

Comment évaluer les études d'impact environnemental pour les projets pétroliers et gaziers



ELAW

Environmental Law Alliance Worldwide



Comment évaluer les études d'impact environnemental des projets pétroliers et gaziers

Alliance mondiale pour le droit de l'environnement (Environmental Law Alliance Worldwide, ELAW)

Auteurs : Dr Mark Chernaik, directeur du programme scientifique ELAW, et membres de l'équipe scientifique ELAW, dont Dr Johnnie Chamberlin, Dr Melissa Garren, Dr Rye Howard, Dr Meche Lu, Dr Fernanda Salinas, Dr Gilles Wendling et Dr Bree Yednock.

Comment évaluer les études d'impact environnemental pour les projets pétroliers et gaziers © 2024 par [Environmental Law Alliance Worldwide](#) est sous licence [CC BY-NC 4.0](#)

Numéro ISBN : 979-8-218-53101-0

Première édition

Image de couverture : Des bénévoles nettoient une marée noire après le naufrage d'un pétrolier à l'île Maurice. Ohrim sur Shutterstock.com

Conception de la couverture : Jean Meyer-Fero de Helios Creative

Ce projet a été rendu possible grâce au généreux soutien de la Leo Model Foundation.

Alliance mondiale pour le droit de l'environnement (Environmental Law Alliance Worldwide, ELAW)

1412 Pearl St. Eugene, OR 97601 United States

+1 541-687-8454

www.elaw.org

elawus@elaw.org

Veillez envoyer vos demandes de renseignements sur ce guide à Mark Chernaik, directeur du programme scientifique ELAW, à l'adresse mark@elaw.org.

Comment évaluer les études d'impact environnemental pour les projets pétroliers et gaziers

Introduction	3
1. Aperçu du processus d'EIE	4
1.1 Quel est l'objectif du processus d'EIE ?	4
1.2 Qui prépare une EIE ?	5
1.3 Étapes du processus d'EIE	5
1.4 Le document d'EIE	9
2. Projets pétroliers et gaziers et leurs impacts	11
2.1 Impacts de l'exploration	11
2.1.1 Exploration terrestre	11
2.1.1.1 Études sismiques terrestres	13
2.1.1.2 Forage terrestre	15
2.1.2 Exploration en mer (offshore)	16
2.1.2.1 Exploration sismique offshore	16
Impacts sur les mammifères marins	18
Impacts sur la pêche	20
Impacts sur les espèces invertébrées	21
Impacts sur les tortues marines	22
2.1.2.2 Forage exploratoire en mer	23
2.2 Impacts de la production	24
2.2.1 Impacts climatiques	24
2.2.2 Production sur terre	27
2.2.2.1 Impacts sur la qualité de l'air	27
2.2.2.2 Impacts sur l'eau	29
Épuisement des ressources en eau locales	29
Dégradation de la qualité de l'eau	30
Élimination de l'eau produite	30
Toxicité des additifs de fracturation hydraulique	30
Perte à long terme de l'intégrité du puits	31
2.2.2.3 Perte d'habitat	32
2.2.2.4 Déversements d'hydrocarbures	34

2.2.2.5	<i>Bruit, infrastructures et pollution lumineuse</i>	38
2.2.2.6	<i>Activité sismique accrue et induite (tremblements de terre)</i>	39
2.2.2.7	<i>Effets cumulatifs</i>	39
2.2.3	Production en mer (offshore)	40
2.2.3.1.	<i>Élimination des boues et déblais de forage</i>	40
2.2.3.2	<i>Déversements de pétrole</i>	40
2.2.4	Impacts socio-économiques	43
2.2.4.1	<i>Impacts sur les communautés</i>	43
2.2.4.2	<i>Impacts économiques</i>	43
3.	Examen d'une EIE typique	45
3.1	Résumé	45
3.2	Description du projet	45
3.3	La base de référence environnementale	48
3.4	Impacts environnementaux	52
3.4.1	Impacts climatiques	52
3.4.2	Impacts sur la qualité de l'air	56
3.4.3	Impacts sur la quantité et la qualité de l'eau	57
3.4.4	Projets offshore	58
3.4.4.1	<i>Impacts des déversements de pétrole</i>	58
3.4.5	Impacts cumulatifs	59
3.5	Gestion et surveillance de l'environnement	59
3.6	Garanties financières	81

Introduction

Ce guide vise à fournir aux défenseurs de l'environnement et aux communautés qu'ils représentent une compréhension suffisante pour contester les projets pétroliers et gaziers qui sont inacceptables d'un point de vue environnemental ou social.

Ce guide s'appuie sur plusieurs autres ressources disponibles pour évaluer les EIE des projets pétroliers et gaziers.¹ Cependant, ces autres ressources sont soit obsolètes, soit limitées dans leur portée, omettant la discussion de questions cruciales, telles que les impacts climatiques des projets pétroliers et gaziers, en particulier dans le cadre évolutif des engagements internationaux visant à limiter le réchauffement climatique.

Ce guide vise à être exhaustif. Les projets pétroliers et gaziers peuvent être classés par stade de développement (phase d'exploration ou phase de production) et par emplacement (sur terre ou en mer). Les différentes catégories de projets pétroliers et gaziers ont des aspects environnementaux et sociaux distincts qui justifient des discussions distinctes. Ce guide vise à englober les quatre principales catégories de projets pétroliers et gaziers en amont² : 1) les projets d'exploration pétrolière et gazière sur terre ; 2) les projets d'exploration pétrolière et gazière en mer ; 3) les projets de production pétrolière et gazière sur terre ; et 4) les projets de production pétrolière et gazière en mer.

Ce guide est organisé de la manière suivante :

- **Le chapitre 1** présente une discussion du processus d'EIE, décrivant son objectif et ses étapes clés ;
- **Le chapitre 2** identifie et discute les impacts environnementaux et sociaux potentiels des quatre catégories de projets pétroliers et gaziers, illustrant les détails techniques essentiels à la compréhension des impacts que les projets pétroliers et gaziers peuvent causer ; et
- **Le chapitre 3** fournit un guide pour examiner l'adéquation des EIE pour les projets pétroliers et gaziers en se concentrant sur les données et analyses attendues trouvées dans les sections suivantes des EIE : la description du projet, la base environnementale et sociale, l'évaluation des impacts, les mesures d'atténuation proposées et les garanties financières proposées.

¹ Lu, M., & López Wong, C. (2015). *Guía práctica para la revisión técnica de estudios de impacto ambiental de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en la Amazonía*.

https://repositorio.dar.org.pe/bitstream/handle/20.500.13095/80/Lu-Lopez_Hidrocarburos.pdf

² Ce guide ne couvre pas les projets pétroliers et gaziers en aval, tels que les pipelines de transport de pétrole et de gaz, les terminaux GNL ou les raffineries de pétrole.

1. Aperçu du processus d'EIE

1.1 *Quel est l'objectif du processus d'EIE ?*

Le processus d'évaluation de l'impact environnemental (EIE) est une procédure interdisciplinaire en plusieurs étapes qui vise à informer les décideurs et le public des conséquences potentielles des projets proposés. L'EIE³, comme son nom l'indique, examine les impacts environnementaux potentiels d'une activité proposée et la manière dont ces impacts peuvent être évités ou réduits. Le processus ayant évolué au cours de plusieurs décennies, les EIE examinent désormais fréquemment divers impacts, notamment sociaux, culturels, sanitaires, relatifs aux droits de l'homme, économiques et liés au genre. Pour plus de commodité, ce guide utilise le terme « impacts socio-environnementaux » pour désigner la portée variable des questions abordées dans les EIE à travers le monde.

L'EIE est plus efficace à un stade précoce de la planification et avant que des engagements ne soient pris quant à l'emplacement ou à la conception d'un projet. Cependant, l'EIE ne se limite pas aux nouveaux projets. Si la mise en œuvre d'un développement autorisé de champ pétrolier et gazier est retardée et que les conditions environnementales, sociales ou économiques ont changé, il peut être possible de demander une révision de l'EIE. De même, l'EIE joue un rôle essentiel dans les décisions visant à étendre les projets ou à prolonger leur durée de vie.

Une EIE est un outil technique qui identifie, prédit et analyse les impacts par rapport aux conditions de référence. Si le processus d'EIE est bien mené, il identifie des alternatives et des mesures d'atténuation pour réduire les effets négatifs d'un projet proposé. Le processus d'EIE joue également un rôle procédural essentiel dans la prise de décision globale en favorisant la transparence et la participation du public.

Une EIE fait désormais partie de la législation nationale dans presque tous les pays du monde et est considérée comme un outil essentiel de gouvernance environnementale.⁴ Les tribunaux et autres instances demandent aux gouvernements de mettre en œuvre rigoureusement l'EIE et la participation du public, en observant que le processus respecte les principes importants de prévention et de précaution, contribue à protéger le droit à un

³ Le terme « EIE » englobe d'autres termes utilisés dans les pays dotés d'un processus d'EIE, notamment : 1) Évaluation de l'impact environnemental et social (EIES) ; 2) Déclaration d'impact environnemental (EIE) ; 3) Rapport d'impact environnemental (EIR) ; 4) Étude d'impact environnemental et social (EIES) et 5) Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

⁴ Environmental Law Alliance Worldwide (ELAW) gère une base de données de droit comparé des lois sur l'évaluation de l'impact environnemental de plus de 40 pays à travers le monde. Matrice de droit de l'EIE: elaw.org/elm

environnement sain pour les générations actuelles et futures et garantit le respect des engagements internationaux en matière de climat.⁵

1.2 Qui prépare une EIE ?

Selon le système d'EIE, la responsabilité de produire une EIE est attribuée à l'une des deux parties suivantes : 1) une agence gouvernementale ou un ministère ; ou 2) le promoteur du projet. Il n'est pas rare que les parties fassent appel à des consultants pour préparer l'EIE ou pour gérer des parties spécifiques du processus d'EIE, telles que la participation du public ou les études techniques.

Lorsqu'un promoteur de projet engage un consultant pour préparer une EIE, il existe un risque important de conflits d'intérêts. Un consultant peut faire preuve de partialité en faveur de la poursuite d'un projet s'il estime qu'il recevra un travail supplémentaire une fois le projet approuvé ou s'il a d'autres intérêts financiers.

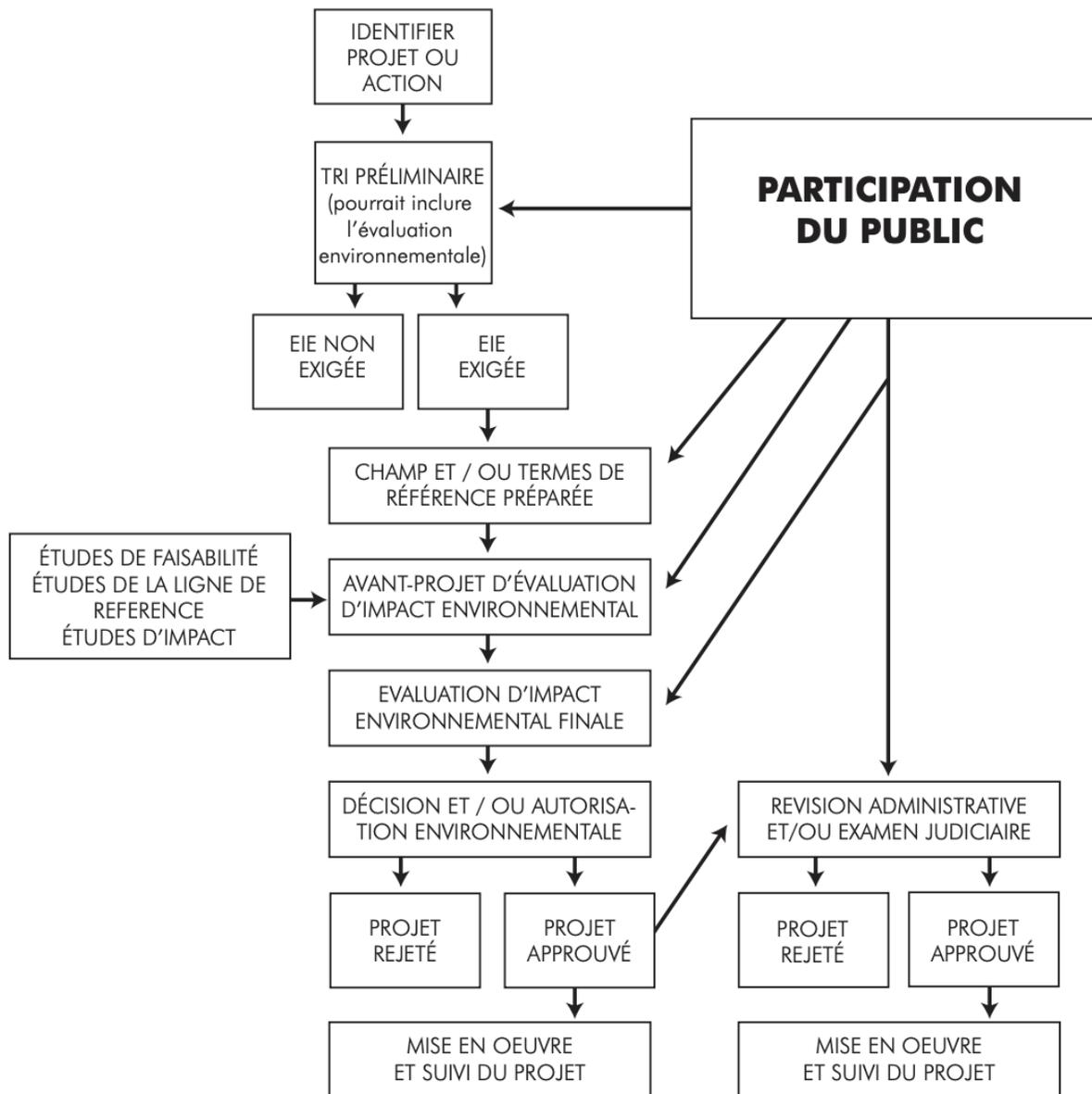
En reconnaissance de ce conflit inhérent, certains pays incluent des dispositions dans leurs lois sur l'EIE pour réduire le risque de partialité. Par exemple, un consultant peut être tenu de déposer une déclaration divulguant tout intérêt financier ou autre dans le résultat du projet. Certaines juridictions permettent aux régulateurs de disqualifier ou de retirer l'accréditation des consultants qui ne fournissent pas d'informations et de conclusions objectives et indépendantes dans les EIE.

Il arrive que les consultants fournissent des EIE de mauvaise qualité ou même qu'ils copient et collent des informations provenant d'études d'impact publiées précédemment qui ne sont pas applicables ou exactes. Certains pays exigent que les consultants soient enregistrés auprès du gouvernement et/ou accrédités professionnellement pour la préparation d'EIE. Les régulateurs peuvent même exiger l'approbation préalable de consultants spécifiques chargés de préparer une EIE pour s'assurer que leurs qualifications sont appropriées. Les lois sur les EIE peuvent imposer une responsabilité supplémentaire en menaçant les consultants de sanctions civiles ou pénales si les informations présentées dans une EIE s'avèrent inexactes, trompeuses ou fausses.

1.3 Étapes du processus d'EIE

⁵ Earthlife Africa Johannesburg v. Minister of Environmental Affairs and others, Case No. 65662/16 (2017); Yang, T. (February 2019). "The Emergence of the Environmental Impact Assessment Duty as a Global Legal Norm and General Principle of Law," *Hastings Law J.* 70:525, 545 (disponible sur <https://www.hastingslawjournal.org/wp-content/uploads/70.2-Yang.pdf>).

Bien que le processus d'EIE ne soit pas uniforme d'un pays à l'autre, il consiste généralement en un ensemble d'étapes procédurales aboutissant à un rapport écrit d'évaluation d'impact qui informe le décideur et le public des conséquences potentielles d'un projet proposé.



Identification et définition du projet ou de l'activité : Bien que cette étape puisse sembler relativement simple, la définition d'un « projet » pour une EIE peut devenir complexe et même controversée si un projet pétrolier et gazier est de grande envergure, comporte plusieurs phases ou implique plusieurs sites. Cette étape vise à définir le projet avec suffisamment de précision pour déterminer les zones d'impacts possibles et pour inclure

les activités étroitement liées à la proposition afin que l'ensemble des impacts socio-environnementaux soit évalué.

Examen préalable : Le processus d'examen préalable détermine si un projet particulier justifie la préparation d'une EIE. Les exigences minimales pour une EIE varient d'un pays à l'autre. Certaines lois énumèrent les types d'activités ou de projets qui nécessiteront une EIE ; d'autres exigent une EIE pour tout projet susceptible d'avoir un impact significatif sur l'environnement ou pour les projets qui dépassent une certaine valeur monétaire. Dans certains cas, en particulier si les impacts possibles d'un projet sont inconnus, une analyse environnementale préliminaire sera préparée pour déterminer si le projet justifie une EIE.

Élaboration du cadre de référence : L'élaboration du cadre de référence est une étape, impliquant généralement le public et d'autres parties intéressées, qui identifie les questions clés qui doivent être abordées dans une EIE. Cette étape offre l'une des premières occasions aux membres du public ou aux ONG de s'informer sur un projet proposé et d'exprimer leurs opinions. L'élaboration du cadre de référence peut également révéler des activités similaires ou connexes se déroulant à proximité d'un projet ou identifier des problèmes qui doivent être atténués ou qui pourraient entraîner l'annulation du projet.

Préparation des Termes de référence : Les Termes de référence servent de feuille de route pour la préparation de l'EIE et devraient idéalement inclure les problèmes et les impacts identifiés au cours du processus d'élaboration du cadre de référence.

Une ébauche des Termes de référence peut être mise à la disposition du public pour examen et commentaires. Elle peut être présentée sous la forme d'un Tableau de suivi où les demandes et les commentaires peuvent être affichés. Le public et les parties qui doivent être consultés doivent fournir leur avis dans un délai donné (par exemple, deux semaines à un mois). Par conséquent, il est essentiel de prêter attention aux publications de consultation publique pour respecter les délais et optimiser le temps d'examen, y compris par des experts techniques internes ou externes. L'examen public à ce stade précoce du processus offre une occasion cruciale de garantir que l'EIE est correctement formulée et répondra aux préoccupations de la communauté.

Préparation d'un projet d'EIE : Un projet d'EIE est préparé conformément aux termes de référence et/ou à l'éventail des questions identifiées au cours du processus de définition de son contenu. Le projet d'EIE doit également répondre aux exigences de contenu de la loi ou de la réglementation générale sur l'EIE. Dorénavant, les impacts cumulatifs doivent également être pris en compte. Cette étape doit impliquer des spécialistes techniques pour évaluer les conditions de base, prévoir les impacts probables du projet et concevoir des plans d'atténuation et de surveillance.

Participation du public : Une EIE de qualité implique le public et nécessite son engagement à de nombreux moments tout au long de son processus avec un échange bidirectionnel d'informations et de points de vue. La participation du public peut inclure des réunions

d'information, des audiences publiques et des opportunités pour commenter sur le projet proposé. Cependant, il n'existe pas de règles cohérentes pour la participation du public dans les systèmes d'EIE actuels. Même au sein d'un pays particulier, il peut y avoir des variations dans la qualité et l'étendue de la participation du public au processus d'EIE, en fonction du type de projet envisagé, des communautés susceptibles d'être affectées, de la volonté du promoteur de s'engager avec les communautés et/ou des fonds fournis pour soutenir le processus, ou les agences gouvernementales qui supervisent le projet.

Les évaluateurs doivent prêter une attention particulière au processus de participation du public pour s'assurer qu'il ne soit pas considéré comme une simple formalité à remplir par les décideurs et par le promoteur du projet. Le processus doit être adapté au contexte local, tenir compte des coutumes culturelles et linguistiques de chaque communauté en matière d'apprentissage et d'engagement, et inclure des mécanismes afin de respecter et intégrer les connaissances traditionnelles et locales.

Préparation de l'EIE finale : Cette étape produit un rapport final d'évaluation d'impact qui aborde les points de vue et les commentaires des parties qui ont examiné le projet d'EIE. Ces commentaires peuvent donner lieu à des révisions ou à des ajouts au texte de l'EIE. Dans certains cas, l'EIE finale contiendra une annexe résumant tous les commentaires reçus du public et des autres parties intéressées et fournissant des réponses à ces commentaires.

Décision : La décision d'approuver ou de rejeter un projet pétrolier et gazier est généralement basée sur l'EIE finale, mais dans certains cas, une autorisation environnementale peut n'être qu'une étape du processus global d'autorisation. La décision peut être assortie de certaines conditions qui doivent être remplies, comme la fourniture de garanties financières pour l'assainissement de l'environnement ou le dépôt d'un plan de gestion environnementale.

Contrôle administratif ou judiciaire : selon la juridiction, un groupe peut avoir la possibilité de demander un contrôle administratif et/ou judiciaire de la décision finale et du processus d'EIE. Un appel peut porter sur des vices de procédure dans le processus d'EIE, comme l'absence d'audiences publiques requises, ou peut mettre en évidence des questions de fond que le décideur n'a pas prises en compte. La loi sur le contrôle judiciaire ou la procédure administrative d'un pays, ou parfois la loi sur l'EIE elle-même, identifiera généralement les questions qui peuvent être soulevées dans un appel et le type de réparation qui peut être accordée.

Mise en œuvre du projet : à condition que toutes les exigences réglementaires soient respectées et que les permis soient obtenus, le développement des champs de pétrole et de gaz se poursuivra après la décision du projet et une fois que les possibilités de contrôle administratif et/ou judiciaire auront été épuisées.

Suivi : Le suivi fait partie intégrante de la mise en œuvre du projet. Il a trois objectifs : 1) s'assurer que les mesures de protection et les conditions d'autorisation sont mises en

œuvre, 2) évaluer si les mesures d'atténuation fonctionnent efficacement et 3) valider l'exactitude des modèles ou des projections utilisés pendant le processus d'évaluation d'impact. Le suivi peut être l'occasion de remettre en question l'adéquation des cautions/garanties déposées pour les garanties financières et de demander des ajustements (par exemple, pour prendre en compte le coût d'un système de traitement des eaux non planifié, incluant l'exploitation et le suivi à long terme).

On reconnaît de plus en plus les avantages du suivi communautaire en tant que complément formel ou informel à la surveillance réglementaire. Aux Philippines, par exemple, une équipe de surveillance multipartite (ESM) est constituée immédiatement après la délivrance de l'autorisation environnementale. L'ESM est chargée de surveiller le respect des conditions d'autorisation environnementale et comprend des représentants du gouvernement local, des ONG, des communautés et d'autres organismes gouvernementaux ayant des mandats liés au type de projet. Bien que le promoteur du projet finance les activités d'audit de l'ESM, l'équipe est indépendante et ne comprend aucun participant représentant le promoteur ou l'organisme de réglementation environnementale.⁶

1.4 *Le document d'EIE*

Le format de l'EIE elle-même est généralement précisé par la réglementation ou d'autres directives. Les sections décrites ci-dessous sont typiques de nombreuses EIE, mais toutes les EIE n'incluent pas tous les éléments et des sections supplémentaires peuvent être requises.

Pour une analyse détaillée de chaque section, voir le chapitre 3.

⁶ Philippines, DAO 2003-30, Sec. 9; DAO 2017-15, Art. IV.

Déclaration d'impact environnemental

Résumé : Une brève description dans un langage non technique du projet et de ses impacts.

Objectif du projet / Déclaration des besoins : Décrit la raison pour laquelle le projet est poursuivi et quel sera le résultat attendu.

Description du projet proposé : Une description détaillée du projet, incluant l'emplacement, les processus techniques, les intrants et les extrants, les détails de la construction et de l'exploitation, etc. Cette section doit également discuter des options d'atténuation disponibles.

Évaluation des alternatives : Décrit une gamme raisonnable d'alternatives qui pourraient atteindre le même objectif et répondre au besoin de l'action proposée. Dans certains cas, les alternatives sont discutées en même temps que le projet proposé sous forme d'une gamme de scénarios possibles. L'alternative « aucune action », dans laquelle le projet n'est pas approuvé et aucune autre mesure n'est prise, doit être incluse et évaluée.

Environnement de référence : Une description détaillée de la zone qui peut être affectée par le projet ou ses alternatives, son écologie, son état actuel, les espèces ou populations vulnérables, etc.

Impacts environnementaux : Une discussion des effets environnementaux anticipés dans le cadre de différents scénarios, pour l'action proposée et pour ses alternatives, ainsi que l'importance de ces impacts.

Gestion et surveillance de l'environnement : Décrit en détail les moyens techniques et administratifs spécifiques par lesquels les pratiques de protection, d'atténuation et de surveillance de l'environnement seront mises en œuvre et évaluées.

Consultation : Documente les consultations avec le gouvernement, le public et d'autres parties prenantes qui ont eu lieu pendant la préparation de l'EIE. Les projets proposés par les agences gouvernementales seront souvent soumis à des normes strictes de participation et commentaires du public.

Liste des préparateurs : Les identités et les qualifications techniques des personnes qui ont préparé l'EIE. (Certains processus d'EIE exigent que les préparateurs d'EIE soient agréés ou répondent à d'autres normes spécifiques.)

Annexes : Contexte et documentation technique à l'appui du texte de l'EIE (par exemple, données de base, résultats de modèles, etc.).

2. Projets pétroliers et gaziers et leurs impacts

2.1 Impacts de l'exploration

Le pétrole et le gaz sont des combustibles fossiles qui se sont formés au cours de millions d'années à partir de la décomposition de la végétation qui poussait autrefois à la surface de la Terre et s'est retrouvée enfouie profondément sous la terre ou dans les fonds marins. Les sociétés pétrolières et gazières utilisent divers outils pour identifier les emplacements souterrains où pourraient se trouver des gisements de pétrole et de gaz d'une valeur commerciale. Ces projets d'exploration pétrolière et gazière sont souvent évalués dans le cadre d'EIE distinctes, car il n'existe aucune garantie que des gisements d'une valeur commerciale seront découverts, permettant une production ultérieure de pétrole et de gaz.

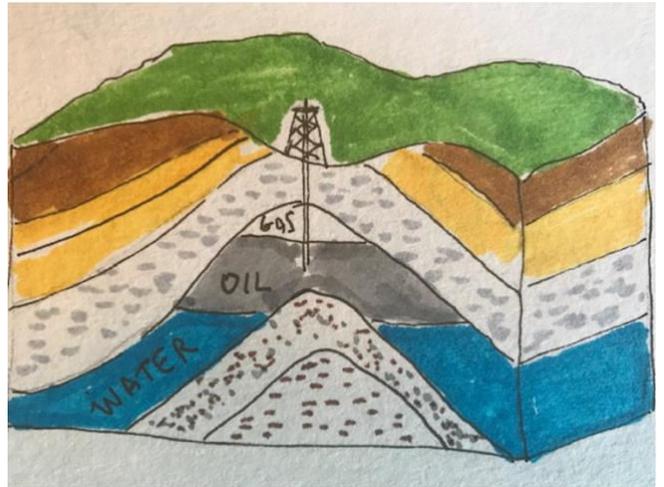


Photo 1 Dessin du Dr Meche Lu, scientifique d'ELAW (water = eau; oil = pétrole; gas = gaz)

Les projets d'exploration pétrolière et gazière sur terre et en mer ont des impacts potentiels socio-environnementaux distincts, discutés séparément ci-dessous.

2.1.1 Exploration terrestre



Photo 2 Unité mobile mise en place pour forer le puits pilote d'exploration. Jens Lambert/ Shutterstock.com

La recherche de pétrole et de gaz terrestres commence par des études préliminaires (telles que l'analyse d'images satellites ou l'examen des données existantes sur les caractéristiques géologiques et géomorphologiques de la zone), suivies de deux types de tests sur le terrain : des **levées sismiques** et des **forages d'exploration**.

Les essais sur le terrain pour les gisements terrestres nécessitent presque toujours des **camps de base**, en particulier pour les projets situés dans des forêts tropicales. Les compagnies pétrolières doivent faire venir de nombreux travailleurs et de gros équipements. Selon l'emplacement du gisement de pétrole et de gaz, les entreprises transporteront les travailleurs par voie terrestre, fluviale ou par avion et/ou hélicoptère.

Les camps de base comprennent une cuisine, une buanderie, un service de soins de santé primaires et des ateliers de réparation et d'entretien des équipements, des machines et des aéroports et/ou héliports. Les camps de base sont des sources de déchets non dangereux et dangereux. La gestion et le traitement inadéquats des déchets et des eaux usées des camps de base constituent un problème fréquent, en particulier dans les écosystèmes tropicaux.⁷ Parmi les autres problèmes courants figurent la chasse et le braconnage par les travailleurs, l'alcoolisme, la prostitution et les conflits avec les communautés locales. Dans les zones où les populations locales dépendent des espèces sauvages pour leur subsistance, la présence de travailleurs et leur transport par voie terrestre, aérienne ou maritime sont liés à une forte diminution de la faune pour la subsistance des populations locales.⁸ Une étude sur les implications de l'exploration pétrolière mondiale pour la conservation de la faune terrestre a été publiée en 2023.⁹



Photo 3 Camp de base pour le pétrole et le gaz. Raja Shoiab Turk sur Shutterstock.com

⁷ Government of Saskatchewan (October 2012). "Sewage Handling Practices at Work Camps and Temporary Work Sites." https://pubsaskdev.blob.core.windows.net/pubsask-prod/108422/108422-Sewage_Handling_Practices_at_Work_Camps_and_Temporary_Work_Sites_rvsd_Mar_16.pdf

⁸ Suarez, E., & Zapata-Ríos, G. (2019). "Managing subsistence hunting in the changing landscape of Neotropical rain forests." *Biotropica*, 51(3), 282–287. <https://doi.org/10.1111/btp.12662>; Cannon, J. (2019). "Altered forests threaten sustainability of subsistence hunting." *Mongabay Environmental News*. <https://news.mongabay.com/2019/05/altered-forests-threaten-sustainability-of-subsistence-hunting/>

⁹ Mudumba et al. (2023). "The implications of global oil exploration for the conservation of terrestrial wildlife." *Environmental Challenges*, 11:100710. <https://doi.org/10.1016/j.envc.2023.100710>

2.1.1.1 Études sismiques terrestres

L'exploration sismique terrestre utilise l'énergie sonore pour localiser les gisements terrestres potentiels de pétrole et de gaz naturel. Selon le ministère américain des Transports :

« Dans le cadre d'une exploration sismique terrestre, des ondes sismiques peuvent être produites par de la dynamite détonée à plusieurs mètres sous la surface du sol. Cependant, en raison de préoccupations environnementales et de l'amélioration de la technologie, les équipes sismiques ont de plus en plus recours à une technologie sismique non explosive. **Il s'agit généralement de gros véhicules lourds à roues ou à chenilles transportant un équipement spécial conçu pour créer un impact important ou une série de vibrations.** Ces impacts ou vibrations créent des ondes sismiques similaires à celles créées par la dynamite. Cette illustration montre une foreuse montée sur buggy ; le gros piston au milieu est utilisé pour créer des vibrations à la surface de la terre, envoyant des ondes sismiques profondes sous terre. Des instruments sensibles appelés géophones sont alors utilisés à la surface pour enregistrer les ondes réfléchies et transmettre les données aux camions sismiques pour une analyse ultérieure. »¹⁰



Photo 4 Foreuse montée sur buggy. Photo : District des Rangers de Duchesne.

Les levées sismiques dans les zones forestières nécessitent l'abattage d'arbres et le défrichage de la végétation pour créer des couloirs ou des chemins linéaires, appelés *lignes sismiques*, qui permettent à l'équipement sismique d'accéder à la zone. Les lignes sismiques sont comparables à des sentiers et à des petites routes. Les lignes sismiques ont généralement une largeur de cinq mètres et une longueur de plusieurs kilomètres. La densité typique des lignes sismiques est de 1700 mètres de ligne par kilomètre carré de surface.¹¹ Ces lignes sismiques restent déboisées pendant plusieurs années après la prospection sismique. Il peut leur falloir jusqu'à 35 ans pour se rétablir.¹²

Les pratiques et les machines utilisées pour créer des lignes sismiques, ainsi que la période de l'année où elles sont défrichées et le type d'habitat qu'elles perturbent, contribuent

¹⁰ <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/Technologies.htm>

¹¹ Fiori, S.M. et al. (2003). "Potential impacts of petroleum exploration and exploitation on biodiversity in a Patagonian Nature Reserve, Argentina." *Biodiversity and Conservation*, 12, 1261-1270

¹² Lee, P. & Boutin, S (2006). "Persistence and developmental transition of wide seismic lines in the western Boreal Plains of Canada." *J. Environ Management*, 78(3), 240-50

tous à un réseau complexe de changements environnementaux. Ces changements affectent divers facteurs, tels que le microclimat, l'hydrologie et la biogéochimie. Les dommages initiaux à la surface du sol et l'élimination de la végétation peuvent avoir des effets durables sur l'environnement, altérant le fonctionnement global de l'écosystème et entravant la récupération.¹³

Le déblaiement des lignes sismiques, qui implique l'élimination de la végétation et l'aplanissement du terrain, peut avoir de profondes répercussions sur les écosystèmes. Les scientifiques ont documenté la manière dont les lignes sismiques modifient les propriétés physiques et chimiques du sol dans les forêts boréales et les tourbières. Les lignes sismiques peuvent modifier les réseaux hydrologiques, affecter les processus biogéochimiques et perturber la microtopographie de la zone. Les perturbations des lignes sismiques dans ces écosystèmes ont augmenté la densité apparente et volumétrique et réduit la teneur en matière organique du sol, ce qui implique des changements dans le cycle du carbone, des taux de minéralisation accrus et une perte de carbone du système.

Le changement d'affectation des terres et la fragmentation sont des facteurs majeurs de changement de la biodiversité.¹⁴ Une étude menée dans la réserve naturelle d'Auca Mahuida, en Patagonie argentine, a révélé que les lignes sismiques ont un impact à tous les niveaux de l'organisation écologique. L'étude a révélé que, comme les sentiers et les petites routes, les lignes sismiques provoquent de nombreux effets écologiques bien connus, tels que la fragmentation des populations dépendantes de la forêt, la promotion des espèces envahissantes, un plus grand succès des prédateurs généralistes, la facilitation des activités de braconnage et l'interférence avec les processus écologiques.¹⁵ Des recherches menées au Canada et dans le nord des États-Unis ont montré à quel point les lignes sismiques ont un impact sur les populations de mammifères.¹⁶ Des recherches menées en Afrique ont démontré l'impact du bruit intense généré par l'homme lors de l'exploration pétrolière sismique sur la répartition des grands mammifères. Ce phénomène a également été étudié dans le parc national de Loango, au Gabon, et a permis de documenter la perte temporaire d'habitats pour des espèces menacées ayant de vastes aires de répartition.¹⁷

¹³ Dabros et al. (2018). "Seismic lines in the boreal and arctic ecosystems of North America: environmental impacts, challenges, and opportunities." *Environmental Reviews*, 26(2), 214-229.
<https://doi.org/10.1139/er-2017-0080>

¹⁴ IPBES (2018). *The IPBES assessment report on land degradation and restoration*. In: Montanarella L., Scholes R., and Brainich A. (eds.). Secrétariat de la plateforme intergouvernementale scientifique et politique sur la biodiversité et les services écosystémiques, Bonn, Allemagne. 10.5281/zenodo.3237392.

¹⁵ Fiori, S.M. et al. (2003). "Potential impacts of petroleum exploration and exploitation on biodiversity in a Patagonian Nature Reserve, Argentina." *Biodiversity and Conservation*, 12, 1261-1270.

¹⁶ Pattison, C. A. et al. (2020). "Seismic linear clearings alter mammal abundance and community composition in boreal forests." *Forest Ecology and Management*, 462: 117936.
<https://doi.org/10.1016/j.foreco.2020.117936>

¹⁷ Rabanal et al. (2010). "Oil prospecting and its impact on large rainforest mammals in Loango National Park, Gabon." *Biological Conservation*, 143(4), 1017-1024.

2.1.1.2. Forage terrestre

2.1.1.2 Forage terrestre



Photo 5 Puits de pétrole et production. Liteheavy sur Shutterstock.com

Le forage terrestre est la deuxième phase de la recherche de pétrole et de gaz. Le forage terrestre comprend généralement les étapes suivantes :

Sélection du site : les sociétés pétrolières et gazières évalueront les sites potentiels pour le forage exploratoire en se basant sur des études géologiques et d'autres données indiquant la présence de gisements d'hydrocarbures.

Forage : une fois le site sélectionné, les opérations de forage peuvent commencer. Une plate-forme de forage est installée sur le site et un forage est foré dans le sol à l'aide d'un trépan fixé à une chaîne de tiges de forage. Le processus de forage peut prendre plusieurs semaines ou mois et peut impliquer plusieurs forages à différentes profondeurs.

Échantillonnage : au fur et à mesure du forage, des échantillons ou carottes sont prélevés périodiquement pour évaluer les couches de roche et de sédiments et pour déterminer s'il existe des signes de gisements d'hydrocarbures. Ces échantillons sont analysés en laboratoire pour déterminer les propriétés chimiques et physiques de la roche et identifier les réservoirs potentiels de pétrole et de gaz.

Tests : une fois qu'un gisement potentiel d'hydrocarbures a été identifié, des tests supplémentaires peuvent être effectués pour évaluer la taille, la qualité et la productivité

du gisement. Cela peut impliquer la fracturation hydraulique (fracking) ou d'autres techniques pour stimuler l'écoulement du pétrole et du gaz à partir du réservoir.

Production : Si le forage exploratoire est positif et qu'un gisement viable est identifié, le site peut être développé pour la production de pétrole et de gaz. En revanche, le puits est abandonné si le forage exploratoire ne parvient pas à trouver un gisement viable.

Le forage terrestre peut entraîner les types d'impacts environnementaux suivants :

Contamination causée par l'élimination des déblais de forage et des boues de forage : Les boues de forage sont utilisées pour lubrifier le trépan, éliminer les déblais de forage et maintenir la pression dans le puits pendant les opérations de forage. La composition des boues de forage varie en fonction du type de forage, mais elles contiennent généralement des produits chimiques, des métaux lourds et d'autres polluants. Les déblais sont des fragments de roche extraits pendant les opérations de forage. Ils peuvent contenir des matières radioactives naturelles (NORM)¹⁸ et d'autres polluants nocifs pour la vie aquatique.¹⁹

Impacts de l'utilisation de l'eau : L'eau est nécessaire au forage et peut provenir des eaux de surface (prise d'eau d'un lac ou d'une rivière), des eaux souterraines (puits) ou de l'eau stockée dans des bassins (grands étangs artificiels). Selon le nombre de puits inclus dans le programme d'exploration et si la fracturation hydraulique est utilisée, de grands volumes d'eau peuvent être nécessaires, ce qui peut entraîner l'épuisement et/ou la contamination des ressources en eau locales.²⁰

2.1.2 Exploration en mer (offshore)

Similairement aux projets d'exploration pétrolière et gazière terrestres, l'exploration pétrolière offshore implique deux types généraux d'études de terrain : les **études sismiques** et les **forages exploratoires**.

2.1.2.1 Exploration sismique offshore

L'exploration offshore des gisements de pétrole et de gaz est un processus complexe et coûteux qui fait appel à diverses méthodes et technologies. L'une des méthodes les plus

¹⁸ Badertscher, L. M. (2023). "Elevated sediment radionuclide concentrations downstream of facilities treating leachate from landfills accepting oil and gas waste." *Ecological Indicators*, 154, 110616. <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2023.110616>

¹⁹ Bashir, I. et al. (2020). "Concerns and Threats of Contamination on Aquatic Ecosystems." *Bioremediation and Biotechnology*, 1–26. https://doi.org/10.1007/978-3-030-35691-0_1

²⁰ Hitaj, C., Boslett, A. J., & Weber, J. G. (2020). "Fracking, farming, and water." *Energy Policy*, 146, 111799. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111799>



Photo 6 Plate-forme pétrolière au coucher du soleil. Dabarti CGI sur Shutterstock.com

couramment utilisées consiste à utiliser des canons à air montés sur des navires pour générer des ondes sismiques qui aident à identifier les gisements potentiels de pétrole et de gaz sous le fond de l'océan. Le processus d'exploration offshore des gisements de pétrole et de gaz comprend les étapes suivantes :

Planification : avant que le processus d'exploration ne puisse commencer, une étude détaillée de la zone est réalisée pour identifier les emplacements les plus prometteurs pour les gisements de pétrole et de gaz. Cette étude peut impliquer l'utilisation d'images satellite, de cartes géologiques et d'autres données pour identifier les sources potentielles d'hydrocarbures.

Déploiement de l'équipement sismique : une fois l'étude terminée, un navire équipé de canons à air, d'hydrophones et d'autres équipements est déployé dans la zone d'étude. Les canons à air sont généralement montés à l'arrière du navire et les hydrophones sont placés sur le fond de l'océan.

Tir des canons à air : les canons à air sont activés, ils envoient de puissantes ondes de choc à travers l'eau et dans le fond de l'océan. Ces ondes de choc traversent la croûte terrestre et sont réfléchies vers les hydrophones par les couches rocheuses situées sous le fond de l'océan.



Photo 7 Silhouettes de personnes récupérant des sources (canons) sur un navire de recherche sismique. Les sources sont utilisées pour produire des ondes sonores acoustiques sous-marines avec de l'air à haute pression. Jouni Niskakoski sur Shutterstock.com

Collecte et analyse des données : les hydrophones enregistrent les ondes sismiques lorsqu'elles rebondissent sur les couches rocheuses sous le fond de l'océan. Ces données

sont ensuite transmises au navire, où elles sont analysées pour identifier les gisements potentiels de pétrole et de gaz.

Identification des sites de forage : l'équipe d'exploration identifie les sites de forage potentiels où des gisements de pétrole et de gaz peuvent être présents en fonction des données sismiques. Ces sites de forage sont ensuite marqués pour une exploration plus poussée et un éventuel forage.

L'utilisation de canons à air montés sur le navire peut nuire à la vie marine, notamment aux baleines, aux dauphins et à d'autres mammifères marins.²¹ Les ondes de choc générées par les canons à air peuvent nuire à ces animaux ou les perturber,²² ce qui suscite des inquiétudes quant à leur bien-être, comme indiqué ci-dessous.

Impacts sur les mammifères marins



Photo 8 Baleines à bosse. Vivek Kumar sur Unsplash.

Il a été démontré que l'utilisation de canons à air montés sur des navires provoque les effets suivants sur les mammifères marins :

²¹ University of Rhode Island Graduate School of Oceanography. (n.d.). *Seismic Airguns*. Discovery of Sound in the Sea. <https://dosits.org/animals/effects-of-sound/anthropogenic-sources/seismic-airguns/>; Weilgart, L. (2013). "A review of the impacts of seismic airgun surveys on marine life." Submitted to the CBD Expert Workshop on Underwater Noise and its Impacts on Marine and Coastal Biodiversity, 25-27 February 2014, London, UK. Disponible sur : <http://www.cbd.int/doc/?meeting=MCBEM-2014-01>

²² Tibbetts, J. H. (2018). "Air-Gun Blasts Harm Marine Life across the Food Web." *BioScience*, 68(12), 1024. <https://doi.org/10.1093/biosci/biy123>

Dommmages auditifs : Le bruit fort produit par les canons à air comprimé peut endommager l'audition des mammifères marins. L'exposition à un bruit fort peut entraîner une perte auditive temporaire ou permanente,²³ ce qui peut avoir un impact sur leur capacité à communiquer, à localiser leurs proies et à se diriger.²⁴

Perturbation du comportement : Le bruit des canons à air comprimé peut perturber le comportement normal des mammifères marins, les obligeant à modifier leurs habitudes de migration, leur comportement alimentaire ou leurs habitudes d'accouplement. Par exemple, les baleines peuvent éviter les zones où fonctionnent les canons à air comprimé, ce qui peut avoir un impact sur leur alimentation et leur reproduction.²⁵

Masquage de la communication : Le bruit des canons à air comprimé peut masquer ou interférer avec les signaux de communication que les mammifères marins utilisent pour communiquer entre eux. Cela peut les empêcher de se localiser ou de coordonner leurs activités, ce qui peut avoir un impact sur leur capacité à survivre et à se reproduire.²⁶

Stress physiologique : Le bruit des canons à air comprimé peut provoquer un stress physiologique chez les mammifères marins, entraînant des changements dans leurs niveaux d'hormones, leur rythme cardiaque²⁷ et d'autres fonctions biologiques.²⁸ Cela peut avoir un impact sur leur santé et leur bien-être général et augmenter leur sensibilité aux maladies et à d'autres facteurs de stress environnementaux.

Échouages : dans certains cas, le bruit intense des canons à air comprimé peut désorienter les mammifères marins et les faire échouer sur les plages ou d'autres zones côtières. Cela peut entraîner des blessures ou la mort et avoir des conséquences importantes sur les populations locales.²⁹

²³ Finneran, J. J. (2015). "Noise-induced hearing loss in marine mammals: A review of temporary threshold shift studies from 1996 to 2015." *The Journal of the Acoustical Society of America*, 138(3), 1702–1726. <https://doi.org/10.1121/1.4927418>

²⁴ Bain, D. & Williams, R. (2006). "Long-range Effects of Airgun Noise on Marine Mammals: Responses as a Function of Received Sound Level and Distance." *Sea Mammal Research Unit (SMRU)*. <https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Bain-and-Williams-2006.pdf>

²⁵ Miller, P. J. et al. (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 I: Oceanographic Research Papers*, 56(7), 1168–1181. <https://doi.org/10.1016/j.dsr.2009.02.008>

²⁶ Blackwell, S. B. et al. (2015). "Effects of Airgun Sounds on Bowhead Whale Calling Rates: Evidence for Two Behavioral Thresholds." *PLOS ONE*, 10(6), e0125720. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0125720>

²⁷ Miksis, J. et al. (2001). "Cardiac Responses to Acoustic Playback Experiments in the Captive Bottlenose Dolphin (*Tursiops truncatus*)." *Journal of Comparative Psychology* (Washington, D.C. : 1983), 115, 227–232. <https://doi.org/10.1037/0735-7036.115.3.227>

²⁸ Elmegaard, S. L. et al. (2021). "Heart rate and startle responses in diving, captive harbour porpoises (*Phocoena phocoena*) exposed to transient noise and sonar." *Biology Open*, 10(6), bio058679. <https://doi.org/10.1242/bio.058679>

²⁹ Parsons, E. C. M. (2017). "Impacts of Navy Sonar on Whales and Dolphins: Now beyond a Smoking Gun?" *Frontiers in Marine Science*, 4. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2017.00295>

Impacts sur la pêche

L'utilisation de canons à air comprimé montés sur des navires peut également avoir des répercussions importantes sur la pêche. Ces répercussions peuvent être directes ou indirectes et affecter les opérations de pêche commerciale et de subsistance. Voici quelques exemples de l'impact de l'utilisation de canons à air comprimé sur la pêche :

Perturbation du comportement des poissons : le bruit fort des canons à air comprimé peut perturber le comportement des poissons de la zone, les obligeant à s'éloigner du bruit ou les désorientant.³⁰ Cela peut avoir un impact sur la capacité des pêcheurs à attraper des poissons dans la zone touchée.³¹

Domages aux poissons et à leurs habitats : les puissantes ondes de choc générées par les canons à air comprimé peuvent causer des dommages physiques aux poissons et à leurs habitats. Ces dommages peuvent inclure la rupture de la vessie natatoire, des blessures internes³² ou des dommages aux habitats critiques tels que les récifs coralliens ou d'autres structures.³³

Déplacement des populations de poissons : le bruit des canons à air comprimé peut amener les poissons à s'éloigner de la zone touchée, ce qui peut entraîner un déplacement des populations de poissons. Cela peut avoir un impact sur les taux de capture des pêcheurs de la zone et potentiellement sur la viabilité à long terme des pêcheries de la région.³⁴

Impacts économiques sur les communautés de pêcheurs : la perturbation ou le déplacement des populations de poissons peut avoir des répercussions importantes sur les communautés de pêcheurs qui dépendent de ces ressources. La réduction des taux de capture due aux changements de comportement des poissons peut entraîner une baisse

³⁰ Fewtrell, J. L., & McCauley, R. D. (2012). "Impact of air gun noise on the behaviour of marine fish and squid." *Marine Pollution Bulletin*, 64(5), 984–993. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2012.02.009>

³¹ Løkkeborg, S., Ona, E., Vold, A., & Salthaug, A. (2012). "Sounds from seismic air guns: Gear- and species-specific effects on catch rates and fish distribution." *Canadian Journal of Fisheries and Aquatic Sciences*, 69(8), 1278–1291. <https://doi.org/10.1139/f2012-059>

³² Popper, A. et al. (2014). ASA S3/SC1.4 TR-2014 Sound Exposure Guidelines for Fishes and Sea Turtles: A Technical Report prepared by ANSI-Accredited Standards Committee S3/SC1 and registered with ANSI. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-06659-2>

³³ Dabros, A., Pyper, M., & Castilla, G. (2018). "Seismic lines in the boreal and arctic ecosystems of North America: Environmental impacts, challenges, and opportunities." *Environmental Reviews*, 26(2), 214–229. <https://doi.org/10.1139/er-2017-0080>

³⁴ Engås, A., Løkkeborg, S., Ona, E., & Soldal, A. V. (1996). "Effects of seismic shooting on local abundance and catch rates of cod (*Gadus morhua*) and haddock (*Melanogrammus aeglefinus*)." *Canadian Journal of Fisheries and Aquatic Sciences*, 53(10), 2238–2249. <https://doi.org/10.1139/f96-177>; de Jong, K. et al. (2018). "Noise can affect acoustic communication and subsequent spawning success in fish." *Environmental Pollution*, 237, 814–823. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2017.11.003>

des revenus et une aggravation des difficultés économiques pour les pêcheurs et leurs familles.³⁵

Impacts sur les espèces invertébrées

Les invertébrés marins, tels que les coraux, les crustacés et les mollusques, jouent un rôle écologique essentiel dans les écosystèmes marins, et leur perte ou leur dégradation peut avoir des répercussions en cascade sur d'autres espèces et fonctions de l'écosystème. Voici quelques exemples de l'impact que peuvent avoir les canons à air comprimé sur les invertébrés marins :

Dommages physiques : les puissantes ondes de choc générées par les canons à air comprimé peuvent causer des dommages physiques aux invertébrés marins,³⁶ comme la rupture ou le délogement des colonies de coraux ou l'endommagement des coquilles des mollusques. Ces dommages peuvent entraîner une réduction de la survie, de la croissance³⁷ et du succès de reproduction.³⁸

Perturbation du comportement : le bruit des canons à air comprimé peut perturber le comportement des invertébrés marins, les obligeant à modifier leur alimentation, leur accouplement ou d'autres comportements essentiels. Cela peut entraîner une réduction de la condition physique et du succès de reproduction et contribuer au déclin de leurs populations.³⁹

Perte ou dégradation de l'habitat : les dommages physiques causés par les canons à air comprimé peuvent entraîner la perte ou la dégradation d'habitats essentiels pour les invertébrés marins, tels que les récifs coralliens ou d'autres structures qui leur fournissent abri ou nourriture. Cela peut entraîner un déclin de la population et avoir un impact sur les fonctions écologiques de l'écosystème affecté.

³⁵ Løkkeborg, S., Ona, E., Vold, A., & Salthaug, A. (2012). "Effects of sounds from seismic air guns on fish behavior and catch rates." *The effects of noise on aquatic life*, 415-419. Springer New York.

³⁶ Day, R. D. et al. (2017). "Exposure to seismic air gun signals causes physiological harm and alters behavior in the scallop *Pecten fumatus*." *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 114(40), E8537–E8546. <https://doi.org/10.1073/pnas.1700564114>

³⁷ de Soto, N. A. et al. (2013). "Anthropogenic noise causes body malformations and delays development in marine larvae." *Scientific Reports*, 3(1), Article 1. <https://doi.org/10.1038/srep02831>

³⁸ Solé, M. et al. (2018). "A critical period of susceptibility to sound in the sensory cells of cephalopod hatchlings." *Biology Open*, 7(10), bio033860. <https://doi.org/10.1242/bio.033860>; Hudson, D. M. et al. (2022) "Potential impacts from simulated vessel noise and sonar on commercially important invertebrates." *PeerJ*, 10, e12841. <https://doi.org/10.7717/peerj.12841>

³⁹ Rising, K. et al. (2022). "Anthropogenic noise may impair the mating behaviour of the Shore Crab *Carcinus Maenas*." *PLOS ONE*, 17(10), e0276889. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0276889>; Fewtrell, J. L., & McCauley, R. D. (2012). "Impact of air gun noise on the behaviour of marine fish and squid." *Marine Pollution Bulletin*, 64(5), 984–993. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2012.02.009>

Impacts indirects : les impacts des canons à air comprimé sur d'autres espèces marines, telles que les poissons et les tortues de mer, peuvent également avoir un impact indirect sur les invertébrés marins en modifiant les interactions et les relations écologiques au sein de l'écosystème.

Impacts sur les tortues marines

Les tortues marines sont particulièrement vulnérables au bruit intense généré par les canons à air comprimé. Les effets néfastes des canons à air comprimé sur les tortues marines sont, notamment :

Dommages auditifs : le bruit intense généré par les canons à air comprimé peut endommager l'audition des tortues marines, affectant leur capacité à entendre et à naviguer sous l'eau. Cela peut augmenter le risque de blessure ou de décès en cas de collision avec des bateaux ou autres dangers.⁴⁰



Photo 9 Tortues marines au Guatemala. Andre Julian sur Unsplash.

Perturbation comportementale : Le bruit fort des canons à air comprimé peut perturber le comportement normal des tortues marines,⁴¹ les obligeant à modifier leurs habitudes alimentaires ou migratoires ou à modifier leur comportement de nidification. Cela peut avoir un impact sur leur capacité à trouver de la nourriture, à s'accoupler et à se reproduire.⁴²

Stress physiologique : Le bruit des canons à air comprimé peut provoquer un stress physiologique chez les tortues marines, entraînant des changements dans leurs niveaux d'hormones, leur rythme cardiaque et d'autres fonctions biologiques. Cela peut avoir un impact sur leur santé et leur bien-être et accroître leur vulnérabilité aux maladies et à d'autres facteurs de stress environnementaux.

Blessures ou mortalité : Dans certains cas, les ondes de choc générées par les canons à air comprimé peuvent causer des blessures physiques directes ou la mort des tortues de mer.

⁴⁰ Hazel, J., & Gyuris, E. (2006). "Vessel-related mortality of sea turtles in Queensland, Australia." *Wildlife Research*, 33(2), 149–154. <https://doi.org/10.1071/WR04097>

⁴¹ DeRuiter, S., & Kamel, L. (2023). "Loggerhead turtles dive in response to airgun sound exposure." *Endangered Species Research*, 16: 55–63. <https://doi.org/10.3354/esr00396>

⁴² Nelms, S. E. et al. (2016). "Seismic surveys and marine turtles: An underestimated global threat?" *Biological Conservation*, 193, 49–65. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2015.10.020>

Les ondes de choc peuvent provoquer une rupture des tympanes et des blessures internes ou provoquer une désorientation des tortues et des collisions avec des bateaux et d'autres dangers.

2.1.2.2 Forage exploratoire en mer

Les impacts environnementaux du forage exploratoire offshore comprennent :

Le rejet de déchets de forage. De grandes quantités de boues et de déblais de forage, qui contiennent divers produits chimiques et métaux lourds, sont générés. L'élimination de ces déchets peut avoir un impact sur l'environnement marin environnant, provoquant la contamination et l'étouffement des habitats des fonds marins.⁴³

La perturbation de l'habitat. Les activités de forage offshore impliquent la construction de plates-formes et d'infrastructures, qui peuvent perturber et détruire des habitats marins sensibles tels que les récifs coralliens, les herbiers marins et les formations rocheuses sous-marines. Ces habitats servent de zones de reproduction et d'alimentation essentielles pour les espèces marines, et leur destruction peut entraîner un déclin de la biodiversité.⁴⁴

Déversements de pétrole : le risque de déversements de pétrole est une préoccupation majeure dans le forage offshore. Les accidents pendant le forage ou la production pétrolière, les pannes d'équipement ou les catastrophes naturelles peuvent entraîner des déversements de pétrole qui peuvent dévaster les écosystèmes marins, les habitats côtiers et la faune.⁴⁵

Le rejet de déchets de forage, la perturbation de l'habitat et les déversements de pétrole font également partie de la production offshore de pétrole et de gaz. Vous trouverez une analyse plus complète de ces impacts de la production de pétrole et de gaz dans le sous-chapitre ci-dessous.

⁴³ Antia, M. et al. (2022). "Environmental and public health effects of spent drilling fluid: An updated systematic review." *Journal of Hazardous Materials Advances*, 7, 100120.

<https://doi.org/10.1016/j.hazadv.2022.100120>; Trannum, H. C. et al. (2010). "Effects of sedimentation from water-based drill cuttings and natural sediment on benthic macrofaunal community structure and ecosystem processes." *Journal of Experimental Marine Biology and Ecology*, 383(2), 111-121. <https://doi.org/10.1016/j.jembe.2009.12.004>

⁴⁴ Jones, G. P. et al. (2004). "Coral decline threatens fish biodiversity in marine reserves." *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 101(21), 8251-8253. <https://doi.org/10.1073/pnas.0401277101>; Hanski, I. (2011). "Habitat Loss, the Dynamics of Biodiversity, and a Perspective on Conservation." *Ambio*, 40(3), 248-255. <https://doi.org/10.1007/s13280-011-0147-3>

⁴⁵ Barron, M. G. et al. (2020). "Long-term ecological impacts from oil spills: Comparison of Exxon Valdez, Hebei Spirit and Deepwater Horizon." *Environmental Science & Technology*, 54(11), 6456-6467. <https://doi.org/10.1021/acs.est.9b05020>; Cubit, J. D. et al. (n.d.). *An Oil Spill Affecting Coral Reefs And Mangroves On The Caribbean Coast Of Panama*. Smithsonian Tropical Research Institute. <https://biogeodb.stri.si.edu/oilspill/page/background>

2.2 Impacts de la production

2.2.1 Impacts climatiques

Le secteur pétrolier et gazier contribue largement aux émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES) et joue un rôle majeur dans le changement climatique. L'extraction, la production et la combustion de combustibles fossiles (dont le pétrole et le gaz) libèrent de grandes quantités de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, principalement du **dioxyde de carbone (CO₂)** et du **méthane (CH₄)**. Lorsque ces gaz s'accumulent dans l'atmosphère, ils emprisonnent la chaleur et contribuent à l'effet de serre, entraînant le réchauffement climatique et le changement climatique. La combustion de combustibles fossiles pour la production d'énergie, le transport et les processus industriels sont une source majeure d'émissions de CO₂.

Le **méthane**, un puissant gaz à effet de serre, est libéré lors de l'extraction, du traitement et du transport du pétrole et du gaz. Les fuites de méthane se produisent à différentes étapes de la chaîne d'approvisionnement, notamment le forage, la production, le traitement, le stockage et la distribution. Le méthane fuit également fréquemment des puits fermés et abandonnés. Le méthane a un potentiel de réchauffement nettement plus élevé que le CO₂ sur des périodes plus courtes, ce qui en fait un contributeur crucial au réchauffement climatique.⁴⁶

Des études récentes menées aux États-Unis ont montré que les pertes de méthane peuvent représenter entre 1 et 9 % de la production totale de gaz, avec un taux de perte moyen pondéré par la production d'environ 3 %.⁴⁷ La dernière estimation du potentiel de réchauffement global (PRG) du méthane sur 100 ans du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) est de 29,8 pour le méthane d'origine fossile,⁴⁸ ce qui signifie que des taux de perte de cette ampleur peuvent représenter une fraction significative des émissions de GES du cycle de vie du pétrole et du gaz naturel.

Le secteur pétrolier et gazier est souvent à l'origine de la **déforestation et du changement d'affectation des sols**. Les forêts agissent souvent comme des puits de carbone en absorbant le CO₂ de l'atmosphère. Lorsqu'elles sont défrichées pour l'exploration pétrolière et gazière ou le développement d'infrastructures, d'importantes réserves de

⁴⁶ <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>

⁴⁷ Sherwin, E., Rutherford, J., Zhang, Z., Chen, Y., Wetherley, E., Yakovlev, P., ... & Cusworth, D. (2023). Quantifying oil and natural gas system emissions using one million aerial site measurements. <https://assets-eu.researchsquare.com/files/rs-2406848/v1/5cb675b0-cb6b-4b8f-ba6c-97fe6eff5442.pdf?c=1710399992>

⁴⁸ https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter_07.pdf

carbone sont libérées dans l'atmosphère, contribuant au réchauffement climatique. Les processus d'extraction et de raffinage du pétrole et du gaz nécessitent des apports énergétiques considérables, souvent dérivés de combustibles fossiles. L'énergie consommée dans ces opérations contribue aux émissions de gaz à effet de serre. En plus, la nature énergivore de l'extraction de sources de combustibles fossiles non conventionnelles, telles que les sables bitumineux ou le gaz de schiste, augmente encore les émissions de carbone.

Le secteur pétrolier et gazier contribue également au réchauffement climatique par le biais **d'émissions indirectes** liées à la production et au transport d'équipements et d'infrastructures. Ces émissions, souvent appelées « émissions intrinsèques », résultent de la fabrication et du transport de matériaux tels que l'acier et le béton, qui sont utilisés dans la construction de plateformes pétrolières, de pipelines, de raffineries et d'autres infrastructures connexes.

Selon le sixième rapport d'évaluation du GIEC, le secteur de l'énergie, qui comprend le pétrole et le gaz, a représenté environ 34 % des émissions mondiales de GES en 2019.⁴⁹ Des études suggèrent que l'industrie pétrolière et gazière est responsable d'une part importante des émissions anthropiques de méthane, allant potentiellement de 20 à 25 %, voire plus. En combinant les émissions de CO₂ et de méthane, il est raisonnable d'estimer que le secteur pétrolier et gazier contribue à une part substantielle des émissions mondiales de gaz à effet de serre.

Les organismes et organisations internationales ont formulé des recommandations et des appels pour lutter contre le développement futur du pétrole et du gaz afin d'éviter un changement climatique catastrophique. Le GIEC souligne la nécessité de réduire rapidement et substantiellement les émissions de gaz à effet de serre pour limiter le réchauffement climatique bien en dessous de 2 degrés Celsius par rapport aux niveaux préindustriels, de préférence à 1,5 degré Celsius. Pour y parvenir, **le GIEC souligne la nécessité d'éliminer progressivement l'utilisation des combustibles fossiles** et de passer à des sources d'énergie renouvelables et à faible émission de carbone.⁵⁰ L'Accord de Paris est un traité international visant à lutter contre le changement climatique. Aux termes de

Pouvons-nous réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant des combustibles fossiles ?

Lorsque les combustibles fossiles sont utilisés pour produire de la chaleur ou de l'électricité, nous éliminons souvent autant que possible la pollution atmosphérique du flux d'émissions. Par exemple, une centrale électrique au charbon peut utiliser des précipitateurs électrostatiques pour éliminer la pollution par les particules avant qu'elles ne puissent sortir de la cheminée. Qu'en est-il du CO₂ et des autres gaz à effet de serre ? Pouvons-nous également les éliminer ?

Le CO₂ est la principale molécule émise par la combustion des combustibles fossiles : lorsque ces derniers sont brûlés, le carbone du carburant se combine à l'oxygène de l'air pour produire du CO₂. Ce processus génère une quantité massive de CO₂. Par exemple, un seul gallon (environ 4 litres) d'essence produit près de 10 kg de CO₂ lorsqu'il est brûlé. Dans la plupart des cas, c'est beaucoup trop de CO₂ pour que nous puissions l'éliminer.

Les compagnies pétrolières parlent souvent de la possibilité de capter et stocker le carbone (CSC). Ce procédé permettrait d'extraire le CO₂ des émissions des centrales électriques, de le liquéfier et de l'injecter profondément sous terre. Bien que des centrales pilotes de CSC aient été construites, le CSC n'est actuellement utilisé dans aucune installation majeure dans le monde. L'utilisation du CSC augmenterait considérablement la complexité et les coûts d'une centrale électrique, qui devrait extraire et stocker de manière permanente des milliers de tonnes de CO₂ par jour. Par conséquent, même si une centrale électrique promet de « nettoyer » les polluants atmosphériques de ses émissions, les quantités de CO₂ émises ne seront pas réduites de manière significative.

La principale source de méthane ne provient pas de la combustion de combustibles fossiles, mais des fuites dans les gazoducs et les installations de gaz naturel. Comme ces petites fuites peuvent être localisées n'importe où dans le système, elles sont très difficiles à identifier et à arrêter.

⁴⁹ IPCC [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report*. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, Geneva, Switzerland, 184 pp., doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647. https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_FullVolume.pdf

⁵⁰ Ibid.

cet accord, les pays se sont engagés à limiter le réchauffement climatique bien en dessous de 2 degrés Celsius et à poursuivre leurs efforts pour le limiter à 1,5 degré Celsius. Pour atteindre ces objectifs, les pays doivent prendre des mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, notamment en **réduisant l'utilisation des combustibles fossiles** et en promouvant des voies de développement durable.⁵¹ Dans son récent rapport « Net Zero by 2050 », l'Agence internationale de l'énergie (AIE) propose une feuille de route pour atteindre la neutralité carbone mondiale d'ici 2050. Elle souligne la nécessité de **ne pas investir dans de nouveaux projets d'exploration et de développement pétrolier et gazier** afin de s'aligner sur les objectifs de l'Accord de Paris.⁵² Elle recommande aux gouvernements de donner la priorité aux investissements dans les technologies et infrastructures énergétiques propres et d'éliminer progressivement l'utilisation des combustibles fossiles. Ces recommandations soulignent collectivement l'urgence de réduire la dépendance aux combustibles fossiles afin d'atténuer efficacement le changement climatique. Elles soulignent l'importance de la transition vers des sources d'énergie renouvelables, d'améliorer l'efficacité énergétique et de mettre en œuvre des pratiques de développement durable.

2.2.2. Production sur terre

2.2.2.1 Impacts sur la qualité de l'air

L'exploitation des puits de pétrole et de gaz peut avoir des répercussions importantes sur la **qualité de l'air ambiant**, c'est-à-dire sur la quantité de pollution de l'air dans une zone, un site, un quartier ou une ville, en raison des émissions provenant des différentes étapes des processus d'extraction et de production.⁵³ De nombreux pays ou régions établissent des normes (quantités maximales autorisées) pour les polluants atmosphériques les plus dangereux présents dans l'air ambiant, à l'aide d'une réglementation souvent appelée **National Ambient Air Quality Standards (NAAQS)**. Ces polluants sont communément appelés polluants NAAQS ou **polluants de référence**.

⁵¹ <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>

⁵² IEA. (2021). *Net Zero by 2050*. IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

⁵³ USEPA. (04 October 2023). "Basic Information about Oil and Natural Gas Air Pollution Standards." *Controlling Air Pollution from the Oil and Natural Gas Operation*. <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-operations/basic-information-about-oil-and-natural>



Photo 10 Torchage de gaz lors de l'extraction de pétrole, Russie. Solodov Aleksei sur Shutterstock.com.

Les composés organiques volatils (COV) sont émis lors des processus d'extraction et de production de pétrole et de gaz. Les COV comprennent divers hydrocarbures qui peuvent réagir avec les oxydes d'azote dans l'atmosphère pour former de l'ozone troposphérique (smog). L'ozone est un polluant atmosphérique nocif qui peut provoquer des problèmes respiratoires et autres problèmes de santé. Les émissions d'oxydes d'azote (NOx) se produisent lors des processus de combustion, comme ceux des turbines à gaz ou des moteurs utilisés pour le forage et le transport. Les NOx contribuent à la formation d'ozone troposphérique et de particules (PM), ce qui a un impact sur la qualité de l'air et la santé humaine. Les opérations de forage de puits de pétrole et de gaz peuvent libérer des PM, constituées de minuscules particules solides et de gouttelettes liquides en suspension dans l'air. Ces particules peuvent être directement émises par les processus de combustion ou formées sous forme de particules secondaires par des réactions chimiques. Les PM peuvent avoir des effets néfastes sur la santé, en particulier lorsqu'elles sont inhalées, entraînant des problèmes respiratoires

et cardiovasculaires. Certains puits de pétrole et de gaz produisent du sulfure d'hydrogène (H₂S), un gaz toxique à l'odeur nauséabonde. L'exposition à de fortes concentrations de H₂S peut être dangereuse pour la santé humaine et présente des risques pour les travailleurs et les communautés voisines. Lors de la production de pétrole et de gaz, le torchage (brûlage du gaz excédentaire) et l'évacuation (libération directe du gaz dans l'atmosphère) sont des pratiques courantes. Selon la Banque mondiale, le volume de gaz brûlé dans le monde en 2021 était estimé à 144 milliards de mètres cubes (BCM), ce qui a émis environ 0,4 milliard de tonnes d'équivalent dioxyde de carbone.⁵⁴ Cela représente 0,01 % du total des émissions anthropiques mondiales de dioxyde de carbone (CO₂). La chaleur libérée dans l'environnement par le torchage du gaz est détectable grâce à l'imagerie de télédétection.⁵⁵ Le torchage et l'évacuation libèrent du CO₂, du méthane, des COV et d'autres polluants directement dans l'air, contribuant ainsi aux problèmes locaux et régionaux de qualité de l'air.

Les déversements de pétrole peuvent avoir un impact sur la qualité de l'air. Le pétrole contient des composés volatils toxiques comme le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène, collectivement connus sous le nom de BTEX. Ces composés sont toxiques,

⁵⁴ World Bank Group, Hu et al. (2022). Global Flaring and Methane Reduction Partnership (GFMR) Formerly the Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>

⁵⁵ Elvidge, C.D., Zhizhin, M., Baugh, K., Hsu, F.C., Ghosh, T. (2019). "Extending nighttime combustion source detection limits with short wavelength VIIRS data." *Remote Sens. (Basel)* 11, 395; Hu et al. (2023). "An approach to detect gas flaring sites using sentinel-2 MSI and NOAA-20 VIIRS images." *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation* 124: 103534

mutagènes et cancérigènes par nature et peuvent avoir des effets néfastes sur la santé humaine et les écosystèmes. En raison de leur persistance dans l'environnement et du risque potentiel pour la santé publique, l'Agence américaine de protection de l'environnement (USEPA) les a classés comme contaminants environnementaux prioritaires.⁵⁶

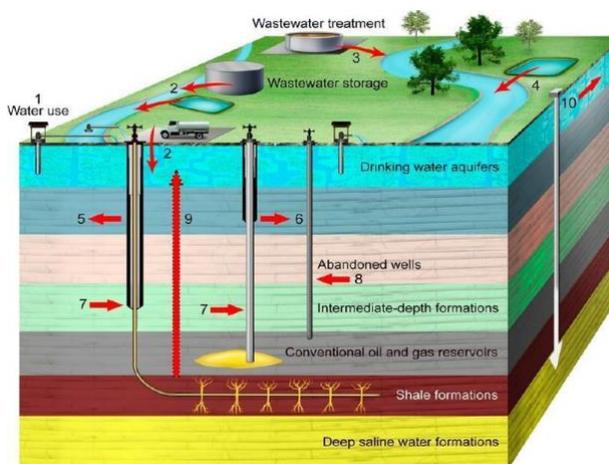
2.2.2.2 Impacts sur l'eau

Les impacts des projets pétroliers et gaziers sur les eaux de surface et souterraines sont illustrés ci-dessous (source : Avner Vengosh⁵⁷) et comprennent les éléments suivants :

Figure 1 : Illustration schématique (pas à l'échelle) des modes possibles d'impacts sur l'eau associés à l'exploitation du gaz de schiste (Source Vengosh 2014)

Épuisement des ressources en eau locales

De grandes quantités d'eau sont nécessaires pour le forage, la complétion et la fracturation des puits de gaz naturel non conventionnels. Des volumes d'environ 30 000 m³ par puits peuvent être nécessaires.⁵⁸ L'eau provient d'aquifères, de rivières et de réservoirs, attribués par le biais de licences à long ou à court terme. L'accès à de grandes quantités d'eau sur une courte période nécessite le stockage temporaire de grandes quantités d'eau dans de grands bassins ou réservoirs. L'industrie utilise également des bassins et des étangs artificiels pour accéder à l'eau et la stocker. Malheureusement, une partie de l'eau ne peut pas être recyclée, ce qui va donc mettre à rude épreuve les ressources en eau locales, en particulier lorsque cette consommation d'eau se produit pendant des périodes de sécheresse ou de faibles débits de cours d'eau, et dans des régions où les eaux de surface sont peu surveillées, ce qui rend les effets négatifs difficiles à quantifier.



⁵⁶ Samantha, S. K. et al. (2002). "Polycyclic aromatic hydrocarbons: environmental pollution and bioremediation." *Trends in Biotechnology*, 20(6), 243-248.

⁵⁷ Vengosh et al. (2014). "A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States." *Environmental Science and Technology*. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/es405118y>

⁵⁸ Ben Parfitt, B. (February 2023). *Fractured Land* [Webinar]. StandEarth.

Dégradation de la qualité de l'eau

En plus des déversements et des fuites d'eaux usées stockées dans des réservoirs à proximité des sites de forage, les projets pétroliers et gaziers peuvent dégrader la qualité de l'eau de trois manières décrites plus en détail ci-dessous : 1) L'élimination et l'injection de l'eau produite ;⁵⁹ 2) L'injection de fluides de fracturation avec des additifs toxiques ; et 3) la perte d'intégrité de milliers de puits qui vont être abandonnés.⁶⁰

Élimination de l'eau produite

L'eau produite est ce qu'on appelle l'eau extraite avec le pétrole et le gaz lors de la production pétrolière. Certains produits chimiques ajoutés lors du traitement des fluides du réservoir peuvent également se retrouver dans l'eau produite. L'eau produite est généralement de mauvaise qualité (très saline et contenant des métaux toxiques et potentiellement des éléments radioactifs). Lors du forage exploratoire, la quantité d'eau produite est limitée. Par conséquent, l'infrastructure pour la gérer (traitement et élimination) peut ne pas être entièrement disponible. Par conséquent, il existe un risque plus élevé que l'eau produite ne soit pas traitée et éliminée de la manière la plus sûre.

L'élimination inappropriée de l'eau produite peut résulter d'un comportement inapproprié et non éthique pendant le transport (déversement illégal), d'une fuite des infrastructures de stockage et de transport et d'une injection dans des puits d'élimination qui fuient. Les contaminants présents dans l'eau produite peuvent contaminer les eaux de surface et les eaux souterraines peu profondes. Dans le cas des puits d'élimination, les impacts peuvent se produire à de grandes profondeurs et sont donc difficiles à identifier et à surveiller, provoquant une contamination retardée des aquifères.^{61, 62, 63} Dans la plupart des installations de production offshore, l'eau produite est séparée du flux du processus pétrolier et, après traitement, rejetée dans le milieu marin ou éliminée dans des formations souterraines.

Toxicité des additifs de fracturation hydraulique

additifs sont utilisés dans les fluides de fracturation pour améliorer l'efficacité de l'extraction des fluides et éviter le colmatage des zones fracturées. Les additifs peuvent

⁵⁹ Kharaka et al. (2024). *Groundwater and Petroleum*.

⁶⁰ Environ 6 millions de puits ont été forés aux États-Unis et au Canada (ibidem).

⁶¹ Ryan, C. et al. (2015). "Subsurface Impacts of Hydraulic Fracturing." *Canadian Water Network*.

⁶² Darrah, T. H. et al. (2014). "Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the Marcellus and Barnett Shales." *PNAS* 111(39).

www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1322107111

⁶³ Aker, A. M., Friesen, M., Ronald, L. A., Doyle-Waters, M. M., Takaro, T. J., Thicksen, W., ... & McGregor, M. J. (2024). "The human health effects of unconventional oil and gas development (UOGD): A scoping review of epidemiologic studies." *Canadian Journal of Public Health*, 1-22.

inclure un mélange d'acides, de bactéricides, de dispersants, etc. Ces produits peuvent être toxiques lorsqu'ils sont rejetés dans l'environnement, soit à la surface lors de la manipulation et de l'utilisation (voir la section sur la contamination des aquifères et des sources d'eau, ci-dessus) soit pendant et après les opérations de fracturation, en particulier si le puits a subi une perte d'intégrité (voir ci-dessous).

Perte à long terme de l'intégrité du puits

La perte d'intégrité du puits (en anglais LOWI) signifie la réduction de la capacité d'un puits à agir comme un conduit étanche en raison de la dégradation du tubage en acier (par exemple, rupture, piqûres, corrosion) et/ou de la dégradation du béton et/ou du coulis (par exemple, fissuration, micro-fractures, dégradation géochimique) placés dans l'espace inter-annulaire. Sur la longueur des forages (les longueurs verticales peuvent dépasser 2000 mètres), de nombreuses zones du sous-sol contenant des fluides à diverses pressions peuvent être rencontrées. Lorsque des voies sont ouvertes le long du forage en raison de la LOWI, les fluides migrent, entraînés par le gradient de pression. Cela peut entraîner la remontée de fluides profonds de mauvaise qualité et la contamination des aquifères peu profonds et intermédiaires, ainsi que la libération de méthane et de CO₂ dans l'atmosphère. Cela peut également entraîner des fuites d'aquifères peu profonds vers des zones plus profondes et une perte de pression piézométrique au fil du temps, provoquant une baisse des nappes phréatiques qui pourrait être très préjudiciable aux masses d'eau de surface (par exemple, baisse du niveau des lacs, réduction du débit des rivières, assèchement des lacs, des rivières et des zones humides).⁶⁴ Malheureusement, lorsqu'un puits est foré, le forage est créé pour toujours. Par conséquent, le LOWI doit être considéré sur des périodes très longues (c'est-à-dire des décennies ou des siècles), correspondant à l'échelle de temps typique du mouvement des eaux souterraines.

⁶⁴ Chesnaux, R., Dal Soglio, L., & Wendling, G. (2013). "Modeling the impacts of shale gas extraction on groundwater and surface water resources." *GeoMontreal*.

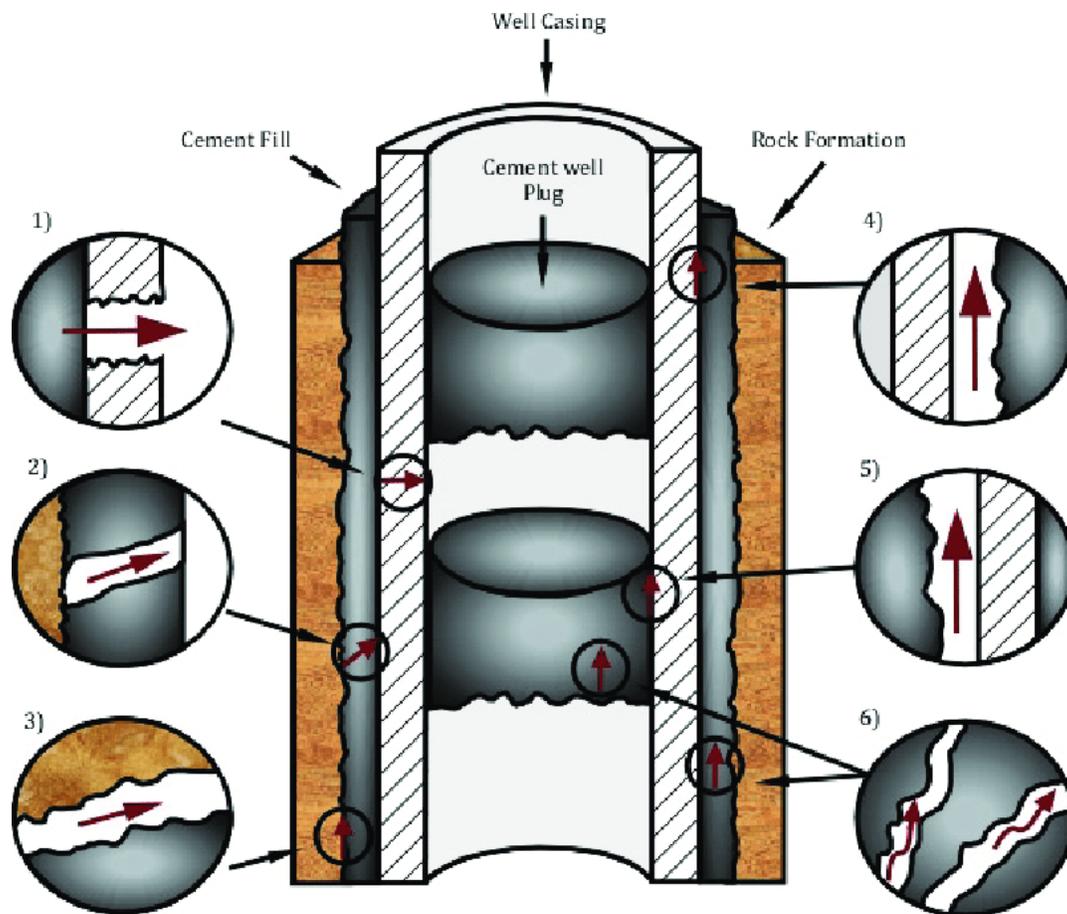


Photo 11 Recasens, M., Garcia, S., Mackay, E., Delgado, J., & Maroto-Valer, M. M. (2017). Étude expérimentale de l'intégrité des puits de forage pour le stockage géologique du CO₂. *Energy Procedia*, 114, 5249-5255.

2.2.2.3 Perte d'habitat

Les projets pétroliers et gaziers terrestres peuvent avoir des impacts environnementaux importants dans les zones tropicales ou forestières, où la biodiversité est souvent élevée.⁶⁵ La perte d'habitat à l'échelle mondiale a entraîné une réduction de 30 % de l'intégrité de l'habitat terrestre. Comme il existe une relation entre la superficie de l'habitat et le nombre d'espèces, cela suggère que plus de 500 000 des 5,9 millions d'espèces terrestres estimées dans le monde, soit environ 9 %, n'ont pas suffisamment d'habitat pour survivre à long terme. Si ces habitats ne sont pas restaurés, ces espèces sont menacées d'extinction et nombre d'entre elles pourraient disparaître d'ici quelques décennies.⁶⁶ Le défrichement des forêts a réduit la contribution de la biodiversité à la pollinisation, à la régulation du climat, à la régulation de la qualité de l'eau, aux possibilités d'apprentissage et d'inspiration,

⁶⁵ Agbagwa, I. O., & Ndukwu, B. C. (2014). "Oil and gas pipeline construction-induced forest fragmentation and biodiversity loss in the Niger Delta, Nigeria." *Natural Resources*, 5(12), 698.

⁶⁶ IPBES. (2018). *The IPBES assessment report on land degradation and restoration*. In: Montanarella L., Scholes R., and Brainich A. (eds.). Secrétariat de la plateforme intergouvernementale scientifique et politique sur la biodiversité et les services écosystémiques, Bonn, Allemagne.10.5281/zenodo.3237392

et au maintien des options pour l'avenir.⁶⁷ Pour accéder aux sites de forage, les entreprises construisent souvent des routes et des plateformes de forage, ce qui nécessite le défrichage de vastes zones de forêt. Ces développements d'infrastructures fragmentent également les habitats, modifient les conditions microclimatiques, diminuent la disponibilité des habitats, affectent la résilience des espèces et des écosystèmes à tolérer ou à se remettre d'événements extrêmes⁶⁸ et rendent difficile pour les espèces de se déplacer librement et d'accéder aux ressources.⁶⁹ La construction de pipelines pour transporter le pétrole et le gaz extraits peut impliquer le défrichage de vastes étendues de forêt pour le tracé du pipeline. Cette infrastructure linéaire augmente la fragmentation des habitats et constitue un obstacle à la circulation de la faune. Les activités de construction et le déplacement des équipements peuvent introduire des espèces exotiques envahissantes dans la région, perturbant l'équilibre des écosystèmes locaux.⁷⁰ Les effets des espèces exotiques envahissantes sont souvent graves pour les espèces indigènes sur les îles et dans les endroits où se trouvent de fortes proportions d'espèces endémiques.⁷¹ Les changements d'utilisation des terres et l'introduction d'infrastructures peuvent altérer la dynamique naturelle des écosystèmes, affectant la composition des espèces et la biodiversité.⁷² Le défrichage des terres et la fragmentation des habitats peuvent aggraver l'émergence de maladies infectieuses chez les personnes, les animaux domestiques, la faune ou les plantes. La détérioration de la nature perturbe les bienfaits qu'elle apporte aux humains, ce qui a des conséquences directes et indirectes sur la santé publique, et peut aggraver les inégalités existantes en matière d'accès aux soins de santé et à une alimentation saine.⁷³

La chaleur dégagée par le brûlage du gaz augmente la température du sol, la respiration du sol et les émissions de CO₂. La biomasse microbienne, la respiration basale et l'apport de matière organique labile peuvent augmenter avec la distance par rapport à la torche.⁷⁴ Les températures de l'air et du sol sur le site de la torche augmentent, tandis que l'humidité relative et l'humidité du sol diminuent à mesure que l'on se rapproche de la torche, et tous

⁶⁷ Ibid.

⁶⁸ Koelemeijer, I. A. et al. (2022). "Interactive effects of drought and edge exposure on old-growth forest understory species." *Landscape Ecology* 37(7), 1839–1853.

⁶⁹ Brittingham, M. C., Maloney, K. O., Farag, A. M., Harper, D. D., & Bowen, Z. H. (2014). "Ecological risks of shale oil and gas development to wildlife, aquatic resources and their habitats." *Environmental science & technology*, 48(19), 11034-11047.

⁷⁰ Ibid.

⁷¹ IPBES. (2018). *The IPBES assessment report on land degradation and restoration*. In: Montanarella L., Scholes R., and Brainich A. (eds.). Secrétariat de la plateforme intergouvernementale scientifique et politique sur la biodiversité et les services écosystémiques, Bonn, Allemagne. 10.5281/zenodo.3237392

⁷² Harfoot, M. B., Tittensor, D. P., Knight, S., Arnell, A. P., Blyth, S., Brooks, S., ... & Burgess, N. D. (2018). "Present and future biodiversity risks from fossil fuel exploitation." *Conservation Letters*, 11(4), e12448.

⁷³ IPBES. (2018). *The IPBES assessment report on land degradation and restoration*. In: Montanarella L., Scholes R., and Brainich A. (eds.). Secretariat of the intergovernmental science-policy platform on biodiversity and ecosystem services, Bonn, Germany. 10.5281/zenodo.3237392

⁷⁴ Yevdokimov, I. V. et al. (2017). "Thermal Impact of Gas Flares on the Biological Activity of Soils." *Eurasian Soil Science*, 50 (12), 1455–1462.

les paramètres chimiques du sol diminuent à mesure que l'on se rapproche de la torche. Les torches peuvent créer une condition microclimatique qui affecte négativement le sol et entraîne une diminution du rendement du maïs, comme cela a été constaté dans le delta du Niger, où le rendement est réduit de plus de 58 % ou plus à deux kilomètres du site de la torche.⁷⁵

2.2.2.4 Déversements d'hydrocarbures



Photo 1 Des bénévoles nettoient le pétrole après le naufrage d'un pétrolier à Maurice. Ohrim sur Shutterstock.com

Chaque année, des milliers de déversements de pétrole se produisent au niveau mondial. Bien que la plupart de ces déversements soient mineurs, beaucoup peuvent être des catastrophes environnementales majeures.⁷⁶ La vitesse à laquelle un déversement de pétrole se propage dans l'environnement va déterminer son effet. Les déversements de pétrole sur terre peuvent avoir des effets dévastateurs et durables sur les environnements terrestres, affectant les sols, la végétation, la faune et les ressources en eau, et peuvent être plus

graves que les déversements de pétrole survenant en mer, car le mouvement de l'eau est minimisé dans les écosystèmes d'eau douce.⁷⁷ Bien que les déversements de pétrole sur terre soient moins fréquents que les déversements en mer, ils peuvent néanmoins se produire en raison d'accidents, de pannes d'équipement, d'erreurs humaines, de guerre, de vandalisme des installations pétrolières ou d'infrastructures inadéquates. Les déversements de pétrole peuvent entraîner une contamination du sol, un compactage, une aération altérée et une infiltration d'eau dans le sol, affectant la disponibilité des nutriments et inhibant la croissance et le développement des plantes, entraînant une

⁷⁵ Odjugo, P.A.O. and Osemwenkhae, E.J. (2009). "Natural gas flaring affects microclimate and reduces maize (*Zea mays*) yield." *International Journal of Agriculture and Biology*, 11, 408–412.

⁷⁶ Michael-Igolima, U. et al. (2022). "A systematic review on the effectiveness of remediation methods for oil contaminated soils". *Environmental Advances* 9:100319. <https://doi.org/10.1016/j.envadv.2022.100319>

⁷⁷ United States Environmental Protection Agency (1999) Understanding oil spills and oil spill response. Oil Program Center. 48 pp. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2018-01/documents/ospguide99.pdf>

réduction de la biomasse et des changements dans les feuilles et les racines des plantes⁷⁸ et transformant les communautés microbiennes et les activités enzymatiques du sol.⁷⁹

Certaines substances toxiques des déversements de pétrole peuvent s'évaporer rapidement. L'exposition des plantes, des animaux et des humains aux substances les plus toxiques diminue donc avec le temps et se limite généralement à la zone de déversement initiale.⁸⁰ Cependant, certains organismes peuvent être tués ou gravement endommagés après avoir été en contact avec un déversement de pétrole. Les effets toxiques sub-létaux peuvent durer plus longtemps et être plus subtils. La mort ou les dommages causés à la végétation peuvent entraîner une perte d'habitat et avoir un impact sur la chaîne alimentaire. La faune terrestre, notamment les insectes, les mammifères et les oiseaux, peut être directement affectée par les déversements de pétrole. Les animaux peuvent entrer en contact avec le sol, l'eau ou la végétation contaminés, ce qui entraîne un empoisonnement, une perturbation de l'habitat et un déclin potentiel de la population.

Le pétrole déversé sur terre peut se retrouver dans les plans d'eau, contaminant les eaux de surface et les eaux souterraines.⁸¹ Dans les plans d'eau stagnants, le pétrole peut rester dans l'environnement pendant des années, car il a tendance à s'accumuler. Ces écosystèmes, tels que les marais, les lacs intérieurs et les étangs, abritent différentes espèces de poissons, de mammifères et d'oiseaux, qui peuvent subir de graves conséquences causées par un déversement de pétrole. Le pétrole déversé peut également interagir avec les sédiments au fond des plans d'eau douce, affectant ainsi les organismes qui se nourrissent ou vivent de ces sédiments.⁸²

Dans les rivières et les ruisseaux, les déversements de pétrole ont tendance à avoir des effets moins graves que dans les eaux calmes. Dans les rivières et les ruisseaux, le pétrole déversé est souvent retenu par les plantes et les herbes qui poussent sur les berges. Lorsque les rivières sont des sources d'eau potable pour les populations, les déversements de pétrole peuvent menacer directement la santé humaine.⁸³

⁷⁸ Da Silva Correa, H., et al. (2022). "Effects of oil contamination on plant growth and development: A review." *Environmental Science and Pollution Research*, 29, 43501-43515; Ewetola, E. (2013). "Effect of crude oil pollution on some soil physical properties" *IOSR Journal of Agriculture and Veterinary Science* 6(3), 14-17.

⁷⁹ Huang, L. et al. (2021). "Oil contamination drives the transformation of soil microbial communities: Co-occurrence pattern, metabolic enzymes and culturable hydrocarbon-degrading bacteria." *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 225:112740.

⁸⁰ United States Environmental Protection Agency. (1999). *Understanding oil spills and oil spill response*. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2018-01/documents/ospguide99.pdf>

⁸¹ Duffy, J. J. et al. (1980). "Oil spills on land as potential sources of groundwater contamination." *Environment International*, 3(2):107-120.

⁸² United States Environmental Protection Agency. (1999). *Understanding oil spills and oil spill response*. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2018-01/documents/ospguide99.pdf>

⁸³ Ibid.

La contamination par les déversements de pétrole peut avoir des effets en cascade sur les écosystèmes aquatiques et affecter la disponibilité de l'eau propre pour la faune et les populations humaines. Les déversements de pétrole peuvent réduire la stabilité du sol, entraînant une augmentation de l'érosion et de la sédimentation dans les plans d'eau voisins. Cela peut dégrader la qualité de l'eau et nuire aux habitats aquatiques. Les conséquences écologiques à long terme des déversements de pétrole sur terre peuvent être profondes, avec des impacts persistant pendant des années, voire des décennies ; le rétablissement des écosystèmes affectés est souvent lent, en particulier dans les zones où la dynamique écologique est complexe et sensible.⁸⁴



Photo 2 Oiseau recouvert d'huile. Mike Shooter sur Shutterstock.com

Un déversement de pétrole peut nuire à la faune par le contact direct, la contamination toxique, la destruction des sources de nourriture et des habitats et les problèmes de reproduction.⁸⁵ Le contact physique peut être nocif pour les animaux lorsque leur fourrure ou leurs plumes entrent en contact avec le pétrole. Ce contact provoque l'agglutination des poils ou des plumes, ce qui entraîne la perte de leurs propriétés isolantes. Les animaux risquent alors de mourir de froid. Chez les oiseaux, le risque de noyade augmente car la structure complexe de leurs plumes, qui leur permet de flotter ou de voler, est endommagée.

⁸⁴ Wekpe, V. O., & Idisi, B. E. (2024). "Long-Term Monitoring of Oil Spill Impacted Vegetation in the Niger Delta Region of Nigeria: A Google Earth Engine Derived Vegetation Indices Approach." *Journal of Geography, Environment and Earth Science International*, 28(2), 27-40.

⁸⁵ United States Environmental Protection Agency. (1999). *Understanding oil spills and oil spill response*. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2018-01/documents/ospguide99.pdf>

La contamination toxique peut nuire à certaines espèces en raison de l'inhalation de vapeurs de pétrole. Ces vapeurs peuvent endommager le système nerveux central, le foie et les poumons d'un animal. De plus, les animaux risquent d'ingérer du pétrole, ce qui peut endommager les cellules de leur tube digestif, réduisant ainsi leur capacité à manger ou à digérer les aliments. Les déversements de pétrole peuvent nuire à la faune et à ses habitats, même à ceux qui ne sont pas directement touchés par le déversement. Si les prédateurs consomment des proies contaminées, ils peuvent être exposés au pétrole par ingestion. Le goût et l'odeur désagréables du pétrole peuvent amener les prédateurs à refuser de manger leur proie, ce qui les conduit à mourir de faim. Dans certains cas, une population de proies locale peut aussi être détruite, ne laissant aucune nourriture disponible pour les prédateurs. Les effets des déversements de pétrole peuvent durer longtemps, en particulier dans des conditions d'eau calme, où le pétrole, interagissant avec les roches ou les sédiments, peut rester indéfiniment dans l'environnement. Les déversements de pétrole causent aussi des problèmes de reproduction chez les oiseaux et les mammifères. Le pétrole peut facilement être transféré des plumes des oiseaux aux œufs en éclosion, les étouffant en scellant les pores et en bloquant les échanges gazeux. De plus, l'exposition au pétrole a montré des effets sur le développement des embryons d'oiseaux. Le nombre d'animaux reproducteurs et les habitats de nidification peuvent également être réduits par les déversements de pétrole. Des problèmes de reproduction à long terme ont aussi été observés chez les animaux exposés au pétrole.

Parmi les exemples récents de déversements de pétrole sur terre, on peut citer :

- Dakota du Nord, États-Unis (juillet 2015) : un pipeline exploité par Tesoro Logistics dans le Dakota du Nord s'est rompu, libérant plus de 20 000 barils de pétrole brut dans un ruisseau. Le déversement a touché des terres agricoles, contaminé des sources d'eau et causé la mort de poissons et d'autres formes de vie aquatique.
- Alberta, Canada (mars 2015) : un déversement de pétrole s'est produit en Alberta, au Canada, lorsqu'un pipeline de Nexen Energy a libéré environ 31 000 barils d'émulsion de bitume. Le déversement a eu un impact sur la faune et a soulevé des inquiétudes quant à l'efficacité de la remise en état des sables bitumineux.
- Ogoniland, Nigéria (divers incidents) : le Nigéria a connu de nombreux déversements de pétrole terrestres au fil des ans en raison de sabotages de pipelines, de pannes d'équipement et de problèmes opérationnels. Ces déversements ont eu des répercussions importantes sur les écosystèmes terrestres, les terres agricoles et les communautés locales.



Photo 14 Coffeyville, Kansas, 19 juillet 2007 - Un entrepreneur travaille à l'élimination des flaques de pétrole rejetées par une raffinerie locale. Les inondations et la contamination par le pétrole ont détruit une grande partie de la ville située à basse altitude. Leif Skoogfors/FEMA

2.2.2.5 Bruit, infrastructures et pollution lumineuse

Toutes les activités liées au pétrole et au gaz impliquent des machines lourdes (excavatrices, chargeuses, camions, appareils de forage, pompes, etc.) et des installations (stations de compression, etc.) qui produisent du bruit jour et nuit pour des installations qui fonctionnent 24 heures sur 24. Ce bruit peut avoir des impacts négatifs sur l'abondance des espèces sensibles, affecter la dynamique prédateur-proie, affecter la communication acoustique et agir comme un facteur de stress physiologique. En Alberta, au Canada, le bruit du forage pétrolier, le bruit des opérations d'extraction pétrolière, le bruit du réseau électrique et l'infrastructure ont eu un effet négatif sur l'utilisation de l'habitat, le succès de nidification et la qualité de nidification des oiseaux chanteurs migrateurs des prairies.⁸⁶

⁸⁶ Rosa, P. & Koper, N. (2021). "Impacts of oil well drilling and operating noise on abundance and productivity of grassland songbirds." *Journal of Applied Ecology* 59, 574–584.
<https://doi.org/10.1111/1365-2664.14075>

Le bruit et la lumière ont tous deux des effets négatifs et dissuasifs sur la faune et affectent également les populations humaines locales.⁸⁷ Le trafic généré par la fourniture d'équipements et de matériaux pendant les activités de construction, de forage et d'exploitation affecte également la faune et les populations à distance des principaux sites de forage.⁸⁸

2.2.2.6 *Activité sismique accrue et induite (tremblements de terre)*

La fracturation hydraulique et l'exploitation des puits d'injection et d'évacuation ont déclenché des activités sismiques, avec des événements enregistrés jusqu'à 5,8 sur l'échelle de Richter.⁸⁹ On parle alors de sismicité induite, et elle peut avoir des impacts négatifs sur les infrastructures souterraines (par exemple, rupture ou dommage du tubage), augmentant ainsi le risque de LOWI (décrit ci-dessus), les problèmes d'infrastructure de surface et de l'environnement (glissements de terrain).

2.2.2.7 *Effets cumulatifs*

Les effets cumulatifs désignent les impacts combinés de multiples facteurs de stress ou activités sur l'environnement, la société ou l'économie au fil du temps. Ces effets résultent de l'accumulation ou de l'interaction de divers facteurs, qui se produisent souvent simultanément ou séquentiellement, entraînant des impacts cumulés qui peuvent dépasser les effets des facteurs de stress individuels pris séparément. Pour la production pétrolière terrestre, ces effets cumulatifs comprennent généralement la perturbation des écosystèmes et de la faune, la dégradation des terres et la modification du paysage, des écosystèmes et du régime hydrique, ainsi que la libération de contaminants dans l'air, l'eau et le sol provenant des activités suivantes :

- Construction d'accès (routes, voies ferrées, aéroports, ports)
- Alimentation électrique (lignes électriques, centrales électriques)
- Déforestation
- Extraction et consommation d'eau
- Risque de contamination
- Fragmentation des terres
- Construction d'infrastructures
- Opérations

⁸⁷ Rutherford, T. K., Maxwell, L. M., Kleist, N. J., Teige, E. C., Lehrter, R. J., Gilbert, M. A., ... & Carter, S. K. (2023). *Effects of noise from oil and gas development on ungulates and small mammals—A science synthesis to inform National Environmental Policy Act analyses (No. 2023-5114)*. US Geological Survey.

⁸⁸ Feinstein, L. C., Phillips, S., Banbury, J., Hamdoun, A., CT, S., & Nicklisch, B. L. (2015). "Potential impacts of well stimulation on wildlife and vegetation." *An Independent Scientific Assessment of Well Stimulation in California*, 2, 310-373.

⁸⁹ <https://www.usgs.gov/faqs/how-large-are-earthquakes-induced-fluid-injection>;
<https://inducedearthquakes.org>

- Changements dans les populations

Les effets cumulatifs doivent être évalués à l'échelle de bassins versants et d'écosystèmes entiers et couvrir de longues périodes de temps (décennies).

2.2.3 Production en mer (offshore)

2.2.3.1. Élimination des boues et déblais de forage

Une élimination inappropriée des boues et des déblais de forage peut avoir plusieurs effets négatifs sur les environnements marins. Les boues et les déblais de forage peuvent contenir des produits chimiques toxiques qui peuvent nuire à la vie marine. Ces produits chimiques peuvent être absorbés par les algues, les plantes et les animaux, et peuvent s'accumuler dans leurs tissus au fil du temps, entraînant des effets à long terme sur la santé. Les boues et les déblais de forage peuvent contaminer les sédiments et l'eau, affectant la qualité de l'environnement marin. Cela peut avoir un impact sur la survie et la reproduction des organismes marins et affecter la biodiversité globale de l'écosystème. Le dépôt de boues et de déblais de forage sur le fond de l'océan peut également perturber physiquement l'environnement marin. Cela peut avoir un impact sur les communautés benthiques, qui sont des habitats importants pour de nombreux organismes marins.⁹⁰

2.2.3.2 Déversements de pétrole

Les déversements de pétrole offshore résultant d'éruptions de puits peuvent avoir des conséquences catastrophiques, causant des dommages environnementaux et économiques importants. Certaines des pires marées noires offshore impliquant des éruptions de puits de l'histoire comprennent :

⁹⁰ Chen, Z., Cameron, T. C., Couce, E., Garcia, C., Hicks, N., Thomas, G. E., ... & O'Gorman, E. J. (2024). Oil and gas platforms degrade benthic invertebrate diversity and food web structure. *Science of the Total Environment*, 929, 172536. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969724026822>
Fraser, G. S. (2014). "Impacts of offshore oil and gas development on marine wildlife resources." *Peak Oil, Economic Growth, and Wildlife Conservation*, 191-217. New York, NY: Springer New York; Sil, A., Wakadikar, K., Kumar, S., Babu, S. S., Sivagami, S. P. M., Tandon, S., ... & Hettiaratchi, P. (2012). "Toxicity characteristics of drilling mud and its effect on aquatic fish populations." *Journal of Hazardous, Toxic, and Radioactive Waste*, 16(1), 51-57.



Photo 16 Image satellite du 24 mai 2010 de la marée noire de Deepwater Horizon dans le golfe du Mexique Michon Scott, Observatoire de la Terre de la NASA, NASA Goddard Space Flight Center

- La marée noire de Deepwater Horizon (2010) : provoquée par l'explosion d'un puits dans le golfe du Mexique, elle est considérée comme la pire marée noire offshore de notre histoire. L'explosion a provoqué une explosion sur la plate-forme de forage Deepwater Horizon, tuant 11 travailleurs et blessant 17 autres. La marée noire a déversé environ 4,9 millions de barils de pétrole dans l'océan sur une période de 87 jours, causant d'importants dégâts environnementaux et coûtant des milliards de dollars en nettoyage et en indemnisation.
- La marée noire d'Ixtoc I (1979) : cette marée noire a été provoquée par une éruption dans le golfe du Mexique au large des côtes du Mexique. Le puits a explosé le 3 juin 1979 et la marée noire a continué pendant neuf mois avant que le puits ne soit finalement bouché. Pendant cette période, environ 3,3 millions de barils de pétrole ont été déversés dans l'océan, ce qui en fait l'une des plus grandes marées noires de l'histoire à l'époque.

- La marée noire de Montara (2009) : provoquée par une explosion sur une plateforme pétrolière appartenant à PTTEP Australasia, cette marée noire s'est produite au large des côtes de l'Australie occidentale. Elle a libéré environ 2 000 barils de pétrole par jour pendant plus de deux mois, ce qui a entraîné le déversement d'environ 148 000 barils de pétrole dans l'océan.
- La marée noire d'Ekofisk Bravo (1977) : provoquée par une explosion sur une plateforme pétrolière dans la mer du Nord au large des côtes norvégiennes, cette marée noire a libéré environ 202 000 barils de pétrole dans l'océan, ce qui en fait l'une des plus grandes marées noires de l'histoire à l'époque. Elle a causé des dommages environnementaux importants et a conduit à de nouvelles réglementations pour le forage pétrolier offshore en Norvège.
- La marée noire de West Atlas (2009) : provoquée par une explosion sur une plateforme pétrolière dans la mer de Timor au large des côtes australiennes, cette marée noire a libéré environ 300 à 400 barils de pétrole par jour pendant plus de 70 jours, soit environ 30 000 barils de pétrole rejetés dans l'océan. Elle a causé d'importants dégâts environnementaux et a suscité des appels à une plus grande réglementation des forages pétroliers offshore en Australie.

Des déversements de pétrole plus fréquents mais de moindre volume provenant d'opérations pétrolières et gazières offshore peuvent néanmoins avoir des impacts significatifs sur l'environnement marin. L'ampleur de l'impact dépend de facteurs tels que la taille et l'emplacement du déversement, le temps de réponse et l'efficacité des efforts de nettoyage. Selon le Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) des États-Unis, 85 déversements de pétrole ont été signalés dans le golfe du Mexique en 2020 à partir de puits de production de pétrole et de gaz offshore. La plupart de ces déversements étaient considérés comme mineurs, impliquant moins de 100 barils de pétrole.⁹¹

Les impacts potentiels de ces déversements de pétrole plus fréquents mais de moindre volume comprennent :

Les dommages cumulés : bien que les déversements individuels de moindre ampleur ne causent pas nécessairement le même niveau de dommages immédiats qu'un déversement de grande ampleur, leur impact cumulé au fil du temps peut néanmoins nuire à la vie marine et aux écosystèmes. Cela peut être particulièrement problématique dans les zones où les forages pétroliers et gaziers sont concentrés, comme le golfe du Mexique⁹²

⁹¹ U.S. Bureau of Safety and Environmental Enforcement's (BSEE) 2020 Annual Report.

<https://www.bsee.gov/stats-facts/offshore-incident-statistics>

⁹² Sharp, J. M., & Appan, S. G. (1982). "The cumulative ecological effects of normal offshore petroleum operations contrasted with those resulting from continental shelf oil spills." *Philosophical Transactions of the Royal Society of London. B, Biological Sciences*, 297(1087), 309-322.

L'exposition chronique : les déversements de moindre ampleur peuvent entraîner une exposition chronique de la vie marine au pétrole, avec des effets à long terme sur sa santé et sa reproduction. Cela peut inclure des effets sur la fonction immunitaire, la croissance et les taux de survie.

Les impacts économiques : même si les impacts immédiats d'un déversement de moindre ampleur sont relativement mineurs, l'effet cumulatif de plusieurs déversements peut entraîner des impacts économiques pour les industries qui dépendent du milieu marin, comme la pêche et le tourisme.⁹³

2.2.4 Impacts socio-économiques

2.2.4.1 Impacts sur les communautés

Les zones où se déroulent les activités pétrolières et gazières sont généralement composées de deux types de populations : une population résidente, composée de familles présentes avant les activités pétrolières et gazières, et une population temporaire et de passage, associée aux travailleurs des camps de travail et présente pour des emplois à court terme et temporaires. Le manque d'appartenance et un mode de vie avec des dépenses élevées, en partie pour compenser des conditions de travail difficiles et déséquilibrées, génèrent une situation où l'économie locale devient fortement dépendante des revenus du pétrole et du gaz.⁹⁴ Le manque de diversité des revenus génère une vulnérabilité aux conditions changeantes et un cycle « d'expansion et de récession » préjudiciable à la santé des communautés. Des revenus élevés combinés à des conditions de travail difficiles et au manque d'appartenance à une communauté augmentent le risque de toxicomanie, de criminalité et de prostitution, ce qui a un impact négatif sur les communautés.⁹⁵

2.2.4.2 Impacts économiques

Les actifs bloqués ou échoués sont des investissements qui, en raison de changements dans les conditions du marché ou dans la réglementation, perdent leur valeur économique ou deviennent non viables avant la fin de leur durée de vie économique prévue. Les projets pétroliers et gaziers proposés risquent de devenir des actifs échoués en raison d'une

⁹³ Meltzer, G. Y., Merdjanoff, A. A., Gershon, R. R., Fothergill, A., Peek, L., & Abramson, D. M. (2024). "Adverse Effects of the Deepwater Horizon oil spill Amid Cumulative Disasters: A Qualitative Analysis of the Experiences of Children and Families." *Journal of Child and Family Studies*, 1-17.

⁹⁴ Ekales, F. E. (2019). *Influence of oil drilling on the socioeconomic wellbeing of Turkana community in Lokichar Location, Turkana County, Kenya* [Doctoral dissertation, Africa Nazarene University]; Ikechukwu, M. (2012). *Community perception of environmental and socio-economic impacts of oil exploitation: A Case Study of the Niger Delta*.

⁹⁵ Klasic, M., Schomburg, M., Arnold, G., York, A., Baum, M., Cherin, M., ... & Zialcita, L. (2022). "A review of community impacts of boom-bust cycles in unconventional oil and gas development." *Energy Research & Social Science*, 93, 102843.

combinaison de facteurs liés aux changements dans la dynamique du marché, aux évolutions réglementaires et aux préoccupations croissantes concernant le changement climatique.⁹⁶

La poussée mondiale vers la décarbonisation et la transition vers des sources d'énergie renouvelables représentent un risque important pour les projets de combustibles fossiles traditionnels. Les politiques visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à accroître l'adoption des énergies renouvelables risquent d'entraîner une diminution de la demande de pétrole et de gaz. Les gouvernements du monde entier mettent en œuvre des réglementations environnementales plus strictes pour répondre aux préoccupations liées au changement climatique. De nouvelles politiques, des mécanismes de tarification du carbone et des objectifs de réduction des émissions pourront avoir un impact sur la viabilité économique des projets de combustibles fossiles. L'industrie pétrolière et gazière est également soumise à la volatilité des prix influencée par les événements géopolitiques, les ralentissements économiques et les fluctuations des marchés mondiaux de l'énergie. Les chutes soudaines des prix du pétrole peuvent avoir un impact négatif sur la rentabilité et la viabilité économique des projets. Les progrès technologiques dans les domaines des énergies renouvelables, du stockage de l'énergie et de l'efficacité énergétique peuvent accélérer l'abandon des combustibles fossiles traditionnels. Cela peut rendre les projets pétroliers et gaziers moins compétitifs ou économiquement non viables à long terme. Les projets pétroliers et gaziers ont aussi souvent des cycles de développement et d'exploitation longs. Les changements des conditions du marché et de la réglementation au cours de ces longues périodes augmentent le risque que les projets deviennent économiquement non viables avant d'avoir atteint leur plein potentiel.

Les gouvernements qui investissent dans de nouveaux projets pétroliers et gaziers courent plusieurs risques économiques, notamment :

- La dépendance aux revenus du pétrole et du gaz peut exposer les gouvernements à une volatilité importante des revenus en raison des fluctuations des prix des matières premières.⁹⁷ Cela peut avoir un impact sur la planification budgétaire et les dépenses publiques. Les gouvernements qui investissent massivement dans des projets pétroliers et gaziers sont exposés aux conditions du marché mondial.
- Les changements de la demande, les événements géopolitiques et les tendances économiques mondiales peuvent influencer la rentabilité du secteur. Si les projets pétroliers et gaziers deviennent des actifs abandonnés en raison de l'évolution de la dynamique du marché ou des changements réglementaires, les gouvernements peuvent faire face aux conséquences économiques d'investissements qui ne génèrent pas les rendements escomptés. Les gouvernements qui investissent dans des projets

⁹⁶ Zhao, H., Wu, C., & Wen, Y. (2023). "Determinants of Corporate Fossil Energy Assets Impairment and Measurement of Stranded Assets Risk." *Energies*, 16(17), 6340.

⁹⁷ Durand-Lasserre, O., & Karanfil, F. (2023). "Fiscal policy in oil and gas-exporting economies: Good times, bad times and ugly times." *Energy Economics*, 126, 106987.

de combustibles fossiles peuvent être confrontés aux risques associés à la transition vers une économie à faible émission de carbone.

- Les changements de politique en faveur des énergies renouvelables peuvent avoir un impact sur la viabilité économique des actifs pétroliers et gaziers. Les gouvernements peuvent être tenus de faire face aux passifs associés aux infrastructures pétrolières et gazières abandonnées ou déclassées. Ces coûts peuvent être importants et avoir un impact sur les finances publiques.

3. Examen d'une EIE typique

Les EIE pour les projets pétroliers et gaziers sont généralement organisées en un ensemble commun de chapitres. Nous fournissons ci-dessous une description de ces chapitres en identifiant les éléments qui souvent manquent ou sont inadéquats.

3.1 Résumé

Le résumé décrit les aspects clés d'une EIE complète, y compris les impacts négatifs du projet proposé. Le résumé est un chapitre clé car certains examinateurs, comme les décideurs gouvernementaux non spécialisés, ne lisent parfois que le résumé et aucun autre chapitre de l'EIE. Les lacunes dans le résumé des EIE pour les projets pétroliers et gaziers se produisent *lorsqu'il n'offre pas un résumé complet et précis de toutes les informations importantes fournies dans l'EIE complète*. Trop souvent, la section du résumé omet, déforme, passe sous silence ou efface les informations négatives contenues dans le corps de l'EIE.

3.2 Description du projet

La description du projet, comme son nom l'indique, décrit le projet dont les impacts environnementaux sont évalués. La description du projet est un chapitre clé car elle définit la portée du projet envisagé afin que son développement soit approuvé. Trop souvent, la description du projet pour un projet pétrolier et gazier proposé est incomplète, omettant des composants clés du projet ou manquant d'informations clés nécessaires pour évaluer correctement ses impacts. La description du projet est également un chapitre clé car elle doit contenir toutes les alternatives raisonnables en matière d'emplacement et de conception qui doivent être prises en compte parallèlement à l'alternative préférée, afin de sélectionner l'alternative ayant le moins d'impact environnemental. Les défauts dans la description du projet des EIE pour les projets pétroliers et gaziers surviennent lorsque les questions suivantes ne peuvent pas recevoir de réponse affirmative :

La description du projet identifie-t-elle toutes les entités (par exemple, les entreprises, les consortiums, les coentreprises) qui font partie du projet ?

Si une entité gouvernementale fait partie d'un consortium pour un projet pétrolier et gazier proposé, cela doit être clairement indiqué. Une enquête auprès des propriétaires du projet est fortement recommandée car elle peut révéler des changements récents de propriété et/ou identifier des entités ayant de mauvais antécédents en matière d'environnement ou des droits de l'homme, une expérience limitée ou des actifs limités pour couvrir les coûts de réparation des dommages environnementaux.

La description du projet décrit-elle tous les composants prévus du projet pétrolier et gazier proposé ?

La disposition de tous les composants du projet doit être présentée sur des cartes avec une définition adéquate de la topographie. Par exemple, une EIE pour un projet pétrolier et gazier proposé doit inclure une description de toutes les routes d'accès et des sites d'élimination des déchets qui seraient nécessaires pour entreprendre le projet.

La description du projet décrit-elle la justification et l'objectif du projet pétrolier et gazier proposé afin d'identifier des alternatives raisonnables qui permettraient d'atteindre le même objectif ?

Définir clairement la raison d'être et l'objectif du projet permet aux décideurs et aux parties prenantes de comprendre les objectifs et les buts du projet pétrolier et gazier proposé. L'évaluation des alternatives raisonnables est un aspect fondamental du processus d'EIE. Cela implique d'envisager différentes manières d'atteindre l'objectif du projet avec des technologies, des emplacements, des échelles ou des méthodologies variées. L'évaluation des alternatives permet d'identifier les options qui peuvent avoir moins d'impacts environnementaux ou qui correspondent mieux aux objectifs de durabilité. Par exemple, si l'objectif déclaré d'un projet gazier proposé est de répondre à la demande future prévue d'énergie électrique, des alternatives raisonnables, telles que la production d'énergie électrique à partir de sources renouvelables, devraient également être prises en compte dans l'EIE.

La description du projet décrit-elle en détail toutes les alternatives raisonnables d'emplacement et de conception pour le projet ?

Lors de la planification d'un projet pétrolier et gazier, les alternatives d'emplacement et de conception jouent un rôle crucial dans la détermination des impacts environnementaux et sociaux du projet. Pour les projets terrestres, il est important de considérer comment les alternatives d'emplacement ou la réduction de la taille du projet empêcheraient la perturbation de l'habitat, les conflits d'utilisation des terres et le déplacement des communautés. Afin d'assurer la sécurité et la stabilité des infrastructures, il est nécessaire d'éviter les risques sismiques, les pentes instables et les mauvaises conditions du sol. Les alternatives spatiales aux projets pétroliers et gaziers terrestres peuvent réduire les impacts sur les zones écologiquement ou culturellement sensibles telles que les zones humides, les habitats fauniques et les communautés autochtones. Pour les projets terrestres, les alternatives de conception incluent des techniques de récupération

traditionnelles ou améliorées qui prennent en compte des facteurs tels que l'espacement des puits, les fluides de forage et la pression du réservoir, ainsi que les avantages et les inconvénients de la concentration des installations d'extraction et de traitement dans un emplacement central ou de la répartition des installations sur plusieurs sites plus petits.

La description du projet décrit-elle de manière adéquate l'emplacement de tous les composants prévus du projet pétrolier et gazier proposé ?

Des cartes à haute résolution (1:5000) avec des coordonnées géographiques doivent être fournies pour illustrer l'emplacement et l'empreinte des différents éléments du projet, y compris les plateformes de forage, les forages, les routes d'accès, les lignes électriques, les bâtiments et les infrastructures proposés, montrant les relations avec les éléments naturels et artificiels, tels que les forages, les bassins de stockage d'eau, les prises d'eau, les puits d'eau et les résidences.

La description du projet décrit-elle les besoins en eau (quantité, provenance, date, finalité) du projet ?

Des informations suffisantes sur l'utilisation de l'eau doivent être fournies pour évaluer si l'extraction et l'utilisation proposées de l'eau sont réalisables, pratiques et acceptables en termes d'impacts sur la qualité et la quantité de l'eau pour les utilisateurs existants, qu'il s'agisse de communautés ou d'écosystèmes. Une description complète des régimes des eaux de surface et des eaux souterraines est donc requise. En ce qui concerne la demande en eau, l'EIE doit inclure une estimation du volume d'eau à utiliser, la source de l'eau, la durée et la période de l'année de l'extraction, et si une autorisation temporaire ou des permis à long terme sont nécessaires.

La description du projet fournit-elle une chronologie détaillée des événements proposés, y compris les échéanciers de construction, d'exploitation et de démantèlement du projet ?

Fournir une chronologie détaillée des événements proposés, y compris les échéanciers de construction, d'exploitation et de démantèlement du projet pour un projet pétrolier et gazier proposé est crucial pour plusieurs raisons dans une EIE. Cela permet d'évaluer les impacts environnementaux, sociaux et économiques potentiels à différentes étapes du projet. Comprendre le calendrier des événements permet une évaluation plus précise des effets cumulatifs au fil du temps. Les calendriers aident à identifier les risques et incertitudes potentiels associés à chaque phase. Cela est essentiel pour élaborer des stratégies de gestion des risques et des plans d'urgence efficaces, en particulier pendant la construction et la fermeture. Une chronologie détaillée facilite une communication efficace avec les communautés locales et les parties prenantes. Elle leur permet d'anticiper et de comprendre le calendrier du projet, favorisant un meilleur engagement et répondant aux préoccupations liées aux activités de construction, aux impacts opérationnels et à la fermeture éventuelle. Cela est essentiel pour évaluer la durabilité à long terme et garantir que les impacts sont atténués de manière adéquate tout au long du cycle de vie du projet. Il est essentiel de définir clairement le calendrier de déclasserement pour planifier les

activités de fermeture, de réhabilitation et de restauration du site. Cela garantit que les impacts environnementaux et sociaux seront traités de manière responsable une fois que le projet aura atteint la fin de sa durée de vie opérationnelle.

La description du projet identifie-t-elle les consultants qui ont préparé l'EIE ?

L'identification des consultants qui ont préparé l'évaluation de l'impact environnemental (EIE) est importante pour la transparence, la responsabilité et la garantie de la crédibilité de l'évaluation. Connaître l'équipe de consultants permet aux parties prenantes, aux organismes de réglementation et au public d'évaluer les qualifications, l'expertise et les préjugés potentiels des experts impliqués dans l'élaboration de l'évaluation environnementale et sociale d'un projet. Cela renforce la confiance dans le processus d'EIE et la fiabilité des informations fournies.

3.3 La base de référence environnementale

La base de référence environnementale décrit les caractéristiques de l'environnement existant, des ressources potentiellement affectées et de la démographie des communautés dans la zone d'influence du projet. Elle doit inclure 1) **l'environnement physique**, avec les caractéristiques du climat existant, des eaux de surface et souterraines, du sol et du sous-sol, de l'air, du bruit ; 2) **l'environnement biologique**, avec l'étendue et l'abondance de la flore et de la faune terrestres et marines, dont les populations d'espèces menacées et en voie de disparition ; et 3) **l'environnement socio-économique**, avec la nature des communautés humaines potentiellement affectées par le projet. La base de référence environnementale est un chapitre clé, car sans connaissance des conditions environnementales et sociales existantes, il est difficile voire impossible de prédire quels seraient les impacts environnementaux et sociaux potentiels d'un projet pétrolier et gazier proposé. Des lacunes dans le chapitre sur la base de référence environnementale des EIE pour les projets pétroliers et gaziers existent lorsqu'on ne peut pas répondre aux questions suivantes de manière affirmative :

La base de référence environnementale contient-elle des informations précises sur le climat local de cette zone ?

La conception adéquate des mesures visant à minimiser la pollution due aux projets pétroliers et gaziers doit tenir compte du climat local, comme les régimes de précipitations et la fréquence des tempêtes. Les mesures préventives qui ne tiennent pas compte des informations précises sur le climat local de la région, y compris les changements climatiques prévus, peuvent entraîner des impacts environnementaux qui pourraient être évités. Des informations adéquates sur le climat local comprendront au moins les éléments suivants :

- Des cartes indiquant l'emplacement des stations climatiques et la répartition des précipitations et des températures annuelles
- Les fluctuations saisonnières (mensuelles) des précipitations et des températures

- Des projections climatiques basées sur des modèles climatiques qui prédisent les changements dans les précipitations (amplitude, délai) et les changements de température.

La base de référence environnementale contient-elle des informations exactes et complètes sur les eaux de surface de la région ?

Les informations sur les eaux de surface seront principalement présentées dans la section hydrologie. Elle doit comprendre :

- Des stations de surveillance où les débits des cours d'eau sont mesurés. Leurs coordonnées doivent être présentées dans un tableau et affichées sur une carte. Les données de ces stations doivent être présentées sous forme de figures présentant les débits pour les débits faibles et élevés. Les stations doivent fournir des données couvrant les années les plus récentes, et un minimum de 3 ans est requis. Des informations sur la méthode utilisée pour estimer le débit des cours d'eau doivent être fournies. Les stations doivent être situées dans la zone locale (c'est-à-dire la zone potentiellement touchée par le projet) et à l'extérieur de la zone locale pour une comparaison de fond.
- L'identification et la description des besoins en débit environnemental et des fenêtres sensibles au temps (comme les périodes de frai des poissons).

Cette section doit caractériser la qualité des eaux de surface et inclure le nombre et l'emplacement des stations, avec des cartes et un tableau répertoriant les coordonnées. Les emplacements doivent inclure des stations situées à l'extérieur de la zone susceptible d'être impactée afin que les impacts au sein de la zone impactée puissent être comparés à ces emplacements de référence/d'arrière-plan non impactés.

La base de référence environnementale contient-elle des informations précises et complètes sur les eaux souterraines de la région ?

Les informations sur les eaux souterraines seront principalement présentées dans la section hydrogéologie. Elles doivent inclure :

- Les emplacements de tous les puits utilisés pour définir les conditions hydrogéologiques et les tableaux fournissant des détails (coordonnées, intervalle de profondeur surveillé, profondeur de la nappe phréatique, dates de surveillance)
- Une ou des cartes sur les limites des aquifères
- Des cartes illustrant les conditions piézométriques (élevations de la nappe phréatique)
- les fluctuations saisonnières de l'élévation de la nappe phréatique dans les différents aquifères
- Des coupes transversales ou illustrations de modèles 3D décrivant la composition lithologique du sol, les unités de substratum rocheux et les aquifères, les aquitards, aquicludes et niveaux piézométriques interprétés ;

- Une description de l'interconnexion et de l'interaction des eaux de surface et souterraines
- Les conditions existantes de l'interface eau salée-eau douce et les risques d'intrusion d'eau salée, le cas échéant.

Cette section doit caractériser la qualité des eaux souterraines et inclure :

- Le nombre et emplacement des puits d'eau et des puits de surveillance, avec cartes et tableaux indiquant les coordonnées et la profondeur/l'étendue des zones de surveillance (les emplacements doivent inclure des stations situées à l'extérieur de la zone qui devrait être touchée afin que les impacts dans la zone touchée puissent être comparés aux emplacements de référence/de fond non touchés)
- Des tableaux indiquant les paramètres, les dates d'échantillonnage, les résultats et les comparaisons avec les normes ou directives applicables. Les dates d'échantillonnage doivent couvrir plusieurs saisons pour représenter l'amplitude des variations. Les paramètres sélectionnés doivent couvrir et représenter les contaminants potentiels. Par exemple, pour les projets pétroliers et gaziers, des analyses couvrant les différentes classes d'hydrocarbures (p. ex., aromatiques légers - BETX, hydrocarbures légers et lourds, HAP), les métaux et les ions (p. ex., chlorure) doivent être effectuées. Des résultats de laboratoire, avec les limites de détection et le contrôle de la qualité, dont les formulaires de chaîne de traçabilité, doivent être annexés. Pour les résultats obtenus avec un équipement de terrain, le type d'équipement utilisé et la confirmation que l'équipement a été correctement étalonné avant utilisation doivent être fournis.

La base de référence environnementale contient-elle des informations précises et complètes sur la qualité de l'air ambiant de la zone ?

Les informations sur les niveaux de polluants existants dans l'air ambiant d'un endroit déterminent la capacité d'assimilation de la zone, le cas échéant, pour des émissions supplémentaires provenant d'un projet pétrolier et gazier proposé. La qualité de l'air ambiant varie selon les saisons. Par conséquent, des informations précises sur la qualité de l'air ambiant d'une zone nécessitent des mesures sur une période de plus d'une saison, idéalement sur une année entière ou plusieurs années.

Si un pays ou un État a des normes de qualité de l'air ambiant, la base de référence environnementale doit clairement évaluer si ces normes sont respectées. Si les normes ne sont pas respectées avant le projet, la création de nouvelles sources de pollution doit être considérée avec un scepticisme extrême. Si un pays a des normes de qualité de l'air ambiant faibles, qui ne protègent pas adéquatement la santé publique et l'environnement, on pourra utiliser les directives sur la qualité de l'air élaborées par l'Organisation mondiale de la santé⁹⁸ à des fins de comparaison.

⁹⁸ World Health Organization. (22 September 2021). *What are the WHO Air quality guidelines?*
<https://www.who.int/news-room/feature-stories/detail/what-are-the-who-air-quality-guidelines>

La base de référence environnementale contient-elle des informations précises et complètes sur la géologie de la zone ?

La section sur la géologie doit fournir des informations sur la géologie superficielle (dépôts de sol, types et épaisseur, illustrés par des cartes), la géologie du substratum rocheux, avec des cartes, et l'emplacement des failles et des fractures.

La base de référence environnementale contient-elle des informations précises et complètes, basées sur des méthodes exhaustives, sur les communautés écologiques qui seraient affectées par le projet pétrolier et gazier proposé, y compris les zones qui sont le plus à risque dans le cas d'un déversement de pétrole grave ?

Pour les projets terrestres, la base de référence écologique doit inclure la caractérisation des espèces terrestres et d'eau douce, la caractérisation de la couverture terrestre, l'identification de l'origine biogéographique des espèces et de leur état de conservation, la répartition et l'abondance des espèces menacées, et la caractérisation des habitats essentiels aux processus écologiques et aux espèces menacées.

Pour les projets offshore, la base écologique doit inclure les pêcheries, les mammifères marins, les espèces et habitats côtiers et littoraux, les espèces benthiques (y compris les coraux des grands fonds), les invertébrés pélagiques, les tortues de mer, les oiseaux de mer, ainsi que la répartition et l'abondance des espèces menacées et des habitats sensibles.

Les relevés de terrain sont un élément important des EIE. Ils sont menés pour observer, qualifier et quantifier les espèces et leurs écosystèmes. Ils doivent être approfondis et suivre des protocoles, afin que leurs résultats soient représentatifs et fiables. Par conséquent, ils doivent couvrir des zones à l'échelle du territoire des espèces analysées ; être menés sur des périodes suffisamment longues lorsque les espèces sont présentes et observables (par exemple, fonction des saisons ainsi que l'heure de la journée pour les espèces nocturnes) ; et utiliser un équipement de terrain correctement calibré. Les données doivent être présentées dans leur forme brute et originale autant que possible (notes de terrain, rapports de laboratoire – généralement présentés en annexes), compilées dans des tableaux et présentées sous forme de cartes et de graphiques pour faciliter la visualisation et l'interprétation.

La base de référence environnementale contient-elle des informations précises et complètes sur les communautés humaines potentiellement affectées ?

Des informations démographiques précises permettent de comprendre clairement la population humaine existante dans et autour de la zone du projet. Cela est essentiel pour évaluer avec précision les impacts sociaux et économiques potentiels du projet. Les données démographiques, telles que l'âge, les niveaux de revenu et les schémas d'emploi, permettent une analyse de vulnérabilité et de sensibilité. L'identification des groupes

susceptibles d'être affectés de manière disproportionnée aide à développer des mesures d'atténuation ciblées pour remédier aux disparités sociales potentielles. Des informations précises sur la composition culturelle des communautés aident à identifier les impacts potentiels sur le patrimoine culturel, les pratiques traditionnelles et l'identité communautaire. Cela est essentiel pour développer des mesures visant à préserver l'intégrité culturelle. Les données démographiques sont essentielles pour mener une évaluation approfondie de l'impact sur la santé, en particulier en ce qui concerne l'exposition potentielle aux polluants, les changements dans l'accès aux soins de santé et autres facteurs susceptibles d'affecter le bien-être de la communauté.

Pour les projets susceptibles d'entraîner des déplacements ou des réinstallations, il est fondamental de comprendre les caractéristiques démographiques des communautés affectées. Cela informe la planification et la mise en œuvre de programmes de réinstallation adéquats, garantissant le bien-être des populations déplacées.

3.4 Impacts environnementaux

3.4.1 Impacts climatiques

Étant donné que la production continue de combustibles fossiles et la combustion de leurs produits raffinés libèrent des gaz à effet de serre qui constituent une menace existentielle pour la civilisation humaine, une évaluation complète et précise de l'impact climatique d'un projet pétrolier et gazier proposé est peut-être le matériel le plus essentiel qu'une EIE pour ce type de projet puisse contenir. Plusieurs organisations internationales de premier plan ont averti que tout nouveau projet pétrolier et gazier est incompatible avec un climat hospitalier dans le futur.

Lorsque les questions suivantes ne peuvent pas recevoir de réponse affirmative, il y a des lacunes dans le chapitre sur les impacts environnementaux des EIE pour les projets pétroliers et gaziers :

*L'EIA estime-t-elle avec précision **toutes** les émissions potentielles de gaz à effet de serre du projet pétrolier et/ou gazier proposé ?*

Il existe trois catégories de GES associées aux émissions de pétrole et de gaz proposées :

Les émissions de portée 1 font référence aux émissions directes de GES qui se produisent à partir de sources détenues ou contrôlées par la société pétrolière et gazière elle-même. Cela comprend les émissions provenant de la combustion de combustibles sur place, comme le torchage du gaz associé ou l'utilisation de machines et de véhicules. Cela comprend également les émissions provenant de sources fugitives, telles que les fuites de puits, d'équipements et de pipelines. Il est important que les émissions de portée 1 soient

basées sur les preuves les plus récentes provenant de capteurs par satellite de super-émetteurs de méthane provenant de puits dans les champs de pétrole et de gaz.

Les émissions de portée 2 font référence aux émissions indirectes de GES associées à la consommation d'électricité, de chaleur ou de vapeur achetées par la société pétrolière et gazière. Ces émissions proviennent de la production de l'énergie achetée utilisée dans ses opérations. La société pétrolière et gazière ne peut pas contrôler directement la production de cette énergie, mais peut l'influencer par le biais de choix d'achat d'électricité renouvelable ou non renouvelable.

Les émissions de portée 3 englobent toutes les autres émissions indirectes de GES qui se produisent dans la chaîne de valeur de la société pétrolière et gazière, mais qui ne sont pas classées dans la portée 2. Les émissions de portée 3 comprennent les émissions qui se produisent à la suite de la combustion de produits dérivés de projets pétroliers et gaziers, tels que l'utilisation de diesel et d'essence comme carburants de transport et de gaz naturel dans les centrales électriques.

Les directives élaborées par le Conseil américain pour la qualité de l'environnement sont considérées comme les meilleures pratiques quant à l'inclusion des émissions directes et indirectes de gaz à effet de serre des projets pétroliers et gaziers proposés.⁹⁹ Ces directives stipulent :

« Le NEPA (National Environmental Policy Act) exige que les agences prennent en compte les effets directs et indirects raisonnablement prévisibles de leurs actions proposées et des alternatives raisonnables (dont l'alternative de non-action). Le terme « effets directs » fait référence aux effets raisonnablement prévisibles qui sont causés par l'action et se produisent au même moment et au même endroit. Le terme « effets indirects » fait référence aux effets qui sont causés par l'action et qui sont plus tardifs dans le temps ou plus éloignés en termes de distance, mais qui sont toujours raisonnablement prévisibles. Les effets indirects comprennent généralement les émissions raisonnablement prévisibles liées à une action proposée qui sont en amont ou en aval de l'activité résultant de l'action proposée. Par exemple, lorsque l'action proposée implique l'extraction de combustibles fossiles, les émissions directes comprennent généralement les GES émis pendant le processus d'exploration et d'extraction du combustible fossile. *Les effets indirects raisonnablement prévisibles d'une telle action incluraient probablement les effets associés au traitement, au raffinage, au transport et à l'utilisation finale du combustible fossile extrait, y compris la combustion de la ressource pour produire de l'énergie. Les émissions indirectes sont souvent raisonnablement prévisibles, car des liens quantifiables existent fréquemment entre une activité proposée qui implique l'utilisation ou le transport d'un bien ou d'une ressource, et les changements liés à la production ou à la consommation de cette ressource.*

« ... Les agences peuvent fournir une limite supérieure pour l'analyse des effets en considérant la ressource fournie ou rendue possible par les actions qu'elles entreprennent comme nouvelle ou

⁹⁹ U.S. Council on Environmental Quality. (09 January 2023). *National Environmental Policy Act Guidance on Consideration of Greenhouse Gas Emissions and Climate Change*. <https://www.regulations.gov/docket/CEQ-2022-0005>

supplémentaire. Dans l'exemple de l'extraction ou du transport de combustibles fossiles, on parle parfois d'hypothèse de « combustion complète », car l'agence peut fournir une estimation de la limite supérieure des émissions de GES en supposant que toutes les ressources disponibles seront produites et brûlées pour créer de l'énergie. »

Il est extrêmement coûteux et peu pratique de réduire les émissions directes de gaz à effet de serre. Voir: [Can we reduce greenhouse emissions from fossil fuels?](#) (Pouvons-nous réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant des combustibles fossiles ?)

L'EIE décrit-elle avec précision l'importance des émissions de gaz à effet de serre (GES) du projet pour les humains ?

L'évaluation de l'importance humaine des émissions de GES attendues d'un projet énergétique proposé implique de prendre en compte des facteurs tels que le coût social du carbone (SCC) et la cohérence du projet avec les trajectoires de réduction des GES alignées sur les objectifs de température à long terme de l'Accord de Paris. Le SCC représente le coût économique associé à chaque tonne d'émissions de GES, en tenant compte des dommages causés par le changement climatique, comme les impacts sur la santé humaine, l'agriculture, les infrastructures et les écosystèmes. Il fournit une valeur monétaire pour quantifier l'impact sociétal des émissions. L'évaluation de l'importance humaine implique d'estimer les émissions projetées du projet proposé et de calculer le SCC associé pour comprendre les coûts potentiels pour la société.

L'Accord de Paris vise à limiter le réchauffement climatique bien en dessous de 2 degrés Celsius au-dessus des niveaux préindustriels et à poursuivre les efforts pour le limiter à 1,5 degré Celsius. L'évaluation de l'importance des émissions de GES pour l'homme consiste à déterminer si la trajectoire des émissions du projet proposé est conforme aux objectifs de température à long terme. Cette évaluation peut impliquer de comparer les émissions projetées à divers scénarios et trajectoires de réduction des GES décrits dans la littérature scientifique ou reconnus par des organismes internationaux, tels que le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Si les émissions du projet dépassent les trajectoires de réduction recommandées, cela peut indiquer un décalage important par rapport aux objectifs climatiques et soulever des inquiétudes quant à sa durabilité.

Les orientations élaborées par le Conseil américain pour la qualité de l'environnement sont considérées comme les meilleures pratiques pour fournir un contexte dans une étude d'impact sur l'environnement concernant l'importance des émissions de GES et des effets sur le climat des projets pétroliers et gaziers proposés.¹⁰⁰ Ces orientations stipulent :

¹⁰⁰ U.S. Council on Environmental Quality. (9 January 2023). *National Environmental Policy Act Guidance on Consideration of Greenhouse Gas Emissions and Climate Change*. <https://www.regulations.gov/docket/CEQ-2022-0005>

« En plus de quantifier les émissions comme décrit dans la section IV(A), les agences doivent divulguer et fournir un contexte pour les émissions de GES et les effets sur le climat afin d'aider les décideurs et le public à comprendre les émissions potentielles de GES et les effets sur le changement climatique des actions proposées. Afin de divulguer les effets et fournir un contexte supplémentaire pour les émissions des actions proposées une fois les émissions de GES estimées, les agences doivent utiliser les meilleures pratiques suivantes, selon le cas:

(1) *Dans la plupart des cas, une fois que les organismes ont quantifié les émissions de GES, ils doivent appliquer les meilleures estimations disponibles du [coût social des émissions de gaz à effet de serre] SC-GES aux tonnes métriques supplémentaires de chaque type individuel d'émissions de GES attendues d'une action proposée et de ses alternatives. Les estimations SC-GES permettent de monétiser (en dollars américains) les effets du changement climatique dus aux émissions marginales ou supplémentaires de GES, notamment de dioxyde de carbone, de méthane et d'oxyde nitreux. Ces trois GES représentent plus de 97 % des émissions de GES aux États-Unis. Le SC-GES fournit une mesure appropriée et utile qui donne aux décideurs et au public des informations et un contexte sur les effets climatiques d'une action proposée, même si aucun autre coût ou avantage n'est monétisé, car les tonnes métriques de GES peuvent être difficiles à comprendre et à évaluer dans l'abstrait. Le SC-GHG traduit les tonnes métriques d'émissions en dollars, une unité familière, permet des comparaisons avec d'autres valeurs monétisées et estime les dommages associés aux émissions de GES associés à différents polluants GES au fil du temps. Le SC-GHG peut également aider les agences et le public à évaluer l'importance des impacts climatiques. Il s'agit d'un calcul simple et direct qui ne devrait pas nécessiter de temps ni de ressources supplémentaires. ...*

« (2) *Lorsqu'il est utile de fournir un contexte, par exemple pour les actions proposées entraînant des émissions ou des réductions de GES relativement importantes ou qui augmenteront ou perpétueront la dépendance aux sources d'énergie émettrices de GES, les agences doivent expliquer comment l'action proposée et les alternatives contribueraient ou entraveraient la réalisation des objectifs et engagements pertinents en matière d'action climatique, y compris les objectifs fédéraux, les accords internationaux, les objectifs étatiques ou régionaux, les objectifs tribaux, les objectifs spécifiques à l'agence ou autres, selon le cas. Cependant, comme expliqué ci-dessus, le NEPA exige plus qu'une déclaration selon laquelle les émissions d'une action fédérale proposée ou de ses alternatives ne représentent qu'une petite fraction des émissions mondiales ou nationales. **De telles comparaisons et fractions ne constituent pas une méthode appropriée pour caractériser l'ampleur des contributions d'une action proposée et de ses alternatives au changement climatique.** Les agences doivent également discuter si et dans quelle mesure les émissions de GES raisonnablement prévisibles de la proposition sont cohérentes avec les objectifs de réduction des GES, tels que ceux reflétés dans la contribution nationale déterminée des États-Unis dans le cadre de l'Accord de Paris. »*

En ce qui concerne le coût social des émissions de gaz à effet de serre, les valeurs monétaires suivantes figurant dans le *Rapport sur le coût social des gaz à effet de serre : estimations intégrant les avancées scientifiques récentes*¹⁰¹ (dernière mise à jour en septembre 2022)

¹⁰¹ https://www.epa.gov/system/files/documents/2022-11/epa_scghg_report_draft_0.pdf

doivent être utilisées, à moins qu'elles ne soient remplacées par une analyse plus récente :

Table ES.1: Estimates of the Social Cost of Greenhouse Gases (SC-GHG), 2020-2080 (2020 dollars)

Emission Year	SC-GHG and Near-term Ramsey Discount Rate								
	SC-CO ₂ (2020 dollars per metric ton of CO ₂)			SC-CH ₄ (2020 dollars per metric ton of CH ₄)			SC-N ₂ O (2020 dollars per metric ton of N ₂ O)		
	2.5%	2.0%	1.5%	2.5%	2.0%	1.5%	2.5%	2.0%	1.5%
2020	120	190	340	1,300	1,600	2,300	35,000	54,000	87,000
2030	140	230	380	1,900	2,400	3,200	45,000	66,000	100,000
2040	170	270	430	2,700	3,300	4,200	55,000	79,000	120,000
2050	200	310	480	3,500	4,200	5,300	66,000	93,000	140,000
2060	230	350	530	4,300	5,100	6,300	76,000	110,000	150,000
2070	260	380	570	5,000	5,900	7,200	85,000	120,000	170,000
2080	280	410	600	5,800	6,800	8,200	95,000	130,000	180,000

Values of SC-CO₂, SC-CH₄, and SC-N₂O are rounded to two significant figures. The annual unrounded estimates are available in Appendix A.4 and at: www.epa.gov/environmental-economics/scghg.

3.4.2 Impacts sur la qualité de l'air

L'EIE évalue-t-elle avec précision l'impact des émissions polluantes du projet pétrolier et gazier proposé sur la qualité de l'air local ?

Comme indiqué au chapitre 2, les projets pétroliers et gaziers peuvent émettre des quantités importantes de polluants atmosphériques nocifs, notamment des composés organiques volatils (COV), des particules (PM), des oxydes d'azote (NOx) et du sulfure d'hydrogène (H₂S).

Il est reconnu à l'échelle internationale que les EIE des projets pétroliers et gaziers susceptibles d'émettre des quantités importantes de polluants atmosphériques nocifs doivent **quantifier** les impacts prévus sur la qualité de l'air (en commençant par les niveaux de référence des concentrations de polluants atmosphériques) à l'aide d'un **modèle de dispersion des polluants atmosphériques approuvé**, généralement le système de modélisation AERMOD.¹⁰² Cette modélisation doit prévoir les quantités **totales** de pollution atmosphérique, en utilisant les données de référence sur la qualité de l'air et en ajoutant les émissions de la nouvelle installation. Une EIE qui modélise la pollution atmosphérique due à la nouvelle installation, mais qui n'intègre pas les polluants atmosphériques existants, est incomplète. Les résultats de ces modèles peuvent ensuite être comparés aux normes nationales de qualité de l'air ambiant, lorsqu'elles existent, ou aux directives sanitaires plus strictes de l'Organisation mondiale de la santé.¹⁰³

¹⁰² USEPA Preferred and Recommended Air Quality Dispersion Models are available at the following page: <https://www.epa.gov/scram/air-quality-dispersion-modeling-preferred-and-recommended-models>

¹⁰³ World Health Organization. (22 September 2021). *What are the WHO Air quality guidelines?* <https://www.who.int/news-room/feature-stories/detail/what-are-the-who-air-quality-guidelines>

3.4.3 Impacts sur la quantité et la qualité de l'eau

L'EIE évalue-t-elle avec précision l'impact des besoins en eau et des rejets de polluants du projet pétrolier et gazier proposé sur la disponibilité locale en eau ?

Les besoins en eau et les rejets de polluants se produiront à la surface (par exemple, déversements, fuites de pipelines) et en profondeur (voir Perte d'intégrité des puits – LOWI, sismicité induite, etc.). Par conséquent, les EIE doivent décrire la dépendance des populations locales à l'égard de l'eau, en fournissant des inventaires des sources d'eau potable, d'eau pour le bétail et l'irrigation et les risques d'impact sur ces sources. Les projets pétroliers et gaziers nécessiteront de l'eau provenant de sources d'eau de surface et/ou d'eau souterraine. Il faut décrire comment celles-ci interféreront ou concurrenceront les besoins existants en matière d'approvisionnement en eau. Les effets à long terme (décennies) liés aux déversements, à l'exploitation des puits d'élimination et à la LOWI affecteront les aquifères potentiellement utilisés pour l'eau potable et/ou connectés aux eaux de surface utilisées comme source d'eau. Cela nécessite des modèles conceptuels adéquats (et idéalement des modèles numériques) décrivant à la fois les régimes des eaux souterraines peu profondes et profondes, l'interaction entre les eaux de surface et les eaux souterraines, et illustrant ces scénarios à long terme.

Des documents justificatifs (par exemple, des cartes décrivant les aquifères et les conditions piézométriques, les abaissements prévus et la géométrie des cônes de dépression, des coupes transversales représentatives et des zones et profondeurs d'interaction entre les eaux de surface et les eaux souterraines) doivent être fournis.

L'EIE doit décrire les effets cumulatifs du projet proposé sur les ressources en eau en raison des besoins en eau existants et prévus de la population locale, en tenant compte aussi des effets du changement climatique.

L'EIE évalue-t-elle de manière exhaustive les impacts du projet pétrolier et gazier proposé sur la faune ?

L'EIE doit inclure une évaluation complète, adaptée au contexte local d'une proposition particulière, des impacts décrits dans les sections 2.1.1.1, 2.2.2.3, 2.2.2.4 et 2.2.2.5.

L'EIE évalue-t-elle de manière exhaustive les impacts du projet pétrolier et gazier proposé sur les communautés ?

L'EIE doit inclure une évaluation complète, adaptée au contexte local d'une proposition particulière, des impacts décrits dans la section 2.2.4.1.

3.4.4 Projets offshore

L'EIE évalue-t-elle de manière exhaustive les impacts du projet pétrolier et gazier proposé sur les ressources marines ?

L'EIE doit inclure une évaluation complète, adaptée au contexte local d'une proposition particulière, des impacts décrits dans les sections 2.1.2.1, 2.2.3.1 et 2.2.3.2.

3.4.4.1 Impacts des déversements de pétrole

L'EIE évalue-t-elle avec précision l'impact d'un déversement de pétrole sur l'environnement ?

Comme indiqué au chapitre 2, les projets pétroliers et gaziers terrestres et offshore sont susceptibles de laisser échapper des quantités importantes de pétrole. Les éruptions de puits et les ruptures de pipelines peuvent libérer jusqu'à plusieurs millions de barils (plusieurs centaines de millions de litres) de pétrole dans les environnements terrestres et marins.

Il est reconnu à l'échelle internationale que les EIE des projets pétroliers et gaziers doivent **quantifier** les impacts des déversements potentiels de pétrole à l'aide d'outils de modélisation de pointe qui prédisent la trajectoire, le devenir et l'impact du pétrole déversé. La modélisation des déversements de pétrole **doit prendre en compte les scénarios les plus pessimistes**, notamment les quantités raisonnablement prévisibles de pétrole déversées dans des conditions (par exemple, les courants marins et la vitesse du vent) susceptibles de causer des dommages maximaux aux ressources. Pour les projets pétroliers et gaziers offshore, les meilleures pratiques définissent l'ampleur d'un déversement de pétrole dans le pire des cas comme suit :

« Pour une installation de production pétrolière offshore, la taille du scénario de déversement le plus défavorable est la somme de :

- La capacité maximale de tous les réservoirs de stockage de pétrole et des conduites d'écoulement de l'installation. Le volume de la conduite d'écoulement peut être estimé ;
- Le volume de pétrole calculé qui fuirait en cas de rupture de toutes conduites connectées à l'installation en tenant compte du temps d'arrêt, de l'effet de la pression hydrostatique, de la gravité, des forces de friction des parois et d'autres facteurs ;
- **Le volume de production quotidien provenant d'une éruption incontrôlée du puits de plus grande capacité associé à l'installation.** Pour déterminer le débit de déversement quotidien, le concepteur doit tenir compte des caractéristiques du réservoir, des tailles des tubages/tubages de production et des données historiques de production et de

pression du réservoir. Le *scénario doit discuter de la manière de réagir à ce puits s'il s'écoulait pendant 30 jours.* »¹⁰⁴

3.4.5 Impacts cumulatifs

Les impacts cumulatifs doivent tenir compte des phases passées et futures des projets pétroliers et gaziers ainsi que des perturbations connexes du milieu marin ou des terres en raison de la déforestation, des routes, des pipelines et des infrastructures connexes, des lignes électriques, etc. La réalisation de cette évaluation implique de déterminer l'échelle spatiale et temporelle nécessaire, d'identifier les valeurs écologiques et humaines importantes avant le début du développement et d'intégrer les considérations et conséquences écologiques, économiques, communautaires, récréatives et sanitaires potentielles.¹⁰⁵

3.5 Gestion et surveillance de l'environnement

Il existe de nombreuses mesures pour atténuer et surveiller les impacts potentiels des projets pétroliers et gaziers. Certaines d'entre elles s'appliquent aux puits terrestres et offshore, et d'autres s'appliquent aux puits terrestres ou offshore. Les principaux engagements en matière d'atténuation et de surveillance que les sociétés pétrolières et gazières doivent prendre dans les EIE pour les projets proposés sont décrits en détail ci-dessous.

Pour les puits terrestres, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement acceptées pour la construction et l'achèvement (completion en anglais) des puits ?

Aux États-Unis, l'Agence de protection de l'environnement (EPA) a établi des réglementations exigeant des achèvements verts pour les puits nouvellement forés qui devraient être considérées comme les meilleures pratiques internationales. Plus précisément, les normes de performance des nouvelles sources (NSPS) de l'EPA exigent que tous les puits nouveaux, modifiés ou reconstruits soient complétés avec des équipements d'achèvement verts, sauf si une exemption s'applique.¹⁰⁶ Les achèvements verts, également appelés achèvements à émissions réduites (REC), sont associés à un processus utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour réduire les émissions de

¹⁰⁴ The Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE). (09 February 2016). *Worst Case Discharge Analysis (Volume I)*. <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/volume-i-wcd-discharge-analysis-report-13january2017.pdf>

¹⁰⁵ Case Brief: Yahey v. British Columbia, 2021 BCSC 1287
<https://www.dgwlaw.ca/case-brief-yahey-v-british-columbia-2021-bcca-1287/>

¹⁰⁶ 40 CFR Part 60, Subpart OOOOa—Standards of Performance for Crude Oil and Natural Gas Facilities for which Construction, Modification or Reconstruction Commenced After September 18, 2015 and On or Before December 6, 2022 <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-60/subpart-OOOOa>

composés organiques volatils (COV) et d'autres polluants lors de l'achèvement des puits de pétrole et de gaz. Il s'agit de *capter le gaz qui remonte à la surface pendant le processus d'achèvement et de le traiter* pour qu'il puisse être vendu ou utilisé comme combustible, réduisant ainsi les émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants. Le texte principal du règlement stipule :

« 40 CFR § 60.5375a Quelles normes COV s'appliquent aux installations affectées par les puits. ...

« (1) Pour chaque étape de l'opération d'achèvement du puits, telle que définie dans le § 60.5430a, suivez les exigences spécifiées dans les paragraphes (a)(1)(i) à (iii) de cette section. ...

« (ii) Pendant l'étape de reflux de séparation, acheminez tous les liquides récupérés du séparateur vers un ou plusieurs récipients de mise en service du puits ou récipients de stockage, réinjectez les liquides récupérés dans le puits ou un autre puits, ou acheminez les liquides récupérés vers un système de collecte. Acheminez le gaz récupéré du séparateur vers une conduite d'écoulement de gaz ou un système de collecte, réinjectez le gaz récupéré dans le puits ou un autre puits, utilisez le gaz récupéré comme source de carburant sur site ou utilisez le gaz récupéré comme un carburant ou une matière première achetée pour un usage similaire. S'il est techniquement impossible d'acheminer le gaz récupéré comme requis ci-dessus, suivez les exigences du paragraphe (a)(3) de cette section. Si, à un moment quelconque au cours de l'étape de reflux de séparation, il est techniquement impossible qu'un séparateur fonctionne, vous devez vous conformer au paragraphe (a)(1)(i) de la présente section. »

En termes simples, cela signifie que tous les liquides et gaz provenant d'un séparateur requis dans une installation pétrolière et gazière terrestre doivent être : 1) **pour les liquides (comme le pétrole et l'eau)**, envoyés vers un réservoir de stockage ou un réservoir utilisé pour l'achèvement du puits, réinjectés dans le puits ou un autre puits pour poursuivre le processus d'extraction, ou dirigés vers un système de collecte pour un traitement ou une élimination ultérieure ; et 2) **pour les gaz (comme le gaz naturel)**, envoyés dans un pipeline ou un système de collecte pour le transport ou une utilisation ultérieure, réinjectés dans le puits ou un autre puits pour maintenir la pression et améliorer la production, récupérés sur place comme source de carburant pour alimenter l'équipement ou le chauffage, ou utilisés à d'autres fins utiles telles que l'utilisation comme carburant ou comme matière première dans les opérations.

Le plan de gestion environnementale de toutes les EIE pour les projets pétroliers et gaziers terrestres proposés devrait également s'engager à utiliser des constructions et mises en services vertes pour tous les nouveaux puits.

Pour les puits terrestres, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à permettre à des tiers de détecter les fuites de méthane nécessitant des mesures correctives ?

Aux États-Unis, l'Agence de protection de l'environnement (EPA) a établi des réglementations visant à réduire les émissions fugitives des opérations pétrolières et gazières qui devraient être considérées comme les meilleures pratiques internationales. Plus précisément, en 2023, l'EPA a publié une règle finale, « Normes de performance pour les sources nouvelles, reconstruites et modifiées et directives sur les émissions pour les sources existantes : examen du climat du secteur du pétrole et du gaz naturel », qui contient des exigences en matière de surveillance des fuites et de délais de réparation, tant pour les opérations nouvelles qu' existantes.¹⁰⁷ Selon la fiche d'information de l'EPA relative à la règle, « dans le cadre du programme de super-émetteurs de la règle finale, l'EPA certifiera les tiers, recevra et évaluera les données fournies par les tiers et enverra des notifications aux propriétaires et aux exploitants. ... Une fois informés, les propriétaires et les exploitants doivent enquêter pour trouver la source de l'événement de super-émetteurs. Les propriétaires ou exploitants responsables doivent signaler les résultats de cette enquête à l'EPA et réparer toute fuite ou rejet. ... »¹⁰⁸

Pour les puits terrestres, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour la surveillance de la qualité de l'air ?

Les meilleures pratiques internationalement reconnues pour la surveillance de la qualité de l'air affectée par les activités pétrolières et gazières terrestres s'articulent généralement autour de stratégies de surveillance complètes et systématiques qui traitent des émissions spécifiques et des polluants potentiels associés à ces opérations. Parmi les éléments clés de ces meilleures pratiques, on peut citer:

- Utiliser des systèmes de surveillance continue de la qualité de l'air dans et autour des installations pétrolières et gazières pour suivre les émissions en temps réel. Ces systèmes peuvent détecter rapidement les fluctuations et les problèmes potentiels ;
- Mesurer une série de paramètres de qualité de l'air, notamment les polluants courants (tels que les particules, le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote et les composés organiques volatils), les polluants atmosphériques dangereux et les gaz à effet de serre comme le méthane ;
- Mettre en œuvre des systèmes de surveillance pour évaluer les émissions et les expositions potentielles dans les communautés voisines, ainsi que dans les environnements sensibles. Ces systèmes peuvent fournir des données en temps réel au public et aux régulateurs ;

¹⁰⁷ 40 CFR Part 60, Subpart OOOOb—Standards of Performance for Crude Oil and Natural Gas Facilities for which Construction, Modification or Reconstruction Commenced After December 6, 2022 <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-60/subpart-OOOOB>

¹⁰⁸ USEPA. (02 December 2023). "EPA Issues Final Rule to Reduce Methane and Other Pollution from Oil and Natural Gas Operations Fact Sheet." <https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-12/epas-final-rule-for-oil-and-gas-operations.-overview-fact-sheet.pdf>

- Utiliser des technologies de télédétection, telles que des caméras infrarouges, des drones et des satellites, pour détecter et quantifier les émissions provenant d'installations telles que des plateformes de forage, des stations de compression et des pipelines.

Pour les puits terrestres, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour la surveillance de la qualité des eaux de surface et souterraines ?

Les meilleures pratiques internationales en matière de surveillance des sources d'eau de surface et d'eau souterraine s'appuient généralement sur des lignes directrices et des normes établies par des organisations telles que l'Organisation mondiale de la santé (OMS), le Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) et les agences environnementales nationales. Elles comprennent généralement :

- Le développement d'un réseau de surveillance complet qui couvre à la fois les zones locales et régionales, les sources d'eau et les sources potentielles de pollution. Les sites de surveillance doivent couvrir les eaux de surface et les eaux souterraines peu profondes et profondes. Le réseau doit également inclure des emplacements de référence.
- Un échantillonnage régulier et cohérent est essentiel. La fréquence d'échantillonnage doit être déterminée en fonction des caractéristiques de la source d'eau et des risques potentiels. Les variations saisonnières et les événements météorologiques extrêmes doivent également être pris en compte (mousson, crue, etc.).
- Échantillonner en utilisant des méthodes d'échantillonnage standardisées pour garantir l'exactitude et la cohérence, comme l'utilisation d'un équipement d'échantillonnage propre et approprié pour collecter des échantillons d'eau.
- Déterminer les paramètres à surveiller en fonction des réglementations locales, des objectifs de qualité de l'eau et des sources potentielles de contamination. Les paramètres courants comprennent le pH, la température, la turbidité, l'oxygène dissous, les nutriments, les métaux et une large gamme de contaminants organiques et inorganiques.
- Développer des formats de rapport standardisés et partager les résultats de la surveillance avec les parties prenantes, dont le public. Les données doivent être faciles à comprendre et à interpréter et permettre clairement la comparaison avec les normes applicables.
- Évaluer régulièrement les risques potentiels pour la santé humaine et l'environnement (c'est-à-dire identifier les cas de non-conformité et les tendances).
- Évaluer les impacts de la pollution et élaborer des stratégies d'atténuation.
- Impliquer les communautés locales et les parties prenantes dans le processus de surveillance. Leur contribution et leur participation peuvent fournir des informations précieuses et améliorer le processus de surveillance global.

Pour les puits terrestres et offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour la sélection des boues et des fluides de forage ?

La sélection des boues et fluides de forage dans l'industrie pétrolière et gazière implique plusieurs considérations environnementales pour minimiser l'impact des opérations de forage sur l'environnement. Ces considérations visent à protéger les écosystèmes, les ressources en eau et la qualité globale de l'environnement. Les principaux facteurs environnementaux comprennent :

Toxicité et biodégradabilité : Des formulations de boues et fluides de forage à faible toxicité pour réduire les dommages causés à la vie aquatique en cas de déversements ou de rejets. La sélection d'additifs biodégradables pour faciliter la décomposition des fluides de forage en cas de rejets involontaires. Les formulations de boues et fluides de forage à faible toxicité, qui peuvent aider à réduire les dommages causés à la vie aquatique en cas de déversements ou de rejets, se répartissent généralement en deux catégories principales : les boues à base d'eau (WBM) et les boues à base synthétique (SBM). Ces formulations présentent divers avantages environnementaux :

Boues à base d'eau (WBM) : 1) Les fluides de forage non aqueux (NAF) sont un type de WBM qui contient une teneur en eau minimale et est souvent considéré comme moins toxique pour la vie aquatique que les boues à base d'huile. Elles présentent une faible toxicité en raison de leur teneur réduite en hydrocarbures ; 2) Les boues à émulsion inverse sont une sous-catégorie de NAF qui utilisent des gouttelettes d'huile dispersées dans une phase continue à base d'eau. Elles peuvent être formulées pour avoir une faible toxicité tout en maintenant l'efficacité du forage ; et 3) Les boues polymères, certaines boues à base de polymères peuvent être formulées pour avoir une toxicité plus faible et sont biodégradables, ce qui peut réduire les dommages causés à la vie aquatique.

Boues synthétiques (SBM) : 1) Fluides de forage synthétiques – Les SBM sont souvent considérés comme respectueux de l'environnement en raison de leur faible toxicité et de leur impact minimal sur la vie aquatique. Ils sont formulés avec des huiles de base synthétiques et certains sont biodégradables ; 2) Boues à base d'ester – Certains SBM utilisent des fluides à base d'ester, qui ont une toxicité inférieure à celle des boues traditionnelles à base d'huile ; et 3) Les boues à base de silicone, un type de SBM, sont généralement moins toxiques et plus respectueuses de l'environnement que les boues à base d'huile.

Pour les puits terrestres et offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour établir, maintenir et surveiller l'intégrité des puits ?

Ces dernières années, les lois, normes et spécifications relatives à l'intégrité des puits se sont développées rapidement, et certaines associations industrielles et organisations de normalisation internationales ont publié des normes, des lignes directrices et des pratiques

recommandées liées à l'intégrité des puits. La Norvège, le Royaume-Uni, les États-Unis et d'autres pays ont successivement publié de nombreuses normes supplémentaires liées à l'intégrité des puits, notamment la conception, la construction et la maintenance de l'intégrité des composants de barrière de puits, tels que les trains de tiges, les outils de fond de puits et les dispositifs de tête de puits. Les normes, les lignes directrices et les meilleures pratiques sont en cours de révision et d'élaboration. Dans le même temps, les pays améliorent continuellement les réglementations relatives à l'intégrité des puits. L'Organisation internationale de normalisation (ISO) et d'autres organisations internationales de normalisation ont également commencé à compiler des normes d'intégrité des puits et ont initialement élaboré des normes et des spécifications de gestion de l'intégrité des puits utilisées à l'échelle internationale.¹⁰⁹

Les engagements des promoteurs doivent inclure :

- L'exploitant du puits doit définir et documenter une philosophie de barrière qui inclut des barrières aux fluides de formation, aux fluides injectés, au gaz de levage et aux fluides de puissance ;
- Les effets des changements de température doivent être pris en compte, en particulier dans les situations sous-marines ou arctiques, car le puits de forage, les conduites d'écoulement, les collecteurs, les colonnes montantes, etc., refroidissent rapidement lorsque les vannes actionnées à distance sont fermées. Les considérations spéciales qui doivent être prises en compte doivent inclure : 1) À la fin de chaque phase du cycle de vie du puits, les exigences de documentation, de certification et de vérification doivent être respectées pour garantir que la gestion de l'intégrité du puits est maintenue ; 2) L'exploitant du puits doit appliquer un processus de gestion du changement (MOC) pour traiter et enregistrer les changements apportés aux exigences d'assurance de l'intégrité pour un puits individuel ou au système de gestion de l'intégrité du puits ; 3) Tous les matériaux et équipements sélectionnés qui seront utilisés pour établir une barrière de puits doivent être vérifiés par rapport au programme de puits avant leur installation dans le puits.

En règle générale, les chapitres consacrés à la gestion et à la surveillance de l'environnement dans les propositions de projets, les cadres réglementaires ou les documents d'EIE font référence à l'importance de l'intégrité des puits, mais le niveau de détail et les engagements spécifiques peuvent varier. En général, certains des points suivants doivent être pris en compte :

- Les réglementations environnementales et les conditions de permis peuvent varier d'une juridiction à l'autre. Dans certains cas, le cadre réglementaire peut exiger explicitement que les promoteurs de projets adhèrent aux meilleures pratiques internationalement reconnues en matière d'intégrité des puits.

¹⁰⁹ ISO 16530:2017 Petroleum and natural gas industries – Well integrity (2022) fournit une bonne référence.

- L'industrie pétrolière et gazière, y compris les opérations de forage onshore et offshore, suit souvent les normes industrielles et les meilleures pratiques établies par des organisations telles que l'American Petroleum Institute (API), l'International Association of Oil & Gas Producers (IOGP) et d'autres. Ces normes couvrent divers aspects de l'intégrité des puits.
- Le promoteur du projet, en collaboration avec les autorités réglementaires, peut établir des engagements et des exigences spécifiques en matière d'intégrité des puits dans le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement de la proposition de projet. Ces engagements peuvent être informés par les normes industrielles et les meilleures pratiques.
- Certains projets peuvent inclure des dispositions pour la vérification par un tiers de l'intégrité des puits, où des experts indépendants évaluent et confirment que les meilleures pratiques sont suivies.

Pour les puits terrestres et offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour l'élimination de l'eau produite, des boues de forage, des déblais de forage et du sable produit?

Les réglementations de l'Agence de protection de l'environnement¹¹⁰ sont un exemple de bonnes pratiques internationales en matière d'élimination des eaux de production, des boues de forage, des déblais de forage et du sable produit par les projets pétroliers et gaziers terrestres. Ces bonnes pratiques **interdisent** le rejet de ces déchets dans les eaux de surface, même s'ils sont traités.

« § 435.32 Directives sur les limitations des effluents représentant le degré de réduction des effluents pouvant être atteint par l'application de la meilleure technologie de contrôle pratique actuellement disponible.

[Les installations pétrolières et gazières terrestres] doivent respecter les limitations d'effluents suivantes représentant le degré de réduction des effluents pouvant être atteint par l'application de la meilleure technologie de contrôle pratique actuellement disponible (BPT) : **il ne doit y avoir aucun rejet de polluants des eaux usées** dans les eaux navigables provenant de toute source associée à la production, à l'exploration sur le terrain, au forage, à l'achèvement de puits ou au traitement de puits (c'est-à-dire l'eau produite, les boues de forage, les déblais de forage et le sable produit). »

L'interdiction de rejeter les eaux de production, les boues de forage, les déblais de forage et le sable produit par les projets pétroliers et gaziers terrestres repose sur la disponibilité et la faisabilité de l'utilisation de puits de contrôle d'injection souterrains (UIC) pour l'injection et l'élimination des déchets dans des formations géologiques isolées des sources

¹¹⁰ 40 CFR Part 435, sections 435.30-34 Effluent Limitation Guidelines for the Oil And Gas Extraction Point Source Category, Subpart C - Onshore Subcategory. <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-1/subchapter-N/part-435#subpart-C>

souterraines d'eau potable et choisies en fonction de leur capacité à contenir en toute sécurité les fluides injectés sans contaminer les aquifères d'eau potable.

Le plan de gestion environnementale de toutes les EIE pour les projets pétroliers et gaziers terrestres proposés devrait également s'engager à interdire le rejet des eaux de production, des boues de forage, des déblais de forage et du sable produit dans les eaux de surface.

Les meilleures pratiques internationales pour l'élimination des déchets (eaux de production, boues de forage, déblais de forage et sable produit) dans les eaux de surface provenant de projets pétroliers et gaziers offshore *dans un rayon de 12 milles nautiques du littoral* (c'est-à-dire dans les eaux territoriales d'un pays) sont identiques aux meilleures pratiques pour l'élimination de ces déchets provenant de projets pétroliers et gaziers onshore : c'est-à-dire **qu'il ne doit y avoir aucun rejet** de ces déchets dans les eaux de surface, y compris dans le milieu marin.¹¹¹ Cette interdiction est également fondée sur la disponibilité et la faisabilité de l'utilisation de puits UIC pour l'élimination sûre de ces déchets.

Les meilleures pratiques internationales en matière d'élimination des déchets (eaux de production, boues de forage, déblais de forage et sable de production) dans les eaux de surface provenant de projets pétroliers et gaziers offshore *au-delà des mers territoriales* sont illustrées par les réglementations de l'Agence de protection de l'environnement qui exigent le prétraitement de ces déchets avant leur élimination.¹¹² En vertu de ces meilleures pratiques, l'élimination des eaux de production, des fluides de traitement, de mise en service et de reconditionnement des puits n'est autorisée que si ces déchets sont prétraités pour réduire leur teneur en pétrole et en graisse à un maximum de 42 milligrammes par litre (42 mg/L) par jour et à une moyenne de 29 mg/L par mois. En vertu de ces meilleures pratiques, le rejet dans les eaux de surface, y compris dans le milieu marin, de tout pétrole libre ou de tout gazole contenu dans les fluides de forage et les déblais de forage est interdit.

Le plan de gestion environnementale de toutes les EIE pour les projets pétroliers et gaziers offshore proposés devrait également s'engager à respecter ces exigences en matière d'élimination des déchets.

Pour les puits terrestres et offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues en matière de bouchage et d'abandon des puits ?

¹¹¹ 40 CFR Part 435, sections 435.40-47 Effluent Limitation Guidelines for the Oil And Gas Extraction Point Source Category, Subpart C - Coastal Subcategory.. <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-1/subchapter-N/part-435#subpart-D>

¹¹² 40 CFR Part 435 § 435.10-15, Effluent Limitation Guidelines for the Oil And Gas Extraction Point Source Category, Subpart A - Offshore Subcategory, <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-1/subchapter-N/part-435#subpart-A>

Les meilleures pratiques reconnues à l'échelle internationale en matière de bouchage et d'abandon des puits dans l'industrie pétrolière et gazière sont essentielles pour garantir un démantèlement sûr et respectueux de l'environnement des puits. Ces pratiques contribuent à atténuer les risques potentiels associés aux puits abandonnés, tels que la contamination des eaux souterraines, les dangers de surface et les impacts sur les écosystèmes. Bien que les réglementations et normes spécifiques puissent varier selon les régions, certaines bonnes pratiques courantes incluent :

- Réaliser une évaluation approfondie de l'intégrité du puits avant l'abandon afin d'identifier les problèmes potentiels qui pourraient devoir être résolus pendant le processus de bouchage ;
- Éliminer les débris, les fluides et toute obstruction du puits de forage afin de garantir un environnement propre pour le bouchage ;
- Utiliser des bouchons de ciment correctement conçus pour isoler différentes formations et empêcher la migration des fluides dans le puits de forage (plusieurs bouchons de ciment peuvent être nécessaires à différentes profondeurs) ;
- En plus du ciment, utiliser des barrières mécaniques telles que des bouchons de pont ou des packers pour isoler davantage des zones spécifiques dans le puits de forage ;
- Effectuer des tests de pression pour vérifier l'intégrité du ciment et des barrières mécaniques. Cela garantit que le puits est efficacement scellé et isolé ; et
- Dans le cas de puits offshore, couper et boucher les têtes de puits pour empêcher la libération d'hydrocarbures et d'autres fluides dans l'environnement. Ceci est particulièrement important pour les têtes de puits dans les environnements en eau profonde.

Il est important de noter que l'industrie pétrolière et gazière s'appuie souvent sur des directives et des normes spécifiques à l'industrie fournies par des organisations comme l'American Petroleum Institute (API) et l'International Association of Oil & Gas Producers (IOGP).¹¹³ Ces organisations proposent des conseils détaillés sur les meilleures pratiques en matière de bouchage et d'abandon des puits, et leurs normes sont souvent reconnues à l'échelle internationale.

Pour les puits offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour la protection des mammifères marins et des tortues de mer lors des levés sismiques ?

Les réglementations du National Marine Fisheries Service (NMFS) et de la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)¹¹⁴ sont des exemples de bonnes

¹¹³ <https://www.iogp.org/workstreams/safety/well-control/#1667487111994-5b6ca16b-d054>

¹¹⁴ 50 CFR Part 217, Subpart S - Taking Marine Mammals Incidental to Geophysical Survey Activities in the Gulf of Mexico.. <https://www.ecfr.gov/current/title-50/chapter-II/subchapter-C/part-217/subpart-S>

pratiques internationales interdisant l'utilisation d'équipements acoustiques lors des levés sismiques en mer lorsqu'il existe une possibilité que des mammifères marins se trouvent à proximité. Ces bonnes pratiques reposent sur deux fondements : 1) la **surveillance** de la présence de mammifères marins ; et 2) l'établissement de **zones d'exclusion** lorsque la présence de mammifères marins est détectée.

Surveillance : les observateurs d'espèces protégées (PSO) - des observateurs formés postés sur le navire sismique avec des jumelles pour détecter la présence de mammifères marins ; et les moniteurs acoustiques passifs (systèmes PAM - technologie utilisée pour détecter et surveiller les sons sous-marins, en particulier les vocalisations des mammifères marins et d'autres formes de vie marine) afin d'ordonner l'arrêt immédiat des canons à air comprimé lorsqu'une observation d'un mammifère marin se produit sont des exigences fondamentales pour la conduite des levés sismiques. En ce qui concerne la surveillance de la présence de mammifères marins, les bonnes pratiques exigent :¹¹⁵

« (i) Pendant les opérations de surveillance (c'est-à-dire chaque jour où l'utilisation de la source acoustique est prévue, et chaque fois que la source acoustique est dans l'eau, qu'elle soit activée ou non), au moins deux PSO doivent être en service et effectuer des observations visuelles à tout moment pendant les heures de clarté (c'est-à-dire de 30 minutes avant le lever du soleil jusqu'à 30 minutes après le coucher du soleil).

« (ii) La surveillance visuelle doit commencer au moins 30 minutes avant la montée en puissance et doit se poursuivre jusqu'à une heure après la fin de l'utilisation de la source acoustique ou jusqu'à 30 minutes après le coucher du soleil.

« (iii) Les PSO visuels doivent se coordonner pour assurer une couverture visuelle à 360° autour du navire à partir des postes d'observation les plus appropriés, et doivent effectuer des observations visuelles à l'aide de jumelles et à l'œil nu sans distraction et de manière cohérente, systématique et diligente.

« (iv) Les PSO visuels doivent immédiatement communiquer toutes les observations de mammifères marins au PSO acoustique de service, y compris toute détermination par le PSO concernant l'identification des espèces, la distance et le relèvement et le degré de confiance dans la détermination.

« (v) Toute observation de mammifères marins par des membres d'équipage à bord de tout navire associé à l'enquête doit être relayée à l'équipe PSO. »

« (i) ... Tous les navires sources doivent utiliser un système PAM remorqué à tout moment lorsqu'ils opèrent dans des eaux de plus de 100 m de profondeur, qui doit être surveillé par au moins un PSO acoustique commençant au moins 30 minutes avant la montée en puissance, à tout moment pendant l'utilisation de la source acoustique, et jusqu'à une heure après la fin de l'utilisation de la source acoustique. Le « système PAM » fait référence à des réseaux d'hydrophones étalonnés avec une redondance complète du système pour détecter, identifier et estimer la distance et le relèvement des cétacés vocalisants, couplés

¹¹⁵ Ibid. 50 CFR § 217.184

à un logiciel approprié pour faciliter la surveillance et l'écoute par un opérateur PAM qualifié en analyse bioacoustique et en spécifications de système informatique capable d'exécuter un logiciel approprié. Le système PAM doit avoir au moins un hydrophone étalonné (pour chaque type et/ou ensemble d'hydrophones déployés) suffisant pour déterminer si les niveaux de bruit de fond sur le système PAM remorqué sont suffisamment faibles pour répondre aux attentes de performance. Les candidats doivent fournir un plan PAM comprenant une description du matériel et des logiciels proposés pour utilisation avant de procéder à toute étude où le PAM est requis.

« (ii) Les PSO acoustiques doivent immédiatement communiquer toutes les détections de mammifères marins aux PSO visuels (lorsque les PSO visuels sont en service), y compris toute détermination par le PSO concernant l'identification des espèces, la distance et le relèvement, ainsi que le degré de confiance dans la détermination. »

« (iii) Les PSO acoustiques peuvent être de garde pendant un maximum de quatre heures consécutives suivies d'une pause d'au moins deux heures entre les gardes, et peuvent effectuer un maximum de 12 heures d'observation par période de 24 heures. Les tâches d'observation combinées (visuelles et acoustiques mais pas en même temps) ne doivent pas dépasser 12 heures par période de 24 heures pour un PSO individuel. »

Une **zone d'exclusion** est la distance par rapport à un canon à air comprimé à l'intérieur de laquelle la détection d'un mammifère marin nécessite l'arrêt du canon à air comprimé et de l'équipement sismique associé. En ce qui concerne les zones d'exclusion lorsque la présence de mammifères marins est détectée, les meilleures pratiques exigent :

« Les PSO doivent établir et surveiller les zones d'exclusion et les zones tampons applicables. Ces zones doivent être basées sur la distance radiale par rapport aux bords du réseau de canons à air (plutôt que sur le centre du réseau ou autour du navire lui-même). Pendant l'utilisation de la source acoustique (c'est-à-dire à chaque fois que la source acoustique est active, y compris en montée en puissance), la présence de mammifères marins dans la zone tampon concernée (mais en dehors de la zone d'exclusion) doit être communiquée à l'opérateur pour se préparer à l'arrêt potentiel de la source acoustique. »

« (i) ... Deux zones d'exclusion sont définies, en fonction de l'espèce et du contexte. Une zone d'exclusion standard englobant la zone au niveau et sous la surface de la mer jusqu'à un rayon de 500 mètres à partir des bords du réseau de canons à air (0-500 m) est définie. Pour des circonstances spéciales (définies au § 217.184(b)(9)(v)), la zone d'exclusion englobe une distance étendue de 1 500 mètres (0-1 500 m). »

« (6) ... Les fermetures doivent être mises en œuvre comme spécifié dans ce paragraphe (b)(6). »

« (v) ... La zone d'exclusion étendue de 1 500 m doit être appliquée dès la détection (visuelle ou acoustique) d'une baleine à fanons, d'un cachalot, d'une baleine à bec ou d'une espèce de Kogia dans la zone. »

Le plan de gestion environnementale de toutes les EIE pour les projets d'exploration sismique offshore proposés devrait inclure des engagements de protection des

mammifères marins aussi stricts que ceux exigés par le NMFS et la NOAA pour la protection des mammifères marins dans le golfe du Mexique.

Pour les puits offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour le contrôle des puits ?

L'incapacité à **activer ou à déclencher le dispositif anti-éruption et à reprendre le contrôle du puits** a été la principale raison pour laquelle la marée noire de Deepwater Horizon en 2010 a causé d'énormes dommages environnementaux.

En 2016, le Bureau américain de la sécurité et de l'application des lois environnementales (BSEE) a finalisé une règle destinée à prévenir une autre catastrophe similaire en imposant des exigences de conception pour les dispositifs anti-éruption (BOP) et les équipements associés pour contrôler un puits en cas d'accident grave.¹¹⁶ Le préambule de la règle explique :

« Assurer l'intégrité du puits de forage et maintenir le contrôle de la pression et des fluides pendant les opérations de forage sont des aspects essentiels de la protection de la sécurité des travailleurs et de l'environnement. Les enquêtes qui ont suivi l'incident de Deepwater Horizon ont documenté des lacunes ou des déficiences dans les programmes réglementaires de l'OCS et ont formulé des recommandations d'amélioration. L'objectif de cette réglementation est de répondre à bon nombre de ces recommandations, en particulier celles liées à la conception, aux performances et à la fiabilité du système BOP.

« L'équipement et les systèmes BOP sont des composants essentiels de nombreuses opérations de forage. Les systèmes BOP peuvent être la dernière défense contre une libération d'hydrocarbures dans l'environnement, lorsque toutes les autres formes de contrôle du puits ont échoué (par exemple, le programme de fluide de forage). Les BOP peuvent être la dernière ligne de défense pour empêcher la libération de gaz volatil et considéré comme un danger extrême pour la sécurité du personnel de la plate-forme (les rejets de gaz incontrôlés peuvent entraîner des explosions). L'objectif principal des systèmes BOP est d'empêcher la libération incontrôlée d'hydrocarbures en cas d'urgence en fermant mécaniquement des vannes ou des vérins qui bloquent l'écoulement du fluide du puits. Dans certaines situations, cela peut nécessiter des vérins de cisaillement sur la pile BOP pour sectionner la tige de forage avant que le puits ne puisse être scellé.

« L'équipement et les systèmes BOP sont devenus de plus en plus complexes à mesure que l'industrie évolue vers des eaux plus profondes et développe des réservoirs avec des pressions supérieures à 15 000 livres par pouce carré (psi) ou des températures supérieures à 350 degrés Fahrenheit (F). Les réservoirs présentant ces conditions sont considérés comme des réservoirs à haute pression et haute température (HPHT). La plupart des BOP utilisés dans les opérations en eau profonde (400 à 10 000 pieds) sont situés sur le fond

¹¹⁶ 30 CFR Part 250, Subpart G - Well Operations and Equipment. <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-250/subpart-G>

marin, ce qui présente des défis technologiques et opérationnels. De plus, les opérations HPHT créent des problèmes métallurgiques et de conception particuliers. »¹¹⁷

La règle impose 16 exigences pour améliorer les performances et la fiabilité des BOP dans les nouvelles opérations pétrolières et gazières offshore.¹¹⁸ Le plan de gestion environnementale de toutes les EIA pour les projets de puits de pétrole offshore proposés doit inclure des engagements à utiliser des équipements et des systèmes BOP aussi robustes que ceux requis par la **règle de contrôle des puits** du BSEE américain.

Pour les puits offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour éviter le torchage continu ?

Les meilleures pratiques internationales exigent que les entreprises exploitant des projets pétroliers et gaziers offshore minimisent le torchage et l'évacuation des hydrocarbures dans la mesure du possible.¹¹⁹ Le torchage et l'évacuation doivent être limités aux situations où cela est nécessaire pour des raisons de sécurité ou opérationnelles.¹²⁰ Les entreprises qui ne parviennent pas à empêcher le torchage continu doivent payer des redevances substantielles pour la perte de gaz naturel.¹²¹ Le plan de gestion environnementale de toutes les EIA pour les projets pétroliers et gaziers offshore proposés doit également s'engager à empêcher le torchage routinier.

Pour les puits offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues en matière de réponse et de préparation aux déversements de pétrole ?

Les meilleures pratiques internationales en matière d'élaboration de plans d'intervention et de préparation aux déversements d'hydrocarbures pour les projets pétroliers et gaziers offshore proposés sont illustrées par les exigences du titre 30, partie 254 (sous-partie B - Plans d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures pour les installations situées sur le plateau continental extérieur) du Code of Federal Regulations des États-Unis, promulgué par le Bureau of Safety and Environmental Enforcement des États-Unis en

¹¹⁷ <https://www.federalregister.gov/documents/2015/04/17/2015-08587/oil-and-gas-and-sulphur-operations-in-the-outer-continental-shelf-blowout-preventer-systems-and-well>

¹¹⁸ 30 CFR § 250.734 - What are the requirements for a subsea BOP system? <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-250/subpart-G/subject-group-ECFR045ffcd99ad03d3/section-250.734>

¹¹⁹ 30 CFR Part 250, Subpart K—Oil and Gas Production Requirements, <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-250/subpart-K>

¹²⁰ 30 CFR § 250.1160 - When may I flare or vent gas? <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-250/subpart-K/subject-group-ECFR4195e6d98546dbf/section-250.1160>

¹²¹ 30 CFR Part 1202 – Royalties, <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-XII/subchapter-A/part-1202>

2011.¹²² En vertu de ces meilleures pratiques, les plans d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures (OSRP) doivent inclure des informations détaillées sur l'installation et ses opérations, notamment le type et la quantité de pétrole stocké et manipulé, l'emplacement et les capacités d'intervention. Plus précisément, les OSRP doivent :

- Désigner une personne qualifiée et une organisation d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures (OSRO) chargée de coordonner et d'exécuter les activités d'intervention en cas de déversement. Ces entités doivent être disponibles 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 ;
- Décrire les ressources d'intervention disponibles, dont l'équipement, le personnel et les délais d'intervention. Il doit également détailler les modalités de passation de contrats avec les OSRO et décrire les procédures spécifiques d'intervention en cas de déversement, y compris le confinement, la récupération et le nettoyage. Cela comprend des stratégies de protection des environnements sensibles et de la faune ;
- Assurer la formation du personnel impliqué dans l'intervention en cas de déversement et organiser des exercices réguliers pour garantir l'efficacité des mesures d'intervention ;
- Établir des procédures pour notifier les autorités compétentes, dont le National Response Center (NRC), et pour signaler les incidents de déversement dans des délais brefs ;
- Assurer la coordination avec les autorités locales, étatiques et fédérales pour assurer un effort d'intervention coordonné ;
- Maintenir l'équipement d'intervention en état de préparation et fournir une documentation sur la maintenance et les inspections ;
- Tenir des registres sur les exercices, les tests d'équipement et autres activités liées à la conformité.

L'identification des ressources d'intervention capables d'arriver rapidement sur les lieux d'un déversement et de disposer d'un équipement capable de **contenir efficacement un déversement de pétrole grave** est un aspect essentiel du plan de réponse aux déversements.

Les informations supplémentaires devant être incluses dans les plans de réponse aux déversements concernant les ressources d'intervention comprennent :

¹²² 30 CFR Part 254, Subpart B - Oil-Spill Response Plans for Outer Continental Shelf Facilities.
<https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-254/subpart-B>



Photo 17 Un navire offshore effectue un exercice de lutte contre les déversements d'hydrocarbures au milieu de la mer. L'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures comprend un bateau-mère et un bateau remorqueur pour transporter le barrage anti-pollution. Mark_vyz sur Shutterstock.com

- Inventaire des équipements : le plan doit fournir un inventaire complet des équipements d'intervention disponibles pour l'intervention en cas de déversement. Cela comprend une liste détaillée de tous les outils et ressources d'intervention, tels que les barrages flottants, les récupérateurs, les dispersants, les systèmes de confinement et les équipements de protection individuelle.
- Personnel d'intervention : le plan doit décrire les rôles et responsabilités du personnel d'intervention, y compris sa formation, ses qualifications et ses tâches spécifiques en cas de déversement. Cela peut inclure les équipes de gestion des déversements, les équipes de nettoyage et tout autre personnel concerné.
- Délais d'intervention : le plan d'intervention doit **spécifier les délais d'intervention prévus pour chaque type d'équipement et de personnel**. Ces informations permettent d'évaluer l'état de préparation et l'efficacité de l'équipe d'intervention.
- Navires d'intervention : si des navires font partie des ressources d'intervention, le plan doit détailler leurs spécifications, leurs capacités, leurs emplacements et leurs procédures de déploiement. Ces informations sont essentielles pour la gestion et la mobilisation des navires d'intervention.
- Entrepreneurs en intervention (OSRO) : les plans doivent identifier et fournir les coordonnées de l'OSRO avec lequel l'installation a conclu un contrat. L'OSRO est responsable de la mise à disposition des ressources et du personnel d'intervention en cas de besoin.

- Disponibilité des ressources : les plans doivent préciser les zones géographiques où les ressources d'intervention sont disponibles et comment elles peuvent être mobilisées vers l'installation ou le site du déversement.
- Stratégies d'intervention alternatives : dans certains cas, le plan peut devoir décrire des stratégies alternatives si les ressources principales ne sont pas disponibles ou si le déversement dépasse la capacité de l'équipement d'intervention initial.
- Plan d'élimination des déchets : il montre en détail comment le pétrole récupéré, les déchets et l'équipement contaminé seront gérés, stockés et éliminés conformément aux réglementations environnementales.
- Plan de déploiement des ressources : il fournit un plan sur la manière dont les ressources d'intervention seront déployées lors d'un déversement, dont l'ordre de déploiement, les zones de préparation et les protocoles de communication.

Ces informations sont essentielles pour assurer une réponse rapide, efficace et bien coordonnée aux déversements de pétrole provenant des installations du plateau continental extérieur (OCS), car elles décrivent les ressources disponibles et les procédures de déploiement en cas de déversement de pétrole.

Un **dispositif de bouchage**, défini comme un dispositif mécanique, avec un dispositif prépositionné pouvant être installé au-dessus d'une tête de puits sous-marine ou de surface ou d'un obturateur anti-éruption pour arrêter l'écoulement incontrôlé de fluides dans l'environnement, est une ressource d'intervention essentielle. Il est de bonne pratique internationale d'exiger que les projets pétroliers et gaziers offshore disposent d'un **dispositif de bouchage colocalisé**, comme détaillé dans la section 30, partie 250 du Code of Federal Regulations (Oil And Gas And Sulphur Operations In The Outer Continental Shelf) / Opérations pétrolières, gazières et sulfureuses sur le plateau continental extérieur):

« § 250.462 Quelles sont les exigences en matière de contrôle des sources, de confinement et d'équipements colocalisés ? »

Le plan de gestion environnementale de toutes les EIE des projets de puits de pétrole offshore doit inclure un plan d'intervention en cas de déversement de pétrole contenant toutes les informations requises par la réglementation du Bureau of Safety and Environmental Enforcement des États-Unis applicable aux projets pétroliers et gaziers sur le plateau continental extérieur.

Pour les projets pétroliers et gaziers offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour protéger les éléments biologiquement sensibles des fonds sous-marins et les communautés benthiques des grands fonds ?



Photo 19 Poissons, coraux et otaries à Baja, Mexique. Photo de Karim Iliya sur Kogia.

Aux États-Unis, il existe un arrêté administratif (NTL n° 2009-G39, Avis aux preneurs et aux exploitants de baux fédéraux de pétrole, de gaz et de soufre et aux détenteurs de droits de passage de pipelines sur le plateau continental extérieur, région OCS du golfe du Mexique - Caractéristiques et zones sous-marines biologiquement sensibles) exigeant que les opérations pétrolières et gazières offshore respectent les stipulations suivantes :

CARACTÉRISTIQUES TOPOGRAPHIQUES

« ... aucune activité perturbant le fond, y compris l'utilisation d'ancres, de chaînes, de câbles et de câbles métalliques à partir d'une plate-forme de forage semi-submersible ou d'un navire de construction de pipelines, **ne peut avoir lieu à moins de 152 mètres (500 pieds) de la « zone de non-activité » désignée d'une caractéristique topographique.** »

« ... Si plus de deux puits qui ne sont pas issus d'opérations de développement doivent être forés à partir du même emplacement de surface et que cet emplacement de surface se trouve dans la zone de 3 milles d'une caractéristique topographique identifiée, **tous les déblais de forage et les fluides de forage provenant des opérations de forage doivent être évacués vers le fond marin par un tuyau de descente structurellement solide qui se termine à une distance appropriée, mais pas à plus de 10 mètres (33 pieds), du fond.** »
(Soulignement ajouté).

En vertu de l'arrêté administratif, les « caractéristiques topographiques » désignent des « zones isolées de relief modéré à élevé qui fournissent un habitat à des communautés de fonds durs de biomasse et de diversité élevées et à un grand nombre d'espèces végétales et animales, et qui abritent, soit comme abri, soit comme nourriture, un grand nombre de poissons importants pour le commerce et les loisirs. »

FONDS MARINS VIVANTS (ELEMENTS DU PINACLE)

« ... aucune activité perturbant le fond, y compris celles causées par des ancres, des chaînes, des câbles ou des câbles métalliques provenant d'une plate-forme de forage semi-sousmersible ou d'un navire de construction de pipeline, **ne peut avoir lieu à moins de 30 mètres (100 pieds) de tout fond dur/pinacle ayant un relief vertical de 8 pieds ou plus.** » (Soulignement ajouté).

« Si vous proposez des activités perturbant le fond (dont la mise en place de plates-formes, l'utilisation d'ancres, de chaînes, de câbles et de câbles métalliques par des plates-formes ou des barges de construction) **à moins de 61 mètres (200 pieds) de pinacles, joignez une carte à une échelle de 1 pouce = 1 000 pieds avec une précision DGPS indiquant :**

- a. Courbes bathymétriques à des intervalles de 2 pieds ;
- b. Un aperçu des pinacles ;
- c. Une annotation de la hauteur des pinacles individuels ;
- d. L'emplacement en surface de chaque puits ou plate-forme proposé ;
- e. La position des ancres, des chaînes, des câbles et des câbles métalliques par rapport à chaque emplacement en surface proposé.

« Vous pouvez utiliser des superpositions de transparence sur d'autres cartes pour afficher les éléments d. et e. ci-dessus, à condition qu'elles soient à une échelle de 1 pouce = 1 000 pieds.

« Si vous proposez des activités de construction de pipelines (dont l'utilisation d'ancres, de chaînes, de câbles et de câbles métalliques) **à moins de 61 mètres (200 pieds) de pinacles, incluez une carte à une échelle de 1 pouce = 1 000 pieds avec une précision DGPS illustrant:**

- a. Les contours bathymétriques à des intervalles de 2 pieds ;
- b. Un aperçu des pinacles ;
- c. Une annotation de la hauteur de chaque pinacle ;
- d. Le tracé proposé du pipeline ;
- e. La zone maximale de perturbation potentiellement causée par les activités de construction du pipeline (dont l'utilisation d'ancres, de chaînes, de câbles et de câbles métalliques). »

« Vous pouvez utiliser des superpositions de transparence sur d'autres cartes pour afficher les éléments d. et e. ci-dessus, à condition qu'ils soient à une échelle de 1 pouce = 1 000 pieds.»

En vertu de l'arrêté administratif, les « fonds vivants (pinacles) » désignent « des caractéristiques récifales carbonatées de petite taille, isolées, à relief faible à modéré ou des affleurements d'origine inconnue ou des substrats durs exposés par l'érosion qui fournissent une surface pour la croissance d'invertébrés sessiles et attirent un grand nombre de poissons ».

FONDS VIVANTS (RELIEF FAIBLE)

« Aucune activité de perturbation du fond, y compris l'utilisation d'ancres, de chaînes, de câbles ou de câbles métalliques à partir d'une plate-forme de forage semi-submersible ou d'un navire de construction de pipelines, **ne doit avoir d'impact sur les fonds vivants (relief faible).** »

« Avant de mener des activités de forage ou de construire ou de placer une structure à des fins d'exploration ou de développement sur un bail avec la stipulation de fond vivant (faible relief), y compris, mais sans s'y limiter, le forage de puits et la mise en place de pipelines et de plateformes, **préparez un rapport d'étude du fond vivant contenant une carte bathymétrique construite à partir de données de télédétection et une interprétation des zones de fond vivant à l'aide des résultats d'une étude de photodocumentation.** Utilisez les directives de l'annexe 7 pour mener les études et préparer le rapport. Assurez-vous que le rapport d'étude du fond vivant, y compris les études connexes, englobe toute la zone à au moins 1 000 mètres (3 280 pieds) du site d'activité proposé. Effectuer des relevés bathymétriques et des relevés des dangers peu profonds selon les directives de la NTL n° 2008-G05, Shallow Hazards Requirements, en vigueur depuis le 1er mai 2008. » (Soulignement ajouté).

En vertu de l'arrêté administratif, les « fonds vivants (relief faible) » désignent « les communautés d'herbiers marins, les zones contenant des assemblages biologiques constitués d'invertébrés sessiles vivant sur et attachés à des formations dures ou rocheuses naturelles présentant une topographie rugueuse, accidentée ou lisse ; et les zones où un substrat dur et un relief vertical peuvent favoriser l'accumulation de tortues, de poissons ou d'autres espèces animales ».

ELEMENTS BIOLOGIQUES POTENTIELLEMENT SENSIBLES

« Aucune activité perturbant le fond, y compris l'utilisation d'ancres, de chaînes, de câbles ou de câbles métalliques à partir d'une plate-forme de forage semi-submersible ou d'un navire de construction de pipelines, **ne doit avoir d'impact sur des éléments biologiques potentiellement sensibles.** ...

« Si vous proposez des activités perturbant le fond (dont la mise en place de plates-formes, l'utilisation d'ancres, de chaînes, de câbles et de câbles métalliques à partir de plates-formes ou de barges de construction) **à moins de 30 mètres (100 pieds) d'éléments biologiques potentiellement sensibles, incluez une carte à une échelle de 1 pouce = 1 000 pieds avec une précision DGPS indiquant :**

- a. des contours bathymétriques à des intervalles de 2 pieds ;
- b. un aperçu des éléments biologiques potentiellement sensibles ;
- c. une annotation de la hauteur individuelle des éléments biologiques potentiellement sensibles ;
- d. l'emplacement en surface de chaque puits ou plate-forme proposé ;
- e. la position des ancres, des chaînes, des câbles et des câbles métalliques par rapport à chaque emplacement en surface proposé.

« Vous pouvez utiliser des superpositions de transparence sur d'autres cartes pour afficher les éléments d. et e. ci-dessus, à condition qu'elles soient à une échelle de 1 pouce = 1 000 pieds.

« Si vous proposez des activités de construction de pipelines (dont l'utilisation d'ancres, de chaînes, de câbles et de câbles métalliques) **à moins de 30 mètres (100 pieds) d'éléments biologiques potentiellement sensibles, incluez une carte à une échelle de 1 pouce = 1 000 pieds avec une précision DGPS illustrant :**

- a. des contours bathymétriques à des intervalles de 2 pieds ;
- b. un aperçu des caractéristiques biologiques potentiellement sensibles ;
- c. une annotation de la hauteur individuelle des éléments biologiques potentiellement sensibles ;
- d. le tracé proposé du pipeline ;
- e. la zone maximale de perturbation potentiellement causée par les activités de construction du pipeline (dont l'utilisation d'ancres, de chaînes, de câbles et de câbles métalliques).

« Vous pouvez utiliser des superpositions de transparence sur d'autres cartes pour afficher les éléments d. et e. ci-dessus, à condition qu'ils soient à une échelle de 1 pouce = 1 000 pieds. »

En vertu de l'ordonnance administrative, les « éléments biologiques potentiellement sensibles » désignent « les éléments non protégés par une clause de bail biologique qui sont de relief modéré à élevé (environ 8 pieds ou plus), offrent une surface de croissance pour les invertébrés sessiles et attirent un grand nombre de poissons ».

Les meilleures pratiques internationales pour la protection des communautés benthiques des grands fonds comprennent l'imposition de zones d'exclusion décrites ci-dessous dans un avis aux preneurs et aux exploitants de baux fédéraux de pétrole, de gaz et de soufre et aux détenteurs de droits de passage de pipeline, plateau continental extérieur, région OCS du golfe du Mexique rédigé par le ministère de l'Intérieur des États-Unis :

« Si vous proposez des activités susceptibles de perturber les fonds marins à des profondeurs d'eau de 300 mètres (984 pieds) ou plus, maintenez les distances de séparation suivantes par rapport aux communautés benthiques à haute densité en eau profonde :

1. Au moins 2 000 pieds de chaque emplacement proposé de déversement de boues et de déblais ; et
2. Au moins 250 pieds de l'emplacement de toutes les autres perturbations proposées du fond marin (y compris celles causées par les ancres, les chaînes d'ancre, les câbles métalliques, l'installation de gabarits de fond marin et la construction de pipelines). Les perturbations du fond marin comprennent toutes les perturbations « temporaires » causées pendant les opérations d'amarrage (par exemple, le déploiement, la mise en place et la récupération des ancres) ainsi que celles causées par les activités d'ancrage menées avant l'arrivée d'une MODU [unité

mobile de forage en mer] sur place (par exemple, la pré-installation de pieux et de câbles d'aspiration ; où les impacts sur le fond marin sont beaucoup plus importants lorsque les câbles sont laissés sur le fond marin avant d'être tendus et attachés à la MODU).

Cette bonne pratique internationale de protection des communautés benthiques des eaux profondes exige que les promoteurs de projets pétroliers et gaziers offshore mettent à disposition, avant l'approbation du projet, des informations détaillées sur les caractéristiques géologiques qui pourraient indiquer la présence de communautés benthiques des eaux profondes à protéger par les zones d'exclusion décrites ci-dessus.¹²³

Le plan de gestion environnementale de toutes les EIE pour les projets de puits de pétrole offshore doit inclure des engagements de protection des communautés benthiques des eaux profondes au moins aussi rigoureux que ceux contenus dans l'avis aux preneurs du ministère de l'Intérieur des États-Unis décrit ci-dessus.

Pour les puits offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour le traitement et l'élimination des déchets des installations flottantes de production, de stockage et de déchargement (FPSO) ?

Les navires FPSO sont utilisés dans la production pétrolière et gazière offshore et disposent de systèmes de gestion des déchets pour gérer les différents types de déchets générés à bord. Les meilleures pratiques internationalement reconnues pour le traitement et l'élimination des déchets FPSO visent à minimiser l'impact environnemental et à garantir la sécurité et l'efficacité des opérations. Les meilleures pratiques de gestion des déchets FPSO comprennent :

- Mettre en œuvre des pratiques de minimisation des déchets pour réduire la production de déchets sur le FPSO ;
- Promouvoir la séparation à la source pour séparer les différents types de déchets (par exemple, dangereux, non dangereux, recyclables) au point de production ;
- Fournir des installations de stockage des déchets appropriées sur le FPSO pour éviter les fuites ou les déversements ;
- Collecter et transporter régulièrement les déchets vers des installations d'élimination à terre ou en mer ;
- Intégrer le traitement et la transformation de flux de déchets spécifiques, tels que les eaux huileuses, pour réduire leur impact environnemental avant leur rejet ;
- Mettre en œuvre des pratiques de stockage, de manutention et d'élimination sûres et sécurisées pour les produits chimiques et les déchets dangereux ;

¹²³ Notice To Lessees And Operators Of Federal Oil, Gas, And Sulphur Leases And Pipeline Right-Of-Way Holders, Outer Continental Shelf, Gulf Of Mexico OCS Region drafted by the United States Department of Interior: Deepwater Benthic Communities. NTL No. 2009-G40
<https://www.boem.gov/sites/default/files/regulations/Notices-To-Lessees/2009/09-G40.pdf>

- Tenir à jour des registres d'inventaire et des fiches de données de sécurité pour les matières dangereuses ;
- Mettre en œuvre des procédures de gestion des eaux de ballast pour empêcher la propagation d'espèces envahissantes entre différentes régions ; Installer des systèmes de traitement des eaux usées pour répondre aux normes internationales de rejet ou d'élimination ;
- Gérer efficacement les déchets de pétrole et d'hydrocarbures pour éviter les déversements et les rejets dans la mer ;
- Utiliser des séparateurs eau-pétrole pour traiter les eaux usées huileuses, en particulier les eaux de cale.

Pour les puits offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues pour prévenir les collisions avec les navires ?

Les meilleures pratiques reconnues à l'échelle internationale pour prévenir les collisions avec les navires, notamment en matière de sécurité maritime et de protection de l'environnement, visent à réduire le risque de collision entre les navires et la faune marine, comme les baleines, les dauphins et les tortues de mer. Ces meilleures pratiques visent à protéger à la fois la vie marine et les opérations maritimes et comprennent :

- Imposer des vitesses réduites pour les navires dans les zones où vivent des populations d'animaux marins connues ou potentielles.
- Établir des limites de vitesse ou des « zones lentes » dans les habitats critiques ou les couloirs de migration ;
- Désigner des voies de navigation et des itinéraires de navigation sûrs qui évitent les habitats critiques de la faune marine et les voies de migration (utiliser des cartes de navigation mises à jour qui incluent les zones à forte activité faunique) ;
- Mettre en œuvre des services de trafic maritime (VTS) pour fournir aux exploitants de navires des informations sur le trafic en temps réel, y compris la présence d'animaux marins (utiliser les VTS pour guider les navires autour des zones préoccupantes) ;
- Employer des observateurs de mammifères marins formés à bord des navires qui transitent par des régions riches en faune. Ces observateurs peuvent aider à identifier la présence de vie marine et recommander des changements de cap. Ils peuvent également équiper les navires de technologies modernes de navigation et de détection, telles que des radars, des sonars et des systèmes infrarouges à vision frontale (FLIR). Les observateurs peuvent utiliser ces technologies pour détecter et suivre la faune marine et évaluer les risques de collision, comme les systèmes d'alerte aux baleines, qui fournissent des données en temps réel sur l'emplacement des baleines pour informer les opérateurs de navires de la vie marine à proximité et développer et mettre en œuvre des procédures opérationnelles qui guident les opérateurs de navires sur la manière de réagir lorsque la faune marine est repérée ;

- Établir des protocoles pour ralentir, changer de cap ou prendre d'autres mesures d'évitement.

Pour les puits offshore, le chapitre sur la gestion et la surveillance de l'environnement engage-t-il le promoteur du projet à suivre les meilleures pratiques internationalement reconnues en matière de prévention de la pollution lumineuse ?

La prévention de la pollution lumineuse dans les activités pétrolières et gazières offshore est essentielle pour minimiser l'impact environnemental, notamment sur les écosystèmes marins et les communautés environnantes. Les meilleures pratiques internationalement reconnues pour prévenir la pollution lumineuse dans les opérations offshore comprennent :

- Utiliser des luminaires à faible consommation d'énergie et à écran pour diriger la lumière là où elle est nécessaire et l'empêcher de se propager inutilement, par exemple en installant des luminaires avec des détecteurs de mouvement et des minuteries pour réduire les niveaux d'éclairage lorsqu'ils ne sont pas nécessaires ;
- Mettre en œuvre des technologies d'éclairage à faible impact, telles que les luminaires LED, qui offrent un éclairage directionnel et contrôlé. Envisager de sélectionner un éclairage avec une température de couleur plus basse (lumière plus chaude) pour minimiser son impact sur l'environnement naturel, et utiliser des rideaux lumineux, des écrans et des capots pour diriger la lumière vers le bas et réduire la lueur du ciel, l'éblouissement et la fuite de lumière. Installer des barrières pour bloquer la ligne de vue directe entre les sources lumineuses et les zones sensibles ;
- Mettre en place des heures de couvre-feu pendant lesquelles les lumières non essentielles sont atténuées ou éteintes ;
- Autoriser l'éclairage essentiel uniquement à des heures et à des endroits précis.

3.6 Garanties financières

Pour faire face aux impacts sur l'eau et le climat causés par la perte d'intégrité des puits, souvent abandonnés (discutés dans la section 2.2.2.2.), et pour faire face aux impacts des déversements de pétrole (discutés dans les sections 2.2.2.4 et 2.2.3.2.), il est d'une importance vitale que les régulateurs gouvernementaux exigent des compagnies pétrolières qu'elles fournissent – avant le début du forage – des garanties financières pour assurer le bouchage complet et rapide des puits, la remise en état des zones louées et la restauration des terres ou des eaux de surface qui pourraient être affectées négativement par les opérations de location après l'abandon ou la cessation des opérations pétrolières et gazières.

Exigences en matière de cautionnement pour les nouveaux projets pétroliers et gaziers terrestres proposés

Le texte suivant du titre 43 de la sous-partie 3104 du Code of Federal Regulations des États-Unis¹²⁴ qui s'applique aux activités pétrolières et gazières proposées sur les terres fédérales fournit un bon exemple du type d'exigences en matière de cautionnement qui devraient être abordées dans une EIE pour un projet pétrolier et gazier proposé :

« § 3104.1 Obligations de cautionnement.

(a) Avant le début des activités de perturbation de surface liées aux opérations de forage, le preneur, le propriétaire des droits d'exploitation (sous-locataire) ou l'exploitant doit soumettre une caution ou un cautionnement personnel, sous réserve du respect de toutes les conditions générales de l'ensemble du bail couvert par la caution, comme décrit dans cette sous-partie. Les montants de cautionnement ne doivent pas être inférieurs aux montants minimaux décrits dans cette sous-partie afin de garantir le respect de la loi, y compris le bouchage complet et en temps opportun du ou des puits, la remise en état de la ou des zones de location et la restauration de toutes les terres ou eaux de surface affectées négativement par les opérations de location après l'abandon ou la cessation des opérations pétrolières et gazières sur le ou les baux conformément, mais sans s'y limiter, aux normes et exigences énoncées dans les §§ 3162.3 et 3162.5 du présent titre et aux ordres émis par l'agent autorisé.

(b) Les cautions doivent être émises par des sociétés de cautionnement qualifiées et agréées par le Département du Trésor (voir la circulaire n° 570 du Département du Trésor).

(c) Les cautions personnelles doivent être accompagnées par :

- (1) Un certificat de dépôt émis par une institution financière dont les dépôts sont assurés par le gouvernement fédéral, accordant explicitement au Secrétaire toute autorité pour exiger un paiement immédiat en cas de défaut d'exécution des termes et conditions du bail. Le certificat doit indiquer explicitement sur sa face que l'approbation du Secrétariat est requise avant le rachat du certificat de dépôt par toute partie ;
- (2) Un chèque de banque ;
- (3) Un chèque certifié ;
- (4) Des titres du Trésor négociables des États-Unis d'une valeur égale au montant spécifié dans l'obligation. Les titres du Trésor négociables doivent être accompagnés d'une attestation appropriée au Secrétaire de l'autorisation complète de vendre ces titres en cas de défaut d'exécution des termes et conditions d'un bail ; ou
- (5) Une lettre de crédit irrévocable émise par une institution financière dont les dépôts sont assurés par le gouvernement fédéral, pour une durée déterminée, identifiant le Secrétaire comme seul bénéficiaire ayant toute autorité pour exiger un paiement immédiat en cas de défaut d'exécution des termes et conditions d'un bail. »

Par exemple, le Bureau of Land Management des États-Unis a estimé que les montants des cautions suffisants pour couvrir l'intégralité des coûts de colmatage et de remise en

¹²⁴ 43 CFR § 3104 - Bond obligations, <https://www.ecfr.gov/current/title-43/subtitle-B/chapter-II/subchapter-C/part-3100/subpart-3104/section-3104.1>

état des opérations à terre s'élèvent à 994 000 \$ pour un champ pétrolier et gazier comportant 14 puits et à 4 686 000 \$ pour un champ pétrolier et gazier comportant 66 puits.¹²⁵

Obligations requises pour les nouveaux projets pétroliers et gaziers offshore proposés

Les obligations de cautionnement pour les nouveaux projets pétroliers et gaziers offshore proposés, telles que décrites par le Bureau of Ocean Energy Management (BOEM), sont conçues pour garantir que les entreprises disposent de ressources financières suffisantes pour couvrir les coûts de démantèlement et de nettoyage associés à leurs opérations.¹²⁶ Les obligations de cautionnement sont de 50 000 \$ par bail ou de 300 000 \$ pour un groupe de baux dans la même zone.¹²⁷ Des obligations de base et supplémentaires sont requises pour les passifs de démantèlement estimés. Ces obligations de base et supplémentaires garantissent des fonds suffisants pour couvrir le coût total des activités de démantèlement, y compris le retrait des structures, le colmatage des puits et le nettoyage du site. Ces montants supplémentaires sont généralement destinés à : 1) activités d'exploration - 200 000 \$ pour tous les baux dans une zone spécifique du plateau continental extérieur ; et 2) les activités de production - 500 000 \$ pour tous les baux dans une zone spécifique du plateau continental extérieur.¹²⁸ Le BOEM peut exiger des garanties financières supplémentaires au-delà des cautions de base et supplémentaires s'il détermine un risque plus élevé de non-conformité ou si la situation financière du locataire le justifie. Cela peut impliquer une combinaison de cautions, de lettres de crédit et d'autres instruments financiers. Ces exigences de cautionnement protègent le gouvernement fédéral et les contribuables contre les coûts de démantèlement et de restauration de l'environnement si un opérateur pétrolier et gazier offshore ne peut pas remplir ses obligations. Les montants de cautionne accrus reflètent les coûts et les risques plus élevés des opérations offshore.

Les exigences en matière de cautionnement pour les nouveaux projets pétroliers et gaziers offshore proposés pour compenser les coûts des marées noires sont principalement régies par le Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) et le Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE). Ces exigences garantissent que les entreprises disposent de ressources financières suffisantes pour couvrir les responsabilités

¹²⁵ U.S. Bureau of Land Management. (July 2023). *Fluid Mineral Leases and Leasing Process* (Proposed Rule). <https://www.blm.gov/sites/default/files/docs/2023-07/Final-Draft-Proposed-Onshore-Oil-and-Gas-Leasing-Rule-07-18-2023.pdf> See also: U.S. Bureau of Land Management. (15 November 2018). IM 2019-014, Instruction Memorandum, *Oil and Gas Bond Adequacy Reviews*. <https://www.blm.gov/policy/im-2019-014>

¹²⁶ Bureau of Ocean Energy Management. (n.d.). *Financial Assurance Requirements for the Offshore Oil and Gas Industry Operating on the OCS*. <https://www.boem.gov/oil-gas-energy/risk-management/financial-assurance-requirements-offshore-oil-and-gas-industry>

¹²⁷ 30 CFR § 556.900 - Financial assurance requirements for an oil and gas or sulfur lease, <https://www.ecfr.gov/current/title-30/section-556.900>

¹²⁸ 30 CFR § 556.901 - Base and supplemental financial assurance. <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-V/subchapter-B/part-556/subpart-1/section-556.901>

potentielles, y compris les coûts associés aux marées noires. Les principaux éléments sont les suivants :

1) Responsabilité financière en cas de déversement d'hydrocarbures (OSFR) : les exploitants doivent démontrer leur capacité à payer les frais de nettoyage et les dommages résultant des déversements d'hydrocarbures par le biais des exigences OSFR.

2) Montants de couverture OSFR : ces montants sont déterminés en fonction du volume de déversement le plus défavorable, avec les niveaux généraux suivants :

- Jusqu'à 35 000 barils : 35 millions de dollars
- 35 001 à 70 000 barils : 70 millions de dollars
- 70 001 à 105 000 barils : 105 millions de dollars
- Plus de 105 000 barils : 150 millions de dollars¹²⁹

Les exploitants doivent fournir une preuve de leur capacité financière à couvrir leurs responsabilités en cas de déversement d'hydrocarbures dans le cadre de leurs obligations OSFR. Cette preuve peut être fournie par des états financiers, des notations de crédit ou d'autres preuves de crédibilité financière. Ces exigences en matière de cautionnement et d'assurance financière visent à atténuer le risque financier associé aux déversements d'hydrocarbures, en garantissant que les exploitants disposent des ressources nécessaires pour faire face aux coûts liés aux déversements et protéger l'environnement et la santé publique.

¹²⁹ 30 CFR § 553.13 - How much OSFR must I demonstrate? <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-V/subchapter-B/part-553/subpart-B/section-553.13>