000 dollars US

CHAPITRE 10 : PLAN DE SURVEILLANCE ET DE SUIVI

10.0 PLAN DE SURVEILLANCE ET DE SUIVI

Ce chapitre présente le plan de surveillance et de suivi (PSS) élaboré pour le projet de production de gaz GTA-Phase 1.

10.1 Objectif du PSS

L'objectif général du PSS est de vérifier que les mesures de mitigation identifiées dans le PGES produisent les résultats escomptés en matière d'élimination ou de réduction des impacts potentiels sur les environnements biophysiques ou sociaux.

Le PSS complète le PGES et vise à définir :

- Les impacts réels sur les récepteurs physiques, biologiques et socioéconomiques associés au projet;
- Les effets non prévus dans l'évaluation actuelle des impacts;
- Les effets supérieurs ou inférieurs aux niveaux anticipés dans l'évaluation actuelle des impacts;
- Les mesures de mitigation appropriées pour les effets non prévus ou ceux dépassant les niveaux anticipés dans l'évaluation des impacts; et
- Les mesures correctives nécessaires qui devront être convenues avec les autorités réglementaires.

Les résultats du PSS seront consignés dans des systèmes appropriés, et seront utilisés pour définir la nécessité pour les entrepreneurs ou BP de prendre des mesures correctives tout au long des phases de construction, des opérations et de fermeture. Dans certains cas, ces mesures pourraient devoir faire l'objet de discussions et d'une entente avec les autorités réglementaires avant qu'elles ne soient mises en œuvre.

Le projet GTA-Phase 1 visera à mettre en œuvre les activités de suivi décrites dans le présent chapitre par le biais de contrats avec les chercheurs nationaux appropriés (universités, instituts de recherche) lorsque ceci est faisable, et pour les activités de suivi où cela est approprié. Ceci est considéré comme une manière efficace pour construire de manière durable les capacités des chercheurs nationaux dans le secteur du pétrole et du gaz en environnement offshore, à la fois en termes d'équipements et d'expertise.

10.2 Outils opérationnels du PSS

Le PSS est axé sur les impacts qui découleront des activités de routine associées au projet, comme défini ci-dessous. En cas d'événement accidentel, un plan de surveillance et de suivi précis et conçu sur mesure pourrait être mis en œuvre par BP selon le type et la portée de l'événement, et le rejet d'hydrocarbures connexe, dans le but de connaître et de comprendre l'ampleur des impacts de cet événement. Ce type de suivi fait partie de la mesure de mitigation M112, décrite dans le chapitre 7.

Le PSS fournit un tableau, le tableau 10-1 (voir ci-dessous), qui s'applique aux trois phases du projet. Pour les impacts négatifs potentiels dont la cote est supérieure à 1 – Négligeable, le PSS fournit :

- Des objectifs de performance pour les actions associées à chacun des impacts potentiels;
- Des indicateurs de performance, avec leur source et la fréquence de vérification; et
- Les principaux rôles associés au suivi de la performance et le coût de ce suivi.

10.3 Mise en œuvre et rapports de PSS

Le PSS est conçu pour être utilisé par le personnel de SSE de BP lors de l'exécution des travaux avec les entrepreneurs responsables des activités de construction, des opérations et de fermeture, de leur communication avec ces entrepreneurs ou de leur supervision. Différentes personnes de l'équipe du projet ou des opérations sont responsables de la mise en œuvre du PSS. En général, le suivi sera réalisé par des membres du personnel qui ont reçu une intégration au projet et une formation appropriées pour exécuter les tâches à accomplir. Ces membres pourraient faire partie du personnel des entrepreneurs, être des experts-conseils spécialisés ou faire partie du personnel de BP. Les membres du personnel de BP resteront cependant responsables de la vérification de l'exécution de ces tâches conformément au rôle qui leur sera attribué pendant la construction ou les opérations.

Des protocoles et des procédures seront mis en place pour documenter et consigner systématiquement la mise en œuvre des mesures de mitigation en fonction du suivi et des mesures correctives éventuelles. Les registres/documents seront conservés de manière à ce qu'ils puissent être rendus accessibles aux personnes appropriées, notamment les autorités nationales et les vérificateurs externes au besoin.

Les résultats des activités de surveillance et de suivi seront analysés afin d'identifier les tendances et les mesures correctives possibles. La fréquence, la méthodologie et les technologies associées au suivi pourraient être modifiées au besoin, en fonction des résultats du suivi.

Si une mesure de mitigation n'a pas l'effet escompté, ou si des effets qui n'ont pas déjà été prévus se produisent, BP déterminera la faisabilité des mesures correctives et/ou des mesures de mitigation supplémentaires qui devront être mises en œuvre pour répondre aux objectifs de performance, et discutera de ces mesures avec les autorités réglementaires au besoin.

L'approche adoptée permettra aussi de vérifier si les changements apportés dans la stratégie d'exécution du projet ou dans les opérations peuvent avoir une incidence sur les conclusions de l'EIES, sur les risques environnementaux et sociaux, sur les exigences contractuelles et sur la capacité de respecter les engagements.

Pendant la phase de construction, le respect des engagements en matière de suivi et toutes les mesures correctives feront l'objet d'un contrôle à l'aide d'un système de gestion de projet (outils de suivi des mesures, réunions de revue à intervalles réguliers, tableau de bord, etc.), au besoin, afin d'entretenir un processus d'amélioration continu.

Pendant la phase des opérations, les rapports et les données de suivi feront l'objet d'un examen régulier, dans le cadre du cycle d'amélioration de la performance qui fait partie du système de gestion opérationnelle (SGO) de BP. L'examen de la performance est fondé sur une approche intégrée et globale favorisant l'identification des lacunes environnementales et sociales du SGO afin d'identifier les améliorations à apporter et en définir la priorité, le tout de manière systématique.

Pendant les phases de construction, des opérations et de fermeture, des rapports de performance seront régulièrement faits à la direction. Pendant la phase des opérations, les rapports seront produits conformément aux exigences en vigueur à l'échelle du Groupe BP, le cas échéant. Le résultat des différents programmes de suivi définis dans le PSS sera aussi consigné dans des rapports remis aux autorités de la Mauritanie et du Sénégal, à des intervalles qui devront être convenus avec les autorités réglementaires ou qui seront conformes aux exigences réglementaires.

10.4 Suivi du PSS par les autorités nationales

La mise en œuvre du PSS fera l'objet d'un suivi par les autorités mauritaniennes et sénégalaises. Un plan de suivi a été élaboré à cette fin. Il est fourni en annexe U du présent rapport. L'objectif de ce plan est de fournir un outil de suivi aux autorités, détachable du reste de l'EIES au besoin. Le plan couvre à la fois le suivi de la mise en œuvre du PGES, présenté au chapitre 9 du présent rapport, et le suivi de la mise en œuvre du plan de surveillance et de suivi (PSS), présenté au chapitre 10.

Le plan de suivi comporte cinq tableaux qui constituent des outils opérationnels pour les autorités :

- Tableau U-1 : Suivi du PGES par les autorités mauritaniennes et sénégalaises - Phase de construction;
- Tableau U-2 : Suivi du PGES par les autorités mauritaniennes et sénégalaises - Phase des opérations;
- Tableau U-3 : Suivi du PGES par les autorités mauritaniennes et sénégalaises - Phase de fermeture;
- Tableau U-4 : Suivi du PGES par les autorités mauritaniennes et sénégalaises - Événements accidentels; et
- Tableau U-5 : Suivi du PSS par les autorités mauritaniennes et sénégalaises.

Les informations suivantes sont précisées dans les quatre premiers tableaux destinés au suivi du PGES :

- Impacts potentiels par composante du milieu biophysique et social;
- Pays dans lequel l'impact pourrait se produire;
- Mesures de design et de contrôle des opérations inhérentes au projet pour atténuer les impacts;
- Mesures de mitigation visant à éviter ou à réduire les impacts négatifs non-négligeables;
- Évaluation de l'impact résiduel;
- Éléments de surveillance par l'opérateur (pour mémoire);
- Indicateur pour le suivi par les autorités;
- Activité de suivi à mener par les autorités;
- Calendrier de suivi par les autorités;
- Responsable potentiel du suivi en Mauritanie;
- Responsable potentiel du suivi au Sénégal; et
- Coût de l'activité de suivi par les autorités.

Dans le tableau U-5 destiné au suivi du PSS, les informations suivantes sont fournies :

- Impacts potentiels par composante du milieu biophysique et social;
- Mesures de suivi par l'opérateur;
- Éléments de surveillance par l'opérateur (pour mémoire);
- Indicateur pour le suivi par les autorités;
- Activité de suivi à mener par les autorités;
- Calendrier de suivi par les autorités;
- Responsable potentiel du suivi en Mauritanie;
- Responsable potentiel du suivi au Sénégal; et
- Coût de l'activité de suivi par les autorités.

En Mauritanie, les responsables potentiels du suivi pourront être identifiés par la DCE. Au Sénégal, les responsables potentiels du suivi incluent le Comité Technique, notamment, l'ANAM, la DEEC, la HASSMAR et le Ministère des Pêches et de l'Économie Maritime.

Les activités de suivi à mener par les autorités comprennent l'examen des rapports de surveillance et des plans de gestion fournis par le projet GTA-Phase 1 ainsi que d'autres documents du projet, les inspections et les visites¹⁸⁴ des installations du projet. Il n'y a pas de coûts de suivi associés à l'examen des documents. Pour les inspections et les visites, le projet GTA-Phase 1 prévoit le transport par bateau ou par hélicoptère utilisés par le personnel du projet pour atteindre l'installation du projet et l'hébergement sur l'installation selon la durée de l'inspection/de la visite. Le coût de ce transport et de cet hébergement sera couvert par le projet GTA-Phase 1.

Les autorités concernées de la Mauritanie et du Sénégal ont exprimé un besoin de renforcer leurs capacités de suivi des activités pétrolières et gazières offshore, qui sont nouvelles au Sénégal et récentes en Mauritanie.

La section 9.5 du chapitre 9 de l'EIES fournit les grandes lignes de ce plan de renforcement des capacités des autorités mauritaniennes et sénégalaises pour le suivi du PGES et du PSS. Un plan de renforcement des capacités détaillé sera préparé par BP en 2019 en collaboration avec les autorités concernées. Le budget associé au plan de renforcement des capacités dans le cadre de l'EIES est présenté au tableau 9-6 du chapitre 9.

¹⁸⁴ Un ensemble de visites sont prévues au Plan de suivi. Les inspections, quant à elles, seront des visites ad hoc des autorités, pour vérifier des informations fournies dans les documents produits par le projet GTA-Phase 1 après la revue de ces documents.

Tableau 10-1 PSS : Mesures de suivi et rôles principaux associés

Abréviations

Co : Phase de construction De : Phase de fermeture D : Mesures de design et de contrôle des opérations MON : Mesure de suivi
Op : Phase des opérations IMP : Impact M : Mesure de mitigation

Mesure de suivi	Phase du projet	Objectif de performance	Indicateur de performance	Source de vérification de la performance	Fréquence du suivi ¹⁸⁵	Rôle principal dans le suivi de la performance	Coût du suivi en dollars américains	
Qualité de l'air et gaz à effet de serre								
<i>Correspond aux impacts :</i>								
<i>IMP01 : Réduction de la qualité de l'air ambiant (NOx et SOx seulement). (impact résiduel : 2 – Faible) / Phase Co</i>				<i>Mesures D et M : D01, D02, D03, D04, M01, M02</i>				
<i>IMP02 : Réduction de la qualité de l'air ambiant. (impact résiduel : 2 – Faible) / Phase Op</i>				<i>Mesures D et M : D01, D02, D04, D15, D29, D30, D31, D32, D33, M01, M02, M29, M30, M31</i>				
MON1	Suivi de la qualité de l'air de base (initiale) avant le début des travaux importants de construction	Co	Collecte de données spécifiques sur la qualité de l'air au niveau des récepteurs avant le projet	Mesures de la qualité de l'air	Rapport de base sur la qualité de l'air	Une fois avant la construction	BP	Inclus dans les coûts du projet
MON2 (aussi M02)	Enregistrement de la consommation de carburant et du type de carburant utilisé	Co, Op	Diminution des émissions de SOx, ce qui permet de n'entraîner aucune diminution notable de la qualité de l'air ambiant	Volumes et types de carburants	Registres de consommation de carburant	De façon trimestrielle	BP, entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
MON3 (aussi D04)	Enregistrement des événements de torchage	Co, Op	Diminution du volume d'hydrocarbures torché	Émissions de torchage (volume d'hydrocarbures torché)	Registres des émissions	De façon trimestrielle	BP, entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
MON4 (aussi D33)	Système de contrôle prédictif des émissions (PEMS) utilisé à la fois sur le FLNG et le FPSO	Op	Suivi régulier des émissions sur le FLNG comme sur le FPSO	Émissions de GES, SOx et NOx	Registres du PEMS	De façon trimestrielle	BP, entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
Qualité de l'eau								
<i>Correspond aux impacts :</i>								
<i>IMP03 : Réduction de la qualité de l'eau en raison des rejets d'eau produite du FPSO et d'eau de refroidissement du FLNG et des produits chimiques associés. (impact résiduel : 2 – Faible) / Phase Op</i>				<i>Mesures D et M : D01, D05, D06, D07, D11, D34, D35, D36, D37, D38, M32, M33, M35, M36, M37, M38, M39</i>				
<i>IMP04 : Modification de la qualité de l'eau en raison de la perte accidentelle d'ordures et de débris. (impact résiduel : 1 – Négligeable) / Phase Op</i>				<i>Mesures D et M : D01, D05, D06, D07, D11, D34, D35, D36, D37, D38, M34</i>				
MON5 (aussi M33)	Suivre les ajouts de produits chimiques au système de traitement global (inhibiteurs de corrosion, inhibiteurs de tartre, adjuvants de coagulation/floculation)	Op	Diminuer l'ajout de produits chimiques au système de traitement global pour qu'il atteigne un niveau qui permet de respecter en tout temps les critères de performance définis sans compromettre la sécurité des installations	Registre des ajouts chimiques au système de traitement	Registre d'utilisation/d'achat de produits chimiques	Examen annuel des registres d'utilisation/d'achat de produits chimiques	BP, entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
MON6 (aussi M36)	Suivre le chlore libre dans les rejets d'eau de refroidissement provenant du FLNG	Op	Maintenir le chlore libre sous 0,2 ppm dans les rejets d'eau de refroidissement provenant du FLNG	Mesures mensuelles moyennes de chlore libre dans les rejets d'eau de refroidissement provenant du FLNG	Registre des échantillonnages de l'eau de refroidissement du FLNG	Quotidien et mensuel	Entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
MON7 (aussi M37)	Suivi du contenu en huiles et en graisses dans l'effluent d'eau produite	Op	La qualité de l'effluent ne doit pas dépasser 42 mg/L par jour; moyenne mensuelle maximale de 29 mg/L	Mesures journalières et mensuelles	Registres de suivi des rejets du FPSO	Quotidien et mensuel	BP	Inclus dans les coûts du projet

¹⁸⁵ La fréquence du suivi est indiquée à des fins d'utilisation interne seulement. La fréquence des rapports sur les résultats de suivi sera conforme aux exigences réglementaires ou à ce qui aura été décidé avec les autorités réglementaires.

Mesure de suivi		Phase du projet	Objectif de performance	Indicateur de performance	Source de vérification de la performance	Fréquence du suivi ¹⁸⁵	Rôle principal dans le suivi de la performance	Coût du suivi en dollars américains
MON8 (aussi M38)	Suivre la qualité de l'effluent d'eau produite par le FPSO pour renseigner et conduire une évaluation des risques environnementaux lors des 18 premiers mois de la phase des opérations du FPSO ou après un changement important dans la composition ou le volume d'effluent ¹⁸⁶	Op	Confirmer les impacts environnementaux (risques) associés au rejet d'eau produite à l'aide d'une approche fondée sur les risques	Registre des composés présents naturellement dans l'eau produite Registre des ajouts chimiques au système de traitement Résultat d'un test WET effectué selon la méthodologie 2012/5 d'OSPAR	Rapport(s) d'analyse des composés naturellement présents dans l'eau produite Registre d'utilisation/d'achat de produits chimiques Rapport de laboratoire pour le test WET	Une analyse des composés naturellement présents dans l'eau produite et un test WET pour les 18 premiers mois, ou à la suite d'un changement important dans la composition ou le volume d'effluent	BP	Inclus dans les coûts du projet
Érosion côtière								
<i>Correspond à l'impact :</i>								
<i>IMP05 : Accrétion ou réduction de l'érosion naturelle de la Langue de Barbarie (par rapport à la situation sans brise-lames) de jusqu'à 13 m sur 10 ans près de la frontière de la Mauritanie et du Sénégal et s'étendant sur environ 8 km vers le sud, accompagnée d'une augmentation maximale de 6 m sur 10 ans du taux d'érosion côtière (par rapport à la situation sans brise-lames) plus au sud, sur environ 2 km de côte, débutant à l'extrême sud du quartier de l'Hydrobase. (impact résiduel : 2 – Faible) / Phases Op et De</i>					<i>Mesures D et M : D39, D42, M40, M41, M45</i>			
MON9 (aussi M40)	Élaborer et mettre en œuvre un plan de suivi de la ligne côtière ^{187, 188}	Co, Op, De	Fournir des données bathymétriques et océanographiques à des fins de modélisation future pendant le design détaillé du projet Vérification des changements morphologiques prédits fondés sur des données bathymétriques et océanographiques supplémentaires propres au site le long de la ligne côtière entre Saint-Louis et au niveau de l'embouchure du fleuve Sénégal	Réalisation de la collecte des données et utilisation des données dans la modélisation réalisée dans le cadre du design détaillé du projet Plan de suivi	Données bathymétriques et océanographiques et rapport de modélisation connexe Plan de suivi conçu en fonction des résultats de la modélisation	Une fois pendant l'étape de design détaillé du projet, afin d'étayer la modélisation, puis comme stipulé par le plan de suivi pendant les phases des opérations et de fermeture	BP	Inclus dans les coûts du projet
Qualité des sédiments								
<i>Correspond aux impacts :</i>								
<i>IMP03 : Réduction de la qualité de l'eau en raison des rejets d'eau produite du FPSO et d'eau de refroidissement du FLNG et des produits chimiques associés. (impact résiduel : 2 – Faible) / Phase Op</i>					<i>Mesures D et M : D01, D05, D06, D07, D11, D34, D35, D36, D37, D38, M32, M33, M35, M36, M37, M38, M39</i>			
<i>IMP06 : Modification des contours du fond, de la granulométrie et de certains paramètres chimiques due aux activités de dragage et au rejet de boues et déblais de forage. (impact résiduel : 2 – Faible) / Phase Co</i>					<i>Mesures D et M : D01, D05, D06, D09, D10, D13, M03</i>			
MON10	Échantillonnage des sédiments dans la région offshore, près du FPSO, à des fins d'analyse physico-chimique (étude de référence environnementale océanographique)	Co, Op	Évaluation de la dispersion possible des substances préoccupantes découlant de l'eau produite	Niveaux mesurés de composés traceurs de l'eau produite dans les sédiments	Rapports de suivi de l'étude de référence environnementale océanographique	FPSO : deux études (une avant l'installation du FPSO; une dans les 6 ans suivant la mise en service); toute stratégie subséquente de suivi sera déterminée en fonction des résultats de ces études	BP, entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
MON11	Reconnaissance visuelle, par ROV, de la communauté épibenthique et du plancher océanique aux sites de forage	Co, Op	Évaluer le rétablissement des communautés benthiques et du plancher océanique aux sites de forage	Rétablissement observé des communautés benthiques pour un ou deux sites de forage offshore pendant les opérations de reconditionnement de puits/les interventions liées aux puits	Rapport de reconnaissance par ROV	Zone offshore : une étude de reconnaissance post-forage pour un puits	BP, entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet

¹⁸⁶ Compte tenu de la faible valeur ajoutée des biomarqueurs dans ces types de suivi et du fait que l'utilisation appropriée de biomarqueurs dans des programmes de suivi dans les eaux sénégalaises nécessiterait un important développement et l'application de méthodes spécifiques régionales pour les espèces clés et les critères d'évaluations associés, une approche de modélisation fondée sur les risques environnementaux offre la meilleure méthode pour évaluer les effets des rejets d'eau produite au niveau des populations et des écosystèmes.

¹⁸⁷ Le plan de suivi de la ligne côtière inclura des relevés bathymétriques, un profil de la plage et des relevés de la localisation de la ligne côtière. Les mesures prises lors des relevés permettront d'identifier les éléments clés de la ligne côtière afin d'informer des modélisations additionnelles de la ligne côtière au besoin. Les relevés seront configurés de manière à assurer leur reproductibilité afin que les changements à travers le temps puissent être établis.

¹⁸⁸ Il y a lieu de noter que le suivi du profil de la plage, inclus dans le plan de suivi de la ligne côtière, couvre la ligne côtière de la Mauritanie et du Sénégal, du nord de N'Diogo (latitude 1,800,000 - WGS84/UTM 28N) au sud de la brèche (latitude 1,756,200 - WGS84/UTM 28N).

Mesure de suivi		Phase du projet	Objectif de performance	Indicateur de performance	Source de vérification de la performance	Fréquence du suivi ¹⁸⁵	Rôle principal dans le suivi de la performance	Coût du suivi en dollars américains
MON12	Étude avant et après le dragage	Co	Déterminer la portée de la perturbation du plancher océanique causée par les activités de dragage	Différence entre prédragage et post-dragage, où cela est applicable	Rapports de dragage	Avant et après le dragage	BP, entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
Communautés benthiques								
<i>Correspond aux impacts :</i>								
<i>IMP08 : Perturbation des communautés benthiques due à la remise en suspension et au dépôt de sédiments tout près des activités de dragage. (impact résiduel : 1 – Négligeable) / Phase Co</i>					<i>Mesures D et M : D01, D05, D06, D08, D09, D10, D13, M03</i>			
<i>IMP09 : Introduction d'espèces aquatiques invasives. (impact résiduel : 2 – Faible) / Phase Co</i>					<i>Mesures D et M : D01, D05, D06, D08, D09, D10, D13</i>			
MON12	Étude avant et après le dragage	Co	Déterminer la portée de la perturbation du plancher océanique causée par les activités de dragage	Différence entre prédragage et post-dragage, où cela est applicable	Rapports de dragage	Avant et après le dragage	BP, entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
MON13	Examiner les principaux registres des navires du projet pour confirmer la conformité aux procédures de gestion de l'eau de ballast	Co	Diminution de l'introduction possible d'espèces étrangères invasives dans les eaux de la Mauritanie et du Sénégal par l'entremise de rejets d'eau de ballast provenant des principaux navires du projet	Conformité, par les opérateurs des navires du projet, aux procédures de gestion des eaux de ballast	Registres de gestion de l'eau de ballast des navires	Tout de suite avant l'entrée des navires du projet dans les eaux locales	BP, entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
Plancton, poissons et autres ressources halieutiques								
<i>Correspond à l'impact :</i>								
<i>IMP10 : Entraînement et impaction du plancton et des poissons adultes dans l'eau de refroidissement du FLNG au terminal du hub GNL. Entraînement et impaction du plancton et des poissons adultes par le FPSO. (impact résiduel : 1 – Négligeable) / Phase Op</i>					<i>Mesures D et M : D01, D05, D06, D34, M42</i>			
MON14	Études de l'ichtyoplancton près du FLNG et à une station de référence	Op	Suivre la variation saisonnière de l'ichtyoplancton potentiellement entraîné dans les systèmes d'eau de refroidissement du FLNG	Prélèvement d'ichtyoplancton dans la source d'eau près du FLNG et à l'emplacement de celui-ci afin de déterminer la diversité et l'abondance saisonnières des espèces et le nombre approximatif d'individus d'ichtyoplancton entraîné	Rapports d'étude de l'ichtyoplancton	De façon trimestrielle pendant les 3 premières années de fonctionnement du FLNG; fréquence à modifier en fonction des résultats trimestriels	BP	Inclus dans les coûts du projet
MON15	Suivi de la faune halieutique associée au terminal du hub GNL près des côtes	Op	Suivre la diversité des poissons associés aux structures près des installations du terminal du hub GNL près des côtes (par rapport à l'habitat de la colonne d'eau et du plancher océanique à des profondeurs semblables)	Collecte de données relatives à la faune halieutique dans le terminal du hub GNL près des côtes afin de déterminer la composition des espèces et l'abondance relative des poissons qui s'associent à ces structures	Rapports d'évaluation	Une fois avant l'installation, puis chaque année pendant la même saison pour une durée maximale de 5 ans; toute stratégie subséquente de suivi sera déterminée en fonction des résultats de l'étude	BP	Inclus dans les coûts du projet
Oiseaux								
<i>Correspond à l'impact :</i>								
<i>IMP13 : Collision potentielle avec un navire entraînant des blessures ou la mort d'oiseaux. (impact résiduel : 2 – Faible) / Phase Op</i>					<i>Mesures D et M : D01, D05, D06, D15, D16, D17, D29</i>			
MON16	Suivre et enregistrer les collisions des navires du projet avec des mammifères marins, des tortues de mer et des oiseaux	Op	Suivre les collisions des navires du projet avec des mammifères marins, des tortues de mer et des oiseaux	Enregistrer les collisions des navires du projet avec des mammifères marins, des tortues de mer et des oiseaux	Registres de collisions des navires du projet; rapports sur les espèces protégées	De manière continue tout au long des opérations des navires	BP	Inclus dans les coûts du projet

Mesure de suivi	Phase du projet	Objectif de performance	Indicateur de performance	Source de vérification de la performance	Fréquence du suivi ¹⁸⁵	Rôle principal dans le suivi de la performance	Coût du suivi en dollars américains	
Mammifères marins et tortues de mer								
<i>Correspond aux impacts :</i>								
<i>IMP15 : Perte auditive [des mammifères marins] causée par les sons des activités de construction, en particulier le battage de pieux et les campagnes de PSV. (impact résiduel : 1 – Négligeable) / Phase Co</i>				<i>Mesures D et M : M04, M05, M07</i>				
<i>IMP16 : Collision potentielle avec un navire entraînant des blessures ou la mort de mammifères marins. (impact résiduel : 1 – Négligeable) / Phases Op et De</i>				<i>Mesures D et M : D41, D42, D43, M06</i>				
<i>IMP18 : Évitement ou déplacement [des tortues de mer] hors des zones de construction pour certaines espèces; attraction d'autres espèces comme stratégie d'alimentation; perturbations sonores causées par la construction, en particulier le battage de pieux et les campagnes de PSV; perte d'aires d'alimentation par suite de la construction proposée. (impact résiduel : 1 – Négligeable) / Phase Co</i>				<i>Mesures D et M : M04, M05, M07</i>				
<i>IMP19 : Collision potentielle avec un navire entraînant des blessures ou la mort de tortues de mer. (impact résiduel : 1 – Négligeable) / Phases Op et De</i>				<i>Mesures D et M : D41, D42, D43, M06</i>				
MON17	Programme de suivi des mesures de mitigation associées au battage de pieux pendant les opérations de battage	Co	Diminuer les blessures de nature acoustique subies par les mammifères marins et les tortues de mer découlant des travaux de battage de pieux	Registre des mesures de mitigation mises en œuvre, p. ex. : démarrage en douceur)	Rapports de battage de pieux	Pendant les travaux de battage de pieux	Entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
MON18	Programme de suivi des mesures de mitigation associée aux campagnes de PSV et observations pendant les travaux de PSV	Co	Diminuer les blessures de nature acoustique subies par les mammifères marins et les tortues de mer découlant des travaux de PSV	Registre des mammifères marins et des tortues de mer observés dans une zone d'exclusion	Rapport de suivi des mesures de mitigation associées aux campagnes de PSV	Pendant les campagnes de PSV	Entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
MON19	Programme d'enregistrement des sons sous-marins ambiants	Co	Comprendre les sons ambiants caractéristiques de la zone	Documentation des sons sous-marins ambiants	Rapports de mesure des sons ambiants	Programme d'enregistrement des sons, qui commencera avant la construction	BP	Inclus dans les coûts du projet
MON16	Suivre et enregistrer les collisions des navires avec des mammifères marins, des tortues de mer et des oiseaux	Co, Op, De	Suivre les collisions des navires du projet avec des mammifères marins, des tortues de mer et des oiseaux	Enregistrer les collisions des navires du projet avec des mammifères marins, des tortues de mer et des oiseaux	Registres de collisions des navires du projet; rapports sur les espèces protégées	De manière continue tout au long des opérations des navires	BP, entrepreneur	Inclus dans les coûts du projet
Espèces menacées et aires protégées								
<i>Voir les mesures de suivi énumérées pour suivre les impacts sur le plancton, les poissons, les autres ressources halieutiques, les oiseaux, les mammifères marins et les tortues de mer</i>								
Biodiversité								
<i>Voir les mesures de suivi énumérées pour suivre les impacts sur le plancton, les poissons, les autres ressources halieutiques, les oiseaux, les mammifères marins et les tortues de mer</i>								
Navigation maritime								
<i>Correspond à l'impact :</i>								
<i>IMP28 : Risque de collision entre les navires du projet et des pirogues en raison des mouvements des navires. (impact résiduel : 2 – Faible pendant les phases Co et Op et 1 – Négligeable pendant la phase De) / Phases Co, Op et De</i>				<i>Mesures D et M : D19, D20, D21, D22, D23, D43, M08, M09, M10, M11, M12, M13, M14, M15, M16, M17, M18, M19</i>				
MON20	Suivi des incidents de sécurité impliquant des navires du projet et d'autres utilisateurs de la mer, notamment des embarcations de pêche artisanale	Co, Op, De	Aucune collision entre les navires du projet et des navires non associés au projet, notamment les embarcations de pêche artisanale	Nombre de collisions et nombre de collisions évitées de justesse entre les navires du projet et des navires non associés au projet	Registres de SSSE du projet	En continu pendant les phases de construction, des opérations et de fermeture	BP	Inclus dans les coûts du projet
			Aucune mort causée par une collision entre les navires du projet et des navires non associés au projet, notamment les embarcations de pêche artisanale	Nombre de morts causées par une collision entre les navires du projet et des navires non associés au projet	Registres de SSSE du projet	En continu pendant les phases de construction, des opérations et de fermeture	BP	Inclus dans les coûts du projet

Mesure de suivi	Phase du projet	Objectif de performance	Indicateur de performance	Source de vérification de la performance	Fréquence du suivi ¹⁸⁵	Rôle principal dans le suivi de la performance	Coût du suivi en dollars américains
Pêche artisanale et activités connexes							
<i>Correspond à l'impact :</i>							
<i>IMP29 Perte potentielle d'équipements de pêche artisanale (filets et bouées) en raison des mouvements des navires du projet dans les zones de pêche artisanale. (impact résiduel : 2 – Faible) / Phases Co, Op et Fe</i>				<i>Mesures D et M : D19, D23, D24, M09, M12, M13, M17, M18, M19, M20, M21, M22, M23, M24, M27</i>			
MON21	Suivi des pertes d'équipements de pêche artisanale en raison des mouvements des navires du projet	Co, Op, De	Pertes minimales d'équipements de pêche	Nombre de pertes d'équipements signalées	Registres des agents de liaison communautaire Registres du mécanisme de règlement des griefs	Chaque mois pendant la phase de construction + chaque 6 mois pendant la phase des opérations et la phase de fermeture	BP Inclus dans les coûts du projet
			Les griefs associés à la perte d'équipements de pêche sont traités conformément à la procédure de griefs	Nombre de réclamations fermées p/r au nombre de réclamations soumise	Registres des agents de liaison communautaire Registres du mécanisme de règlement des griefs	Chaque mois pendant la phase de construction + chaque 6 mois pendant la phase des opérations et la phase de fermeture	BP Inclus dans les coûts du projet
Santé, sécurité et sûreté des communautés							
<i>Correspond à l'impact :</i>							
<i>IMP30 : Risque de conflits entre les pêcheurs et les forces de sécurité publique si certains pêcheurs doivent être escortés hors des zones d'exclusion de sécurité. (impact résiduel : 2 – Faible pendant les phases Co et Op et 1 – Négligeable pendant la phase De) / Phases Co, Op et De</i>				<i>Mesures D et M : D23, D26, D43, M08, M17, M19, M25, M26</i>			
MON22	Suivi des tentatives d'entrée dans les zones d'exclusion de sécurité par les pêcheurs pour lesquelles l'intervention des forces de sûreté publique est nécessaire	Co, Op, De	Les mesures de contrôle liées à l'interaction avec les activités de pêche sont efficaces, et diminuent le nombre d'accès non autorisés ou de violations de sécurité par des pêcheurs artisanaux.	Nombre d'incidents d'accès non autorisés pour lesquels l'intervention des forces de sûreté publique a été nécessaire	Registres de SSSE du projet Registres des agents de liaison communautaire	En continu pendant les phases de construction, des opérations et de fermeture	BP Inclus dans les coûts du projet
Infrastructures publiques et services publics							
<i>Correspond à l'impact :</i>							
<i>IMP32 : Pression supplémentaire sur les forces de sécurité publique dont les ressources sont limitées puisqu'elles devront être disponibles en tout temps pour régler des incidents de sécurité impliquant des pêcheurs artisanaux ou pour mener des opérations de recherche et de sauvetage, le cas échéant. (impact résiduel : 1 – Négligeable pendant les phases Co et Op et 2 – Faible pendant la phase De) / Phases Co et Op</i>				<i>Mesures D et M : D24, D26, D27, D28, M08, M09, M10, M11, M12, M13, M14, M16, M25, M26</i>			
MON23	Suivi du nombre de fois où les forces de sûreté publique ont été appelées pour traiter les incidents associés à la sécurité du projet ou à effectuer des opérations de recherche et de sauvetage	Co, Op	Diminuer le nombre d'incidents pour lesquels l'aide des forces de sûreté publique est requise afin de traiter les incidents associés à la sécurité du projet ou d'effectuer des opérations de recherche et de sauvetage	Nombre de fois où les forces de sûreté publique ont été appelées pour traiter les incidents associés à la sécurité du projet ou à effectuer des opérations de recherche et de sauvetage	Registres de SSSE du projet	En continu pendant les phases de construction, des opérations et de fermeture	BP Inclus dans les coûts du projet
Climat social							
<i>Correspond à l'impact :</i>							
<i>IMP34 : Mécontentement social à N'Diogo et à Saint-Louis en raison de la perception possible d'une perte de secteurs de pêche et d'une diminution des prises de pêche, combinée aux opportunités d'emploi limitées, à la perception de griefs et/ou de demandes d'indemnisation non satisfaites (p. ex. pour la perte d'équipements de pêche), ainsi qu'en raison du risque accru pour la sécurité des pêcheurs en mer à cause de la présence des navires du projet. (impact résiduel : 2 – Faible pendant les phases Co et Op et 1 – Négligeable pendant la phase De) / Phases Co, Op et De</i>				<i>Mesures D et M : D19, D24, D43, M09, M17, M18, M19, M20, M23, M24, M27, M28, M44, M46</i>			
MON24	Suivre le mécontentement social à N'Diogo et Saint-Louis	Co, Op, De	Aucune perturbation publique associée au projet et mécontentement social minimal à N'Diogo et Saint-Louis	Types de griefs reçus, ou expressions publiques de mécontentement signalées	Registres des agents de liaison communautaire Registres du mécanisme de règlement des griefs Registres des responsables des affaires externes de BP en Mauritanie et au Sénégal	En continu pendant les phases de construction et des opérations	BP Inclus dans les coûts du projet

CHAPITRE 11 : CONCLUSION

11.0 CONCLUSION

BP, en partenariat avec Kosmos, PETROSEN et la SMHPM, prévoit exécuter la phase 1 du projet GTA afin de développer les réserves de gaz naturel situées en eau profonde en région offshore de la Mauritanie et du Sénégal. Le projet a pour objectif d'extraire, traiter et exporter du condensat et du gaz naturel liquéfié (GNL). Jusqu'à 2,5 millions de tonnes de GNL seront produites chaque année. Le projet rendra également le gaz naturel disponible pour une utilisation dans les deux pays.

Les infrastructures et les opérations requises en Mauritanie ou au Sénégal pour la phase 1 du projet GTA ont été décrites dans la présente EIES. Le projet comprend trois grandes zones situées à la frontière maritime entre les deux pays : la Zone Offshore, la Zone du Terminal du Hub GNL près des Côtes et la Zone de Pipeline. Il comprend également une composante terrestre appelée les Zones d'Opérations de Soutien, soit une base d'approvisionnement dans le port de Dakar et/ou une base d'approvisionnement dans le port de Nouakchott, et des installations aux aéroports de Dakar et de Nouakchott.

La Zone Offshore se situe à environ 125 km de la côte, à une profondeur approximative de 2 700 m. C'est à cet endroit que les réservoirs de gaz sous le plancher océanique ont été identifiés. Le gaz sera récupéré à l'aide de 12 puits et d'un système de production sous-marin.

La Zone du Terminal du Hub GNL près des Côtes se situe entre environ 10 à 11 km de la côte, à une profondeur approximative de 33 m. Elle se trouve à environ 16 km de N'Diogo, en Mauritanie, et 13 km de Saint-Louis, au Sénégal. Les infrastructures près des côtes comprennent un brise-lames d'une longueur approximative de 1 km, des installations d'accostage connexes, un FLNG et une plateforme de logements et de services pour les travailleurs. À bord du FLNG, le traitement refroidira le gaz naturel pour le porter à l'état liquide (GNL), permettant ainsi le stockage et le transport de longue distance par de grands navires. Ces navires feront escale périodiquement au terminal du hub GNL près des côtes.

La Zone de Pipeline est un corridor étroit où les pipelines sur le plancher océanique relieront les infrastructures offshore aux infrastructures près des côtes. Dans ce corridor, les infrastructures comprendront un FPSO pour le prétraitement du gaz, notamment le retrait de liquides présents dans le gaz. Ces liquides, appelés condensat, seront déchargés du FPSO et exportés à intervalles réguliers par de grands navires. Le FPSO sera situé à un endroit où l'eau a une profondeur d'environ 120 m, soit à 40 km de la côte approximativement.

Les Zones d'Opérations de Soutien serviront de centres côtiers de logistique et d'approvisionnement pendant toutes les phases du projet.

Le projet comprend trois phases :

- la phase de préparation, de construction et d'installation, appelée la phase de construction dans l'EIES. Elle comprendra la construction et l'installation des infrastructures, ainsi que le forage des puits. Il est prévu que cette phase commence en 2018;
- la phase des opérations. Cette phase sera celle pendant laquelle le gaz sera produit. Elle comprendra aussi des travaux de forage de développement continu, mais aux fins de l'EIES, le forage de développement est regroupé sous la phase de construction. Il est attendu que les premières infrastructures soient opérationnelles en place à la fin de 2021. La phase des opérations de la phase 1 du projet est basée sur la durée du contrat du FLNG estimée à 20 ans; et
- la phase de fermeture. Pendant cette phase, la production de gaz cessera et les équipements pourraient être abandonnés (nettoyés et laissés en place) ou retirés. Cette phase commencera après la phase des opérations et pourrait durer plusieurs années. Un plan de fermeture détaillé sera préparé avant cette phase et il sera conforme aux exigences réglementaires en vigueur au moment de la fermeture.

L'EIES préparée pour la phase 1 du projet GTA comportait les étapes suivantes :

- identifier les lois et règlements de la Mauritanie et du Sénégal en matière d'environnement, les conventions et protocoles internationaux et les bonnes pratiques internationales de l'industrie (BPII) applicables au projet;
- fournir une description détaillée du projet envisagé : les infrastructures, l'équipement et les opérations prévus dans chacune des zones du projet, et ce pour chacune des phases du projet;
- examiner les alternatives possibles au projet proposé;
- fournir une caractérisation exhaustive des milieux biophysique et social des zones du projet;
- identifier et prendre en compte les questions et les préoccupations des parties prenantes concernant le projet, par un processus de consultation public auquel 2 600 personnes ont pris part;
- évaluer les impacts potentiels du projet, par zone et par phase;
- recommander des mesures de mitigation pour éviter ou réduire les impacts négatifs non négligeables; et
- élaborer un PGES et un PSS.

De plus, une étude de dangers et une analyse des risques professionnels ont été réalisées dans le cadre de l'EIES.

L'évaluation des impacts a tenu compte des interactions possibles entre le projet proposé et l'environnement hôte, puis a déterminé l'importance de chacun des impacts potentiels. L'évaluation des impacts a tenu compte à la fois des activités de routine du projet et des scénarios d'événements accidentels.

L'analyse détaillée du projet a inclus l'examen d'un ensemble de mesures de design et de contrôle opérationnel intégrées au projet par BP dans le but d'éviter ou de diminuer les impacts négatifs sur l'environnement conformément à la hiérarchie des mesures de mitigation. BP a intégré 45 mesures de design et de contrôle opérationnel visant à éviter ou diminuer les impacts des activités de routine et 19 mesures visant à éviter ou diminuer les impacts découlant d'événements accidentels possibles. Ces mesures sont identifiées dans l'EIES et elles ont été prises en compte dans l'évaluation des impacts.

L'analyse des impacts a tenu compte de la conséquence et de la probabilité de l'impact pour déterminer son importance globale. La détermination de la conséquence est fondée sur l'intégration de trois critères : l'intensité, l'étendue et la durée de l'impact. La détermination de l'intensité correspond au degré de perturbation associé à chacun des impacts : faible, modéré ou élevé. L'étendue d'un impact fait référence à l'aire dans laquelle l'impact pourrait se produire : proximité immédiate, portée locale ou portée régionale. La durée d'un impact décrit la période pendant laquelle ses effets pourraient perdurer: court terme ou long terme. La probabilité d'un impact est la possibilité qu'il se produise. Les diverses catégories de probabilité ont été classées comme suit :

- fréquente (>50 % à 100 %, ou peut survenir quelques fois par année);
- occasionnelle (>10 % à 50 %, ou peut se produire à quelques reprises pendant la durée du projet);
- rare (>1 % à 10 %, ou peut se produire une fois pendant la durée du projet); et
- rarissime (<1 % ou peu susceptible de se produire pendant la durée du projet).

La matrice intégrant la conséquence d'un impact et sa probabilité a fourni l'outil de base pour déterminer l'importance globale des impacts. Avec cette matrice, une cote numérique de 1 à 4 a été attribuée aux impacts négatifs: 1 – Négligeable; 2 – Faible; 3 – Moyenne; 4 – Élevée. Les impacts bénéfiques ont été identifiés comme positifs mais aucune cote numérique ne leur a été attribuée.

L'analyse a permis d'identifier les impacts positifs des activités de routine, notamment ce qui suit :

- L'introduction de substrats durs dans les zones de sédiments non consolidés autour des infrastructures du projet, notamment le brise-lames, créant ainsi un milieu propice à l'attachement de la flore et la faune marine et à leur colonisation de la zone.
- Un apport organique et une source de nourriture pour les communautés benthiques grâce à l'envasement associé aux infrastructures du projet.
- Une protection contre la pression de pêche pour certaines espèces de poissons et d'invertébrés attirés par les infrastructures du projet auxquelles des zones d'exclusion de sécurité seront appliquées et donc où les bateaux de pêche n'auront pas accès.
- Un nouveau lieu de pêche artisanale à la fin du projet, en raison de l'effet de récif artificiel du brise-lames, en supposant que celui-ci ne sera pas retiré pendant la phase de fermeture.
- Des possibilités d'emploi pour : 1) jusqu'à 25 personnes à Dakar et/ou à Nouakchott et jusqu'à 30 personnes sur les navires pendant la phase de construction, ainsi que jusqu'à 20 personnes de N'Diogo et Saint-Louis recrutées comme agents locaux de liaison avec les pêcheurs ou agents de liaison communautaire. De plus, BP dans son approche concernant le contenu local inclus dans le processus de sélection des entrepreneurs attend que les entrepreneurs prennent en considération le contenu local dans l'approvisionnement en personnel, biens et services dans leurs plans d'exécution finaux; 2) entre 20 et 40 personnes à Dakar et/ou à Nouakchott, un nombre additionnel croissant pouvant atteindre 400 personnes nationales de Mauritanie et/ou du Sénégal sur les installations offshore, et des agents locaux de liaison avec les pêcheurs ou des agents de liaison communautaire seront également requis à N'Diogo et à Saint-Louis pendant la phase des opérations. L'effort de recrutement national prendra également en considération les ressources existantes au niveau des communautés locales, lorsque possible; et 3) entre 20 et 40 personnes à Dakar et/ou à Nouakchott et un nombre additionnel de personnes de la Mauritanie et/ou du Sénégal sur les navires au cours de la phase de fermeture.
- Des opportunités d'affaires pour : 1) jusqu'à 3-5 prestataires de services nationaux à Dakar et/ou Nouakchott pour des services logistiques terrestres et la fourniture de navires pendant la phase de construction; 2) 2-3 prestataires de services nationaux à Dakar et/ou Nouakchott pour des services logistiques terrestres en plus de prestataires de services pour un nombre pouvant atteindre 16 navires pendant la phase des opérations; et 3) quelques prestataires de services nationaux à Dakar et/ou Nouakchott pour des services logistiques terrestres et des prestataires additionnels pour les navires lors de la phase de fermeture.
- Des opportunités d'affaires additionnelles, des emplois indirects et des effets multiplicateurs qui pourraient être créés grâce à une politique d'approvisionnement local pour soutenir la chaîne d'approvisionnement du projet pendant chacune de ses phases. La nature exacte des opportunités additionnelles deviendra manifeste au fur et à mesure que le projet progressera.

Cependant, les bénéfices les plus importants du projet pour la Mauritanie et le Sénégal se situent à l'échelle nationale. Ces bénéfices comprennent des revenus : des recettes provenant des parts de PETROSEN et de la SMHPM dans le projet, la part des États dans la vente de GNL et des taxes. De plus, le projet rendra le gaz accessible pour une utilisation dans les deux pays.

Les impacts négatifs des activités de routine du projet ont été évalués. Plus de 50 de ces impacts ont été évalués comme étant 1 – Négligeables. L'évaluation a aussi permis d'identifier 34 impacts potentiels non négligeables : 26 de ces impacts ont été cotés 2 – Faibles et 8 ont été cotés 3 – Moyens ou 4 – Élevés avant la mise en œuvre de mesures de mitigation supplémentaires.

Les huit impacts négatifs potentiels cotés 3 – Moyens ou 4 – Élevés avant les mesures de mitigation sont les suivants :

- IMP01 : Diminution de la qualité de l'air ambiant (NOx et SOx seulement) pendant la phase de construction.
- IMP02 : Diminution de la qualité de l'air ambiant pendant la phase des opérations.
- IMP28 : Risque de collision entre les navires du projet et des pirogues en raison des mouvements des navires pendant les phases de construction et des opérations.
- IMP30 : Risque de conflits entre les pêcheurs et les forces de sécurité publique si certains pêcheurs doivent être escortés hors des zones d'exclusion de sécurité pendant les phases de construction et des opérations.
- IMP31 : Risque d'un acte terroriste ciblant les installations de production de gaz, avec pour effet d'accroître le niveau du risque terroriste à l'échelle nationale pendant les phases des opérations et de fermeture.
- IMP32 : Pression supplémentaire sur les forces de sécurité publique dont les ressources sont limitées, puisqu'elles devront être disponibles en tout temps (24 heures par jour, 7 jours par semaine) pour régler des incidents de sécurité impliquant des pêcheurs artisanaux ou pour mener des opérations de recherche et de sauvetage, au besoin, pendant la phase des opérations.
- IMP33 : Pression supplémentaire sur les autorités chargées de la sûreté nationale qui devront être disponibles en tout temps pour prévenir et gérer des incidents touchant la sûreté nationale en mer résultant de la présence des infrastructures de production de gaz offshore du projet pendant la phase des opérations.
- IMP34 : Mécontentement social à N'Diogo et à Saint-Louis en raison de la perception possible d'une perte de secteurs de pêche et d'une diminution des prises de pêche, combinée aux opportunités d'emploi limitées, à la perception de griefs et/ou de demandes d'indemnisation non satisfaits (p. ex. pour la perte d'équipements de pêche), ainsi qu'en raison du risque accru pour la sécurité des pêcheurs en mer à cause de la présence des navires du projet pendant les phases de construction et des opérations.

L'EIES a recommandé 46 mesures de mitigation pour diminuer les impacts négatifs potentiels des activités de routine, en plus des 45 mesures de design et de contrôle opérationnel qui seront mises en œuvre. Les mesures de mitigation comprennent, par exemple, ce qui suit :

- M02 : Faire le suivi de la consommation de carburant en tant qu'indicateur de mesure de performance et des émissions. Lorsque cela est réaliste, ou selon les exigences réglementaires applicables, il sera attendu des opérateurs de navires qu'ils utilisent des carburants à faible teneur en soufre afin de limiter les émissions de SOx.
- M09 : Émettre régulièrement des avis aux navigateurs, sous la forme et dans la langue convenant aux pêcheurs artisanaux, sur les infrastructures du projet, ses zones d'exclusion de sécurité, les plans de navigation et d'approche ainsi que le calendrier approximatif des activités du projet.
- M10 : Équiper les navires de soutien et les autres navires du projet qui se déplacent régulièrement à l'extérieur des zones d'exclusion de sécurité établies pour les phases de construction ou des opérations, de systèmes radar ou infrarouges pouvant détecter les petites embarcations de pêche dans des conditions de mauvaise visibilité ou nocturnes.
- M12 : Avoir un bateau patrouilleur pour surveiller les zones d'exclusion de sécurité, et notamment patrouiller avant l'approche ou la sortie des grands navires de ces zones.
- M13 : Lorsqu'il y a un risque d'interaction entre navires, avoir des agents locaux de liaison avec les pêcheurs à bord des bateaux patrouilleurs dans les zones de pêche artisanale.

- M17 : Établir un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux membres des communautés de pêcheurs, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.
- M18 : Maintenir un agent de liaison communautaire à N'Diago et à Saint-Louis afin de fournir un interlocuteur direct du projet aux communautés de pêcheurs pour tout sujet en relation avec le projet.
- M19 : Collaborer avec un conseil communautaire composé de représentants officiellement désignés des principales parties prenantes locales de N'Diago et de Saint-Louis, mis sur pied pour examiner les préoccupations et les griefs des communautés locales de pêcheurs.
- M20 : Élaborer et mettre en œuvre un cadre d'interaction avec la pêche artisanale, assorti de dispositions visant l'engagement auprès des communautés locales relativement à l'accès aux lieux de pêche, aux griefs et aux mécanismes de recours en cas de dommages aux équipements de pêche, à la sensibilisation à l'environnement, à l'amélioration des moyens de subsistance et au rôle des agents de liaison communautaire.
- M24 : Offrir une assistance technique aux programmes de recherche mutuellement consentie sur les ressources marines notamment ceux des centres nationaux de recherche océanographique des deux pays (CRODT et IMROP).
- M25 : Le projet cherchera à collaborer avec les forces de sécurité publique afin d'établir un cadre de sûreté et d'intervention approprié qui pourrait comprendre ressources, équipement, formation et protocoles d'intervention.
- M26 : Inclure dans le plan d'engagement des parties prenantes pour la sûreté du projet des dispositions relatives à l'intervention, à la gestion et à l'interface avec les forces de sécurité publique en cas d'incidents de sûreté, comme un acte de terrorisme et une entrée illégale dans les zones d'exclusion de sécurité.
- M27 : Élaborer un programme d'investissement social visant à accroître les retombées du projet pour les communautés de N'Diago et de Saint-Louis qui sont directement touchées, y compris des activités d'amélioration des moyens de subsistance.

Avec la mise en œuvre de l'ensemble des mesures de design et de contrôle opérationnel et des 46 mesures de mitigation, tous les impacts résiduels des activités de routine ont été cotés 1 – Négligeables ou 2 – Faibles.

Préalablement à l'évaluation des impacts, un grand nombre de scénarios d'événements accidentels ont été examinés à des fins d'analyse détaillée. Trois scénarios d'événements accidentels potentiels correspondant aux pires scénarios crédibles ont été retenus : l'éruption d'un puits dans la Zone Offshore, une collision avec le FPSO dans la Zone de Pipeline, et une collision avec un navire poseur de conduites dans la Zone du Terminal du Hub GNL près des Côtes. Ces scénarios de planification ont été envisagés pour représenter les conditions d'intervention les plus exigeantes, en raison soit de l'emplacement, du type ou du volume d'hydrocarbures ou encore de leur impact environnemental le plus important. La probabilité que ces trois scénarios d'événements accidentels se produisent pendant la durée de vie du projet est considérée comme rarissime, cette probabilité ayant été évaluée comme suit :

- éruption d'un puits : 1 fois par 455 ans (0,2 %);
- défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire : 1 fois par 392 ans (0,2 %); et
- collision avec un navire poseur de conduites : entre 1 fois par 10 000 ans et 1 fois par 100 000 ans (0,01 à 0,001 %).

Les scénarios potentiels de déversement pour ces trois événements accidentels ont été examinés à l'aide d'une modélisation des déversements d'hydrocarbures dans le but d'évaluer l'évolution de tels déversements. Bien que les conséquences d'un déversement associé aux scénarios les plus défavorables pourraient toucher plusieurs composantes, les impacts négatifs varieraient en fonction

de divers facteurs, notamment la trajectoire du déversement, le degré d'altération et les volumes d'hydrocarbures atteignant les côtes.

Étant donné qu'il est hautement improbable que les scénarios de déversements se produisent (probabilité rarissime), l'importance globale des impacts a été cotée 1 – Négligeable dans plusieurs cas. Parmi les 34 impacts potentiels non négligeables, 15 ont été cotés 2 – Faibles et 19 ont été cotés 3 – Moyens. Les 19 impacts négatifs potentiels cotés 3 – Moyens avant les mesures de mitigation sont les suivants :

- IMP105 : Exposition d'oiseaux à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; quelques impacts létaux et de nombreux impacts sublétaux découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures suite à l'éruption d'un puits.
- IMP106 : Exposition d'oiseaux à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; quelques impacts létaux et de nombreux impacts sublétaux découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire.
- IMP107 : Exposition d'oiseaux à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; quelques impacts létaux et de nombreux impacts sublétaux découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures suite à une collision avec un navire poseur de conduites.
- IMP108 : Exposition de phoques moines méditerranéens (espèce en danger) à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; impacts létaux présumés découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures déversés suite à l'éruption d'un puits.
- IMP109 : Exposition de phoques moines méditerranéens à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; impacts létaux présumés découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures déversés suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire.
- IMP110 : Exposition de phoques moines méditerranéens à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; impacts létaux présumés découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures déversés suite à une collision avec un navire poseur de conduites.
- IMP111 : Exposition de tortues de mer à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; certains impacts létaux sur les tortues de tous les groupes d'âge et plusieurs impacts sublétaux sur les tortues découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures déversés suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire.
- IMP112 : Exposition de tortues de mer à des niveaux élevés d'hydrocarbures dans une zone régionale; certains impacts létaux sur les tortues de tous les groupes d'âge et plusieurs impacts sublétaux sur les tortues découlant d'effets directs et indirects à l'exposition à des hydrocarbures déversés suite à une collision avec un navire poseur de conduites.
- IMP114 : Contamination aux hydrocarbures d'espèces menacées entraînant de la mortalité suite à l'éruption d'un puits.
- IMP116 : Contamination aux hydrocarbures d'espèces menacées entraînant de la mortalité suite à une défaillance du FPSO en raison d'une collision avec un navire.
- IMP118 : Contamination aux hydrocarbures d'espèces menacées entraînant de la mortalité suite à une collision avec un navire poseur de conduites.
- IMP126 : Perte temporaire de prises de pêche artisanale en raison des impacts du déversement sur le plancton, les poissons et d'autres ressources halieutiques.
- IMP127 : Interdiction temporaire de la pêche artisanale dans la zone d'intervention pour jusqu'à plus de 25 000 embarcations de pêche artisanale (chiffre de 2017).

- IMP128 : Perte temporaire de revenus pour jusqu'à environ 80 000 pêcheurs artisanaux (chiffre de 2017).
- IMP129 : Perte temporaire de revenus pour jusqu'à environ 700 000 personnes engagées dans des activités liées à la pêche artisanale (chiffre de 2017).
- IMP130 : Perte temporaire de recettes pour les économies nationales en raison de la perturbation temporaire des activités de pêche artisanale.
- IMP131 : Diminution temporaire de la capacité des communautés côtières à faire face à leurs dépenses quotidiennes en raison de la perte temporaire de leur gagne-pain, accompagnée du risque de sombrer dans la pauvreté et la précarité.
- IMP132 : Manque temporaire de l'aliment de base des communautés côtières en raison de l'interruption de la pêche artisanale, et répercussions possibles sur le régime alimentaire des ménages à l'échelle nationale.
- IMP133 : Plus grande précarité des femmes et des groupes vulnérables dans les communautés de pêcheurs, et en particulier dans celles de la Langue de Barbarie.

L'EIES a recommandé 13 mesures de mitigation pour diminuer les impacts négatifs potentiels en cas d'événements accidentels. Ces mesures de mitigation s'ajoutent aux 19 mesures de design et de contrôle opérationnel déjà prévues pour le projet. Les mesures de mitigation comprennent, par exemple, ce qui suit :

- M101 : Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, les méthodes d'intervention tactique qui peuvent être envisagées dans le cadre du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures (PUDH) comprennent la surveillance et le suivi, le confinement et la récupération en mer, l'épandage d'agents dispersants sous l'eau et en surface, le brûlage in situ, la protection du littoral, le nettoyage du littoral ainsi que l'intervention auprès de la faune affectée.
- M104 : Dans l'éventualité peu probable où un déversement atteindrait la côte, une équipe de nettoyage et de réhabilitation sera mobilisée sur les zones touchées. BP pourra également faire appel à des experts pour atténuer les impacts sur les zones sensibles et les espèces sauvages, au besoin.
- M105 : Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, suivre les exigences des réglementations nationales en matière de déclaration et de notification, en se servant des protocoles établis, s'étendant à toutes les parties intéressées externes concernées.
- M106 : Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en place un mécanisme de règlement des griefs facilement accessible aux parties intéressées, incluant un suivi des plaintes et de leur résolution.
- M107 : Dans l'éventualité peu probable d'un déversement d'hydrocarbures, informer les parties intéressées (dont les pêcheurs artisanaux), en collaboration avec les autorités nationales si requis : 1) du lieu du déversement; 2) des opérations de nettoyage; 3) des zones d'exclusion temporaires éventuelles; et 4) du mécanisme de règlement des griefs s'il y a lieu. En ce qui concerne les pêcheurs, cela inclut fournir des informations pertinentes afin de leur permettre d'enlever leurs équipements de pêche des zones affectées et de réduire l'impact sur ces équipements.
- M108 : Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, en collaboration avec les autorités nationales si requis, suivre et soutenir les moyens de réponse aux préoccupations des parties prenantes sur les impacts potentiels du déversement.
- M109 : Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un fonds d'urgence pour venir en aide, au besoin, aux ménages vulnérables affectés dans les communautés de pêcheurs artisanaux.

- M110 : Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, préparer et mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un plan de restauration des moyens de subsistance pour les communautés affectées.
- M111 : Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, mettre en œuvre, en collaboration avec les autorités nationales si requis, un plan d'urgence pour assurer, au besoin, la sécurité alimentaire des ménages et des groupes vulnérables affectés.

Avec la mise en œuvre de l'ensemble des 19 mesures de design et de contrôle opérationnel et des 13 mesures de mitigation, l'importance globale des 34 impacts est réduite : 23 impacts résiduels d'événements accidentels sont cotés 1 – Négligeables ou 2 – Faibles. Les 11 impacts résiduels restants, cotés 3 – Moyens, sont ceux qui touchent les oiseaux, les mammifères marins, les tortues de mer, les espèces menacées, les aires protégées et la biodiversité.

Il est à noter que l'évaluation des impacts des événements accidentels potentiels, fondés sur les scénarios les plus défavorables modélisés pour le déversement d'hydrocarbures, est une prédiction conservatrice qui ne tient pas compte des effets bénéfiques des activités de prévention, de préparation et d'intervention. Si un déversement d'hydrocarbures survenait, BP mettrait en place des procédures appropriées d'intervention en cas de déversement. Ces procédures devraient diminuer les volumes déversés et/ou améliorer la dispersion des hydrocarbures, ce qui réduirait ainsi le risque d'exposition des ressources sensibles aux hydrocarbures déversés.

En identifiant divers scénarios représentatifs de déversements d'hydrocarbures les plus défavorables, l'EIES a fourni les données nécessaires à la planification et à la préparation pour une gamme complète de déversements potentiels. Les stratégies d'intervention sont fondées sur une approche par niveaux acceptée à l'échelle de l'industrie. La structure définie, qui comporte 3 niveaux, permet de planifier une intervention efficace en cas de déversement d'hydrocarbures, allant de petits déversements opérationnels jusqu'au cas le plus grave de déversement en mer.

Dans le cadre du processus global de planification du projet, un PUDH et des documents complémentaires seront élaborés par BP. Ces documents fourniront les lignes directrices sur la façon dont BP interviendra en cas de déversement d'hydrocarbures, quel que soit le niveau. Lorsque les mesures de design et de contrôle opérationnel et les mesures de mitigation appropriées sont mises en œuvre, y compris un PUDH, la probabilité d'un déversement et les conséquences qui en découlent sont réduites. Toutes ces mesures sont comprises dans le PGES détaillé inclus dans l'EIES.

Tout au long du projet, les actions énumérées dans le PGES seront examinées périodiquement pour vérifier que les dispositions du plan sont mises en œuvre et pour confirmer que les mesures planifiées sont toujours appropriées pour atténuer efficacement les impacts prévus. Les résultats seront identifiés, et les actions énumérées dans le PGES pourront être modifiées au besoin dans un objectif d'amélioration continue.

Un responsable SSSE propre au projet GTA sera nommé par BP afin de superviser la mise en œuvre du PGES. Le responsable SSSE du projet de BP sera en charge de communiquer en interne la performance environnementale afin qu'elle soit examinée et qu'elle serve de base à l'amélioration des actions définies dans le PGES. Les autorités mauritaniennes et sénégalaises, notamment la DCE en Mauritanie et le Comité Technique au Sénégal, conservent la responsabilité de superviser la conformité du projet avec le PGES approuvé.

Dans le cadre d'une amélioration continue, ou pendant la durée de vie du projet, de nouvelles pratiques, procédures ou technologies pourraient être proposées et adoptées. Ceci pourrait nécessiter la révision d'actions, ou de sources et fréquences de vérification actuellement identifiées dans le PGES. L'intention de l'action initiale sera prise en considération dans la décision de mettre en œuvre cette nouvelle pratique, procédure ou technologie.

En plus du PGES, l'EIES comprend un PSS. L'objectif général du PSS est de vérifier que les mesures de mitigation identifiées dans le PGES produisent les résultats escomptés en matière d'élimination ou de réduction des impacts potentiels sur les composantes biophysiques ou sociales.

Selon le jugement des professionnels de l'EIES, et tel que démontré dans le rapport détaillé de l'EIES, le projet GTA-Phase 1 proposé est considéré comme acceptable, compte tenu de l'évaluation de ce qui suit : 1) la description du projet, notamment les mesures de design et de contrôle opérationnel incluses dans le projet; 2) les exigences réglementaires existantes; 3) les environnements hôtes biophysique et social caractérisés et leurs sensibilités perçues aux impacts; 4) les impacts potentiels identifiés pour chacune des phases du projet; et 5) la mise en œuvre et la surveillance des mesures de mitigation recommandées qui sont identifiées dans le PGES et le PSS.

BIBLIOGRAPHIE ET RÉFÉRENCES

BIBLIOGRAPHIE ET REFERENCES

- Abdallahi, K.M. 2016. Évaluations avifaunes/mégafaunes pour l'étude de la vulnérabilité de la zone du talus. Atelier de concertation et d'échanges. Présentation à Gestion Environnementale du Milieu Marin et Côtier Mauritanien, 13-14 décembre 2016, Hôtel Tfeila à Nouakchott, 29 slides.
- Acevedo, A. 1991. Interactions between boats and bottlenose dolphins, *Tursiops truncatus*, in the entrance to Ensenada de La Paz, Mexico. *Aquatic Mammals* 17(3) : 120-124.
- Aéroport Dakar Blaise Diagne. 2018. Site officiel - Aéroport Dakar Blaise Diagne. Consulté à : <http://www.dakaraeroport.com/corporate/>.
- African Bird Club. 2016. Mauritania Important Bird Areas. Consulté à : <https://www.africanbirdclub.org/countries/Mauritania/ibas>. Septembre 2016.
- African Economic Outlook (AEO). 2016. African Economic Outlook 2016. OCDE, BAD, PNUD.
- African World Heritage. 2017. Djoudj National Bird Sanctuary – Senegal. Consulté à : <http://www.africanworldheritagesites.org/natural-places/wetlands/djoudj-national-bird-sanctuary-senegal.html>. Consulté : 26 juillet 2017.
- Agence Mauritanienne d'Information (AMI). 2016. Le port de N'Diogo, une autre grande réalisation du Président de la République déclare le ministre de la défense, 06/12/2016. Consulté à : <http://fr.ami.mr/Depeche-38592.html>.
- Agence Mauritanienne d'Information (AMI). 2017. Communiqué du conseil des ministres. Consulté à : <http://fr.ami.mr/Depeche-42160.html>. Consulté : 25 septembre 2017.
- Airoldi, L. et F. Bulleri. 2011. Anthropogenic disturbance can determine the magnitude of opportunistic species responses on marine urban infrastructures. *PLoS ONE* 6(8) : e22985.
- Aldred, R.G., K. Riemam-Zirneck, H. Thiel, et A.L. Rice. 1979. Ecological observations on the deep-sea anemone *Actinoscyphia aurelia*. *Oceanol. Acta* 2 : 389-395.
- Allison, E.H., A.L. Perry, M.C. Badjeck, W.N. Adger, K. Brown, D. Conway, A.S. Halls, G.M. Pilling, J.D. Reynolds, et N.L. Andrew. 2009. Vulnerability of national economies to the impacts of climate change on fisheries. *Fish and Fisheries* 10(2) : 173-196.
- American Petroleum Institute (API). 1999. Fate of spilled oil in marine waters: Where does it go? What does it do? How do dispersants affect it? API Publication No. 4691. American Petroleum Institute, Washington, DC, 43 pp.
- American Petroleum Institute (API). 2004. Recommended Practice 75 for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities. API RP 75. 3^e édition, 1^{er} mai 2004.
- American Petroleum Institute (API). 2012. Standard 53, Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells. API STD 53. 4^e édition, novembre 2012.
- American Petroleum Institute (API). 2013. Recommended Practice 96, Deepwater Well Design and Construction. API RP 96. 1^e édition, 1^{er} mars 2013.
- ANAM, 2017. Note relative au projet de Réhabilitation et d'Aménagement du Port de pêche de Saint-Louis (PRAPS), 10 pages (copie papier consultée par Tropica en Sénégal en août 2017)
- Anderson, R.J., J.J. Bolton, A.J. Smit, et D. da Silva Neto. 2012. The seaweeds of Angola: the transition between tropical and temperate marine floras on the west coast of southern Africa. *African Journal of Marine Science*, 34(1). doi.org/10.2989/1814232X.2012.673267.

- ANSD, 2017a. Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie. La population du Sénégal en 2017. Consulté à : www.ansd.sn/ressources/publications/Rapport_population_2017_05042018.pdf
- ANSD, 2017b. Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie. Situation économique et sociale du Sénégal de 2014 – Pêche Maritime. Consulté à : http://www.ansd.sn/ressources/publications/12-SES-2014_Peche-maritime.pdf
- ANSD. 2008. Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie. Monographie de la pêche artisanale et de la forêt, rapport final sur la pêche artisanale.
- ANSD. 2013. Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie. Enquête Démographique et de Santé Continue 2012-2013.
- ANSD/RGPHAE. 2014. Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie. Recensement Général de Population et de l'Habitat, de l'Agriculture et de l'Élevage, rapport définitif.
- Antobreh, A.A. and S. Krastel. 2006. Morphology, seismic characteristics and development of Cap Timiris Canyon, offshore Mauritania: a newly discovered canyon preserved off a major arid climatic region. *Marine and Petroleum Geology* 23 : 37-59.
- API. 1997. API Recommended Practice (API RP 505) for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, et Zone 2. 1^e édition, novembre 1997, 153 pp (avec un feuillet d'errata daté août 1998).
- APIX, 2015a. Agence Nationale de l'Investissement et des Grands Travaux. Consulté à : investinsenegal.com/SENEGAL-COMMERCE-90-des-echanges.html.
- APIX, 2015b. Agence Nationale de l'Investissement et des Grands Travaux. (National Agency for Investment and Major Works). Consulté à : www.investinsenegal.com/Tourisme.html.
- Applied Science Associates. 2014. Oil Spill Modeling, Offshore Mauritania. Draft Report. ASA Project Number 14-062. Applied Science Associates, South Kingston, RI, 59 pp.
- APS, 2010. Agence de presse sénégalaise. La radio, l'équipement le plus répandu dans les ménages. Consulté à : www.aps.sn/newsedit/spip.php?article66710.
- APS, 2017. Agence Presse Sénégalaise. Familles des pêcheurs de Saint-Louis. Consulté à : www.aps.sn/actualites/economie/peche/article/saint-louis-des-familles-de-pecheurs-impactees-par-l-erosion-cotiere-seront-relogees-a-gandon-et-ngalene.
- Archeo Navale. 2015. Prospection archéologique sous-marines aux abords de l'île de Gorée. Consulté à : <http://archeonavale.org/goree/presentation.htm>.
- Arctic Monitoring and Assessment Program. 2007. Arctic Oil and Gas Assessment. ISBN 978-82-7971-048-6, 57 pp.
- Arkhipkin, A.I., P. G. K. Rodhouse, G. J. Pierce, W.Sauer, M. Sakai, L. Allcock, J. Arguelles, J. R. Bower, G. Castillo, L. Ceriola, et al. 2015. World squid fisheries. *Reviews in Fisheries Science & Aquaculture* 23.2 (2015) : 92-252.
- Arkhipov, A.G. 2009. Seasonal and interannual variation of ichthyoplankton off the coast of the Moroccan Sahara. *Journal of Ichthyology* 49(3) : 228-235.
- Arkhipov, A.G. 2009. Seasonal and interannual variation of ichthyoplankton off Mauritania. *Journal of Ichthyology* 49(6) : 460-468.
- Arkhipov, A.G. 2015. Dynamics of abundance of eggs and larvae of common fish species in the central part of the eastern Central Atlantic. *Journal of Ichthyology* 55(2) : 217-223.

- Ateliers, L. 2014. Atelier International de Maitrise d'Oeuvre Urbaine. Nouakchott, l'avenir par défi. Adaptation et mutation d'une ville vulnérable.
- Atkins. 2018. Ahmeyim/Guembeul Project Concept Risk Assessment, 5161164-SA-REP-001, 30 janvier 2018, 57 pp.
- Atkinson, P.W., et J.A. Caddick. 2013. Checklists of the birds of Africa. Téléchargé de www.africanbirdclub.org. Consulté à : <http://www.africanbirdclub.org/countries/checklists/download>. Consulté : septembre 2016.
- Atwood Oceanics. 2014a. Atwood Achiever Drillship Quantitative Risk Assessment (QRA) Report, 3617DR119R003, Revision Z, octobre 2014, 82 pp.
- Atwood Oceanics. 2014b. Atwood Achiever Fire and Explosion Risk Analysis (FERA) Report, 3617DR119R004, Revision Z, novembre 2014, 62 pp.
- Atwood Oceanics. 2016. Atwood Achiever Health, Safety and Environmental Case, ACH-HSE-SC-1002, Revision 1, février 2016, 606 pp.
- Au, D. et W. Perryman. 1982. Movement and speed of dolphin schools responding to an approaching ship. Fishery Bulletin 80(2) :371-379.
- Au-Senegal. 2010. Parc national de la Langue-de-Barbarie et reserve de Guembeul. Consulté à : <http://www.au-senegal.com/parc-national-de-la-langue-de-barbarie-et-reserve-de-guembeul,011.html?lang=fr>. Consulté : 26 juillet 2017.
- Avibase. 2016. Bird Checklists of the World – Mauritania. Consulté à : <http://avibase.bsc-eoc.org/checklist.jsp?lang=EN®ion=mr&list=clements>. Consulté : 20 septembre 2016.
- Ba, A., J.O. Schmidt, M. Dème, K. Lancker, C. Chaboud, P. Cury, D. Thiao, M. Diouf, et P. Brehmer. 2017. Profitability and economic drivers of small pelagic fisheries in West Africa: A twenty year perspective. Marine Policy 76:152-158. doi.org/10.1016/j.marpol.2016.11.008.
- Ba, K., M. Thiaw, N. Lazar, A. Sarr, T. Brochier, I. Ndiaye, A. Faye, O. Sadio, J. Panfili, O.T. Thiaw, et P. Brehmer. 2016. Resilience of key biological parameters of the Senegalese flat sardinella to overfishing and climate change. PLoS ONE 11(6). [doi:10.1371/journal.pone.0156143](https://doi.org/10.1371/journal.pone.0156143).
- Baca, B.J., J. Michel, T.W. Kana, et N.G. Maynard. 1983. Cape Fear River oil spill (North Carolina): Determining oil quantity from marsh surface area, pp. 419-422. Dans : Proceedings of the 1983 Oil Spill Conference.
- Backus, R.H. 1977. Atlantic mesopelagic zoogeography. Dans: Fishes of the western North Atlantic. Mem. Sears Foundation for Marine Research 1(7) : 266-287.
- Badji, L.B., M. Tiedemann, H.O. Fock, P. Ndiaye, et D. Jouffre. 2017. Horizontal distribution of dominant pelagic fish eggs in West African waters. International Journal of Fisheries and Aquatic Sciences 5(6) : 340-348.
- Baird, P.H. 1990. Concentrations of seabirds at oil-drilling rigs. The Condor 92(3) : 768-771.
- Balcom, B.J., B.D. Graham, A.D. Hart, et G.P. Bestall. 2012. Benthic impacts resulting from the discharge of drill cuttings and adhering synthetic based drilling fluid in deepwater. SPE 157325. SPE Conference Proceedings, Perth, Australia, 11-13 septembre 2012.
- Banque Africaine de Développement (BAD). 2016. *Profil de la Mauritanie 2016*. Consulté à : www.afdb.org/en/countries/north-africa/mauritania/. Consulté : septembre 2016.
- Banque Mondiale. 2017a. *Profil de la Mauritanie, 2017, Banque Mondiale*. Consulté à : <http://www.worldbank.org/en/country/mauritania/overview>.

- Banque Mondiale, 2017b. *Profil du Sénégal, 2017, Banque Mondiale*. Consulté à : www.worldbank.org/en/country/senegal/overview
- Barker, V.A. 2016. The Effect of Artificial Light on the Community Structure and Distribution of Reef-Associated Fishes at Oil and Gas Platforms in the Northern Gulf of Mexico. Thèse de maîtrise, Louisiana State University, Baton Rouge, LA.
- Barnes, D.K.A., F. Galgani, R.C. Thompson, et M. Marlaz. 2009. Accumulation and fragmentation of plastic debris in global environments. *Philosophical Transactions of the Royal Society B* 364 : 1985-1998.
- Barnthouse, L.W. 2013. Impacts of entrainment and impingement on fish populations: A review of the scientific evidence. *Environmental Science and Technology* 31 : 149-156.
- Barron, M.G. 2012. Ecological impacts of the *Deepwater Horizon* oil spill: Implications for immunotoxicity. *Toxicologic Pathology* 40(2) : 315-320.
- Bartol, I.K., M. Gharib, D. Weihs, P.W. Webb, J.R. Hove et M. Gordon. 2003. Hydrodynamic stability of swimming in ostraciid fishes: role of the carapace in the smooth trunkfish *Lactophrys triqueter* (Teleostei: Ostraciidae). *Journal of Experimental Biology* 206 : 725-744.
- Barton, E.D. 2001. Ocean Currents: Atlantic Eastern Boundary - Canary Current/ Portugal Current, pp. 380-389. Dans : J. Steele, S. Thorpe, et K. Turekian (eds.). *Encyclopedia of Ocean Sciences*, Academic Press.
- Barton, E.D., D.B. Field, et C. Roy. 2013. Canary current upwelling : More or less? *Progress in Oceanography* 116 : 167-178. doi.org/10.1016/j.pocean.2013.07.007.
- Basterretxea, G., et J. Aristegui. 2000. Mesoscale variability in phytoplankton biomass distribution and photosynthetic parameters in the Canary-NW African coastal transition zone. *Marine Ecology Progress Series* 197 : 27-40.
- Belhabib, D., D. Gascuel, E.A. Kane, S. Harper, D. Zeller, et D. Pauly. 2013. Preliminary estimation of realistic fisheries removals from Mauritania, 1950-2010, pp. 61-78. Dans : Belhabib, D., Zeller, D., Harper, S. and Pauly, D. (eds.), *Marine fisheries catches in West Africa, 1950-2010, part I*. Fisheries Centre Research Reports 20 (3). Fisheries Centre, University of British Columbia, Canada.
- Belley., R., et P.V.R. Snelgrove. 2016. Relative Contributions of Biodiversity and Environment to Benthic Ecosystem Functioning. *Frontiers in Marine Science*. [doi: 10.3389/fmars.2016.00242](https://doi.org/10.3389/fmars.2016.00242).
- Berland, B.R., D.J. Bonin, et S.Y. Maestrini. 1972. Are some bacteria toxic for marine algae? *Marine Biology* 12(3) : 189-193.
- Beyah, M. 2013. Analyse comparée de la dynamique des ressources démersales et côtières de l'écosystème marin mauritanien : vulnérabilité des ressources et impact de la pêche. Thèse unique Agrocampus-Ouest Rennes. 227 pp.
- Billings, R. et D. Wilson. 2004. Data Quality Control and Emissions Inventories of OCS Oil and Gas Production Activities in the Breton Area of the Gulf of Mexico. Final Report. OCS Study MMS 2004-071, 85 p.
- Biodiversity, Gas, and Petroleum Program (BGP). 2013. Maritime atlas of vulnerable areas in Mauritania. A guide to equitable and ecosystem based management. Préparé pour: the Programme "Biodiversity, Oil and Gas" (ProBOG) for the Ministry of Environment and Sustainable Development, Ministry of Fisheries and the Maritime Economy, et Ministry of Oil, Energy and Mines sous l'autorité scientifique de le Mauritanian Institute of Oceanographic Research and Fisheries (IMROP), 155 pp.

- BirdLife International. 2013. Conservation of Migratory Birds project: Scientific review of migratory birds, their key sites and habitats in West Africa. BirdLife International, Cambridge, UK. Consulté à : <http://www.birdlife.org/sites/default/files/attachments/CMB%20Scientific%20Review%20merged%20English.pdf>. Consulté : 1^{er} octobre 2017.
- BirdLife International. 2015. Country profile: Senegal. Consulté à : www.birdlife.org/datazone/country/senegal. Consulté : 6 mars 2015.
- BirdLife International. 2016a. Important Bird and Biodiversity Areas. Consulté à : <http://www.birdlife.org/worldwide/programmes/sites-habitats-ibas>. Consulté : septembre 2016.
- BirdLife International. 2017a. Cap Blanc. Consulté à : <http://datazone.birdlife.org/site/factsheet/cap-blanc-iba-mauritania/details>. Consulté : 26 juillet 2017
- BirdLife International. 2017b. Aftout Es Sahli. Consulté à : <http://datazone.birdlife.org/site/factsheet/aftout-es-s%C3%A2heli-iba-mauritania>
Consulté : 26 juillet 2017.
- BirdLife International. 2017c. Important Bird and Biodiversity Areas. Consulté à : <https://maps.birdlife.org/marineIBAs/default.html>. Consulté : mars 2017.
- BirdLife International. 2018. Data Zone, Parc Nationale des Iles de la Madeleine – marine. Consulté à : <http://datazone.birdlife.org/site/factsheet/parc-national-des-iles-de-la-madeleine--marine-iba-senegal>. Consulté : 22 janvier 2018.
- Black, A. 2005. Light induced seabird mortality on vessels operating in the Southern Ocean: incidents and mitigation measures. *Antarctic Science* 17(1) : 67-68.
- Blackburn, M, C.A.S. Mazzacano, C. Fallon, et S.H. Black. 2014. Oil in our oceans. A review of the impacts of oil spills on marine invertebrates. The Xerces Society for Invertebrate Conservation, Portland, OR, 152 pp.
- Blackburn, M. 1979. Zooplankton in an upwelling area off northwest Africa: composition, distribution, et ecology. *Deep Sea Research Part A: Oceanographic Research Papers* 26(1) : 41-56.
- Blaikley, D.R., G.F.L. Dietzil, A.W. Glass, et P.J. van Kleef. 1977. "SLIKTRAK" - A Computer Simulation of Offshore Oil Spills, Cleanup, Effects and Associated Costs. EPA/API Oil Spill Conference, New Orleans, LA.
- Blanchard, A.L., H.M. Feder, et D.G. Shaw. 2002. Long-term investigation of benthic fauna and the influence of treated ballast water disposal in Port Valdez, Alaska. *Mar. Pollution Bull.* 44 : 367-382.
- Blumenthal, J.M., F.A. Abreu-Grobois, T.J. Austin, A.C. Broderick, M.W. Bruford, M.S. Coyne, G. Ebanks-Petrie, A. Formia, P.A. Meylan, A.B. Meylan, et B.J. Godley. 2009. Turtle groups or turtle soup: dispersal patterns of hawksbill turtles in the Caribbean. *Molecular Ecology* 18(23) : 4841-4853.
- Boehm, P.D. 1987. Transport and transformation processes regarding hydrocarbon and metal pollutants in offshore sedimentary environments, pp. 233-287. Dans : D.F. Boesch and N.N. Rabalais (eds.), *Long-Term Environmental Effects of Offshore Oil and Gas Development*. Elsevier Applied Science, London and New York.
- Boehm, P.D., K.J. Murray, et L.L. Cook. 2016. Distribution and attenuation of polycyclic aromatic hydrocarbons in Gulf of Mexico seawater from the *Deepwater Horizon* oil accident. *Environmental Science and Technology* 50(2) : 584-592.
- Bollens, S.M., J.A. Quenette, et G. Rollwagen-Bollens. 2012. Predator-enhanced diel vertical migration in a planktonic dinoflagellate. *Mar. Ecol. Prog. Ser.* 447 : 49-54.

- Bolton, D., M. Mayer-Pinto, G.F. Clark, K.A. Dafforna, W.A. Brassil, A. Becker, et E.L. Johnston. 2017. Coastal urban lighting has ecological consequences for multiple trophic levels under the sea. *Science of the Total Environment* 576 : 1-9.
- Boothe, P.N. and B.J. Presley. 1989. Trends in sediment trace element concentrations around six petroleum drilling platforms in the northwestern Gulf of Mexico, pp. 3-21. Dans : F.R. Engelhard, J.P. Ray, et A.H. Gillam (eds.), *Drilling Wastes*. Elsevier Applied Science, NY.
- BP, KBR. 2017a. Tortue Development Project, Optimise FPSO & Associated SURF HAZID Report, MS002-SE-REP-010-03001, Revision A01, octobre 2017, 35 pp.
- BP, KBR. 2017b. Tortue Development Project, Optimise Hub HAZID Report, MS002-SE-REP-010-04001, Revision A01, octobre 2017, 40 pp.
- BP, KBR. 2017c. FPSO Safety Design Philosophy, MS002-SE-PHI-010-03001, Revision A02, septembre 2017, 70 pp.
- BP, KBR. 2017d. Hub Safety Design Philosophy. MS002-SE-PHI-010-04001, Revision A03, septembre 2017, 61 pp.
- BP, KBR. 2017e. Tortue Development Project Optimise SURF Inherently Safer Design (ISD) Report. MS002-S E-REP-010-02001, Revision B01, novembre 2017, 12 pp.
- BP, KBR. 2017f. Tortue Development Project Optimise FPSO Inherently Safer Design (ISD) Report. MS002-S E-REP-010-03003, Revision B01, novembre 2017, 16 pp.
- BP, KBR. 2017g. Tortue Development Project Optimise Hub Inherently Safer Design (ISD) Report. MS002-S E-REP-010-04007, Revision B01, novembre 2017, 14 pp.
- BP. 2014. Process Safety Guide. GPO-EN-GLN-00005, decembre 2014, 17 pp.
- BP. 2015. Global Projects Organization (GPO) HSSE Practice, GPO-HS-PRO-00009, octobre 2015, 74 pp.
- BP. 2016a. BP Group Defined Practice Control of Work. GDP 4.5-0001, janvier 2016, 29 pp.
- BP. 2016b. Cap and Containment Response Plan, BP Guide 100422, Revision B01, janvier 2016, 72 pp.
- BP. 2016c. The BP Operating Management System Framework, Part 1 – An Overview of OMS, GFD 0.0-0001, Version 3.1, janvier 2016, 16 pp.
- BP. 2016d. The BP Operating Management System Framework, Part 2 – Our OMS, GFD 0.0-0002. Version 3.1, janvier 2016, 70 pp.
- BP. 2016e. Group Practice Inherently Safe Design (ISD). GP 48-04, janvier 2016, 22 pp.
- BP. 2017a. Tortue Phase 1a Project, Spill Modelling Scenario Rationale, MS002-EV-REP-000-01001, Revision B01, septembre 2017, 12 pp.
- BP. 2017b. Ahmeyim/Guembeul Project HSSE Management Plan, A01 090817, Rev A01, 36 pp.
- Braham, C.-B., et A. Corten. 2015. Pelagic fish stocks and their response to fisheries and environmental variation in the Canary Current Large Marine Ecosystem. Chap 5. Dans : Valdés, L. and Déniz-González, I. (eds). 2015. *Oceanographic and biological features in the Canary Current Large Marine Ecosystem*. IOC-UNESCO, Paris. IOC Technical Series, No. 115, 383 pp.
- Brandt, M.J., A. Diederichs, K. Betke, et G. Nehls. 2011. Responses of Harbour Porpoises to Pile Driving at the Horns Rev II Offshore Wind Farm in the Danish North Sea. *Marine Ecology Progress Series* 421 : 205-216.

- Brette, F., C. Cros, B. Machado, J.P. Incardona, N.L. Scholz, et B.A. Block. 2014. Crude oil impairs cardiac excitation-contraction coupling in fish. *Science* 343(612) : 772-776.
- Brown, R.G.B. 1979. Seabirds of the Senegal upwelling and adjacent waters. *Ibis* 121(3) : 283-292.
- Brown, S., A.S. Kebede, et R.J. Nicholls. 2011. Sea-level rise and impacts in Africa. 2000 to 2100. Revised version. School of Civil Engineering and the Environment, University of Southampton, Southampton, UK, 215 pp.
- BSEE. 2017. <https://www.bsee.gov>
- Buchman, M.F. 2008. NOAA Screening Quick Reference Tables, NOAA OR&R Report 08-1. National Oceanic and Atmospheric Administration, Office of Response and Restoration Division, Seattle WA, 34 pp.
- Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). 2012. Atlantic OCS Proposed Geological and Geophysical Activities, Mid-Atlantic and South Atlantic Planning Areas. Draft Programmatic Environmental Impact Statement. OCS EIS/EA 2012-005. Consulté à : <http://www.boem.gov/oil-and-gas-energy-program/GOMR/GandG.aspx>. Consulté : 21 septembre 2016.
- Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). 2015. Exploration Plan (EP), Air Quality Screening Checklist and Gulf of Mexico Air Emissions Calculations Instructions and PRA Statement - BOEM Form 0138 and DOCD Air Quality Screening Checklist and Gulf of Mexico Air Emissions Calculations Instructions and PRA Statement - BOEM Form 0139. OMB Control No. 1010-0151. Mars 2015. U.S. Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA.
- Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). 2016. Notice to Lessees and Operators (NTL) of Federal oil, gas, et sulfur leases in the OCS, Gulf of Mexico Region. Implementation of Seismic Survey Mitigation Measures and Protected Species Observer Program. BOEM NTL 2016-G02. OMB Control Number 1010-0151.
- Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). 2017. Gulf of Mexico OCS Proposed Geological and Geophysical Activities, Western, Central, et Eastern Planning Areas, Final Programmatic Environmental Impact Statement. U.S. Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA. Août 2017. BOEM-2017-051. 3 volumes.
- Burke, C.M., G.K., Davoren, W.A. Montevecchi, et F.K. Wiese. 2005. Seasonal and spatial trends of marine birds along support vessel transects and at oil platforms on the Grand Banks. Dans : S.L. Armsworthy, P.J. Cranford, et K. Lee (eds.), *Offshore Oil and Gas Environmental Effects Monitoring: Approaches and Technologies*, pp. 587-614.
- Burns, K.A., S. Codi, M. Furnas, D. Heggie, D. Holdway, B. King, et F. McAllister. 1999. *Marine Pollution Bulletin* 38 : 593-603.
- Burt, J. A., D.A. Feary, G. Cavalcante, A.G. Bauman, et P. Usseglio. 2013. Urban breakwaters as reef fish habitat in the Persian Gulf. *Marine Pollution Bulletin* 72(2) : 342-350.
- Burton, C. 2003. Compilation and analysis of marine mammal sightings from the El Mourabitin 3D seismic survey in Mauritanian waters, par Woodside Energy, février à juillet 2002. Rapport préparé par Woodside Energy Pty Ltd, 34 pp.
- CAA. 2016. Civil Aviation Authority, Safety Regulation Group, CAP 437, Standards for offshore helicopter landing areas, ISBN 9780 11792 914 2, 8^e édition, décembre 2016, 305 pp.
- Cabinet Prestige, 2017. Étude d'impact environnemental et social (EIES) des travaux d'urgence de protection côtière des quartiers de la Langue de Barbarie - Région de Saint-Louis. Version provisoire, juin 2017, 216 pp.

- Cadiou, B., L. Riffaut, K.D. McCoy, J. Cabelguen, M. Fortin, G. Gelinaud, A. Le Roch, C. Tirard, et T. Boulinier. 2004. Ecological impact of the Erika oil spill: Determination of the geographic origin of the affected Common Guillemots. *Aquatic Living Resources* 17 : 369-377.
- Caisse Régionale d'Assurance Maladie des Pays de la Loire, les Services de Santé au Travail du Maine-et-Loire. 2002. Guide d'évaluation des risques, septembre 2002, 32 pp.
- Calkins, D.G., E. Becker, T.R. Spraker, et T.R. Loughlin. 1994. Impacts on Steller Sea Lions. Dans : T.R. Loughlin (ed.), *Marine Mammals and the Exxon Valdez*. Academic Press, San Diego CA.
- Camilli, R., C.M. Reddy, D.R. Yoerger, B.A.S. Van Mooy, M.V. Jakuba, J.C. Kinsey, C.P. McIntyre, S.P. Sylvan, et J.V. Maloney. 2010. Tracking hydrocarbon plume transport and biodegradation at *Deepwater Horizon*. *Science* 330 : 201-204.
- Camphuysen, C.J. 2000. Seabirds and marine mammals off West Africa. Responses 2000 cruise report. Netherlands Institute for Sea Research, Texel, Royaume des Pays-Bas, 49 pp.
- Camphuysen, C.J. 2003. Seabirds and marine mammals off West Africa. Responses 2000 cruise report, Netherlands Institute for Sea Research, Texel, Royaume des Pays-Bas, janvier 2003.
- Camphuysen, C.J. and M.F. Leopold. 2004. The Tricolor oil spill: characteristics of seabirds found oiled in The Netherlands. *Atlantic Seabirds* 6(3/Special Issue) : 109-128.
- Camphuysen, C.J., S. Kloff, et M. A. Jiyid ould Taleb. 2015. Ship-based seabird and marine mammal surveys off Mauritania, 4-14 septembre 2015- cruise report. Royal Netherlands Institute for Sea Research, 104 pp.
- Camphuysen, C.J., T.M. van Spanje, H. Verdaat, S. Kloff, et A. Ould Mohamed El Moustapha. 2013. Ship-based seabird and marine mammal surveys off Mauritania, Nov-Dec 2012 - cruise report. Édition révisé, Royal Netherlands Institute for Sea Research, 73 pp.
- Canary Current Large Marine Ecosystem Project. 2014. Assessment of the state of marine biodiversity in the region of the CCLME. Study report. Préparé par M. Inejih Cheikh Abdellahi, M.O. Taleb Sidi, et H.D. Diadiou. Rapport final, juillet 2014, 147 pp.
- Canary Current LME Project. 2009. Canary Current Large Marine Ecosystem (CCLME) Project – Project Document. Consulté à : <http://www.canarycurrent.org/en/resources/publications/projectdocuments/cclme-project-document/view>. Consulté : 11 mars 2015, 65 pp.
- Caneveri, G.P., J. Bock, et M. Robbins. 1989. Improved dispersant based on microemulsion technology, pp. 317-320. In. Proc. 1989 International Oil Spill Conf., American Petroleum Institute, Washington, DC.
- Carroll, J.L., F. Vikebø, D. Howell, et O.J. Brock. 2018. Assessing impacts of simulated oil spills on the Northeast Arctic cod fishery. *Marine Pollution Bulletin* 126 : 63-73.
- Castege I., Y. Lalanne, V. Gouriou, G. Hemery, M. Girin, F. D'amico, C. Mouches, J. D'Elbee, L. Soulier, J. Pensu, D. Lafitte, et F. Pautrizel. 2007. Estimating actual seabird mortality at sea and relationship with oil spills: lesson from the "Prestige" oil spill in Aquitaine (France). *Ardeola* 54 : 289–307
- Castellote, M. and C. Llorens. 2016. Review of the effects of offshore seismic surveys in Cetaceans: Are mass strandings a possibility? *Advances in Experimental Medicine and Biology* 875 : 133-143.
- Castro, J.J., J.A. Santiago, A.T. Santana-Ortega. 2002. A general theory on fish aggregation to floating objects: An alternative to the meeting point hypothesis. *Reviews in Fish Biology and Fisheries* 11 : 255-277.

- Cato, D.H., R.A. Dunlop, M.J. Noad, R.D. McCauley, E. Kniest, D. Paton, et A.S. Kavanagh. 2016. Addressing Challenges in Studies of Behavioral Responses of Whales to Noise, pp. 145-152. Dans : A. Popper and A. Hawkins (eds.), *The Effects of Noise on Aquatic Life II. Advances in Experimental Medicine and Biology*, vol 875. Springer, New York, NY.
- Caveriviere, A. and R.G.A. Andriamirado. 1997. Minimal fish predation for the pink shrimp *Penaeus notialis* in Senegal (West Africa). *Bull. Mar. Sci.* 61(3) : 685-695.
- Cejudo, D., N. Varo, O. López and L.F. López Jurado. 2008. Satellite tracking of adult loggerheads (*Caretta caretta*) around waters of Cape Verde archipelago (western Africa), pp. 189. Dans : *Proceedings of the Twenty-Fourth Annual Symposium on Sea Turtle Biology and Conservation*. NOAA Technical Memorandum NMFSSSEFSC-567.
- Centre de Recherches Océanographiques de Dakar-Thiarroye. 2002. Campagne d'observation des cétacés dans les eaux nord-ouest africaines (de la Guinée au Sénégal), – CRODT, Dakar, 10 pp.
- CGE Risk. 2017. <https://www.cgerisk.com/products/bowtiexp/>.
- Chaloupka, M.Y. and J.A. Musick. 1997. Chapter 9: Age, growth and population dynamics, pp. 235-278. Dans : P.L. Lutz and J.A. Musick (eds.), *The Biology of Sea Turtles*. CRC Marine Science Series. CRC Press Inc. Boca Raton.
- Champalbert, G., M. Pagano, P. Sene, et D. Corbin. 2007. Relationships between meso- and macro-zooplankton communities and hydrology in the Senegal River Estuary. *Estuarine, Coastal and Shelf Science* 74 : 381-394.
- Chen, F., R. Williams, E. Svendsen, K. Yeatts, J. Creason, J. Scott, D. Terrell, et M. Case. 2007. Coarse particulate matter concentrations from residential outdoor monitor sites associated with the North Carolina Asthma and Children's Environment Studies (NC-ACES). *Atmos. Environ.* 41(6) : 1200-1208.
- Chen, F.H. and P.D. Yapa. 2003. A model for simulating deepwater oil and gas blowouts – Part II: Comparison of numerical simulations with "Deepspill" field experiments. *J. Hydra. Res., IAHR* 41(4) : 353-365.
- Chopin, A. 2009. Nouakchott au carrefour de la Mauritanie et du Monde. Karthala-PRODIG.
- Claisse, J.T., D.J. Pondella, M. Love, L.A. Zahn, C.M. Williams, J.P. Williams, et A.S. Bull. 2014. Oil platforms off California are among the most productive marine fish habitats globally. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 111(43) : 15462-15467.
- Clark, C.W., W.T. Ellison, B.L. Southall, L. Hatch, S.N. Van Parijs, A. Frankel, et D. Ponirakis. 2009. Acoustic masking in marine ecosystems: intuitions, analysis, et implication. *Marine Ecology Progress Series* 395 : 201-222.
- Clark, M.R., A.A. Rowden, T.A. Schlacher, J. Guinotte, P.K. Dunstan, A. Williams, T.D. O'Hara, L. Watling, E. Niklitschek, et S. Tsuchida. 2014. Identifying Ecologically or Biologically Significant Areas (EBSA): A systematic method and its application to seamounts in the South Pacific Ocean. *Ocean & Coastal Management* 91 : 65-79.
- Clayton, J., J. Payne, J. Farlow, et C. Sarwar. 1993. *Oil Spill Dispersants, Mechanisms of Action and Laboratory Tests*. CRC Press, Boca Raton, FL., 113 pp.
- Climate Analysis Indicators Tool (CAIT) Climate Data Explorer. 2017. GHG emissions. World Resources Institute, Washington, D.C. Consulté à : www.cait.wri.org. Consulté : février 2018.
- CNLCS. 2014. Comité National de Lutte Contre le Sida. Rapport d'activité en réponse au Sida en Mauritanie. Consulté à : http://www.unaids.org/sites/default/files/country/documents/MRT_narrative_report_2014.pdf

- Cofino, W.P., Slager, L.K. and van Hattum, B., 1993. Environmental Aspects of Produced Water Discharges From Oil and Gas Production on The Dutch Continental Shelf. Part 1: Overview of Surveys on the Composition of Produced Waters Conducted on The Dutch Continental Shelf. NOGEP, The Hague. ISBN 90-5383-218-1, 46pp.
- Colman, J.G., D.M. Gordon, A.P. Lane, M.J. Forde, et J.F. Fitzpatrick. 2005. Carbonate mounds off Mauritania, Northwest Africa: status of deep-water corals and implications for management of fishing and oil exploration activities, pp. 417-441. Dans : Freiwald, A. et Roberts, J.M. (ed.), Cold-water Corals and Ecosystems. Springer, Berlin, Heidelberg.
- Committee on Taxonomy. 2016. List of marine mammal species and subspecies. Society for Marine Mammalogy. Consulté à : www.marinemammalscience.org. Consulté : 12 septembre 2016.
- Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation. 2013. Summary report of the south-eastern Atlantic regional workshop to facilitate the description of Ecologically or Biologically Significant marine Areas (EBSAs). Consulté à : <https://www.benguelacc.org/index.../159-summary-report-of-the-eb-sa-workshop>. Consulté : juin 2017, 7 pp.
- Communauté Rurale de Diama. 2010. Plan local de développement 2010-2015.
- Commune de Gandon. 2015. Plan de développement communal 2015-2020.
- ComputIT. 2017. http://www.computit.no/?module=Articles;action=Article_publicShow;ID=347.
- Conover, R.J. 1971. Some relations between zooplankton and Bunker C oil in Chedabucto Bay following the wreck of the tanker *Arrow*. J. Fish. Res. Board Canada 28:1,327-1,330.
- Conseil National de Lutte contre le Sida. 2015. Consulté à : <http://www.cnls-senegal.org/index.php/joomlaorg/rappports>.
- Constantine, R., D.H. Brunton, et T. Dennis. 2004. Dolphin-watching tour boats change bottlenose dolphin (*Tursiops truncatus*) behaviour. Biological Conservation 117 : 299-307.
- Continental Shelf Associates, Inc. 2006. Effects of oil and gas exploration and development at selected continental slope sites in the Gulf of Mexico. Volume II : Technical Report. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA. OCS Study MMS 2006-045.
- Convention on Biological Diversity. 2016a. Ecologically or Biologically Significant Areas (EBSAs). Habitats côtiers de la zone néritique de Mauritanie et l'extrême nord du Sénégal. Consulté à : <https://chm.cbd.int/database/record?documentID=204026>. Consulté : décembre 2016.
- Convention on Biological Diversity. 2016b. Ecologically or Biologically Significant Areas (EBSAs). Système du « Canyon de Timiris ». Consulté à : <https://chm.cbd.int/database/record?documentID=204029>. Consulté : décembre 2016.
- Convention on Biological Diversity. 2016c. Ecologically or Biologically Significant Areas (EBSAs). Récifs coralliens d'eau froide au large de Nouakchott. Consulté à : <https://chm.cbd.int/database/record?documentID=204027>. Consulté : décembre 2016.
- Convention on Biological Diversity. 2016d. Ecologically or Biologically Significant Areas (EBSAs). Mont sous-marin de Cayar. Consulté à : <https://chm.cbd.int/database/record?documentID=204030>. Consulté : décembre 2016.
- Convention on Biological Diversity. 2016e. Ecologically or Biologically Significant Areas (EBSAs). Canyon de Cayar. Consulté à : <https://chm.cbd.int/database/record?documentID=204031>. Consulté : décembre 2016.

- Cope, M., D. St. Aubin, et J. Thomas. 1999. The effect of boat activity on the behavior of bottlenose dolphins (*Tursiops truncatus*) in the nearshore waters of Hilton Head, South Carolina, p. 37. Dans : Abstracts of the 13th Biennial Conference on the Biology of Marine Mammals, Wailea, Hawaii, 28 novembre – 3 décembre 1999.
- Cordes, E.E., D.O.B. Jones, T. A., Schlacher, D.J. Amon, A.F. Bernardino, S. Brooke, R. Carney, D.M. DeLeo, K.M. Dunlop, E.G. Escobar-Briones, A.R. Gates, L. Génio, J. Gobin, L. Henry, S. Herrera, S. Hoyt, M. Joye, S. Kark, N.C. Mestre, A. Metaxas, S. Pfeifer, K. Sink, A.K. Sweetman, et U. Witte. 2016. Environmental Impacts of the Deep-Water Oil and Gas Industry : A Review to Guide Management Strategies. *Frontiers in Environmental Science* 4(58) : 1-22.
- Coulthard, N.D. 2001. Senegal, pp. 733-750. Dans : Fishpool, L.D.C. and Evans, M.I. (eds.). Important Bird Areas in Africa and Associated Islands : Priority Sites for Conservation. Pisces Publications Ltd., Newbury, UK.
- Cramp, S., et K.E.L. Simmons (eds.). 1977. The Birds of the Western Palearctic. Vol. 1. OUP, Oxford.
- Cranswick, D. 2001. Brief overview of Gulf of Mexico OCS oil and gas pipelines : Installation, potential impacts, et mitigation measures. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region. New Orleans, LA. OCS Report MMS 2001-067, 19 pp.
- Cropper, T., E. Hanna, et G. Bigg. 2014. Spatial and temporal seasonal trends in coastal upwelling off northwest Africa, 1981-2012. *Deep Sea Research Part I : Oceanographic Research Papers* 86 : 94-111.
- Crude Oil International Agency for Research on Cancer (IARC). 1989. Occupational exposures in petroleum refining : crude oil and major petroleum fuels. *IARC Monographs* 45(1) : 119-158.
- CSA Ocean Sciences Inc. 2015. Deepwater Benthic Habitat Classification Survey Report for MONET Submarine Cable System Offshore Boca Raton, Florida. Rapport préparé pour Ecology and Environment, Inc.
- CSA Ocean Sciences Inc. 2016. Jubilee Field Marine Environmental Monitoring Program, Initial Monitoring Survey. Rapport préparé pour Tullow Ghana Limited, avril 2016, 85 pp. + apps.
- CSA Ocean Sciences Inc. 2017. Ahmeyim/Guembeul LNG Development, Environmental Baseline Survey Report. Avril 2017. Finale. Préparé par CSA Ocean Sciences Inc. pour Kosmos Energy LLC, Dallas, TX, 89 pp.
- CSRP–Sénégal, 2017. Commission Sous régionale des Pêches, portail du Sénégal. Consulté à : <http://www.spcsrp.org/fr/s%C3%A9n%C3%A9gal>.
- CUN. 2011. Communauté Urbaine de Noukchott. Atlas des infrastructures et services urbains de Nouakchott.
- Cury, P. and Roy, C. 1989. Optimal environmental windows and pelagic fish recruitment success in upwelling areas. *Can. J. Fish. Aquat. Sci.* 46 : 670-680.
- Dabi, M. 2015. Preliminary assessment of benthic infauna at Cape Three Points in the western region of Ghana. *International Journal of Science and Technoledge* 3(7) : 123-134.
- Dabi, M. 2015. Preliminary Assessment of Benthic Infauna at Cape Three Points in the Western Region of Ghana. *The International Journal of Science and Technoledge*, 3(7) : 123.
- Dagorn, L., K.N. Holland, V. Restrepo, et G. Moreno. 2013. Is it good or bad to fish with FADs? What are the real impacts of the use of drifting FADs on pelagic marine ecosystems? *Fish Fish.* 14(3) : 391-415. [doi:10.1111/j.1467-2979.2012.00478.x](https://doi.org/10.1111/j.1467-2979.2012.00478.x).
- Dahl, P.H., C.A.F. de Jong, et A.N. Popper. 2015. The Underwater Sound Field from Impact Pile Driving and Its Potential Effects on Marine Life. *Acoustics Today* 11(2) : 18-25.

- Dahlheim, M.E. and D.K. Ljungblad. 1990. Preliminary hearing study on gray whales (*Eschrichtius robustus*) in the field, pp. 335-346. Dans : J.A. Thomas and R.A. Kastelein (eds.), *Sensory Ability of Cetaceans, Laboratory and Field Evidence*. Plenum, New York.
- Daling, P.S., F. Leirvik, I.K. Almås, P.J. Brandvik, B.H. Hansen, A. Lewis, et M. Reed. 2014. Surface weathering and dispersibility of MC252 crude oil. *Marine Pollution Bulletin* 87(1-2) : 300-310. doi.org/10.1016/j.marpolbul.2014.07.005.
- Danek, L.J. and G.S. Lewbel (eds.). 1986. Southwest Florida Shelf Benthic Communities Study, Year 5 Annual Report. Vol. II – Technical Discussion. Final report to U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA. No. de contrat 14-12-0001-30211.
- Davenport, R., S. Neuer, A. Hernández-Guerra, M.J. Rueda, O. Llinas, G. Fischer, et G. Wefer. 1999. Seasonal and interannual pigment concentration in the Canary Islands region from CZCS data and comparison with observations from the ESTOC. *International Journal of Remote Sensing* 20(7) : 1419-1433.
- Day, R.H., S.M. Murphy, J.A. Wiens, G.D. Hayward, E.J. Harner, et L.N. Smith. 1997. Effects of the *Exxon Valdez* oil spill on habitat use by birds in Prince William Sound, Alaska. *Ecological Applications* 7(2) : 593-613.
- de Gouw, J.A., A.M. Middlebrook, C. Warneke, R. Ahmadov, E.L. Atlas, R. Bahreini, D.R. Blake, C.A. Brock, J. Brioude, D.W. Fahey, F.C. Fehsenfeld, J.S. Holloway, M. Le Henaff, R.A. Lueb, S.A. McKeen, J.F. Meagher, D.M. Murphy, C. Paris, D.D. Parrish, A.E. Perring, I.B. Pollack, A.R. Ravishankara, A.L. Robinson, T.B. Ryerson, J.P. Schwarz, J.R. Spackman, A. Srinivasan, et L.A. Watts. 2011. Organic aerosol formation downwind from the *Deepwater Horizon* oil spill. *Science* 331(6022) : 1295-1299.
- de Mol, B., V. Huvenne, et M. Canals. 2009. Cold-water coral banks and submarine landslides : a review. *International Journal of Earth Sciences* 98 : 885-899.
- Dedah, S.O. 1995. Modelling a multispecies schooling fishery in an upwelling environment, Mauritania, West Africa. Thèse Univ. Etat Louisiane, 177.
- Dedah, S.O., R.F. Shaw, et P.J. Geaghan. 1999. On the dynamics of the Mauritanian small-pelagic fishery, North-West Africa. *South African Journal of Marine Science* 21 : 1,135-1,144.
- Deepwater Horizon Natural Resource Damage Assessment Trustees. 2016. *Deepwater Horizon* oil spill : Final Programmatic Damage Assessment and Restoration Plan and Final Programmatic Environmental Impact Statement.
- Degeorges, A. and B.K. Reilly. 2006. Dams and large scale irrigation on the Senegal River: impacts on man and the environment. *International Journal of Environmental Studies* 63 : 633-644.
- Delmas, R.A., A. Druilhet, B. Cros, P. Durand, C. Delon, J.P. Lacaux, J.M. Brustet, D. Serca, C. Affre, A. Guenther, J. Greenberg, W. Baugh, P. Harley, L. Klinger, P. Ginoux, G. Brasseur, P.R. Zimmerman, J.M. Gregoire, E. Janodet, A.Tournier, P. Perros, T. Marion, A. Gaudichet, H. Cachier, S. Ruellan, P. Masclet, S. Cautenet, D. Poulet, C.B. Biona, D. Nganga, J.P. Tathy, A. Minga, J. Loemba-Ndembi, et P. Ceccato. 1999. Experiment for Regional Sources and Sinks of Oxidants (EXPRESSO) : An overview, *J. Geophys. Res.*, 104, D23,30, 609-30, 624, [doi:10.1029/1999JD900291](https://doi.org/10.1029/1999JD900291).
- Demarcq, H., et L. Somoue. 2015. Phytoplankton and primary productivity off northwest Africa, pp. 161-174. Dans : *Oceanographic and biologic features in the Canary Current Large Marine Ecosystem*. Valdés, L. and I. Déniz-González (eds). IOC-UNESCO, Paris. IOC Technical Series No. 115.
- den Hartog, C. 1970. The Sea-grasses of the World. *Verhandl. der Koninklijke Nederlandse Akademie van Wetenschappen, Afd. Natuurkunde*, No. 59(1).

- Dennis, K.C., I. Niang-Diop, et R.J. Nicholls. 1995. Sea-level rise and Senegal: Potential impacts and consequences. *Journal of Coastal Research*, Special Issue 14 : 243-261.
- Dia, M. 2012. Prise en compte de la gestion environnementale locale dans la planification. Final evaluation of Mauritanian program, Environment and Climate Change thematic window. The Millennium Development Goals. Septembre 2012, 95 pp.
- Diagana, C. H. et Y. Diawara. 2015. Plan d'action national en faveur du Flamant nain *Phoeniconaias minor* et de la Grue couronnée *Balearica pavonina* 2015 – 2020. *Nature Mauritanie* : 65 pp.
- Diagana, M.Y. 1998. Contribution à l'étude de la dégradation du milieu naturel en Mauritanie et l'opportunité de reboisement à base d'espèces exotiques (*Prosopis sp.*) par rapport à une espèce locale (*Acacia sp.*), Université de Nouakchott/Université de Barcelone : 36 pp.
- Dieme, D. 2011. Caractérisation physicochimique et étude des effets toxiques sur des cellules pulmonaires BEAS-2B des polluants particulaires de la ville de Dakar (Senegal). Médecine humaine et pathologie. Université du Littoral Côte d'Opale, 2011. Français.
- Dietz, R.S., H.J. Knebel and L.H. Somers. 1968. Cayar Submarine Canyon. *Bull. Geol. Soc. Am.* 79(12) : 1821-1828.
- Diouf, S. 1991. 7. Le zooplankton au Senegal, pp. 103-116. Dans: P. Cury and C. Roy (eds.). Pêcheries Ouest-Africaines : Variabilité, Instabilité et Changement (West African Fisheries: Variability, Instability and Change). IRD Editions.
- Dircod. 2015. Direction de la Coopération Décentralisée au Sénégal. Consulté à : <http://www.cooperationdecentralisee.sn/>
- Direction de la Coopération Décentralisée au Sénégal. 2015. Direction de la Coopération Décentralisée au Sénégal, Présentation des régions administratives du Sénégal, Site officiel. Consulté à : www.cooperationdecentralisee.sn/Presentation-des-regions-du.html.
- Direction des Parcs Nationaux. 2010a. Plan de gestion du Parc National de la Langue de Barbarie (2010-2014), 80 pp.
- Direction des Parcs Nationaux. 2010b. Plan de gestion du Parc National des Oiseaux du Djoudj (2010-2014), 67 pp.
- DNV GL. 2017. <https://www.dnvgl.com/services/process-hazard-analysis-software-phast-1675>.
- DNV. 2010. Recommended Practice Risk Assessment of Pipeline Protection. DNV-RP-F107, octobre 2010, 45 pp.
- DNV. 2012. Rules for Classification of Offshore Drilling and Support Units. DNV-OSS-101, octobre 2012, 149 pp.
- Domain, F. 1977. Carte sédimentologique du plateau shzegambien. Extension 1% une partie du plateau continental de la Mauritanie et de la Guinée-Bissau. ORSTOM, Paris, Notice Explicative, 68.
- Domain, F. 1985. Carte sédimentologique du plateau continental mauritanien (entre le Cap Blanc et 17° N). ORSTOM/CNROP, cartes et notice explicative. Maigret J. et B. Ly, 1986 – Les poissons de mer de Mauritanie. Ed. Sciences Nat.: 85.
- Dooling, R.J. and A.N. Popper. 2000. Hearing in birds and reptiles: An overview, pp. 1-12. Dans: R.J. Dooling, R.R. Fay, et A.N. Popper (eds.), *Comparative Hearing: Birds and Reptiles*. Springer.
- Douglas, A.B., J. Calambokidis, S. Raverty, S.J. Jeffries, D.M. Lambourn, et S.A. Norman. 2008. Incidence of ship strikes of large whales in Washington State. *Marine Mammals* 88(6) : 1121-1132.

- Doumbia, T. 2012. Caractérisation physico-chimique de la pollution atmosphérique urbaine en Afrique de l'Ouest et étude d'impact sur la santé. Thèse Doctorat., Univ Paul Sabatier, Toulouse.
- Dowsett, R.J. 1993. Afrotropical avifaunas: annotated country checklists. Mauritania. Tauraco Res. Rep. 5 : 78-83.
- Du, M., et J.D. Kessler. 2012. Assessment of the spatial and temporal variability of bulk hydrocarbon respiration following the *Deepwater Horizon* oil spill. Environ. Sci. Technol. 46(19) : 10,499-10,507.
- Dubansky, D., A. Whitehead, J. T. Miller, C. D. Rice, et F. Galvez. 2013. Multitissue molecular, genomic, et developmental effects of the *Deepwater Horizon* oil spill on resident Gulf killifish (*Fundulus grandis*). Environmental Science and Technology 47(10) : 5074-5082.
- Dubrovin, B., M. Mahfoudh et S.O. Dedah. 1991. La ZEE mauritanienne et son environnement géographique, géomorphologique et hydroclimatique. Bull. CNROP 23:6-27.
- Duineveld, G.C.A., P.A.W. J.de Wilde, E.M. Berghuis, et A. Kok. 1993. The benthic infauna and benthic respiration off the Banc d'Arguin (Mauritania, Northwest Africa). Hydrobiologia 258 : 107-117.
- Dupuy, A.R. 1986. The status of marine turtles in Senegal. Marine Turtle Newsletter 39 : 4-7.
- Dutkiewicz, S., J.J. Morris, M.J. Follows, J. Scott, O. Levitan, S.T. Dyhrman, et I. Berman-Frank. 2015. Impact of ocean acidification on the structure of future phytoplankton communities. Nature Climate Change 5 :1002–1006. [doi:10.1038/nclimate2722](https://doi.org/10.1038/nclimate2722).
- eBird (Cornell Lab of Ornithology). 2016. Birds of Mauritania. Consulté à : <http://ebird.org/ebird/country/MR?yr=all>. Consulté : septembre 2016.
- Echols, B., A. Smith, P.R. Gardinali, et G.M. Rand. 2016. Chronic toxicity of unweathered and weathered Macondo oils to mysid shrimp (*Americamysis bahia*) and inland silversides (*Menidia beryllina*). Archives of Environmental Contamination and Toxicology 71 : 78-86.
- Ecodev. 2017a. Fisheries and Fisheries Resources in the Mauritanian Portion of the Core Study Area of the Ahmeyim/Guembeul Gas Production Project. Rapport préparé par Mahfoudh Taleb Sidi. Octobre 2017.
- Ecodev. 2017b. Fishing Communities in Mauritanian Portion of Core Study Area of the Ahmeyim/Guembeul Gas Production Project. Report Préparé par Mustapha Taleb Heidi. Octobre 2017.
- Ecodev. 2017c. Note on Protected Areas in the Mauritanian Portion of the Extended Study Area of the Ahmeyim/Guembeul Project. Report Préparé par Dr. Khallahi Brahim. Octobre 2017.
- Ecodev. 2017d. Review and contribution by Mahfoudh Ould Taleb Ould Sidi to the social baseline chapter (M8) for Mauritanian Portion of Core Study Area of the Ahmeyim/Guembeul Gas Production Project. Août 2017.
- Ecodev. 2017e. Review and contribution by Mustapha Taleb Heidi to the social baseline chapter (M8) for Mauritanian Portion of Core Study Area of the Ahmeyim/Guembeul Gas Production Project.
- Edmonds, N.J., C.J. Firmin, D. Goldsmith, R.C. Faulkner, et D.T. Wood. 2016. A review of crustacean sensitivity to high amplitude underwater noise: Data needs for effective risk assessment in relation to UK commercial species. Marine Pollution Bulletin 108 : 5-11.
- Efroymson, R.A., G.W. Suter II, W.H. Rose, et S. Nemeth. 2002. Ecological Risk Assessment Framework for Low-Altitude Aircraft Overflights: I. Planning the Analysis and Estimating Exposure. Risk Analysis 21(2) : 251-262. <https://doi.org/10.1111/0272-4332.212109>.

- Efroymson, R.A., W.H. Rose, S. Nemeth, et G.W. Sutter II. 2000. Ecological risk assessment framework for low-altitude overflights by fixed-wing and rotary-wing military aircraft. Oak Ridge National Laboratory. ORML/TM-2000-289, ES-5048. Oak Ridge, TN.
- Eisele, M. N. Frank, C. Wienberg, J. Titschack, F. Mienis, L. Beuck, N. Tisnerat-Laborde, et D. Hebbeln. 2014. Sedimentation patterns on a cold-water coral mound off Mauritania. *Deep-Sea Research II* : 307-315.
- Eisele, M., N. Frank, C. Wienberg, D. Hebbeln, M. López Correa, E. Douville, et A. Freiwald. 2011. Productivity controlled cold-water coral growth periods during the last glacial off Mauritania. *Marine Geology* 280(1-4) : 143-149.
- Eisele, M.H. 2010. The long-term development of cold-water coral mounds in the NE-Atlantic. Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Naturwissenschaften, Dr. rer. nat., im Fachbereich 5 (Geowissenschaften) an der Universität Bremen, 115 pp.
- EI. 2015. EI Model code of safe practice Part 15: Area classification for installations handling flammable fluids, ISBN 978 0 85293 717 4, 4^e édition, Juin 2015, 163 pp.
- Electric Power Research Institute (EPRI). 2007. Assessment of once-through cooling system impacts to California fish and fisheries. EPRI, Palo Alto, CA, 132 pp.
- Elghrib, H., L. Somoue, N. Elkhiafi, A. Berraho, A. Makaoui, N. Bourhim, S. Salah, O. Ettahiri. 2012. Phytoplankton distribution in the upwelling areas of the Moroccan Atlantic coast localized between 32°30'N and 24°N'. *Comptes Rendus - Biologies* 335(8) : 541-554.
- Ellis, J. I., G. Fraser, et J. Russell. 2012. Discharged drilling waste from oil and gas platforms and its effect on benthic communities. *Mar. Ecol. Prog. Ser.* 456 : 285-302.
- Environment Canada. 2006. Fate, effect, behavior and environmental impacts as the products weather. Consulté à : https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/air-land-water/spills-and-environmental-emergencies/docs/fate_effect_behaviour.pdf. Consulté : février 2018.
- Eppley, Z.A. and M.A. Rubega. 1990. Indirect effects of an oil spill: Reproductive failure in a population of South Polar skuas following the 'Bahia Paraiso' oil spill in Antarctica. *Marine Ecology Progress Series* 67 : 1-6.
- Erbe, C., R. McCauley, C. McPherson, et A. Gavrilov. 2013. Underwater noise from offshore oil production vessels. *The Journal of the Acoustical Society of America* 133(6) : 465-470. doi.org/10.1121/1.4802183.
- Etkin, D.S., D. French-McCay, et J. Michel. 2007. Review of the State-Of-The-Art on Modeling Interactions between Spilled Oil and Shorelines for the Development of Algorithms for Oil Spill Risk Analysis Modeling. MMS OCS Study 2007-063. Environmental Research Consulting, Cortlandt Manor, New York. MMS Contract 0106PO39962, 157 pp.
- Ettahiri, O., A. Berraho, G. Vidy, M. Ramdani, et T. Doch. 2003. Observation on the spawning of *Sardina* and *Sardinella* off the south Moroccan Atlantic coast (21-26°N). *Fish. Res.* 60 : 207-222.
- EU. 2012. European Union Directive 2012/18/EU of the European Parliament and of the Council of 4 juillet 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC, 37 pp.
- EU. 2013. European Union Directive 2013/30/EU of the European Parliament and of the Council of 12 juin 2013 on safety of offshore oil and gas operations and amending Directive 2004/35/EC, 41 pp.
- European Centre for Medium-Range Weather Forecasts. 2017. ERA Interim, Monthly Means of Daily Means. Consulté à : <http://apps.ecmwf.int/datasets/data/interim-full-mods/levtype=sfc/>. Consulté : 15 avril 2017.

- European Maritime Safety Agency. 2013. Risk Acceptance Criteria and Risk Based Damage Stability, Final Report, Part 1 : Risk Acceptance Criteria. EMSA/OP/10/2013, Revision 1, février 2015, 133 pp.
- Euroturtle. 2018. Vessel Collision. Consulté à : <http://www.euroturtle.org/36b.htm>.
- Everard, M., et R. Waters. 2013. Ecosystem services assessment: How to do one in practice (Version 1, octobre 13). Institution of Environmental Sciences, London.
www.ies-uk.org.uk/resources/ecosystem-servicesassessment.
- Expro. 2017. Loss of Well Control Occurrence and Size Estimators, Phase I and II, ES201471/2, mai 2017, 200 pp.
- Failler, P. and N. Lecrivain. 2003. L'impact des accords de pêche sur l'approvisionnement des marchés des pays en développement. DFID Policy Research Publication. Department for International Development, London, UK.
- Fair, P. and P.R. Becker. 2000. Review of stress in marine mammals. *Journal of Aquatic Ecosystem Stress* 7(4) : 335-354.
- Fall. 2015. Fall, Adama : Analyse des risques socioéconomiques des activités pétrolières sur les ressources halieutiques dans la grande côte Sénégalaise : cas de la pêche artisanale saint-louisienne, Mémoire pour l'obtention du Master « Gérer les impacts des activités extractives » (GAED), USTM/UGB, 2014-2015.
- Farcas, A., P.M. Thompson, et N.D. Merchant. 2016. Underwater noise modelling for environmental impact assessment. *Environmental Impact Assessment Review* 57 : 114-122.
- Fernández, L., F. Salmerón, et A. Ramos. 2005. Change in Elasmobranchs and Other Incidental Species in the Spanish Deepwater Black Hake Trawl Fishery off Mauritania (1992–2001). *J. Northwest Atlantic Fishery Science*. 35 : 325-331.
- Fernandez-Peralta, L., et A. Sidibe. 2015. 5.2 : Demersal fish in the Canary Current Large Marine Ecosystem, pp. 215-229. Dans: Intergovernmental Oceanographic Commission, Technical Series 115. IOC-UNESCO, Paris.
- Filipsson, H., O. Romero, J.-B. Stuu, B. Donner, et G. Wefer. 2006. Relationships between primary productivity and oxygen conditions off NW Africa during the last deglaciation: Inferences from benthic foraminifera, diatoms, et terrigenous sediments. *Anuario Instituto de Geociencias* 29.1 : 257.
- Fingas, M. 2001. *The Basics of Oil Spill Cleanup*, 2nd Edition. Lewis Publishers, New York. 233 pp.
- Fingas, M. 2010. *Oil Spill Science and Technology*. Gulf Professional Publishing, Elsevier. 1156 pp.
- Fingas, M. 2017. *Deepwater Horizon well blowout mass balance*, chapitre 15, pp. 806-849. Dans : *Oil Spill Science and Technology*. [doi: 10.1016/B978-0-12-809413-6.00015-1](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809413-6.00015-1). Elsevier.
- Finneran, J.J., D.A. Carder, C.E. Schlundt, et S.H. Ridgway. 2005. Temporary threshold shift (TTS) in bottlenose dolphins (*Tursiops truncatus*) exposed to mid-frequency tones. *Journal of the Acoustical Society of America* 118 : 2696-2705.
- Fischer, G., O. Romero, U. Merkel, B. Donner, M. Iversen, N. Nowald, V. Ratmeyer, G. Ruhland, M. Klann, et G. Wefer. 2016. Deep ocean mass fluxes in the coastal upwelling off Mauritania from 1988 to 2012: variability on seasonal to decadal timescales. *Biosciences* 14 : 3071-3090.
- Floeter, S.R., L.A. Rocha, D.R. Robertson, J.C. Joyeux, W.F. Smith-Vaniz, P. Wirtz, A.J. Edwards, J.P. Barreiros, C.E.L. Ferreira, J.L. Gasparini, A. Brito, J.M. Falcón, B.W. Bowen, et G. Bernardi. 2008. Atlantic reef fish biogeography and evolution. *J. Biogeogr* 35 : 22-47.

- Fodrie, F.J., K.W. Able, F. Galvez, K.L. Heck, Jr., O.P. Jensen, P.C. López-Duarte, C.W. Martin, R.E. Turner, et A. Whitehead. 2014. Integrating organismal and population responses of estuarine fishes in Macondo spill research. *BioScience* 64 : 778-788.
- Folke, C., S. Carpenter, B. Walker, M. Scheffer, T. Elmqvist, L. Gunderson, et C.S. Holling. 2004. Regime shifts, resilience, et biodiversity in ecosystem management. *Annu. Rev. Ecol. Evol. Syst.* 35 : 557-581.
- Fonseca, M., G.A. Piniak, et N. Cosentino-Manning. 2017. Susceptibility of seagrass to oil spills: A case study with eelgrass, *Zostera marina* in San Francisco Bay, USA. *Mar. Pollut. Bull.* 115(1-2) : 29-38. [doi: 10.1016/j.marpolbul.2016.11.029](https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2016.11.029). 2017.
- Food and Agricultural Organization (FAO). 2016a. Case studies on climate change and African coastal fisheries: a vulnerability analysis and recommendations for adaptation options, publié sous la direction de Jim Anderson and Timothy Andrew. FAO Fisheries and Aquaculture Circular No. 1113. Rome, Italy.
- Food and Agricultural Organization (FAO). 2016b. Report of the FAO Working Group on the Assessment of Small Pelagic Fish off Northwest Africa. Casablanca, Morocco, 20-25 juillet 2015. 244 pp.
- Formia, A., et M.W. Bruford. 1988. Spatio-temporal structure in a green turtle feeding ground in the Gulf of Guinea: Searching for genetic evidence, p. 18. Dans: Kalb, H., A.S. Rohde, K. Gayheart, et K. Shanker (compilers), 25th Annual Symposium on Sea Turtle Biology and Conservation. Savannah, Georgia USA. NOAA Technical Memorandum NMFS-SEFSC-582.
- Förster, A., R.G. Ellis, R. Henrich, S. Krastel, et A.J. Kopf. 2010. Geotechnical characterization and strain analyses of sediment in the Mauritania Slide Complex, NW-Africa. *Marine and Petroleum Geology*, 27(6), 1175-1189, [doi:10.1016/j.marpetgeo.2010.02.013](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.02.013).
- Fossette, S., M.J. Witt, P. Miller, M.A. Nalovic, D. Albareda, A.P. Almeida, A.C. Broderick, D. Chacon-Chaverri, M.S. Coyne, A. Domingo, S. Eckert, D. Evans, A. Fallabrino, S. Ferraroli, A. Formia, B. Giffoni, G.C. Hays, G. Hughes, L. Kelle, A. Leslie, M. Lopez-Mendilaharsu, P. Luschi, L. Prodocimi, S. Rodriguez-Heredia, A. Turny, S. Verhage, et B.J. Godley. 2014. Pan-Atlantic analysis of the overlap of a highly migratory species, the leatherback turtle, with pelagic longline fisheries. *Proc. R. Soc. B* 281 : 20133065. doi.org/10.1098/rspb.2013.3065.
- Frankel, A.S. and C.W. Clark. 1998. Results of low-frequency *m*-sequence noise playbacks to humpback whales in Hawaii. *Canadian Journal of Zoology* 76 : 521-535.
- Frazier, J. 1980. Exploitation of marine turtles in the Indian Ocean. *Human Ecology* 8(4) : 329-370.
- Freiwald, A., J. H. Fossa, A. Grehan, T. Koslow, et J. M. Roberts. 2004. Cold-water coral reefs. Out of sight—no longer out of mind. UNEP-WCMC Biodiversity Series 22. UNEP-WCMC. Cambridge, UK.
- French, D., H. Schuttenberg, et T. Isaji. 1999. Probabilities of oil exceeding thresholds of concern: examples from an evaluation for Florida Power and Light, pp. 243-270. Dans : Proceedings of the 22nd Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar, 2-4 juin 1999, Environment Canada.
- French, D.P. 2000. Estimation of Oil Toxicity Using an Additive Toxicity Model. Dans : Proceedings of the 23rd Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar, 14-16 juin 2000, Vancouver, British Columbia.
- French-McCay, D.P. 2002. Development and Application of an Oil Toxicity and Exposure Model, OilToxEx. *Environmental Toxicology and Chemistry* 21 : 2080-2094.
- French-McCay, D.P. 2003. Development and Application of Damage Assessment Modeling: Example Assessment for the *North Cape* Oil Spill. 2003. *Marine Pollution Bulletin* 47(9-12) : 341-359.

- Fretey, J. 2001. Biogeography and Conservation of Marine Turtles of the Atlantic Coast of Africa. CMS Technical Series Publication No. 6, UNEP/CMS Secretariat, Bonn, Germany, 429 pp.
- Fretey, J., A. Billes, et M. Tiwari. 2007. Leatherback, *Dermochelys coriacea*, nesting along the Atlantic coast of Africa. *Chelonian Conservation and Biology* 6(1) : 126-129.
- Frost, K.J. and L.F. Lowry. 1994. Assessment of injury to harbor seal in Prince William Sound, Alaska, et adjacent areas following the *Exxon Valdez* oil spill. Final report, marine mammal study No. 5. State Federal Resource Damage Assessment, 154 pp.
- Furness, R.W. 1987. The Skuas. Poyser, Calton.
- Galéron, J., M. Sibuet, M.L. Mahaut, et A. Dinet. 2000. Variation in structure and biomass of the benthic communities at three contrasting sites in the tropical Northeast Atlantic. *Mar. Ecol. Prog. Ser.* 197 : 121-137.
- Gallaway, B.J. and G.S. Lewbel. 1982. The ecology of petroleum platforms in the northwestern Gulf of Mexico: a community profile. U.S. Fish and Wildlife Service, Office of Biological Services, FWS/OBS-82/27, 92 pp.
- Galt, J. 2010. Personal communication to Lehr. Cited in Lehr et al., 2010.
- Galy-Lacaux, C., G.R. Carmichaël, C.H. Song, J.P. Lacaux, et I. Modi. 2001. Heterogeneous processes involving nitrogenous compounds and Saharan dust inferred from measurements and model calculations Region. *Journal of Geophysical Research*, 106, D12 : 12559-12578.
- Gardline and Oceaneering. Unpublished data. Photographic data files, drop camera operations, Mauritania-Senegal maritime border. Juillet 2017. Préparé par CSA Ocean Sciences Inc. pour BP.
- Gates, A.R. and D.O.B. Jones. 2012. Recovery of benthic megafauna from anthropogenic disturbance at a hydrocarbon drilling well (380 m depth in the Norwegian Sea). *PLoS One* 7, e44114.
- Gates, A.R., M.C. Benfield, D.J. Booth, A.M. Fowler, D. Skropeta, et D.O.B. Jones. 2017. Deep-sea observations at hydrocarbon drilling locations : Contributions from the SERPENT Project after 120 field visits. *Deep-Sea Research II* 137 : 463-479.
- Genesis Oil and Gas Consultants Ltd. 2011. Review and Assessment of Underwater Sound Produced from Oil and Gas Sound Activities and Potential Reporting Requirements under the Marine Strategy Framework Directive. Genesis Reference J71656. Document No. J71656-Final Report-G2. Juillet 2011, 72 pp.
- GeoGuide Consultants Limited. 2015. Draft MMO/PAM Report. Marine Mammal Observations and Passive Acoustic Monitoring During 3D Marine Seismic Survey, St Louis Profond/Cayar Profond 3D, Offshore Senegal. Report No. E0262. Mars 2015. Rapport préparé pour Kosmos Energy, 62 pp.
- Geraci, J.R. and D.J. St. Aubin. 1980. Offshore petroleum resource development and marine mammals: a review and research recommendations. *Marine Fisheries Review* 42(11) : 1-12.
- Geraci, J.R. and D.J. St. Aubin. 1982. Study of the Effects of Oil on Cetaceans. Final Report. U.S. Department of the Interior, Bureau of Land Management, Washington, DC.
- Geraci, J.R. and D.J. St. Aubin. 1985. Expanded Studies of the Effects of Oil on Cetaceans. Final Report. Part I, U.S. Department of the Interior, Bureau of Land Management, Washington, DC.
- Geraci, J.R., et D.J. St. Aubin. 1987. Effects of offshore oil and gas development on marine mammals and turtles, pp Dans: D.F. Boesch and N.N. Rabalais, Long Term Environmental Effects of Offshore Oil and Gas Development. Elsevier Applied Science Publ. Ltd., London and New York.

- Geraci, J.R., et D.J. St. Aubin. 1990. Sea Mammals and Oil: Confronting the Risks. San Diego, CA, Academic Press.
- Gexcon. 2017. <http://www.gexcon.com/flacs-software>
- Gill, F., et D. Donsker (eds.). 2015. IOC World Bird List (v 5.4). Doi 10.14344/IOC.ML.5.4. Consulté à : <http://www.worldbirdnames.org>. Consulté : septembre 2016.
- GIZ. 2015. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. Mission d'expertise hydrologie et génie civil dans le cadre du programme Adaptation au Changement Climatique des Villes Côtières.
- Global Biodiversity Information Facility. 2017. BID: Biodiversity Information on Development: Senegalese National Information System on Biodiversity - SENBIO-INFOS. Consulté à : <http://www.gbif.org/programme/bid/project/africa/2015/senegal-national-biodiversity-information-system>. Consulté : 3 août 2017.
- Global Maritime Wrecks Database. 2017. Global GIS Data Services – Global Maritime Wrecks Database, 2007 (sic). Consulté à : <http://www.maritimeboundaries.com/10995.html>. Consulté: 11 juillet 2017
- GMA Network. 2015. Senegalese villages swallowed by the sea. Consulté à : <http://www.gmanetwork.com/news/scitech/science/546341/senegalese-villages-swallowed-by-the-sea/story/>. Consulté : 26 juillet 2017.
- Goddard, J. 2018a. Ahmeyim/Guembeul Project ESIA Risk Study and Occupational Risk Assessment Hazard Register, Document interne (format Microsoft Excel) préparé pour Golder Associés, 9 mars 2018.
- Goddard, J. 2018b. Ahmeyim/Guembeul Project Transportation Hazard Analysis, Document interne préparé pour Golder Associés, 9 mars 2018.
- Godley, B.J., A. Almeida, C. Barbosa, A.C. Broderick, P.X. Catry, G.C. Hays, et B. Indjai. 2003. Using satellite telemetry to determine post-nesting migratory corridors and foraging grounds of green turtles nesting at Poilao, Guinea Bissau: Report to project donors. Rapport non publié, Marine Turtle Research Group, School of Biological Sciences, University of Wales Swansea, Swansea SA2 8PP, UK. Consulté à : www.seaturtle.org/mtrg. Consulté : septembre 2016.
- Godley, B.J., C. Barbosa, M. Bruford, A.C. Broderick, P. Catry, M.S. Coyne, A. Formia, G.C. Hays, et M.J. Witt. 2010. Unravelling migratory connectivity in marine turtles using multiple methods. J. Appl. Ecol. 47 769-778.
- Godley, B.J., J.M. Blumenthal, A.C. Broderick, M.S. Coyne, M.H. Godfrey, L.A. Hawkes, et M.J. Witt. 2008. Satellite tracking of sea turtles : where have we been and where do we go next? Endanger Species Res 4(1-2) : 3-22. doi:10.3354/esr00060.
- Golder. 2018c. Ahmeyim/Guembeul Project Ship Collision Hazard Analysis, Internal document Préparé pour Golder Associates, janvier 2018, 9 mars 2018.
- Gomez, C., J.W. Lawson, A.J. Wright, A.D. Buren, D. Tollit, et V. Lesage. 2016. A systematic review on the behavioural responses of wild marine mammals to noise : the disparity between science and policy. Canadian Journal of Zoology 94(12) : 801-819.
- Gooding, R.M. and J.J. Magnuson. 1967. Ecological significance of a drifting object to pelagic fishes. Pacific Science 21(4) : 486-497.
- Goold, J.C. 1996. Acoustic assessment of populations of common dolphin *Delphinus delphis* in conjunction with seismic surveying. Journal of the Marine Biological Association 76 : 811-820.

- Gordon, J.C.D., D. Gillespie, J. Potter, A. Frantzis, M.P. Simmonds, R. Swift, et D. Thompson. 2004. A review of the effects of seismic surveys on marine mammals. *Marine Technology Society Journal* 37(4) : 14-32.
- Goussard, J.-J., et M. Ducrocq. 2014. West African Coastal Area: Challenges and Outlook, pp. 9-23. Dans: S. Diop et al. (eds.), *The Land/Ocean Interactions in the Coastal Zone of West and Central Africa, Estuaries of the World*. doi: [10.1007/978-3-319-06388-1_2](https://doi.org/10.1007/978-3-319-06388-1_2).
- Government of South Australia. Department of Planning, Transport, et Infrastructure. 2012. Underwater piling noise guidelines. Document Number 4785592.
- Gray, C.A. N.M. Otway, E.A. Laurenson, A.G. Miskiewicz, et R.L. Pethebridge. 1992. Distribution and abundance of marine fish larvae in relation to effluent plumes from sewage outfalls and depth of water. *Marine Biology* 113 : 549-559.
- Green, E.P., et F.T. Short (eds.). 2003. *World Atlas of Seagrasses*. University of California Press, Berkeley, CA., 298 pp.
- Gregory, M.R. 2009. Environmental implications of plastic debris in marine settings – entanglement, ingestion, smothering, hangers-on, hitch-hiking, et alien invasions. *Philosophical Transactions of the Royal Society B* 364 : 2013-2026.
- Hagemeijer, E.J.M., C.J. Smit, P. de Boer, A.J. van Dijk, N. Ravenscroft, M.W.J. van Roomen, et M. Wright. 2004. Wader and waterbird census at the Banc d'Arguin, Mauritania, January 2000. The Working Group International Waterbird and Wetland Research (WIWO) Publication 81, Beek-Ubbergen, Royaume de Pays-Bas.
- Halvorsen, M.B., B.M. Casper, C.M. Woodley, T.J. Carlson, et A.N. Popper. 2012b. Threshold for onset of injury in Chinook salmon from exposure to impulsive pile driving sounds. *PLoS ONE* 7, e38968.
- Halvorsen, M.B., B.M. Casper, F. Matthews, T.J. Carlson, et A.N. Popper. 2012a. Effects of exposure to pile-driving sounds on the lake sturgeon, Nile tilapia and hogchoker. *Proc. R. Soc. B Biol. Sci.* 279 : 4705-4714.
- Hanlon, R.T., R.F. Hixon, J.W. Forsythe and J.P. Hendrix, Jr. 1979. Cephalopods attracted to experimental night lights during a saturation dive at St. Croix, U.S. Virgin Islands. *Bulletin of the American Malacological Union*, 53-58.
- Hansen, D.M., J. Redfern, F. Federici, D. Di Biase, et G. Bertozzi. 2008. Miocene igneous activity in the Northern Subbasin, offshore Senegal, NW Africa. *Marine and Petroleum Geology* 25(1) : 1-15.
- Harper, J., G.A. Sergy, et T. Sagayama. 1995. Subsurface oil in coarse sediments experiments (SOCSEX II), pp. 867-886. Dans : *Proceedings of the 18th Arctic and Marine Oil Spill Program Technical Seminar*, Environment Canada.
- Harper, J.T., et D.J. Garbary. 1997. Marine Algae of Northern Senegal: The Flora and Its Biogeography. *Botanica Marina* 40(1-6) : 129-138. doi: [10.1515/botm.1997.40.1-6.129](https://doi.org/10.1515/botm.1997.40.1-6.129).
- Hawkes, L. A., A.C. Broderick, M.S. Coyne, M.H. Godfrey, L.F. Lopez-Jurado, P. Lopez-Suarez, S.E. Merino, N.Varo-Cruz, et B.J. Godley. 2006. Phenotypically linked dichotomy in sea turtle foraging requires multiple conservation approaches. *Current Biology* 16 : 990-995.
- Hawkins, A.D. and A.N. Popper. 2014. Assessing the impacts of underwater sounds on fishes and other forms of marine life. *Acoustics Today* 10(2) : 30-41.
- Hawkins, A.D., A.E. Pembroke, et A.N. Popper. 2014. Information gaps in understanding the effects of noise on fishes and invertebrates. *Reviews in Fish Biology and Fisheries*. doi:[10.1007/s11160-014-9369-3](https://doi.org/10.1007/s11160-014-9369-3).

- Hawkins, A.D., A.E. Pembroke, et A.N. Popper. 2015. Information gaps in understanding the effects of noise on fishes and invertebrates. *Reviews in Fish Biology and Fisheries* 25(1) : 39-64.
- Hays, G.C., J.S. Ashworth, M.J. Barnsley, A.C. Broderick, D.R. Emery, B.J. Godley, A. Henwood, et E.L. Jones. 2001. The importance of sand albedo for the thermal conditions on sea turtle nesting beaches. *Oikos* 93 : 87-94.
- Hazen, T.C., E.A. Dubinsky, T.Z. DeSantis, G.L. Andersen, Y.M. Piceno, N. Singh, J.K. Jansson, A. Probst, S.E. Borglin, J.L. Fortney, W.T. Stringfellow, M. Bill, M.E. Conrad, L.M. Tom, K.L. Chavarría, T.R. Alusi, R. Lamendella, D.C. Joyner, C. Spier, J. Baelum, M. Auer, M.L. Zemla, R. Chakraborty, E.L. Sonnenthal, P. D'haeseleer, H.-Y.N. Holman, S. Osman, Z. Lu, J.D. Van Nostrand, Y. Deng, J. Zhou, et O.U. Mason. 2010. Deep-sea oil plume enriches indigenous oil-degrading bacteria. *Science* 330(6001) : 204-208.
- Hazen, T.C., R.C. Prince, et N. Mahmoudi. 2016. Marine oil biodegradation. *Environ. Sci. Technol.* 50 : 2121-2129. doi: [10.1021/acs.est.5b03333](https://doi.org/10.1021/acs.est.5b03333)
- Heileman, S., et M. Tanstad. 2009. I-3 Canary Current: LME #27. Dans: K. Sherman et G. Hempel (eds.), *The UNEP Large Marine Ecosystems Report: a perspective on changing conditions in LMEs of the World's Regional Seas*. UNEP Regional Seas Report and Studies No. 182. United Nations Environmental Programme, Nairobi, Kenya. Consulté à : <http://iwlearn.net/publications/regional-seas-reports/unep-regional-seas-reports-andstudies-no-182/lmes-and-regional-seas-i-west-and-central-africa/view>. Consulté : 25 février 2015.
- Helm, R.C., D.P. Costa, T.D. DeBruyn, T.J. O'Shea, R.S. Wells, et T.M. Williams. 2015. Overview of Effects of Oil Spills on Marine Mammals, Chapter 18. Dans: M. Fingas (ed.), *Handbook of Oil Spill Science and Technology*. John Wiley and Sons, Inc.
- Hemminga, M.A., et C. Duarte. 2000. *Seagrass Ecology*. Cambridge University Press, Cambridge. 298 pp.
- Henrich, R., T.J.J. Hanebuth, S. Krastel, N. Neubert, et R.B. Wynn. 2008. Architecture and sediment dynamics of the Mauritania Slide Complex. *Marine and Petroleum Geology* 25 : 17-33.
- Henrich, R., Y. Cherubini, et H. Meggers. 2010. Climate and sea level induced turbidite activity in a canyon system offshore the hyperarid Western Sahara (Mauritania): The Timiris Canyon. *Geology* 275 : 178-198.
- Hernandez-Leon, S., C. Almeida, L. Yebra, et J. Aristegui. 2002. Lunar cycle of zooplankton biomass in subtropical waters: biogeochemical implications. *J. Plankton Res.* 24(9) : 935-939.
- Hewitt, R.P. 1985. Reaction of dolphins to a survey vessel: effects on census data. *Fishery Bulletin* 83(2) : 187-193.
- Hildebrand, J.A. 2009. Anthropogenic and natural sources of ambient noise in the ocean. *Marine Ecology Progress Series* 395:5-20. doi: 10.3354/meps08353. Consulté à : www.int-res.com/articles/theme/m395p005.pdf. Consulté : 24 mars 2015.
- Hinwood, J.B., A.E. Poots, L.R. Dennis, J.M. Carey, H. Houridis, R.J. Bell, J.R. Thomson, P. Boudreau, et A.M. Ayling. 1994. Drilling activities, pp. 123-207. Dans: J.M. Swan, J.M. Neff, et P.C. Young (eds.), *Environmental Implications of Offshore Oil and Gas Development in Australia – Findings of an Independent Scientific Review*. Australian Petroleum Production and Exploration Association, Canberra, Australia.
- Hjermann, D.O., A. Melsom, G.E. Dingsør, J.M. Durant, A.M. Eikeset, L.P. Røed, G. Ottersen, G. Størvik, et N.C. Stenseth. 2007. Fish and oil in the Lofoten-Barents Sea system: synoptic review of the effect of oil spills on fish populations. *Marine Ecology Progress Series* 339 : 283-299.

- Hoegh-Guldberg, O., R. Cai, E.S. Poloczanska, P.G. Brewer, S. Sundby, K. Hilmi, V.J. Fabry, et S. Jung. 2014. The Ocean. Dans: Climate Change 2014 : Impacts, Adaptation, et Vulnerability. Part B: Regional Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.
- Hogarth, P. 2007. The Biology of Mangroves and Seagrasses. Oxford University Press.
- Holles, S., S.D. Simpson, A.N. Radford, L. Berten, et D. Lecchini. 2013. Boat noise disrupts orientation behaviour in a coral reef fish. *Mar. Ecol. Progr. Ser.* 485 : 295-300.
- Honkoop, P.J.C., E.M. Berghuis, S. Holthuijsen, M.S.S. Lavaleye, et T. Piersma. 2008. Molluscan assemblages of seagrass-covered and bare intertidal flats on the Banc d'Arguin, Mauritania, in relation to characteristics of sediment and organic matter. *Journal of Sea Research* 60 : 235-243.
- Hooker, S.K., R.W. Baird, S. Al-Omari, S. Gowans, et H. Whitehead. 2001. Behavioral reactions of northern bottlenose whales (*Hyperoodon ampullatus*) to biopsy darting and tag attachment procedures. *Fisheries Bulletin* 99(2) : 303-308.
- Hoover-Miller, A.A., K.R. Parker, et J.J. Burns. 2001. A reassessment of the impact of the *Exxon Valdez* oil spill on harbor seals (*Phoca vitulina*) in Prince William Sound. *Marine Mammal Science* 17 : 111-135.
- Hope Jones, P. 1980. The effect on birds of a North Sea gas flare. *British Birds* 73 : 547-555.
- Hopkins, T., T.T. Sutton, et T.N. Lancraft. 1996. The trophic structure and predation impact of a low latitude midwater fish assemblage. *Progress in Oceanography* 38(3) : 205-239.
- Horel, Z., B. Mortazavi, et P.A. Sobecky. 2012. Seasonal monitoring of hydrocarbon degraders in Alabama marine ecosystems following the Deepwater Horizon oil spill. *Water Air Soil Pollut.* doi: [10.1007/s11270-012-1097-5](https://doi.org/10.1007/s11270-012-1097-5).
- Horizon Marine, Inc. (HMI). 2015. Historical Analysis of Oceanographic Conditions for Kosmos Energy Offshore Senegal. Report Préparé pour Kosmos Energy LLC, Dallas. 20 février 2015, 49 pp.
- Houde, E.D. 2008. Emerging from Hjort's shadow. *Journal Northwest Atlantic Fishery Science* 41 : 53-70.
- Howard, S. and D.I. Little. 1987. Effect of infaunal burrow structure on oil penetration into sediments, pp. 427-431. Dans : Proceedings of the 1987 International Oil Spill Conference.
- Hughes, R.H., et J.S. Hughes. 1992. A directory of African wetlands. IUCN. Gland, Suisse.
- Humphrey, B. 1993. Persistence of oil in subtidal sediments, pp. 75-83. Dans: Proceedings of the 17th Arctic and Marine Oil Spill Program Technical Seminar, Environment Canada.
- Huntsman, S.A., et R.T. Barber. 1977. Primary production off northwest Africa: the relationship to wind and nutrient conditions. *Deep Sea Research* 24 : 25-33.
- IADC. 2010. Health Safety and Environment Case Guideline for Mobile Offshore Drilling Units. Issue 3.6, janvier 2015, 164 pp.
- IEC. 2017. 60079 Series Explosive Atmosphere Standards.
- IMO. 2009. MODU Code, Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units 2009 (2009 MODU Code), A 26/Res.1023, janvier 2010, 148 pp.
- IMO. 2012. Guide to Maritime Security and ISPS Code, ISBN : 978-92-801-1544-4, édition 2012, 369 pp.

- Incardona J.P., T.L. Swarts, R.C. Edmunds, T.L. Linbo, A. Aquilina-Beck, C.A. Sloan, L.D. Gardner, B.A. Block, et N.L. Scholz. 2013. *Exxon Valdez to Deepwater Horizon* : Comparable toxicity of both crude oils to fish early life stages. *Aquatic Toxicology* 142-143 : 303-316.
- Incardona, J.P., L.D. Gardner, T.L. Linbo, T.L. Brown, A.J. Esbaugh, E.M. Mager, J.D. Stieglitz, B.L. French, J.S. Labenia, C.A. Laetza, M. Tagala, C.A. Sloan, A. Elizurd, D.D. Benetti, M. Grosellc, B.A. Block, et N.L. Scholz. 2014. *Deepwater Horizon* crude oil impacts the developing hearts of large predatory pelagic fish. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 111(15) : E1510-E1518.
- Incardona, J.P., M.G. Carls, L. Holland, T.L. Linbo, D.H. Baldwin, M.S. Myers, K.A. Peck, M. Tagal, S.D. Rice, et N.L. Scholz. 2015. Very low embryonic crude oil exposures cause lasting cardiac defects in salmon and herring. *Scientific Reports* 5 :13499.
- Inejih, C.A. et S. Deddah. 2002. Reproduction et recrutement du poulpe dans la région du Cap Blanc. *Bull. Sc. IMROP* 29 : 39-50.
- Inejih, C.A., et al. 2014. Species distribution, Cap Blanc-Cap Timiris. Data access via Ecodev. Consulté : septembre 2014.
- Inejih, C.A., L. Quiniou et T. Dochi. 2002. Variabilité de la distribution spatio-temporelle du poulpe (*Octopus vulgaris*) le long des côtes mauritaniennes. *Bull. Sc. IMROP* 29 : 19-38.
- INPEX Browse, Ltd. (INPEX). 2010. Ichthys Gas Field Development Project. Draft Environmental Impact Statement. Consulté à : http://www.inpex.com.au/media/2418/00_draft-environmental-impact-statement-complete.pdf. Consulté : février 2018, 728 pp.
- Institut Mauritanien de Recherches Océanographiques et de Pêches (IMROP). 2005. Étude de la fraction juvénile du bas delta mauritanien. Study report Préparé par IMROP with contribution from the project for the conservation and sustainable use of mullet in Mauritania, 54 p.
- Institut Mauritanien de Recherches Océanographiques et de Pêches (IMROP). 2013. Atlas Maritime des zones vulnérables en Mauritanie. Un appui à la gestion écosystémique et équitable.
- Institut Mauritanien de Recherches Océanographiques et de Pêches (IMROP) and Mauritania Coast Guard (GCM). 2016. Industrial fishing catch of small pelagics, 2011-2015. Accès aux données par Ecodev. Consulté : septembre 2016.
- Institut Mauritanien de Recherches Océanographiques et de Pêches (IMROP). 2017. À Propos de l'IMROP, Présentation. Consulté à : www.imrop.mr/index.html. Consulté : 14 juillet 2017.
- Institut Mauritanien de Recherches Océanographiques et de Pêches (IMROP). Données non publiées. Fisheries data. Accès aux données par Ecodev. Consulté : septembre 2016.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2014. Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. R.K. Pachauri et L.A. Meyer (eds.). IPCC, Geneva, Suisse, 151 pp.
- Interim Framework for Effective Coastal and Marine Spatial Planning. 2009. Préparé par le Interagency Ocean Policy Task Force, The White House Council on Environmental Quality. Décembre 9, 2009, 35 pp.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2008. Guidelines for Waste Management with Special Focus on Areas with Limited Infrastructure. Report No. 413 Rev 1. Mis à jour mars 2009.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2012. Offshore Environmental Monitoring for the Oil and Gas Industry. Report No. 457. Mai 2012.

- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2013. OGP Life-Saving Rules. Report No. 459. Avril 2013.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2014. Overview of IOGP's Environmental-Social-Health Risk and Impact Management Process. Report No. 529. Novembre 2014.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2016a. Managing Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the Oil and Gas Industry. Report No. 412. Mars 2016.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2016b. Environmental Fate and Effects of Ocean Discharge of Drill Cuttings and Associated Drilling Fluids from Offshore Oil and Gas Operation. Report No. 543. Mars 2016.
- International Association of Oil and Gas Producers (IOGP). 2016c. Drilling Waste Management Technology Review. Report No. 557. Juin 2016.
- International Finance Corporation (IFC). 2007a. Environmental, Health, et Safety Guidelines. General EHS Guidelines. World Bank Group, 30 avril 2007, 99 pp.
- International Finance Corporation (IFC). 2007b. Environmental, Health, et Safety Guidelines for Shipping. World Bank Group, 30 avril 2007, 18 pp.
- International Finance Corporation (IFC). 2012. Performance Standards on Environmental and Social Sustainability. World Bank Group, 1^{er} janvier 2012, 50 pp.
- International Finance Corporation (IFC). 2015. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Offshore Oil and Gas Development. World Bank Group, 5 juin 2015, 42 pp.
- International Finance Corporation (IFC). 2017a. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Ports, Habor, et Terminals. World Bank Group, 2 février 2017, 35 pp.
- International Finance Corporation (IFC). 2017b. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Liquefied Natural Gas (LNG) Facilities. World Bank Group, 11 avril 2017, 24 pp.
- International Maritime Organization (IMO). 2004. International conference on ballast water management for ships, Adoption of the final act and any instruments, recommendations and resolutions resulting from the work of the Conference International Convention for the control and management of ships' ballast water and sediments, 2004.
- International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2016. Biodiversity and ecosystem services fundamentals. Guidance document for the oil and gas industry. IOGP Report 554. IPIECA and IOGP, London, UK, 64 pp.
- International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 1997. Biological impacts of oil pollution: Fisheries. IPIECA Report Series 8. London, United Kingdom, 28 pp.
- International Tanker Owners Pollution Federation (ITOPF). 2002. Fate of Marine Oil Spills. Technical Information Paper No. 2. 12 pp.
- International Union for Conservation of Nature (IUCN). 2017a. The IUCN Red List of Species. Consulté à : <http://www.iucnredlist.org/>. Consulté : juin 2017.
- International Union for Conservation of Nature (IUCN). 2017b. IUCN Red List Categories and Criteria, Version 3.1. Second edition, 2012. Consulté à : http://s3.amazonaws.com/iucnredlist-newcms/staging/public/attachments/3097/redlist_cats_crit_en.pdf. Consulté : juin 2017, 38 pp.
- International Union for the Conservation of Nature (IUCN) Red List of Threatened Species. 2017b. 2001 Categories and Criteria (version 3.1). Consulté à : http://www.iucnredlist.org/static/categories_criteria_3_1. Consulté : 5 octobre 2017.

- International Whaling Commission (IWC). 2011. Annual Report of the International Whaling Commission 2010. IWC, Cambridge. ISSN 1561-0721, 192 pp.
- ISO. 2016. International Standards Organisation 17776 Petroleum and natural gas industries — Offshore Production Installations — Major Accident Hazard Management During the Design of New Installations, Second Edition, décembre 2016, 104 pp.
- Istituto Agronomico per l'Oltremare. 2015. Geology and geomorphology. Consulté à : http://www.iao.florence.it/training/geomatics/Thies/Senegal_23linkedp7.htm. Consulté : 3 mars 2015.
- Janik, V.M. and P.M. Thompson. 1996. Changes in surfacing patterns of bottlenose dolphins in response to boat traffic. *Marine Mammal Science* 12 : 597-602.
- Jasny, M., J. Reynolds, C. Horowitz, et A. Wetzler. 2005. *Sounding the Depths II : The Rising Toll of Sonar, Shipping and Industrial Ocean Noise on Marine Life*. Natural Resources Defense Council, New York, NY, vii + 76 pp.
- Jefferson, T.A., M.A. Webber, et R.L. Pitman. 2015. *Marine Mammals of the World, A Comprehensive Guide to Their Identification - Second Edition*. Elsevier/Academic Press, 616 pp.
- Jenssen, B.M. 1994. Review article : Effects of oil pollution, chemically treated oil, et cleaning on thermal balance of birds. *Environmental Pollution* 86(2) : 207-215.
- Johansson, S.U., U. Larsson, et P.D. Boehm. 1980. The *Tsesis* oil spill impact on the pelagic ecosystem. *Mar. Poll. Bull.* 11 : 284-293.
- Joint Nature Conservation Committee (JNCC). 2017. JNCC guidelines for minimizing the risk of injury to marine mammals from geophysical surveys. Août 2017.
- Jones, D., A. Gates, et B. Lausen. 2012. Recovery of deep-water megafaunal assemblages from hydrocarbon drilling disturbance in the Faroe-Shetland Channel. *Marine Ecology Progress Series* 461 : 71-82.
- Jones, D.O.B., et M.E. Brewer. 2012. Response of megabenthic assemblages to different scales of habitat heterogeneity on the Mauritanian Slope. *Deep-Sea Research Part I*. 67 : 98-110. [doi: 10.1016/j.dsr.2012.05.006](https://doi.org/10.1016/j.dsr.2012.05.006).
- Jouffre, D., et C.A. Inejih. 2005. Assessing the impact of fisheries on demersal fish assemblages of the Mauritanian continental shelf, 1987–1999, using dominance curves. *ICES J Mar Sci.* 62 : 380-383.
- Julien, S. 2002. Contribution a la mise en place d'un observatoire de la peche artisanale en Mauritanie. Rapport interne IMROP, 13 pp.
- Karambiri, H., S.G. Garcia Galiano, J.D. Giraldo, H. Yacouba, B. Ibrahim, B. Barbier, et J. Polcher. 2010. Assessing the impact of climate variability and climate change runoff in West Africa: the case of Senegal and Nakambe River basins. *Royal Meteorological Society, Atmospheric Science Letters* 12 : 109-115 (2011). [doi: 10.1002/asl.317](https://doi.org/10.1002/asl.317).
- Kareiva, P., et M. Marvier. 2003. Conserving Biodiversity Coldspots. Recent calls to direct conservation funding to the world's biodiversity hotspots may be bad investment advice. *American Scientist* 91 : 344-351.
- Kasuya, T. 1986. Distribution and behavior of Baird's beaked whales off the Pacific coast of Japan. *Scientific Report of the Whales Research Institute* 37 : 61-83.
- KBR. 2016. Sea Island Risk Assessment. J6824-KOS-AR-R-102, Rev 0, mai 2016, 85 pp.

- Keenan, S. K., M.C. Benefield, et J.K. Blackburn. 2007. Importance of the artificial light field around offshore petroleum platforms for the associated fish community. *Marine Ecology Progress Series* 331 : 219-231.
- Kennicutt M.C., S.T. Sweet, W.R. Fraser, W.L. Stockton and M. Culver. 1991. The grounding of the *Bahia Paraiso*, Arthur Harbour—I Antarctic. 1. Distribution and fate of oil spill related hydrocarbons. *Environmental Science and Technology* 25 : 509-518.
- Kenworthy, W.J., N. Cosentino-Manning, L. Handley, M. Wild, et S. Rouhani. 2017. Seagrass response following exposure to *Deepwater Horizon* oil in the Chandeleur Islands, Louisiana (USA). *Mar. Ecol. Prog. Ser.* 576 : 145-161.
- Kessler, J.D., D.L. Valentine, M.C. Redmond, M. Du, E.W. Chan, S.D. Mendes, E.W. Quiroz, C.J. Villanueva, S.S. Shusta, L.M. Werra, S.A. Yvon-Lewis, et T.C. Weber. 2011. A persistent oxygen anomaly reveals the fate of the spilled methane in the deep Gulf of Mexico. *Science* 331 : 312-315.
- Ketten, D.R. 1995. Estimates of blast injury and acoustic trauma zones for marine mammals from underwater explosions. Dans : R.A. Kastelein, J.A. Thomas, et P.E. Nachtigall (eds.), *Sensory Systems of Aquatic Mammals*. De Spill Publishers.
- Khattabi, A., et F.M. Bellaghmouch. 2009. Vulnerability of coastal ecosystems in Northeast of Morocco to shoreline erosion and sea level rise. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Volume 6, Session 35, p. 352035 (Abstract).
- Khelifa, A. et L.L.C. So. 2009. Effects of chemical dispersants on oil brine interfacial tension and droplet formation, pp. 383-396. Dans : Volume 1, *Proceedings of the 32nd Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar*, Environment Canada, Ottawa, Ontario.
- Kidé, S.O., C. Manté, L. Dubroca, H. Demarcq, et B. Mérigot. 2015. Spatio-Temporal Dynamics of Exploited Groundfish Species Assemblages Faced to Environmental and Fishing Forcings: Insights from the Mauritanian Exclusive Economic Zone. *Plos ONE*. Consulté à : <http://dx.doi.org/10.1371/journal.pone.0141566>. Consulté : septembre 2016.
- Kingsford, M.J. 1996. Influence of pollutants and oceanography on abundance and deformities of wild fish larvae, pp 235-256, Dans : Schmitt, R.J. and Osenberg, C.W. (eds.), *Detecting Ecological Impacts, Concepts and Applications in Coastal Habitats*. Academic Press, San Diego.
- Kjelland, M.E., C.M. Woodley, T.M. Swannack, et D.L. Smith. 2015. A review of the potential effects of suspended sediment on fishes: potential dredging-related physiological, behavioral, et transgenerational implications. *Environmental Systems and Decisions* 35 : 334-335.
- Kletz, T. 2001. *Learning from Accidents*, ISBN 0 7506 4883 X, Third Edition, 2001, 357 pp.
- Klima, E.F. et D.A. Wickham. 1971. Attraction of coastal pelagic fishes with artificial structures. *Transactions of the American Fisheries Society* 100 : 86-99.
- Koch, M., G. Bowes, C. Ross, et X.-H. Zhang. 2013. Climate change and ocean acidification effects on seagrasses and marine macroalgae. *Global Change Biology* 19(1) : 103-132.
- Komenda-Zehnder, S., M. Cevallos, et B. Bruderer. 2003. Effects of disturbance by aircraft overflight on waterbirds – An experimental approach. *International Bird Strike Committee. IBSC26/WP-LE2*. 5-9 mai, 2003. Warsaw, Poland.
- Koski, M., C. Stedmon, et S. Trapp. 2017. Ecological effects of scrubber water discharge on coastal plankton : Potential synergistic effects of contaminants reduce survival and feeding of the copepod *Acartia tonsa*. *Marine Environmental Research* 129 : 374-385.
- Kosmos. 2015. Environmental and social impact study of the offshore exploration project in the Saint-Louis Offshore Profond and Cayar Offshore Profond blocs.

- Krastel, S., R.B. Wynn, T.J.J. Hanebuth, R. Henrich, C. Holz, H. Meggers, H. Kuhlmann, A. Georgiopolou, et H.D. Schulz. 2006. Mapping of seabed morphology and shallow sediment structure of the Mauritania continental margin, Northwest Africa : some implications for geohazard potential. *Norwegian Journal of Geology* 86 : 163-176.
- Krastel, S., T.J.J. Hanebuth, A.A. Antobreh, R. Henrich, C. Holz, M. Kölling, H.D. Schulz, K. Wien, et R.B. Wynn. 2004. Cap Timiris Canyon: A newly discovered channel system offshore of Mauritania. *Eos, Trans Am. Geophys. Union* 85 : 417-423.
- Kuipers, B.R., H. Witte, et S. Gonzalez. 1993. Zooplankton distribution in the coastal upwelling system along the Banc d'Argun, Mauritania. *Hydrobiologia* 258 : 133-149. Anuário do Instituto de Geociências 29(1) pp. 257. Abstract de FORAMS 2006 Conference, Natal, Brazil.
- Kyhn, L.A., J. Tougaard, et S. Sveegaard. 2011. Underwater noise from the drillship Stena Forth in Disko West, Baffin Bay, Greenland. National Environmental Research Institute, Aarhus University, Denmark. NERI Technical Report No. 838. 30 pp.
- Lacaux, J.P., Cachier, H., et Delmas, R., 1993. Biomass burning in Africa: an overview of the impact on the atmospheric chemistry. Dans : *Fire in the Environment : Its Ecological, Climatic and Atmospheric Importance*, N. W., 159-191.
- Laist, D.W. 1987. Overview of the biological effects of lost and discarded plastic debris in the marine environment. *Marine Pollution Bulletin* 18(6) : 319-326.
- Laist, D.W. 1996. Marine debris entanglement and ghost fishing : a cryptic and significant type of bycatch, pp. 33-39. Dans : *Alaska Sea Grant College Program Report No. 96-03*. University of Alaska, Fairbanks, AK.
- Laist, D.W. 1997. Impacts of marine debris: entanglement of marine life in marine debris including a comprehensive list of species with entanglement and ingestion records, pp. 99-139. Dans : J.M. Coe et D.B. Rogers (eds.), *Marine Debris, Sources, Impacts, and Solutions*. Springer-Verlag, New York, NY.
- Laist, D.W., A.R. Knowlton, J.G. Mead, A.S. Collet, et M. Podesta. 2001. Collisions between ships and whales. *Marine Mammal Science* 17 : 35-75.
- Laist, D.W., J.M. Coe, et K.J. O'Hara. 1999. Marine Debris Pollution, pp. 342-366. Dans : J R. Twiss, Jr. and R.R. Reeves (eds.), *Conservation and Management of Marine Mammals*. Smithsonian Institution Press, Washington, D.C.
- Lamarque, B. 1988. Liste commentée des oiseaux de Mauritanie. *Études Sahariennes et Ouest Africaines*, 1(4) : 2-161.
- Lambert, K. 1980. A wintering area of Long-tailed Skua discovered off Southwest and South Africa. *Beitr. Vogelkd., Leipzig* 26 : 199-212.
- Landsberg, P.G. 2000. Underwater blast injuries. *Trauma and Emergency Medicine* 17(2). Consulté à : <http://www.scuba-doc.com/uwblast.html>. Consulté : février 2018
- Langangen, O., E. Olsen, L.C. Stige, J. Ohlberger, N.A. Yaragina, F.B. Vikebø, B. Bogstad, N.C. Stenseth, et D.Ø. Hjermann. 2017. The effects of oil spills on marine fish: Implications of spatial variation in natural mortality. *Marine Pollution Bulletin* 119 : 102-109.
- Laramore, S., W. Krebs, et A. Garr. 2014. Effects of Macondo Canyon 252 oil (naturally and chemically dispersed) on larval *Crassostrea virginica* (Gmelin, 1791). *Journal of Shellfish Research* 33(3) : 709-718. doi.org/10.2983/035.033.0305.
- Latimer, J.S. and J. Zheng. 2003. The sources, transport and fate of PAHs in the marine environment, pp. 10-22. Dans : P.E.T. Douben (ed.), *PAHs : An Ecotoxicological Perspective*. John Wiley & Sons Ltd., New York, NY.

- Lavender, A., S. Bartol, et I.K. Bartol. 2012. Hearing capabilities of loggerhead sea turtles (*Caretta caretta*) throughout ontogeny, pp. 89-93. Dans : A.N. Popper and A.D. Hawkins (eds.), *The Effects of Noise on Aquatic Life*. Springer Science & Business Media, New York. 638 pp.
- Lawson, G.W., et D.M. John. 1977. The marine flora of the Cap Blanc peninsula: its distribution and affinities. *Botanical Journal* 75(1) : 99-118.
- Le Loeuff, P. and R. von Cosel. 1998. Biodiversity patterns of the benthic fauna on the Atlantic coast of tropical Africa in relation to hydroclimatic conditions and paleogeographic events. *Acta Oceanologica* 19(3) : 309-321.
- Leatherwood, S., R.R. Reeves, W.F. Perrin, et W.E. Evans. 1982. Whales, dolphins, et porpoises of the eastern North Pacific and adjacent Arctic waters: A guide to their identification. U.S. Dep. Commer., NOAA Tech. Rept. NMFS Circular 444, 245 pp.
- Lee, K. (chair), M. Boufadel, B. Chen, J. Foght, P. Hodson, S. Swanson, et A. Venosa. 2015. Expert Panel Report on the Behaviour and Environmental Impacts of Crude Oil Released into Aqueous Environments. Royal Society of Canada, Ottawa, ON. ISBN : 978-1-928140-02-3.
- Lee, K. and J.M. Neff (eds.). 2011. *Produced Water: Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies*, 608 pp. Springer, New York.
- Lee, R.F and J.W. Anderson. 2005. Significance of cytochrome P450 system responses and levels of bile fluorescent aromatic compounds in marine wildlife following oil spills. *Marine Pollution Bulletin* 50 : 705-723.
- Lee, R.F. and D.S. Page. 1997. Petroleum hydrocarbons and their effects in subtidal regions after major oil spills. *Mar. Poll. Bull.* 34 : 928-940.
- Lehlou, S.M.O. 2013a. Identification des aires marines d'importance biologique ou écologique/ Mauritanie. Habitats côtiers de la zone néritique des fonds inférieurs à 20 mètres. Consulté à : <https://www.cbd.int/doc/meetings/mar/ebsa-sea-01/other/ebsa-sea-01-submission-mauritania-template-01-en.pdf>. Consulté : juin 2017.
- Lehlou, S.M.O. 2013b. Identification des aires marines d'importance biologique ou écologique/ Mauritanie. Récifs coralliens d'eau froide au large de Nouakchott (Mauritanie) Consulté à : <https://www.cbd.int/doc/meetings/mar/ebsa-sea-01/other/ebsa-sea-01-submission-mauritania-template-02-en.pdf>. Consulté : juin 2017.
- Lehlou, S.M.O. 2013c. Identification des aires marines d'importance biologique ou écologique/ Mauritanie. Système du « Canyon de Timiris » de Mauritanie. Consulté à : <https://www.cbd.int/doc/meetings/mar/ebsa-sea-01/other/ebsa-sea-01-submission-mauritania-template-04-en.pdf>. Consulté : juin 2017.
- Lehr, B., S. Bristol, et A. Posollo. 2010. Oil budget calculator *Deepwater Horizon* technical documentation: A report to the National Incident Command. Novembre 2010. Développé par le Federal Interagency Solutions Group, Oil Budget Calculator Science and Engineering Team, 217 pp. Consulté à : http://www.crrc.unh.edu/publications/OilBudgetCalcReport_Nov2010.pdf.
- Lehr, W. 2001. Review of the modeling procedures for oil spill weathering behavior, pp. 51-90. Dans: C.A. Brebbia (ed.), *Oil Spill Modelling and Processes*. WIT Press, Southampton, UK.
- Leifer, I. 2010. Characteristics and scaling of bubble plumes from marine hydrocarbon seepage in the Coal Oil Point seep field. *J. Geophys. Res.* [doi: 10.1029/2009JC005844](https://doi.org/10.1029/2009JC005844).
- Lenhardt, M.L., R.C. Klinger, et J.A. Musick. 1985. Marine turtle middle-ear anatomy. *The Journal of Auditory Research* 25 : 66-72.
- Leopardas, V., W. Uy, et M. Nakaoka. 2014. Benthic macrofaunal assemblages in multispecific seagrass meadows of the southern Philippines : Variation among vegetation dominated by different seagrass species. *Journal of Experimental Marine Biology and Ecology* 457 : 71-80.

- Leopold, M. F. 1993. Seabirds in the shelf edge waters bordering the Banc d'Arguin, Mauritania, in May. *Hydrobiologia* 258 : 197-210.
- Lepage, D. 2007. Checklist of birds of Senegal. Avibase. Extrait avril 2015.
- Leroux, M. 2001. The Meteorology and Climate of Tropical Africa. Springer, Berlin.
- Li., M. and C. Garret. 1998. The relationship between oil droplet size and upper ocean turbulence. *Mar. Pollut. Bull.* 36 : 961-970.
- Lin, Q., I.A. Mendelssohn, S.A. Graham, A. Hou, J.W. Fleeger, et D.R. Deis. 2016. Response of salt marshes to oiling from the *Deepwater Horizon* spill: Implications for plant growth, soil surface-erosion, et shoreline stability. *Science of the Total Environment* 557-558(2016) : 369-377.
- Lioussé, C., Guillaume, B., Grégoire, J.M., Mallet, M., Galy, C., Pont, V., Akpo, A., Bedou, M., Castéra, P., Dungall, L., et al., 2010. Western african aerosols modelling with updated biomass burning emission inventories in the frame of the AMMA-IDAF program. *Atmos. Chem. Phys.*, 10, 7347-7382.
- Lippert, T. and O. von Estorff. 2014. The significance of pile driving of parameter uncertainties for the prediction of offshore pile driving noise. *Journal of the Acoustical Society of America* 136(5) : 2463-2471.
- Little, E.E., L. Cleveland, R. Calfee, et M.G. Barron. 2000. Assessment of the photoenhanced toxicity of weathered oil to the tidewater silverside. *Environ. Toxicol. Chem.* 19 : 926-932.
- Liu, J., H.P. Bacosa, et Z. Liu. 2017. Potential environmental factors affecting oil-degrading bacterial populations in deep and surface waters of the northern Gulf of Mexico. *Frontiers in Microbiology* 7(2131). doi.org/10.3389/fmicb.2016.02131.
- Long, E.R. and L.G. Morgan. 1990. The Potential for Biological Effects of Sediment-sorbed Contaminants Tested in the National Status and Trends Program. NOAA Technical Memorandum NOS OMA 52. National Oceanic and Atmospheric Administration, Seattle, WA, 233 pp.
- Long, E.R., et L.G. Morgan. 1990. The Potential for Biological Effects of Sediment-sorbed Contaminants Tested in the National Status and Trends Program. NOAA Technical Memorandum NOS OMA 52. National Oceanic and Atmospheric Administration Seattle, WA, 233 pp.
- Longhurst, A.R. 2007. Ecological geography of the sea. Academic Press, Amsterdam, 542 pp.
- Lopez, J., G. Moreno, I. Sancristobal, et J. Murua. 2014. Evolution and Current State of the Technology of Echo-Sounder Buoys Used by Spanish Tropical Tuna Purse Seiners in the Atlantic, Indian and Pacific Oceans. *Fisheries Research*. 155 : 127-137.
- Lubchenco J., M.K. McNutt, G. Dreyfus, S.A. Murawski, D.M. Kennedy, P.T. Anastas, S. Chu, et T. Huntere. 2012. Science in support of the *Deepwater Horizon* response. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 109 : 20212-20221.
- Lubchenco, J., M. McNutt, W. Lehr, M. Sogge, M. Miller, S. Hammond, et W. Conner. 2010. BP *Deepwater Horizon* Oil Budget: What Happened to the Oil? Consulté à : http://www.noaanews.noaa.gov/stories2010/PDFs/OilBudget_description_%2083final.pdf. Consulté : 22 octobre 2013.
- Lutcavage, M.E., P. Plotkin, B. Witherington, et P.L. Lutz. 1996. Human impacts on sea turtle survival, pp. 387-409. Dans : P.L. Lutz and J.A. Musick, *The Biology of Sea Turtles*. CRC Press, Boca Raton, FL.
- Lutcavage, M.E., P. Plotkin, B. Witherington, et P.L. Lutz. 1997. Human impacts on sea turtle survival, pp. 387-409. Dans : P.L. Lutz and J.A. Musick (eds.), *The Biology of Sea Turtles*. CRC Press, Boca Raton, FL.

- Lutcavage, M.E., P.L. Lutz, G.D. Bossart, et D.M. Hudson. 1995. Physiologic and clinicopathologic effects of crude oil on loggerhead sea turtles. *Archives of Environmental Contamination and Toxicology* 28(4) : 417-422.
- Lutze, G.F., et W.T. Coulbourn. 1984. Recent benthic foraminifera from the continental margin of northwest Africa: Community structure and distribution. *Marine Micropaleontology* 8(5) : 361-401.
- Lytle, J.S. and T.F. Lytle. 1987. The role of *Juncus roemerianus* in cleanup of oil-polluted sediments, pp. 495-501. Dans : *Proceedings of the 1987 International Oil Spill Conference*.
- MacCall, A.D., K.R. Parker, R. Leithiser, et B. Jessee. 1983. Power plant impact assessment: A simple fishery production model approach. *Fishery Bulletin* 81(3) : 613-619.
- Machu, E., O. Ettahiri, S. Kifani, A. Benazzouz, A. Makaoui, et H. Demarcq. 2009. Environmental control of the recruitment of sardines (*Sardina pilchardus*) over the western Saharan shelf between 1995 and 2002 : a coupled physical/biogeochemical modelling experiment, *Fish. Oceanogr.*, 18, 287–300.
- Macreadie, P.I., A.M. Fowler, et D.J. Booth. 2011. Rigs to reefs : will the deep sea benefit from artificial habitat ? *Frontiers in Ecology and Environment* 9 : 455-461.
- Madsen, P.T., M. Wahlberg, J. Tougaard, K. Lucke, et P. Tyack. 2006. Wind turbine underwater noise and marine mammals: implications of current knowledge and data needs. *Marine Ecology Progress Series* 309 : 279-295.
- MAED, 2014. Ministère des Affaires Économiques et du Développement. Guide de l'Investissement en Mauritanie. Consulté à : http://www.cciammr.com/images/Guide_Investissement_DGPSP_2014_FR.pdf
- Maggini, I., L.V. Kennedy, S.J. Bursian, K.M. Dean, K.E. Harr, J.E. Link, C.A. Pritsos, K.L. Pritsos, et C.G. Guglielmo. 2017. Toxicological and thermoregulatory effects of feather contamination with artificially weathered MC 252 oil in western sandpipers (*Calidris mauri*). *Ecotoxic. Environ. Safety* 146 : 118-128.
- Maigret, J. 1978. Sea turtles nesting on the coast of Senegal. *Marine Turtle Newsletter* 8:4.
- Maigret, J. 1983. Répartition des tortues de mer sur les côtes ouest Africaines. *Bulletin de la Société Herpétologique de France* 28 : 22-34.
- Maigret, J. and B. Ly. 1986. Les poissons de mer de Mauritanie. *Science Nat.*, Compiègne, 213 pp.
- Mallakin, A., B.J. McConkey, G. Miao, B. McKibben, V. Snieckus, D.G. Dixon, et B.M. Greenberg. 1999. Impacts of structural photomodification on the toxicity of environmental contaminants: anthracene photooxidation products. *Ecotoxic. Environ. Safety* 43 : 204-212.
- Malme, C.I., B. Würsig, J.E. Bird, et P. Tyack. 1988. Observations of feeding gray whale responses to controlled industrial noise exposure, pp. 55-73. Dans: W.M. Sackinger, M.O. Jeffries, J.L. Imm, et S.D. Treacy (eds.), *Port and Ocean Engineering Under Arctic Conditions*, Vol. II. Geophysical Institute, University of Alaska, Fairbanks, AK.
- Malme, C.I., P.R. Miles, C.W. Clark, P. Tyack, et J.E. Bird. 1983. Investigations of the potential effects of underwater noise from petroleum industry activities on migrating gray whale behavior. Préparé pour U.S. Minerals Management Service, Anchorage, AK.
- Malme, C.I., P.R. Miles, C.W. Clark, P. Tyack, et J.E. Bird. 1984. Investigations of the potential effects of underwater noise from petroleum industry activities on migrating gray whale behavior/Phase II : January 1984 migration. Préparé pour U.S. Minerals Management Service, Anchorage, AK.
- Malou, R., H. Dacosta, A. Gaye, A. Tandia, et M. Diene. 1998. Etude de la vulnérabilité des ressources en eau. Mesures d'adaptation et d'atténuation. *Rapp. Inédit*, Dakar, 36 pp.

- Marchese, C. 2015. Biodiversity hotspots: A shortcut for a more complicated concept. *Global Ecology and Conservation* 3 : 297-309.
- Marcot-Coqueugniot, J. 1991. A preliminary list of marine algae from the Banc d'Arguin (Mauritania). *Botanica Marina* 34 : 195-199.
- Marine Resources Research Institute. 1984. South Atlantic OCS Area Living Marine Resources Study, Phase III. Report Préparé pour the U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Washington, D.C. Contract No. 14-12-0001-29185.
- MarineTraffic. 2017. Marine Traffic Density Maps, 2016. Consulté à : <http://www.marine.traffic.com>. Consulté : juin 2017.
- Márquez, R. 1990. Sea Turtles of the World. An annotated and illustrated catalogue of the sea turtle species known to date. FAO Fisheries Synopsis No. 125, Vol. 11. Food and Agricultural Organization of the United Nations, Rome, 81 pp.
- Martins, R.S. and J.A.A. Perez. 2006. Cephalopods and fish attracted by night lights in coastal shallow-waters, off southern Brazil, with the description of squid and fish behavior. *Revista de Etologia* 8(1) : 27-34.
- Maufroy, A. 2012. Characterization of the spatial and temporal dynamics of drifting Fish Aggregating Devices (FADs) used by the French fleet of purse seiners in the Atlantic and Indian Oceans. Diplôme d'Ingénieur de l'Institut Supérieur des Sciences Agronomiques, agroalimentaires, Horticoles et du Paysage Spécialisation HALIEUTIQUE - Option Ressources et Ecosystèmes Aquatiques; 47 pp.
- Maurer, D., R.T. Keck, J.C. Tinsman, W.A. Leathem, C. Wethe, C. Lord, et T.M. Church. 1986. Vertical migration and mortality of marine benthos in dredged material: a synthesis. *International Revue der Gesamten Hydrobiologia* 71 : 50-63.
- Mauritania Strategic Environmental Assessment. 2011. Mauritania - Strategic environmental and social assessment of oil and gas development in Mauritania. Préparé par Integrated Environments Ltd., D'Appolonia S.p.A. Mai 2011, 269 pp. Consulté à : <http://documents.worldbank.org/curated/en/770661468283141036/pdf/704840ESW0P1210arts0A0and0B0June029.pdf>. Consulté : septembre 2016.
- Mazet, J.A.K., S.H. Newman, K.V.K. Gilardi, F.S. Tseng, J.B. Holcomb, D.A. Jessup, et N.H. Ziccardi. 2002. Advances in oiled bird emergency medicine and management. *Journal of Avian Medicine and Surgery* 16 : 146-149.
- Mbaye, B.C., T. Brochier, V. Echevin, L. Alban, L. Marina, M. Evan, G.A. Thierno, et M. Eric. 2015. Do *Sardinella aurita* spawning seasons match local retention patterns in the Senegalese-Mauritanian upwelling region ? *Fisheries Oceanography* 24(1) : 69-89.
- McCauley, R.D., J. Fewtrell, A.J. Duncan, C. Jenner, M-N. Jenner, J.D. Penrose, R.I.T. Prince, A. Adhitya, J. Murdoch, et K. McCabe. 2000a. Marine seismic surveys : Analysis and propagation of air gun signals; and effects of air-gun exposure on humpback whales, sea turtles, fishes, et squid. Préparé pour Australian Petroleum Production Exploration Association. Project CMST 163, Report R99-15. Centre for Marine Science and Technology, Curtin University of Technology. Australie Western.
- McCauley, R.D., J. Fewtrell, A.J. Duncan, C. Jenner, M-N. Jenner, J.D. Penrose, R.I.T. Prince, A. Adhitya, J. Murdoch, et K. McCabe. 2000b. Marine seismic surveys: a study of environmental implications. *The APPEA Journal* 40 : 692-708.
- McDonald, M.A., J.A. Hildebrand, et S.C. Webb. 1995. Blue and fin whales observed on a seafloor array in the Northeast Pacific. *Journal of the Acoustical Society of America* 98 : 712-721
- McKenna, M.F., D. Ross, S.M. Wiggins, et J.A. Hildebrand. 2012. Underwater radiated noise from modern commercial ships. *J. Acoust. Soc. Am.* 131 : 92-103.

- Mead, J.G., et R.L. Brownell, Jr. 2005. Order Cetacea, pp. 723-743. Dans: D.E. Wilson and D.M. Reeder (eds.), *Mammal Species of the World* (3rd ed.). Johns Hopkins University Press.
- MEFPNT. 2014. Ministère de l'Emploi, de la Formation Professionnelle et des Technologies de l'Information et de la Communication. Rapport pays sur les politiques et dispositifs d'insertion professionnelle et de création d'emploi.
- Meiners, C., L. Fernández, F. Salmerón, A. Ramos. 2010. Climate variability and fisheries of black hakes (*Merluccius polli* and *Merluccius senegalensis*) in NW Africa : A first approach. *Journal of Marine Systems*, 80, (3–4) : 243-247.
- Mendelssohn, R. 2017. xtractomatic. Accessing Environmental Data from ERD's EFDDAP Server. R package version 3.2.0. Consulté à : <https://CRAN.R-project.org/package=xtractomatic>. Consulté : 25 février 2017.
- Meunier, T., E. Barton, B. Barreiro, et R. Torres. 2012. Upwelling filaments off Cape Blanc: interaction of the NW African upwelling current and the Cape Verde frontal zone eddy field? *Journal of Geophysical Research* 117, C08031.
- Meyer, I., G.R. Davies, et I.-B.W. Stuut. 2011. Grain size control on Sr-Nd isotope provenance studies and impact on paleoclimate reconstructions : An example from deep-sea sediments offshore NW Africa. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 12(3). [doi:10.1029/2010GC003355](https://doi.org/10.1029/2010GC003355).
- Meyer, M., J. Geersen, S. Krastel, T. Schwenk, et D. Winkelmann. 2012. Dakar Slide offshore Senegal, NW-Africa : Interaction of stacked giant mass-wasting events and canyon evolution. Submarine mass movements and their consequences, pp. 177-188. Dans : Yamada, Y. et al. (eds.), *Advances in Natural and Technological Hazards Research*, 31, Springer.
- Mhammdi, N., M. Snoussi, F. Medina, et El Bachir Jaaïdi. 2014. Chapter 10, Recent sedimentation in the NW African shelf. *Geological Society, London, Memoirs*, 41:131-146. [doi:10.1144/M41.10](https://doi.org/10.1144/M41.10).
- Michel, J., H. Westphal, et R. Von Cosel. 2011. The mollusk fauna of soft sediments from the tropical upwelling-influenced shelf of Mauritania (Northwestern Africa). *Palaios* 26 : 447-460.
- Michel, J., S.M. Lehmann, et C.B. Henry. 1998. Oiling and cleanup issues in wetlands, M/T *Julie N* spill, Portland, Maine, pp. 841-856. Dans : *Proceedings of the 21st Arctic and Marine Oil Spill Program Technical Seminar*, juin 10-12, 1998, Edmonton, Alberta, Canada.
- MIDEC-AECID-IEJI. 2009. Ministère de l'Intérieur et de la Décentralisation, Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo, Instituto de Estudios Jurídicos Internacionales. Livre Blanc de la Décentralisation en Mauritanie.
- Millennium Ecosystem Assessment. 2005. *Ecosystems and Human Well-being: Synthesis*. Island Press, Washington, D.C. www.millenniumassessment.org/documents/document.356.aspx.pdf. 155 pp.
- Miller, P.J.O., M.P. Johnson, P.T. Madsen, N. Biassoni, M. Quero, et P. Tyack. 2009. Using at-sea experiments to study the effects of airguns on the foraging behavior of sperm whales in the Gulf of Mexico. *Deep Sea Research Part 1 : Oceanographic Research Papers* 56(7) : 1168-1181.
- Milton S., P. Lutz, et G. Shigenaka. 2003. Oil toxicity and impacts on sea turtles, pp. 35-47. Dans : G. Shigenaka (ed.), *Oil and Sea Turtles: Biology, Planning, et Response*. NOAA, National Ocean Service, Office of Response and Restoration, Seattle, WA.
- Milton, S., P. Lutz, et G. Shigenaka. 2010. Oil toxicity and impacts on sea turtles, Chapter 4. Dans : G. Shigenaka (technical editor), *Oil and Sea Turtles: Biology, Planning, et Response*. Réimprimé juillet 2010. NOAA, National Ocean Service, Office of Response and Restoration, Silver Spring, MD, 116 pp.

- Minerals Management Service (MMS). 2007. Outer Continental Shelf Oil & Gas Leasing Program : 2007-2012. Final Environmental Impact Statement. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Herndon, VA. OCS EIS/EA MMS 2007-003. Avril 2007.
- Ministère de l'Environnement et du Développement Durable. 2014a. Stratégie et Plan d'Action National de la Biodiversité, 2011-2020, 114 pp.
- Ministère de l'Environnement et du Développement Durable. 2014b. CBD Fifth National Report – Mauritania (French Version). Mai 2014, 96 pp.
- Ministère de la Santé. 2016a. Rapport d'évaluation de la première phase du Plan National de Développement Sanitaire 2012-2020. Consulté à : http://www.sante.gov.mr/?wpfb_dl=177.
- Ministère de la Santé. 2016c. Programme national de lutte contre le paludisme. Bulletin épidémiologique trimestriel du paludisme au Sénégal. Premier trimestre 2016. Consulté à : <http://www.sante.gouv.sn/ckfinder/userfiles/files/bulepidemio.pdf>.
- Ministère Délégué auprès du Premier Ministre chargé de l'Environnement et du Développement Durable. 2012. Plan d'action national pour l'environnement 2012-2016 – PANE 2. Avril 16, 2012. 85 pp (incluant annexes).
- Ministry of the Environment and Sustainable Development. 2015. Monitoring of air quality in Dakar. Annual report 2015, 9 pp.
- Mittelstaedt, E. 1991. The ocean boundary along the northwest African coast: Circulation and oceanographic properties at the sea surface. *Progress in Oceanography* 26 : 307-355.
- Moein, S.E., J.A. Musick, J.A. Keinath, D.E. Barnard, M. Lenhardt, et R. George. 1994. Evaluation of seismic sources for repelling sea turtles from hopper dredges. Rapport final au U.S. Army Corps of Engineers, Waterways Experiment Station, Vicksburg, MS, 42 pp.
- Moein, S.E., J.A. Musick, J.A. Keinath, D.E. Barnard, M.L. Lenhardt, et R. George. 1995. Evaluation of seismic sources for repelling sea turtles from hopper dredges, pp. 90-93. Dans : Z. Hales (ed.), *Sea Turtle Research Program: Summary Report. Technical Report CERC-95*.
- Moffitt, C.M., M.R. Rhea, P.B. Dorn, J.F. Hall, J.M. Bruney, et S.H. Evans. 1992. Short term chronic toxicity of produced water and its variability as a function of sample time and discharge rate, pp. 235-244. Dans : J.P. Ray and R. Engelhardt (eds.), *Produced Water: Technological/Environmental Issues and Solutions*. Plenum Press, New York.
- Montagna, P.A., J.G. Baguley, C. Cooksey, I. Hartwell, L.J. Hyde, J.L. Hyland, R.D. Kalke, L.M. Kracker, M. Reuscher, et A.C.E. Rhodes. 2013. Deep-sea benthic footprint of the *Deepwater Horizon* blowout. *Plos One* 8(8) : e70540.
- Montevecchi, W.A. 2006. Influences of artificial light on marine birds, pp. 94-113. Dans : C. Rich and T. Longcore (eds.), *Ecological Consequences of Artificial Night Lighting*. Island Press, Washington.
- Montevecchi, W.A., F.K. Wiese, G. Davoren, A.W. Diamond, F. Huettmann, et J. Linke. 1999. Seabird Attraction to Offshore Platforms and Seabird Monitoring from Offshore Support Vessels and Other Ships. Literature Review and Monitoring Designs. *Environmental Studies Research Funds Report No. 137*. Calgary, Canada, 56 pp.
- Mooney, T.A., R. Hanlon, J. Christensen-Dalsgaard, P.T. Madsen, D.R. Ketten, et P.E. Nachtigall. 2010. Sound detection by the longfin squid (*Loligo pealeii*) studied with auditory evoked potentials : sensitivity to low-frequency particle motion and not pressure. *The Journal of Experimental Biology* 213 : 3,748-3,759.
- Mooney, T.A., R. Hanlon, P.T. Madsen, J. Christensen-Dalsgaard, D.R. Ketten, et P.E. Nachtigall. 2012. Potential for sound sensitivity in cephalopods, pp. 125-128. Dans : A.N. Popper and A. Hawkins (eds.), *The Effects of Noise on Aquatic Life*. Springer New York.

- Motani, R. and P.C. Wainwright. 2015. How warm is too warm for the life cycle of actinopterygian fishes ? Scientific Reports 5 : 11597.
- Moyano M., C. Candebat, Y.A. Ruhbaum, S. Álvarez-Fernandez, G. Claireaux, J.-L. Zambonino-Infante, et M.A. Peck. 2017. Effects of warming rate, acclimation temperature and ontogeny on the critical thermal maximum of temperate marine fish larvae. PLoS ONE 12(7) : e0179928.
- MPEMa, 2015. Ministère des Pêches et de l'Economie Maritime, Stratégie Nationale de Gestion Responsable pour un Développement Durable des Pêches et de l'Économie Maritime 2015-2019.
- MPEMi, 2016a. Ministère du Pétrole, de l'Energie et des Mines, Direction Générale des Hydrocarbures, Direction du Suivi des Projets et de l'Environnement. 2016. Entretiens entre la Direction et le sociologue de Golder, du 19 au 21 septembre 2016.
- MPEMi, 2016b. Ministère du Pétrole, de l'Energie et des Mines. Le secteur de l'électricité en Mauritanie. Consulté à : http://www.petrole.gov.mr/IMG/pdf/session_6_s2_ousmane_tall_somelec.pdf
- Muhling, B.A., M.A. Roffer, J.T. Lamkin, G.W. Ingram, M.A. Upton, G. Gawlikowski, F. Muller-Karger, S. Habtes, et W.J. Richards. 2012. Overlap between Atlantic bluefin tuna spawning grounds and observed *Deepwater Horizon* surface oil in the northern Gulf of Mexico. Marine Pollution Bulletin 64(4) : 679-687.
- Myers, N., R.A. Mittermeier, C.G. Mittermeier, G.A.B. da Fonseca, et J. Kent. 2000. Biodiversity hotspots for conservation priorities. Nature 403 : 853-858.
- NASA Goddard Spaceflight Center, Ocean Ecology Laboratory, Ocean Biology Processing Group. 2014. Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer. MODIS-Aqua Ocean Color Data. Consulté à : http://dx.doi.org/10.5067/AQUA/MODIS_OC.2014.0. Consulté : 12 septembre 2016.
- National Audubon Society. 2017. Important Bird Areas/Criteria Overview Consulté à : <http://web4.audubon.org/bird/iba/criteria.html>. Accédé le 4 octobre 2017.
- National Marine Fisheries Service (NMFS). Unpublished data. Cited in U.S. Department of Commerce (USDOC), National Marine Fisheries Service (NMFS) and U.S. Department of the Interior (USDOI), Fish and Wildlife Service (FWS), 2008.
- National Marine Fisheries Service. 2016. Technical Guidance for Assessing the Effects of Anthropogenic Sound on Marine Mammal Hearing: Underwater Acoustic Thresholds for Onset of Permanent and Temporary Threshold Shifts. NOAA Technical Memorandum NMFS-OPR-55.
- National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). 2010. Characteristic coastal habitats. Choosing spill response alternatives. National Oceanic and Atmospheric Administration, National Ocean Service, Office of Response and Restoration, Emergency Response Division, Washington, DC, 85 pp.
- National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). 2016. *Deepwater Horizon* Oil Spill: Final Programmatic Damage Assessment and Restoration Plan (PDARP) and Final Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS). Février 2016. National Ocean Service, National Oceanic and Atmospheric Administration, Silver Spring, MD.
- National Oceanic and Atmospheric Administration. 2016b. Cetacean and Sound Mapping – North Atlantic Basin. Consulté à : https://cetsound.noaa.gov/gallery.php?dir=SoundMaps/NorthAtlantic/Basin/Chronic/NA_OceanBasin_Chronic_Sum/NorthAtlantic_Sum_ThirdOctave. Consulté : 15 septembre 2016.
- National Oceanic and Atmospheric Administration. Earth System Research Laboratory, Physical Sciences Division. 2017. GPCC Global Precipitation Climatology Centre. Consulté à : <http://www.esrl.noaa.gov/psd/data/gridded/data.gpcc.html>. Consulté : 15 Avril 2017.

- National Oceanic and Atmospheric Administration. PSD Map Room Climate Products - Sea Surface Temperature (SST). 2016. Consulté à : <https://www.esrl.noaa.gov/psd/map/clim/sst.shtml>. Consulté : 15 Septembre 2016.
- National Research Council (NRC). 1983. Drilling Discharges in the Marine Environment. National Academy Press, Washington, 180 pp.
- National Research Council (NRC). 1985. Oil in the Sea: Inputs, Fates, et Effects. Washington, DC. National Academy Press, 601 pp.
- National Research Council (NRC). 2003a. Ocean Noise and Marine Mammals. Washington, DC. The National Academy Press, 204 pp.
- National Research Council (NRC). 2003b. Oil in the Sea III: Inputs, Fates, et Effects. Washington, DC. National Academy Press, 182 pp. + app.
- National Research Council (NRC). 2005. Marine mammal populations and ocean noise: Determining when noise causes biologically significant effects. The National Academies Press, Washington, DC, 142 pp.
- National Research Council (NRC). 2005. Oil spill dispersants: Efficacy and effects. The National Academies Press, Washington, DC, 400 pp.
- National Science Foundation and U.S. Geological Survey (NSF and USGS). 2011. Final Programmatic Environmental Impact Statement/Overseas Environmental Impact Statement for Marine Seismic Research. Juin 2011.
- Ndarinfo. 2018. Mauritanie : les conclusions de la visite du Président Macky SALL (communiqué). Consulté à : https://www.ndarinfo.com/Mauritanie-les-conclusions-de-la-visite-du-President-Macky-SALL-communique_a21010.html. Accédé le février 9 2018.
- Ndong, M.S., N. Diop, A. Kane, A. Coly, A.A. Diédhiou, et I. Diallo. 2014. Plan d'aménagement et de Gestion de l'Aire Marine Protégée de Saint-Louis. DAMCP, 40 pp.
- Neff, J.M. 1987. Biological effects of drilling fluids, drill cuttings and produced waters, pp. 469-538. Dans : D.F. Boesch and N.N. Rabalais (eds.), Long-Term Effects of Offshore Oil and Gas Development. Elsevier Applied Science Publishers, London.
- Neff, J.M. 1990. Composition and fate of petroleum and spill-treating agents in the marine environment, pp. 1-33. Dans : J.R. Geraci and D.J. St. Aubin (eds.), Sea Mammals and Oil: Confronting the Risks. Academic Press, San Diego, CA.
- Neff, J.M. 2002. Bioaccumulation in Marine Organisms : Effects of Contaminants from Oil Well Produced Water, 468 pp. Elsevier.
- Neff, J.M. 2005. Composition, Environmental Fates, et Biological Effects of Water Based Drilling Muds and Cuttings Discharged to the Marine Environment : A Synthesis and Annotated Bibliography. Préparé pour Petroleum Environmental Research Forum and American Petroleum Institute. Battelle, Duxbury, MA, 83 pp.
- Neff, J.M. 2010. Fate and effects of water based drilling muds and cuttings in cold-water environments. Préparé pour Shell Exploration and Production Company, Houston, TX. 309 pp.
- Neff, J.M., K. Lee, et E.M. DeBlois. 2011. Chapter 1. Produced Water: Overview of Composition, Fates, et Effects. Dans: K. Lee et J. Neff (eds.), Produced Water. Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies. Springer, New York. doi.org/10.1007/978-1-4614-0046-2.
- Neff, J.M., M.H. Bothner, N.J. Maciolek, et J.F. Grassle. 1989a. Impacts of exploratory drilling for oil and gas on the benthic environment of Georges Bank. Marine Environmental Research 27(2) : 77-114.

- Neff, J.M., R.E. Hillman, et J.J. Waugh. 1989b. Bioavailability of Trace Metals from Drilling Mud Barite to Benthic Marine Animals, pp. 461-479. Dans: Proceedings of the 1988 International Conference on Drilling Wastes. Calgary, Alberta, Canada, 5-8 avril 1988. Elsevier Applied Science Publishers Ltd., London, England, 1989.
- Neff, J.M., S. McKelvie, et R.C. Ayers, Jr. 2000. Environmental Impacts of Synthetic Based Drilling Fluids. OCS Study MMS 2000-64. Préparé pour le U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA, 118 pp.
- Neff, J.M., S. Ostaszewski, W. Gardiner, et I. Stejskal. 2000. Effects of weathering on the toxicity of three offshore Australian crude oils and a diesel fuel to marine animals. *Environ. Toxicol. Chem.* 19 : 1,809-1,821.
- Nelms, S.E., E.M. Duncan, A.C. Broderick, T.S. Galloway, M.H. Godfrey, M. Hamann, P.K. Lindeque, et B.J. Godley. 2016. Plastic and marine turtles : A review and call for research. *ICES Journal of Marine Science* 73(2) : 165-181.
- Nesis, K.N. 2003. Distribution of recent Cephalopoda and implications for Plio-Pleistocene events. *Berliner Paläobiologische Abhandlungen* 3 : 199-224.
- New York Times. 2017. China's Appetite Pushes Fisheries to the Brink. 30 avril 2017. Consulté à : <https://www.nytimes.com/2017/04/30/world/asia/chinas-appetite-pushes-fisheries-to-the-brink.html>.
- NGO Le Partenariat, 2017. Projet d'amélioration des conditions de vie des Communautés de Pêcheurs sur la Langue de Barbarie. Compte rendu des journées participatives de nettoyage des berges de Goxumbacc et Ndar toute les 20 et 21 mai 2017. Juin 2017. (Project to improve the living conditions of the Fishing Communities on the Langue de Barbarie. Report on the Goxumbacc and Ndar Toute participatory clean-up days on May 20 and 21, 2017. Juin 2017.)"
- Niang, A. and A. Kane. 2014. Morphological and Hydrodynamic Changes in the Lower Estuary of the Senegal River : Effects on the Environment of the Breach of the 'Langue De Barbarie' Sand Spit in 2003, pp. 23-40. Dans : S. Diop, J.-P. Barousseau, et C. Descamps (eds.), *The Land/Ocean Interactions in the Coastal Zone of West and Central Africa*. Estuaries of the World. Springer, Cham.
- Niang, I., M. Dansokho, S. Faye, K. Gueye, et P. Ndiaye. 2010. Impacts of climate change on the Senegalese coastal zones : Examples of the Cap Vert peninsula and Saloum estuary. *Global and Planetary Change* 72 : 294-301.
- Niang, I., O.C. Ruppel, M.A. Abdrabo, A. Essel, C. Lennard, J. Padgham, et P. Urquhart. 2014 : Africa, pp. 1199-1265. Dans: Barros, V.R., C.B. Field, D.J. Dokken, M.D. Mastrandrea, K.J. Mach, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken, P.R. Mastrandrea, et L.L. White (eds.), *Climate Change 2014 : Impacts, Adaptation, et Vulnerability. Part B: Regional Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY.
- Nicholls, R.J., P.P. Wong, V.R. Burkett, J.O. Codignotto, J.E. Hay, R.F. McLean, S. Ragoonaden, et C.D. Woodroffe. 2007. Coastal systems and low-lying areas, pp. 315-356. Dans : M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson (eds.), *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- Nichols, J., et G.T. Rowe. 1977. Infaunal macrobenthos off Cap Blanc, Spanish Sahara. *J. Mar. Res.* 35 : 525-536.
- Nicholson, S.E. 2000. The nature of rainfall variability over Africa on time scales of decades to millennia. *Global and Planetary Change* 26 : 137-158.

- Nizou, J., T.J.J. Hanebuth, D. Heslop, T. Schwenk, L. Palamenghi, J.-B. Stuut, et R. Henrich. 2010. The Senegal River mud belt : A high-resolution archive of paleoclimatic change and coastal evolution. *Marine Geology* 278 : 150-164.
- Normandeau Associates, Inc. 2012. Effects of Noise on Fish, Fisheries, et Invertebrates in the U.S. Atlantic and Arctic from Energy Industry Sound-Generating Activities. A Workshop Report for the U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management. Contract No. M11PC00031, 72 pp. plus annexes.
- Nowacek, D.P., L.H. Thorne, D.W. Johnston, et P.L. Tyack. 2007. Responses of cetaceans to anthropogenic noise. *Mammal Review* 37 : 81-115.
- Nowacek, D.P., P.L. Tyack, et R.S. Wells. 2001. A platform for continuous behavioral and acoustic observation of free-ranging marine mammals : Overhead video combined with underwater audio. *Marine Mammal Science* 17 : 191-199.
- NSW Government Planning and Infrastructure, 2011. Assessment Guideline; Multi-level Risk Assessment, ISBN 978-1-74263-153-0, mai 2011, 90 pp.
- O'Connor, T.P. 2004. The sediment quality guideline, ERL, is not a chemical concentration at the threshold of sediment toxicity. *Mar. Pollut. Bull.* 49(5-6) : 383-385.
- OECD Development Centre. 2016. The cost of air pollution in Africa. Préparé par Rana Roy. Working Paper No. 333, 56 pp.
- OGP. 2010. Oil and Gas Producers Report No. 434-14.1, Vulnerability of humans, Mars 2010, 25 pp.
- Oil and Gas UK. 2011. UK Offshore Commercial Air Transport Helicopter Safety Record (1981 – 2010), 2011, 40 pp.
- Oiledwildlife. 2018. Effects of Oil on Wildlife. Consulté à : <http://www.oiledwildlife.eu/background-information/why-respond-wildlife-affected-oil-and-other-hazards/effects-oil-wildlife>. Consulté : 3 mai 2018.
- Olivar, M.P., A. Sabatés, M.V. Pastor, et J.L. Pelegrí. 2016. Water masses and mesoscale control on latitudinal and cross-shelf variations in larval fish assemblages off NW Africa. *Deep-Sea Research I* 117 : 120-137.
- Olivar, M.P., P.A. Hulley, A. Castellón, M. Emelianov, C. López, V.M. Tuset, T. Contreras, et B. Molí. 2017. Mesopelagic fishes across the tropical and equatorial Atlantic: Biogeographical and vertical patterns *Progress in Oceanography* 151 : 116-137.
- OMS, 2013. Organisation Mondiale de la Santé. La Mauritanie face au défi de la santé environnementale. Consulté à : http://www.who.int/features/2013/mauritania_environmental_health/fr/.
- OMVS, 2013. Termes de référence : Etude d'impact environnemental et social (EIES) des investissements de la première composante navigation du SITRAM : chenal navigable, ports et escales du fleuve Sénégal. OMVS, 16 pages. (Copie papier consulté par Tropica en Sénégal en août 2017).
- ONS, 2014. Office National de la Statistique. Profil de la pauvreté en Mauritanie.
- ONS, 2015. Office National de la Statistique de Mauritanie. Recensement Général de la Population et de l'Habitat 2013.
- Ortego, B. 1978. Blue-faced boobies at an oil production platform. *Auk* 95, 762e763.
- OSPAR Commission (OSPAR). 2010. Chapter 7 : Offshore Oil and Gas Industry. Dans : Quality Status Report 2010. Publication No. 497/2010. OSPAR Commission, London, UK, 175 pp.

- OSPUN. 2013. Observatoire des Services et du Patrimoine Urbains de Nouakchott. Nouakchott : Étude sur le foncier pour l'aménagement du territoire à destination des élus locaux.
- Ozer, P., M.B.O.M. Laghdaf, S.O.M. Lemine, et J. Gassani. 2006. Estimation of air quality degradation due to Saharan dust at Nouakchott, Mauritania, from horizontal visibility data. *Water, Air, et Soil Pollution* 178 : 79-87.
- Pace, R.M. 2011. Frequency of whale and vessel collisions on the US Eastern Seaboard: Ten year prior and two years post ship strike rule. NOAA National Marine Fisheries Service. Northeast Fisheries Science Center Reference Document 11-15.
- Pacheco, M.M., et A. Hernandez-Guerra. 1999. Seasonal variability of recurrent phytoplankton pigment patterns in the Canary Islands area. *International Journal of Remote Sensing* 20(7) : 1405-1418.
- Paine, M. D., E.M. DeBlois, B.W. Kilgour, E. Tracy, P. Pocklington, R.D. Crowley, U.P. Williams, et G.G. Janes. 2014. Effects of the Terra Nova offshore oil development on benthic macro-invertebrates over 10 years of development drilling on the Grand Banks of Newfoundland, Canada. *Deep Sea Res. Part II Top. Stud. Oceanogr.* 110(2014) : 38-64.
- Paine, R.T., J.L. Ruesink, A. Sun, E.L. Soulanille, M.J. Wonham, C.D.G. Harley, D.R. Brumbaugh, et D.L. Secord. 1996. Trouble on oiled waters: Lessons from the *Exxon Valdez* oil spill. *The Annual Review of Ecology, Evolution, and Systematics* 27 : 197-235.
- PANPA. 2016. Port Autonome de Nouakchott dit Port de l'Amitié, Direction de l'Exploitation. Entretiens entre la gestion et les sociologues de Golder et Ecodev, 21 septembre 2016.
- Parc National Diawling (PND). 2013. Plan d'Aménagement et de Gestion du Parc National du Diawling 2013-2017. DNP, GIZ, AECID, ECO-CONSULT, France Volontaires, IUCN and IPADE, Part II, 37 pp.
- Parc National Diawling (PND). 2016. Presentation Powerpoint presentation du Parc par Dr. Daf Sehla Ould DAF, Directeur.
- Parc National Diawling (PND). 2017. Dénombrement international des oiseaux d'eaux de la Réserve de Biosphère Transfrontalière du fleuve Sénégal, rive droite (RBT-RIM). Supporté par BACoMaB, GZ and Wetlands International. Rapport préliminaire, 34pp.
- Parker, C.A., M. Freegarde, et C.G. Hatchard. 1971. The effect of some chemical and biological factors on the degradation of crude oil at sea, pp. 237–244. Dans : P. Hepple (ed.), *Water Pollution by Oil*. Institute of Petroleum, London.
- PAS. 2015. Portail Agroalimentaire du Sénégal. Consulté à : <http://infoconseil.sn/Peche-artisanale-et-peche.html>. 2015.
- Paul, J.H., D. Hollander, P. Coble, K.L. Daly, S. Murasko, D. English, J. Basso, J. Delaney, L. McDaniel, et C.W. Kovach. 2013. Toxicity and mutagenicity of Gulf of Mexico waters during and after the Deepwater Horizon oil spill. *Environ. Sci. Technol.* 47(17) : 9651-9659.
- Pauly, D., et V. Christensen. 1995. Primary production required to sustain global fisheries. *Nature* 374 : 255-257.
- Payne, J.R., J.R. Clayton, Jr., et B.E. Kirstein. 2003. Oil/suspended particulate material interactions and sedimentation. *Spill Sci. Tech. Bull.* 8(2) : 201-221.
- Pederson, J.A., S. Gollasch, I. Laing, T. McCollin, L. Miossec, A. Occhipinti-Ambrogi, I. Wallentinus, et M. Werner. 2017. Status of introductions of non-indigenous marine species to the North Atlantic and adjacent waters 2003–2007. ICES Cooperative Research Report No. 334, 144 pp.
- Pencalet-Kerivel, 2008. Histoire de la pêche langoustière, 1945-1990. PU Rennes, 412 pp.

- Peterson, C.H., S.D. Rice, J.W. Short, D. Esler, J.L. Bodkin, B.E. Ballachey, et D.B. Irons. 2003. Long-term ecosystem response to the *Exxon Valdez* oil spill. *Science* 302 : 2082-2086.
- Peterson, C.H., S.S. Anderson, G.N. Cherr, R.F. Ambrose, S. Anghera, S. Bay, M. Blum, R. Condon, T.A. Dean, M. Graham, M.I. Guzy, S. Hampton, S. Joye, J. Lambrinos, B. Mate, D. Meffert, S.P. Powers, P. Somasundaran, R.B. Spies, C.M. Taylor, R. Tjeerdema, et E.E. Adams. 2012. A Tale of Two Spills: Novel Science and Policy Implications of an Emerging New Oil Spill Model. *BioScience* 62 : 461-469.
- Piacenza, S.E., L.L. Thurman, A.K. Barner, C.E. Benkwitt, K.S. Boersma, E.B. Cerny-Chipman, K.E. Ingeman, T.L. Kindinger, A.J. Lindsley, J. Nelson, J.N. Reimer, J.C. Rowe, C. Shen, K.A. Thompson, et S.S. Heppell. 2015. Evaluating temporal consistency in marine biodiversity hotspots. *PLOSOne*. doi.org/10.1371/journal.pone.0133301.
- Piatt, J.F. and R.G. Ford. 1996. How many seabirds were killed by the *Exxon Valdez* oil spill ? pp. 712-719. Dans : D. Rice, R.B. Spies, D.A. Wolfe, et B.A. Wright (eds.), *Exxon Valdez Oil Spill Symposium Proceedings*, Symposium 18. American Fisheries Society Bethesda, MD.
- Piatt, J.F. and T.I. Van Pelt. 1997. Mass-mortality of guillemots (*Uria aalge*) in the Gulf of Alaska in 1993. *Marine Pollution Bulletin* 34(8) : 656-662.
- Pierce, K.E., R.J. Harris, L.S. Larned, et M.A. Pokras. 2004. Obstruction and starvation associated with plastic ingestion in a Northern Gannet *Morus bassanus* and a Greater Shearwater *Puffinus gravis*. *Marine Ornithology* 32 : 187-189.
- Pinson-Mouillot, J. 1980. Les environnements sédimentaires actuels et quaternaires du plateau continental sénégalais (Nord de la presqu'île du Cap-Vert). Ph.D. thesis, University of Bordeaux, France.
- PNUD, 2017. Human Development Report. Consulté à : http://hdr.undp.org/sites/default/files/2016_human_development_report.pdf
- PNUD. 2009. Programme des Nations Unies pour le Développement. Prévention des conflits et de renforcement de la cohésion sociale en Mauritanie.
- Polacheck, T. and L. Thorpe. 1990. The swimming direction of harbor porpoise in relationship to a survey vessel. *Rapport de l'International Whaling Commission* 40 : 463-470.
- Popper, A.N. and A. Hawkins (eds.) 2016. *The Effects of Noise on Marine Life II*. Springer.
- Port de Dakar. 2015. Portail officiel du Port Autonome de Dakar. Official portal of the Port of Dakar. Consulté à : <http://www.portdakar.sn>
- Port de Dakar. 2017. Portail officiel du Port Autonome de Dakar. Official portal of the Port of Dakar. Consulté à : <http://www.portdakar.sn>
- Port Dolphin Energy, LLC. 2012. Sound level verification plan for marine construction and operation: Port Dolphin Deepwater Port. Préparé par Port Dolphin Energy LLC, Tampa, FL. Mai 2012, 21 pp.
- PS-Eau. 2015. Programme Solidarité Eau. Fiche pays Mauritanie.
- Radford, A., L. Lebre, G. Lecaillon, A. Nedelec, et S.D. Simpson. 2016. Repeated exposure reduces the response to impulsive noise in European seabass. *Global Change Biology* 22(10) : 3349-3360.
- Radford, A.N., E. Kerridge, et S.D. Simpson. 2014. Acoustic communication in a noisy world: can fish compete with anthropogenic noise ? *Behavioral Ecology* 25(5) : 1022-1030.

- Ramil, F. et A. Ramos. 2017. An Overview on Bathyal Soft-Bottoms Megabenthos Off Mauritania, pp. 277-315. Dans : A. Ramos, F. Ramil, et J.L. Sanz (eds.), Deep-sea ecosystems off Mauritania: Research of marine biodiversity and habitats in the Northwest African margin. Springer.
- Ramirez-Llodra, E., A. Brandt, R. Danovaro, B. De Mol, E. Escobar, C.R. German, L.A. Levin, P. Martinez Arbizu, L. Menot, P. Buhl-Mortensen, B.E. Narayanaswamy, C.R. Smith, D.P. Tittensor, P.A. Tyler, A. Vanreusel, et M. Vecchione. 2010. Deep, diverse and definitely different : unique attributes of the world's largest ecosystem. *Biogeosciences* 7 : 2851-2899.
- Ramos, A., F. Ramil, et J.L. Sanz (eds.). 2017a. Deep-sea ecosystems off Mauritania: Research of marine biodiversity and habitats in the Northwest African margin. Springer, 692 pp.
- Ramos, A., J.L. Sanz, F. Ramil, L.M. Agudo, et C. Presas-Navarro. 2017b. The Giant Cold-Water Coral Mounds Barrier off Mauritania, pp 481-526. Dans : A. Ramos, F. Ramil, et J.L. Sanz (eds.), Deep-sea ecosystems off Mauritania: Research of marine biodiversity and habitats in the Northwest African margin. Springer.
- Rampao. 2018. National Park of Madeline Islands. <http://www.rampao.org/Parc-National-des-Iles-de-la.html?lang=en>. Accédé le 22 janvier 2018.
- Ramsar. 2017a. Mauritania. <https://www.ramsar.org/wetland/mauritania>. Accédé le 19 janvier 2018.
- Ramsar. 2017b. Senegal. <http://www.ramsar.org/wetland/senegal>. Accédé le 19 janvier 2018.
- Ramsar, 2018. The Ramsar Convention and Its Mission. <https://www.ramsar.org/about/the-ramsar-convention-and-its-mission>. Accédé le 19 janvier 2018.
- Reddy, C.M., J.S. Arey, J.S. Seewald, S.P. Sylva, K.L. Lemkau, R.K. Nelson, C.A. Carmichael, C.P. McIntyre, J. Fenwick, G.T. Ventura, B.A.S. Van Mooy, et R. Camilli. 2012. Composition and fate of gas and oil released to the water column during the *Deepwater Horizon* oil spill. *PNAS* 109(50) : 20229-20234. doi: [10.1073/pnas.1101242108](https://doi.org/10.1073/pnas.1101242108).
- Reddy, C.M., J.S. Arey, J.S. Seewald, S.P. Sylva, K.L. Lemkau, R.K. Nelson, C.A. Carmichael, C.P. McIntyre, J. Fenwick, G.T. Ventura, B.A.S. Van Mooy, et R. Camilli. 2011. Science applications in the Deepwater Horizon oil spill special feature: composition and fate of gas and oil released to the water column during the Deepwater Horizon oil spill. *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.* (2011) : 1-9. doi: [10.1073/pnas.1101242108](https://doi.org/10.1073/pnas.1101242108).
- Reed, M., T. Kana, et E. Gundlach. 1988. Development, Testing and Verification of an Oil Spill Surf Zone Mass-Transport Model. Final report to the U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service Alaska OCS Region, Anchorage, AK by Applied Science Associates, Inc., Coastal Science & Engineering, Inc., and E-Tech, Inc. Juin 1988. Contract No. 14-12-0001-30130, 343 pp.
- Reeves, R.R., E. Mitchell, et H. Whitehead. 1993. Status of the northern bottlenose whale, *Hyperoodon ampullatus*. *The Canadian Field Naturalist* 107 : 490-508.
- Reinhall, P.G. and P.H. Dahl. 2011. Underwater Mach wave radiation from impact pile driving: theory and observation. *Journal of the Acoustical Society of America* 130(3) : 1209-1216.
- Relini, M., L.R. Orsi, et G. Relini. 1994. An offshore buoy as a FAD in the Mediterranean. *Bulletin Marine Science* 55(2-3) : 1099-1105.
- République du Sénégal. 2005. Guide d'étude de danger, document préparé par Quartz-Afrique, version provisoire, Octobre 2005, 19 pp.
- Réseau Régional d'Aires Marines Protégées en Afrique de l'Ouest. 2015. Satellite Reserve of Cap Blanc. Accédé le 26 juillet 2017. <http://www.rampao.org/Reserve-satellite-du-Cap-Blanc.html?lang=en>.

- Reymond, C.E., G. Mateu-Vicens, et H. Westphal. 2014. Foraminiferal assemblages from a transitional tropical upwelling zone in the Golfe d'Arguin, Mauritania. *Estuarine, Coastal and Shelf Science* 148:70-84. [doi:10.1016/j.ecss.2014.05.034](https://doi.org/10.1016/j.ecss.2014.05.034). Plus supplement: Genus richness, Pielou evenness and Shannon diversity of surface sediment samples from the Golfe d'Arguin, Mauritania. PANGAEA, [doi:10.1594/PANGAEA.840379](https://doi.org/10.1594/PANGAEA.840379).
- Reyssac, J. 1977. Hydrologie, phytoplancton et production primaire de la baie du Levrier et du Banc d'Arguin. *Bull. Français d'Afrique Noire (Dakar)*, Ser. A 3 : 488-554.
- Richardson, W.J. and C.I. Malme. 1993. Man-made noise and behavioral responses, pp. 631-700. Dans: J.J. Burns, J.J. Montague, et C.J. Cowles (eds.), *The Bowhead Whale*, Special Publication 2, Society for Marine Mammalogy, Lawrence, KS.
- Richardson, W.J., B. Würsig, et C.R. Greene, Jr. 1986. Reactions of bowhead whales, *Balaena mysticetus*, to seismic exploration in the Canadian Beaufort Sea. *Journal of the Acoustical Society of America* 79 : 1117-1128.
- Richardson, W.J., B. Würsig, et C.R. Greene, Jr. 1990. Reactions of bowhead whales, *Balaena mysticetus*, to drilling and dredging noise in the Canadian Beaufort Sea. *Marine Environmental Research* 29 : 135-160.
- Richardson, W.J., C.R. Greene Jr., C.I. Malme, et D.H. Thomson. 1995. *Marine Mammals and Noise*. Academic Press, San Diego, CA,
- RIM. 2010. Gouvernement de la République Islamique de Mauritanie. Table ronde pour la Mauritanie à Bruxelles.
- Robert, M., L. Dagorn, J.L. Deneaubourg, D. Itano, et K. Holland. 2012. Size dependent behavior of tuna in an array of fish aggregating devices. *Marine Biology* 159 : 907-914.
- Rodríguez, J. M., M. Moyano, et S. Hernández-León. 2009. The ichthyoplankton assemblage of the Canaries-Africa coastal transition zone: a synthesis. *Progress in Oceanography* 83 : 314-321.
- Røpe, T.I., 1999. Chemical Characterisation of Produced Water from Four Offshore Oil Production Platforms in the North Sea. *Chemosphere*, 39:15. pp. 2593-2606.
- Romano, T.A., M.J. Keogh, C. Kelly, P. Feng, L. Berk, C.E. Schlundt, D.A. Carter, et J.J. Finneran. 2004. Anthropogenic sound and marine mammal health: measures of the nervous and immune systems before and after intense sound exposure. *Canadian Journal of Fisheries and Aquatic Sciences* 61(7) : 1124-1134.
- Ronconi, R.A., K.A. Allard, et P.D. Taylor. 2015. Bird interactions with offshore oil and gas platforms: Review of impacts and monitoring techniques. *Journal of Environmental Management* 147(1) :34-45.
- Rooker J.R., L.L. Kitchens, M.A. Dance, R.J.D. Wells, et B. Falterman. 2013. Spatial, temporal, et habitat-related variation in abundance of pelagic fishes in the Gulf of Mexico : Potential implications of the *Deepwater Horizon* oil spill. *PLoS ONE* 8(10) : e76080.
- Røstad, A., S. Kaartvedt, T.A. Klevjer, et W. Mellel. 2006. Fish are attracted to vessels. *ICES Journal of Marine Science* 63 : 1431-1437.
- Roy, C. 1998. An upwelling-induced retention area off Senegal: a mechanism to link upwelling and retention processes. *South African Journal of Marine Science* 19 : 89-98.
- RPS Energy. 2014a. Sea Turtle Sightings, 3D Seismic Survey, Blocks C-8 and C12, juin-novembre 2013. Suite de cartes de 1 page. Préparé pour Kosmos Energy, Dallas, TX.
- RPS Energy. 2014b. Odontocete Sightings, 3D Seismic Survey, Blocks C-8 and C12, Juin-novembre 2013. Mysticete Sightings, 3D Seismic Survey, Blocks C-8 and C12, juin-novembre 2013. Suite de cartes de 2 pages. Préparé pour Kosmos Energy, Dallas, TX.

- Russell, R.W. 2005. Interactions between migrating birds and offshore oil and gas platforms in the northern Gulf of Mexico: Final Report. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region. New Orleans, LA. OCS Study MMS 2005-009.
- Ryerson, T.B., K.C. Aikin, W.M. Angevine, E.L. Atlas, D.R. Blake, C.A. Brock, F.C. Fehsenfeld, R.-S. Gao, J.A. de Gouw, D.W. Fahey, J.S. Holloway, D.A. Lack, R.A. Lueb, S. Meinardi, A.M. Middlebrook, D.M. Murphy, J.A. Neuman, J.B. Nowak, D.D. Parrish, J. Peischl, A.E. Perring, I.B. Pollack, A.R. Ravishankara, J.M. Roberts, J.P. Schwarz, J.R. Spackman, H. Stark, C. Warneke, et L.A. Watts. 2011. Atmospheric emissions from the *Deepwater Horizon* spill constrain air–water partitioning, hydrocarbon fate, and leak rate. *Geophys Res Lett* 38(L07803). doi: [10.1029/2011GL0467](https://doi.org/10.1029/2011GL0467).
- Ryerson, T.B., R. Camilli, J.D. Kessler, E.B. Kujawinski, C.M. Reddy, D.L. Valentine, E. Atlas, D.R. Blake, J. de Gouw, S. Meinardi, D.D. Parrish, J. Peischl, J.S. Seewald, et C. Warneke. 2012. Chemical data quantify *Deepwater Horizon* hydrocarbon flow rate and environmental distribution. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 109:20246-20253. doi: [10.1073/pnas.1110564109](https://doi.org/10.1073/pnas.1110564109).
- S.L. Ross Environmental Research Ltd. (S.L. Ross Ltd.). 2010. Spill Related Properties of MC 252 Crude Oil, Sample ENT-052210-178.
- Sadio, M., E.J. Anthony, A.T. Diaw, P. Dussouillez, J.T. Fleury, A. Kane, R. Almar, et E. Kestenare. 2017. Shoreline changes on the wave-influenced Senegal River Delta, West Africa : The roles of natural processes and human interventions. *Water* 2017, 9, 357; doi: [10.3390/w9050357](https://doi.org/10.3390/w9050357).
- Sage, B., 1979. Flare up over North Sea birds. *New Scientist* 81 : 464-466.
- SAIPEM, 2018. Local content for sustainable development. Consulté à : http://www.saipem.com/en_IT/static/documents/Saipem_Local_Content.pdf
- Santos, M., P.C. Lana, J. Silva, J.G. Fachel, et F.H. Pulgati. 2009. Effects of non-aqueous fluids cuttings discharge from exploratory drilling activities on the deep-sea macrobenthic communities. *Deep-Sea Research* 56 : 32-40.
- Sanyo Techno Marine, Inc. (ed.) (Sanyo). 2002. Etude pour le plan d'aménagement des ressources halieutiques en République Islamique de Mauritanie, Rapport final. Overseas agro-fisheries consultants Co. Ltd., Japan, 729 pp.
- Scandpower. 2010. Blowout and Well Release Frequencies based on SINTEF Offshore Blowout Database 2009, 80.005.003/2010/R3, Mars 2010, 65 pp.
- Scarpaci, C., S.W. Bigger, P.J. Corkeron, et D. Nugegoda. 2000. Bottlenose dolphins, *Tursiops truncatus*, increase whistling in the presence of "swim-with-dolphin" tour operators. *Journal of Cetacean Research and Management* 2(3) : 183-186.
- Sea Turtle Conservancy. 2017. Information about sea turtles : Threats from oil spills. Consulté à : <https://conserveturtles.org/information-sea-turtles-threats-oil-spills/>.
- Seibold, E., et D. Fütterer. 1982. Sediment dynamics on the Northwest African continental margin. Dans: R. Scrutton et M. Talwani (eds.), *The Ocean Floor*. Bruce Heezen commemorative volume. Wiley-Interscience.
- Selig, E.R., W.R. Turner, S. Troeng, B.P. Wallace, B.S. Halpern, K. Kaschner, B.G. Lascelles, K.E. Carpenter, et R.A. Mittermeier. 2014. Global priorities for marine biodiversity conservation. *PLoS One* 9, e82898.
- Senegal Ministry of Trade, 2015. Le Secteur informel au Sénégal. Consulté à : http://www.commerce.gouv.sn/article.php3?id_article=204

- Shane, S.H., R.S. Wells, et B. Würsig. 1986. Ecology, behavior, et social organization of the bottlenose dolphin: a review. *Marine Mammal Science* 2(1) : 34-63.
- Sherman, K., et G. Hempel (eds.). 2009. The UNEP Large Marine Ecosystem Report: A perspective on changing conditions in LME's of the world's Regional Seas. UNEP Regional Seas Report and Studies No. 182. United Nations Environment Programme, Nairobi, Kenya.
- Shine, T., P. Robertson, et B. Lamarche. 2001. Mauritania. pp 567-582. Dans: Fishpool, L.D.C. and Evans, M.I. (eds.). Important Bird Areas in Africa and associated islands : priority sites for conservation. Newbury and Cambridge, UK. Pisces Publications and BirdLife International (Conservation Series 11).
- Shinn, E.A., B.H. Lidz, et P. Dustan. 1989. Impact assessment of exploratory wells offshore South Florida. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA. OCS Study MMS 89-0022, 111 pp.
- Silliman, B.R., J. van de Koppel, M.W. McCoy, J. Diller, et al. 2012. Degradation and resilience in Louisiana salt marshes after the BP-*Deepwater Horizon* oil spill. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 109 : 11234-11239.
- Simmonds, M., S. Dolman, et L. Weilgart. 2003. Oceans of noise: A WDCS science report. *Marine Turtle Newsletter* 102 : 25-26.
- SINTEF. 2017a. <https://www.sintef.no>
- SINTEF. 2017b. <https://www.sintef.no/en/software/oscar/>
- SIPA, 2016. Système d'information sur la pêche en Afrique. Consulté à : sipanews.org/photos/photos-senegal/
- Sirota, A.M., P. Chernyshkov, et N. Zhigalova. 2004. Water masses distribution, currents intensity, et zooplankton assemblage off the northwest African coast. International Council for the Exploration of the Sea (ICES). ICES CM 2004/N:02.
- Smit, M.G.D., R.G. Jak, H. Rye, T.K. Frost, I. Singsaas, et C.C. Karman. 2008. Assessment of environmental risks from toxic and nontoxic stressors; a proposed concept for a risk-based management tool for offshore drilling discharges. *Integr. Environ. Assess. Manag.* 4 : 177-183.
- Smultea, M.A., J.R. Mobley Jr., D. Fertl, et G.L. Fulling. 2008. An unusual reaction and other observations of sperm whales near fixed wing aircraft. *Gulf and Caribbean Research* 20 : 75-80.
- Snow, D.W., et C.M. Perrins (eds.). 1998. The Birds of the Western Palearctic. Concise Edition. OUP, Oxford.
- Société Mauritanienne des Hydrocarbures et de Patrimoine Minier (SMHPM). 2017. Entreprise. Consulté à : <http://www.smhpm.mr/index.html>. Consulté le 14 juillet 2017.
- Socolofsky, S.A., E.E. Adams, C.B. Paris, et D. Yang. 2016. How do oil, gas, et water interact near a subsea blowout ? *Oceanography* 29(3) : 64-75. doi.org/10.5670/oceanog.2016.63.
- SOGREAH, 2006. Accessibilité et implantation du port de Saint-Louis. Etude APS des ouvrages portuaires et d'accès de 1^e étape. Plan de suivi et de gestion environnementale. Dossier définitif. OMVS, 53 pages. (Copie papier consulté par Tropica en Sénégal en août 2017)
- Solomon, O.O. and O.O. Ahmed. 2016. Fishing with light : ecological consequences for coastal habitats. *International Journal of Fisheries and Aquatic Studies* 4(2) : 474-483.
- Somoue, L., N. Elkhiahi, M. Ramdani, T. Lam Hoai, O. Ettahiri, A. Berraho, et T. Do Chi. 2005. Abundance and structure of copepod communities along the Atlantic coast of southern Morocco. *Acta Adriatica* 46(1) : 63-76.

- Somoza, L., G. Ercilla, V. Ugorri, R. León, T. Medialdea, M. Paredes, F.J. Gonzalez, et M.A. Nombela. 2014. Detection and mapping of cold-water coral mounds and living *Lophelia* reefs in the Galicia Bank, Atlantic NW Iberia margin. *Marine Geology* 349(2014) : 73-90.
- Southall, B.L. 2005. Shipping Noise and Marine Mammals: A Forum for Science, Management, et Technology. Final Report of the National Oceanographic and Atmospheric Administration (NOAA) International Symposium. 18-19 mai 2004. Arlington, Virginia, 40 pp.
- Southall, B.L., A.E. Bowles, W.T. Ellison, J.J. Finneran, R.L. Gentry, C.R. Greene Jr., D. Kastak, D.R. Ketten, J.H. Miller, P.E. Nachtigall, W.J. Richardson, J.A. Thomas, et P.L. Tyack. 2007. Marine mammal noise exposure criteria: initial scientific recommendation. *Aquatic Mammals* 33 : 411-521.
- Sow, A.S. and J.C. Brito. 2016. Biodiversité et conservation des amphibiens et des reptiles du Parc National du Diawling et ses zones périphériques. DNP, Research Centre in Biodiversity and Genetic Resources and RAMPPO, 33 pp.
- Spaulding, M.L., P.R. Bishnoi, E. Anderson, et T. Isaji. 2000. An Integrated Model for Prediction of Oil Transport from a Deep Water Blowout, pp. 611-635. Dans: Proceedings, 23rd AMOP Technical Seminar 2000, 14-16 juin 2000, Vancouver, British Columbia, Canada, Vol. 2.
- SRFC, 2017. Commission Sous régionale des Pêches, portail du Sénégal. Consulté à : <http://www.spcsrp.org/fr/s%C3%A9n%C3%A9gal>
- SRFC-Mauritania, 2016. Commission Sous-Régionale des Pêches. Les pêches en Mauritanie. Consulté à : <http://www.spcsrp.org/Mauritanie/Les+peches+en+Mauritanie>
- SRSD Dakar. 2015. Service Régional de la Statistique et de la Démographie de Dakar. Situation économique et sociale de la région de Dakar de l'année 2013.
- SRSD Saint-Louis, 2015. Service Régional de la Statistique et de la Démographie de Saint-Louis. Situation économique et sociale de la région de Saint-Louis de l'année 2013.
- State of the World's Turtles. 2017. The Sea Turtles of Africa. SWOT Report Volume XII. http://seaturtlestatus.org/sites/swot/files/report/0420517_SWOT12_p14-29_Special%20Feature.pdf
- Steinbeck, J.R., J. Hedgepeth, P. Raimondi, G. Cailliet, et D.L. Mayer. 2007. Assessing Power Plant Cooling Water Intake System Entrainment Impacts. Report to California Energy Commission. CEC-700-2007-010. 105 pp. Appendix E - Guidance Documents for Assessing Entrainment Including Additional Information on the Following Loss Rate Models: Fecundity Hindcasting (FH), Adult Equivalent Loss (AEL) and Area Production Forgone using an Empirical Transport Model (ETM/APF).
- Stockholm Environment Institute. 2012. China's Carbon Emission trading : An Overview of Current Development. Préparé par G. Han, M. Olsson, K. Hallding, et D. Lunsford. Stockholm Environment Institute and Forum for Reforms, Entrepreneurship and Sustainability (FORES), Stockholm. FORES Study 2012:1, 48 pp.
- STP. 2016. Société de Transport Publique de la Mauritanie. Généralités sur la ville de Nouakchott. Consulté à : <http://www.stp.mr/index.php/8-accueild/3-generalites>.
- Suchanek, T. 1993. Oil Impacts on marine invertebrate populations and communities. *Amer. Zool.* 33(6) : 510-523.
- Sun, J. and X. Zheng. 2009. A review of oil-suspended particulate matter aggregation – a natural process of cleansing spilled oil in the aquatic environment. *J. Environ. Monit.* 11 : 1801-1809.
- Takeshita, R., L. Sullivan, C.R. Smith, T.K. Collier, A. Hall, T. Brosnan, T.K. Rowles, et L.H. Schwacke. 2017. The *Deepwater Horizon* oil spill marine mammal injury assessment. *Endangered Species Research* 33 : 95-106.

- Taleb Ould Sidi, M. 2000. Evolution de l'activité des flottilles industrielles étrangères ciblant les petits pélagiques dans la zone mauritanienne de 1991 à 1999. Analyse spatio-temporelle des captures des sardinelles mémoire de DEA. Rennes. France, 61 pp.
- Taleb Ould Sidi, M. 2015. Le Listao (*Katsuwonus pelamis*) ou l'explosion des captures d'une espèce de thons hauturiers dans la ZEE mauritanienne sous DCP, SCRS/2015/077, 10 pp.
- Tasker, M.L., P.H. Jones, B.F. Blake, T.J. Dixon, et A.W. Wallis. 1986. Seabirds associated with oil production platforms in the North Sea. *Ringling & Migration* 7(1) : 7-14.
- The Heritage Foundation. 2017. Index of Economic Freedom. Consulté à : <http://www.heritage.org/index/ranking>
- The United States District Court for the Eastern District of Louisiana. 2015. In re: Oil Spill by the Oil Rig "Deepwater Horizon" in the Gulf of Mexico on Avril 20, 2010. Consulté à : <http://www.laed.uscourts.gov/sites/default/files/OilSpill/Orders/1152015FindingsPhaseTwo.pdf>
- Theil, H. 1982. Zoobenthos of the CINECA area and other upwelling regions. *Rapp. P.-v. Reun. Cons. Int. Explor. Mer*, 180 : 323-334.
- Thiaw, M., P. Auger, F. Ngom, T. Brochier, S. Faye, O. Diankha, et P. Brehmer. 2017. Effect of environmental conditions on the seasonal and inter-annual variability of small pelagic fish abundance off North-West Africa : The case of both Senegalese *Sardinella*. *Fisheries Oceanography* 26 : 583-601.
- Thiel, H. 1978. Benthos in the upwelling regions, pp. 124-138. Dans: Boje, R., et M. Tomczak (eds.), *Upwelling ecosystems*. Springer-Verlag, Berlin.
- Thiel, H. 1982. Zoobenthos of the CINECA area and other upwelling regions. *Rapp. P-V Cons. Int. Explor. Mer* 180 : 323-334.
- Tiedemann, M. and T. Brehmer. 2017. Larval fish assemblages across and upwelling front: Indication for active and passive retention. *Estuarine, Coastal, and Shelf Science* 187 : 118-133.
- Tiedemann, M. 2017. Larval fish dynamics in coastal and oceanic habitats in the Canary Current Large Marine Ecosystem (12– 23°N). Dissertation, Department of Biology, University of Hamburg, 127 pp.
- Tiedemann, M., H.O. Fock, P. Brehmer, J. Döring, et C. Möllmann. 2017. Does upwelling intensity determine larval fish habitats in upwelling ecosystems ? The case of Senegal and Mauritania, *Fisheries Oceanography* 26(6) : 655-667.
- Tiedemann, M., H.O. Fock, P. Brehmer, J. Döring, et C. Möllmann. 2017. Does upwelling intensity determine larval fish habitats in upwelling ecosystems ? The case of Senegal and Mauritania, *Fisheries Oceanography* 26(6) : 655-667.
- Tougaard, J., J. Carstensen, J. Teilmann, H. Skov, et P. Rasmussen. 2009. Pile driving zone of responsiveness extends beyond 30 km for harbor porpoises (*Phocoena phocoena* (L)). *Journal of the Acoustical Society of America* 126(1) : 11-14.
- Tropica. 2017a. Fishery Resources and Fisheries in the Senegalese Portion of the Core Study Area of the Ahmeyim/Guembeul Gas Production Project. Report. Septembre 2017.
- Tropica. 2017b. Study of Fishing Communities in Senegalese Portion of Core Study Area of the Ahmeyim/Guembeul Gas Production Project. Report. Septembre 2017.
- Tropica. 2017c. Note on Protected Areas in the Senegalese Portion of the Extended Study Area of the Ahmeyim/Guembeul Project. Report. Août 2017.
- Tropica. 2017d. Review and contribution to the social baseline chapter (M8) for Senegalese Portion of Core Study Area of the Ahmeyim/Guembeul Gas Production Project. Juin 2017

- Tropica, 2017e. Communication électronique entre Tropica et Golder, 26 juillet 2017.
- Tropica, 2017f. Communication électronique entre Tropica et Golder, 27 juillet 2017.
- Tropica, 2017g. Communication électronique entre Tropica et Golder, 6 août 2017.
- Tsvetnenko, Y.B. 1998. Derivation of Australian tropical marine water quality criteria for the protection of aquatic life from adverse effects of petroleum hydrocarbons. *Environmental Toxicology and Water Quality* 13(4) : 273-284. [doi: 10.1002/\(SICI\)1098-2256\(1998\)13:43.0.CO;2-4](https://doi.org/10.1002/(SICI)1098-2256(1998)13:43.0.CO;2-4).
- Tulp, I., et M.F. Leopold. 2004. Marine mammals and seabirds in Mauritanian waters – pilot study, avril 2004. Internal Report Number: 04.020. RIVO-Netherlands Institute for Fisheries Research, Animal Sciences Group, Wageningen UR, 42 pp.
- Turner, R.E., G. McClenachan, et A.W. Tweel. 2016. Islands in the oil: Quantifying salt marsh shoreline erosion after the *Deepwater Horizon* oiling. *Marine Pollution Bulletin* 110 : 216-323.
- U.S. Department of Commerce (USDOC), National Marine Fisheries Service (USDOC, NMFS) and U.S. Department of the Interior, Fish and Wildlife Service (USDOI, FWS). 2008. Recovery Plan for the Northwest Atlantic Population of the Loggerhead Sea Turtle (*Caretta caretta*). Deuxième révision. National Marine Fisheries Service, Silver Spring, MD.
- U.S. Department of Commerce, National Marine Fisheries Service (USDOC, NMFS). 2005. Recovery plan for the North Atlantic right whale (*Eubalaena glacialis*). Révision. Préparé par le Office of Protected Resources, NMFS, Silver Spring, MD, 137 pp.
- U.S. Department of Commerce, National Oceanic and Atmospheric Administration (USDOC, NOAA). 2006. Fact sheet: small diesel spills (500-5,000 gallons). U.S. Department of Commerce, National Oceanic and Atmospheric Administration, Office of Response and Restoration, Seattle, WA, 2 pp.
- U.S. Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management (USDOI, BOEM). 2012. Atlantic OCS Proposed Geological and Geophysical Activities, Mid-Atlantic and South Atlantic Planning Areas. Draft Programmatic Environmental Impact Statement. OCS EIS/EA 2012-005. Consulté à : <http://www.boem.gov/oil-and-gas-energy-program/GOMR/GandG.aspx>. Consulté le 21 septembre 2016.
- U.S. Department of Transportation, Federal Aviation Administration (USDOT, FAA). 2004. Advisory Circular 91-36D. Visual flight rules (VFR) flight near noise sensitive areas.
- U.S. Environmental Protection Agency (USEPA). 2002. Methods for measuring the acute toxicity of effluents and receiving waters to freshwater and marine organisms. Cinquième édition, octobre 2002. EPA-821-R-02-012. USEPA, Washington, DC. 275 pp.
- U.S. Environmental Protection Agency (USEPA). 2017. The NPDES General Permit for New and Existing Sources and New Dischargers in the Offshore Subcategory of the Oil and Gas Extraction Point Source Category for the Western Portion of the Outer Continental Shelf of the Gulf Of Mexico (GMG290000). U.S. EPA, Region 6, Dallas, TX. Septembre 2017, 146 pp.
- U.S. Fish and Wildlife Service (USFWS), 2010. Effects of Oil on Wildlife and Habitat. Consulté à : <https://www.fws.gov/home/dhoilspill/pdfs/DHJICFWSOilImpactsWildlifeFactSheet.pdf>. Consulté le 3 Mai 2018.
- U.S. Fish and Wildlife Service (USFWS), 2018. Effects of oil on wildlife and habitat. Consulté à : www.fws.gov/home/dhoilspill/pdfs/DHJICFWSOilImpactsWildlifeFactSheet.pdf. Consulté le mai 2018.

- U.S. Geological Survey (USGS). 2002. Potential for Gulf of Mexico Deepwater Petroleum Structures to Function as Fish Aggregating Devices (FADs) – Scientific Information Summary and Bibliography. Final Project Report. U.S. Department of the Interior, Geological Survey, Florida Caribbean Science Center, USGS BSR 2002-0005 and Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA. OCS Study MMS 2002-039. 261 pp.
- UK HSE. 2001. Reducing Risks; Protecting People. HSE's Decision-Making Process, ISBN 0 7176 2151 0, 2001, 88 pp.
- UK HSE. 2006. The Causes of Major Hazard Incidents and How to Improve Risk Control and Health and Safety Management: A Review of the Existing Literature. HSL/2006/117, 2006, 141 pp.
- UK HSE. 2014. Hazardous Installations Directorate (HID) Inspection Guide Offshore Inspection of Temporary Refuge Integrity (TRI), juillet 2015, 27 pp.
- UK HSE. 2017. <http://www.hse.gov.uk/offshore/index.htm>
- Unified Area Command (UAC). 2010. *Deepwater Horizon* MC 252 Response Unified Area Command – Strategic Plan for Sub-Sea and Sub-Surface Oil and Dispersant Detection, Sampling, et Monitoring. Final, November 13, 2010. U.S. Coast Guard and BP Exploration and Production, Inc. New Orleans, LA, 95 pp.
- United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO). 2007. UNESCO – MAB Biosphere Reserves Directory. Mauritania/Senegal, Delta Du Fleuve Sénégal. Accédé le 26 Juillet 2017. <http://www.unesco.org/mabdb/br/brdir/directory/biores.asp?code=MRT-SEN+01&mode=all>.
- United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO), 2017. Djoudj National Bird Sanctuary. Accédé le 26 juillet 2017. <http://whc.unesco.org/en/list/25>.
- United Nations Environment Programme (UNEP), World Heritage Monitoring Centre. 2016. Banc d'Arguin National Park, Mauritania. Consulté à : http://www.conservation-development.net/Projekte/Nachhaltigkeit/DVD_12_WHS/Material/files/WCMC_Banc_dArguin.pdf. Accessed Septembre 2016.
- United Nations Environment Programme (UNEP). 2011. Banc D'Arguin National Park. UNEP, World Conservation Monitoring Centre, Cambridge, UK, 9 pp.
- United Nations Environment Programme. 2014a. Report of the South-Eastern Atlantic Regional Workshop to Facilitate the Description of Ecologically or Biologically Significant Marine Areas. South-Eastern Atlantic Regional Workshop to Facilitate the Description of Ecologically or Biologically Significant Marine Areas, Swakopmund, Namibia, 8-12 avril 2014, 327 pp.
- United Nations Food and Agriculture Organization (FAO). 2012. The state of world fisheries and aquaculture, 2012. FAO Fisheries and Aquaculture Department, Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rome, 230 pp.
- University of Connecticut. 2018. Invasive Species. Consulté à : <https://seagrant.uconn.edu/tag/invasive-species/>. Consulté en avril 2018.
- USAID. 2015. United States Agency for International Development. The Importance of Wild Fisheries For Local Food Security: Senegal. Consulté à : <https://dec.usaid.gov/dec/content/Detail.aspx?ctlID=ODVhZjk4NWQtM2YyMi00YjRmLTkxNjktZTcxMjM2NDhmY2Uy&rlID=MzY3MTY3>.
- Valdes, L., et I. Denis-Gonzalez (eds.). 2015. Oceanographic and biological features in the Canary Current Large Marine Ecosystem. UNESCO, Paris. IOC Technical Series, No. 115, 383 pp.

- Valentine, D.L., G.B. Fisher, S.C. Bagby, R.K. Nelson, C.M. Reddy, S.P. Sylva, et M.A. Wood. 2014. Fallout plume of submerged oil from *Deepwater Horizon*. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 111(45) : 15906.
- Valentine, D.L., J.D. Kessler, M.C. Redmond, S.D. Mendes, M.B. Heintz, C. Farwell, L. Hu, F.S. Kinnaman, S. Yvon-Lewis, M. Du, E.W. Chan, F.G. Tigreros, et C.J. Villanueva. 2010. Propane respiration jump-starts microbial response to a deep oil spill. *Science* 330(6001) : 208-211.
- Valentine, M.M. and M.C. Benfield. 2013. Characterization of epibenthic and demersal megafauna at Mississippi Canyon 252 shortly after the *Deepwater Horizon* oil spill. *Marine Pollution Bulletin* 77(1-2) : 196-209. <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpolbul.2013.10.004>.
- Van der Laan, B.B.P.A., et W.J. Wolff. 2006. Circular pools in the seagrass beds of the Banc d'Arguin, Mauritania, and their possible origin. *Aquatic Botany* 84(2) : 93-100.
- Van Waerebeek, K., A.N. Baker, F. Felix, J. Gedamke, M. Iniguez, G.P. Sanino, E. Secchi, D. Sutaria, A. van Helden, et Y. Wang. 2007. Vessel collisions with small cetaceans worldwide and with large whales in the southern hemisphere, an initial assessment. *Latin American Journal of Aquatic Mammals* 6 : 43-69.
- Vasilijević, M., K. Zunckel, M. McKinney, B. Erg, M. Schoon, et T. Rosen Michel. 2015. *Transboundary Conservation: A systematic and integrated approach*. Best Practice Protected Area Guidelines Series No. 23, Gland, Suisse: IUCN. Xii + 107 pp. <https://portals.iucn.org/library/efiles/documents/PAG-023.pdf>.
- Vermeer, D. 2010. Chapter 162, Mauritania, pp. 917-919. Dans : E.C.F. Bird (ed.), *Encyclopedia of the World's Landforms*. doi: 10.1007/978-1-4020-8639-7_162.
- Vikebø, F.B., P. Rønningen, V.S. Lien, S. Meier, M. Reed, B. Adlandsvik, et T. Kristiansen. 2014. Spatio-temporal overlap of oil spills and early life stages of fish. *ICES Journal of Marine Science* 71(4) : 970-981.
- Vinnem, Jan-Erik. 2014. *Offshore Risk Assessment, Volume 1 – Principles, Modelling and Applications of QRA Studies*, ISBN 978-1-4471-5206-4, Third Edition, 2014, 597 pp.
- Wagne, H. and C.B. Braham, 2016. Enquête cadre de l'IMROP sur la pêche artisanale. Cité par Ecodev, 2017b.
- Wallace, B.P., T. Brosnan, D. McLamb, R. Rowles, E. Ruder, B. Schroeder, L. Schwacke, B. Stacy, L. Sullivan, R. Takeshita, et D. Wehner. 2017. Effects of the *Deepwater Horizon* oil spill on protected species. *Endangered Species Research* 33 : 1-7.
- Warchol, M.E. 2011. Sensory regeneration in the vertebrate inner ear : Differences at the levels of cells and species. *Hearing Research* 273 : 72-79.
- Wartzok, D., A.N. Popper, J. Gordon, et J. Merrill. 2003. Factors affecting the responses of marine mammals to acoustic disturbance. *Marine Technology Society Journal* 37(4) : 6-15.
- Washington State Department of Transportation (WSDOT). 2007. Underwater sound levels associated with pile driving during the Ancortes Ferry Terminal Dolphin Replacement Project. Underwater Noise Technical Report. Avril 2007.
- Weir, C.R. 2007. Observations of marine turtles in relation to seismic airgun sound off Angola. *Marine Turtle Newsletter* 116 : 17-20.
- Weisberg, R.H., L. Zheng, et Y. Liu. 2011. Tracking subsurface oil in the aftermath of the *Deepwater Horizon* well blowout. *Geophys. Monogr. Ser.* 195 : 205-215.
- Weisberg, S.B., W.H. Burton, et Jacobs. 1987. Reductions in ichthyoplankton entrainment with fine mesh, wedgewire screens. *North American Journal of Fisheries Management* 7 : 386-393.

- Wernham, C.V., M.P. Toms, J.H. Marchant, J.A. Clark, G.M. Siriwardena, et S.R. Baillie (eds.). 2002. *The Migration Atlas : Movements of the Birds of Britain and Ireland*. Poyser, London, UK.
- Westphal, H., A. Freiwald, T.J.J. Hanebuth, M. Eisele, K. Gürs, K. Heindel, J. Michel, et J.N., Reumont. 2007. Report and preliminary results of Poseidon cruise 346 — MACUMA : integrating carbonates, siliciclastics and deep-water reefs for understanding a complex environment. Las Palmas (Spain)–Las Palmas (Spain), 28.12.2006–15.1.2007. Reports of the Dept. of Geosciences, Université de Brême, Allemagne, p. 49.
- Westphal, H., L. Beuck, S. Braun, A. Freiwald, T.J.J. Hanebuth, S. Hetzinger, A. Klicpera, H. Kudrass, H. Lantzsch, T. Lundälv, G. Mateu-Vicens, N. Preto, J.v. Reumont, S. Schilling, M. Taviani, et C. Wienberg. 2013. Report of Cruise Maria S. Merian 16/3 — Phaeton - Paleoceanographic and paleo-climatic record on the Mauritanian shelf. Oct. 13 – Nov. 20, 2010, Bremerhaven (Allemagne) – Mindelo (Cap Verde). Maria S. Merian- Berichte, Leibniz-ZMT, Brême, Allemagne, 136 pp.
- Wever, E.G. 1978. *The Reptile Ear*. Princeton University Press, Princeton, N.J.
- WHO. 2007. *International Medical Guide for Ships*, ISBN 978 92 4 154720 8, Troisième édition, 492 pp.
- Wien, K., M. Kölling, et H.D. Schulz. 2007. Age models for the Cape Blanc Debris Flow and the Mauritania Slide Complex in the Atlantic Ocean off NW Africa. *Quat.Sci. Rev.* 26:2558-2573.
- Wiese, F.K., W.A. Montevicchi, G.K. Davoren, F. Huettmann, A.W. Diamond, et J. Linke. 2001. Seabirds at risk around offshore oil platforms in the north-west Atlantic. *Marine Pollution Bulletin* 42(12) : 1285-1290.
- Wilber, D.H. and D.G. Clarke. 2001. Biological Effects of Suspended Sediments: A Review of Suspended Sediment Impacts on Fish and Shellfish with Relation to Dredging Activities in Estuaries. *North American Journal of Fisheries Management* 21(4) : 855-875.
- Willis, K.J. M.B. Araújo, K.D. Bennett, B. Figueroa-Rangel, C.A. Froyd, et N. Myers. 2007. How can a knowledge of the past help to conserve the future? Biodiversity conservation and the relevance of long-term ecological studies. *Trans. R. Soc. B* 362 : 175-186.
- Wingfield, D.K., S.H. Peckham, D.G. Foley, D.M. Palacios, B.E. Lavaniegos, R. Durazo, W.J. Nichols, D.A. Croll, et S.J. Bograd. 2011. The making of a productivity hotspot in the coastal ocean. *PLOSONe* 6(11) : e27874. [doi:10.1371/journal.pone.0027874](https://doi.org/10.1371/journal.pone.0027874).
- WOAD. 2017. <https://www.dnvgl.com/services/world-offshore-accident-database-woad-1747>
- Wolff, W.J., J. van der Land, P.H. Nienhuis, et P.A.W. de Wilde (eds). 1993. *Ecological Studies in the Coastal waters of Mauritania*. Proceedings of a symposium held at Leiden, Royaume des Pays-Bas 25-27 March 1991. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 222 pp.
- Wolfson, A., G.R. VanBlaricom, N. Davis, et G.S. Lewbel. 1979. The marine life of an offshore oil platform. *Mar. Ecol. Prog. Ser.* 1 : 81-89.
- Wood, J., B.L. Southall, et D.J. Tollit. 2012. PG&E offshore 3 D Seismic Survey Project EIR, Marine Mammal Technical Draft Report. SMRU Ltd.
- Woodside Offshore Petroleum Pty Ltd. (Woodside). 1997. North West Shelf Gas Project – Dorgas Debottlenecking and Second Trunkline Installation Project. Public Environmental Review and Public Environment Report. October 1997. 2 vols. Accessible à : <https://catalogue.nla.gov.au/Record/1637989>.
- Woodside. 2005. Chinguetti Development Project. Environmental Impact Statement (EIS), Final. Janvier 2005, 692 pp.

- World Resources Institute. 2013. Weaving Ecosystem Services Into Impact Assessment. A Step-By-Step Method. Version 1.0. Préparé par F. Landsberg, J. Treweek, M.M. Stickler, N. Henninger, et O. Venn. World Resources Institute, Washington, D.C, 47 pp.
- Wright, A.J. and S. Kuczaj. 2007. Noise-related stress and marine mammals: An introduction. *International Journal of Comparative Psychology* 20 :3-8.
- Würsig, B., S.K. Lynn, T.A. Jefferson, et K.D. Mullin. 1998. Behaviour of cetaceans in the northern Gulf of Mexico relative to survey ships and aircraft. *Aquatic Mammals* 24(1) : 41-50.
- Wynn, R.B., et B. Knefelkamp. 2004. Seabird distribution and oceanic upwelling off northwest Africa. *British Birds* 97 : 323-335.
- Wynn, R.B., D.G. Masson, D.A. Stow, P.P. Weaver. 2000. The Northwest African slope apron: a modern analogue for deep-water systems with complex seafloor topography. *Marine and Petroleum Geology* 17(2) : 253-265.
- Yapa, P.D., L.K. Dasanayaka, U.C. Bandara, et K. Nakata. 2010. A model to simulate the transport and fate of gas and hydrates released in deepwater. *J. Hydraul. Res. IAHR*, octobre, 48(5) : 559-572.
- Zeeberg, J., A. Corten, P. Tjoe-Awie, J. Coca, et B. Hamady. 2008. Climate modulates the effects of *Sardinella aurita* fisheries off Northwest Africa. *Fisheries Research* 89 : 65-75.
- Zenk, W., B. Klein, et M. Schröder. 1991. Cape Verde Frontal Zone. *Deep Sea Res.* 38:S505-S530.
- Zhou, M., J.D. Paduan, et P.P. Niiler. 2000. Surface currents in the Canary Basin from drifter observations. *Journal of Geophysical Research* 105 : 21893-21911.
- Zindler, C., I. Peeken, C.A. Marandino, et H.W. Bange. 2012. Environmental control on the variability of DMS and DMSP in the Mauritanian upwelling region. *Biogeosciences* 9 : 1041-1051.
- Zuijdgeest, A. and M. Huettel. 2012. Dispersants as used in response to the MC252-spill lead to higher mobility of polycyclic aromatic hydrocarbons in oil-contaminated Gulf of Mexico sand. *PLoS One* 7(11): e50549. [doi:10.1371/journal.pone.0050549](https://doi.org/10.1371/journal.pone.0050549).
- Zwarts, L., R.B. Bijlsma, J. van der Kamp, et E. Wymenga. 2010. Living on the Edge. Wetlands and Birds in a Changing Sahel. KNNV Publishing, Zeist, Switzerland.



golder.com