

**REVUE DE LITTÉRATURE SUR LES TECHNOLOGIES ET
MEILLEURES PRATIQUES ENVIRONNEMENTALES DANS
LE SECTEUR DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION
DES HYDROCARBURES EN MILIEU EXTRACÔTIER**

CONTEXTE DU GOLFE DU SAINT-LAURENT

2015

Direction des eaux industrielles
Direction générale des politiques de l'eau
Service des avis et des expertises
Direction du suivi de l'état de l'environnement

Québec 

ÉQUIPE DE RÉALISATION

AUTEUR :	Alexandre Bonton ¹
COAUTEURS :	Sylvie Cloutier ¹ Simon Pineault ² Julie Rochefort ²
COORDONNATEUR DU PROGRAMME D'ACQUISITION DE CONNAISSANCES :	Denis Provençal ¹
COORDONNATEUR PRINCIPAL :	Simon Pineault ²
COLLABORATEURS DU PROJET :	Sylvie Cloutier ¹ Simon Pineault ² Julie Rochefort ²
ÉQUIPE DE RÉVISION SCIENTIFIQUE :	Sergio Cassanaz ³ Bernard Gaboury ⁴ Carol Gagné ⁵ Pierre Michon ⁶ Francis Perron ² Gaëlle Triffault-Boucher ⁷
RÉVISION LINGUISTIQUE :	Maryse Goyette Firme Traductions Atout
GRAPHISME ET MISE EN PAGE	France Gauthier et Manon Laplante ¹

¹ Direction du suivi de l'état de l'environnement, Service des avis et des expertises

² Direction des eaux industrielles

³ Bureau des changements climatiques

⁴ Direction des lieux contaminés et des matières dangereuses

⁵ Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère

⁶ Direction de l'évaluation environnementale des projets hydriques et industriels

⁷ Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec

Référence bibliographique du document :

BONTON, A., et al., 2015. *Revue de littérature des technologies et meilleures pratiques environnementales dans le secteur de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier. Contexte du golfe du Saint-Laurent*, Québec, ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, ISBN 978-2-550-72789-7 (PDF), 282 p.

Dépôt légal – Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2015

ISBN 978-2-550-72789-7 (PDF)

© Gouvernement du Québec, 2015

SOMMAIRE EXÉCUTIF

Afin de répondre aux réflexions et aux préoccupations relatives aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin, un programme d'acquisition des connaissances sur le golfe du Saint-Laurent a été amorcé en 2012 par le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP). Il a été coordonné par le Service des avis et des expertises de la Direction du suivi de l'état de l'environnement et a impliqué la collaboration de plusieurs autres directions du Ministère. Trois axes de recherche ont été proposés dans le cadre de ce programme :

- la connaissance des technologies et des meilleures pratiques du secteur d'activité;
- la connaissance scientifique du golfe du Saint-Laurent;
- la connaissance des interventions à privilégier en situation d'urgence.

Un plan d'action final a été élaboré à partir de ces axes de recherche afin de répondre à deux principaux enjeux touchant la réalisation des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures du golfe du Saint-Laurent, soit : (1) selon les pratiques les plus élevées en matière de protection de l'environnement; (2) selon le niveau le plus élevé d'acceptabilité sociale.

Le présent rapport traite du premier enjeu et vise ainsi à décrire les activités de l'industrie gazière et pétrolière en milieu extracôtier ainsi que les meilleures pratiques de gestion environnementale qui permettent la recherche et l'exploitation responsable des hydrocarbures en milieu marin. Le rapport vise ultimement à mieux comprendre les enjeux de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent. Ce document consiste principalement en une revue de littérature des activités opérationnelles et de pratiques de gestion environnementale exercées dans certains pays exploitant des hydrocarbures en milieu extracôtier.

L'étude considère l'ensemble du cycle de vie de la filière d'exploration et d'exploitation, c'est-à-dire que les principaux intrants et les principales incidences environnementales de la filière sont présentés qualitativement pour les différentes étapes du cycle de vie d'une filière d'exploration et d'exploitation typique.

Une première partie présente brièvement le contexte physique et biologique du golfe du Saint-Laurent, ainsi que le potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires sous-jacents. Le contexte du golfe est étudié dans son ensemble, et l'accent est mis sur la cible exploratoire Old Harry, la principale cible actuellement visée pour l'étape d'exploration des hydrocarbures.

En deuxième partie, une description des différentes technologies d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier est présentée. Les impacts environnementaux potentiels de la filière sont ensuite décrits selon différents thèmes, soit l'utilisation du territoire, la gestion des eaux usées, des émissions atmosphériques et des matières résiduelles, l'utilisation des ressources ainsi que les nuisances associées aux émissions de bruit et de lumière.

Enfin, les meilleures pratiques de gestion environnementale du cycle de vie de la filière observées dans d'autres mesures et d'outils de gestion, de même que des exigences réglementaires. Les territoires considérés sont essentiellement le Canada, les États-Unis, le Royaume-Uni et la Norvège, de même que la Commission OSPAR.

PRINCIPAUX CONSTATS

SECTION 1 : MISE EN CONTEXTE

Au Québec, un moratoire est en vigueur depuis 1998 concernant les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le milieu marin de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent. La stratégie énergétique 2006-2015 visait à mettre en valeur les hydrocarbures de la province de Québec. Cette stratégie a impliqué la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) sur la mise en valeur des hydrocarbures en milieu marin. La première ÉES réalisée en 2010 portait sur l'estuaire et le nord-ouest du golfe, soit à l'ouest de l'île d'Anticosti, incluant les îles. Les résultats de l'ÉES ont fait ressortir les risques potentiels envers les autres usages de l'estuaire en cas d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Une interdiction définitive d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans cette zone a ainsi été instaurée. La deuxième ÉES réalisée en 2013 par la compagnie Genivar dans la portion québécoise du golfe du Saint-Laurent a montré, notamment, les lacunes dans l'état des connaissances de l'activité, l'acceptabilité sociale non acquise ainsi que les déficiences des mesures à mettre en œuvre en cas de déversement majeur d'hydrocarbures dans le golfe.

SECTION 2 : CONTEXTE DU GOLFE DU SAINT-LAURENT ET RESSOURCES EN HYDROCARBURES

Le golfe du Saint-Laurent est une *mer semi-fermée*. C'est un milieu marin unique et vulnérable, caractérisé notamment par un chenal profond (plus de 300 m) qui le traverse d'ouest en est, par la présence d'un couvert de glace durant la majeure partie de l'hiver, par des courants marins complexes et par de faibles teneurs en oxygène dans le fond marin. Ainsi, le contexte d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent est contraignant et diffère de celui des Grands Bancs de Terre-Neuve, du plateau néo-écossais, du golfe du Mexique ou de la mer du Nord. De plus, certains usages du golfe, comme le transport maritime, l'usage biologique et la pêche commerciale, pourraient entrer en conflit avec l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.

D'après un rapport de la Commission géologique du Canada, le potentiel des bassins sédimentaires du golfe du Saint-Laurent consisterait en de petits gisements de pétrole brut pour le nord du golfe et des gisements moyens de gaz naturel pour le sud du golfe, notamment au niveau de la cible exploratoire Old Harry. La cible Old Harry est la principale zone actuellement visée par l'industrie pétrolière et gazière, dont le permis de recherche exploratoire est détenu par la compagnie Corridor Resources.

SECTIONS 3 ET 4 : ACTIVITÉS ET IMPACTS DU CYCLE DE VIE DE L'ACTIVITÉ D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES EN MILIEU EXTRACÔTIER

L'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier consiste en plusieurs étapes, soit la réalisation d'études environnementales, les relevés géophysiques, les forages exploratoires, la construction de l'installation de production, la phase de production et de transport des hydrocarbures et, enfin, le démantèlement de l'installation. Le cycle de vie de l'activité s'étale sur une période de 20 à 40 ans selon le potentiel de la ressource. En général, le délai entre la réalisation des études environnementales avant projet et la mise en production est d'environ 15 ans.

Lors de la phase de relevés géophysiques, des levés sismiques sont réalisés à l'aide de navires sismiques afin de délimiter des structures sédimentaires propices à l'accumulation d'hydrocarbures. Des ondes sismiques sont émises par des canons à air, traversent la colonne d'eau et les couches sédimentaires, puis les ondes réfléchies sont captées par des flûtes sismiques tirées par le navire. Il a été démontré que les émissions de bruit issues des canons à air étaient préoccupantes pour les organismes aquatiques, notamment pour les mammifères marins. À ce jour, environ 33 000 km de levés sismiques ont été réalisés dans le golfe du Saint-Laurent.

La phase exploratoire implique la réalisation de nombreux forages au niveau de la zone ciblée lors des levés sismiques. Des installations flottantes ou fixes sont utilisées pour les forages en milieu marin. La première section d'un forage est en général réalisée sans *tube prolongateur*. Ainsi, les *déblais de forage* et *boues de forage* (en général des *boues à base d'eau*) sont rejetés directement dans le milieu marin. Ces *déblais de forage* se déposent sur le fond marin à proximité du trou de forage. La deuxième section du puits est réalisée après la mise en place du *tube prolongateur*, permettant la remontée des *déblais* et *boues à base synthétique* ou à *base d'huile* au niveau de l'unité de forage. Les *déblais de forage* sont séparés des *boues de forage*, puis rejetés dans le milieu marin ou éliminés en milieu terrestre. Le rejet en milieu marin crée un panache dans la colonne d'eau, puis les *déblais de forage* se déposent sur le fond marin. Les composés présents dans les *déblais de forage* (métaux, produits chimiques, hydrocarbures, etc.) peuvent être problématiques pour les habitats benthiques et consommer l'oxygène du milieu. La compagnie Corridor Ressources prévoit de réaliser un premier forage exploratoire dans la cible exploratoire Old Harry, du côté terre-neuvien du golfe, à l'aide d'un navire de forage ou d'une plateforme semi-submersible.

Si la structure géologique ciblée révèle la présence d'un *gisement* d'hydrocarbures, des *puits de production* sont réalisés et une installation de production fixe ou flottante est mise en place. Dans le cas de la cible exploratoire Old Harry, la profondeur du milieu marin (environ 460 m) limiterait la mise en place d'installations fixes et favoriserait plutôt les installations semi-submersibles, et éventuellement les installations entièrement sous-marines ou une installation fixe localisée à une profondeur de fond marin plus faible, comme en bordure du chenal Laurentien. Dans le cas plus probable de présence de gaz naturel, un transport du gaz par pipelines pourrait être réalisé jusqu'au marché américain ou canadien. La liquéfaction en mer du gaz naturel et son transport par méthaniers ne sont pas réalisés actuellement dans le monde. La présence du couvert de glace au niveau de la cible Old Harry peut grandement contraindre les activités d'exploration et de production d'hydrocarbures. À ce jour, il n'existe aucune installation d'extraction d'hydrocarbures dans le monde à profondeur d'eau importante (plus de 300 m) et en présence de couvert de glace.

Les principales étapes *in situ* de production consistent en l'extraction et la séparation des hydrocarbures bruts, le traitement du gaz naturel, le stockage des hydrocarbures, la compression du gaz naturel, le transport des hydrocarbures et le traitement des *eaux de production* et des gaz indésirables. Les *eaux de production* sont en général rejetées dans le milieu marin après le traitement. Les volumes d'*eau de production* peuvent être importants, pouvant correspondre à trois ou quatre fois les volumes d'hydrocarbures produits, particulièrement pour des *gisements* de pétrole brut. Ces eaux peuvent contenir des métaux, des hydrocarbures et des produits chimiques. Ces composés peuvent être toxiques ou se bioaccumuler dans les organismes marins, mais on note cependant une importante dilution de ces eaux dans la colonne d'eau après leur rejet dans le milieu marin. En fin de vie, l'installation est démantelée, les matériaux sont envoyés en milieu terrestre et les puits sont rebouchés. Une partie de l'installation peut être laissée sur le fond marin, créant ainsi des *réefs artificiels*. Lors de l'ensemble du cycle de vie de l'activité, des quantités importantes de gaz sont émises dans l'atmosphère, notamment des gaz à effet de serre issus des moteurs et de gaz associés aux hydrocarbures extraits. Les gaz associés sont la plupart du temps brûlés à la torchère. D'autres sources d'impacts de l'activité sont l'émission de bruit et de lumière par l'installation et les navires, l'occupation du territoire et l'utilisation de matériaux, de biens consommables, d'énergie et d'eau. Les émissions de bruit et

de lumière peuvent avoir des effets considérables sur les organismes marins et les oiseaux de mer. Enfin, de petits déversements accidentels d'hydrocarbures surviennent régulièrement au cours du cycle de vie de la filière.

SECTION 5 : MEILLEURES PRATIQUES DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES EN MILIEU EXTRACÔTIER

Les pays étudiés (Canada, États-Unis, pays membres de la Commission OSPAR) basent leurs mesures de gestion sur les meilleures pratiques environnementales (MPE) et les meilleures technologies disponibles et économiquement réalisables (MTDER). De manière très générale, les mesures de gestion proposées aux États-Unis sont fondées sur une gestion au point de rejet, celles de la Commission OSPAR se basent sur une gestion à la source et l'encadrement du Canada est un compromis entre ces deux approches.

Concernant les *eaux de production*, les meilleures pratiques proposées se basent sur une gestion de type « 3R-VE » (réduction à la source, réemploi, recyclage, valorisation, élimination), analogue à la gestion des matières résiduelles au Québec. Elles consistent notamment à réduire les quantités d'eau de formation extraites, à sélectionner les produits chimiques les moins nocifs pour le milieu marin ou à traiter les *eaux de production* avant rejet. De manière générale, les *eaux de production* sont rejetées dans le milieu marin en respectant des exigences de rejet de 30 mg/L en hydrocarbures dispersés. Les *eaux de production* peuvent aussi être injectées dans une formation géologique, ce qui est de plus en plus courant en Europe étant donné le resserrement des exigences de rejet dans le milieu marin. Des exigences s'appliquent généralement au point de rejet et un suivi dans le milieu récepteur est la plupart du temps exigé.

Les meilleures pratiques de gestion des *résidus de forage* se basent sur une gestion de type « 3R-VE », par exemple en favorisant la réduction de la taille des trous de forage, en sélectionnant des *fluides de forage* moins nocifs pour les organismes marins ou en traitant les *résidus de forage* et en recyclant les *boues de forage*. Aux États-Unis et au Canada, les *déblais de forage de fluide à base synthétique* sont généralement rejetés dans le milieu marin en respectant des exigences relatives aux teneurs en hydrocarbures (6,9 g de fluide pour 100 g de déblais). En Europe, l'utilisation de *fluide à base d'huile* est privilégiée, car on considère que les *déblais de forage de boues à base synthétique* consomment trop d'oxygène après leur rejet dans le milieu marin. Les *déblais de forage de boues à base d'huile* sont alors traités en milieu terrestre.

Les émissions atmosphériques d'une installation extracôtière peuvent être gérées en améliorant l'efficacité énergétique des installations d'exploration ou d'extraction des hydrocarbures, ou en réduisant et valorisant les émissions de *gaz associés* aux hydrocarbures. Par exemple, certaines installations en mer du Nord utilisent de l'énergie en provenance du milieu terrestre pour le fonctionnement des équipements de production d'hydrocarbures. Les *gaz associés* peuvent aussi être injectés dans des formations géologiques.

Afin de réduire les risques de collision avec des navires, des zones de sécurité sont mises en place, la plupart du temps d'un rayon de 500 m autour d'une installation extracôtière. Ces zones sont interdites d'accès pour la plupart des navires.

La gestion du bruit d'une installation peut être effectuée en sélectionnant des équipements moins bruyants ou en réalisant un démarrage progressif des activités afin de réduire les effets du bruit sur les organismes marins.

L'impact des émissions de lumière d'une installation est peu documenté. On note l'utilisation de lumière verte par une installation en mer du Nord afin de réduire les effets sur les oiseaux.

Des mesures de gestion du risque peuvent être mises en place afin de réduire la probabilité d'éruption d'un *puits exploratoire* ou *de production*, de même que le risque de déversement majeur d'hydrocarbures dans le milieu marin. Il peut notamment être requis de démontrer la capacité à réaliser rapidement un puits de secours afin de contrôler une fuite d'hydrocarbures au niveau du réservoir exploité. De plus, des modèles de transport de contaminants sont utilisés afin de prédire le comportement d'une nappe d'hydrocarbures dans le milieu marin en cas de déversement majeur. Des modèles utilisés par Environnement Canada pour le cas de la cible exploratoire Old Harry montrent qu'un déversement majeur de pétrole brut léger pourrait persister plusieurs dizaines de jours dans le milieu marin et potentiellement atteindre les côtes de Terre-Neuve, le Cap-Breton ou les îles de la Madeleine.

AVERTISSEMENT AU LECTEUR

Les informations présentées dans ce rapport sont issues de plusieurs documents de référence (voir les références bibliographiques à la fin de chacune des sections).

Le principal document consulté pour la section 2 (Contexte du golfe du Saint-Laurent et ressources en hydrocarbures), est le rapport de la compagnie Genivar (2013) intitulé *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs*.

La section 3 (Description du cycle de vie de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier) est basée principalement sur le *Handbook subsea engineering*, de Bai et Bai (2012), ainsi que le guide intitulé *Construction of marine and offshore structures*, de Gerwick (2007).

Les informations de la section 4 (Impacts environnementaux de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier) sont généralement tirées du document de recherche de Lee *et al.* (2011) de Pêches et Océans Canada intitulé *Examen des impacts possibles des activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole extracôtier sur le milieu marin*.

Enfin, les informations de la section 5 (Meilleures pratiques de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier) sont principalement issues de documents de la Commission OSPAR (<http://www.ospar.org/>), des offices extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador (<http://www.cnlopb.ca/>) et de Nouvelle-Écosse (<http://www.cnsopb.ns.ca/>), de l'EPA, du Petroleum Safety Authority Norway (http://www.ptil.no/?lang=en_US) ainsi que du Department of Energy and Climate Change du Royaume-Uni (<https://www.gov.uk/oil-and-gas-offshore-environmental-legislation>).

À noter que les mots en *italique* dans le texte sont définis dans le glossaire inclus à la fin du document.

TABLE DES MATIÈRES

Équipe de réalisation.....	II
Sommaire exécutif	iii
PRINCIPAUX CONSTATS	iv
AVERTISSEMENT AU LECTEUR.....	viii
LISTE DES TABLEAUX	xiii
LISTE DES FIGURES	xvii
1 MISE EN CONTEXTE.....	1
1.1 La stratégie énergétique au Québec.....	1
1.2 Les ressources en hydrocarbures du Québec.....	2
1.2.1 Ressources en hydrocarbures en milieu terrestre	2
1.2.2 Ressources en hydrocarbures en milieu extracôtier	2
1.3 Les freins à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures.....	6
1.4 Bibliographie de la section 1	6
2 CONTEXTE DU GOLFE DU SAINT-LAURENT ET RESSOURCES EN HYDROCARBURES	8
2.1 Le golfe du Saint-Laurent.....	8
2.1.1 Bathymétrie	9
2.1.2 Courants marins	11
2.1.3 Couvert de glace et icebergs.....	14
2.1.4 Vagues et visibilité	15
2.1.5 Tempêtes.....	16
2.1.6 Sismicité.....	17
2.1.7 Conditions du fond marin et des formations sous-jacentes.....	18
2.1.8 Transport maritime	20
2.1.9 Pêche commerciale.....	20
2.1.10 Contexte biologique	22
2.2 Les ressources en hydrocarbures du golfe du Saint-Laurent	24
2.2.1 Bassins sédimentaires du golfe du Saint-Laurent.....	24
2.2.2 Bassin d'Anticosti	25
2.2.3 Bassin de Madeleine	26
2.2.4 Cible exploratoire Old Harry	29
2.3 Bibliographie de la section 2.....	32
3 DESCRIPTION DU CYCLE DE VIE DE L'ACTIVITÉ D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES EN MILIEU EXTRACÔTIER	35
3.1 Le cycle de vie de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier	35
3.2 Les relevés géophysiques.....	38
3.2.1 Recherche des formations géologiques favorables à l'accumulation d'hydrocarbures.....	38
3.2.2 Caractérisation du site de forage.....	41
3.3 Les forages exploratoires	45
3.3.1 Mise en place de l'installation de forage.....	47

3.3.2 Forages de <i>puits exploratoires</i>	62
3.3.3 <i>Boues de forage et déblais de forage</i>	64
3.4 Construction du système de production.....	69
3.4.1 Complétion du puits	70
3.4.2 Mise en place des installations de production	70
3.5 Production et transport	90
3.5.1 Extraction et traitement des hydrocarbures	90
3.5.2 Traitement des rejets	101
3.5.3 Stockage et transport des hydrocarbures	103
3.6 Démantèlement.....	109
3.7 Base côtière.....	112
3.8 Bibliographie de la section 3.....	112
4 IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES EN MILIEU EXTRACÔTIER	117
4.1 Classification des impacts.....	117
4.2 Utilisation du territoire	119
4.3 Rejets d'eaux usées.....	121
4.3.1 Les eaux de production	121
4.3.2 Autres eaux usées	127
4.4 Émissions atmosphériques	129
4.5 Matières résiduelles	133
4.6 Utilisation des ressources	140
4.6.1 Matériaux de structure.....	140
4.6.2 Produits chimiques.....	141
4.6.3 Énergie	142
4.6.4 Eau.....	142
4.7 Bruit et lumière	142
4.8 Incidence du milieu sur une structure d'exploitation en milieu extracôtier	146
4.9 Bibliographie de la section 4.....	146
5 MEILLEURES PRATIQUES DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES EN MILIEU EXTRACÔTIER	150
5.1 Meilleures pratiques	150
5.1.1 Approche de gestion environnementale	150
5.1.2 Gestion environnementale en milieu extracôtier	151
5.1.3 Meilleures pratiques.....	153
5.1.4 Meilleures techniques et technologies disponibles.....	153
5.2 Gestion des eaux usées	154
5.2.1 Mesures de gestion.....	154
5.2.1.1 <i>Gestion des eaux de production</i>	154
5.2.1.2 <i>Gestion des produits chimiques</i>	168
5.2.2 Outils de gestion.....	171
5.2.2.1 <i>Outils d'évaluation des impacts environnementaux</i>	171
5.2.3 Exigences de rejet et de suivi applicables à l'effluent	176
5.2.3.1 <i>Effluent d'eau de production</i>	176
5.2.3.2 <i>Essais de toxicité des eaux de production</i>	180
5.2.4 Normes et exigences de suivi applicables au milieu récepteur	183

5.2.5 Législation canadienne comparée à d'autres législations en matière de gestion des eaux usées.....	187
5.2.5.1 <i>Points positifs</i>	187
5.2.5.2 <i>Points négatifs</i>	187
5.3 Gestion des matières résiduelles.....	187
5.3.1 Mesures de gestion des <i>résidus de forage</i>	187
5.3.1.1 <i>Réduction à la source</i>	188
5.3.1.2 <i>Systèmes de séparation des déblais et boues de forage</i>	190
5.3.1.3 <i>Injection des déblais de forage</i>	193
5.3.1.4 <i>Gestion en milieu terrestre</i>	193
5.3.2 Outils de gestion.....	194
5.3.2.1 <i>Stratégie de gestion d'OSPAR (OSPAR, 2000b)</i>	194
5.3.2.2 <i>Module de gestion de l'U.S. Department of Energy (DOE, 2014)</i>	194
5.3.2.3 <i>Modèles numériques du comportement des déblais de forage en milieu marin</i>	195
5.3.3 Exigences pour les <i>résidus de forage</i>	197
5.3.3.1 <i>Gestion des boues et des résidus de forage</i>	197
5.3.3.2 <i>Exigences additionnelles</i>	199
5.3.3.3 <i>Exigence lors d'injection de déblais de forage dans une formation géologique</i>	201
5.3.4 Exigences pour d'autres rejets de matières résiduelles.....	201
5.3.4.1 <i>Sable de production (« produced sand »)</i>	202
5.3.4.2 <i>Ciment de complétion d'un puits</i>	202
5.3.4.3 <i>Déchets alimentaires</i>	203
5.3.5 Suivi des amas de <i>déblais de forage</i> sur le fond marin	203
5.3.5.1 <i>Approche de l'OSPAR</i>	203
5.3.6 Législation canadienne comparée à d'autres législations en matière de gestion des <i>résidus de forage</i>	205
5.3.6.1 <i>Points positifs</i>	206
5.3.6.2 <i>Points négatifs</i>	206
5.4 Gestion des matériaux de structure.....	206
5.4.1 OSPAR (OSPAR, 1998).....	206
5.4.2 International Maritime Organization (IMO, 1989).....	207
5.4.3 Norvège (KLIF, 2010)	207
5.4.4 Royaume-Uni (DECC, 2011a; OGUK, 2014b)	208
5.4.5 États-Unis (<i>DOI, 2010a; DOI, 2010b</i>)	209
5.4.6 Canada (GC, 2009a).....	209
5.5 Occupation du territoire	210
5.5.1 Zones de sécurité.....	210
5.5.1.1 <i>Royaume-Uni (DECC, 2011a)</i>	210
5.5.1.2 <i>Norvège (PTIL, 2014a)</i>	210
5.5.1.3 <i>Australie (NOPSEMA, 2012)</i>	212
5.5.1.4 <i>Banque mondiale (Banque mondiale, 2007)</i>	212
5.5.1.5 <i>États-Unis (USCG, 2000)</i>	212
5.5.1.6 <i>Canada (One Ocean, 2014)</i>	212
5.5.2 Suivi de la population d'oiseaux.....	213

5.6 Gestion des émissions atmosphériques	214
5.6.1 Mesures de gestion.....	215
5.6.1.1 Réduction à la source.....	215
5.6.1.2 Gestion des gaz associés.....	222
5.6.1.3 Technologies de traitement.....	222
5.6.2 Exigences pour les émissions atmosphériques	222
5.6.2.1 États-Unis (EPA)	222
5.6.2.2 Royaume-Uni (OGUK, 2014c)	225
5.6.2.3 Canada (GC, 2009c)	225
5.6.2.4 International Maritime Organization (IMO, 1983, annexe VI)	226
5.6.2.5 Europe	226
5.6.2.6 Norvège	226
5.6.2.7. Banque mondiale	227
5.7 Mesures de gestion du bruit et de la lumière	227
5.7.1 Gestion de la lumière.....	227
5.7.2 Gestion du bruit	229
5.7.2.1 Royaume-Uni.....	229
5.7.2.2 Banque mondiale (Banque mondiale, 2007)	235
5.7.2.3 OSPAR	235
5.8 Gestion des risques.....	236
5.8.1. Mesures de gestion du risque	236
5.8.1.1 Incendie, éruption, explosion au niveau du puits et d'une installation.....	236
5.8.1.2 Tempêtes et raz de marée	241
5.8.1.3 Couvert de glace	241
5.8.1.4 Collisions avec des navires	241
5.8.1.5 Risques pour les infrastructures sur le fond marin	241
5.8.1.6 Protection des travailleurs	242
5.8.2 Outil de gestion des risques	242
5.8.3 Exigences pour la gestion du risque	244
5.8.3.1 Norvège	244
5.8.3.2 États-Unis.....	247
5.8.3.3 Royaume-Uni.....	250
5.8.3.4 International Maritime Organization	251
5.8.3.5 OSPAR	252
5.8.3.6 Canada	252
5.9 Approche globale : l'analyse de cycle de vie	254
5.10 Bibliographie de la section 5.....	256
GLOSSAIRE.....	269
Bibliographie du glossaire.....	276
SITES CONSULTÉS.....	277

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Principales caractéristiques des champs d'hydrocarbures et cibles exploratoires de l'est du Canada (données des compagnies pétrolières).....	5
Tableau 2	Caractéristiques physiques du golfe du Saint-Laurent et d'autres mers et golfes dans le monde (selon Philippart et Ekau, 2008, et Cairns <i>et al.</i> , 2012).....	8
Tableau 3	Hauteurs maximales des vagues estimées par modélisation en trois points du golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013)	16
Tableau 4	Évaluation des ressources potentielles en pétrole brut et en gaz naturel de quatre cibles exploratoires dans le bassin de Madeleine (bassin des Maritimes) et dans le bassin d'Anticosti (plate-forme du Saint-Laurent) [Genivar, 2013]; (g) : gaz naturel et (h) : pétrole brut (huile)	25
Tableau 5	Caractéristiques des hydrocarbures du réservoir Thebaud du projet de l'île de Sable; les valeurs sont des pourcentages molaires (Exxon Mobil, 2010).....	31
Tableau 6	Description sommaire de levés sismiques en milieu extracôtier dans l'est du Canada	45
Tableau 7	Caractéristiques de forages en zone arctique/subarctique et en mer du Nord (DeGeer <i>et al.</i> , 2012; Offshore Technology, 2013)	61
Tableau 8	Additifs ajoutés aux <i>fluides de forage</i> (Caenn <i>et al.</i> , 2011; Neff, 2005; MDDEFP, 2013)	66
Tableau 9	Composition des <i>fluides à base d'eau</i> prévus pour un forage exploratoire à Old Harry (Corridor Resources, 2011; Corridor Resources, 2013).....	68
Tableau 10	Exemples de produits commerciaux ajoutés aux <i>fluides à base synthétique</i> qu'on prévoit utiliser pour un forage exploratoire à Old Harry (basé sur Corridor Resources, 2013)	68
Tableau 11	Caractéristiques des principaux projets d'exploitation d'hydrocarbures en zone arctique/subarctique (traduit et modifié de DeGeer <i>et al.</i> , 2012).....	87
Tableau 12	Principaux composés chimiques des produits utilisés lors de l'étape de production (tiré de CEFAS, 2013, et de fiches techniques sur la sécurité des substances).....	93
Tableau 13	Classification des principales sources d'impacts du cycle de vie de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier	119
Tableau 14	Principales sources d'impacts de l'utilisation du territoire au cours du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (basé sur Genivar, 2013).....	119

Tableau 15	Principales sources d'eaux usées au cours du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (basé sur Genivar, 2013).....	121
Tableau 16	Composition des <i>eaux de production</i> après séparation d'installations extracôtières (mg/L).....	123
Tableau 17	Concentrations et quantités de certains additifs rejetés dans l' <i>eau de production</i> lors de la production d'hydrocarbures en mer du Nord (de Johnsen <i>et al.</i> , 2004 dans Lee <i>et al.</i> , 2011); voir la composition des additifs à la section 3.5.....	125
Tableau 18	Essais de toxicité d' <i>eaux de production</i> provenant d'installations d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier dans le golfe du Mexique (traduit de Lee <i>et al.</i> , 2011).....	127
Tableau 19	Caractéristiques des rejets d' <i>eau de production</i> d'installations extracôtières de production d'hydrocarbures au Canada en 2009 (Stantec, 2012; Suncor Energy, 2011; Husky Energy, 2010; Exxon Mobil, 2012; CNLOPB, 2014; CNSOPB, 2013).....	129
Tableau 20	Principales sources d'émissions atmosphériques de l'exploration et de l'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (basé sur Genivar, 2013).....	130
Tableau 21	Composition et flux des <i>gaz associés</i> anticipés pour la production de l'installation Deep Panuke (EnCana, 2006).....	131
Tableau 22	Émissions atmosphériques d'installations extracôtières en 2011 (EC, 2013; INRP, 2014).....	133
Tableau 23	Principales sources de matières résiduelles de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (basé sur Genivar, 2013).....	133
Tableau 24	Principales ressources utilisées pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier.....	140
Tableau 25	Principales sources d'émission de bruit et lumière lors de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier.....	143
Tableau 26	Liste des sources d'émission de bruit de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier et classification selon leur impact (NCE, 2007).....	144
Tableau 27	Émissions de bruit des principales activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (Genivar, 2013).....	145
Tableau 28	Meilleures technologies disponibles de gestion des <i>eaux de production</i> en milieu extracôtier (OSPAR, 2013a).....	160
Tableau 29	Technologie DOWS de séparation des hydrocarbures au fond d'un puits par un hydrocyclone (OSPAR, 2013a).....	161
Tableau 30	Isolation de pipelines (OSPAR, 2013a).....	163
Tableau 31	Ajout de barrières mécaniques (bouchon, « packer », « patch ») au fond d'un puits (OSPAR, 2013a).....	165
Tableau 32	Séparation eau/huile dans un hydrocyclone (OSPAR, 2013a).....	167

Tableau 33	Classification OCNS des substances chimiques utilisées par l'activité d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier selon le ratio PEC/PNEC [HQ] (CEFAS, 2014).....	171
Tableau 34	Concentrations prévues sans effets (PNEC) dans le milieu marin (OSPAR, 2012a).....	173
Tableau 35	Critères de qualité dans le milieu marin pour des rejets d'eau de production en Californie (EPA, 2013)	176
Tableau 36	Exigences de rejet et de suivi à l'effluent d'eau de production en milieu marin	178
Tableau 37	Autres exigences de suivi à l'effluent de paramètres chimiques des rejets d'eau de production pour certains pays ou certaines régions dans le monde	179
Tableau 38	Résultats de tests de toxicité sur des amphipodes (<i>L. plumulosus</i>) de fluides à base d'huile et de fluides à base synthétique (EPA, 2000)	189
Tableau 39	Résultats de tests de biodégradabilité de fluides à base d'huile et de fluides à base synthétique (EPA, 2000).....	189
Tableau 40	Performances de systèmes de contrôle des solides; résultats en pourcentage de boues à base synthétique adhérant aux déblais de forage (EPA, 2000).....	191
Tableau 41	Performances et coûts de systèmes de contrôle des solides (EPA, 2000).....	192
Tableau 42	Concentrations maximales acceptables pour un exemple de fluide générique (voir EPA, 2013 pour d'autres fluides génériques)	199
Tableau 43	Options de démantèlement de structures extracôtières au Royaume-Uni (DECC, 2011a).....	209
Tableau 44	Comparaison de différents compresseurs de gaz naturel (IPIECA, 2014).....	215
Tableau 45	Bénéfices environnementaux et économiques du remplacement des joints d'étanchéité d'un compresseur (EPA, 2006b).....	219
Tableau 46	Bénéfices environnementaux et économiques de la récupération d'énergie lors de la déshydratation au glycol du gaz naturel (EPA, 2011b).....	219
Tableau 47	Mesures de réduction des émissions de méthane sur des installations extracôtières (Bylin <i>et al.</i> , 2010)	220
Tableau 48	Origine des gaz associés mis à la torche lors de l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures (IPIECA, 2014).....	221
Tableau 49	Seuils d'émissions de contaminants d'installations extracôtières (Ramseur, 2012).....	223
Tableau 50	Exigences pour la mise à la torche ou la mise à l'évent des gaz en milieu extracôtier (DOI, 2010a).....	224
Tableau 51	Mesures de gestion de l'émission du bruit associé au fonçage de pieux (« pile driving ») (NCE, 2007)	230
Tableau 52	Mesures de gestion de l'émission du bruit associé aux vibrations (NCE, 2007)	234

Tableau 53	Synthèse d'études réalisées après l'explosion de la plateforme Deepwater Horizon (tiré de DECC, 2011b).....	239
Tableau 54	Comparaison des résultats de modélisation d'un déversement majeur d'hydrocarbures à proximité de la cible exploratoire Old Harry (EC, 2012); le modèle SLR est le modèle utilisé par la compagnie Corridor Resources; les trois autres modèles sont ceux utilisés par Environnement Canada.....	243
Tableau 55	Classification de l'intégrité d'un puits de production d'hydrocarbures selon les lignes directrices de Norvège (NOGA, 2011)	247
Tableau 56	Conditions nécessaires pour assurer l'intégrité d'un <i>puits exploratoire</i> (DOI, 2010a)	248
Tableau 57	Conditions nécessaires pour assurer l'intégrité du <i>bloc obturateur de puits</i> en milieu extracôtier (DOI, 2010a)	249
Tableau 58	Tests de pression à effectuer pour un <i>puits exploratoire</i> extracôtier (DOI, 2010a).....	250
Tableau 59	Tests de pression à effectuer pour un <i>puits de production</i> extracôtier (DOI, 2010a).....	250
Tableau 60	Mesures de réduction du risque d'explosion et d'incendie sur une installation extracôtère (HSE, 2003).....	251

LISTE DES FIGURES

Figure 1	Champs d'hydrocarbures et cibles exploratoires de l'est du Canada (selon les données des compagnies pétrolières).....	4
Figure 2	Le golfe du Saint-Laurent; la délimitation en tirets noirs représente la limite du golfe du Saint-Laurent en territoire québécois.....	9
Figure 3	Bathymétrie du golfe du Saint-Laurent (BAPE, 2004).....	10
Figure 4	Profil des courants marins dans le golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013).....	11
Figure 5	Courants marins moyens de surface (vecteurs) et variabilité des courants (couleurs bleues) dans le golfe du Saint-Laurent en 2012 (Bourgault <i>et al.</i> , 2014); la variabilité est équivalente à deux fois l'écart type.	12
Figure 6	Courants moyens de la couche intermédiaire du golfe du Saint-Laurent en 1997 (Saucier <i>et al.</i> , 2003).....	13
Figure 7	Courants moyens de la couche profonde du golfe du Saint-Laurent en 1997 (Saucier <i>et al.</i> , 2003).....	13
Figure 8	Types et fréquence de glace dans l'est du Canada sur les 30 dernières années (modifiée de NRCAN, 2002).....	14
Figure 9	Anomalies de la température de l'air en hiver et évolution de la surface de glace recouvrant le golfe du Saint-Laurent (Benoît <i>et al.</i> , 2012).....	15
Figure 10	Carte des moyennes des vents, de la visibilité et des vagues observés en décembre dans le golfe du Saint-Laurent (Climat-Québec, 2013)	16
Figure 11	Trajectoire de dépressions tropicales dans le golfe du Saint-Laurent entre 1851 et 2008 (Genivar, 2013).....	17
Figure 12	Séismes observés dans l'est du Canada entre 1627 et 2012 (NRCAN, 2012).....	18
Figure 13	Caractéristiques du fond marin du côté terre-neuvien de la cible exploratoire Old Harry (Corridor Resources, 2013).....	19
Figure 14	Trafic maritime dans l'est du Canada en 2000 (Corridor Resources, 2013).....	20
Figure 15	Efforts de pêche dans le golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013).....	21
Figure 16	Zones d'importance écologique et biologique définies à partir des identifiants de Pêches et Océans Canada (Genivar, 2013).....	23
Figure 17	Bassins sédimentaires du golfe du Saint-Laurent et position de la coupe géologique A-B de la figure 18 (modifiée de Bourque <i>et al.</i> , 2004).....	24
Figure 18	Coupe géologique des bassins sédimentaires du golfe du Saint-Laurent (modifiée de Pinet, 2013).....	27
Figure 19	Emplacement de programmes de reconnaissance sismique 2-D et des <i>puits exploratoires</i> dans le bassin de Madeleine (Corridor Resources, 2013; Lavoie <i>et al.</i> , 2009).....	28

Figure 20	Localisation des dômes de sel des structures géologiques (cible R6) associées à la présence d'hydrocarbures; forages exploratoires localisés dans les dômes de sel (modifiée de Lavoie <i>et al.</i> , 2009).....	29
Figure 21	Représentation de la structure Bradelle d'Old Harry à partir de données sismiques; profondeur sous le fond marin; position du <i>puits exploratoire</i> proposé par la compagnie Corridor Resources (Corridor Resources, 2012)	30
Figure 22	Composition en hydrocarbures d'échantillons du réservoir Cohasset (Lasmo, 1990)	32
Figure 23	Cycle de vie d'une filière d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier.....	36
Figure 24	Durées de vie approximatives des différentes phases du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (^{1,2} Callow, 2012; ^{3,4} Environment Limited, 2004; ³ CNSOPB, 2013).....	37
Figure 25	Principales étapes opérationnelles et flux de la phase de relevés géophysiques d'une filière d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier.....	39
Figure 26	Principe des levés sismiques 3-D en milieu extracôtier réalisés à partir d'un navire remorquant des flûtes sismiques à la surface de l'eau (modifiée de BOTT, 2004).....	40
Figure 27	Navire sismique Nordic Explorer utilisé pour la réalisation de levés sismiques (AMEC, 2009).....	41
Figure 28	Principe des levés sismiques multicomposantes en milieu extracôtier réalisés à partir d'OBC disposés sur le fond marin (traduit de SPE, 2013).....	42
Figure 29	Levés sismiques prévus au large de la Nouvelle-Écosse (LGL, 2013a); navires (triangles) remorquant des canons à air (cercles) et des flûtes sismiques (lignes).....	44
Figure 30	Principales étapes opérationnelles et flux de la phase de forages exploratoires en milieu extracôtier	46
Figure 31	Remorquage d'une plateforme de forage semi-submersible jusqu'à un site de forage en milieu extracôtier (2b1stconsulting, 2013)	47
Figure 32	Remorquage d'une plateforme fixe (structure gravitaire de faible profondeur) pour des forages exploratoires avec couvert de glace (Gerwick, 2007).....	48
Figure 33	Ancrage d'une plateforme semi-submersible en eau profonde (Gerwick, 2007).....	49
Figure 34	Principales installations de forage en milieu extracôtier (modifiée de Bai et Bai, 2012)	49
Figure 35	Plateforme de forage autoélevatrice (Bai et Bai, 2012).....	51
Figure 36	« Swamp barge » en zone arctique (modifiée de DeGeer <i>et al.</i> , 2012)	52
Figure 37	Structure gravitaire Molikpaq dans la mer de Beaufort; structure fonctionnelle à moins de 30 m de profondeur du fond marin; l'intérieur de la structure est remplie de sable (Callow, 2012).....	53

Figure 38	Technique de <i>forage directionnel</i> permettant d'atteindre un <i>gisement</i> sous le fond marin à partir du milieu terrestre (modifiée de DeGeer <i>et al.</i> , 2012)	54
Figure 39	Plateforme de forage semi-submersible (RWE, 2013)	55
Figure 40	Navire de forage à positionnement dynamique (adaptée de Scott, 2002)	56
Figure 41	Courants marins exercés sur une plateforme de forage semi-submersible en milieu extracôtier (traduit et modifié de Gerwick, 2007)	57
Figure 42	Navire de forage Kulluk dans la mer de Beaufort (Wright, 2000)	58
Figure 43	Localisation du forage exploratoire proposé par la compagnie Corridor Resources au niveau de la cible exploratoire Old Harry (modifiée de Corridor Resources, 2013)	59
Figure 44	Zone d'étude pour d'éventuels forages exploratoires à partir du milieu terrestre (LGL, 2013b)	60
Figure 45	Circulation des <i>déblais de forage</i> et <i>boues de forages</i> en milieu extracôtier (traduit de Drilling Contractor, 2013)	63
Figure 46	Puits de production d'hydrocarbures en milieu extracôtier (modifiée de Genivar, 2013)	64
Figure 47	Filière de traitement avancée des <i>résidus de forage</i> (traduit de Caenn <i>et al.</i> , 2011)	65
Figure 48	Principales étapes opérationnelles et flux de la phase de construction du système de production d'hydrocarbures en milieu extracôtier	69
Figure 49	Méthode de remorquage d'une plateforme jusqu'à un site de production (traduit d'El-Reedy, 2012)	71
Figure 50	Remorquage d'une plateforme gravitaire d'exploitation d'hydrocarbures en mer du Nord (Gerwick, 2007)	71
Figure 51	Unités typiques d'une plateforme de production d'hydrocarbures en milieu extracôtier; l'installation peut être composée d'une unité de forage pour la réalisation de puits de production (BP, 2011)	72
Figure 52	Plateforme semi-submersible de production de pétrole brut et de gaz naturel (Offshore Energy Today, 2012)	73
Figure 53	Système de séparation et de traitement sous-marin des hydrocarbures (Prescott, 2012)	74
Figure 54	Développement des techniques sous-marines de traitement des hydrocarbures (traduit de Bai et Bai, 2012)	75
Figure 55	Raccordement d'un champ d'hydrocarbures à une installation de traitement terrestre (Bai et Bai, 2012)	75
Figure 56	Principales installations de production d'hydrocarbures en milieu extracôtier (DTI, 2001)	77
Figure 57	Plateforme de forage, installation d'exploitation FPSO et navire de transport des hydrocarbures (Péto-Canada, 1996)	78
Figure 58	<i>Île artificielle</i> Oooguruk dans le golfe de Cook, en Alaska, utilisée pour l'exploitation en milieu extracôtier avec couvert de glace (DeGeer <i>et al.</i> , 2012)	79

Figure 59	Plateforme semi-submersible de type SPAR utilisée dans des conditions subarctiques (Gerwick, 2007).....	80
Figure 60	Plateforme fixe utilisée dans des conditions de présence modérée de glace et de faibles profondeurs (Gerwick, 2007).....	81
Figure 61	Structure gravitaire de production autonome Hibernia (Bott, 2004)...	82
Figure 62	Installation FPSO Goliat dans la mer de Barents (Gudmestad, 2010).....	85
Figure 63	Options d'installations de production pour le projet Shtokman (Offshore Technology, 2013).....	86
Figure 64	Installation de production Snøhvit entièrement sous-marine dans la mer de Barents (Offshore Technology, 2013).....	86
Figure 65	Exemples de stratégies d'exploitation possibles de la cible exploratoire Old Harry.....	89
Figure 66	Principales étapes opérationnelles et flux de la phase de production d'un champ d'hydrocarbures en milieu extracôtier.....	91
Figure 67	Principe de remontée d'hydrocarbures par injection de gaz (traduit de Bai et Bai, 2012).....	92
Figure 68	Pompe submersible pour supporter la remontée d'hydrocarbures (Bai et Bai, 2012).....	92
Figure 69	Hydrate de gaz typique formé par les systèmes de production de pétrole brut et de gaz naturel; structure cristalline de molécules d'eau piégeant une molécule de gaz, le plus souvent du méthane ou du CO ₂ (Bai et Bai, 2012).....	95
Figure 70	Effet des inhibiteurs sur la formation d'hydrates de gaz; TEG – triéthylène glycol, MEG – méthylène glycol; MeOH – méthanol (Bai et Bai, 2012).....	95
Figure 71	Séparateur gravitaire (traduit de Prescott, 2012).....	96
Figure 72	Procédé d'absorption des gaz associés (CO ₂ CRC, 2013).....	97
Figure 73	Système de déshydratation du gaz naturel au triéthylène glycol (traduit de Devold, 2010).....	98
Figure 74	Procédé de refroidissement du gaz naturel avant sa compression (d'après Devold, 2010).....	98
Figure 75	Principe de la séparation électrostatique du pétrole brut (Frames, 2013).....	99
Figure 76	Système de traitement du gaz naturel et des condensats de l'installation de production Snøhvit (Pettersen, 2011).....	101
Figure 77	Procédé typique de traitement des eaux de production (adapté et traduit de Devold, 2010).....	102
Figure 78	Méthode classique de la pose en S (« S-lay ») de pipelines en milieu extracôtier (Guo <i>et al.</i> , 2005).....	104
Figure 79	Navire de pose pour l'installation de pipelines sur le fond marin (EnCana, 2006).....	104
Figure 80	Principe de fonctionnement d'un robot « pig » en polyuréthane nettoyant la surface interne d'un pipeline (Guo <i>et al.</i> , 2005); a) robot « pig »; b) robot « pig » en activité dans une conduite.....	105

Figure 81	Coupe d'un pipeline sous-marin typique pour le transport d'hydrocarbures (traduit de Gerwick, 2007)	106
Figure 82	Pipeline pour le transport d'hydrocarbures bruts (Offshore Technology, 2013; Upieks, 2009)	107
Figure 83	Réseau de pipelines de gaz naturel de l'est du Canada et des États-Unis (MNPP, 2013).....	108
Figure 84	Principales étapes opérationnelles et flux de la phase de fin de vie d'un champ d'hydrocarbures en milieu extracôtier.....	110
Figure 85	Étape de démantèlement d'une plateforme de production fixe (BP, 2011).....	111
Figure 86	Principaux rejets de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (d'après OSPAR, 2009)	118
Figure 87	Processus affectant le devenir des <i>eaux de production</i> et des <i>déblais de forage</i> d'une installation d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (Lee <i>et al.</i> , 2011)	126
Figure 88	Diagramme des émissions de méthane sur une installation de production d'hydrocarbures en milieu extracôtier (Bylin <i>et al.</i> , 2010)	132
Figure 89	Devenir des rejets <i>résidus de forage</i> en milieu marin (Corridor Resources, 2013; Neff, 2005).....	135
Figure 90	Recolonisation de <i>déblais de forage</i> déposés sur le fond marin à proximité d'un site d'exploration d'hydrocarbures en milieu extracôtier (Caenn <i>et al.</i> , 2011).....	137
Figure 91	Modèle de transport des <i>résidus de forage</i> pour un éventuel forage dans le secteur d'Old Harry. Rejets sans <i>tube prolongateur</i> pour la figure en bas à gauche et avec <i>tube prolongateur</i> pour les figures du haut (Corridor Resources, 2013).....	139
Figure 92	Principaux matériaux de structure de l'installation extracôtière Murchison, au Royaume-Uni (CNR, 2013).....	141
Figure 93	Principaux passages préférentiels des vibrations émises par la machinerie sur une installation d'exploration ou d'exploitation extracôtière (NCE, 2007).....	145
Figure 94	Géorisques pouvant survenir en mer (Corridor Resources, 2013)...	146
Figure 95	Approche de gestion environnementale; adaptée de la gestion intégrée des ressources en eau (d'après Gangbazo, 2011)	152
Figure 96	Séparation huile/eau au fond du puits par un hydrocyclone et des pompes électriques submersibles; représentation d'une « bonne » et d'une « mauvaise » isolation du puits avec la couche d'eau de formation (NETL, 2014)	156
Figure 97	Séparation huile/eau par séparateur gravitaire au niveau du fond marin; le séparateur mesure 17 m de long et 6 m de haut (Strømquist et Gustafson, 1998).....	157
Figure 98	Procédure de sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production au Canada	170
Figure 99	Approche basée sur le risque préconisée par l'OSPAR pour la gestion des <i>eaux de production</i> en milieu marin (OSPAR, 2012a)	172

Figure 100	Représentation des ratios PEC/PNEC pour un rejet d'eaux de production d'une plateforme d'hydrocarbures en milieu extracôtier à partir du modèle de transport DREAM (NOGA, 2003)	174
Figure 101	Simulation des teneurs en HAP des eaux de production d'installations de production d'hydrocarbures de la mer du Nord à l'aide du modèle DREAM; concentrations en µg/L (Durrel <i>et al.</i> , 2006)	175
Figure 102	Suivi environnemental dans les sédiments et la colonne d'eau à proximité de l'installation d'exploitation d'hydrocarbures Terra Nova (Suncor Energy, 2011).....	186
Figure 103	Mesures de gestion des déblais de forage produits par des installations d'exploration ou d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (OGP, 2003).....	188
Figure 104	Méthode d'injection des déblais de forage en milieu extracôtier (OGP, 2003).....	193
Figure 105	Approche de gestion des déblais de forage développée par l'U.S. Department of Energy (DOE, 2014)	195
Figure 106	Simulation de la taille des sédiments et de l'épaisseur des dépôts après un rejet de résidus de forage (type de boue non spécifié) d'une installation de production d'hydrocarbures de la mer du Nord à l'aide du modèle DREAM (Lee <i>et al.</i> , 2011)	196
Figure 107	Simulation du risque d'impact sur l'habitat benthique associé à la taille des sédiments et à l'effet d'enfouissement après un rejet de déblais de forage d'une installation de production d'hydrocarbures de la mer du Nord à l'aide du modèle DREAM (Lee <i>et al.</i> , 2011)	196
Figure 108	Suivi préconisé par l'OSPAR pour la caractérisation des amas de déblais de forage (NOIA, 2003).....	205
Figure 109	Site de démantèlement de structures extracôtières en Norvège (KLIF, 2010).....	208
Figure 110	Zone de sécurité (rayon de 500 m) autour de puits, pipelines et équipements sous-marins de l'installation Cohasset/Panuke (Lasmo, 1990).....	211
Figure 111	Zones de sécurité des installations extracôtières des Grands Bancs de Terre-Neuve (adaptée de One Ocean, 2014).....	213
Figure 112	Suivi des populations d'oiseaux marins autour des installations extracôtières du projet de l'île de Sable (Exxon Mobil, 2012)	214
Figure 113	Récupération de la chaleur produite par les turbines (« combined cycle power »); WHRU-SG : unité de récupération de chaleur et de production de vapeur (IPIECA, 2014)	216
Figure 114	Pipelines et liaisons ombilicales de l'installation sous-marine Snøhvit dans la mer de Barents; le gaz naturel brut est transporté par pipeline directement du fond marin jusqu'à une installation de séparation et de traitement en milieu terrestre; l'ajout d'un inhibiteur d'hydrates de gaz (MEG) est requis; les équipements sous-marins sont contrôlés électriquement par des liaisons ombilicales à partir du milieu terrestre (Reinertsen, 2014).....	217

Figure 115	Compresseur de gaz naturel à joint d'étanchéité sec limitant les pertes fugitives de gaz (EPA, 2006b)	218
Figure 116	Découpage des autorités compétentes encadrant les émissions atmosphériques dans le golfe du Mexique; installations d'exploitation d'hydrocarbures en vert et permis actifs en rouge (Ramseur, 2012).....	223
Figure 117	Installation de production de gaz naturel dans la mer du Nord utilisant une lumière verte afin de réduire les impacts sur les oiseaux marins (Poot <i>et al.</i> , 2008)	228
Figure 118	Mur de bulles d'air (« bubble curtain ») créé dans l'eau autour du pieu afin d'absorber les vibrations émises; gestion PD1a au tableau 51 (NCE, 2007).....	231
Figure 119	Fonçage de pieux par succion (« suction pile ») afin de réduire l'émission de bruit; gestion PD7 au tableau 51 (NCE, 2007)	232
Figure 120	Isolation par des amortisseurs (« mount ») d'une génératrice au diesel d'une installation extracôtère afin de réduire les vibrations émises à travers la structure; gestion MV1 dans le tableau 52 (NCE, 2007) ..	235
Figure 121	Description du <i>bloc obturateur de puits</i> et des facteurs en cause dans l'explosion de la plateforme de forage Deepwater Horizon (BP, 2010)	237
Figure 122	Approche de gestion multibarrière pour réduire le risque d'explosion d'un puits en milieu extracôtier (BP, 2010).....	238
Figure 123	Arbre de Noël installé à la tête du puits pour la production d'hydrocarbures (Devold, 2010)	240
Figure 124	Simulation du délai pris par le traceur émis pendant 10 jours en continu à Old Harry afin d'atteindre la région ciblée à une concentration en traceur $C > 0,001$ de la concentration initiale (Bourgault <i>et al.</i> , 2014)	244
Figure 125	Intégrité des différents éléments d'un <i>puits exploratoire</i> ou de <i>production</i> des hydrocarbures constituant les barrières de protection selon les lignes directrices de Norvège (NOGA, 2011).....	246
Figure 126	Puits de secours en cas de perte de contrôle d'un <i>puits exploratoire</i> (ONE, 2011c).....	253
Figure 127	Exemple de classification des impacts pour l'analyse de cycle de vie d'une installation d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (d'après Goedkoop <i>et al.</i> , 2012); les flèches en pointillé indiquent que les intrants matériaux de structure, produits chimiques et énergie sont reliés à l'ensemble des catégories d'impact lors de leurs étapes de fabrication et de transport	255

1 MISE EN CONTEXTE

1.1 La stratégie énergétique au Québec

Les Québécois comptent parmi les plus grands consommateurs d'énergie dans le monde. En 2010, la consommation totale d'énergie du Québec était de 5,0 tep (tonne d'équivalent pétrole) par habitant, alors qu'elle était de 1,9 tep par habitant dans le monde (**MRN, 2014a; IEA, 2012**). En 2009, la consommation globale par forme d'énergie pour l'ensemble de la province était de 15,6 Mtep (million de tonnes d'équivalent pétrole) d'électricité, 15,2 Mtep de pétrole, 4,9 Mtep de gaz naturel et 2,8 Mtep de biomasse (**MRN, 2009**). Ainsi, la consommation énergétique du Québec repose essentiellement sur la production locale d'hydroélectricité et l'importation d'hydrocarbures. Plus de 50 % de la consommation énergétique du Québec est issue de l'importation d'énergie non renouvelable sous forme de pétrole de la mer du Nord, d'Afrique, du Kazakhstan ou de l'Est canadien, et de gaz naturel en provenance de l'Ouest canadien. Une partie de la production d'hydroélectricité et de pétrole raffiné est exportée.

Face à ce constat, le gouvernement du Québec, en septembre 2013, a invité les Québécois à une consultation publique sur les enjeux énergétiques afin de déposer en 2014 une nouvelle politique énergétique ayant pour but de remplacer la stratégie énergétique mise de l'avant en 2006 (**MRN, 2006**). La politique vise à développer des solutions durables en matière de gestion de l'énergie au Québec qui reposent sur plusieurs principes, tels que (**MRN, 2013**) :

- une réduction de la consommation d'énergie basée sur l'électrification des transports et de l'industrie, et une amélioration de l'efficacité énergétique;
- l'utilisation accrue d'énergies renouvelables et émergentes comme l'hydroélectricité ainsi que les énergies éolienne, hydrolienne, solaire et géothermique;
- un encadrement du développement énergétique favorisant la réduction des émissions de gaz à effet de serre;
- l'exploration et l'exploitation responsables des réserves d'hydrocarbures du territoire.

La future politique énergétique du Québec démontre clairement la volonté de réduire la consommation d'énergie de la province et de promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables. Elle montre aussi la volonté de réduire les importations de gaz naturel et de pétrole des provinces et pays exportateurs au profit de l'exploitation d'éventuelles ressources en hydrocarbures du territoire québécois. Elle propose notamment un certain nombre d'éléments concernant la gestion des hydrocarbures (**MRN, 2013**) :

- procéder à une exploration et une exploitation des réserves d'hydrocarbures du territoire de façon durable;
- mettre en place un modèle de gestion des ressources de pétrole brut dans le respect de l'environnement;
- encadrer correctement les projets de mise en valeur;
- tendre vers une utilisation optimale des hydrocarbures;
- évaluer la portée et la nature des impacts environnementaux associés au développement de cette ressource.

1.2 Les ressources en hydrocarbures du Québec

1.2.1 Ressources en hydrocarbures en milieu terrestre

Actuellement, la production gazière et pétrolière au Québec est négligeable et les principales activités dans ce domaine se concentrent dans la recherche de *gisements* techniquement et économiquement exploitables. En milieu terrestre, trois territoires sont dans la mire de l'industrie : les basses terres du Saint-Laurent (*gaz de schiste*), la Gaspésie (*gisements* conventionnels et non conventionnels) et l'île d'Anticosti (pétrole de schiste). Deux autres *gisements* de gaz naturel ont été exploités par le passé et sont maintenant épuisés, soit les *gisements* de Saint-Flavien, près de Québec, et de Pointe-du-Lac, près de Trois-Rivières. Les recherches exploratoires en milieu terrestre ont permis de découvrir des cibles pétrolifères et gazéifères prometteuses, mais de faible capacité sur les sites de Bourque, près de Murdochville, et de Galt et d'Haldimand, près de la ville de Gaspé (**figure 1** et **tableau 1**). Ces trois cibles exploratoires ne sont pas en exploitation (**Pétrolia, 2013; Junex, 2013**). Une cible exploratoire non conventionnelle a été découverte sur l'île d'Anticosti par la compagnie Pétrolia, qui a fait valoir ses intentions de préciser l'importance des ressources exploitables en vue d'extraire du pétrole de schiste. Selon la compagnie, la cible recèlerait 33,9 milliards de barils de pétrole, ou 4 500 Mtep (**Pétrolia, 2013**). Si l'on considère que 2 à 5 % de ce volume total serait exploitable (**Durand, 2013**), le potentiel ultime de la cible d'Anticosti serait de 680 à 1 700 millions de barils de pétrole (90 à 225 Mtep).

Les cibles exploratoires de type non conventionnel (*gaz de schiste*, pétrole de schiste, etc.) font appel à des techniques d'extraction non traditionnelles, notamment la fracturation hydraulique. Ces techniques suscitent de vives inquiétudes au sein de la population vivant à proximité de puits gaziers et pétroliers, notamment en ce qui concerne la contamination des eaux souterraines par les fluides de fracturation (**Gouvernement du Québec, 2014**). Une évaluation environnementale stratégique sur le *gaz de schiste* réalisée par le **Gouvernement du Québec (2014)** visait à évaluer les enjeux et impacts environnementaux et socioéconomiques de l'exploration et de l'exploitation du *gaz de schiste* selon différents scénarios de développement de la filière dans le contexte du Québec. Les résultats de ce rapport militent en faveur d'une approche de prévention et de précaution concernant le développement de cette filière énergétique au Québec.

1.2.2 Ressources en hydrocarbures en milieu extracôtier

Les ressources d'hydrocarbures en milieu marin touchent 57 % des 225 000 km² du territoire québécois ayant un potentiel en hydrocarbures (**MRN, 2001**). Bien qu'il semble qu'un certain nombre d'unités géologiques posséderaient un potentiel en hydrocarbures, elles demeurent toujours peu connues, car peu explorées. Sur le plancher du fleuve Saint-Laurent et de son estuaire, des marques d'éruptions gazeuses (« pockmarks ») sont indicatrices de la présence de gaz naturel d'origine thermogénique qui proviendrait des sédiments récents du quaternaire, plus précisément le bassin quaternaire de l'estuaire (**Lavoie et al., 2009**). Dans le golfe du Saint-Laurent, les efforts de recherche se sont concentrés dans le bassin de Madeleine et dans la partie sud du bassin d'Anticosti (**figure 19**). Les seuls travaux de terrain effectués jusqu'à maintenant dans le golfe sont des levés sismiques et quelques forages exploratoires (**Bourque et al., 2004; Corridor Resources, 2013**). Les résultats de ces travaux ne permettent pas de préciser les caractéristiques des cibles d'hydrocarbures présentes dans les bassins sédimentaires. Plusieurs indices laissent toutefois présager que, sur l'ensemble du golfe, le potentiel gazier serait plus important que le potentiel en pétrole brut (**Pinet, 2013; voir la section 2**).

La principale cible exploratoire du golfe est la cible Old Harry localisée à cheval sur la limite interprovinciale de Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador (**figure 1**). Selon les connaissances géologiques du bassin de Madeleine, la cible pourrait contenir des hydrocarbures conventionnels de type gaz naturel ou pétrole brut léger (**Corridor Resources, 2013**). À partir des estimations de la compagnie Corridor Resources, la cible pourrait contenir environ 200 milliards de mètres cubes (m³) de gaz naturel (170 Mtep) et 5 milliards de barils de pétrole brut (667 Mtep) [**Corridor**

Resources 2012]. Ces estimations sont pour l'instant hypothétiques, car aucun forage exploratoire n'a été effectué. Afin de préciser les caractéristiques pétrochimiques de la cible, la compagnie Corridor Resources prévoit réaliser un premier forage exploratoire du côté terre-neuvien (**CNLOPB, 2013**). Une description du projet de forage a été soumise en 2011 à l'Office extracôtier Canada-Terre-Neuve et est en cours de révision. Les travaux éventuels d'exploration et d'exploitation de cette cible suscitent de fortes inquiétudes, principalement en raison des conséquences que pourrait avoir un déversement accidentel majeur d'hydrocarbures sur le milieu biologique du golfe et sur les zones côtières (voir la **section 5.8**). Cependant, les avancées techniques d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin ainsi que la mise en production des installations d'hydrocarbures au large de Terre-Neuve (Hibernia, Terra Nova, White Rose) et de la Nouvelle-Écosse (Île de Sable) stimulent grandement la volonté de mettre en valeur la ressource sur la portion québécoise du territoire marin, et ce, même si le contexte du golfe du Saint-Laurent implique des risques environnementaux importants.

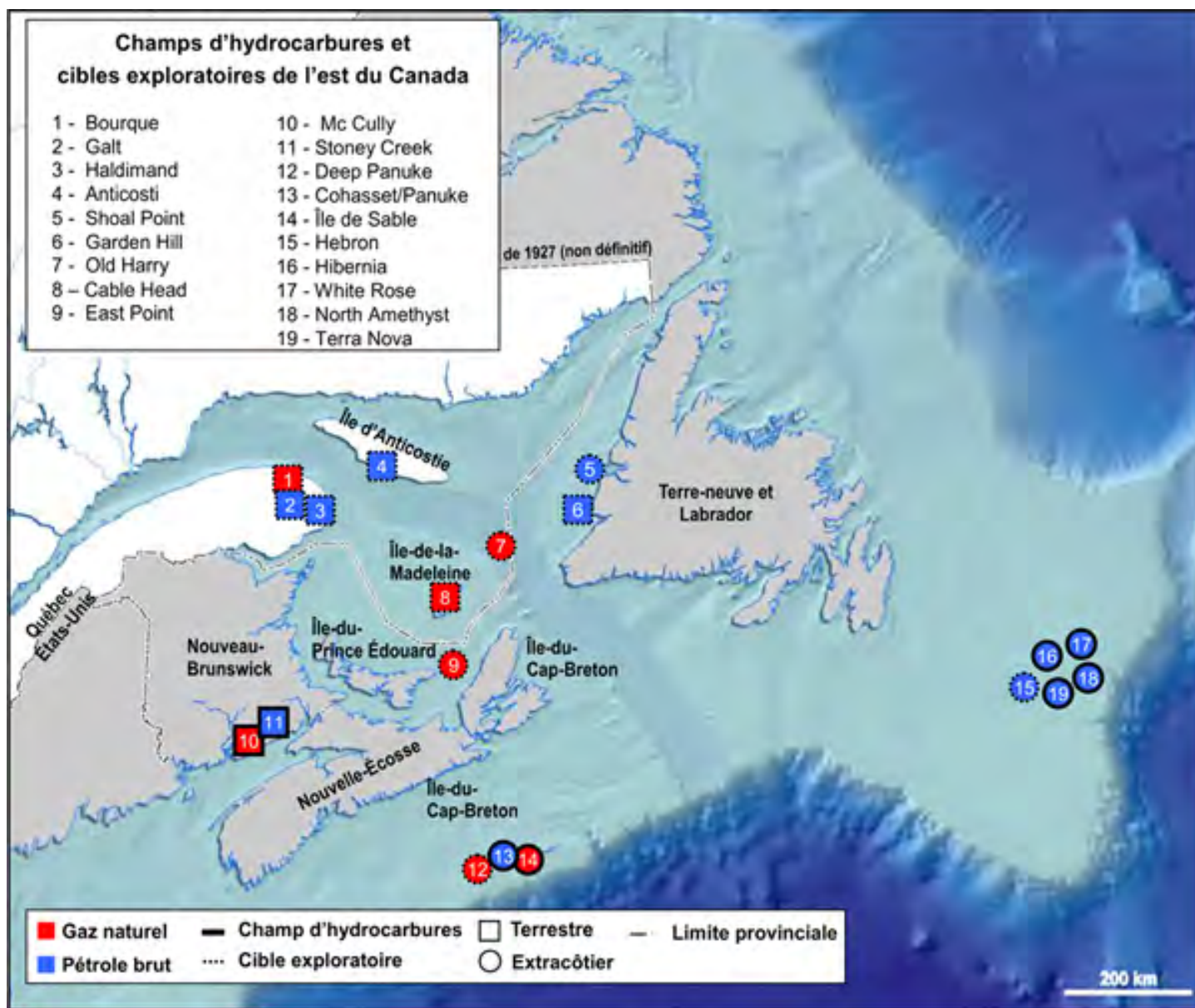


Figure 1 Champs d'hydrocarbures et cibles exploratoires de l'est du Canada (selon les données des compagnies pétrolières)

Tableau 1 Principales caractéristiques des champs d'hydrocarbures et cibles exploratoires de l'est du Canada (données des compagnies pétrolières)

Nom	Zone de la cible	Province	Détenteur principal	Hydro-carbure	Cible/Champ	Type	Profondeur*** (m)	Potentiel ultime (Mtep)
1 Bourque	Terrestre	Québec	Pétrolia	Gaz	Exploration	Conventionnel	2 600-2 900	17*
2 Galt	Terrestre	Québec	Junex	Pétrole	Exploration	Conventionnel	700-1 700	3
3 Haldimand	Terrestre	Québec	Pétrolia	Pétrole	Exploration	Conventionnel	700-1 200	1
4 Anticosti	Terrestre	Québec	Pétrolia	Pétrole	Exploration	Pétrole de schiste	1 000	90**
5 Shoal Point	Terrestre	Terre-Neuve-et-Labrador	Shoal Point Energy	Pétrole	Exploration	Pétrole de schiste	3 000	129
6 Garden Hill	Terrestre	Labrador	PDI production	Pétrole	Exploration	Conventionnel	3 400	-
7 Old Harry	Extracôtier	Québec	Corridour Resources	Gaz/ Pétrole	Exploration	Conventionnel	850-2 000	120 (g); 200 (p)*
8 Cable Head	Terrestre	Québec	Gastem	Pétrole	Exploration	Conventionnel	2 300	-
9 East Point	Extracôtier	Île-du-Prince-Édouard	BP Canada	Gaz	Exploration	Conventionnel	3 000	2
10 Mc Cully	Terrestre	Nouveau-Brunswick	Corridor Resources	Gaz	Exploitation	Conventionnel	3 000	5
11 Stoney Creek	Terrestre	Nouveau-Brunswick	Corridor Resources	Pétrole	Exploitation	Conventionnel	900-1 300	107 (p); 0,7 (g)
12 Deep Panuke	Extracôtier	Nouvelle-Écosse	Encana	/Gaz	Exploration	Conventionnel	3 500-3 700	23
13 Cohasset/Panuke	Extracôtier	Nouvelle-Écosse	Encana	Gaz	Fin d'exploitation	Conventionnel	2 300-3 500	6
14 Île de Sable	Extracôtier	Nouvelle-Écosse	Exxon Mobil	Gaz	Exploitation	Conventionnel	3 200-4 930	77
15 Hebron	Extracôtier	Terre-Neuve-et-Labrador	Exxon Mobil	Pétrole	Exploration	Conventionnel	1 800-3 700	96
16 Hibernia	Extracôtier	Terre-Neuve-et-Labrador	Exxon Mobil	Pétrole	Exploitation	Conventionnel	2 400-3 700	255
17 White Rose	Extracôtier	Terre-Neuve-et-Labrador	Husky Energy	Pétrole	Exploitation	Conventionnel	2 900	45
18 North Amethyst	Extracôtier	Terre-Neuve-et-Labrador	Husky Energy	Pétrole	Exploitation	Conventionnel	2 700-3 100	16
19 Terra Nova	Extracôtier	Terre-Neuve-et-Labrador	Suncor Energy	Pétrole	Exploitation	Conventionnel	> 1 500	74

*On suppose que 70 % de la ressource totale est récupérable pour le gaz naturel et 30 % pour le pétrole brut (AECOM, 2010).

**On suppose que 2 % de la ressource totale est récupérable (Durand, 2013).

***Profondeur des réservoirs ou cibles à partir du sol ou du fond marin

1.3 Les freins à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures

Depuis 1998, la Loi modifiant la loi sur les mines du Québec (article 153) précise qu'aucun permis d'exploration de gaz naturel et de pétrole brut en milieu marin ne peut être délivré. Afin d'évaluer la faisabilité de la levée de ce moratoire et de la mise en valeur des ressources d'hydrocarbures dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent, la stratégie énergétique de 2006 a conduit à la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (**AECOM, 2010; GENIVAR, 2013**). En réponse aux conclusions formulées dans la première évaluation environnementale stratégique (ÉES), l'Assemblée nationale du Québec a adopté, en 2011, une loi qui interdit l'exploration et l'exploitation de cette ressource dans l'estuaire du Saint-Laurent. Le territoire visé par cette loi s'étend de l'amont de l'extrémité ouest de l'île d'Anticosti jusqu'à la limite territoriale ouest du Québec et de l'Ontario, en remontant le fleuve (**Québec, 2011**).

La deuxième ÉES a quant à elle soulevé de nombreuses préoccupations concernant la mise en valeur possible des ressources dans le golfe du Saint-Laurent. Ces préoccupations reposent entre autres sur les impacts environnementaux potentiels de l'exploration et de l'exploitation de la ressource sur le milieu marin ainsi que sur les conflits d'usage qui pourraient découler de l'implantation de l'activité pétrolière dans le golfe. Elle a souligné les déficiences en matière d'intervention en cas d'urgence, la méconnaissance des impacts sociaux de la filière, l'absence d'encadrement de la filière d'exploitation ainsi que le manque de connaissances du milieu marin, des technologies d'exploitation et de leurs impacts sur l'environnement (**GENIVAR, 2013**). Un rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (**BAPE, 2004**) a notamment souligné les préoccupations des intervenants consultés envers les répercussions des levés sismiques sur les mammifères marins de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent. Le rapport de la dernière consultation publique du projet de politique énergétique du Québec souligne que, concernant l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, de nombreux intervenants consultés réclament le maintien ou la prolongation du moratoire actuellement en vigueur (**MRN, 2014b**). D'autres intervenants ont mentionné le besoin d'adopter une loi sur les hydrocarbures en s'inspirant des meilleures pratiques internationales. Par ailleurs, le désastre de la plateforme pétrolière Deepwater Horizon, survenu en 2010 dans le golfe du Mexique, a grandement touché la perception du public quant à l'extraction des hydrocarbures en milieu marin. Au Québec, le naufrage de la barge pétrolière Irving Whale, qui a contaminé 80 km de côtes par des biphényles polychlorés (BPC) aux îles de la Madeleine, en 1970, a aussi marqué la mémoire des Madelinots.

1.4 Bibliographie de la section 1

AECOM, 2010. *Évaluation environnementale stratégique de la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent – Rapport préliminaire*, Québec, Aecom TecSult inc., Rapport 05-19255, 800 p.

BAPE, 2004. *Les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent*, Québec, Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 193, ISBN 2-550-43077-8, 128 p.

BOURQUE, P.-A., A. DESROCHERS, B. HART, D. KIRKWOOD et M. MALO, 2004. *Les enjeux reliés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent – Le potentiel gazier et pétrolier*, mémoire présenté au BAPE, 27 p.

CNLOPB, 2013. « Corridor Resources Inc. Drilling of an Exploration Well on the Old Harry Prospect - EL 1105 », dans le site *Canada Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum board*, [En ligne]. <http://www.cnlopb.nl.ca/environment/corridorresinc.shtml> (page consultée le 2 décembre 2013).

CORRIDOR RESOURCES, 2012. *Overview memorandum joint venture opportunity*. Macquarie Tristone, Corridor Resources Inc., 12 p.

CORRIDOR RESOURCES, 2013. *Évaluation environnementale du programme de forage d'exploration de la zone prometteuse de Old Harry*, Terre-Neuve, Stantec Consulting Limited, Dossier 121510468.500.

DURAND, M., 2013. *Les hypothétiques gisements d'hydrocarbures non conventionnels au Québec – risques et enjeux*, Québec, mémoire déposé à la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, 10 p.

GENIVAR, 2013. *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs*, Québec, Genivar inc., Rapport Q122451, 660 p.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 2014. *Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste – Rapport synthèse*, Québec, ISBN 978-2-550-69741-1, 280 p.

IEA, 2012. *Key world energy statistics*, Paris, International Energy Agency, 80 p.

JUNEX, 2013. « Un géant pétrolier qui dort? », dans le site *Junex*, [En ligne]. <http://www.junex.ca/gaspesie> (page consultée le 5 octobre 2013).

LAVOIE, D., N. PINET, J. DIETRICH, P. HANNIGAN, S. CASTONGUAY, A.P. HAMBLIN et P. GILES, 2009. *Petroleum resource assessment, Palaeozoic successions of the St. Lawrence platform and Appalachians of eastern Canada*, Canada, Geological Survey of Canada, Rapport 6174, 273 p.

MRN, 2001. *Le Québec, une région pétrolière à découvrir*, Québec, ministère des Ressources naturelles, 12 p.

MRN, 2006. *L'Énergie pour construire le Québec de demain – La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, Québec, ministère des Ressources naturelles, ISBN 2-550-46951-8, 120 p.

MRN, 2009. « Consommation par forme d'énergie », dans le site *Ministère des Ressources naturelles*, [En ligne]. <http://mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation-forme.jsp> (page consultée le 17 octobre 2013).

MRN, 2013. *De la réduction des gaz à effet de serre à l'indépendance énergétique du Québec – Document de consultation*, Québec, Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, ministère des Ressources naturelles, ISBN 978-2-550-67639-3, 84 p.

MRN, 2014a. « Consommation totale d'énergie », dans le site du *Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles*, [En ligne]. <http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation-energie.jsp> (page consultée le 16 mai 2014).

MRN, 2014b. *Commission sur les enjeux énergétiques du Québec – Maîtriser notre avenir énergétique, pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous*, Québec, ministère des Ressources naturelles, ISBN 978-2-550-69790-9, 309 p.

PÉTROLIA, 2013. « Pérolia », dans le site *Pérolia*, [En ligne]. <http://www.petroliagaz.com/> (page consultée le 17 octobre 2013).

PINET, N., 2013. « La géologie et le potentiel en hydrocarbures des Îles-de-la-Madeleine et du golfe Saint-Laurent », *Conférence DPE*, Direction des politiques de l'eau, MDDELCC, tenue à Québec le 18 septembre 2013, Commission géologique du Canada.

QUÉBEC, 2011. *Loi limitant les activités pétrolières et gazières, Projet de loi n°18, à jour au 13 juin 2011*, Québec, 4 p.

2 CONTEXTE DU GOLFE DU SAINT-LAURENT ET RESSOURCES EN HYDROCARBURES

2.1 Le golfe du Saint-Laurent

Le golfe du Saint-Laurent est une *mer semi-fermée* d'une superficie d'environ 220 000 km² (Cairns *et al.*, 2012). Il constitue un des écosystèmes marins les plus productifs au monde (Dufour et Ouellet, 2007). La majeure partie du golfe du Saint-Laurent se situe dans le territoire de la province du Québec (figure 2). Il est délimité par l'estuaire du fleuve Saint-Laurent à l'ouest, par les limites interprovinciales de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick au sud et par la limite interprovinciale de la province de Terre-Neuve-et-Labrador à l'est.

Les caractéristiques physiques du golfe le distinguent des autres bassins d'eau d'Amérique du Nord : il est isolé de l'Atlantique Nord, il reçoit de grandes quantités d'eau douce du bassin versant du Saint-Laurent, il est couvert de glace en hiver et il présente une mosaïque de petits fonds et de détroits profonds (MPO, 2013). Ces deux dernières caractéristiques sont déterminantes sur le type d'installations pétrolières et gazières susceptibles d'être présentes dans le golfe.

Le contexte climatique du golfe du Saint-Laurent se rapproche de mers et golfes situés en zone subarctique/arctique comme la mer Jaune (baie du Bohai), la mer d'Okhotsk, la mer de Béring, le golfe de Cook, la mer du Nord, la mer Baltique ou la mer de Barents (tableau 2).

Tableau 2 Caractéristiques physiques du golfe du Saint-Laurent et d'autres mers et golfes dans le monde (selon Philippart et Ekau, 2008, et Cairns *et al.*, 2012)

Golfe/mer	Climat	Aire totale x10 ³ km ²	Profondeur (moyenne) m
Golfe du Saint-Laurent	Tempéré/Subarctique	220*	152
Mer Baltique	Tempéré/Subarctique	390	52
Mer du Nord	Tempéré	575	94
Mer d'Okhotsk	Tempéré/Subarctique	1 552	838
Mer de Barents	Subarctique/Arctique	1 405	230
Mer de Béring	Subarctique/Arctique	2 000	1 547
Golfe de Cook	Subarctique	20	60
Mer de Chine orientale / Mer jaune	Tempéré	1 212	188
Golfe du Bengale	Tropical	610	2 600
Mer Noire	Tempéré	460	1 189
Golfe du Mexique	Subtropical	1 529	1 486
Golfe de Thaïlande	Tropical	386	45
Baie d'Hudson	Arctique	841	100
Mer de Kara	Arctique	883	111
Mer de Laptev	Arctique	662	53
Mer Méditerranée	Subtropical	2 516	2 000

*Valeur qui diffère de celle de Philippart et Ekau (2008) selon la méthode de calcul utilisée.

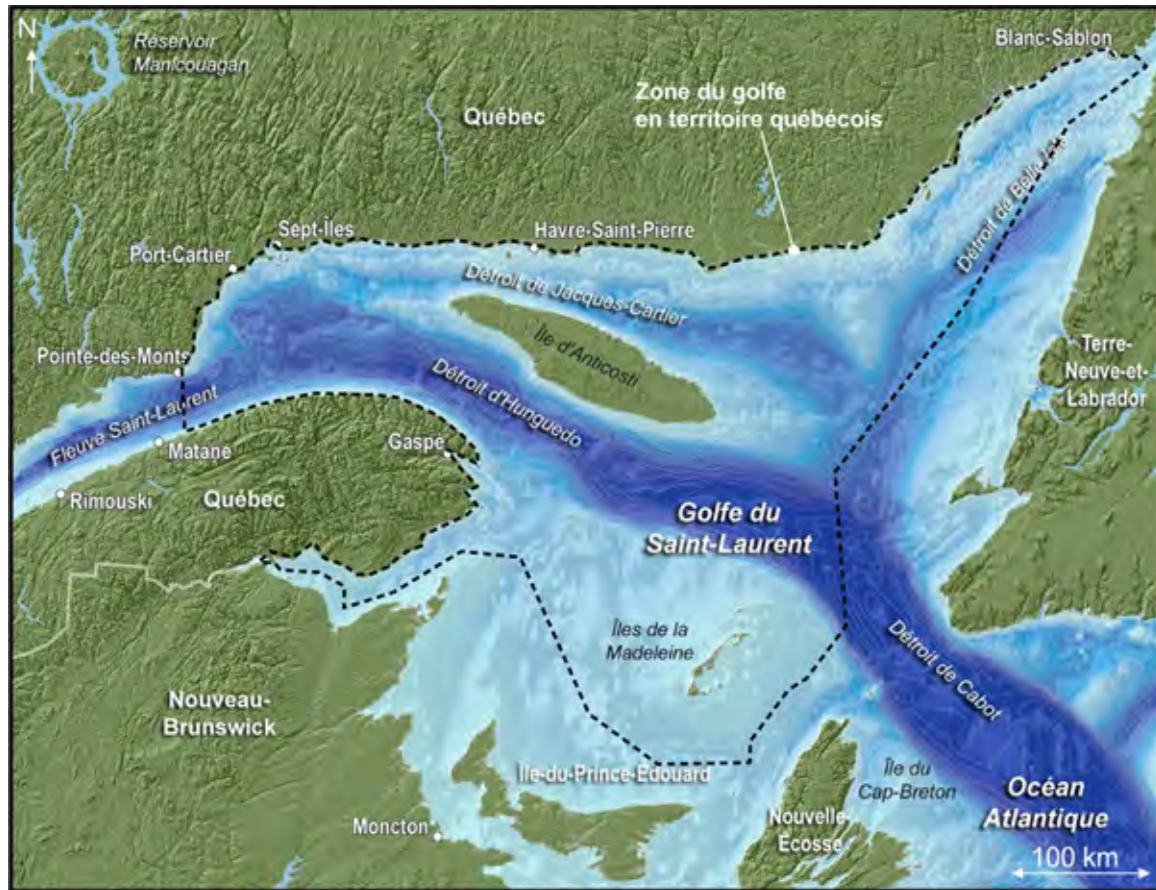


Figure 2 Le golfe du Saint-Laurent; la délimitation en tirets noirs représente la limite du golfe du Saint-Laurent en territoire québécois

2.1.1 Bathymétrie

Le golfe du Saint-Laurent a une profondeur moyenne de 152 m et est caractérisé par une fosse, le chenal Laurentien, qui le traverse d'ouest en est à partir de l'embouchure de la rivière Saguenay, sur une longueur de près de 1 250 km (Genivar, 2013; figure 3). La profondeur du fond marin au niveau du chenal Laurentien varie de 300 à 500 m, ce qui le situe dans des eaux de moyennement profondes à profondes (Thomas, 2007; Rochette et al., 2014). Le sud du golfe est de faible profondeur, de 50 à 80 m au niveau du plateau Madelinien. La profondeur du socle marin est plus importante au nord du golfe, sur le bassin d'Anticosti, où le travail des glaciers a formé des fosses pouvant atteindre 300 m de profondeur. On peut retrouver des zones de très faible profondeur (moins de 50 m) à proximité des côtes sur l'ensemble du golfe.



Figure 3 Bathymétrie du golfe du Saint-Laurent (BAPE, 2004)

2.1.2 Courants marins

Le golfe du Saint-Laurent est le point de rencontre de plusieurs masses d'eau aux caractéristiques distinctes (**Genivar, 2013**). Il reçoit une quantité importante d'eau douce en provenance des Grands Lacs, du fleuve Saint-Laurent, du Saguenay et des bassins versants des côtes qui l'entourent. Le golfe reçoit trois flux d'eau saline. Le premier flux, froid et dense, provient de l'Arctique. Il entre dans le golfe par le détroit de Belle Isle (entre Terre-Neuve et la péninsule du Labrador) et remonte jusqu'au fjord du Saguenay. Le second s'introduit par l'étroit et profond détroit de Canso (entre l'île du Cap-Breton et la Nouvelle-Écosse). Le dernier, le plus large et ayant le plus important débit, combine un courant froid descendant du Labrador et un autre, chaud, remontant avec le Gulf Stream, lesquels s'engouffrent par le détroit de Cabot (entre Terre-Neuve et l'île du Cap-Breton). On estime le débit d'eau douce et salée entrant dans le golfe à 266 000 m³/s. Le temps de séjour de l'eau y est en moyenne d'un an, variant de quelques mois à la surface de l'eau à quelques années au niveau du fond marin. Les courants les plus forts sont localisés dans les différents détroits du golfe : détroit d'Honguedo, à proximité de l'île d'Anticosti, détroit de Jacques-Cartier, parties sud du détroit de Cabot et du chenal Laurentien, et détroit de Belle Isle (**Genivar, 2013**).

On distingue trois couches d'eau différentes dans le golfe (**figure 4**), à savoir une couche de surface (0 à 50 m de profondeur), une couche intermédiaire (50 à 150 m) et une couche profonde (plus de 150 m). Les températures de l'eau varient au cours de l'année de 2 à 5 °C dans la couche profonde, de -1 à 2 °C dans la couche intermédiaire et de -2 à 22 °C dans la couche de surface (**Genivar, 2013** et **Urban et al., 2008**). Les teneurs en oxygène dissous s'approchent de la saturation dans la couche de surface, mais elles peuvent être relativement faibles en profondeur (moins de 2 mgO₂/L). Notons également que l'eau du golfe possède de faibles teneurs en matières en suspension (moins de 3 mgMES/L).

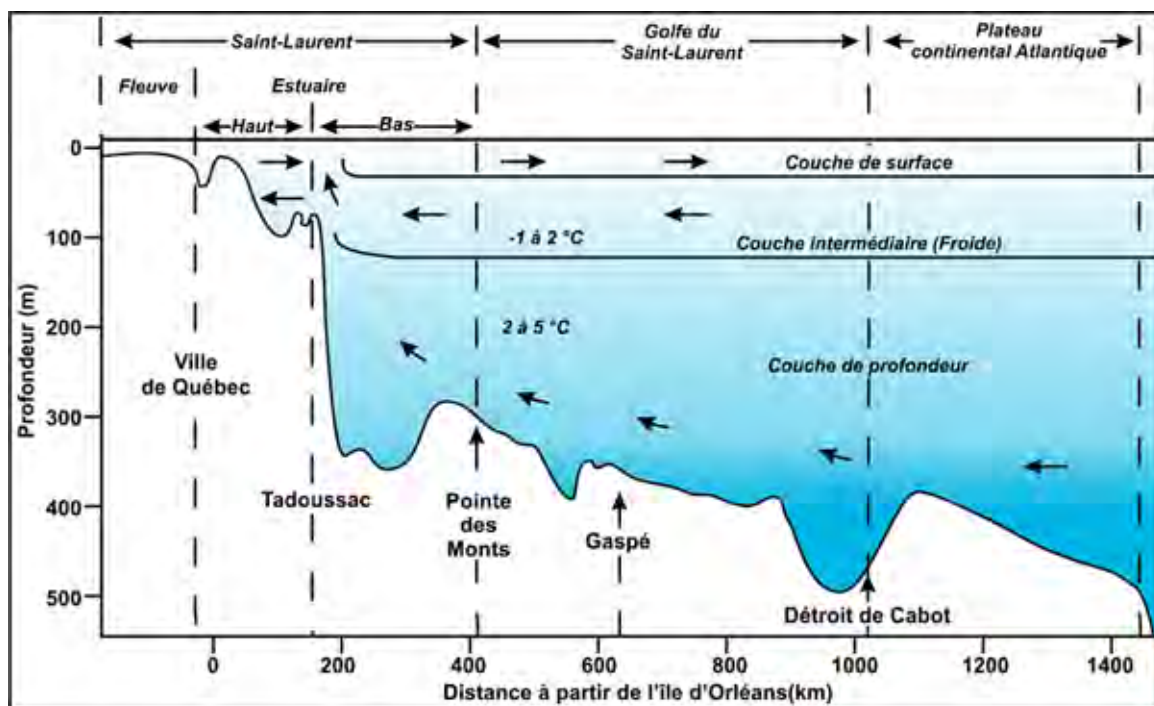


Figure 4 Profil des courants marins dans le golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013)

Les courants de surface sont caractérisés par un débit sortant du fleuve Saint-Laurent étroit et fort longeant la côte nord de la Gaspésie (courant de Gaspé; **figures 5**). Un tourbillon permanent est présent à l'ouest de l'île d'Anticosti et tourne dans le sens contraire des aiguilles d'une montre. Le débit sortant du golfe correspond principalement à un flux d'eau de grande vitesse circulant du côté est de l'île du Cap-Breton (vitesses moyennes supérieures à 0,2 m/s). On note des différences saisonnières importantes dans la direction et les vitesses des courants de surface dues aux variations des vents, des flux d'eau entrants et des densités des masses d'eau (**Genivar, 2013**). Par exemple, les vitesses moyennes de circulation des courants de surface en 2012 au niveau d'Old Harry étaient de l'ordre de 0,046 m/s, avec une importante variabilité pouvant aller jusqu'à 0,55 m/s (**Bourgault et al., 2014**).

Les vitesses moyennes des courants marins sont de l'ordre de 0,1 m/s dans la couche intermédiaire et de 0,01 m/s dans la couche profonde (**figures 6 et 7; Saucier et al., 2003**). Les courants de fond pénètrent par le détroit de Cabot et viennent circuler vers la tête du chenal Laurentien. Les variations saisonnières des courants profonds sont relativement faibles en comparaison des courants des couches intermédiaire et de surface (**Saucier et al., 2003**).

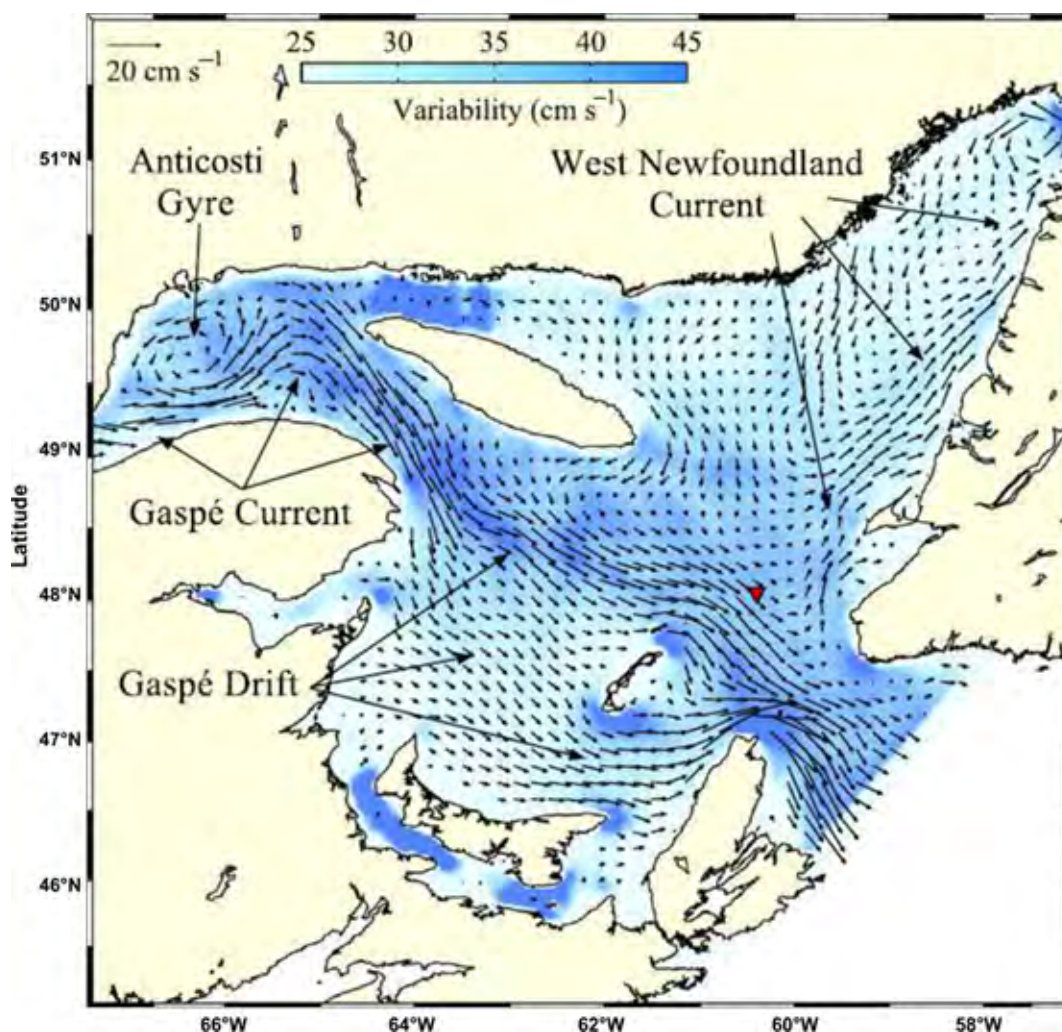


Figure 5 Courants marins moyens de surface (vecteurs) et variabilité des courants (couleurs bleues) dans le golfe du Saint-Laurent en 2012 (Bourgault et al., 2014); la variabilité est équivalente à deux fois l'écart type.

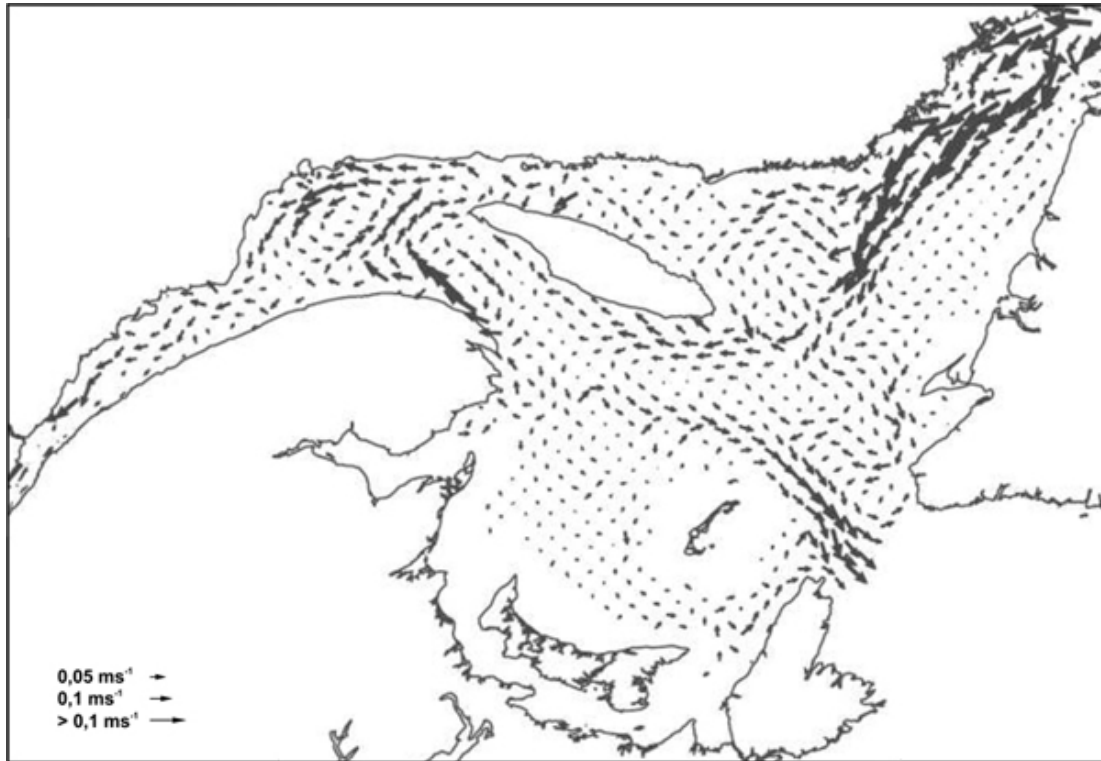


Figure 6 Courants moyens de la couche intermédiaire du golfe du Saint-Laurent en 1997 (Saucier *et al.*, 2003)

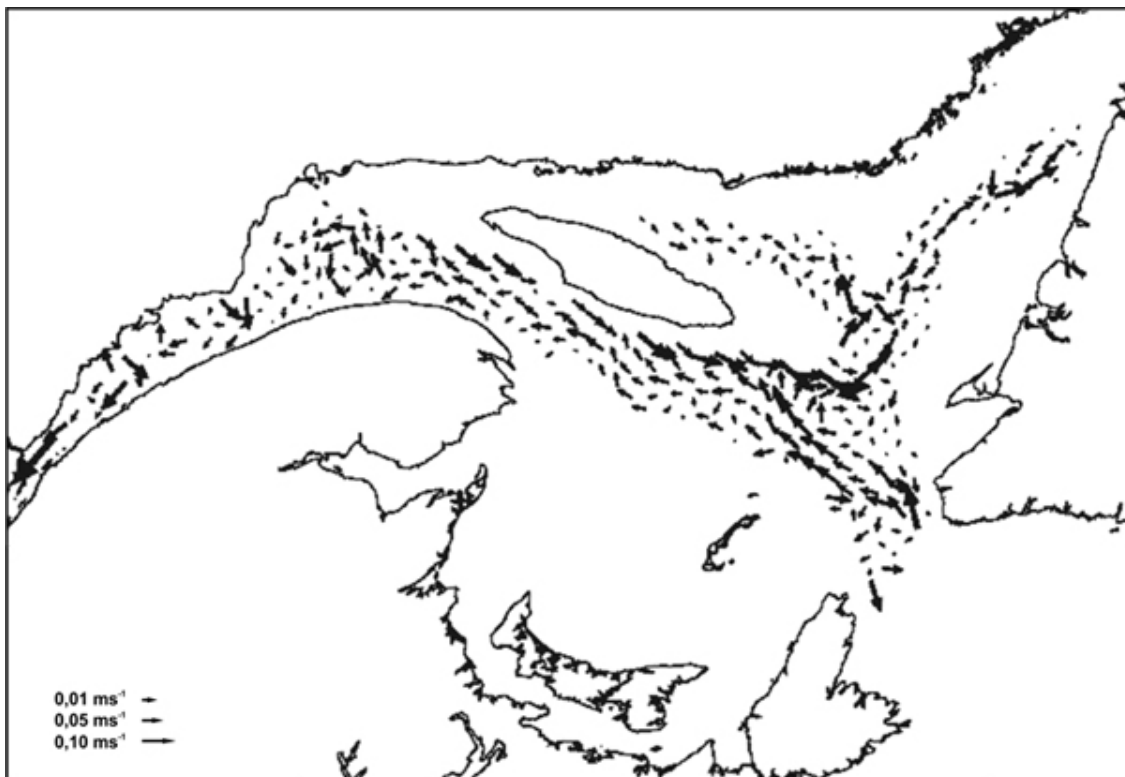


Figure 7 Courants moyens de la couche profonde du golfe du Saint-Laurent en 1997 (Saucier *et al.*, 2003)

2.1.3 Couvert de glace et icebergs

Le golfe du Saint-Laurent est en général recouvert de glace sur son ensemble à la fin de l'hiver (**figure 8**). Le couvert de glace excède rarement plus de 70 cm, avec une extension maximale durant les mois de février et mars (**Genivar, 2013**). Il peut cependant atteindre une épaisseur pouvant aller jusqu'à 85 cm dans les baies et ports abrités. L'englacement débute en général au milieu du mois de décembre dans les eaux côtières, puis se déplace vers l'est du golfe pour recouvrir entièrement la côte ouest de Terre-neuve en février. Notons que le couvert de glace a une probabilité d'être présent près de la cible exploratoire Old Harry à la fin de l'hiver de 76 à 99 % (**figure 8**). L'extension du couvert de glace est très variable selon l'année. Sur la période de 1970 à 2012, son extension maximale a été observée en 2003, tandis que son absence presque complète a été observée en 2010 (**Benoît et al., 2012**). L'évolution de l'englacement depuis les 40 dernières années montre clairement une réduction de la surface de glace recouvrant le golfe du Saint-Laurent (**figure 9**). Il est difficile de prédire quel sera l'impact des changements climatiques sur l'englacement du golfe du Saint-Laurent. **Senneville et Saucier (2007)** estiment qu'une hausse de la température de l'air de 2 °C pourrait engendrer une réduction de 28 % de l'épaisseur du couvert de glace sur l'ensemble de la superficie du golfe. La variabilité interannuelle de l'englacement dans le golfe laisse cependant présager qu'il sera encore présent dans les prochaines décennies pour les années les plus froides (**Benoît et al., 2012**).

On peut observer la présence anecdotique dans le golfe d'icebergs qui traversent le détroit de Belle Isle à l'extrême nord-est du golfe (**IIP, 2009**).

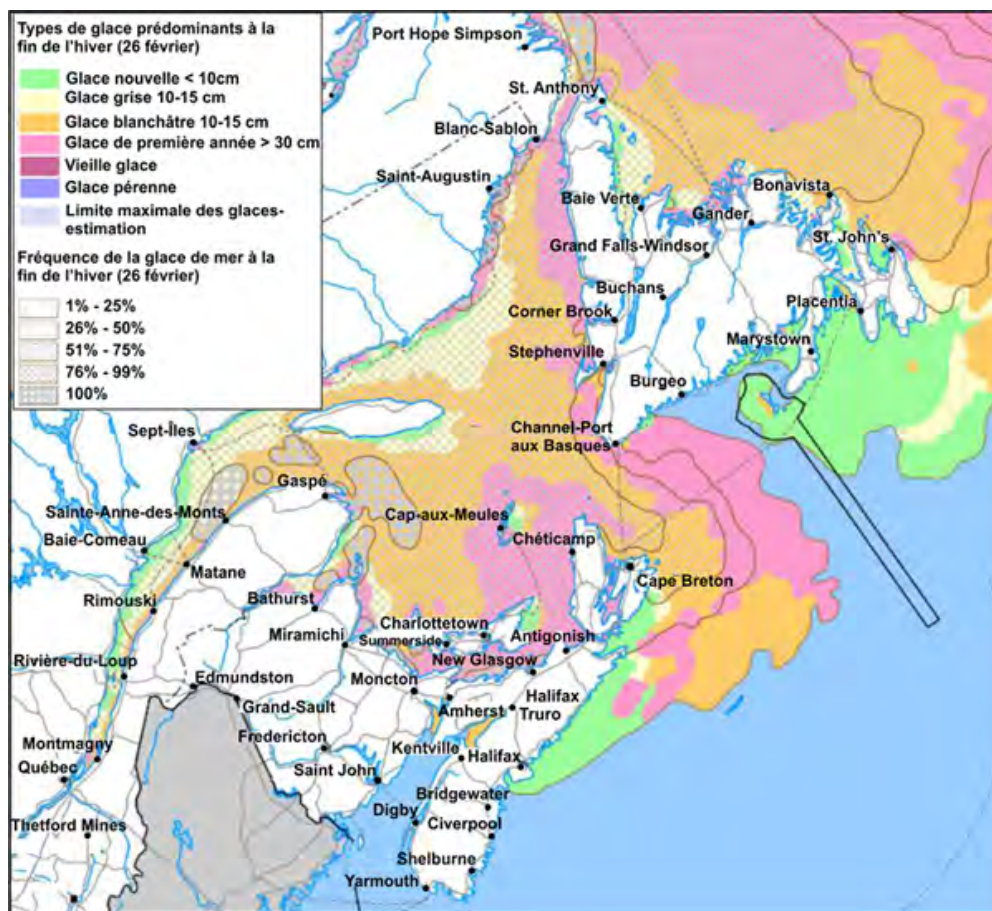


Figure 8 Types et fréquence de glace dans l'est du Canada sur les 30 dernières années (modifiée de NRCAN, 2002)

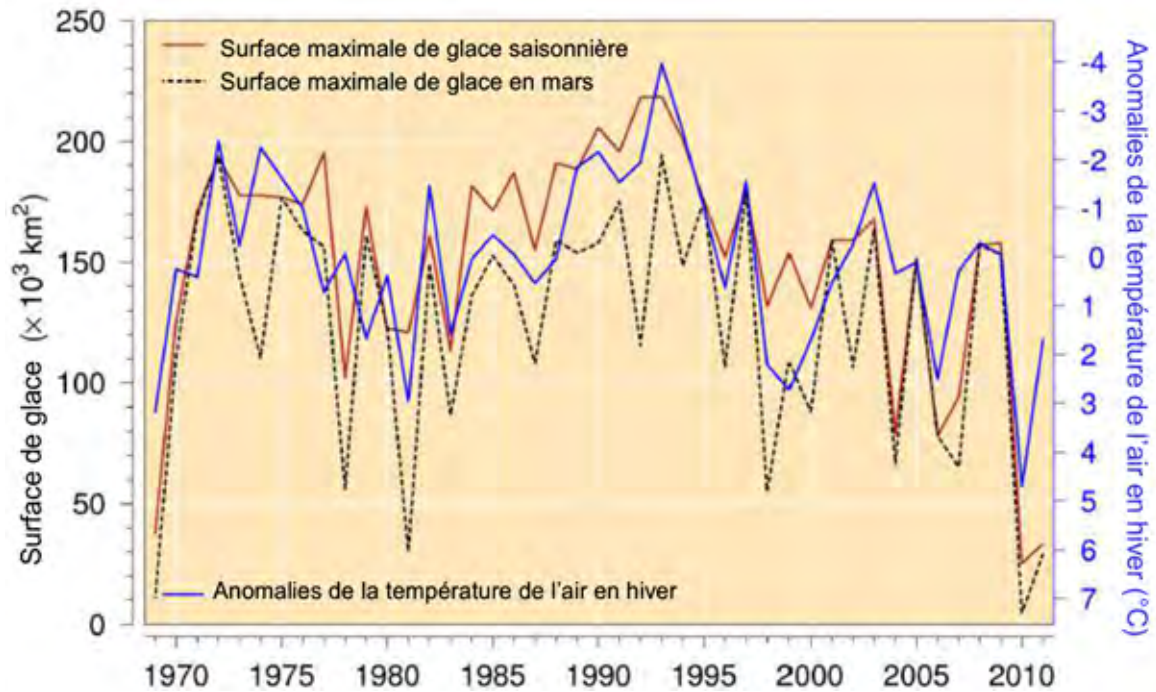


Figure 9 Anomalies de la température de l'air en hiver et évolution de la surface de glace recouvrant le golfe du Saint-Laurent (Benoît *et al.*, 2012)

2.1.4 Vagues et visibilité

La hauteur des vagues dans le golfe du Saint-Laurent est la plus élevée entre novembre et février, où elle atteint des valeurs moyennes de 2 m (**figure 10**). Des résultats de modélisation en trois points du golfe montrent que les hauteurs maximales de vagues sont situées dans le chenal Laurentien (**tableau 3**). Elles peuvent atteindre 13,8 m sur une période de retour de deux ans. Des périodes de visibilité inférieure à 1 km peuvent être fréquentes en hiver (jusqu'à une fréquence de 15 %) en raison du mouvement des masses d'air humide sur les eaux froides (Genivar, 2013).

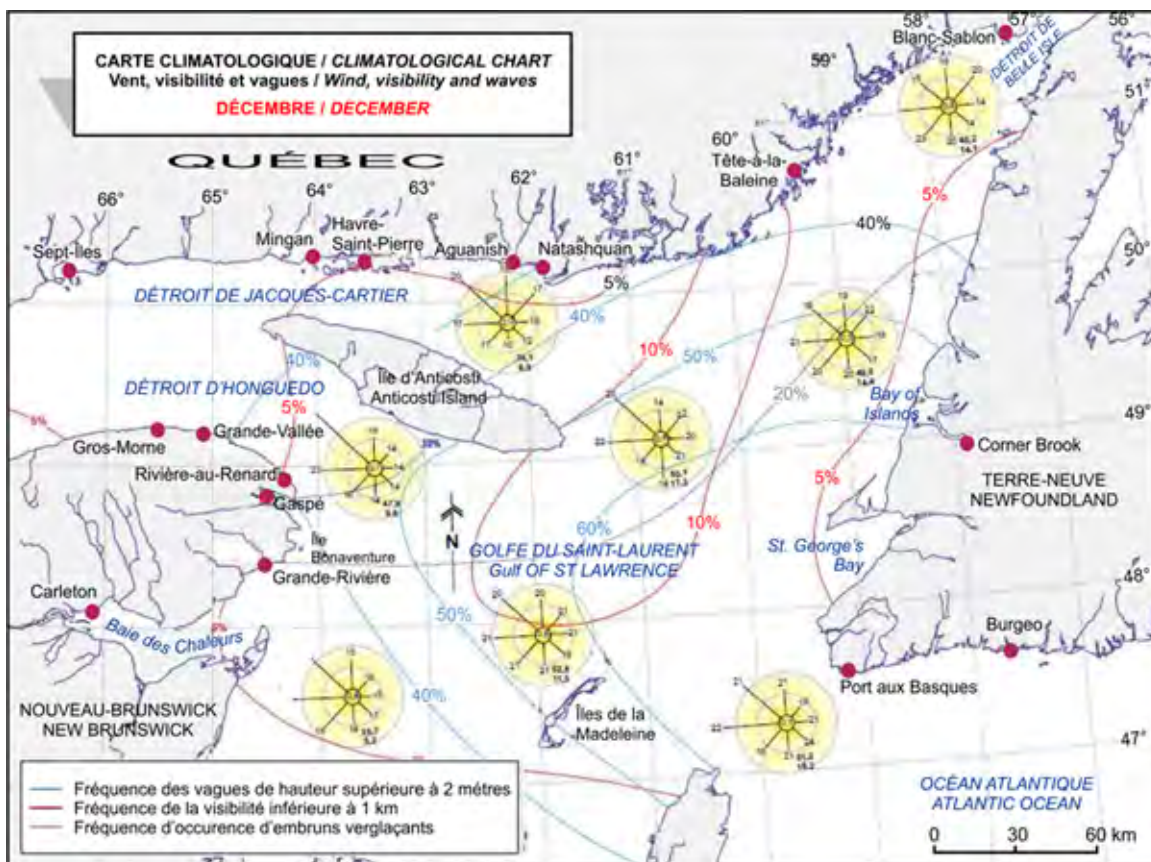


Figure 10 Carte des moyennes des vents, de la visibilité et des vagues observés en décembre dans le golfe du Saint-Laurent (Climat-Québec, 2013)

Tableau 3 Hauteurs maximales des vagues estimées par modélisation en trois points du golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013)

Période de retour (année)	Hauteur maximale des vagues (m)		
	Chenal Laurentien (structure géologique Old Harry) (point 13511)	Chenal Laurentien (au large de Gaspé) (point 14267)	Confluence des chenaux d'Anticosti et d'Esquiman (point 15425)
2	13,9	10,7	12,3
5	15,5	11,9	13,9
10	16,5	12,6	15,0
25	17,4	13,5	16,0
50	18,0	14,0	17,0
100	18,6	14,7	18,0

2.1.5 Tempêtes

Le nombre de dépressions tropicales annuelles traversant le golfe varie de un à huit. Les rafales peuvent atteindre des vitesses de plus de 175 km/h et se produisent en général entre juillet et novembre (**Genivar, 2013**). Ces dépressions sont plus nombreuses au sud-est du golfe du Saint-Laurent, notamment au niveau de la cible exploratoire Old Harry (**figure 11**). On retrouve des dépressions hivernales intenses dans le golfe de novembre à avril et leur nombre augmente depuis les 50 dernières années (**Genivar, 2013**).

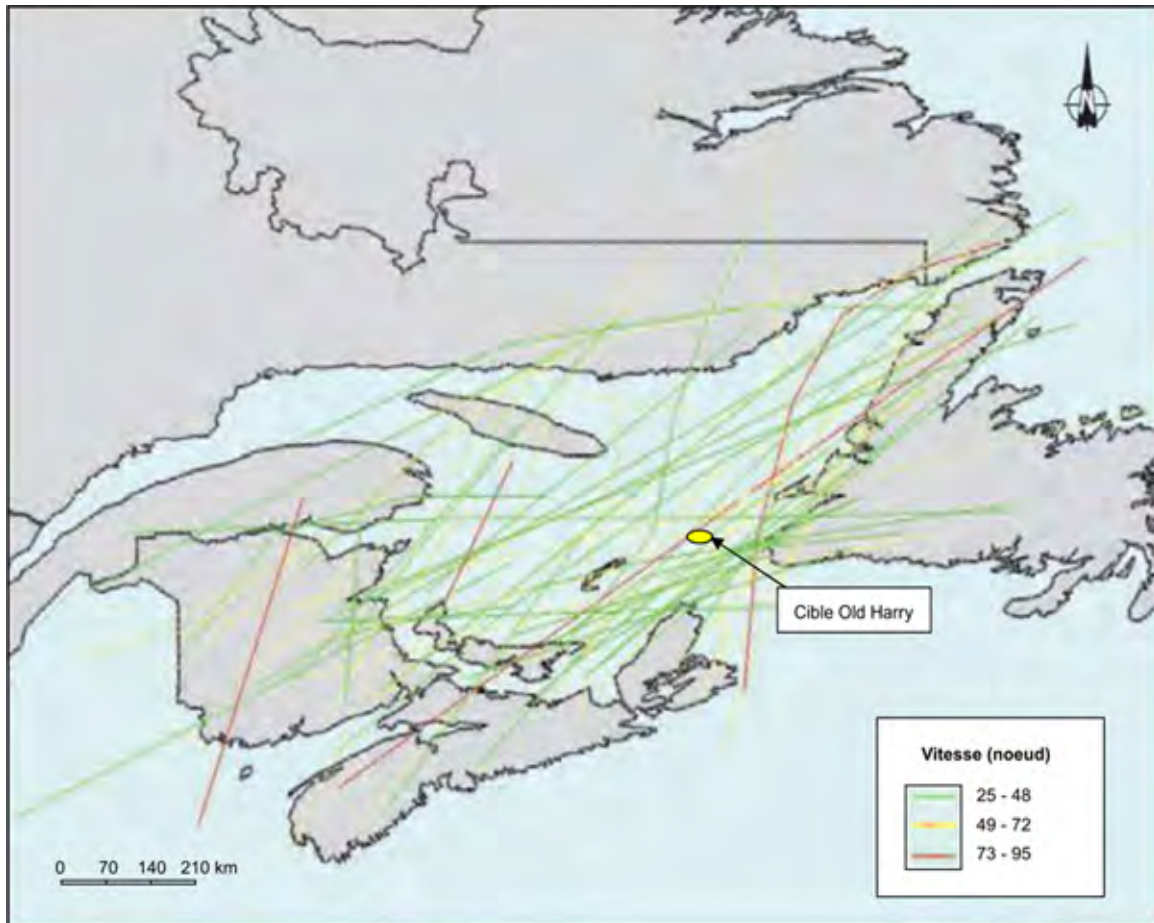


Figure 11 Trajectoire de dépressions tropicales dans le golfe du Saint-Laurent entre 1851 et 2008 (Genivar, 2013)

2.1.6 Sismicité

La région du golfe du Saint-Laurent a une activité sismique relativement faible en comparaison d'autres régions du Canada (**Genivar, 2013**). Elle est de faible magnitude au nord-ouest de l'île d'Anticosti et absente dans le reste du golfe du Saint-Laurent (**figure 12**). Les risques de tsunami sont considérés comme faibles, mais un séisme majeur pourrait avoir des répercussions notables sur des installations côtières ou extracôtières du golfe, comme celles du séisme de magnitude 7 survenu en novembre 1929 au large de Terre-Neuve (**Genivar, 2013**).

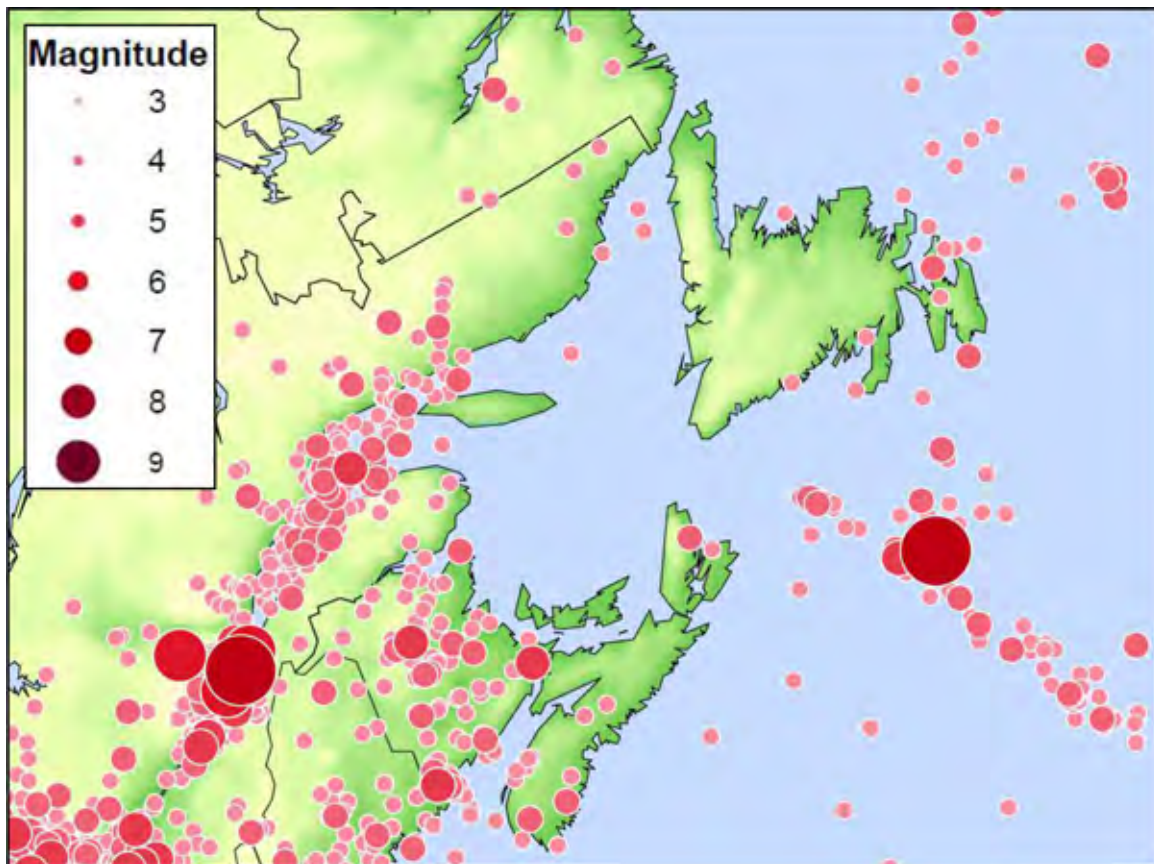


Figure 12 Séismes observés dans l'est du Canada entre 1627 et 2012 (NRCAN, 2012)

2.1.7 Conditions du fond marin et des formations sous-jacentes

Localement, la conformation et la structure du fond marin et des formations sous-jacentes sont des causes potentielles d'accidents lors d'activités d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier. Ces accidents peuvent être dus à la présence de blocs rocheux, de failles, de dépressions coniques, de poches de gaz peu profondes ou de sédiments meubles sur le fond marin, éléments que l'on peut retrouver dans le golfe du Saint-Laurent (**Corridor Resources, 2013**). À noter que l'épaisseur des sédiments sur le fond marin du golfe du Saint-Laurent est relativement faible, soit moins de 200 m (**Genivar, 2013**).

À titre d'exemple, la **figure 13** présente des caractéristiques du fond marin près de la cible exploratoire Old Harry indiquant la présence de dépressions coniques, de formations de poches de gaz peu profondes dans les dépôts de surface et d'une zone de faille (**Corridor Resources, 2013**).

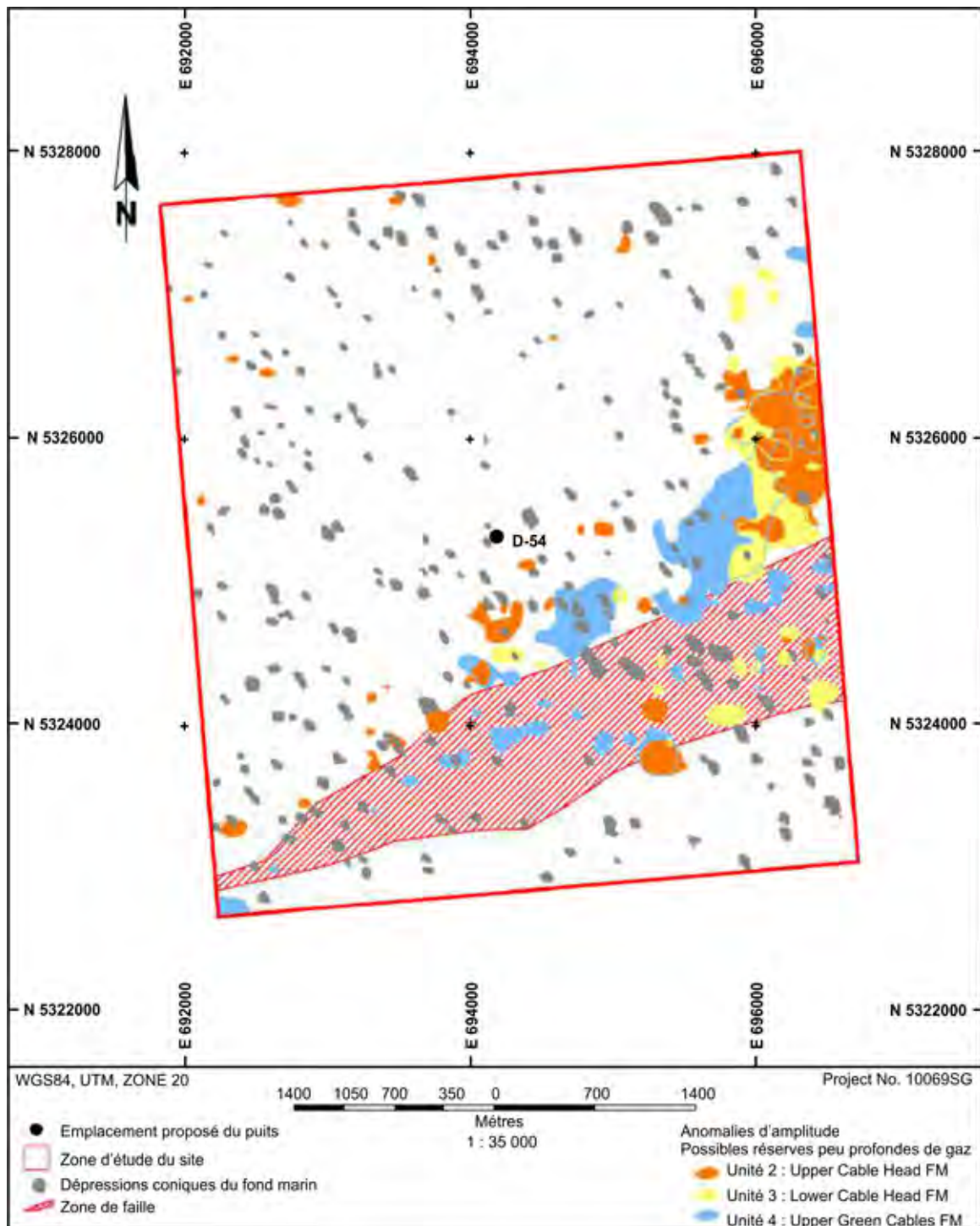
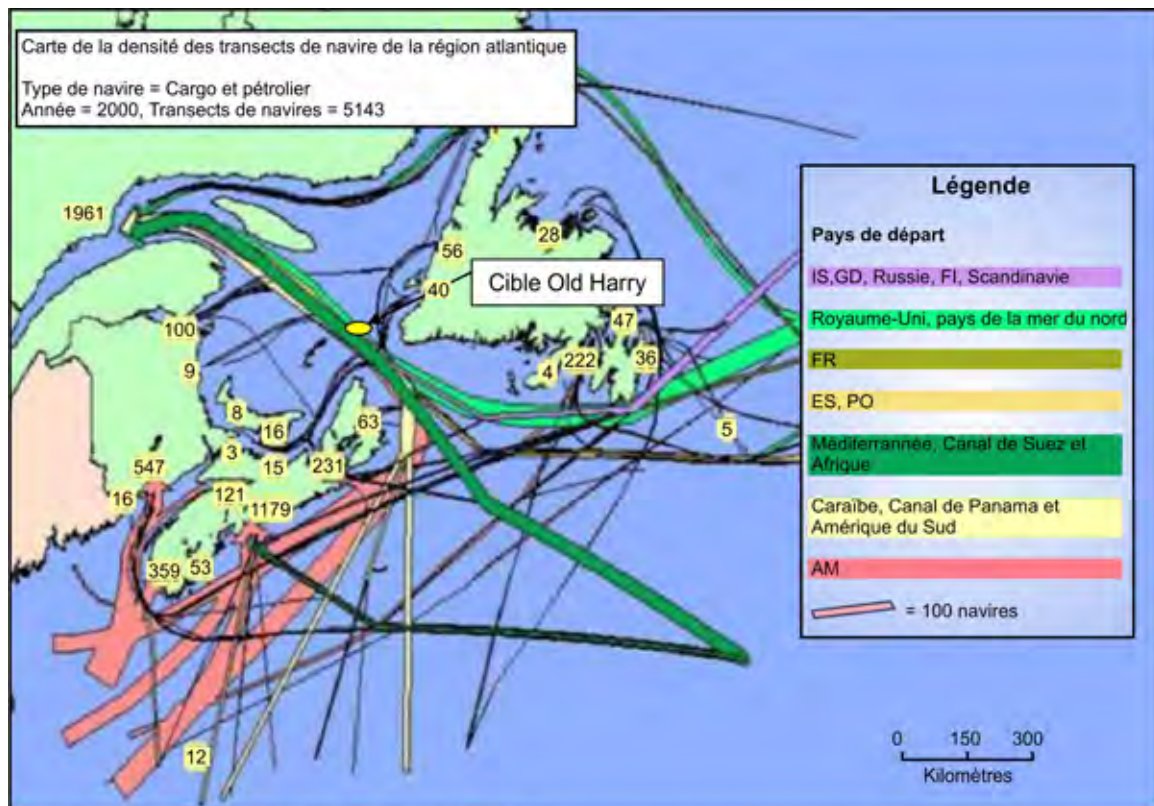


Figure 13 Caractéristiques du fond marin du côté terre-neuvien de la cible exploratoire Old Harry (Corridor Resources, 2013)

2.1.8 Transport maritime

Le trafic maritime est élevé dans le golfe et se fait selon deux principaux dispositifs de séparation du trafic (DST), sur un axe sud-est nord-ouest, c'est-à-dire du détroit de Cabot au détroit d'Honguedo, ainsi que sur un axe nord-est sud-ouest, du détroit de Belle Isle au détroit de Jacques-Cartier (**figure 14; Genivar, 2013**). Ces dispositifs sont volontaires et sont indiqués sur les cartes marines. Durant la saison des glaces, une voie de navigation est recommandée chaque jour par la Garde côtière du Canada entre le détroit de Cabot et le détroit d'Honguedo (**Corridor Resources, 2013**). Cette voie de transport peut être déviée vers le nord de l'île d'Anticosti en cas de congestions de glace au sud de l'île (**Corridor Resources, 2013**). La cible exploratoire Old Harry est située sur une des principales voies de transport maritime du golfe. En 2000, environ 2 000 navires de charge et pétroliers ont circulé à proximité de la cible Old Harry.



Source : Geocentric Mapping Consulting 2002, dans Alexander et coll. 2010
La largeur des flèches représente le décompte des navires dans le couloir de navigation (densité du trafic); la couleur indique les pays et continents d'origine. Les ports majeurs sont représentés par un nombre spécifique transects entrants.

Figure 14 Trafic maritime dans l'est du Canada en 2000 (Corridor Resources, 2013)

2.1.9 Pêche commerciale

Les efforts de pêche commerciale se font sur l'ensemble du golfe du Saint-Laurent (**figure 15**), mais dans une moindre mesure dans le chenal Laurentien où la profondeur d'eau est importante (**Genivar, 2013**). On note la pêche du sébaste dans le chenal Laurentien, et de crevettes et flétans sur les pentes du chenal. Les principales pêches dans le golfe en ce qui concerne les volumes débarqués sont la crevette nordique, le crabe des neiges, le homard, le flétan du Groenland, le maquereau, le hareng et le pétoncle. Les débarquements totalisaient en 2008 55 896 tonnes, 75 % du volume débarqué étant constitué de crustacés.

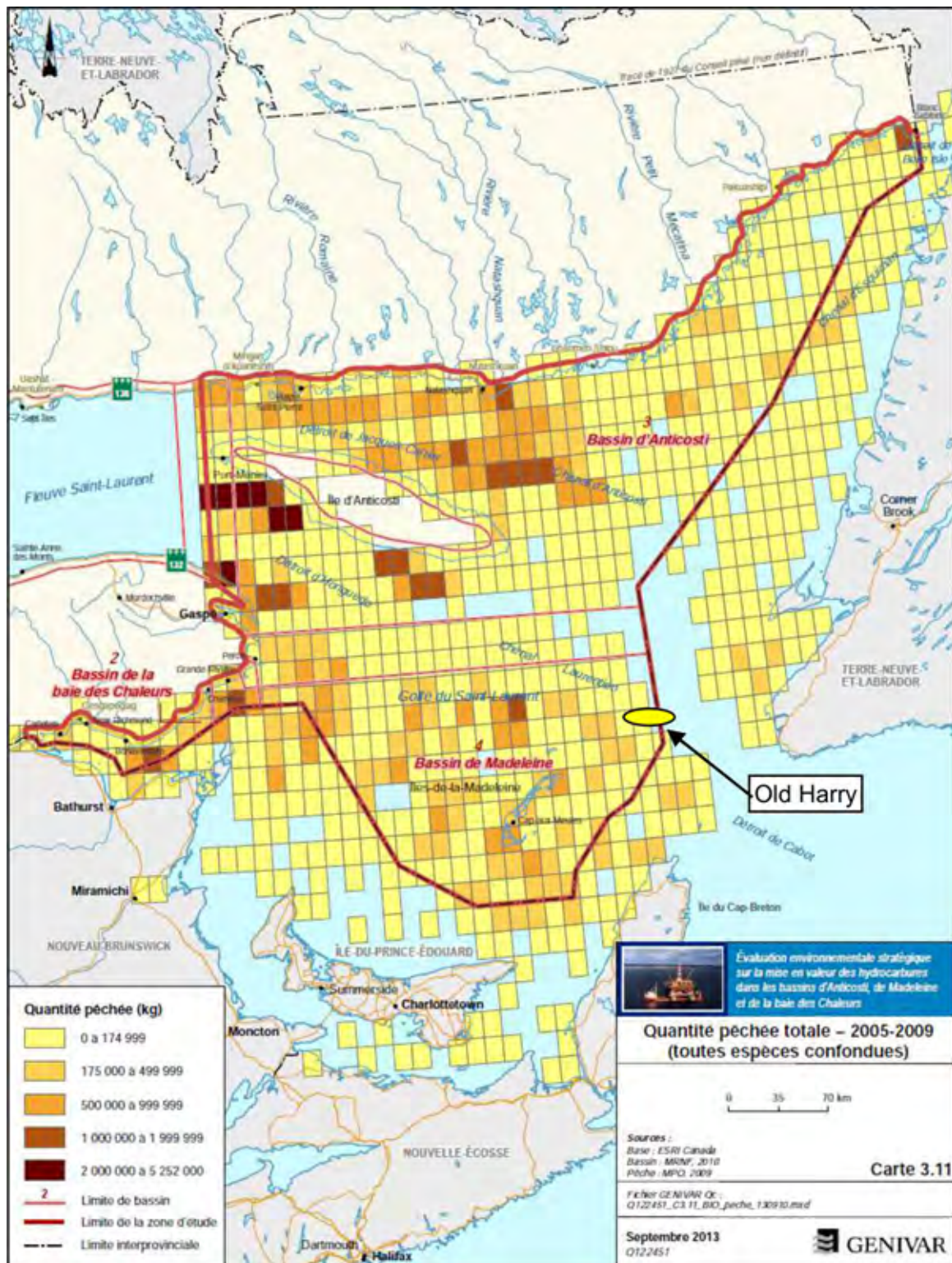


Figure 15 Efforts de pêche dans le golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013)

2.1.10 Contexte biologique

Le golfe du Saint-Laurent se distingue par une grande biodiversité. La **figure 16** résume les zones d'importance écologique et biologique présentées dans le rapport de **Genivar (2013)** à partir des informations de Pêches et Océans Canada (**MPO 2011**). Les habitats benthiques sont présents sur l'ensemble du golfe du Saint-Laurent, mais en moindre mesure en eau profonde au niveau du chenal Laurentien (**Genivar, 2013**). Le phytoplancton est particulièrement abondant dans le courant de Gaspé et la gyre d'Anticosti. Le zooplancton, composé à 75 % de copépodes, se retrouve principalement dans les premiers 150 à 175 m de la colonne d'eau. On retrouve diverses localisations du méroplancton (œufs et larves de poissons), notamment des larves de sébaste à l'ouest de Terre-Neuve. Les invertébrés marins (crustacés, mollusques) présentant un intérêt commercial sont principalement le homard, la crevette nordique, le crabe des neiges et le pétoncle, qu'on trouve dans plusieurs zones du golfe. À proximité de la cible exploratoire Old Harry, on retrouve notamment des pétoncles d'Islande, des coraux mous et des crevettes d'eau profonde.

Le golfe regroupe près de 130 espèces de poissons. Une partie des poissons pélagiques (vivant dans la colonne d'eau) occupent le chenal Laurentien. Les espèces de poissons pélagiques les plus abondantes sont le hareng, le maquereau, le capelan, le lançon, l'aiguillat commun et le thon rouge. Les poissons *démersaux* du golfe sont constitués en majorité de la morue, du flétan, de la plie, du sébaste, de la lompe, de la raie et du loup. Un des refuges hivernaux de ces poissons est localisé au niveau de la cible exploratoire Old Harry. Parmi les espèces de poissons *diadromes*, on retrouve en majorité l'éperlan arc-en-ciel, le saumon atlantique et l'anguille d'Amérique. On dénombre plusieurs voies migratoires du saumon atlantique, des saumoneaux et des anguilles d'Amérique entre les détroits de Belle Isle et de Cabot et l'estuaire du Saint-Laurent.

Une vingtaine de mammifères marins fréquentent le golfe du Saint-Laurent, dont certaines espèces de baleines, de dauphins, de marsouins et de phoques. La tortue luth, une espèce menacée au Québec, a été observée au large des îles de la Madeleine et de la Côte-Nord. Le rorqual bleu s'alimente notamment au niveau de la cible exploratoire Old Harry. À noter que le banc des Américains, localisé au large de Gaspé, est visé par Pêches et Océans Canada à titre de zone de protection marine étant donné la diversité de ses habitats et la présence d'espèces en péril (**MPO, 2014**).

Au moins 108 espèces d'oiseaux associés au milieu marin (incluant les oiseaux de rivage et les oiseaux de mer) fréquentent le golfe du Saint-Laurent pour l'alimentation, pour la reproduction ou comme halte migratoire (**Genivar, 2013**). Des sites d'intérêt dans la partie québécoise du golfe du Saint-Laurent sont associés à des zones d'importance pour la conservation des oiseaux, des refuges d'oiseaux migrateurs et des aires de concentration d'oiseaux aquatiques. Ces sites sont principalement localisés sur les rivages de la baie des Chaleurs et de la péninsule gaspésienne, sur la rive est de l'île d'Anticosti, dans les îles de la Madeleine et sur la rive nord du golfe, comme l'archipel de Mingan. Un total de 32 espèces d'oiseaux de mer fréquentent régulièrement le golfe du Saint-Laurent, le chenal Laurentien étant moins fréquenté que le reste du golfe. La baie des Chaleurs constitue une des principales aires d'alimentation des oiseaux de mer. Leurs sites de nidification se situent principalement sur la rive nord du golfe du Saint-Laurent, sur l'île d'Anticosti, dans la péninsule gaspésienne et aux îles de la Madeleine. L'espèce nicheuse la plus abondante est le fou de Bassan, dont les concentrations les plus élevées sont observées entre les îles de la Madeleine et l'île Bonaventure.

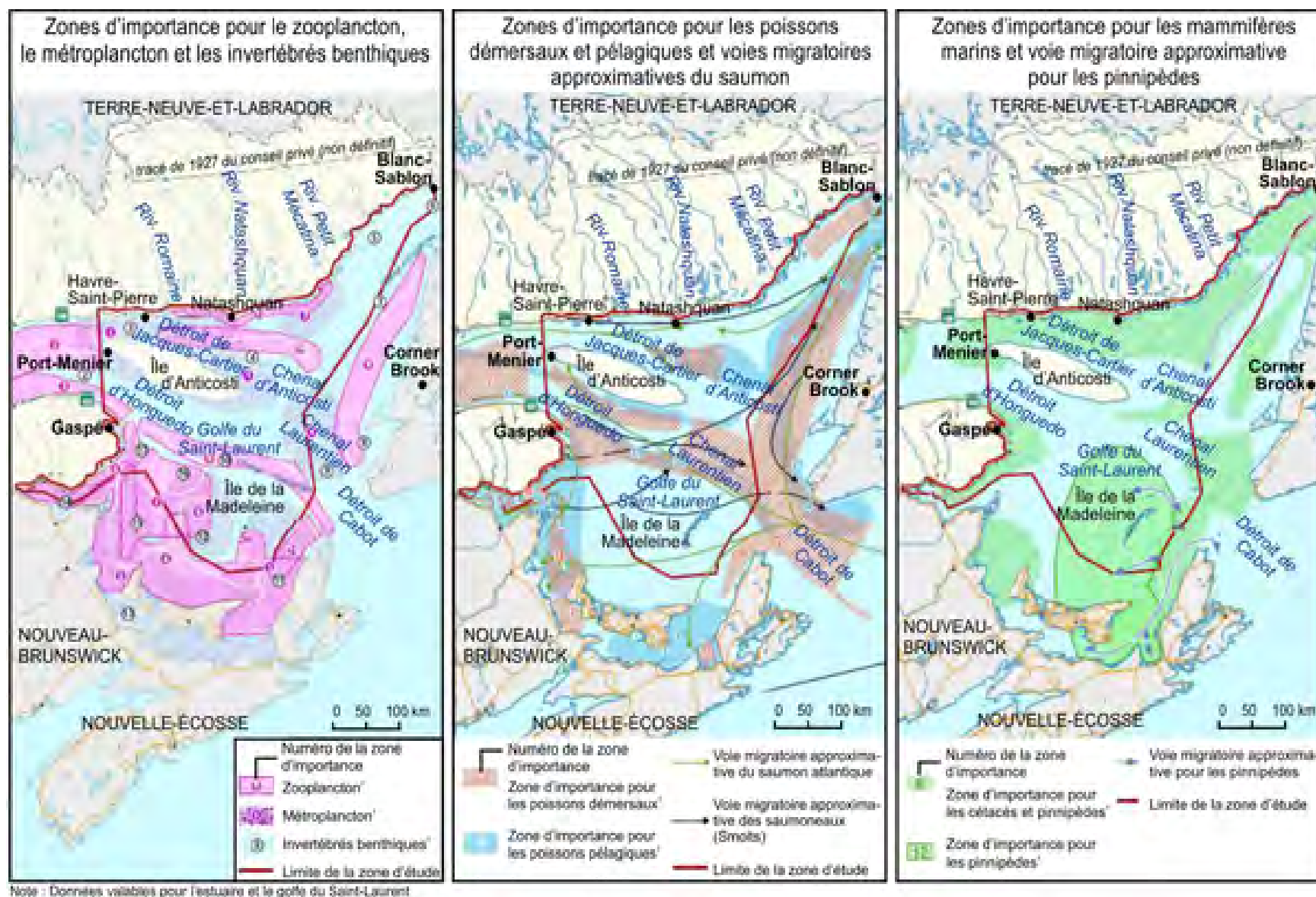


Figure 16 Zones d'importance écologique et biologique définies à partir des identifiants de Pêches et Océans Canada (Genivar, 2013)

2.2 Les ressources en hydrocarbures du golfe du Saint-Laurent

2.2.1 Bassins sédimentaires du golfe du Saint-Laurent

Le golfe du Saint-Laurent comprend principalement deux bassins sédimentaires distinguables par leurs caractéristiques géologiques (**figure 17**). Le premier est le bassin d'Anticosti, qui couvre la partie nord du golfe à partir de la Gaspésie. Il est situé sur le Bouclier canadien et fait partie de la structure géologique de la plate-forme du Saint-Laurent (structure de la période du Cambrien au Dévonien). Le deuxième est le bassin de Madeleine, un sous-bassin du bassin des Maritimes. Il couvre la partie sud du golfe situé dans la structure des Appalaches (structure de la période du Carbonifère et du Permien). Ces deux bassins contiennent un potentiel pétrolier et gazier prometteur du fait de la présence de roches mères riches en matière organique et de structures poreuses susceptibles d'accueillir des réserves en hydrocarbures (**Bourque et al., 2004**). Les connaissances géologiques du milieu suggèrent un potentiel gazier dans le bassin de Madeleine, et un potentiel pour le pétrole brut et le gaz naturel dans le bassin d'Anticosti (**Genivar, 2013**). Le bassin de Gaspésie couvre la région de la Gaspésie et fait partie de la ceinture de Gaspé (structure géologique de la période du Silurien et Dévonien).

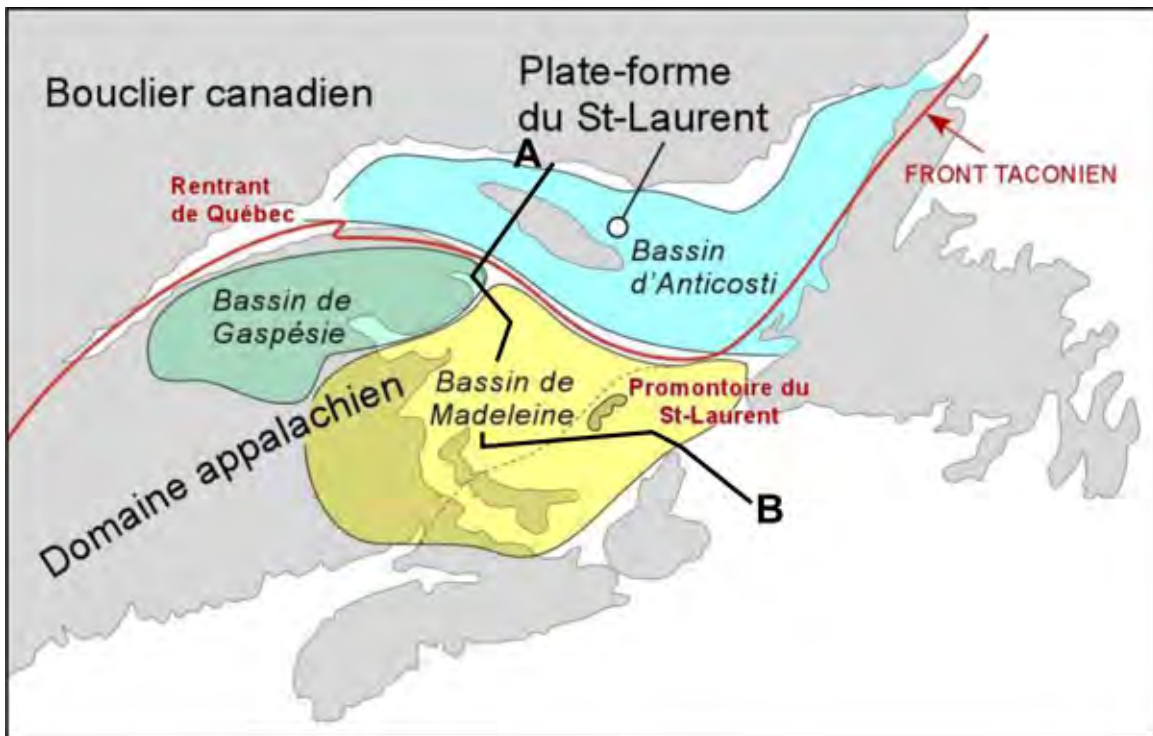


Figure 17 Bassins sédimentaires du golfe du Saint-Laurent et position de la coupe géologique A-B de la figure 18 (modifiée de Bourque et al., 2004)

La Commission géologique du Canada a décelé la présence de quinze cibles exploratoires potentielles d'hydrocarbures conventionnels dans les strates paléozoïques de l'est du Canada (périodes du Cambrien au Permien), de trois cibles non conventionnelles de gaz naturel (périodes du Carbonifère et de l'Ordovicien) et de deux cibles de gaz naturel dans les dépôts quaternaires. Parmi les cibles d'hydrocarbures conventionnels du milieu marin, trois sont incluses dans le bassin d'Anticosti et trois, dans le bassin de Madeleine (Lavoie *et al.*, 2009). Les deux cibles de gaz naturel dans les dépôts quaternaires (enfouies à moins de 200 m) ont été mises en évidence dans l'estuaire du Saint-Laurent (présence d'événements gazeux ou « pockmarks » sur le fond marin). Pour les trois cibles d'hydrocarbures non conventionnels, deux sont désignées comme propices à l'accumulation de *gaz de schiste*, soit une dans le bassin d'Anticosti et une dans le bassin de Madeleine, et une est désignée comme propice à l'accumulation de gaz de charbon dans le bassin de Madeleine.

Le **tableau 4** résume le potentiel en hydrocarbures des quatre cibles conventionnelles en milieu marin dont le potentiel a été évalué par la Commission géologique du Canada, évaluation qui a été faite à partir de modèles géologiques et non de données réelles de forages. La ressource totale en gaz naturel est évaluée à 1 160 milliards de m³ (1 000 Mtep) et celle en pétrole brut, à 2,3 milliards de barils de pétrole (300 Mtep). Malgré qu'une partie des bassins de Madeleine et d'Anticosti se trouve en milieu terrestre, ces cibles sont situées en majeure partie dans le golfe du Saint-Laurent (Lavoie *et al.*, 2009).

Tableau 4 Évaluation des ressources potentielles en pétrole brut et en gaz naturel de quatre cibles exploratoires dans le bassin de Madeleine (bassin des Maritimes) et dans le bassin d'Anticosti (plate-forme du Saint-Laurent) [Genivar, 2013]; (g) : gaz naturel et (h) : pétrole brut (huile)

Systèmes pétroliers	Nombre moyen de gisements potentiels	Volume médian des ressources (Mm ³) ¹	Volume médian des plus gros gisements (Mm ³)
<i>Bassin des Maritimes</i>			
Dépôts clastiques du Carbonifère inférieur (g)	73	452 070	49 769
Dépôts clastiques du Carbonifère inférieur (h)	32	124	146
Dépôts clastiques du Carbonifère supérieur (g)	56	656 730	74 095
Dépôts clastiques du Carbonifère supérieur (h)	16	111	23
Total	129 (g); 48 (h)	1 116 500 (g); 239 (h)	
<i>Plateforme du Saint-Laurent</i>			
Dolomies de l'Ordovicien inférieur (g)	98	7 009	764
Dolomies de l'Ordovicien inférieur (h)	40	52	7
Dolomies de l'Ordovicien supérieur (g)	119	28 804	2 426
Dolomies de l'Ordovicien supérieur (h)	91	64	5
Total	217 (g); 131 (h)	39 797 (g); 126,8 (h)	
Total pour le golfe du Saint-Laurent		1 160 000 (g); 365,8 (h)	

2.2.2 Bassin d'Anticosti

Le bassin d'Anticosti est formé de carbonates (calcaires, dolomies), de grès (sables consolidés) et de schistes. Les trois cibles exploratoires localisées dans ce bassin sont présentées à la **figure 18** (cibles R1, R2 et R3). La cible R1 est caractérisée par des carbonates (dolomies) de l'Ordovicien inférieur situés sous des carbonates peu perméables; la présence de failles dans la roche carbonatée a pu engendrer des pertes de gaz naturel et de pétrole brut vers les formations supérieures. Des découvertes de pétrole brut importantes ont été relevées dans la cible R1 en bordure du bassin d'Anticosti, sur la péninsule de Port au Port, à Terre-Neuve-et-Labrador (Garden Hill; localisation à la **figure 1**), avec un contenu en eau de formation de 25 à 35 %

(Cooper *et al.*, 2001). Néanmoins, les forages réalisés à ce jour dans la cible R1 se sont avérés non rentables (Genivar, 2013).

Les recherches d'hydrocarbures dans la cible R2, formée de dolomies de l'Ordovicien supérieur, sont relativement récentes. Cette cible offre un potentiel pour la présence de pétrole brut et de gaz naturel (Genivar, 2013). La cible R3, située dans des calcaires et des grès, est relativement peu connue pour ce qui est de la partie située dans le golfe (Lavoie *et al.*, 2009), les cibles exploratoires connues étant pour l'instant situées en zone terrestre dans le bassin de Gaspé (Galt, Haldimand, Bourque; localisation à la figure 1).

Concernant les hydrocarbures non conventionnels, du pétrole de schiste aurait été découvert dans les shales de la formation de Green Point de l'Ordovicien inférieur (Shoal Point; localisation à la figure 1) sur la péninsule de Port au Port (Krugel, 2013). Du pétrole de schiste aurait aussi été découvert sur l'île d'Anticosti dans les shales de la formation de Macasty de l'Ordovicien supérieur (Pétrolia, 2010). Un programme d'exploration de cette cible est actuellement en cours afin de confirmer ou non son potentiel pétrolier.

Il existe peu de données sismiques et de forages de bonne qualité permettant de bien statuer sur le potentiel ainsi que sur les caractéristiques des hydrocarbures du bassin d'Anticosti (Pinet, 2013). Les quantités totales d'hydrocarbures initialement en place ont été évaluées par la Commission géologique du Canada (Lavoie *et al.*, 2009) à partir de modèles numériques. Les quantités estimées pour les cibles d'hydrocarbures conventionnels R1 et R2 sont de 39 milliards de m³ (34 Mtep) de gaz naturel et 0,8 milliard de barils de pétrole brut (100 Mtep). Le plus gros gisement de gaz naturel a été estimé à 2 Mtep et le plus gros gisement de pétrole brut, à 6 Mtep (tableau 4). Selon ces résultats, il existe un potentiel en hydrocarbures dans le bassin d'Anticosti, mais celui-ci serait relativement faible. À titre comparatif, les potentiels ultimes des champs d'hydrocarbures extracôtiers exploités actuellement dans l'est du Canada varient de 6 à 255 Mtep (tableau 1).

2.2.3 Bassin de Madeleine

Le bassin de Madeleine consiste en une alternance de couches de grès, de schistes et de charbon (Genivar, 2013). Les cibles exploratoires seraient situées dans des structures de grès (cibles R4 et R5; figure 18) et proches de dômes de sel (cible R6) sur une épaisseur de plusieurs kilomètres (Hydro-Québec, 2002). On estime que les meilleurs réservoirs (porosité de 25 à 30 % favorisant l'accumulation et l'extraction des hydrocarbures) seraient situés à moins de 1 000 m de profondeur sous le fond marin, mais que l'on trouverait des réservoirs de grès de bonne qualité (porosité de 10 à 15 %) à des profondeurs allant jusqu'à 4 000 m (Lavoie *et al.*, 2009).

Le bassin de Madeleine peut être divisé en trois cibles d'hydrocarbures conventionnels (Dietrich *et al.*, 2009). La première cible exploratoire (R4), qui date du carbonifère inférieur, est composée de grès et située principalement au sud du bassin (Lavoie *et al.*, 2009). Il s'agit de pièges stratigraphiques de pétrole brut et de gaz naturel sous des couches argileuses (Bourque *et al.*, 2004). Les puits en exploitation de McCully (gaz naturel) et Stoney Creek (pétrole brut), en zone terrestre du Nouveau-Brunswick, sont des exemples d'installations dans ce type de structure (localisation à la figure 1; Bourque *et al.*, 2004; Lavoie *et al.*, 2009). Les schistes bitumineux du carbonifère inférieur présenteraient aussi un excellent potentiel comme roches mères (Genivar, 2013). La deuxième cible exploratoire (R5) est un système de calcaire marin du Viséen situé au nord, au sud et à l'ouest du bassin qui présente un potentiel de gaz naturel et de pétrole brut (Lavoie *et al.*, 2009). On note la présence possible de gaz de schiste et de schiste

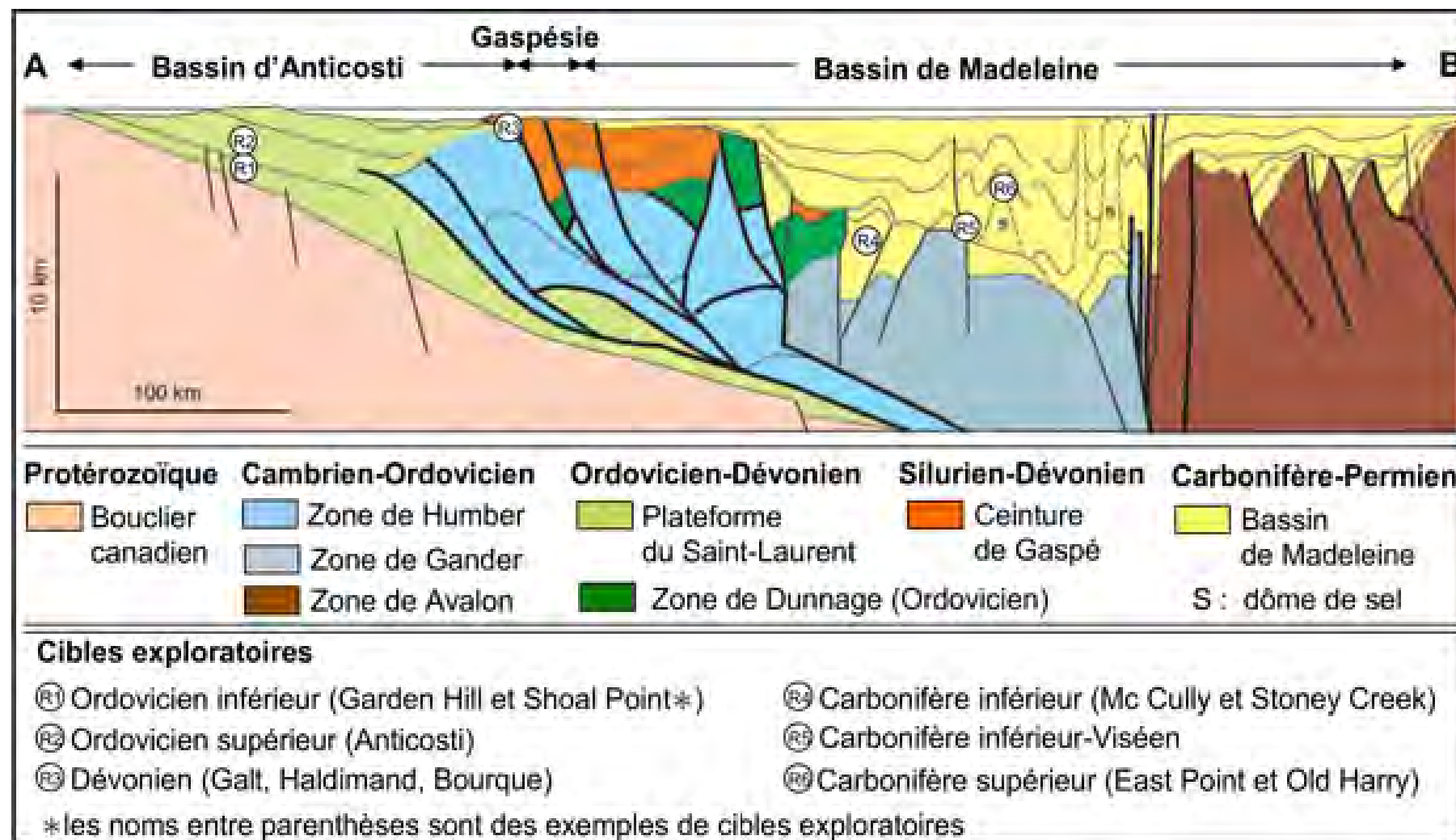


Figure 18 Coupe géologique des bassins sédimentaires du golfe du Saint-Laurent (modifiée de Pinet, 2013)

bitumineux (Genivar, 2013) dans le système carbonifère inférieur du bassin de Madeleine (Lavoie et al., 2009). Pour la partie orientale du bassin, on trouve une troisième cible (R6) composée de grès du carbonifère supérieur propice à l'accumulation de gaz naturel associé à l'intrusion de dômes de sel (Bourque et al., 2004). C'est cette cible exploratoire qui est principalement présente dans la portion québécoise du bassin de Madeleine. Les structures Old Harry, East Point et Cable Head (localisation à la figure 18; Lavoie et al., 2009) sont un exemple de ce type de cible présentant des potentiels en gaz naturel (Hydro-Québec, 2002). On note la présence possible de gaz de charbon dans le groupe de Pictou (Genivar, 2013) qui fait partie du système carbonifère supérieur du bassin de Madeleine (Lavoie et al., 2009).

Globalement, il existe peu de données sismiques de bonne qualité et de données de forages permettant de bien statuer sur le potentiel ainsi que sur les caractéristiques des hydrocarbures du bassin de Madeleine (Pinet, 2013). Dix puits exploratoires ont été forés dans la zone marine du bassin (figure 19). De légères traces de gaz naturel ont été trouvées dans la moitié de ces puits (Corridor Resources, 2013). Seul le puits East point (puits 5 sur la figure 20) s'est traduit par une découverte substantielle de gaz naturel, mais qui s'est révélé non prometteur par la suite (Corridor Resources, 2013). Le dernier puits, foré en 1996 (forage n° 10) et situé à 120 km de la structure Old Harry, s'est révélé non productif et a été abandonné (Corridor Resources, 2013).

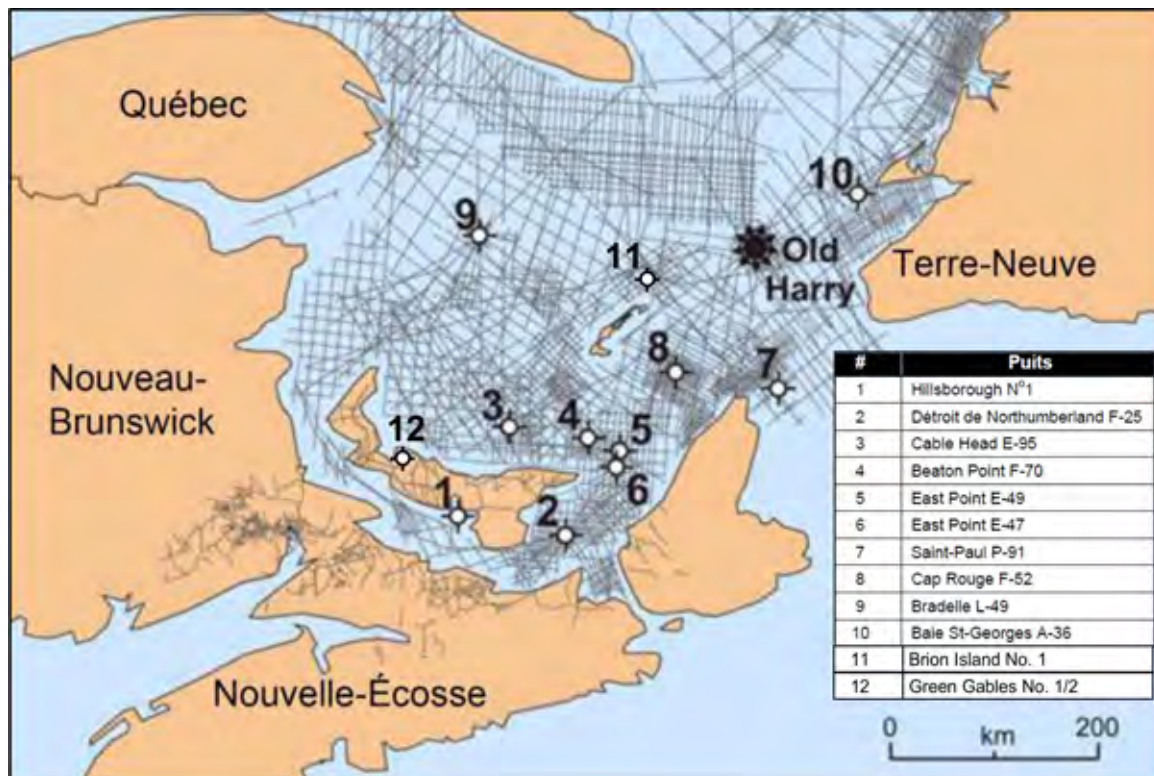


Figure 19 Emplacement de programmes de reconnaissance sismique 2-D et des puits exploratoires dans le bassin de Madeleine (Corridor Resources, 2013; Lavoie et al., 2009)

Les quantités totales d'hydrocarbures initialement en place dans les cibles R4 et R6 ont été estimées par la Commission géologique du Canada à 1 116 milliards de m³ de gaz naturel (950 Mtep) et à 1,5 milliard de barils de pétrole (200 Mtep). Les valeurs estimées pour le plus gros gisement sont de 74 milliards de m³ (63 Mtep) pour le gaz naturel et de 0,9 milliard de barils de pétrole (120 Mtep) pour le pétrole brut (tableau 4). Ces valeurs sont beaucoup plus élevées que les estimations des systèmes qui font partie du bassin d'Anticosti. De plus, le potentiel en gaz naturel semble beaucoup plus prometteur que le potentiel en pétrole brut.

2.2.4 Cible exploratoire Old Harry

La cible exploratoire Old Harry, située à l'extrême est du bassin de Madeleine (**figure 20**), est un système d'hydrocarbures conventionnels du carbonifère supérieur situé à proximité de dômes de sel (cible R6). Il s'agit actuellement de la cible exploratoire la plus convoitée du golfe malgré qu'aucun forage n'y ait été effectué à ce jour. Une analyse des roches mères prélevées d'un puits foré sur l'île Brion, au nord des Îles-de-la-Madeleine et à 70 km d'Old Harry, a montré des teneurs considérables en gaz naturel et en pétrole brut (**Corridor Resources, 2013**). Le potentiel gazier semble toutefois plus probable que le potentiel pétrolier (**Pinet, 2013; Genivar, 2013**).

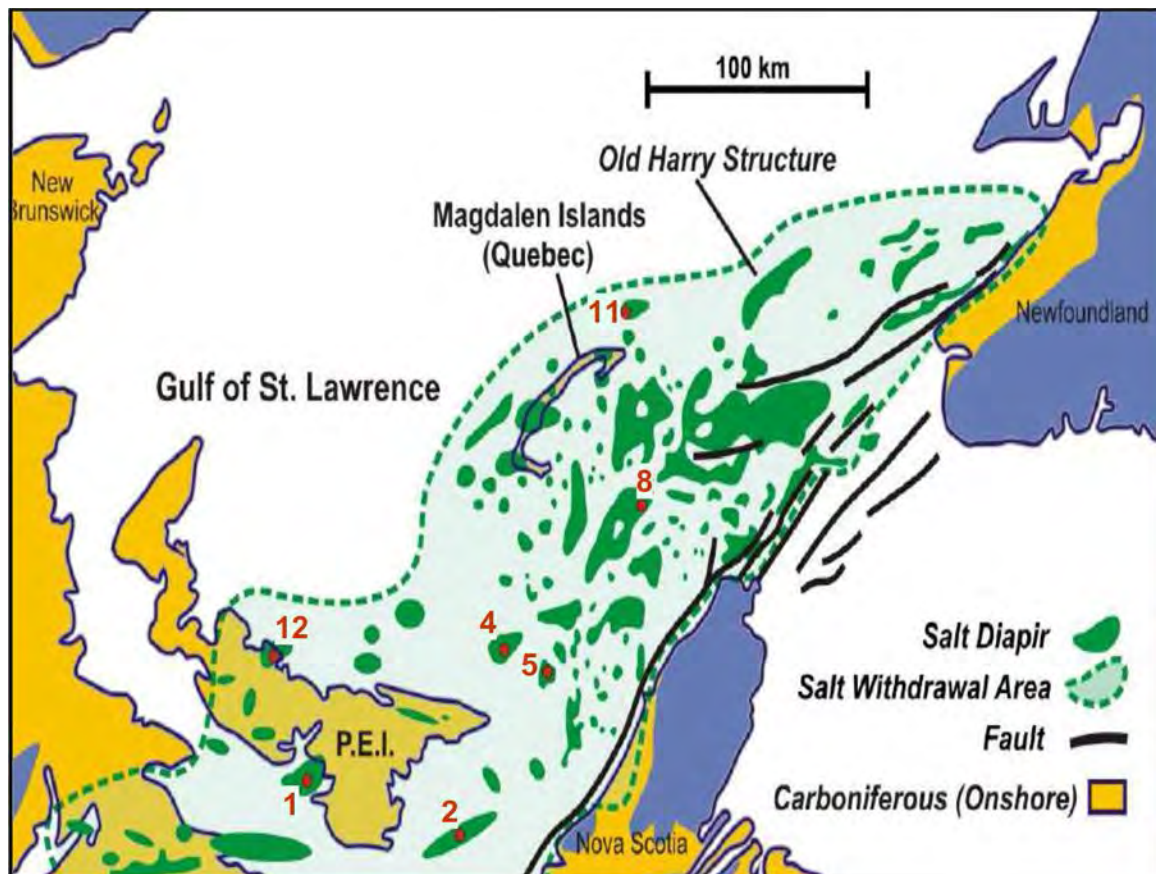


Figure 20 Localisation des dômes de sel des structures géologiques (cible R6) associées à la présence d'hydrocarbures; forages exploratoires localisés dans les dômes de sel (modifiée de Lavoie *et al.*, 2009)

Deux formations sont ciblées dans la structure d'Old Harry, soit les formations de Bradelle et de l'île Brion, situées à une profondeur sous le fond marin de 1 000 à 1 500 m, sous la formation de Green Gables qui pourrait jouer le rôle de roche couverture (**Corridor Resources, 2012**). La structure Bradelle d'Old Harry identifiée par la compagnie Corridor Resources est longue de 30 km et large de 12 km, et elle chevauche la limite interprovinciale de Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador (**figure 21; Corridor Resources, 2012**). Une campagne récente de levés de sismique-réflexion sur la structure d'Old Harry a révélé la présence possible de gaz naturel (**Genivar, 2013**). Selon l'entreprise Corridor Resources, la structure Bradelle d'Old Harry pourrait contenir à elle seule des réserves totalisant environ 200 milliards de m³ de gaz naturel, soit 170 Mtep, ou 5 milliards de barils de pétrole, soit 667 Mtep (**Corridor Resources, 2012**). La porosité des formations est estimée entre 11 et 14 % et la perméabilité, à 30 millidarcy (**Corridor Resources, 2012**). S'il y a présence de pétrole brut, les cibles potentielles seraient situées entre

850 m et 2 000 m sous le plancher océanique et consisterait, selon Corridor Resources, en du pétrole très léger de 45 à 56°API avec une proportion gaz-pétrole modérée, et la structure pourrait être remplie de gaz naturel si les hydrocarbures ont migré plus profondément (**Corridor Resources, 2013**). Cette évaluation par Corridor Resources des caractéristiques des hydrocarbures de la cible exploratoire Old Harry est hypothétique, car aucun forage exploratoire n'a à ce jour été effectué au niveau de cette cible.

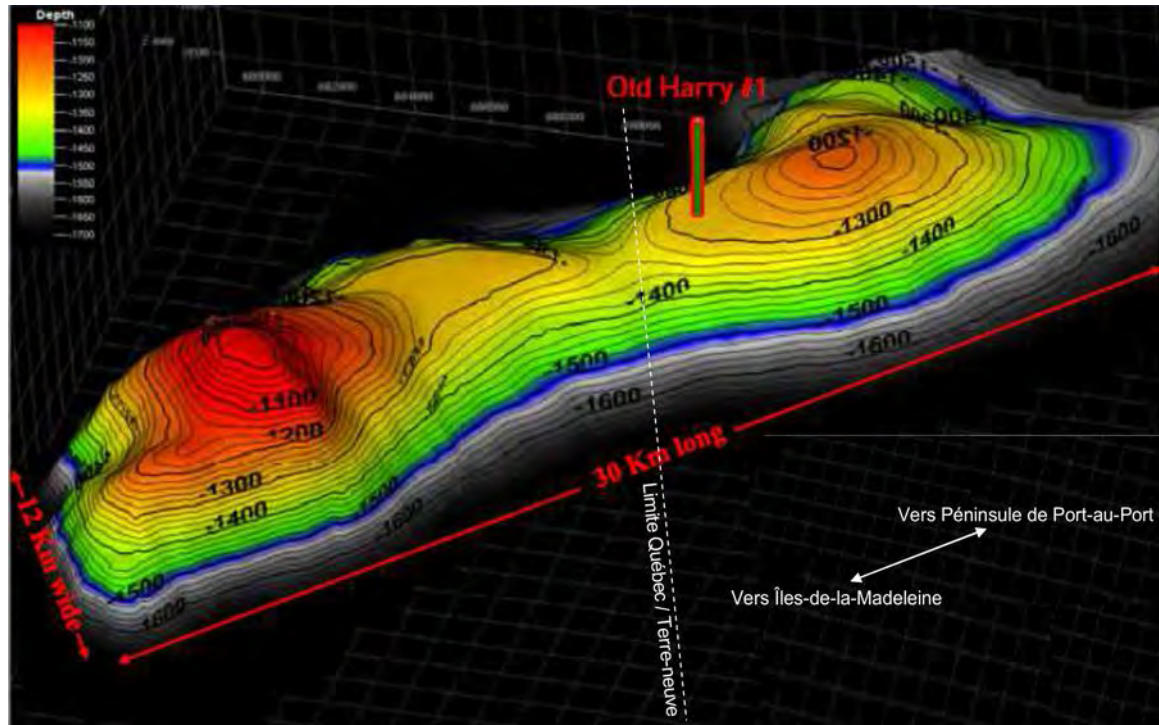


Figure 21 Représentation de la structure Bradelle d'Old Harry à partir de données sismiques; profondeur sous le fond marin; position du puits exploratoire proposé par la compagnie Corridor Resources (Corridor Resources, 2012)

La compagnie Corridor Resources a estimé que les caractéristiques de certaines structures géologiques du bassin sédimentaire néo-écossais étaient comparables à celles de la structure Old Harry du bassin de Madeleine (**Corridor Resources, 2013**). Ces structures sont des roches-réservoirs clastiques de grès peu profonds (**Corridor Resources, 2013**). Deux projets extracôtiers ont exploité ou exploitent ces structures, soit Cohasset/Panuke (projet terminé) et île de sable. Étant donné qu'il n'existe actuellement pas de données sur les caractéristiques des hydrocarbures à Old Harry, la compagnie Corridor Resources s'est basée sur les données des réservoirs du bassin néo-écossais afin de modéliser un déversement accidentel de pétrole brut dans le golfe (**section 5.8**). Selon Environnement Canada, cette estimation est plausible, mais incertaine, car elle se fonde sur des données de forages éloignés de la cible exploratoire Old Harry (**Environnement Canada, 2013**). Les hydrocarbures du projet de l'île de Sable, dans le bassin néo-écossais, sont en majorité composés de gaz naturel. Les hydrocarbures du projet Cohasset/Panuke sont en majorité composés de pétrole brut léger.

Le projet de l'île de Sable possède des réserves en gaz naturel estimées à 77 Mtep pour un débit de gaz naturel vendu estimé à $11 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$ (0,009 Mtep) durant 15 ans (**CNSOPB, 2013**). La production d'eau de production est évaluée à 500 m^3 d'eau par jour (**CNSOPB, 2013**). Le ratio condensat/gaz naturel brut quantifié à partir d'essais aux tiges est de 7 400 barils de pétrole (0,0009 Mtep ou $1\,176 \text{ m}^3$) par jour (**Exxon Mobil, 2010**). Ce réservoir est donc un réservoir de gaz naturel avec une faible proportion de condensats. Les caractéristiques du gaz naturel brut d'un des deux réservoirs du projet de l'île de Sable sont présentées au **tableau 5**. Les

hydrocarbures contiennent des traces de H₂S (sulfure d'hydrogène), de faibles teneurs en CO₂ (dioxyde de carbone) et entre 1,5 et 2 % molaire d'hydrocarbures C₇ et plus. Il s'agit donc d'un hydrocarbure de type gaz humide avec peu d'impuretés, constitué en majeure partie de gaz naturel avec une faible proportion de condensats et de liquides de gaz naturel.

**Tableau 5 Caractéristiques des hydrocarbures du réservoir Thebaud du projet de l'île de
Sable; les valeurs sont des pourcentages molaires (Exxon Mobil, 2010)**

Échantillon	9-23	8-31	7-31/7-32	6-10	4-17	4-17	2-21
He	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N ₂	0.16	0.15	0.22	0.16	0.08	0.08	0.14
CO ₂	1.53	1.60	2.07	2.30	2.47	2.47	3.09
H ₂ S	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C ₁	86.01	85.22	86.67	86.94	86.94	86.94	88.20
C ₂	6.82	6.99	6.85	6.52	6.42	6.42	5.63
C ₃	2.38	2.58	2.07	1.87	1.82	1.82	1.37
iC ₄	0.36	0.41	0.37	0.37	0.34	0.34	0.30
nC ₄	0.53	0.65	0.47	0.46	0.41	0.41	0.31
iC ₅	0.17	0.23	0.19	0.21	0.18	0.18	0.16
nC ₅	0.15	0.21	0.15	0.16	0.13	0.13	0.10
C ₆	0.21	0.14	0.16	0.11	0.17	0.17	0.08
C ₇₊	1.68	1.82	0.78	0.90	1.04	1.04	0.62
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Le projet Cohasset/Panuke, qui n'est plus en exploitation, possédait des réserves de 5,9 Mtep en pétrole brut léger de 45 à 56°API pour un débit de condensats de 15 500 barils de pétrole (0,002 Mtep) par jour pendant huit ans, une production de 5 600 m³ d'eau de production par jour et de 0,06 x 10⁶ m³ de gaz naturel (**CNSOPB, 2013**). La **figure 22** présente les fractions molaires de molécules d'hydrocarbures C₆ à C₂₀ d'échantillons du réservoir Cohasset, où l'on trouve une majorité de molécules d'hydrocarbures C₈, caractéristiques des condensats de gaz naturel.

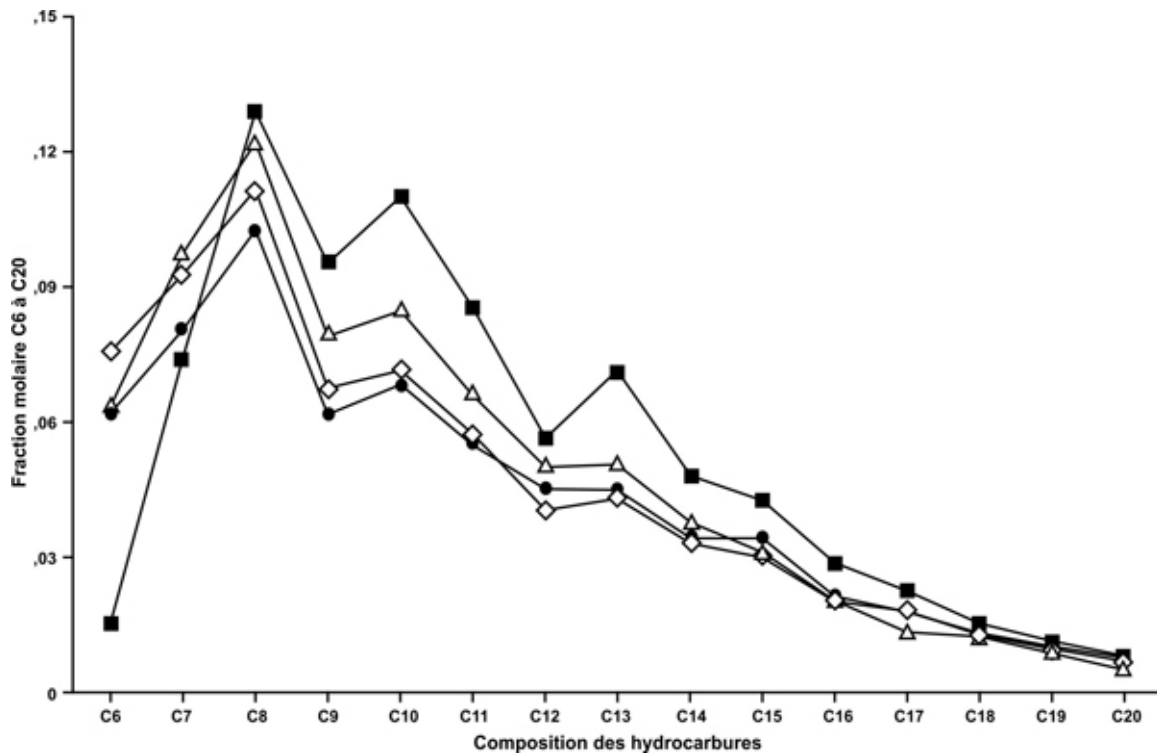


Figure 22 Composition en hydrocarbures d'échantillons du réservoir Cohasset (Lasmo, 1990)

2.3 Bibliographie de la section 2

BAPE, 2004. *Les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent*, Québec, Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 193, ISBN 2-550-43077-8, 128 p.

BENOÎT, H.P., J. A. GAGNÉ, C. SAVENKOFF, P. OUELLET et M.-N. BOURASSA, 2012. *State-of-the-Ocean Report for the Gulf of St. Lawrence Integrated Management (GOSLIM) Area*, Québec, Nouveau-Brunswick, Pêches et Océans Canada, Rapport 2986, 73 p.

BOURGAULT, D., F. CYR, D. DUMONT et A. CARTER, 2014. « Numerical simulations of the spread of floating passive tracer released at the Old Harry prospect », *Environmental Research Letters*, n° 9, 14 p.

BOURQUE, P.-A., A. DESROCHERS, B. HART, D. KIRKWOOD et M. MALO, 2004. *Les enjeux reliés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent – Le potentiel gazier et pétrolier*, mémoire présenté au BAPE, 27 p.

CAIRNS, D.K., J.-D. DUTIL, S. PROULX, J.D. MAILHIOT, M.-C. BÉDARD, A. KERVELLA, L.G. GODFREY, E.M. O'BRIEN, S.C. DALEY, E. FOURNIER, J.P.N. TOMIE et S.C. COURTENAY, 2012. *An atlas and classification of aquatic habitat on the east coast of Canada, with an evaluation on usage by the American eel*, Nouveau-Brunswick, Pêches et Océans Canada, Rapport 2986, 103 p.

CLIMAT-QUÉBEC, 2013. « Cartes climatologiques du Saint-Laurent – Fleuve et Golfe », dans le site *Climat-Québec*, [En ligne]. http://www.climat-QUÉBEC.qc.ca/home.php?id=clim_st_laur&mpn=stats (page consultée le 12 novembre 2013).

- CNSOPB, 2013. « Offshore projects », dans le site *Canada Nova-Scotia Offshore Petroleum Board*, [En ligne]. <http://www.cnsopb.ns.ca/offshore-activity/offshore-projects> (page consultée le 2 décembre 2013).
- COOPER, M., J. WEISSENBERGER, I. KNIGHT, D. HOSTAD, D. GILLESPIE, H. WILLIAMS, E. BURDEN, J. PORTER-CHAUDHRY, D. RAE et E. CLARK, 2001. « Basin evolution in western Newfoundland: New insights from hydrocarbon exploration », *AAPG Bulletin*, vol. 85, n° 3, p. 393-418.
- CORRIDOR RESOURCES, 2012. *Overview memorandum joint venture opportunity*. Macquarie Tristone, Corridor Resources Inc., 12 p.
- CORRIDOR RESOURCES, 2013. *Évaluation environnementale du programme de forage d'exploration de la zone prometteuse de Old Harry*, Terre-Neuve, Stantec Consulting Limited, dossier 121510468.500.
- DIETRICH, J., P. HANNIGAN et K. HU, 2009. *Petroleum Resource Potential of the Carboniferous Maritimes Basin, Eastern Canada*, Alberta, Frontier + Innovation, 3 p.
- DUFOUR, R., et P. OUELLET, 2007. *Rapport d'aperçu et d'évaluation de l'écosystème marin de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent*, Québec, Rapport 2744F, Pêches et Océans Canada, ISSN 1488-54X, 123 p.
- ENVIRONNEMENT CANADA, 2013. *RE: Old Harry Prospect – Oil spill trajectory modelling*, réponse d'Environnement Canada au CNLOPB, Nouvelle-Écosse, Environnement Canada, 8 p.
- EXXON MOBIL, 2010. *Development plan application for the sable offshore energy project*, Canada, Exxon Mobil, volume 2.
- GENIVAR, 2013. *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs*, Québec, Genivar inc., Rapport Q122451, 660 p.
- HYDRO-QUÉBEC, 2002. *Plan d'exploration pétrole et gaz naturel au Québec 2002-2010*, Québec, Hydro-Québec, Rapport 6212-08-001, 120 p.
- IIP, 2009. *Report of the international ice patrol in the North-Atlantic*, United States, International Ice patrol, Homeland Security, 85 p.
- KRUGEL, L., 2013. « Newfoundland shale oil find by shoal point energy is potentially huge », dans le site *Huffington Post*, [En ligne]. http://www.huffingtonpost.ca/2013/02/18/newfoundland-shale-oil-shoal-point-energy_n_2712609.html (page consultée le 2 décembre 2013).
- LASMO, 1990. *Cohasset/Panuke development project, Development plan Part 1*, Nouvelle-Écosse, Lasmo Nova Scotia Limited, 985 p.
- LAVOIE, D., N. PINET, J. DIETRICH, P. HANNIGAN, S. CASTONGUAY, A.P. HAMBLIN et P. GILES, 2009. *Petroleum resource assessment, Palaeozoic successions of the St. Lawrence platform and Appalachians of eastern Canada*, Canada, Geological Survey of Canada, Rapport 6174, 273 p.
- MPO, 2011. *Zones d'importance écologique et biologique – leçons apprises*, Pêches et Océans Canada, Avis scientifique 2011/049, 16 p.

MPO, 2013. « Le golfe du Saint-Laurent, un écosystème unique », dans le site *Pêches et Océans Canada*, [En ligne]. <http://www.glf.dfo-mpo.gc.ca/Golfe/GIGSL/Apercu> (page consultée le 2 décembre 2013; archivée).

MPO, 2014. « Site d'intérêt du Banc des Américains », dans le site *Pêches et Océans Canada*, [En ligne]. <http://www.dfo-mpo.gc.ca/oceans/marineareas-zonesmarines/mpa-zpm/atlantic-atlantique/americanbank-bancdesamericains/index-fra.htm> (page consultée le 26 février 2014).

NRCAN, 2002. « Le Nord », dans le site *Ressources naturelles Canada*, [En ligne]. <http://atlas.nrcan.gc.ca/site/francais/maps/thenorth.html> (page consultée le 15 novembre 2013).

NRCAN, 2012. « Séismes historiques au Canada », dans le site *Ressources naturelles Canada*, [En ligne]. <http://www.seismescanada.nrcan.gc.ca/histor/index-fra.php> (page consultée le 10 octobre 2013).

PÉTROLIA, 2010. « Projet Anticosti », dans le site *Pétrolia*, [En ligne]. <http://www.petroliagaz.com/fr/corporatif/projets/projet-anticosti> (page consultée le 9 octobre 2013).

PHILIPPART, C. J.M., et W. EKAU, 2008. « Dynamics and vulnerability of marine food webs in semi-enclosed systems, section 10 », dans Urban, E.R., B. Sundby, P. Malanotte-Rizzoli et J. M. Melillo (éd.), *Watersheds, bays, and bounded seas – The science and management of semi-enclosed marine systems*, Island Press.

PINET, N., 2013. « La géologie et le potentiel en hydrocarbures des Îles-de-la-Madeleine et du golfe Saint-Laurent », *Conférence DPE* (Direction des politiques de l'eau du MDDEFP), tenue à Québec le 18 septembre 2013, Commission géologique du Canada.

ROCHETTE, J., M. WEMAERE, L. CHABASON et S. CALLET, 2014. *En finir avec le bleu pétrole. Pour une meilleure régulation des activités pétrolières et gazières offshore*, Institut du développement durable et des relations internationales, Studies n° 01/14, IDDRI, Paris, France, 40 p. http://www.iddri.org/Publications/Collections/Analyses/Study0114_JR%20et%20al_offshore_FR.pdf

SAUCIER, F. J., F. ROY, D. GILBERT, P. PELLERIN et H. RITCHIE, 2003. « Modeling the formation and circulation processes of water masses and sea ice in the Gulf of St. Lawrence, Canada », *J. Geophys. Res.*, vol. 108, n° C8, p. 3269-3289

SENNEVILLE, S. et F. SAUCIER, 2007. *Étude de sensibilité de la glace de mer au réchauffement climatique dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent*, Québec, ISMER, rapport d'étude, 30 p.

THOMAS, P.-A., 2007. « Les plateformes offshore », *Conférences Arts et Métiers*, tenues à Paris le 21 mai 2007, Arts et Métiers, 80 p.

3 DESCRIPTION DU CYCLE DE VIE DE L'ACTIVITÉ D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES EN MILIEU EXTRACÔTIER

3.1 Le cycle de vie de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier

Les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier présentées dans ce rapport visent à produire et à transporter un volume d'hydrocarbures d'une certaine qualité jusqu'à un site de raffinage ou de distribution. Ainsi, le raffinage de pétrole brut ou la consommation des hydrocarbures ne sont pas considérés dans le présent document. Les principales étapes du cycle de vie de l'activité sont les relevés géophysiques, les forages exploratoires, la construction de l'installation de production, la production d'hydrocarbures, qui inclut le transport des hydrocarbures, et la fin de vie de l'installation (**figure 23**) :

- la phase de relevés géophysiques consiste principalement en des levés sismiques visant à réaliser des profils des formations géologiques ciblées;
- la phase de forages exploratoires vise à réaliser un certain nombre de forages de *puits exploratoires* et de *puits de délinéation* afin de déterminer la présence et les caractéristiques des hydrocarbures des cibles exploratoires. Cette phase peut impliquer la réalisation de nombreux forages de *puits exploratoires* et durer plusieurs années avant qu'un *gisement* d'hydrocarbures ne soit découvert;
- la phase de construction comprend le forage de *puits de production* et de *puits d'injection*, ainsi que la mise en place de l'installation d'exploitation et des pipelines nécessaires à l'extraction, au traitement et au transport des hydrocarbures. Le délai de mise en production à partir du début de la phase de relevés géophysiques est estimé à environ 10 ans (**figure 24**);
- la phase de production est la phase la plus longue du cycle de vie de l'activité d'exploitation (de 5 à 20 ans) et comprend l'extraction, le traitement, le stockage et le transport des hydrocarbures;
- la phase de fin de vie dure en général de cinq à sept ans et consiste au démantèlement de l'installation de production, à l'obturation des puits et à la gestion des matériaux de structure issus du démantèlement.

Cette liste est non exhaustive et d'autres étapes pourraient être incluses dans un projet d'évaluation des impacts en fonction des objectifs considérés. De manière générale, une approche cycle de vie vise « à dépasser et à élargir la vision traditionnelle pour inclure, outre les impacts des sites de production et des procédés de fabrication généralement pris en compte, les incidences environnementales, sociales et économiques des activités sur l'ensemble de leur cycle de vie, en y intégrant les phases de consommation et de fin d'utilisation » (**PNUE, 2009**). Toutefois, pour répondre aux besoins du présent exercice, nous nous limiterons à l'analyse des étapes opérationnelles de la **figure 23**.

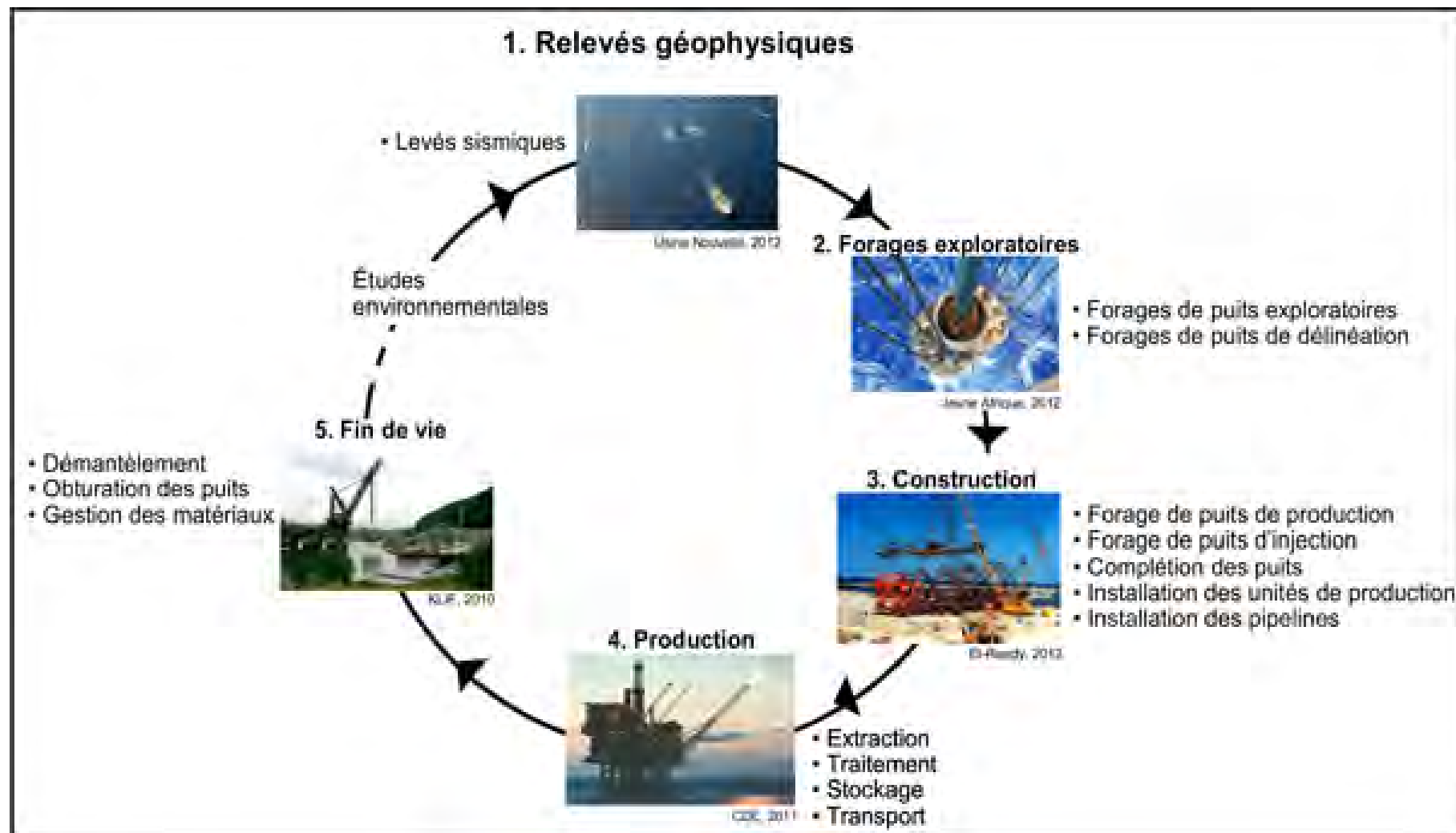


Figure 23 Cycle de vie d'une filière d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier

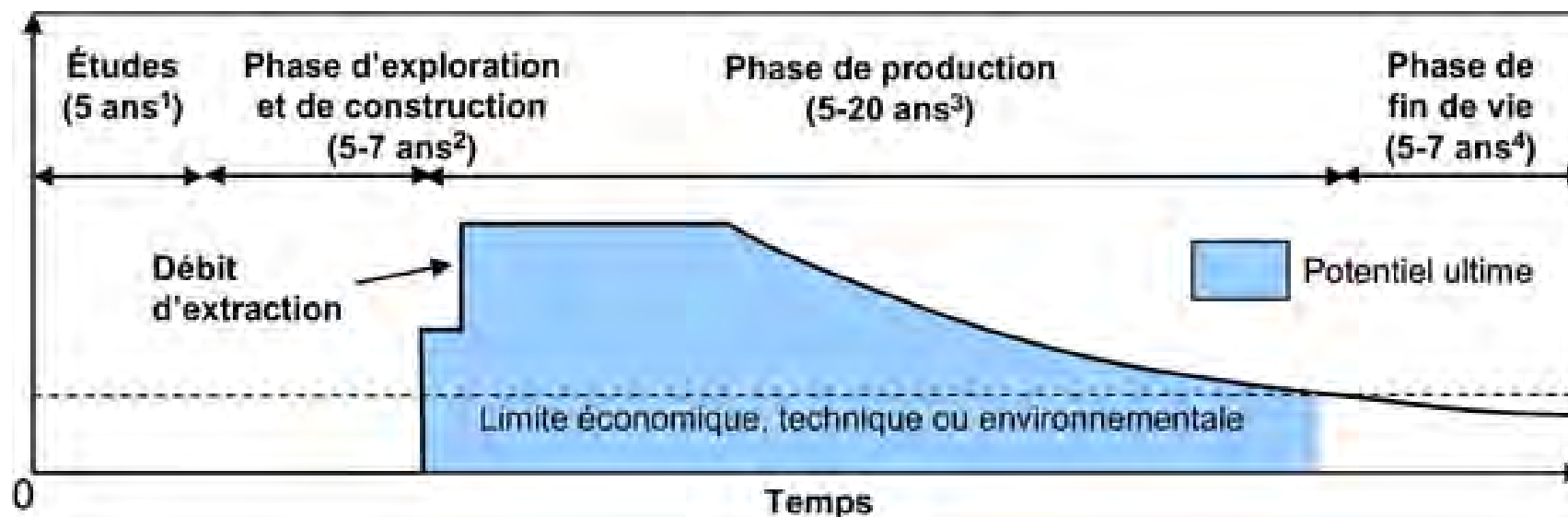


Figure 24 Durées de vie approximatives des différentes phases du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (^{1,2}Callow, 2012; ^{3,4}Environment Limited, 2004; ³CNSOPB, 2013)

3.2 Les relevés géophysiques

Les relevés géophysiques sont la première étape avant l'exploitation éventuelle d'un *gisement*. La prospection avant forage consiste en deux étapes, soit la recherche d'hydrocarbures à l'échelle régionale permettant de couvrir une large zone de prospection, et la caractérisation à l'échelle locale de la cible exploratoire (**figure 25**). Ces étapes permettent d'avoir un profil des dépôts de surface et des formations sédimentaires sous-jacentes, et d'évaluer les caractéristiques et le potentiel de la cible exploratoire.

3.2.1 Recherche des formations géologiques favorables à l'accumulation d'hydrocarbures

Les relevés géophysiques sont les premiers levés terrain non intrusifs, c'est-à-dire sans forage, effectués pour la recherche de pièges d'hydrocarbures. Les relevés géophysiques les plus couramment réalisés sont les levés sismiques (**figure 26**). D'autres méthodes existent, comme les levés gravimétriques et magnétométriques (**Kraus, 2000**). Les levés sismiques en milieu terrestre ou marin font appel à la méthode de la sismique-réflexion. Cette méthode permet de visualiser, en deux ou trois dimensions, les structures géologiques, par l'analyse d'échos d'ondes sismiques, et ainsi détecter et de localiser les formations favorables à l'accumulation d'hydrocarbures. En milieu marin, des impulsions sonores sont émises par des canons à air comprimé (**Genivar, 2013**). Des flûtes sismiques (« streamers »), constituées d'un ensemble d'hydrophones en série, captent ensuite le signal réfléchi à la limite de chaque couche géologique de densité différente traversée. Il s'agit alors de mesurer le temps de parcours entre l'émission des ondes induites vers le fond marin et les couches géologiques sous-jacentes, et leur retour à la surface.

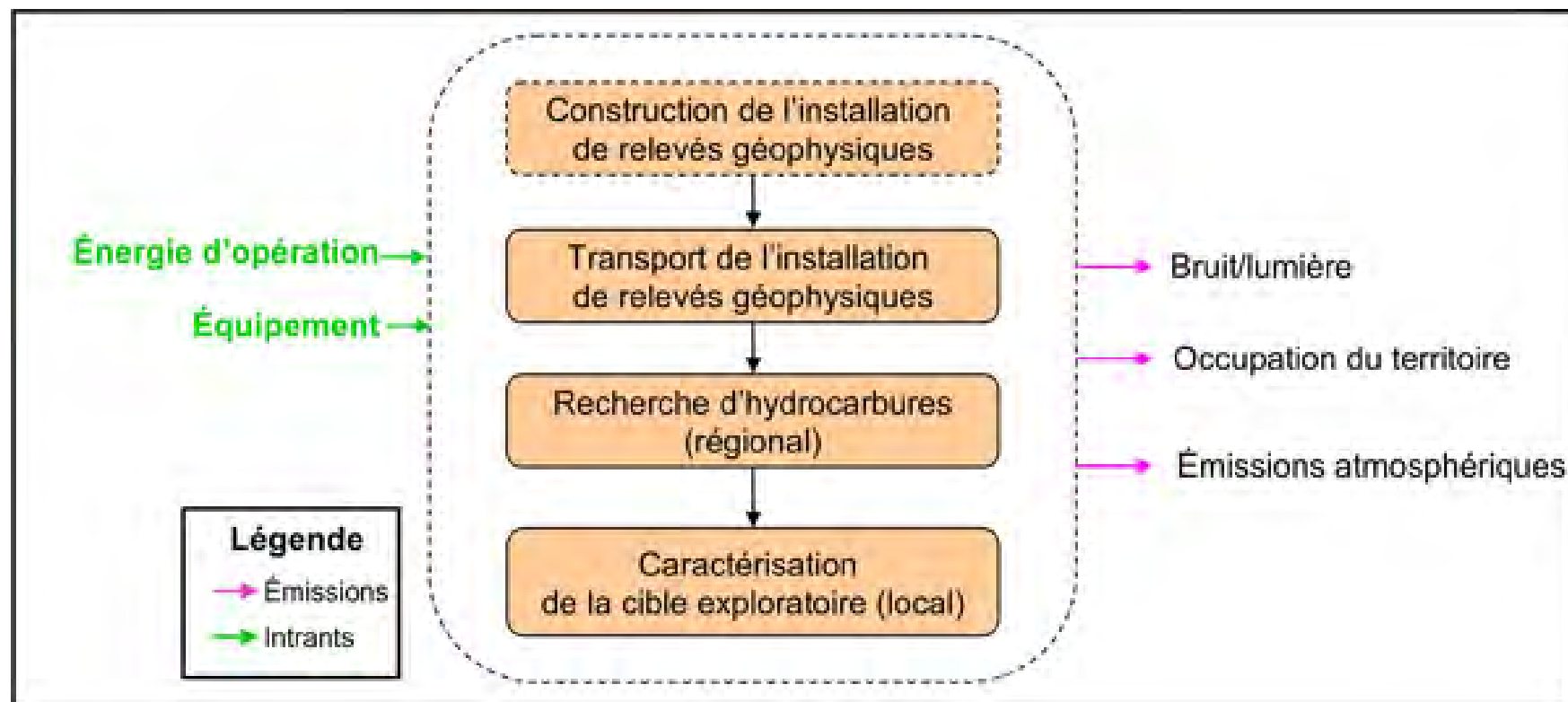


Figure 25 Principales étapes opérationnelles et flux de la phase de relevés géophysiques d'une filière d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier

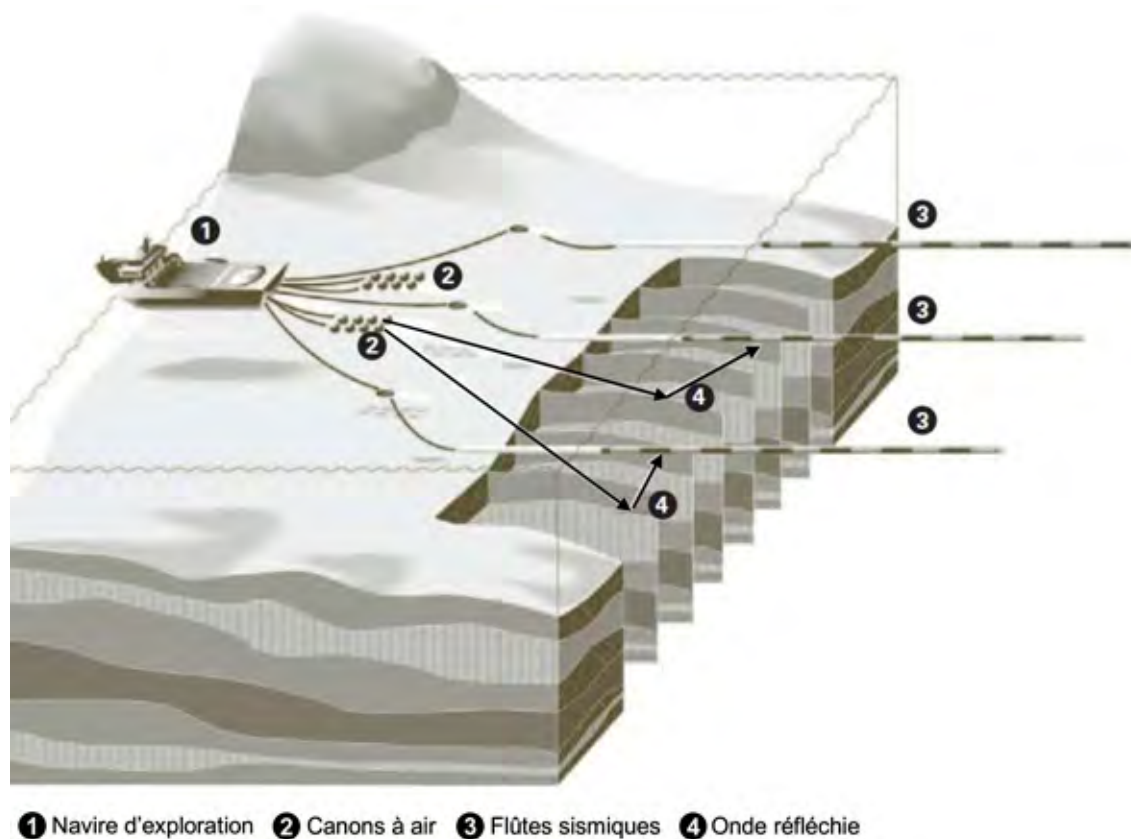


Figure 26 Principe des levés sismiques 3-D en milieu extracôtier réalisés à partir d'un navire remorquant des flûtes sismiques à la surface de l'eau (modifiée de BOTT, 2004)

Le navire sismique (**figure 27**) trace un réseau de lignes droites et parallèles au-dessus de la zone de prospection, tout en émettant des impulsions sonores avec un seul canon à air (« single gun ») ou une grappe de canons à air (« airgun array ») [BOTT, 2004]. Les impulsions sont émises à une profondeur de 0,5 à 20 m sous le niveau de la mer, à une fréquence entre 10 et 500 Hz, une pression de 1 500 à 2 800 psi et un niveau d'exposition maximal de 247 dB (Genivar, 2013). Elles peuvent atteindre plusieurs dizaines de kilomètres sous terre, ce qui permet en général de traverser l'ensemble d'un bassin sédimentaire jusqu'au socle rocheux sous-jacent. Les ondes réfléchies par les strates géologiques sont détectées par des flûtes sismiques mesurant de 3,6 à 10 km de long et remorquées à l'arrière du navire. Pour des levés sismiques 3-D, deux grappes de canons à air et plusieurs flûtes sismiques sont nécessaires; dans le cas des levés 2-D une seule grappe et une seule flûte sismique sont utilisées (DTI, 2001).

Le navire réalise ensuite un deuxième réseau de lignes perpendiculaires au premier réseau afin d'obtenir un maillage couvrant l'ensemble de la zone d'étude. La surface de la zone couverte est souvent importante (plusieurs centaines de kilomètres carrés) et l'espacement du réseau de lignes est relativement large, de l'ordre de 0,5 km (DTI, 2001). Les navires sismiques sont d'une longueur d'environ 100 m et circulent en général 24 heures par jour à une vitesse d'environ 10 km/h. Leurs opérations peuvent se prolonger sur plusieurs jours consécutifs.

L'interprétation des signaux sismiques enregistrés par les flûtes sismiques permet de dresser un profil des différentes couches géologiques rencontrées sur la zone d'étude et de localiser des formations géologiques susceptibles de contenir des hydrocarbures.



Figure 27 Navire sismique Nordic Explorer utilisé pour la réalisation de levés sismiques (AMEC, 2009)

Les « Ocean-Bottom Cables » (OBC) représentent une option de rechange à l'utilisation de flûtes sismiques. Les OBC sont des câbles disposés sur le fond marin qui permettent de réaliser des levés sismiques à de faibles profondeurs. Ils permettent aussi d'avoir une meilleure définition des profils sismiques par la mesure des ondes S qui ne traversent pas la couche d'eau de mer et qui ne peuvent pas être détectées par des flûtes sismiques classiques (**figure 28**). Cette technologie multicomposante est utilisée pour traverser des couches géologiques de faible perméabilité (**Piskarev et Shkatov, 2012**).

3.2.2 Caractérisation du site de forage

Lorsque les travaux de recherche indiquent la présence d'un *gisement* potentiel d'hydrocarbures, un lieu de forage d'un *puits exploratoire* est ensuite sélectionné. Des levés sismiques de haute résolution sont réalisés au-dessus du lieu de forage projeté afin d'obtenir des informations plus précises sur la géologie de la structure cible (**Genivar, 2013**). D'autres relevés sont effectués afin de déterminer localement les risques ou les difficultés techniques à anticiper à l'étape du forage, notamment la présence possible de gaz dans les dépôts de surface pouvant causer l'éruption du puits, ou de blocs compacts pouvant faire dévier la tête de forage.

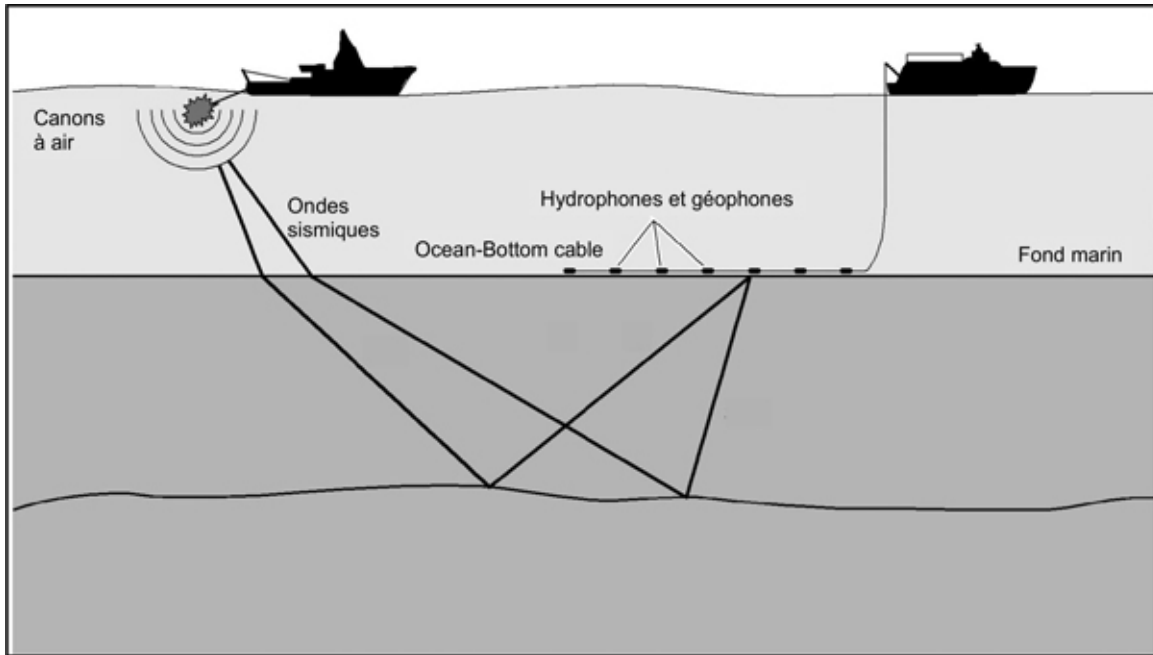


Figure 28 Principe des levés sismiques multicomposantes en milieu extracôtier réalisés à partir d'OBC disposés sur le fond marin (traduit de SPE, 2013)

Pour la caractérisation des couches de surface, les appareils les plus couramment utilisés sont les *sondeurs de sédiments*, les *boomers* et les *étinceleurs*. Les *étinceleurs* permettent une pénétration de l'ordre du kilomètre et émettent des fréquences de 50 à 80 Hz de 180 dB (Genesis, 2011). Les *boomers* ont une pénétration de 30 à 100 m et émettent à des fréquences entre 1 et 10 kHz pour atteindre 227 dB (Genivar, 2013; Genesis, 2011). Les *sondeurs à sédiments* ont une pénétration de 30 à 40 m et émettent à une fréquence d'environ 12 kHz de 180 dB (Genivar, 2013).

Pour la reconnaissance des couches plus profondes, des canons à air de faible puissance et des flûtes sismiques sont utilisés. L'étude sismique à haute résolution d'un site de forage se fait en quelques jours à l'aide d'un navire qui se déplace sur des lignes espacées d'environ 200 m et couvrant généralement une surface de 20 à 25 km². Des sondages stratigraphiques peuvent être effectués afin d'évaluer la correspondance des levés sismiques et des dépôts meubles. Pour compléter les levés sismiques et stratigraphiques, un échosondeur multifaisceaux et un sonar à balayage latéral permettent d'obtenir une couverture de la topographie du fond marin pour appuyer la planification de l'installation d'équipements sous-marins (Genivar, 2013). Les fréquences d'émission des échosondeurs et sonars varient entre 10 et 500 kHz et émettent à des puissances entre 215 et 226 dB (Genivar, 2013; Genesis, 2011).

Levés sismiques au Québec (voir le tableau 6)

Depuis 1960, 33 000 km de levés sismiques ont été effectués dans la partie québécoise de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent, mais les résultats sont pour la plupart jugés fragmentaires (Genivar, 2013; Pinet, 2013). Les lignes sismiques étaient distantes de 50 km et effectuées à l'aide d'un seul canon à air (« single gun ») à une pression de 3 000 psi ou de vibrateurs marins ne permettant pas d'avoir un bon aperçu des formations sédimentaires (BAPE, 2004).

Concernant la cible exploratoire Old Harry, des levés sismiques ont été effectués par la compagnie Corridor Resources, en 1998, sur 800 km du côté québécois et, en 2002, sur 489 km du côté terre-neuvien (BAPE, 2004). La compagnie Corridor Resources a aussi réalisé des

levés sismiques sur une zone de 22,5 km² au niveau de la cible exploratoire Old Harry du côté terre-neuvien en 2010. Ces levés sismiques 2-D visaient à caractériser le fond marin et les dépôts de surface. Ils ont été effectués sur 160 km durant quatre jours à l'aide de canons à air sur des lignes espacées de 250 m afin de caractériser les dépôts de surface (**Corridor Resources, 2010**). Des échosondeurs et sonars ont été utilisés pour la caractérisation du fond marin.

Un canon à air pourrait être utilisé par la compagnie Corridor Resources pour réaliser un profilage sismique vertical au niveau de la cible exploratoire Old Harry, du côté terre-neuvien, afin de caractériser la géologie de la cible exploratoire (**Corridor Resources, 2013**).

Levés sismiques dans l'est du Canada (voir le tableau 3.1)

En 2009, des levés sismiques 2-D et 3-D ont été réalisés dans le golfe, au large de Terre-Neuve (cibles exploratoires Garden Hill), en utilisant six flûtes sismiques d'une longueur de 6 km et des grappes de canons à air à une pression de 2 000 psi (**AMEC, 2009**). Des levés sismiques 3-D ont été réalisés dans la cible exploratoire Garden Hill en 2009 à proximité des côtes de la péninsule Port au Port à l'aide d'un navire permettant de se déplacer à faible profondeur (**PDI, 2007**). Le navire remorquait des grappes de 4 à 16 canons à air et des récepteurs de type OBC de 200 à 400 m de longueur et espacés de 400 m reposant sur le fond marin.

Des levés sismiques à proximité de la cible exploratoire Shoal Point ont été effectués en 2013 sur 1 000 km² à l'aide de grappes de canons à air d'une pression de 2 000 psi et de six flûtes sismiques (**Stantec, 2012**).

Des levés sismiques 3-D ont été réalisés dans la zone du projet Hebron et du *gisement* White Rose, au large de Terre-Neuve, en 1997 (**Exxon Mobil, 2011; Husky Oil, 2001**). Un total de 93 lignes ont été effectuées, espacées de 400 m sur une surface de 925 km². Deux grappes de canons à air à une pression de 2 500 psi et séparés de 50 m et huit flûtes sismiques d'une longueur de 4 km et séparées de 100 m ont été utilisées.

En Nouvelle-Écosse, des levés sismiques 3-D sont prévus en eau profonde (jusqu'à 4 000 m), au large de l'île de Sable, sur une zone de 14 000 km² en utilisant plusieurs navires en parallèle remorquant des canons à air ainsi que des flûtes sismiques (**figure 29; LGL, 2013a; Shell Canada, 2012**).

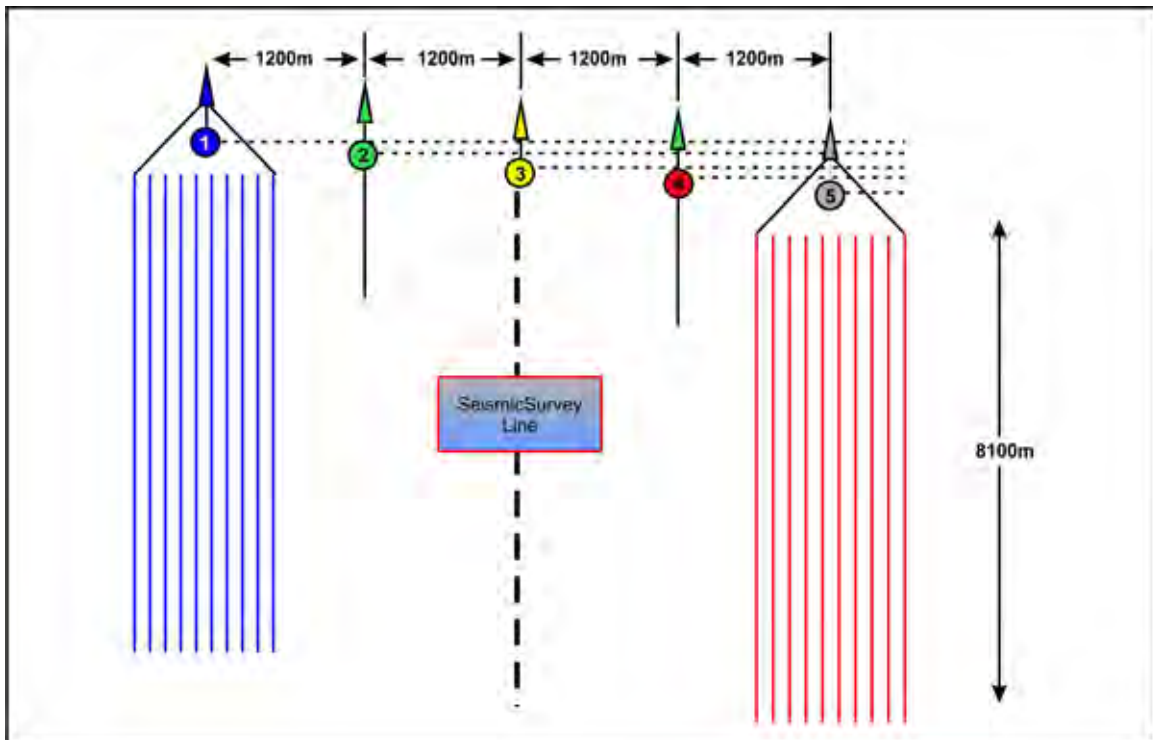


Figure 29 Levés sismiques prévus au large de la Nouvelle-Écosse (LGL, 2013a); navires (triangles) remorquant des canons à air (cercles) et des flûtes sismiques (lignes)

Levés sismiques ailleurs dans le monde

Des levés sismiques 3-D ont été réalisés au Royaume-Uni en 2010 à partir de deux grappes de canons à air situés à une profondeur de 6 m dans la zone marine de Moray Firth (Kongsberg, 2010). Plusieurs autres régions extracôtières de l'Angleterre ont été couvertes par des levés sismiques 2-D et 3-D à l'aide de canons à air (DTI, 2004; DTI, 2005).

Les levés sismiques dans le golfe du Mexique se font en général avec des flûtes sismiques de 9 km plutôt que 6 km afin d'avoir une meilleure définition pour des profondeurs du fond marin importantes (Piskarev et Shkatov, 2012).

En mer du Nord, la réalisation de levés sismiques multicomposantes (OBC) est de plus en plus répandue afin d'améliorer la définition des images sismiques (Piskarev et Shkatov, 2012). Les étincelleurs sont peu utilisés (Genesis, 2011).

Dans la mer de Beaufort, les levés sismiques 2-D et 3-D sont en général réalisés en eau libre, c'est-à-dire sans couvert de glaces, à partir de navires sismiques remorquant des canons à air et des flûtes sismiques ou des OBC (Callow, 2012). En présence de couverts de glace et de profondeurs du fond marin inférieures à 20 m, des trous sont percés dans le couvert de glace afin d'insérer les canons à air et les récepteurs.

Cette liste est non exhaustive, de nombreux autres levés sismiques étant réalisés régulièrement dans le monde préalablement à des forages exploratoires.

Tableau 6 Description sommaire de levés sismiques en milieu extracôtier dans l'est du Canada

Mer/Golfe	Projet	Période	Zone couverte	Description sommaire
Saint-Laurent	Golfe du Saint-Laurent	> 1960	33 000 km	- lignes distantes de 50 km - 1 canon à air de 3 000 psi et vibrateurs marins - résultats fragmentaires
	Old Harry	1998 et 2002	489 km	-
	Garden Hill	2009	-	- grappes de canons à air de 2 000 psi - 6 flûtes sismiques
	Old Harry	2010	22,5 km ² ; 160 km	- caractérisation du fond marin et des dépôts de surface durant 4 jours - canons à air espacés de 250 m
	Garden Hill	2009	-	- grappes de 4 à 16 canons à air - OBC de 200 à 400 m espacés de 400 m
	Shoal Point	2013	1 000 km ²	- grappes de canons à air de 2 000 psi - 6 flûtes sismiques
	Old Harry	À venir	-	- profilage sismique vertical avec un canon à air
Grands Bancs	White Rose/Hebron	1997	925 km ²	- 93 lignes espacées de 400 m - 2 grappes de canons à air de 2 500 psi - 8 flûtes sismiques de 4 km
Plateau néo-écossais	Tangier	À venir	14 000 km ²	- eau profonde (4 000 m) - plusieurs navires en parallèle remorquant des canons à air et flûtes sismiques

3.3 Les forages exploratoires

Après les campagnes de relevés géophysiques, l'exploitant fore un premier *puits exploratoire* afin de déterminer si la structure contient des hydrocarbures, sous quelle forme et en quelle quantité. Ce forage peut aussi servir à valider des modèles géologiques ou à dicter de futurs forages exploratoires. Si, en un endroit donné, un forage démontre un potentiel en hydrocarbures (puits de découverte), d'autres puits seront forés (*puits de délinéation*) afin de déterminer l'étendue et le potentiel de récupération des hydrocarbures dans le *gisement*. Selon le cas, les puits peuvent par la suite être fermés définitivement (puits sec) ou être conservés et utilisés pour l'exploitation immédiate ou ultérieure du réservoir (puits suspendu).

En moyenne, il est nécessaire de forer dix puits pour en exploiter un seul. À titre d'exemple, environ 40 forages de *puits exploratoires* ont été réalisés pour finalement exploiter le *gisement* gazier du projet de l'île de Sable et le *gisement* pétrolier d'Hibernia (Archambault, 2013). Le premier forage exploratoire de Deep Panuke, en Nouvelle-Écosse, a débuté en 1998. Douze forages ont été réalisés entre 1998 et 2006, dont huit ont été abandonnés. Le site n'est toujours pas en production à ce jour. Le cycle de vie d'une installation de production inclut donc de nombreux forages et autant de risques associés à chacune de ces opérations. On estime que les activités opérationnelles reliées au forage d'un seul *puits exploratoire* ont une durée située entre 10 et 16 semaines (LGL, 2013b). Une activité importante de Recherche et Développement de l'industrie consiste justement à améliorer les techniques de recherche précédant les forages exploratoires afin d'en diminuer leur nombre et leur durée. Un certain nombre d'étapes sont réalisées lors des forages exploratoires, allant de la construction de l'installation d'exploration à l'obturation éventuelle du ou des puits (figure 30).

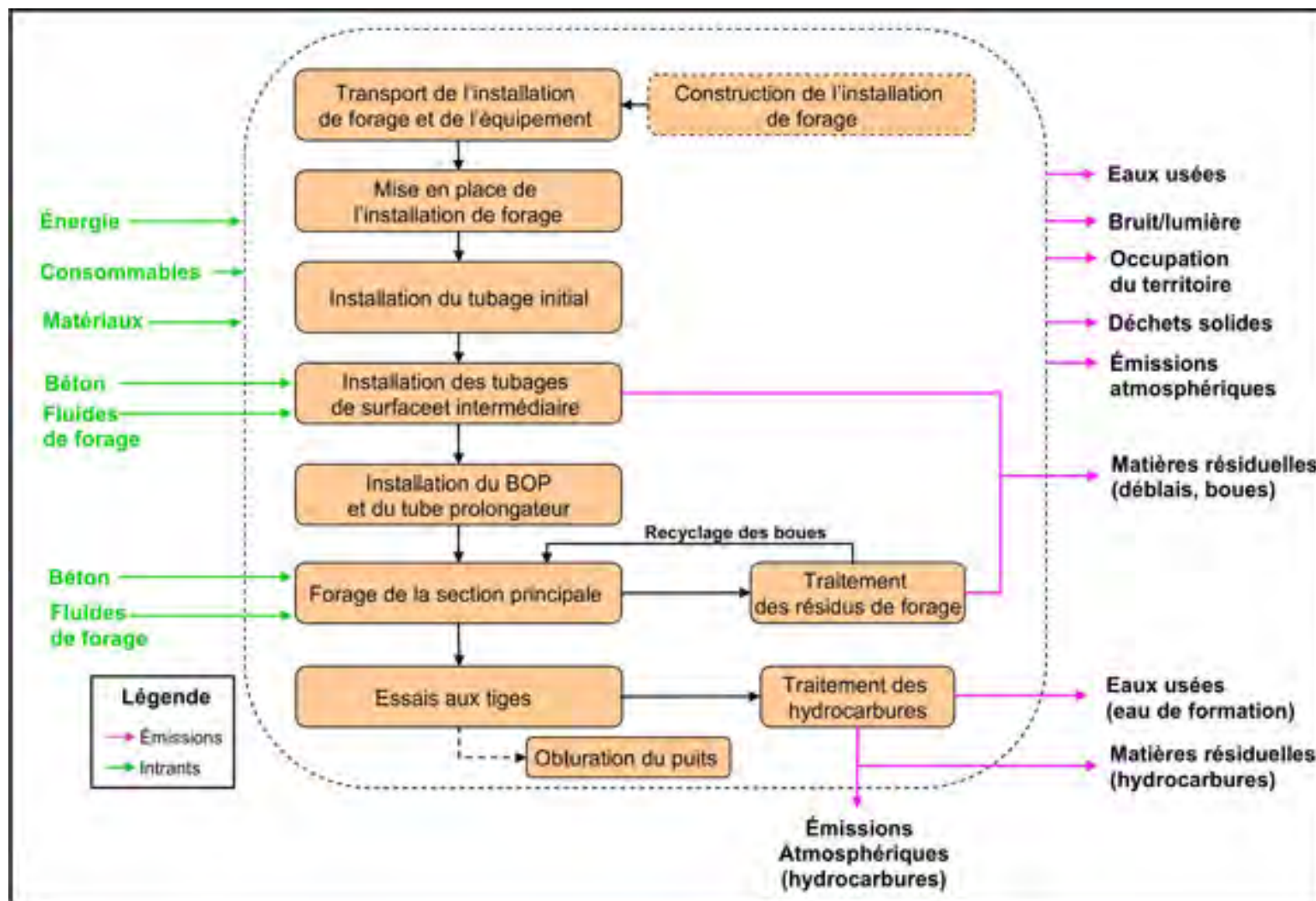


Figure 30 Principales étapes opérationnelles et flux de la phase de forages exploratoires en milieu extracôtier

3.3.1 Mise en place de l'installation de forage

Les premières étapes préalables aux forages exploratoires comprennent la construction de l'installation (unités de forage et d'hébergement des travailleurs), le transport de l'installation et de l'équipement sur le site et le maintien de l'installation en position. Les installations de forage sont mobiles et peuvent être déplacées d'un site à l'autre. Elles ne servent souvent qu'au forage seulement et sont utilisées pour plusieurs sites exploratoires et projets différents. Elles sont remplacées par des installations de production permanentes lorsque des *gisements* sont découverts. La construction d'une installation extracôtière est souvent réalisée sur la terre ferme, notamment dans un chantier maritime, et l'installation est ensuite remorquée ou déplacée en mer jusqu'au site de forage (**figures 31** et **32**). Dans le cas d'un navire de forage, l'installation est transportée par ses propres moyens jusqu'au site extracôtier. Des navires de soutien peuvent être requis pour le transport de l'équipement et des biens consommables, ainsi que des *résidus de forage* vers une base côtière en vue d'un traitement ultérieur en milieu terrestre.



Figure 31 Transport d'une plateforme de forage semi-submersible jusqu'à un site de forage en milieu extracôtier (2b1stconsulting, 2013)

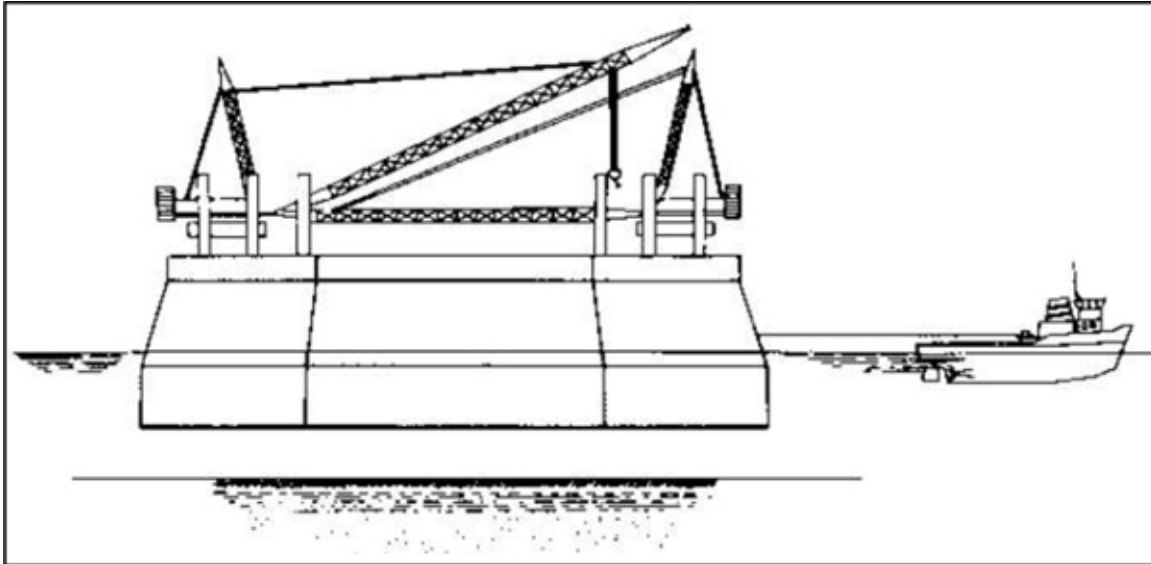


Figure 32 Remorquage d'une plateforme fixe (structure gravitaire de faible profondeur) pour des forages exploratoires avec couvert de glace (Gerwick, 2007)

Afin de contrer les courants, les vents et les vagues, les installations de forage flottantes doivent être maintenues en position (**Genivar, 2013**). Des lignes d'ancrage caténaire, des câbles tendus ancrés ou encore des *propulseurs d'étrave* sont utilisés afin de maintenir les installations au-dessus du puits. De plus, des ballasts vont permettre de maintenir les installations verticalement afin qu'elles soient moins vulnérables à la houle. La **figure 33** présente un système d'ancrage en eau profonde (plus de 450 m), la ligne étant munie de bouées submersibles. Les résultats des levés sismiques vont permettre de déterminer les conditions d'ancrage de la structure sur le fond marin et d'évaluer les géorisques pouvant nuire aux activités de forage, comme la présence de poches de gaz, de cônes de dépression, de failles ou d'importantes épaisseurs de sédiments.

On distingue deux grandes classes d'installations pouvant être utilisées lors des forages exploratoires en milieu extracôtier : des installations fixes reposant sur le fond marin ou le sol et des installations flottantes (**figure 34**). Une installation utilisée pour des forages exploratoires a la particularité de nécessiter peu d'efforts d'installation pour pouvoir ensuite être redéployée facilement vers un autre site. La partie utile de l'installation va généralement consister en des unités de forage, des unités de traitement des *déblais de forage*, des unités d'hébergement du personnel, une torchère, une plateforme hélicoptère et des unités auxiliaires (**El-Reedy, 2012**).

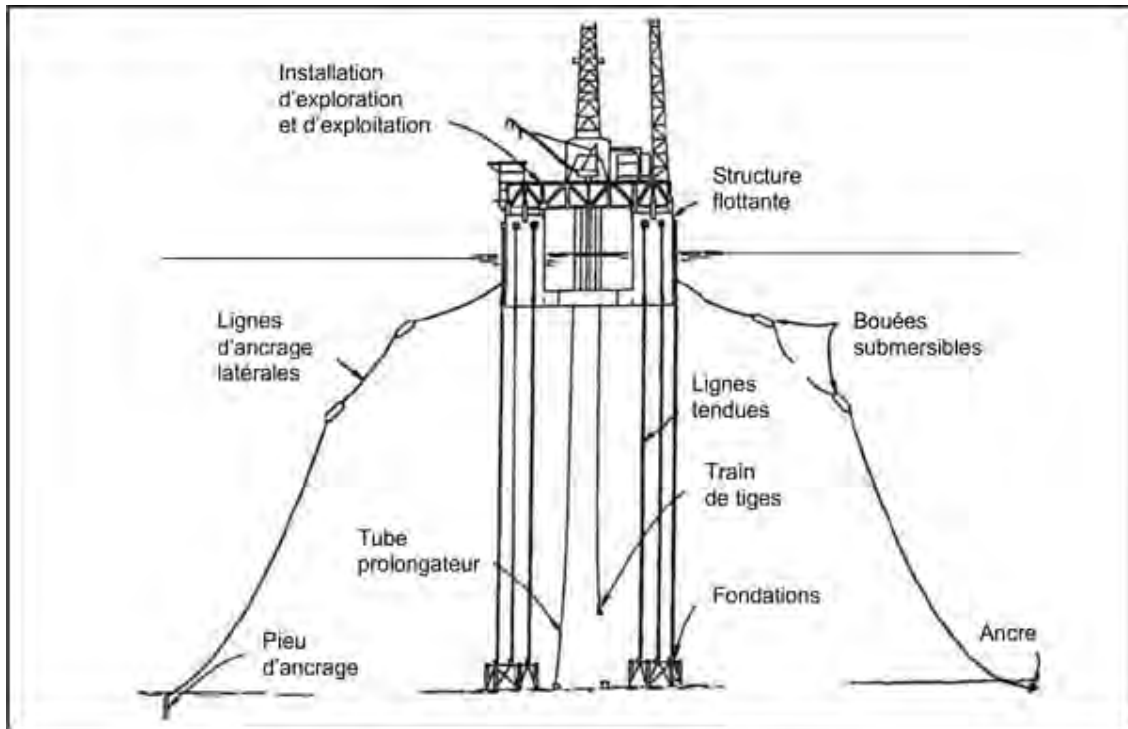


Figure 33 Ancrage d'une plateforme semi-submersible en eau profonde (Gerwick, 2007)

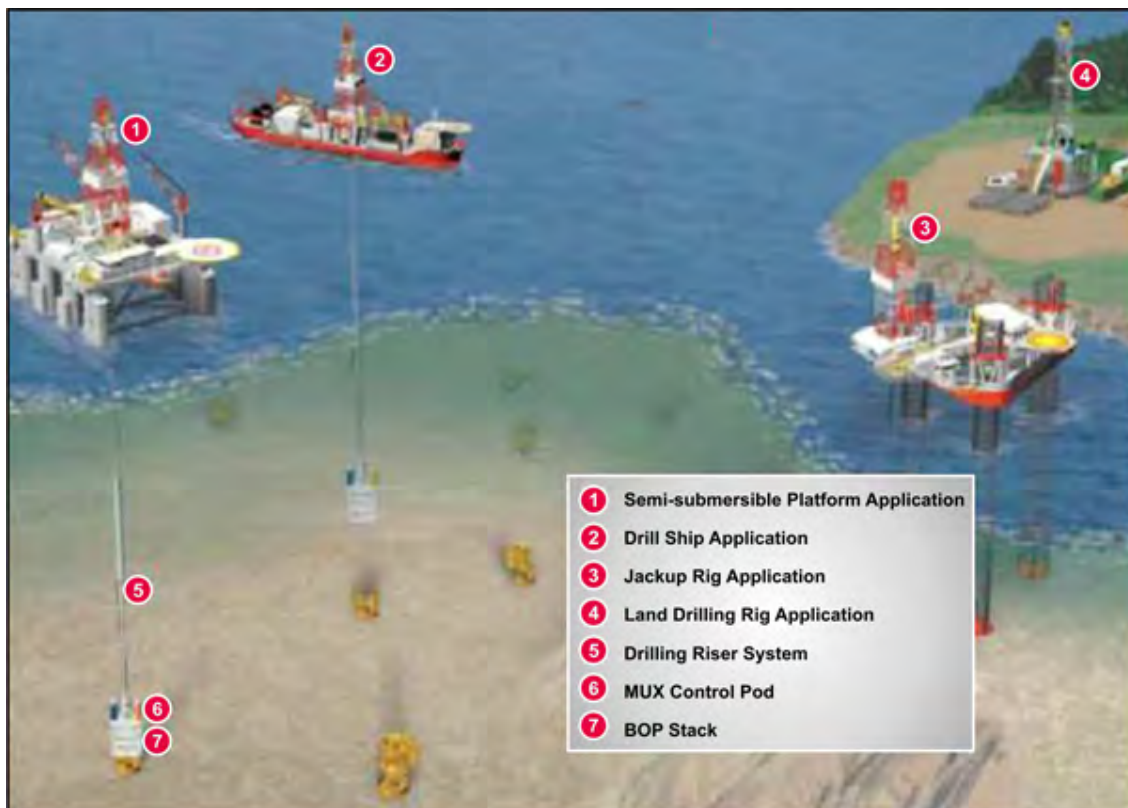


Figure 34 Principales installations de forage en milieu extracôtier (modifiée de Bai et Bai, 2012)

Les installations fixes les plus courantes pour les forages exploratoires sont les plateformes autoélevatrices, les installations de type « swamp barge » (barge de forage submersible) et les structures gravitaires de faible profondeur :

- les plateformes de forage autoélevatrices sont composées d'une coque et de jambes, dont la longueur peut être ajustée selon la profondeur (**figure 35; Genivar, 2013**). Elles peuvent se redéployer facilement et sont limitées à des profondeurs du fond marin de moins de 100 m;
- les « swamp barges » sont des bateaux à fond plat fixés sur le fond marin par des caissons remplis d'eau de mer (**figure 36**). Ils sont utilisés pour des profondeurs du fond marin variant de 1 à 7 m;
- les structures gravitaires de faible profondeur sont des structures en acier ou en béton reposant sur le fond marin ou un talus, qui peuvent être remplies de sable sur le site de forage (**figure 37; Gerwick 2007**). Ces structures sont installées à des profondeurs du fond marin inférieures à 30 m (**DeGeer et al., 2012**).

Lorsque les cibles exploratoires sont proches de la côte, des installations de forage terrestres peuvent être utilisées et des *forages directionnels* peuvent permettre d'atteindre des cibles exploratoires situées sous le fond marin (**figure 38**). Les forages directionnels permettent en général d'atteindre des *gisements* localisés à quelques kilomètres de distance du forage, la plus longue distance parcourue étant à ce jour de 10 km (**Smia, 2012**).



Figure 35 Plateforme de forage autoélevatrice (Bai et Bai, 2012)



Figure 36 « Swamp barge » en zone arctique (modifiée de DeGeer *et al.*, 2012)



Figure 37 Structure gravitaire Molikpaq dans la mer de Beaufort; structure fonctionnelle à moins de 30 m de profondeur du fond marin; l'intérieur de la structure est remplie de sable (Callow, 2012)

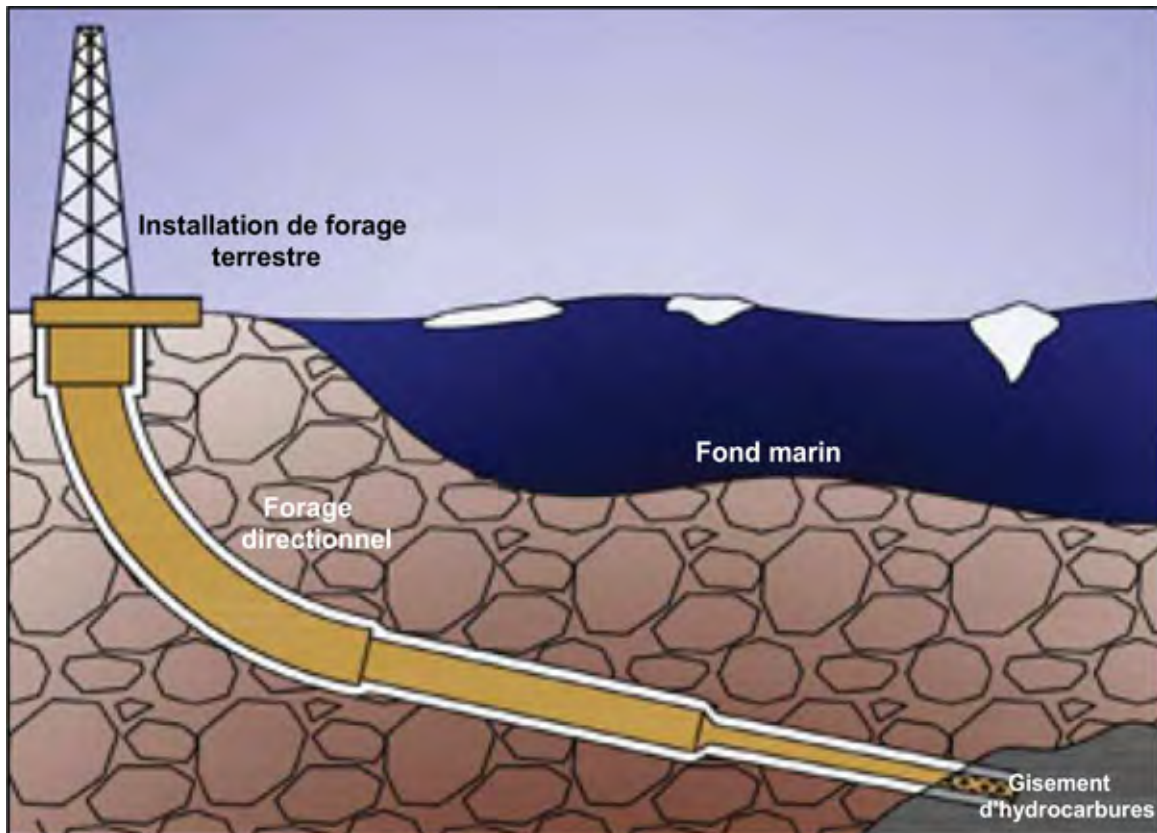


Figure 38 Technique de *forage directionnel* permettant d'atteindre un *gisement* sous le fond marin à partir du milieu terrestre (modifiée de DeGeer *et al.*, 2012)

Les installations de forage flottantes les plus courantes sont les plateformes semi-submersibles et les navires de forage. Les plateformes semi-submersibles sont utilisées en général pour des profondeurs du fond marin supérieures à 100 m. Le navire de forage à positionnement dynamique est un navire classique percé d'un trou dans la coque pour le forage (« moon pool »), maintenu en position par des *propulseurs d'étrave* (figure 40). Les navires de forage sont utilisés en général pour des profondeurs du fond marin supérieures à 300 m.

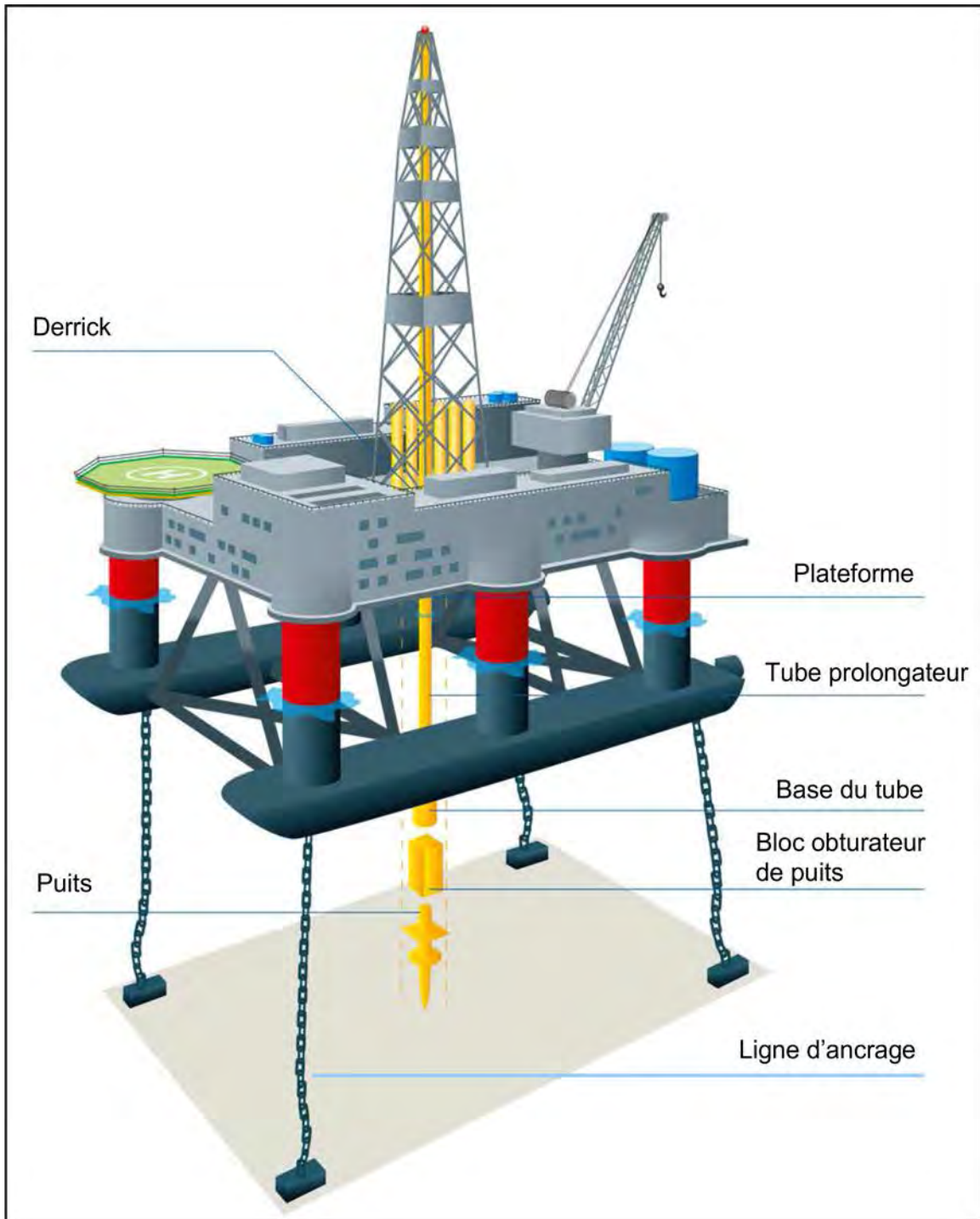


Figure 39 Plateforme de forage semi-submersible (RWE, 2013)

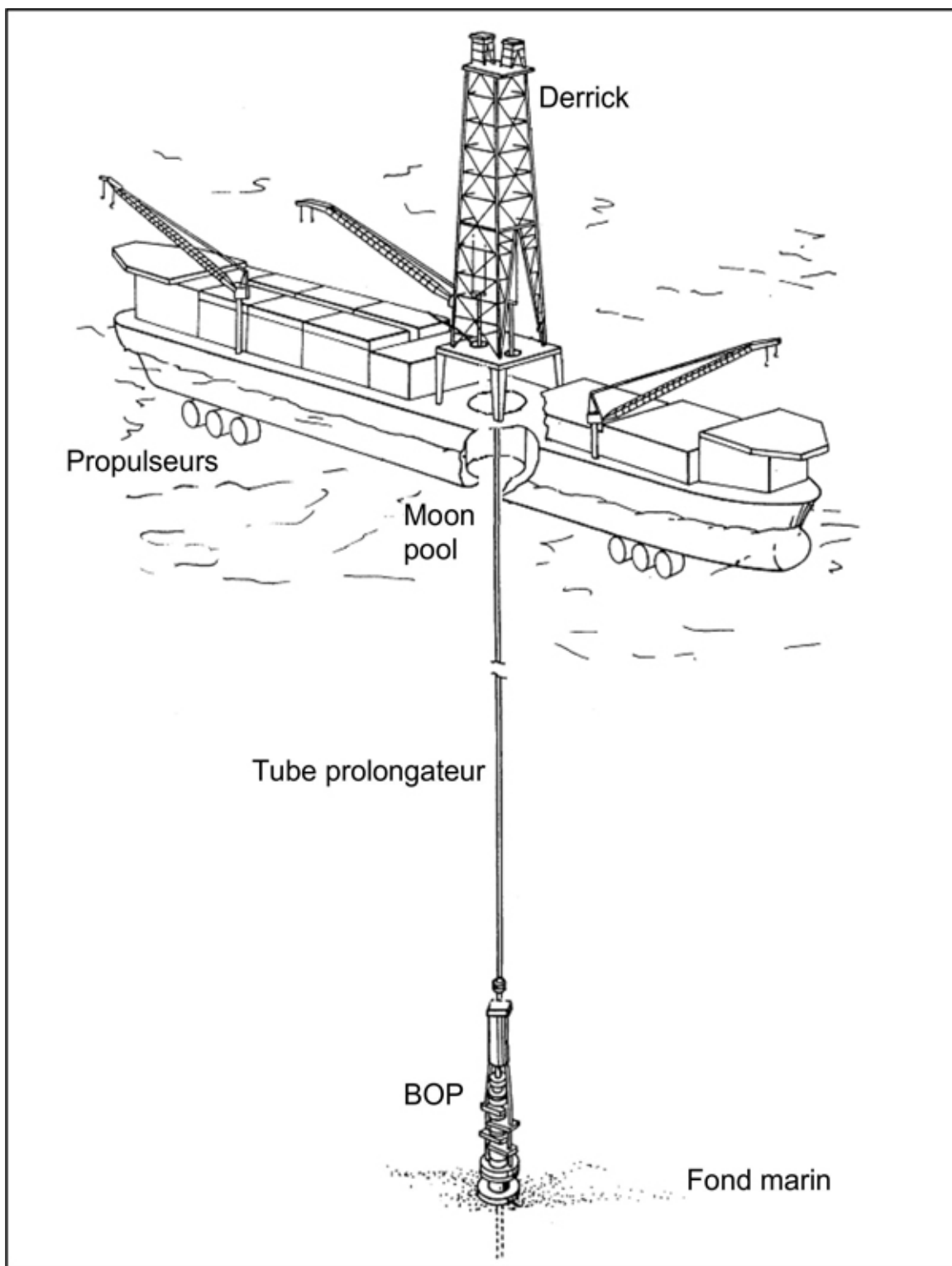


Figure 40 Navire de forage à positionnement dynamique (adaptée de Scott, 2002)

Les conditions physiques (courants, vagues, couverts de glace, profondeur du fond marin, etc.) du lieu de forage vont déterminer le choix de l'installation de forage et de son maintien en position. Les courants marins générés par les vents, la marée ou le gradient de température de l'eau peuvent être très importants en surface et au niveau du fond marin et créer une pression horizontale et verticale à la surface de la structure ainsi que des zones de turbulence au niveau des fondations et ancrages de l'unité de forage (**figure 41**; Gerwick, 2007). De plus, le mouvement des vagues demande de prendre en compte six degrés de liberté (trois translations et trois rotations) afin d'assurer la stabilité de la structure (Gerwick, 2007). La présence d'un couvert de glace va ajouter une pression sur l'installation plusieurs fois supérieure à celle occasionnée seulement par les vagues (Gerwick, 2007). La mise en place de plateformes semi-submersibles est donc particulièrement délicate en eau profonde et en présence d'un couvert de glace.

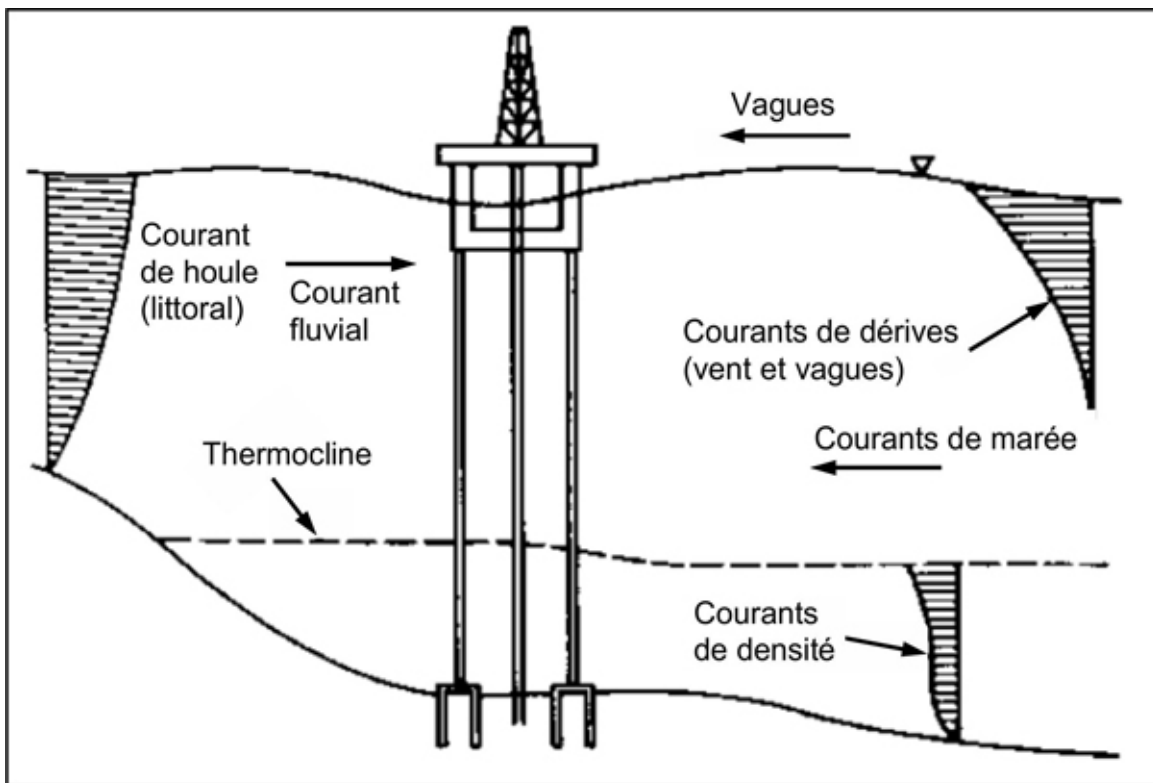


Figure 41 Courants marins exercés sur une plateforme de forage semi-submersible en milieu extracôtier (traduit et modifié de Gerwick, 2007)

Afin de prolonger la période de forage en hiver ou d'exploiter une installation en zone arctique, certaines installations sont conçues pour fonctionner en présence d'un couvert de glace. La **figure 42** présente l'exemple du navire de forage Kulluk et d'un brise-glace. Le navire de forage est de forme circulaire afin d'éviter l'accumulation de glace à sa base et le brise-glace assure le morcellement du couvert de glace en amont du navire de forage.



Figure 42 Navire de forage Kulluk dans la mer de Beaufort (Wright, 2000)

Forages exploratoires au Québec

Dans le contexte d'éventuels forages exploratoires dans le chenal Laurentien et la partie nord du golfe du Saint-Laurent, il est peu probable qu'on ait recours à des installations fixes, puisqu'elles sont en général utilisées pour de faibles profondeurs de fond marin. Par conséquent, on peut prévoir qu'un navire de forage à positionnement dynamique ou qu'une plateforme semi-submersible seront utilisés pour la réalisation des forages. C'est aussi le cas pour la cible exploratoire Old Harry située à une profondeur du fond marin d'environ 460 m.

Dans les parties du golfe où la profondeur de l'eau est plus faible (moins de 100 m), comme sur le plateau madelinien, l'installation de plateformes autoélevatrices serait envisageable. Pour de très faibles profondeurs du fond marin (moins de 20 m), proche des côtes par exemple, des « swamp barges », des structures gravitaires de faible profondeur ou des forages directionnels partant du milieu terrestre sont des stratégies d'exploration envisageables.

Forages exploratoires au Canada

Jusqu'à présent, au Canada, les forages exploratoires en milieu extracôtier ont été réalisés à partir de navires de forage, de plateformes semi-submersibles et de plateformes autoélevatrices (Genivar, 2013). Pour les forages exploratoires des champs gaziers Deep Panuke et de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse, des plateformes autoélevatrices ont été utilisées puisque

la profondeur du fond marin variant de 20 à 90 m permet l'utilisation de ce type de structure (EnCana, 2006; Exxon Mobil, 2010).

Le projet de forage d'un *puits exploratoire* par Corridor Resources du côté terre-neuvien d'Old Harry (**figure 43**) prévoit l'utilisation d'un navire de forage à positionnement dynamique ou d'une plateforme semi-submersible (Corridor Resources, 2013). Trois navires de soutien pourraient faire de deux à trois voyages par semaine depuis le site de forage jusqu'à la base côtière de St. John's sur une période de 20 à 50 jours (transport de biens consommables et de carburant). On prévoit de réaliser ce forage en eau libre, c'est-à-dire sans couvert de glace.

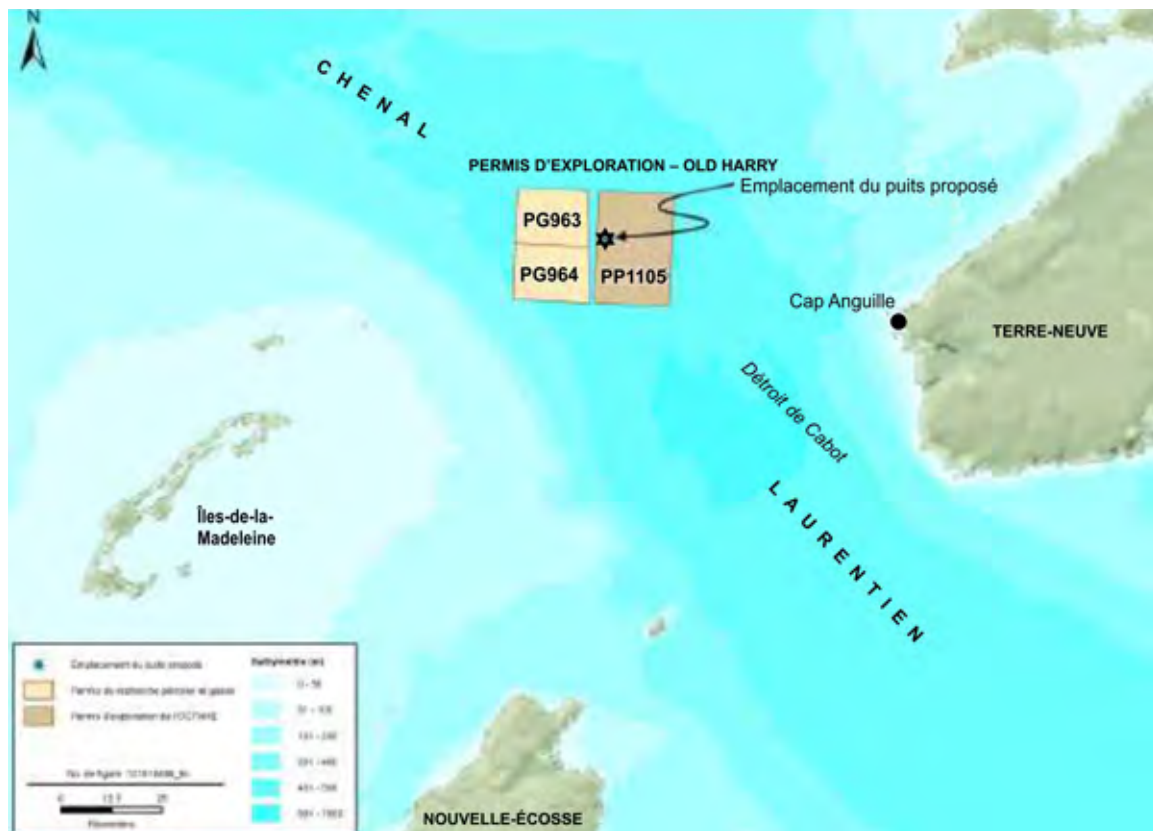


Figure 43 Localisation du forage exploratoire proposé par la compagnie Corridor Resources au niveau de la cible exploratoire Old Harry (modifiée de Corridor Resources, 2013)

Par ailleurs, des projets de forages exploratoires du bassin d'Anticosti à partir de la côte ouest de Terre-Neuve-et-Labrador, en milieu terrestre, ont été réalisés, et d'autres sont prévus au cours des prochaines années. Ce bassin contient plusieurs cibles potentielles conventionnelles et non conventionnelles (grès, carbonates, dolomies hydrothermales, shale) et des indices de la présence de pétrole brut et de gaz naturel y ont été trouvés (notamment à Port au Port). La compagnie Shoal Point Energy souhaite réaliser de tels forages exploratoires entre 2013 et 2019 afin d'explorer les cibles potentielles de pétrole de schiste localisées sous le fond marin (**figure 44; LGL, 2013b**). À cette fin, une foreuse mobile terrestre serait utilisée.



Figure 44 Zone d'étude pour d'éventuels forages exploratoires à partir du milieu terrestre (LGL, 2013b)

Installations d'exploration en Arctique et en mer du Nord

Les données présentées au **tableau 7** montrent que les principales installations utilisées en présence de couvert de glace à faible profondeur sont les *îles artificielles* (moins de 12 m), les plateformes autoélevatrices et les navires de forage (moins de 90 m). Les plateformes autoélevatrices sont cependant difficilement utilisables en contexte arctique (**Gerwick, 2007**). Au-delà de 100 m, on trouve des plateformes semi-submersibles ancrées. Les conditions arctiques limitent fortement la réalisation de forages en eau profonde (au-delà de 300 m). Les seules installations de forage situées en eau profonde avec la présence d'un couvert de glace sont situées dans la mer de Barents (Shtokman, Goliat, Snøhvit). Pour la réalisation des forages du projet Shtokman, l'installation sera fixée au fond marin (installation de forage de forme conique pour briser la glace) et la zone de forage devrait être maintenue à des températures limitant la présence de glace en période hivernale. En mer du Nord, la faible profondeur du fond marin (moins de 100 m) et l'absence de couvert de glace facilitent l'ancrage et l'utilisation de plateformes autoélevatrices et semi-submersibles.

Tableau 7 Caractéristiques de forages en zone arctique/subarctique et en mer du Nord (DeGeer *et al.*, 2012; Offshore Technology, 2013)

Mer/Golfe	Projet	Unité	Profondeur m (fond marin)	Glacé
Sakhalin	Sakhalin	Autoélévatrice/semi-submersible	15-90	première année
Caspienne	Kashagan	« Swamp barge »	3-6	première année
Barents	Shtokman	Semi-submersible	320-340	première année (modéré)
	Goliath	Semi-submersible	400	-
	Snøhvit	Semi-submersible	250-345	-
Grands Bancs	White Rose	Semi-submersible	122	première année (modéré)
	Terra Nova	Semi-submersible	90-100	première année (modéré)
	Hebron	Semi-submersible	95	première année (modéré)
	Hibernia	Navire de forage	80	première année (modéré)
Labrador	Bjarni	Navire de forage	140-150	première année
Beaufort	Amauligak	Navire de forage/structure gravitaire	26-32	plusieurs années
	Tarsuit	Navire de forage/structure gravitaire	21	plusieurs années
	Sivulliq	Navire de forage	34	plusieurs années
	Kuvlum	Navire de forage	34	plusieurs années
	Liberty	Île artificielle	6	plusieurs années
	Endicott	Île artificielle	4	plusieurs années
	Northstar	Île artificielle	12	plusieurs années
	Nikaitchuq	Île artificielle	2	plusieurs années
	Oooguruk	Île artificielle	2	plusieurs années
Cook	Cook Inlet	Autoélévatrice/semi-submersible	14-56	première année
Chukchi	Burger	Navire de forage	40-50	plusieurs années
Mer du Nord†	Affleck	Semi-submersible	72	-
	Alvheim	Semi-submersible	122	-
	Atla	Semi-submersible	119	-
	Boulton	Autoélévatrice	37	-
	Cygnus	Autoélévatrice	23	-
	Dagny	Semi-submersible	120	-
	Gannet	Semi-submersible	95	-
	Islay	Semi-submersible	120	-

†liste non exhaustive

3.3.2 Forage de *puits exploratoires*

Technique et équipement

Une fois l'installation de forage maintenue en position, un forage est réalisé dans la structure cible. Le forage rotatif est la technique de forage la plus couramment utilisée (**Kraus, 2000**). Le forage rotatif du puits se fait à partir d'un système de *train de tiges* ajoutées au fur et à mesure que le forage avance. Il est muni à son extrémité d'un *trépan*. Sous l'effet de la rotation du *train de tiges*, le *trépan* tourne, creuse la roche, et différentes sections du puits peuvent être installées (**figure 45**). Des *fluides de forage* sont utilisés, notamment afin de lubrifier le *trépan* et de former un cake sur les parois du trou de forage. L'installation des tubages se fait de façon successive, du plus grand au plus petit diamètre (**figure 46**).

Préalablement au forage de la section principale du puits, un *tubage initial* d'un diamètre de 75 à 150 cm est enfoncé dans le fond marin (**Genivar, 2013**), en général à une profondeur allant de 7 à 17 m, ce qui permet d'éviter l'effondrement des premiers mètres de sédiments traversés (**Devold, 2010**).

Après l'installation du *tubage initial*, on procède au forage destiné à installer le tubage suivant, soit le *tubage de surface*. Celui-ci atteint généralement une profondeur de 100 à 600 m sous le fond marin (**Devold, 2010**). Il s'installe de la façon suivante : après le forage par le *train de tiges* (avec des *fluides à base d'eau* injectés dans le *train de tiges*), un tube en acier est inséré dans le *train de tiges*, puis du ciment est injecté sous pression dans le *train de tiges* et remonte dans l'*intervalle de complétion* entre les parois du trou de forage et le tubage jusqu'à ce qu'il atteigne la surface du fond marin (**Kraus, 2000**). Un excédent de béton peut s'accumuler sur le fond marin (**Corridor Resources, 2013**). On retire alors le *train de tiges* du trou de forage.

Après avoir cimenté le *tubage de surface*, la *tête de puits* est installée sur le fond marin. Le *bloc obturateur de puits* (BOP) constitué de vannes d'urgence est fixé sur la *tête de puits*. Le BOP permet de contrôler la remontée éventuelle de fluides (eau, gaz, pétrole) qui pourraient se trouver dans les horizons traversés au cours du forage des sections suivantes du puits (**Genivar, 2013**). Le *tube prolongateur* est fixé sur la *tête de puits* afin de récupérer les *déblais de forage* et *boues de forage* (généralement à base synthétique ou d'huile) générés au cours du forage des sections suivantes. L'ajout d'un *tube prolongateur* est une des principales différences avec un forage en milieu terrestre. Le *tube prolongateur* est un tube flexible qui relie l'installation de forage à la *tête de puits*. Sans *tube prolongateur*, les *boues* et *déblais de forage* seraient déversés directement sur le fond marin.

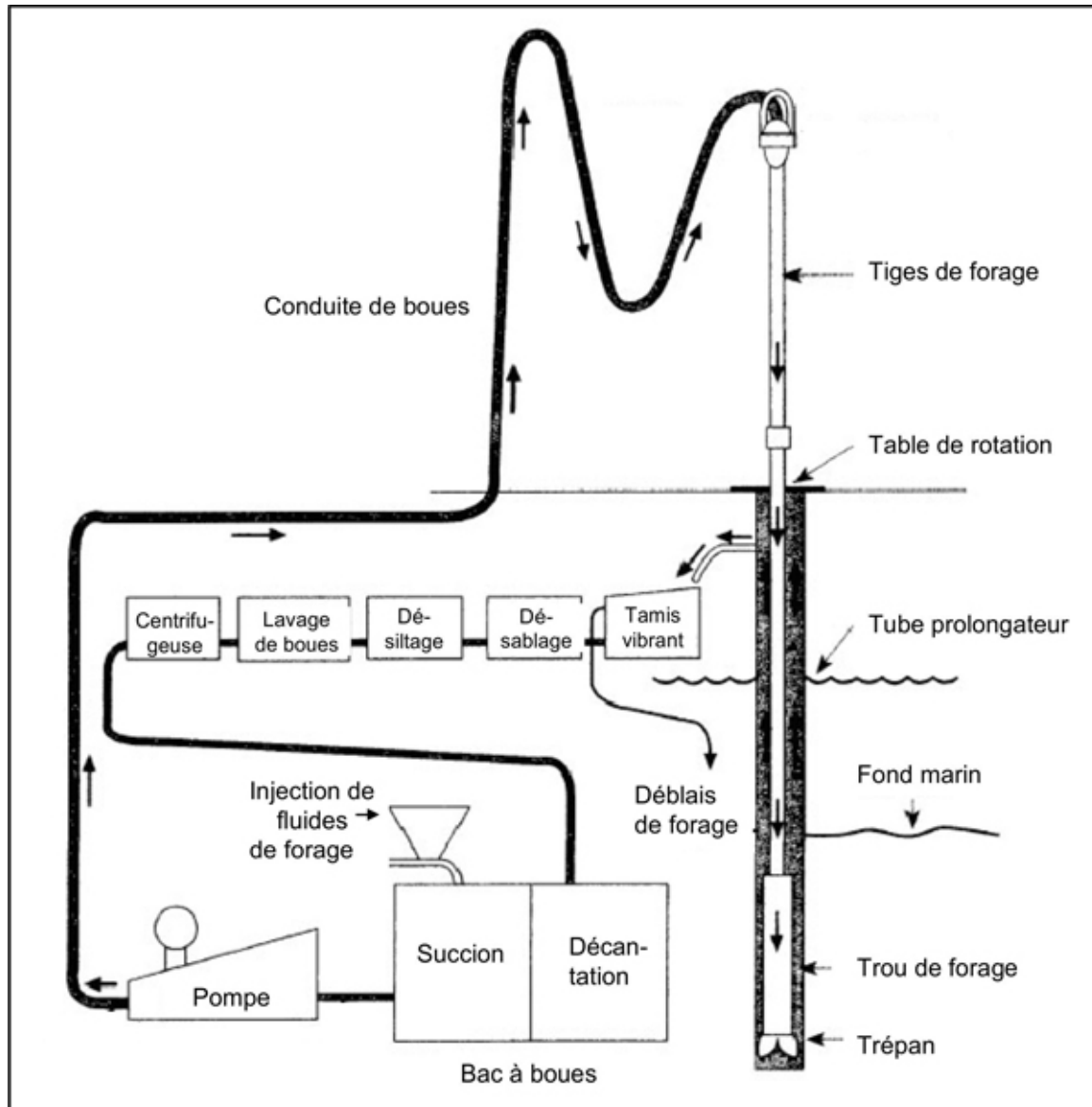


Figure 45 Circulation des *déblais de forage* et *boues de forages* en milieu extracôtier (traduit de Drilling Contractor, 2013)

Une deuxième section du puits d'un diamètre de 30 à 45 cm est forée pour l'installation du *tubage intermédiaire*. Le *tubage intermédiaire* est inséré et cimenté, puis le *train de tiges* est retiré (Corridor Resources, 2013). Ce tubage va permettre d'isoler le puits d'une éventuelle contamination par de l'eau salée ou des gaz piégés dans les formations supérieures (Devold, 2010). La section principale qui sera destinée à la production est finalement forée jusqu'à atteindre le réservoir ciblé. Une augmentation de la vitesse du *trépan* peut indiquer que la roche poreuse d'un réservoir conventionnel a été atteinte (Bott, 2004).

La direction du *trépan* peut être contrôlée afin d'atteindre le réservoir visé (*forage directionnel*). Cette technologie permet aussi de réaliser plusieurs forages à partir d'un même endroit pour former un puits multiple, ce qui est de plus en plus fréquent. Lors du forage de la section principale, les *résidus de forage* remontés à la surface sont analysés et des diagraphies par

câble sont réalisées à l'aide de sondes descendues dans le trou de forage afin d'évaluer la présence d'hydrocarbures (**Bott, 2004**).

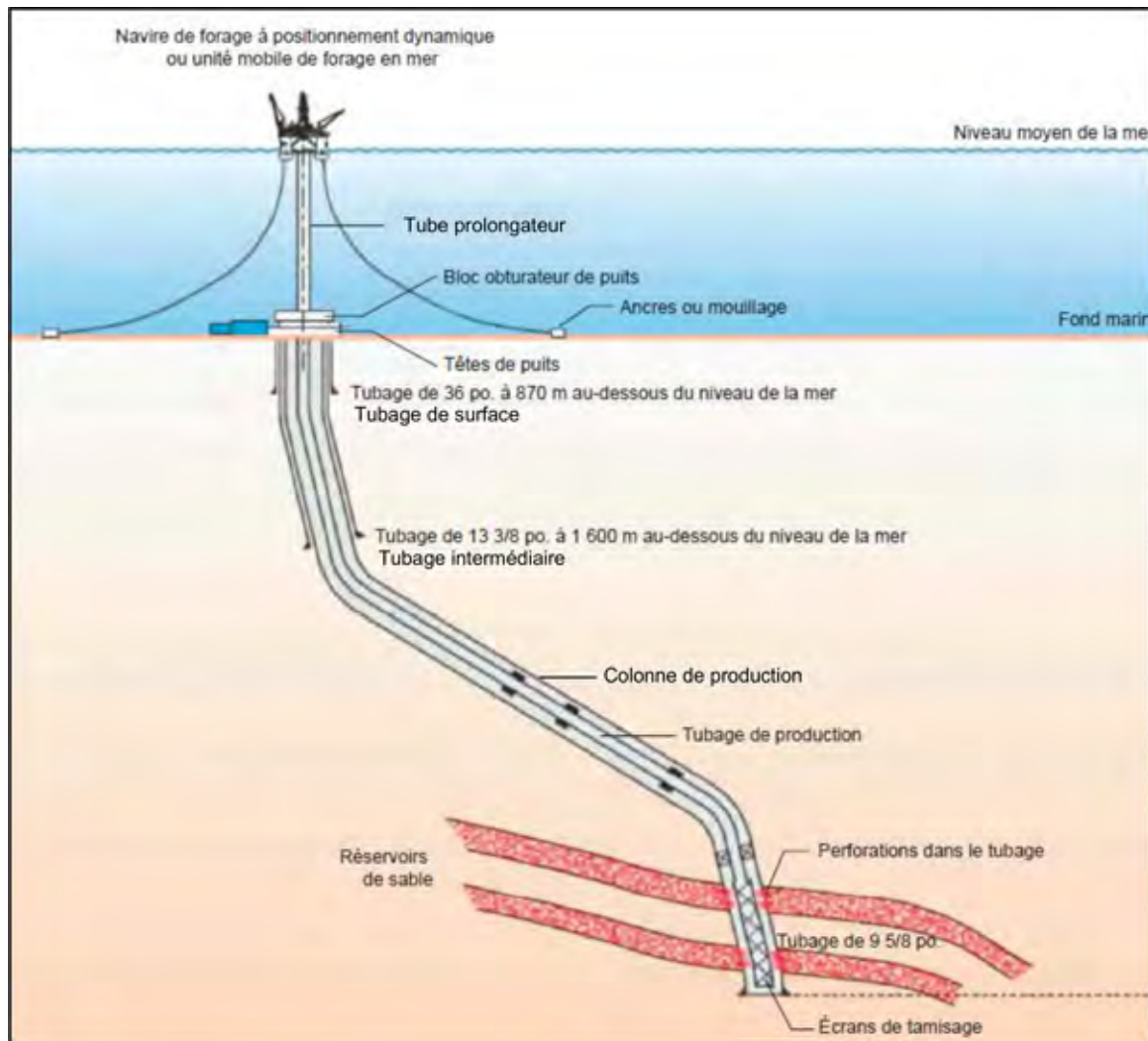


Figure 46 Puits exploratoire d'hydrocarbures en milieu extracôtier (modifiée de Genivar, 2013)

3.3.3 Boues de forage et déblais de forage

À noter que dans le présent rapport, les *fluides de forage* correspondent à la fraction liquide des boues de forage qui est mélangée à des additifs et injectée dans le *train de tiges* lors du forage. Les *boues de forages* correspondent à la partie liquide séparée des *déblais de forage* après la remontée des *résidus de forage*. Ainsi, les *boues de forage* sont constituées en majeure partie des *fluides de forage*, auxquels s'ajoute des additifs, des matières particulières, des hydrocarbures rencontrés lors du forage.

Comme mentionné précédemment, les *résidus de forage* provenant du forage du *tubage de surface* sans utilisation d'un *tube prolongateur* ne peuvent être récupérés et sont abandonnés sur le fond marin, sans traitement. Dans ce cas, la boue de forage est constituée d'un *fluide à base d'eau*, d'argile et de quelques additifs, dont des polymères. Ensuite, lors du forage des sections

de puits suivantes, la *boue de forage* est injectée dans le *train de tiges* jusqu'au *trépan* et s'enrichit en *déblais de forage*. Elle remonte ensuite dans l'espace annulaire du trou de forage puis dans le *tube prolongateur* avant d'atteindre la plateforme de forage pour être séparé des *déblais de forage*. La *boue de forage* est alors récupérée en circuit fermé pour être réinjectée dans le puits, non sans qu'on y ait d'abord ajouté du fluide et d'autres additifs pour compenser les pertes lors du traitement et répondre aux besoins locaux du forage (Devold, 2010; figure 45).

Les systèmes de séparation des *déblais* et *boues de forage* (centrifugation, criblage, etc.) permettent de séparer les *déblais de forage* des *boues de forage* sur l'installation (figure 47). Les *boues de forage* sont remplacées lorsqu'elles ne répondent plus aux exigences techniques du forage. Les *déblais de forage*, enduits de *boues de forage*, sont en général directement déversés en mer.

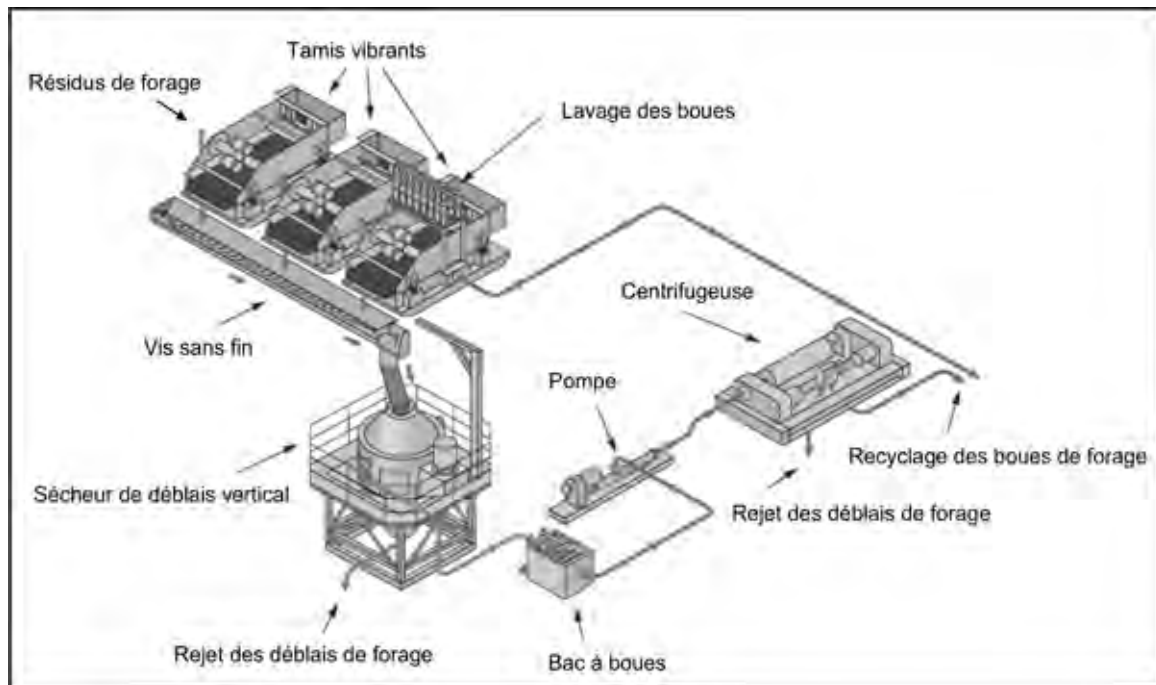


Figure 47 Filière de traitement avancée des résidus de forage (traduit de Caenn et al., 2011)

Le rôle de la *boue de forage* est d'une grande importance. Elle sert, entre autres, à lubrifier le *trépan*, à isoler le trou de forage des horizons géologiques traversés (formation d'un cake sur les parois du trou), à limiter la prolifération de microorganismes, à maintenir une pression suffisante dans le puits foré afin d'éviter la remontée intempestive de gaz et de pétrole brut des formations géologiques traversées, à permettre la récupération des *déblais de forage* et, enfin, à refroidir le *trépan* (Caenn et al., 2011). La composition de la *boue de forage* est ajustée au cours du forage selon les caractéristiques des formations géologiques rencontrées. Les *fluides de forage* peuvent être un *fluide à base d'eau* (douce ou salée), un *fluide à base d'huile* ou un *fluide à base synthétique*. Lors du forage, on le mélange à de l'argile en tant qu'agent viscosifiant (bentonite) et à un certain nombre d'additifs chimiques améliorant les propriétés du fluide (Kraus, 2000). Les *fluides à base d'eau* sont utilisés dans 80 % des forages, notamment pour traverser les horizons géologiques au-dessus du réservoir cible. Ces fluides possèdent toutefois de nombreuses déficiences comparativement aux *fluides à base synthétique* ou aux *fluides à base d'huile* et vont nécessiter l'ajout d'additifs supplémentaires afin d'améliorer, entre autres, leur pouvoir lubrifiant et leur stabilité thermique (tableau 8).

Lors du forage, les *boues de forage* s'enrichissent en sels dissous et en débris fins constitués de roche broyée arrachés aux formations géologiques rencontrées. Les *fluides à base synthétique* et les *fluides à base d'huile* sont plutôt utilisés pour le forage des sections intermédiaire et principale du puits. L'usage de *fluides à base synthétique* ne contenant pas de composés aromatiques diminue la toxicité des *boues de forage*. C'est pourquoi ces fluides sont de plus en plus utilisés en Amérique du Nord, plus particulièrement en milieu extracôtier où les travailleurs sont confinés à un milieu de vie restreint.

Tableau 8 Additifs ajoutés aux fluides de forage (Caenn *et al.*, 2011; Neff, 2005; MDDEFP, 2013)

Type	Fonction	Composés chimiques possibles
Viscosifiant (viscosifier)	Augmenter la viscosité du fluide	- gomme xanthane - bentonite
Émulsifiant (emulsifier)	Créer une émulsion avec de l'eau dans les <i>fluides à base d'huile</i>	- polyamides
Biocide (biocide)	Éviter la dégradation des <i>boues de forage</i> et l'apparition de composés indésirables	- sulfate de tétrakis(hydroxyméthyl)phosphonium (THPS) - acide dithiocarbamique - glutaraldéhyde - graphite - disulfure de molybdène - paraffine - phospholipides - glycol - glycérine
Lubrifiant (lubricant)	Lubrifier le <i>trépan</i>	- baryte - ilmenite - carbonate de calcium - imidazoline - polysulfide - diéthylène glycol - acide formique - résines alkylphénoliques oxyalkylées
Agent densifiant (weighting agent)	Maintenir une pression suffisante	- alkylpolyglucoside - diéthanolamine - 2-butoxy éthanol - d-limonène
Inhibiteur de corrosion (corrosion inhibitor)	Protéger l'équipement contre la corrosion	- KCl, - formiate de potassium - glycol
Tensioactif (surfactant)	Changer les propriétés chimiques à l'interface du fluide et du trou de forage	- NaOH - carbonate de potassium - polyacrylates - isopropoxide d'aluminium - bentonite
Inhibiteur d'argiles et de schiste (clay and shale stabilizer)	Éviter l'absorption des <i>boues de forage</i> par les argiles et schistes	
Contrôle du pH	Contrôler le pH des <i>boues de forage</i>	
Colmatant (fluid loss control agent)	Former un cake sur les parois du trou de forage	

Activités de forages exploratoires dans l'est du Canada

Les forages exploratoires réalisés jusqu'à maintenant dans le golfe du Saint-Laurent n'ont pas révélé la présence de *gisements* d'hydrocarbures (**section 2.2**). La compagnie Corridor Resources a soumis en 2011 une évaluation environnementale pour la réalisation d'un premier forage exploratoire dans la cible exploratoire Old Harry, du côté terre-neuvien (**Corridor Resources**,

2013). La présence de blocs rocheux pouvant nuire à l'installation du *tubage initial* a été considérée comme peu probable par la compagnie, mais des poches de gaz pourraient être présentes dans les formations sous-jacentes. La profondeur du *tubage initial* serait de 90 m sous le fond marin. Le *tubage de surface* devrait atteindre entre 300 et 600 m sous le fond marin. On prévoit utiliser des *fluides à base d'eau* pour cette section de forage. La profondeur estimée du *tubage intermédiaire* serait d'environ 800 à 1 200 m sous le fond marin, c'est-à-dire juste au-dessus d'un des réservoirs potentiels d'hydrocarbures. La profondeur de la *colonne de production* serait de 2 000 à 2 200 m sous le fond marin. Les *fluides de forage* que Corridor Resources prévoit utiliser pour l'installation du *tubage intermédiaire* et de la *colonne de production* sont des *fluides à base synthétique*. La compagnie prévoit brûler à la torchère les hydrocarbures produits lors des *essais aux tiges* et compte acheminer les eaux de formation en milieu terrestre aux fins de leur traitement et de leur élimination (Corridor Resources, 2013).

Une étude du MDDEFP (2013), réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, liste des composés chimiques présents dans les *fluides de forage* de huit forages réalisés dans la province de Québec. On y retrouve 53 composés, dont 20 composés inorganiques et 18 composés organiques.

Les **tableaux 9 et 10** présentent les quantités d'additifs pouvant être utilisées par la compagnie Corridor Resources pour un éventuel forage. Les *fluides de forage* sont, entre autres, composés d'agents densifiants (baryte), de soude caustique, d'agents colmatants, d'inhibiteurs d'argile et de schiste, de viscosifiants et de biocides. Les volumes totaux de *déblais de forage* sont estimés à 400 m³. Des *fluides à base synthétique*, dont la composition complète n'est pas détaillée, devraient être utilisés pour le forage des sections intermédiaire et principale. On prévoit d'une part rejeter les *déblais de forage de boues à base d'eau* directement dans le milieu marin. D'autre part, les *fluides à base synthétique* seraient recyclés avant le rejet des *déblais de forages de boues à base synthétique* dans le milieu marin selon la réglementation en vigueur.

Produits de forage utilisés dans le monde

Dans la plupart des opérations de forage en mer du Nord, dans le golfe du Mexique ou dans d'autres zones extracôtières, les compagnies utilisent des *fluides à base d'eau* pour les forages des sections initiales étant donné la réglementation sévère encadrant l'utilisation de *fluides à base d'huile* ou de *fluides à base synthétique* (Lee et al., 2011). Les *fluides à base synthétique* ont été largement adoptés aux États-Unis et au Canada pour les opérations de forage des sections intermédiaire et de production d'un puits. Les *fluides à base synthétique* ont de meilleures performances que les *fluides à base d'eau* (meilleure lubrification, réduction de la corrosion, etc.) et possèdent une faible toxicité et une forte biodégradabilité comparativement à des *fluides à base d'huile* (Caenn et al., 2011). Cependant, l'utilisation de *fluides à base d'huile* est privilégiée en Europe (avec élimination des *déblais de forage* en milieu terrestre), car il est estimé que les rejets de *déblais de forage de boues à base synthétique* peuvent générer d'importantes zones anoxiques dans le milieu marin. Une liste de la plupart des produits commerciaux des *fluides de forage* utilisés dans le monde et de leur fonction a été réalisée par le CEFAS (2013). La liste du CEFAS présente aussi les produits commerciaux composant le béton utilisé pour cimenter le *tubage de surface*.

Tableau 9 Composition des boues à base d'eau prévue pour un forage exploratoire à Old Harry (Corridor Resources, 2011; Corridor Resources, 2013)

Type	Composé	Unité	Tubage initial	Tubage de surface	Tubage intermédiaire	Tubage de production
Profondeur	-	m	90	320	850	2100
Déblais de forage	-	kg	240 000	300 000	257 000	282 000
Volume de déblais		m ³	90	110	95	105
Fluide de base	eau	-	eau de mer	eau de mer	eau	eau
Additif	bentonite	t	50	100	0	0
Agent densifiant	baryte	t	150	100	20	20
Contrôle du pH	soude	kg	250	350	450	350
Colmatant	-	kg	-	-	3 200	1 700
Inhibiteur d'argiles	KCl	kg	-	-	87 500	67 500
Inhibiteur de schiste	glycol	L	-	-	23 000	18 700
Viscosifiant	-	kg	-	1 135	3 400	2 835
Biocide	-	L	-	-	800	800

Tableau 10 Exemples de produits commerciaux ajoutés aux fluides à base synthétique qu'on prévoit utiliser pour un forage exploratoire à Old Harry (basé sur Corridor Resources, 2013)

Type	Composé	Nom commercial
Fluide	isoalcane synthétique (C ₁₀ à C ₂₅)	PureDrill IA-35
Émulsifiant	amides	NOVAMULL
Viscosifiant	argile	TRUVIS
Colmatant	gilsonite	VERSATROL
Colmatant	-	ECOTROL
Agent densifiant	baryte	-

Essais sur le puits exploratoire

Des *essais aux tiges* peuvent être effectués afin d'évaluer les caractéristiques des hydrocarbures en laissant s'infiltrer le gaz naturel et le pétrole brut dans le *train de tiges* vide (Bott, 2004). Des carottes de la roche-réservoir peuvent être prélevées afin de déterminer l'endroit exact d'installation du *tubage de production* (Genivar 2013).

Des *essais d'écoulement de formation* sont effectués dans le but d'évaluer la quantité d'hydrocarbures récupérable par le puits. Durant ces essais, on laisse les hydrocarbures remonter librement à la surface et on mesure leur débit, leur pression, leur composition et d'autres caractéristiques. Les hydrocarbures sont traités pour séparer l'eau de formation, les gaz et le pétrole brut, lesquels sont ensuite récupérés ou brûlés sur place à l'aide d'une torchère.

Si ces essais sont positifs pour l'exploitation de la réserve, d'autres *puits de délinéation* sont réalisés dans le but de déterminer l'étendue du *gisement* et les propriétés pétrophysiques du réservoir, puis la *complétion des puits* est effectuée pour la production. Si les résultats sont négatifs, le puits est obturé.

3.4 Développement du champ d'exploitation de gaz ou de pétrole

Dans le cas d'une découverte d'hydrocarbures justifiant l'exploitation d'un *gisement*, l'exploitant réalise la *complétion des puits exploratoires*, les essais de production, de même que l'installation de *puits de développement* de *puits d'injection*, et d'autres puits. De plus, l'installation de production (incluant les équipements sous-marins) et d'éventuels pipelines sont mis en place sur le site d'exploitation (**figure 48**).

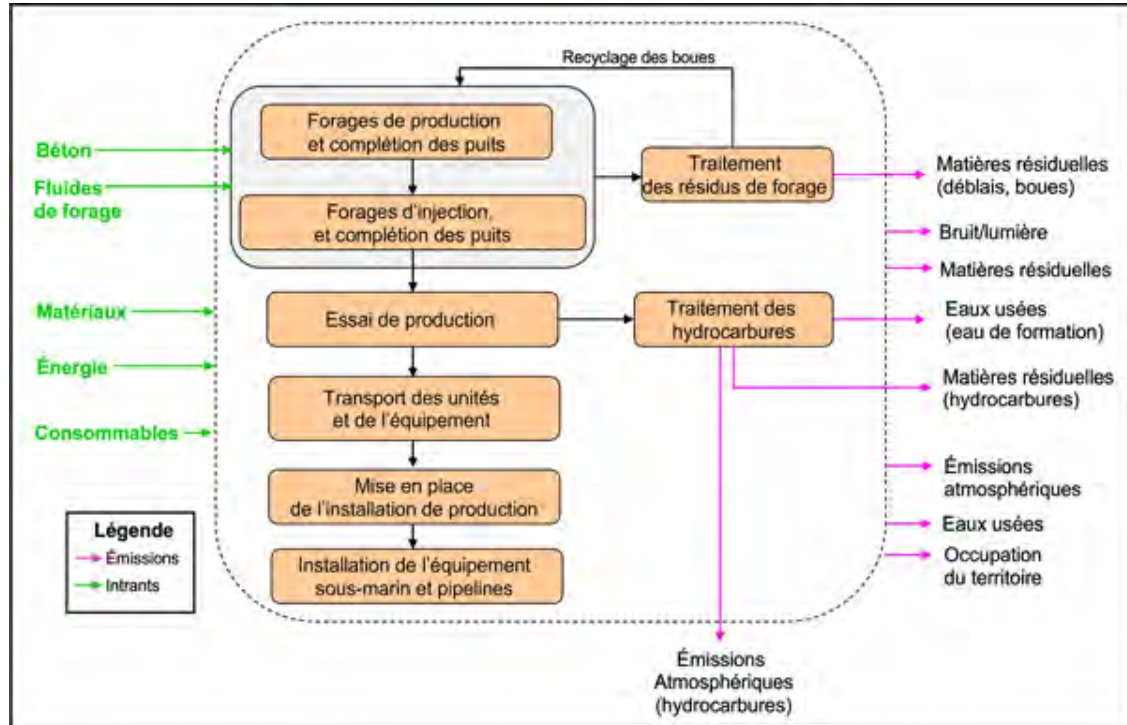


Figure 48 Principales étapes opérationnelles et flux de la phase de construction du système de production d'hydrocarbures en milieu extracôtier

3.4.1 Complétion du puits

La *complétion* du puits consiste à achever la réalisation du puits en vue de sa mise en service. Pour compléter un puits de production d'hydrocarbures, une *colonne de production* d'un diamètre d'environ 20 à 30 cm est ajoutée afin de relier la *tête de puits* à la formation visée et de servir de séparation entre les formations rocheuses et les hydrocarbures (**Corridor Resources, 2013**). Un *tubage de production* est inséré à l'intérieur de la *colonne de production* de la *tête du puits* jusqu'à la formation et sert de conduite de récupération des hydrocarbures lors de la phase de production (**Genivar, 2013**).

Le *tube prolongateur* et le BOP sont enlevés et remplacés par un ensemble de soupapes appelé *arbre de Noël* (« wet tree ») au niveau de la *tête de puits* (**Genivar, 2013**). L'*arbre de Noël* permet de réguler l'extraction d'hydrocarbures et de prévenir les sorties de gaz à haute pression. L'*arbre de Noël* peut aussi être installé en surface (« dry tree ») au niveau de l'unité de production, ce qui permet d'avoir un accès direct à la *tête de puits* (**Bai et Bai, 2012**).

Lorsque le puits est raccordé à l'unité de production, la partie du *tubage de production* située dans le réservoir géologique est perforée à l'aide de charges électriques (**Devold, 2010**). Les charges électriques percent des micro-trous afin de permettre aux hydrocarbures de traverser le tubage tout en limitant l'intrusion de matières particulaires de la formation. Par le passé, des balles explosives étaient utilisées pour la perforation.

Des *puits de développement* sont réalisés pour atteindre différentes sections du réservoir ou d'autres réservoirs du champ d'hydrocarbures. Ces puits peuvent être forés à un même endroit en réalisant des *forages directionnels* (forages horizontaux). Autrement, l'installation de forage peut être déplacée pour réaliser des forages verticaux à différents endroits du champ d'hydrocarbures.

Des forages de *puits d'injection* de gaz générés au cours des opérations (CO₂, H₂S, méthane, azote), de produits chimiques (p. ex., surfactants) ou d'*eaux de production* (liquide ou vapeur) peuvent aussi être réalisés pour permettre l'élimination de ces fluides (**Devold, 2010**). Les *puits de production* peuvent être stimulés par acidification ou fracturation, ou par injection de gaz ou d'eau salée dans la formation par un puits secondaire afin d'améliorer leur productivité.

3.4.2 Mise en place des installations de production

Pour la phase de production, l'installation utilisée pour les forages est enlevée et remplacée par une installation spécialisée et permanente dédiée aux différentes opérations d'extraction, de traitement, de stockage et de transbordement des hydrocarbures, des eaux usées et des matières résiduelles. L'installation est remorquée jusqu'au site de production (**figures 49 et 50**) ou par ses propres moyens dans le cas d'un navire FPSO ou FLNG.

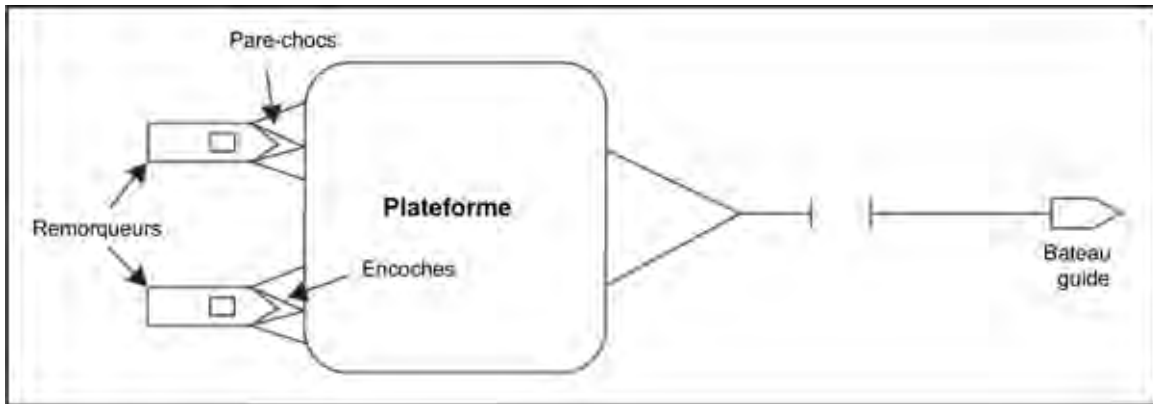


Figure 49 Méthode de remorquage d'une plateforme jusqu'à un site de production (traduit d'El-Reedy, 2012)



Figure 50 Remorquage d'une plateforme gravitaire d'exploitation d'hydrocarbures en mer du Nord (Gerwick, 2007)

Les principales unités constituant l'installation d'exploitation sont une unité de production (incluant le traitement des rejets et le traitement des hydrocarbures), une unité d'hébergement du personnel, une plateforme hélicoptère, une torchère, des plateformes auxiliaires et, éventuellement, des passerelles de connexion entre les différentes unités (El-Reedy, 2012; figure 51). Une unité de forage peut aussi s'y trouver pour la réalisation éventuelle d'autres forages de *puits de production* ou de *puits d'injection*. Des navires de soutien sont requis lors de la phase de production pour le remorquage ainsi que pour le transport d'équipements, de biens consommables et de carburant.

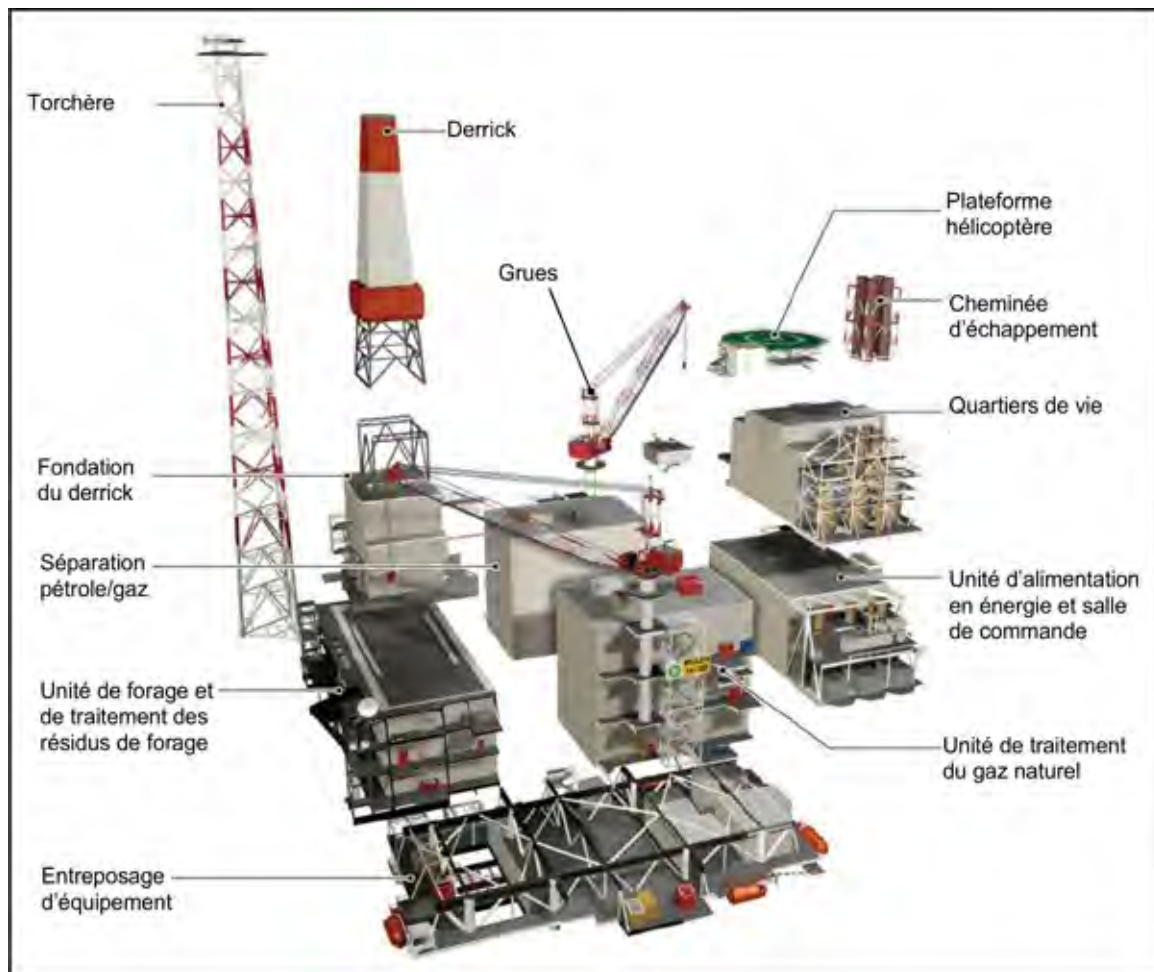


Figure 51 Unités typiques d'une plateforme de production d'hydrocarbures en milieu extracôtier; l'installation peut être composée d'une unité de forage pour la réalisation de puits additionnels (BP, 2011)

L'installation de production est ancrée sur le fond marin (voir la **section 3.3.1**), puis des *collecteurs-distributeurs* sont placés sur le fond marin afin de récupérer les hydrocarbures de l'ensemble des *puits de production* (**figure 52**). Le système de collecte est contrôlé à partir de la surface par des *liaisons ombilicales* qui contiennent différents câbles électriques de contrôle des appareils sous-marins, de même que des tubages d'injection et de collecte de fluides et produits chimiques (**Bai et Bai, 2012**). Les *collecteurs-distributeurs* sont reliés à des *structures terminales de pipelines*. Les *tubes prolongateurs* relient les *structures terminales de pipelines* à l'unité de production pour la collecte des hydrocarbures. Ce principe de collecte est similaire pour l'injection, dans une formation géologique, d'*eau de production* ainsi que de *gaz associés* produits lors de l'étape de traitement du gaz naturel.

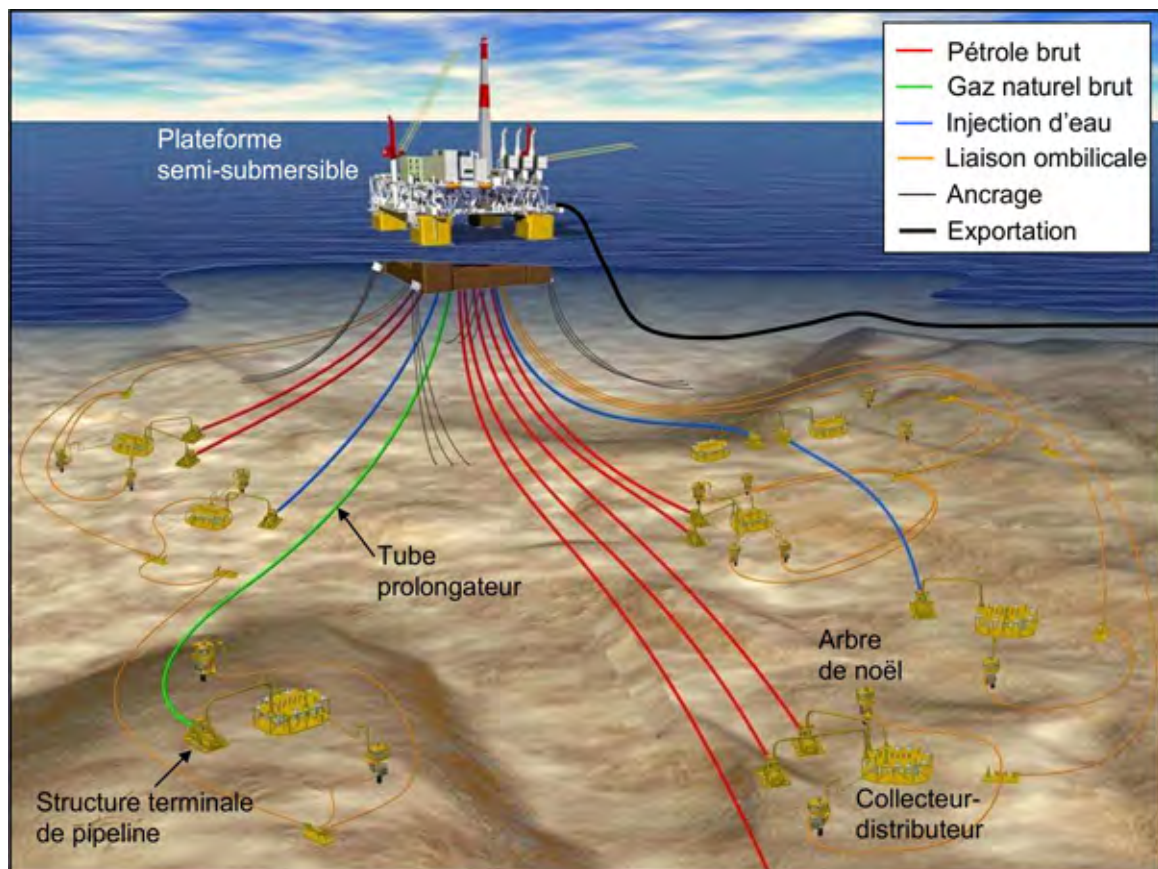


Figure 52 Plateforme semi-submersible de production de pétrole brut et de gaz naturel
(Offshore Energy Today, 2012)

Certains systèmes d'exploitation plus complexes permettent une séparation des hydrocarbures et un traitement de l'eau de production directement sur le fond marin et limitent la présence d'unités à la surface de l'eau (**figure 53**). Les premiers développements des techniques sous-marines ont débuté en 1996 avec l'amélioration du pompage des hydrocarbures puis la séparation de l'eau de formation. Les technologies de séparation sous-marine des phases liquide/solide/gaz sont en cours de développement depuis 2010 (**figure 54**).

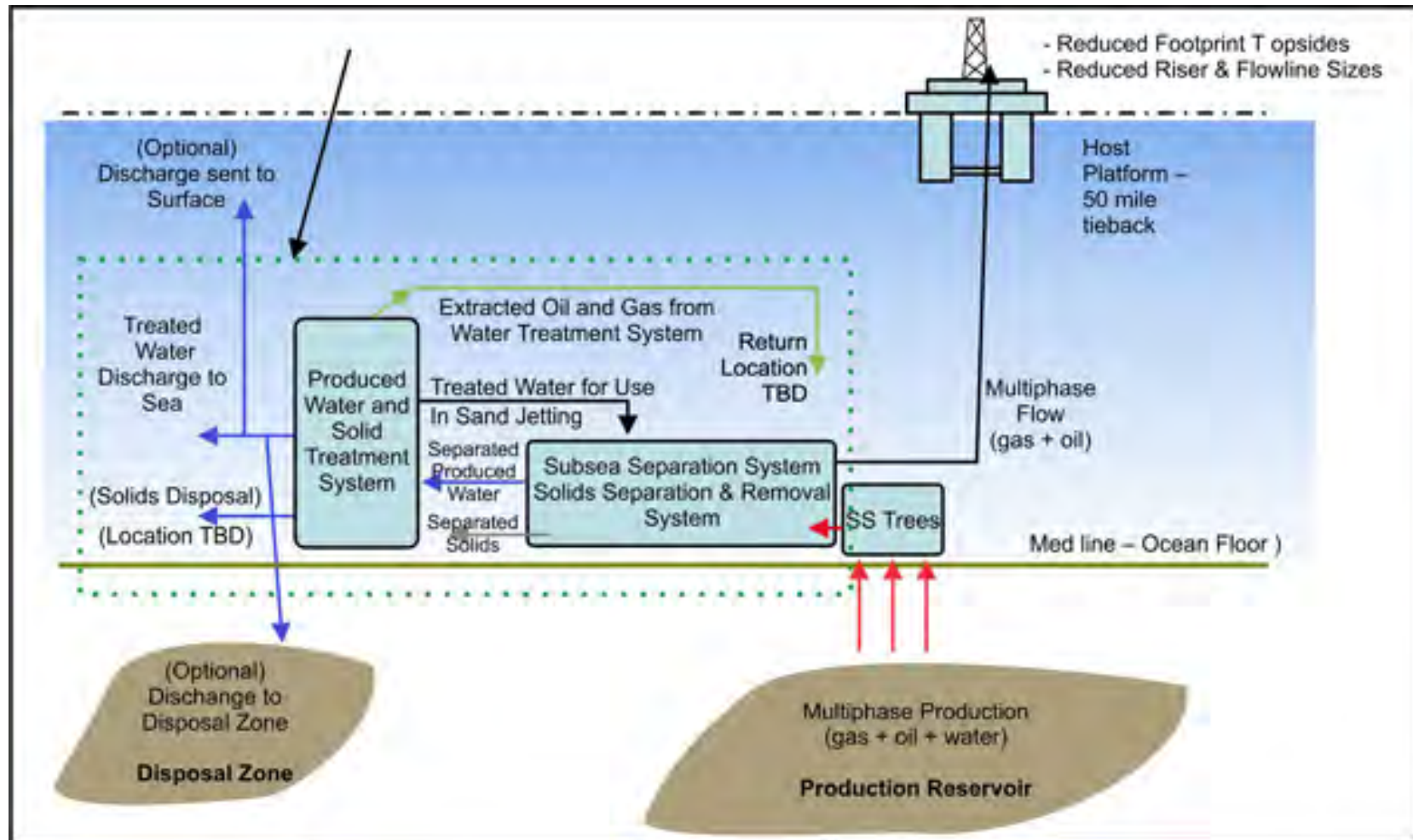


Figure 53 Système de séparation et de traitement sous-marin des hydrocarbures (Prescott, 2012)

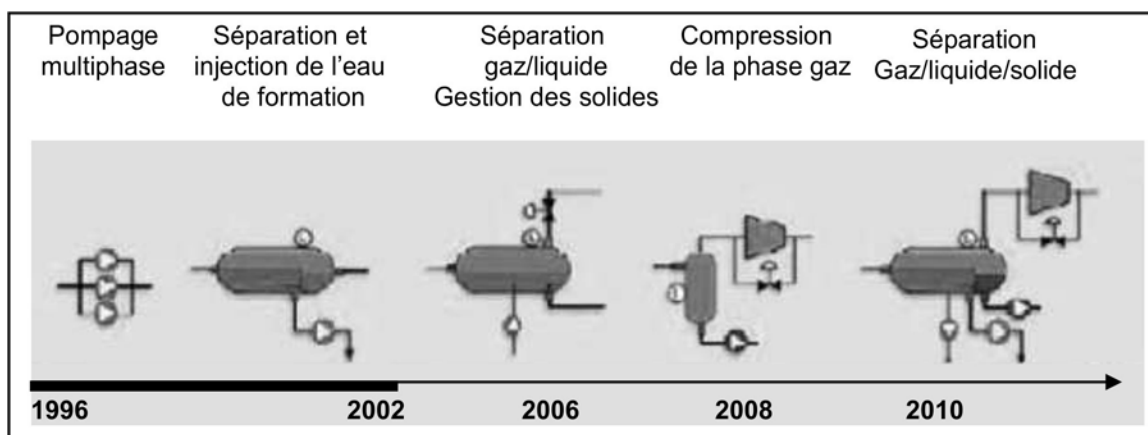


Figure 54 Développement des techniques sous-marines de traitement des hydrocarbures (traduit de Bai et Bai, 2012)

Certains champs d'hydrocarbures peuvent être directement raccordés à des installations de production extracôtières déjà existantes ou à des installations de production terrestres (**figure 55**). Cette solution peut être très économique puisqu'elle permet d'éviter la multiplication des unités de séparation et de traitement en utilisant les capacités d'installations déjà existantes (**Bai et Bai, 2012**). Cependant, ce genre de stratégie dépend d'un certain nombre de facteurs comme la distance du champ à l'installation de production, la profondeur du fond marin ou la capacité et spécificité de l'installation de production déjà en place.



Figure 55 Raccordement d'un champ d'hydrocarbures à une installation de traitement terrestre (Bai et Bai, 2012)

Des installations fixes ou semi-submersibles peuvent être utilisées pour la production d'hydrocarbures (**figure 56**). Concernant les installations fixes, on distingue les plateformes gravitaires constituées de béton et les plateformes en acier constituées de jambes en treillis métalliques. Ce type de plateforme est généralement préconisé pour une profondeur de fond marin inférieure à 300 m. Les plateformes semi-submersibles peuvent être utilisées pour des moyennes ou grandes profondeurs (au-delà de 200 m) ou de très grandes profondeurs (au-delà de 1 800 m). Certains champs gaziers comme Marco Polo (golfe du Mexique), Julimar (Australie) et Ichtys (mer de Timor, Australie) utilisent des plateformes semi-submersibles pour la production de gaz naturel à moyenne ou grande profondeur (entre 200 m et 1 290 m) [**Offshore Technology, 2013**].

Une solution de rechange à l'utilisation d'une plateforme est l'utilisation d'une unité flottante de production, de stockage et de déchargement (FPSO) qui combine une unité de traitement et d'emménagement d'hydrocarbures pour le ravitaillement subséquent de pétroliers ou de méthaniers (**figure 57**). Cette installation est maintenue en position par des *propulseurs d'étrave* et n'est pas ancrée au fond de l'eau. Elle est généralement utilisée en eau profonde (plus de 300 m) et a l'avantage d'être redéployable facilement vers d'autres sites de production (**Genivar, 2013**). Les FPSO sont pour l'instant utilisées pour l'exploitation de pétrole brut. La première installation flottante de liquéfaction de gaz naturel en mer (FLNG) devrait entrer en production en 2016 au large de l'Australie (projet Prelude; profondeur du fond marin de 170 m) et permettre le transport de gaz naturel liquéfié par méthaniers plutôt que par pipelines (**Total, 2012**).

Dans le cas de *gisements* situés en milieu marin avec une faible profondeur du fond marin (moins de 20 m) et à proximité des côtes, des *îles artificielles* (**figure 58**), des jetées, des structures gravitaires ou des installations terrestres peuvent être envisagées pour la production d'hydrocarbures.

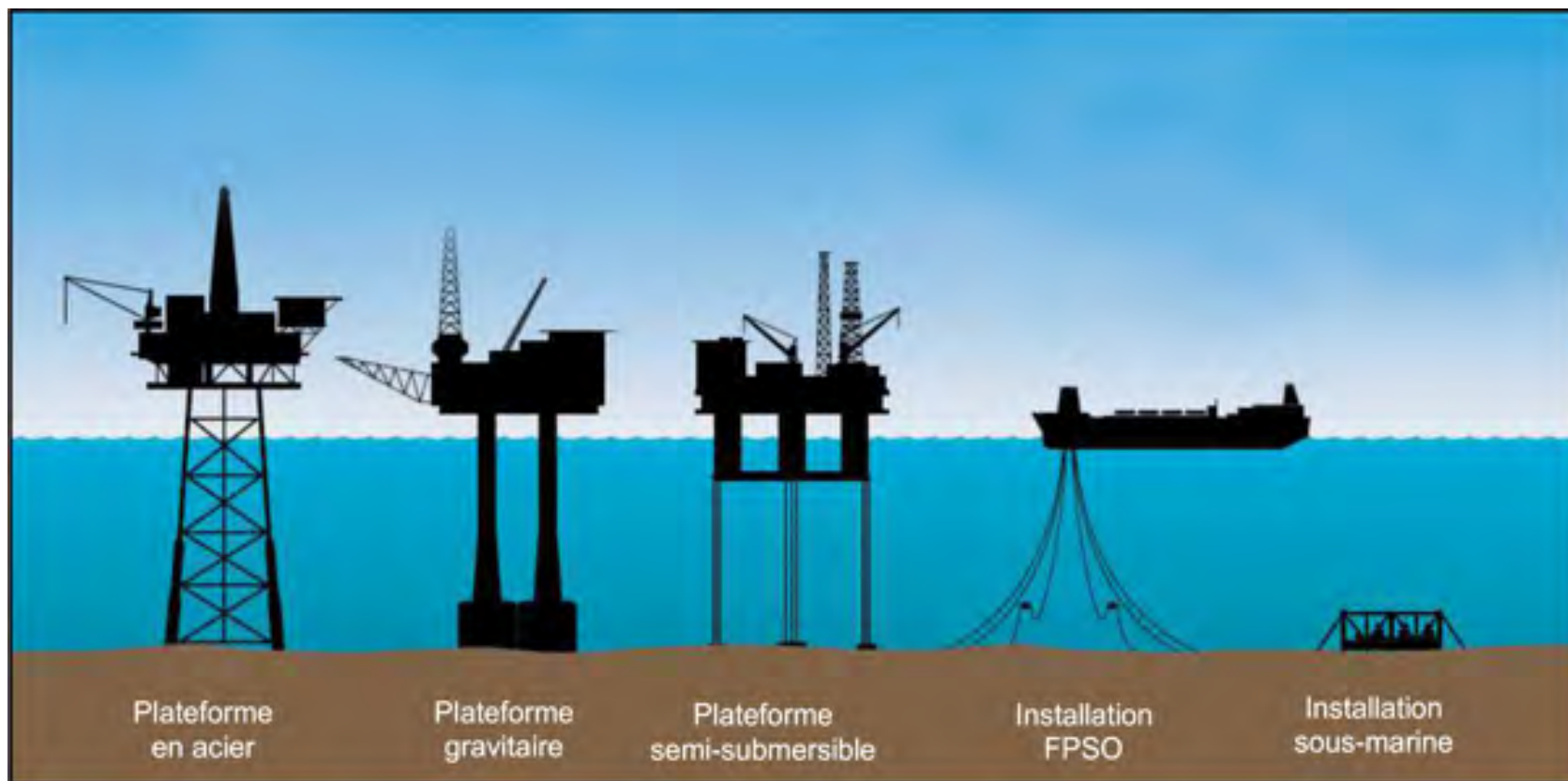


Figure 56 Principales installations de production d'hydrocarbures en milieu extracôtier (DTI, 2001)

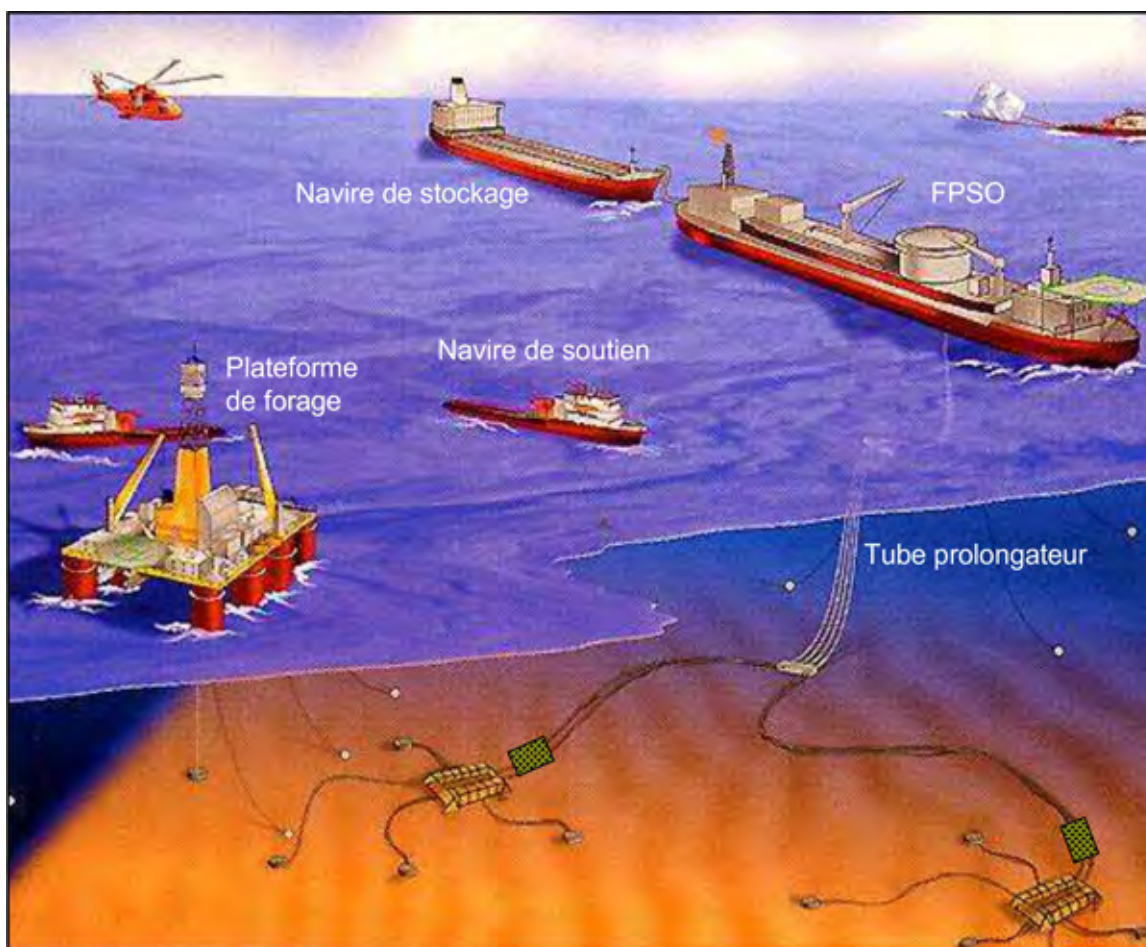


Figure 57 Plateforme de forage, installation d'exploitation FPSO et navire de transport des hydrocarbures (Pétro-Canada, 1996)



Figure 58 Île artificielle Oooguruk dans le golfe de Cook, en Alaska, utilisée pour l'exploitation en milieu extracôtier avec couvert de glace (DeGeer et al., 2012)

De même que pour la phase de forage exploratoire, les conditions extérieures (courants, vagues, marées) doivent être prises en compte pour maintenir la structure en position et la protéger. La conception d'une installation de production se base globalement sur une période de retour égale à cinq fois la durée de vie de l'activité afin de déterminer les tempêtes observées les plus intenses sur le lieu de production (**Gerwick, 2007**). De plus, les vagues sont une des principales causes de la réduction de l'efficacité rendant les activités sur l'installation de production irréalisables lorsque le mouvement des vagues est trop important (**Gerwick, 2007**).

En milieu subarctique ou arctique, le couvert de glace peut, par son action de pression et d'abrasion, endommager une structure de production (**Gerwick, 2007**). Afin d'éviter l'accumulation de glace autour de la structure, les FPSO peuvent ajuster leur position en rotation autour du *tube prolongateur* à l'aide de *propulseurs d'étrave* (**Gerwick, 2007**). Les plateformes semi-submersibles de type SPAR (reposant sur un flotteur cylindrique; **figure 59**) peuvent être conçues pour briser le couvert de glace (**Gerwick, 2007**). L'hivérization des installations (protection contre les conditions hivernales) doit aussi être considérée afin de prendre en compte les effets du vent, du gel et de la neige, lors de la production, sur les fluides, les équipements et les travailleurs présents sur l'installation en hiver. Les unités de surface peuvent être isolées de l'extérieur afin de les protéger des conditions hivernales, être conçues avec des matériaux limitant la corrosion ou utiliser un système de chauffage de la surface de l'installation pour limiter les effets du couvert de glace ou la présence de glace noire. Un entretien manuel de l'installation peut être réalisé afin de réduire le givrage d'une installation (**MPO, 2012**), ou on peut ajouter un mélange glycol/eau (**ABS, 2008**).

La présence du couvert de glace est également prise en considération lors de l'élaboration d'une structure fixe. Des structures en acier comme celles présentées à la **figure 60** sont utilisées pour des faibles profondeurs du fond marin (moins de 60 m) et des conditions de glace moyennes

(glaces de première année comme dans le sud de la mer de Béring et dans le golfe de Cook; **Gerwick, 2007**). Des structures gravitaires en béton ayant une structure porteuse de large diamètre sont aussi utilisées à des profondeurs du fond marin plus importantes (jusqu'à 100 m; **figure 61**). Les structures fixes en présence de glace modérée ont une géométrie visant à éviter l'accumulation de glace. On peut leur installer des structures coniques pour briser le couvert de glace et réduire les vibrations de la structure dues au mouvement des glaces (**Zhang et Hue, 2011**).

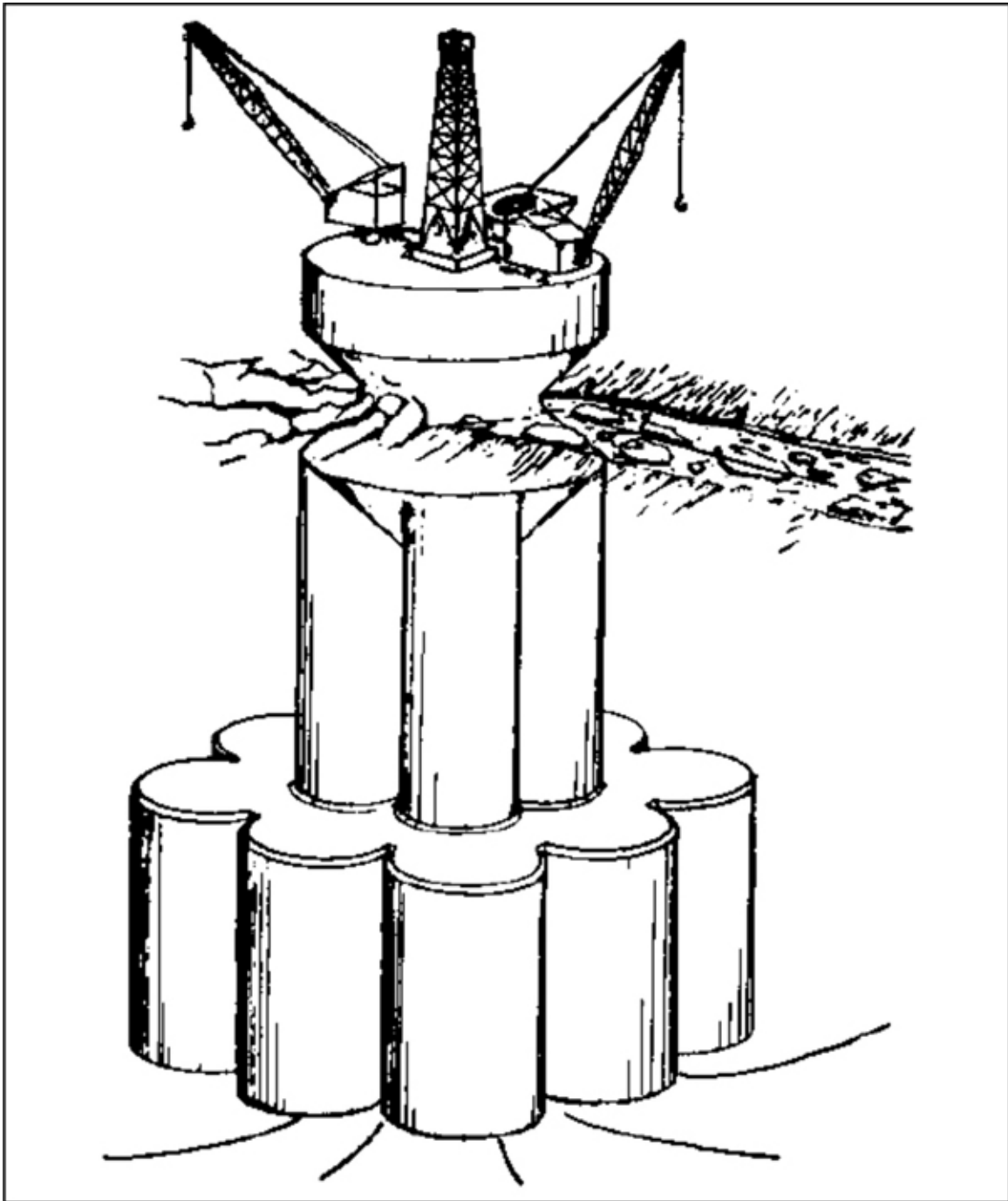


Figure 59 Plateforme semi-submersible de type SPAR utilisée dans des conditions subarctiques (Gerwick, 2007)

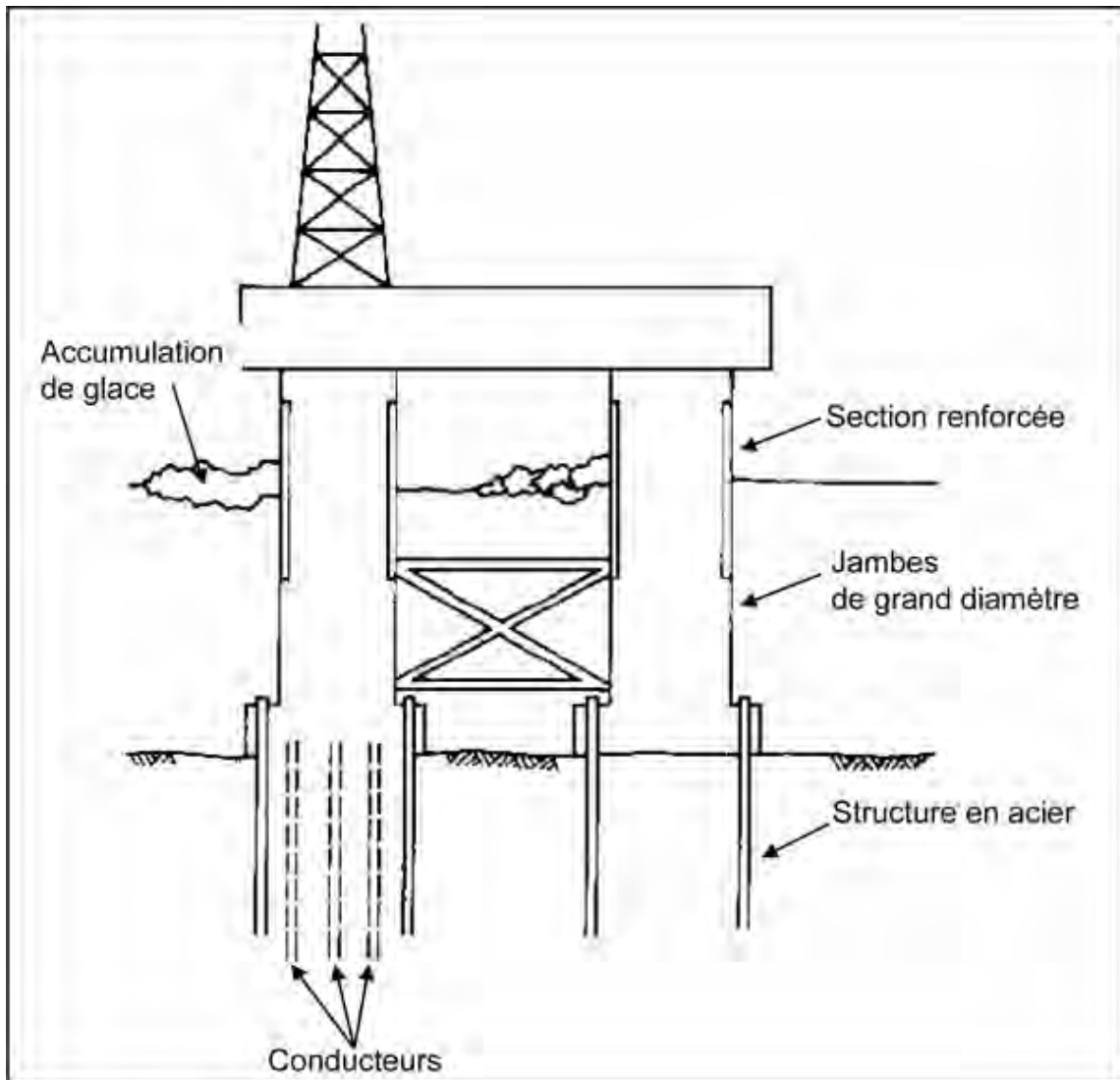


Figure 60 Plateforme fixe utilisée dans des conditions de présence modérée de glace et de faibles profondeurs (Gerwick, 2007)

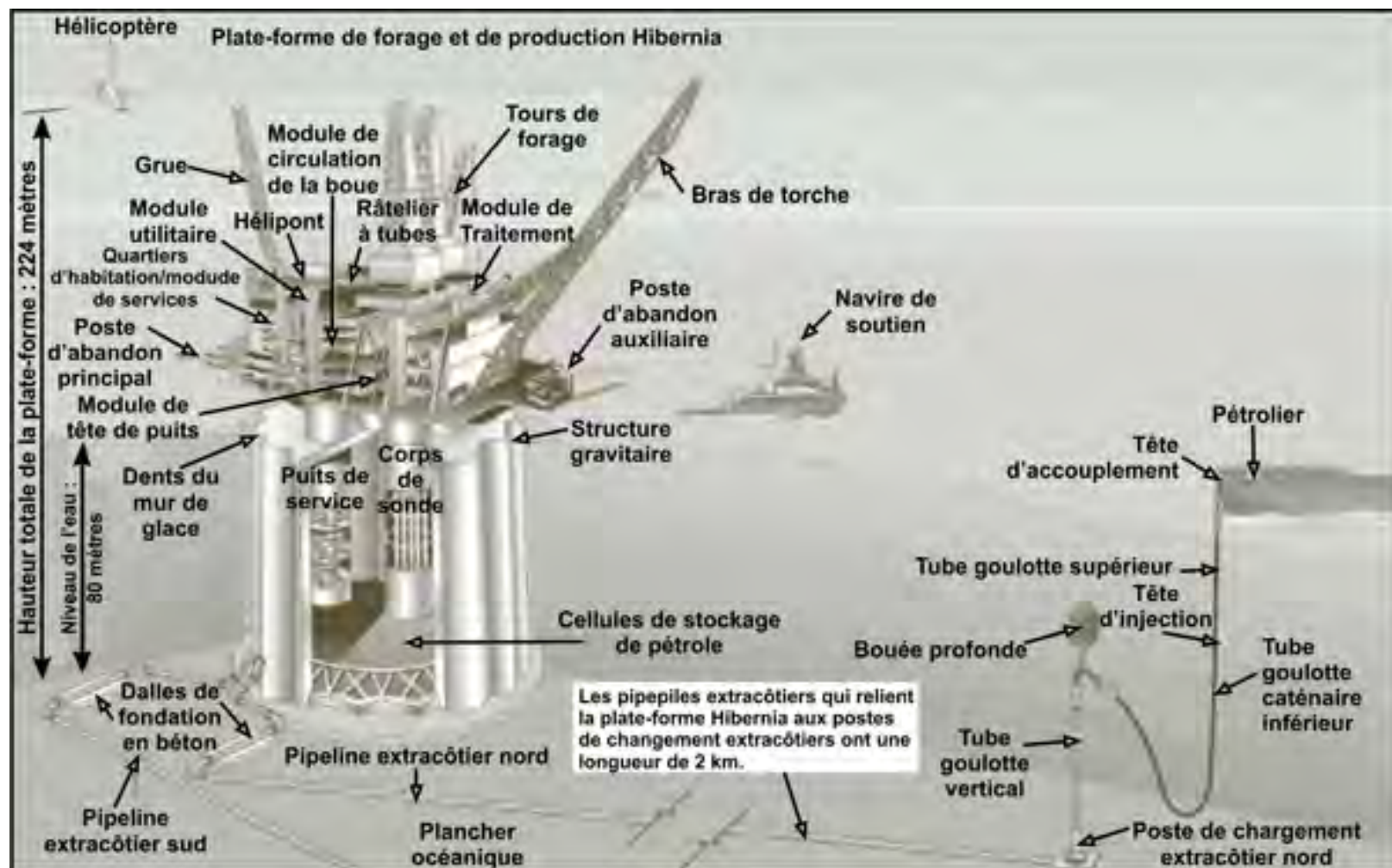


Figure 61 Structure gravitaire de production autonome Hibernia (Bott, 2004)

Contexte d'exploitation d'hydrocarbures dans la partie québécoise du golfe du Saint-Laurent

En cas d'exploitation d'hydrocarbures dans le chenal Laurentien, il est peu probable qu'une plateforme fixe puisse être installée sur le site étant donné la grande profondeur du fond marin (environ 450 m). À titre d'exemple, la plus haute plateforme fixe actuellement en opération dans le monde est celle de Bullwincke, dans le golfe du Mexique, qui est située à une profondeur du fond marin de 405 m (**Offshore Technology, 2013**). L'utilisation de plateformes semi-submersibles ou d'une unité FPSO est donc plus probable dans le cas de présence de pétrole brut.

Si du gaz naturel est présent loin des côtes (ce qui est actuellement le cas de figure le plus probable; **Pinet, 2013**), l'utilisation d'une unité FLNG nécessiterait le transport du gaz naturel sous forme liquide par méthaniers qui ne peuvent acheminer leur chargement que vers un terminal méthanier. Il s'agit d'une installation actuellement inexistante au Québec. Celle-ci permet la regazéification du gaz naturel avant son intégration au réseau de distribution. Il existe toutefois un terminal en exploitation depuis 2009 à Saint John, au Nouveau-Brunswick, dont la capacité de regazéification est de 34 000 000 m³/j. Actuellement, les unités FLNG n'ont pas encore été éprouvées et aucune installation de ce genre, en présence d'un couvert de glace, n'est prévue dans le monde pour l'instant. En outre, la mise en place d'un système de liquéfaction de gaz naturel n'est souvent rentable que pour le transport sur de longues distances (**Exxon Mobil, 2010**). Enfin, le contexte actuel de l'exploitation des hydrocarbures en Amérique du Nord limite l'intérêt des compagnies à exploiter du gaz naturel en milieu extracôtier (**Pinet, 2013**), en raison notamment des enjeux environnementaux et économiques de l'activité.

Une stratégie d'exploitation plus classique qui pourrait être envisagée dans l'éventualité d'une exploitation gazière consiste en l'installation d'une plateforme d'exploitation semi-submersible et le transport sous-marin par gazoduc jusqu'au réseau de distribution de gaz naturel de la province de Québec, ou en passant par le réseau de distribution de Maritimes and Northeast Pipelines (**figure 65a**). Le golfe du Saint-Laurent présente un couvert de glace durant l'hiver, notamment durant les mois de février et mars, près de la cible exploratoire Old Harry. De plus, les vents, vagues, courants marins et profondeurs du fond marin sont des facteurs importants à considérer pour cette zone (voir la **section 2.1**). Ce contexte physique augmente les risques d'accident pour les plateformes semi-submersibles et pose un défi technique particulier pour le maintien de l'installation en position stationnaire. La conception des structures et l'élaboration des mesures d'urgence à mettre en œuvre sont donc des sujets névralgiques à considérer. Les recherches menées dans le cadre de ce rapport n'ont relevé l'existence d'aucune installation active de production dans le monde à des profondeurs moyennes de fond marin et en présence d'un couvert de glace comme c'est le cas actuellement pour la cible exploratoire Old Harry.

Une autre option envisageable pour l'exploitation éventuelle d'hydrocarbures dans le chenal Laurentien serait de raccorder le champ d'hydrocarbures à une unité de production située à une profondeur du fond marin moindre, permettant ainsi l'aménagement de plateformes fixes (**figure 65b**). Le chenal étant relativement étroit pour le golfe du Saint-Laurent, il serait plausible d'envisager la mise en place d'une plateforme fixe à environ 30 km à l'ouest du champ d'hydrocarbures, dans une zone où la profondeur du fond marin est d'une centaine de mètres. Une situation similaire est observée dans des projets tels que Cottonwood, Longhorn, Troika et Tahoe (golfe du Mexique), où les champs sont situés à des profondeurs du fond marin variant de 450 à 900 m et où des plateformes fixes ont été installées à des profondeurs du fond marin allant de 85 à 405 m, à une distance se situant entre 20 et 30 km du gisement (**Offshore Technology, 2013**). Il y a cependant des activités de pêche et des habitats importants pour le zooplancton et les invertébrés benthiques à cette profondeur (**Genivar, 2013**). On peut y anticiper des conflits d'usage entre les activités d'exploitation d'hydrocarbures et la pêche, de même que la possibilité d'impacts environnementaux plus dommageables (voir la **section 4.2** sur les impacts).

D'autres options d'exploitation pourraient être envisagées dans le contexte du golfe du Saint-Laurent. Par exemple, un système de production entièrement sous-marin serait concevable, comme dans le cas du projet Snøhvit, dans la mer de Barents, au nord de la Norvège. Le contrôle de la température des hydrocarbures et de la formation d'hydrates de gaz dans les pipelines sur une grande distance dans des eaux froides et à des profondeurs importantes est toutefois un aspect limitant l'installation de ce genre de structures (Bai et Bai, 2012).

En milieu peu profond (moins 200 m), comme sur le plateau Madelinien, des unités de production fixes pourraient être installées. La présence potentielle d'hydrocarbures à proximité des côtes pourrait suggérer l'utilisation d'autres types d'unités de production, comme des installations terrestres avec *forages directionnels*, la création d'*îles artificielles*, des structures gravitaires ou des jetées.

Activités d'exploitation d'hydrocarbures dans l'est du Canada, en zone arctique et en mer du Nord

Les structures actuellement en production au Canada se situent à faible profondeur (moins de 100 m) et utilisent des plateformes fixes, des plateformes autoélevatrices et des FPSO (CNSOPB, 2013; CNLOPB, 2013). La compagnie Corridor Resources envisage d'utiliser une installation de production FPSO dans le cas d'une découverte de pétrole brut du côté terre-neuvien de la cible exploratoire Old Harry (Corridor Resources, 2012).

Les installations de production en zone subarctique et arctique sont principalement des *îles artificielles*, des structures gravitaires et des FPSO (tableau 11). Elles se situent en mer d'Okhotsk, en Russie, dans la mer de Barents au nord de la Norvège et de la Russie Occidentale, dans les Grands Bancs au large de Terre-Neuve et dans la mer de Beaufort au nord de l'Alaska. Les premières installations de production installées en zone arctique/subarctique sont les plateformes fixes du golfe de Cook (sud de l'Alaska), qui datent de 1958. La plupart des autres installations sont relativement récentes et datent des années 2000. Le nombre de puits des installations de production répertoriées varie de 6 à 101, pour une moyenne de 42 puits. Les productions maximales journalières peuvent atteindre 220 000 barils de pétrole brut par jour (Hibernia) et 51 millions de m³ de gaz naturel par jour (Lunskoye). À titre comparatif, les productions journalières de pétrole brut de l'Arabie Saoudite en 2008 et du Canada en 2011 étaient, en moyenne, de 11 et 3,7 millions de barils de pétrole brut respectivement (Ayoub, 2013; EIA, 2013). La production journalière de gaz naturel du Canada était de 18 milliards de m³ en 2010 (EIA, 2013).

La plupart des installations de production se trouvent à faible profondeur (moins de 120 m). À très faible profondeur (moins de 6 m), des *îles artificielles* sont utilisées pour l'extraction de pétrole brut dans la mer Caspienne et la mer de Beaufort. On retrouve à faible profondeur (moins de 60 m) des plateformes fixes gravitaires en acier conçues pour supporter la présence d'un couvert de glace modéré dans la mer d'Okhotsk et dans le golfe de Cook. À des profondeurs du fond marin plus importantes (jusqu'à 100 m), on retrouve des structures gravitaires en béton au large de Terre-Neuve (Hibernia; Hebron en cours d'installation), conçues pour résister à la présence d'icebergs et d'un couvert de glace de première année modéré.

Dans la mer de Barents, les installations de production Shtokman (gaz naturel) et Goliat (pétrole brut) se situent à des profondeurs du fond marin allant de 320 à 400 m. Les unités Goliat (FPSO) et Shtokham (plateforme semi-submersible à câbles tendus-TLP ou SPAR) ne sont pas encore en production. Ces unités sont conçues pour résister au couvert de glace et aux conditions hivernales (figures 62 et 63).

Les unités de gaz naturel Snøhvit dans la mer de Barents (350 m de profondeur; figure 64) et Kirinskoye dans la mer d'Okhotsk (90 m de profondeur) sont entièrement sous-marines. Les

arbres de Noël (« wet tree ») sont reliés à un *collecteur-distributeur* relié électriquement et hydrauliquement à une station terrestre par une liaison ombilicale afin de contrôler l'ouverture et la fermeture des valves (**Pettersen, 2011**; **DJN, 2012**).

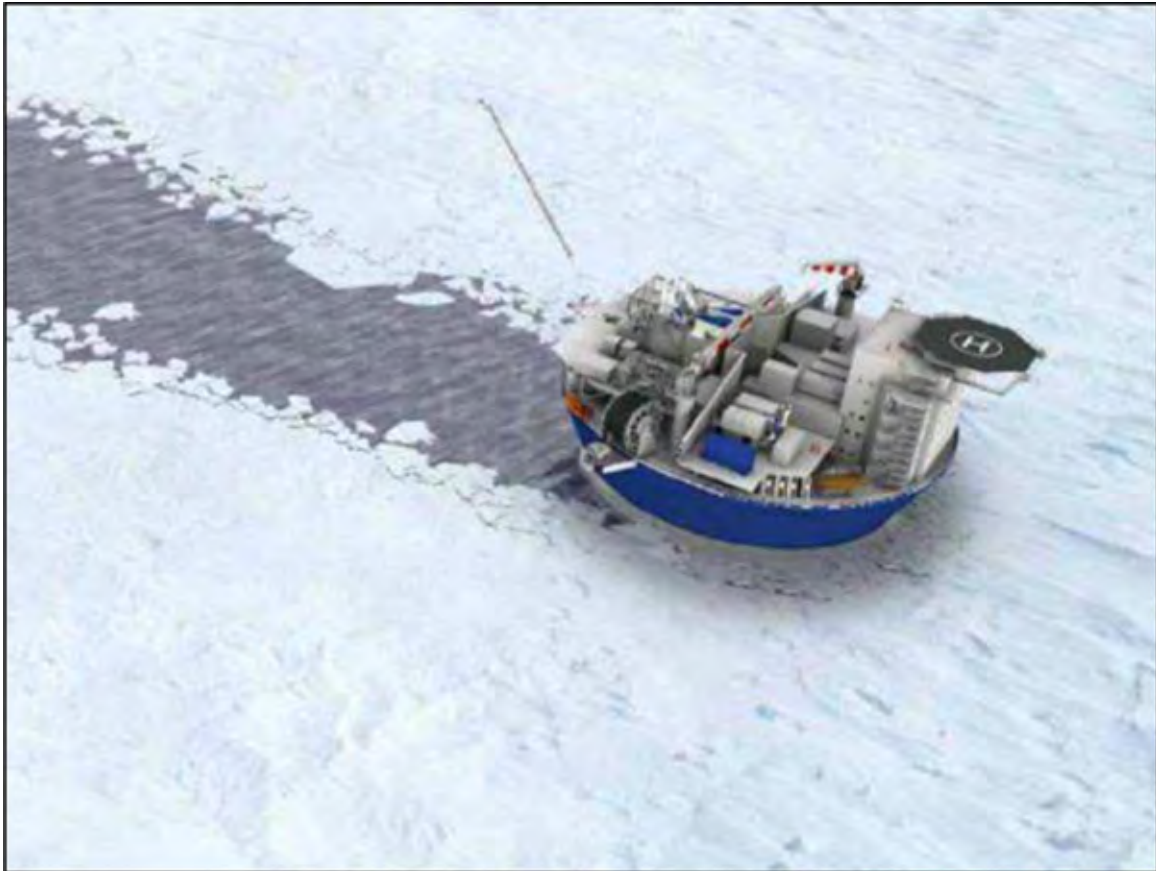


Figure 62 Installation FPSO Goliat dans la mer de Barents (Gudmestad, 2010)

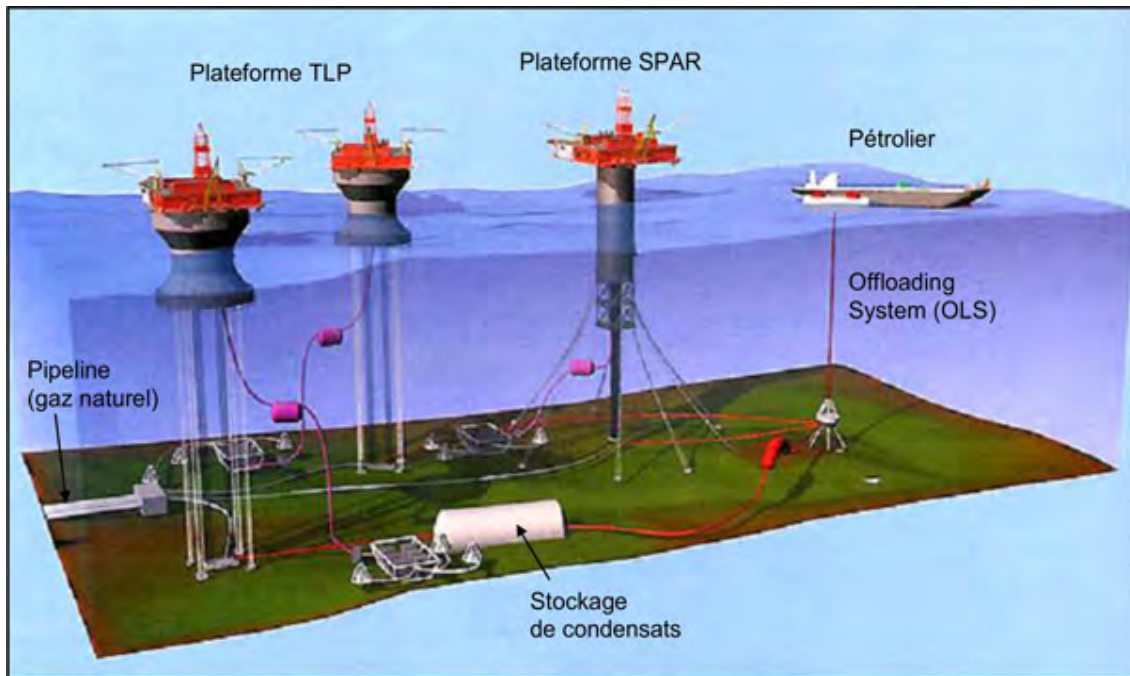


Figure 63 Options d'installations de production pour le projet Shtokman (Offshore Technology, 2013)

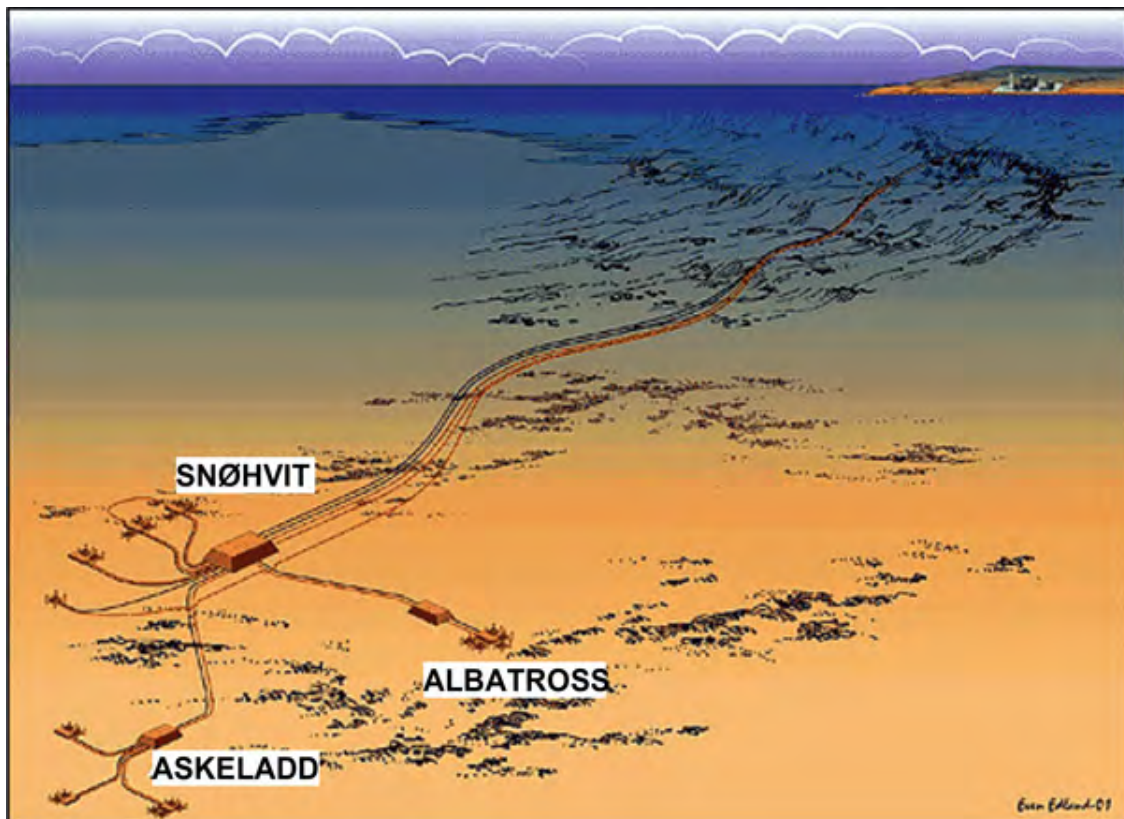


Figure 64 Installation de production Snøhvit entièrement sous-marine dans la mer de Barents (Offshore Technology, 2013)

Tableau 11 Caractéristiques des principaux projets d'exploitation d'hydrocarbures en zone arctique/subarctique (traduit et modifié de DeGeer et al., 2012)

Mer/Golfe	Projet	Exploitant	Année	Prof. m	Unité de production	Production maximale pétrole/gaz par jour	Nombre de puits	Traitement des HC	Transport
Okhotsk	Arkutun Dagi	Exxon Neftgaz	2014	35	Structure gravitaire	90 000 barils/j; 1 700 m ³ /j	45	Terrestre	Dry tree; pipeline multiphase renforcé
	Orlan	Exxon Neftgaz	2008	15	Structure gravitaire	94 000 barils/j	20	Terrestre	Dry tree; pipeline multiphase renforcé
	Piltun PA-A	Sakhalin Energy	1999	30	Structure gravitaire	90 000 barils/j; 2 000 000 m ³ /j	32	Séparation <i>in situ</i>	Dry tree; pipeline pétrole et gaz
	Piltun PA-B	Sakhalin Energy	2007	30	Structure gravitaire	70 000 barils/j; 2 800 000 m ³ /j	45	Séparation <i>in situ</i>	Dry tree; pipeline pétrole et gaz
	Lunskoye	Sakhalin Energy	2008	48	Structure gravitaire	50 000 barils/j; 51 000 000 m ³ /j	27	Séparation primaire <i>in situ</i>	Dry tree; pipeline multiphase renforcé
	Kirinskoye	Gazprom	2012	90	Sous-marin	12 000 000 m ³ /j	6	Terrestre	Wet tree; pipeline
Caspienne	Kashagan	North Caspian	2012	3-6	Île artificielle	370 000 barils/j	-	<i>In situ</i>	Dry tree; pipeline multiphase renforcé; pipeline
Barents	Shtokman	Shtokman dev. AG	-	320-340	Semi-submersible	192 000 000 m ³ /j	88	<i>In situ</i>	Wet tree; riser flexible; pipeline
	Goliat	Eni Norge AS	2014	400	FPSO	100 000 barils/j	22		Wet tree, riser flexible; pétrolier
	Snøhvit	Statoil	2007	250-345	Sous-marin	46 000 000 m ³ /j; 15 000 barils condensats/j; 7 000 barils GPL/j	21	Terrestre	Wet tree, pipeline multiphase renforcé
Grands Bancs	White Rose	Husky Energy	2005	122	FPSO	120 000 barils/j	22	<i>In situ</i>	Wet tree; riser flexible; pétrolier
	Terra Nova	Petro Canada	2002	90-100	FPSO	150 000 barils/j	36	<i>In situ</i>	Wet tree; riser flexible; pétrolier
	Hebron	Exxon Mobil	2017	95	Structure gravitaire	150 000 barils/j	52	<i>In situ</i>	Dry tree; pipeline+riser (OLS); pétrolier
	Hibernia	HMDC/Exxon Mobil	1997	80	Structure gravitaire	220 000 barils/j	80	<i>In situ</i>	Dry tree; pipeline+riser (OLS); pétrolier
Beaufort	Endicott	BP Exploration Alaska	1987	4,3	Île artificielle	115 000 barils/j	101	<i>In situ</i>	Dry tree; pipeline
	Northstar	BP Exploration Alaska	2001	12	Île artificielle	80 000 barils/j	36	<i>In situ</i>	Dry tree; pipeline

Mer/Golfe	Projet	Exploitant	Année	Prof. m	Unité de production	Production maximale pétrole/gaz par jour	Nombre de puits	Traitement des HC	Transport
Cook	Nikaitchuq	Eni Petroleum	2011	2	Île artificielle	28 000 barils/j	52-80	Terrestre	Dry tree; pipeline multiphase renforcé
	Ooguruk	Pioneer Natural resources	2008	2	Île artificielle	20 000 barils/j	40	Terrestre	Dry tree; pipeline multiphase renforcé
	Cook Inlet	UNOCAL, etc.	1958-2000	14-56	Plateformes en acier (17)	20 000 barils/j; 16 000 000 m ³ /j	-	<i>In situ</i>	Dry tree; pipeline

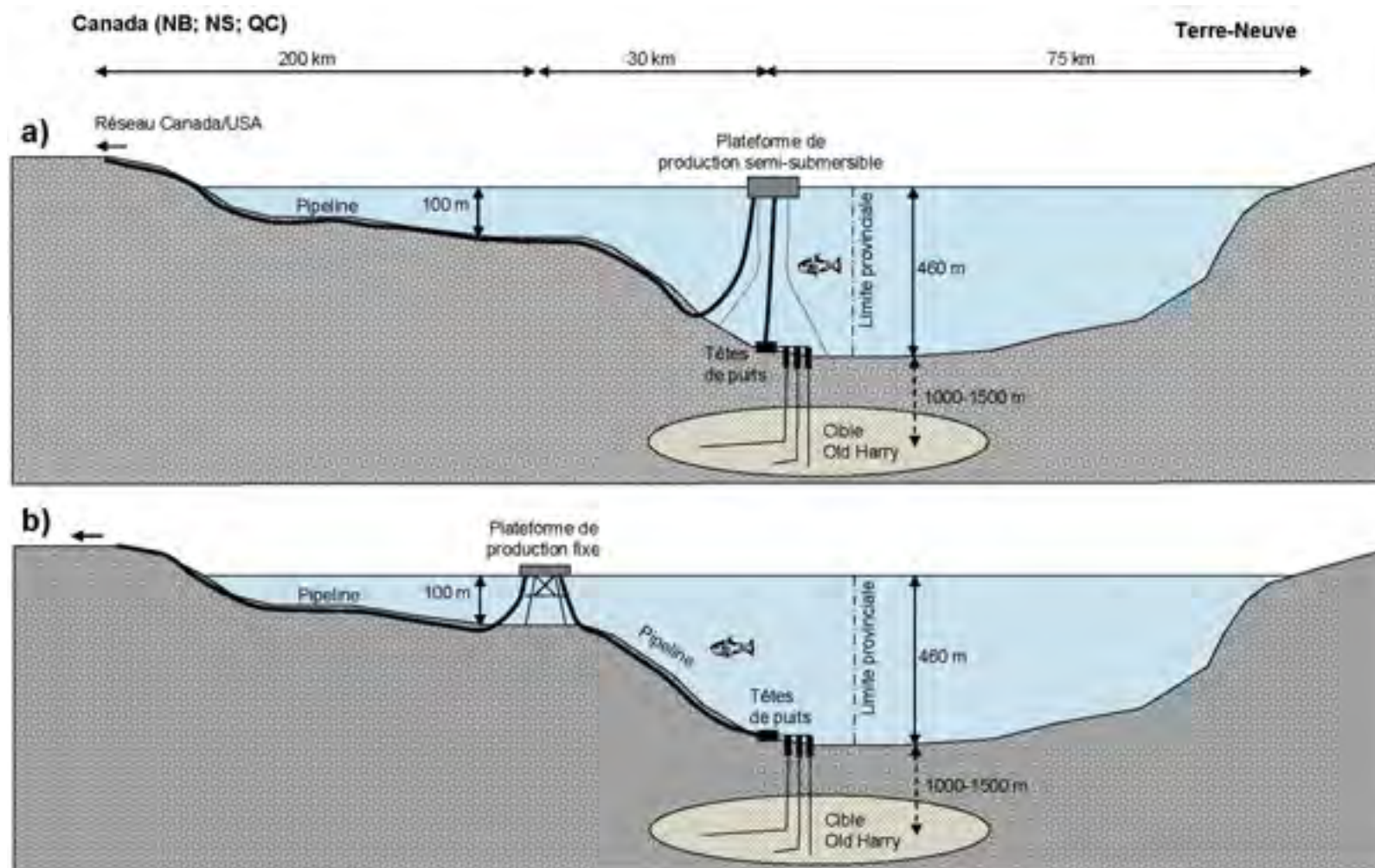


Figure 65 Exemples de stratégies d'exploitation possibles de la cible exploratoire Old Harry

3.5 Production et transport

Lorsque le système de production a été installé, le projet peut passer à l'étape de production, c'est-à-dire l'extraction, le traitement, le stockage, le transport des hydrocarbures vers le milieu terrestre, ainsi que le traitement et l'élimination des rejets de production (**figure 66**).

3.5.1 Extraction et traitement des hydrocarbures

Les hydrocarbures des réservoirs sont extraits en vue de leur traitement et de leur transport. Ils peuvent remonter naturellement à la surface sous l'effet de la pression de fond dans le *gisement*. Il s'agit de la récupération primaire qui constitue généralement la première étape de production d'un puits de pétrole conventionnel. Le gaz naturel étant plus léger que l'air, il remonte de lui-même sans assistance, une fois libéré de la formation géologique qui le retient.

L'extraction des hydrocarbures peut aussi demander des techniques additionnelles lorsque la ressource est emprisonnée dans la structure géologique (gaz et pétrole de schiste) ou lorsque la pression dans la nappe n'est pas suffisante. On effectue alors une récupération assistée. Plusieurs méthodes permettent d'améliorer la remontée du pétrole brut ou du gaz naturel à la surface :

- l'injection de gaz (typiquement du gaz naturel recyclé produit par le puits) visant à réduire le poids et la viscosité des hydrocarbures (**figure 67**);
- l'utilisation de pompes situées au fond du puits (**figure 68**) ou à la tête du puits;
- l'injection de gaz (air, azote, CO₂, gaz naturel) ou d'eau salée dans des puits auxiliaires afin de maintenir le réservoir sous pression;
- l'acidification ou la fracturation hydraulique du réservoir (**Devold, 2010**).

Les pompes submersibles sont utilisées lorsque le ratio gaz naturel sur pétrole brut est élevé, tandis que l'injection de gaz se fait lorsque le ratio gaz naturel sur pétrole brut est faible. Ces méthodes s'appliquent particulièrement à des hydrocarbures lourds à une grande profondeur ou à des hydrocarbures légers à une très grande profondeur qui possèdent des teneurs en eau de formation importantes (**Bai et Bai, 2012**).

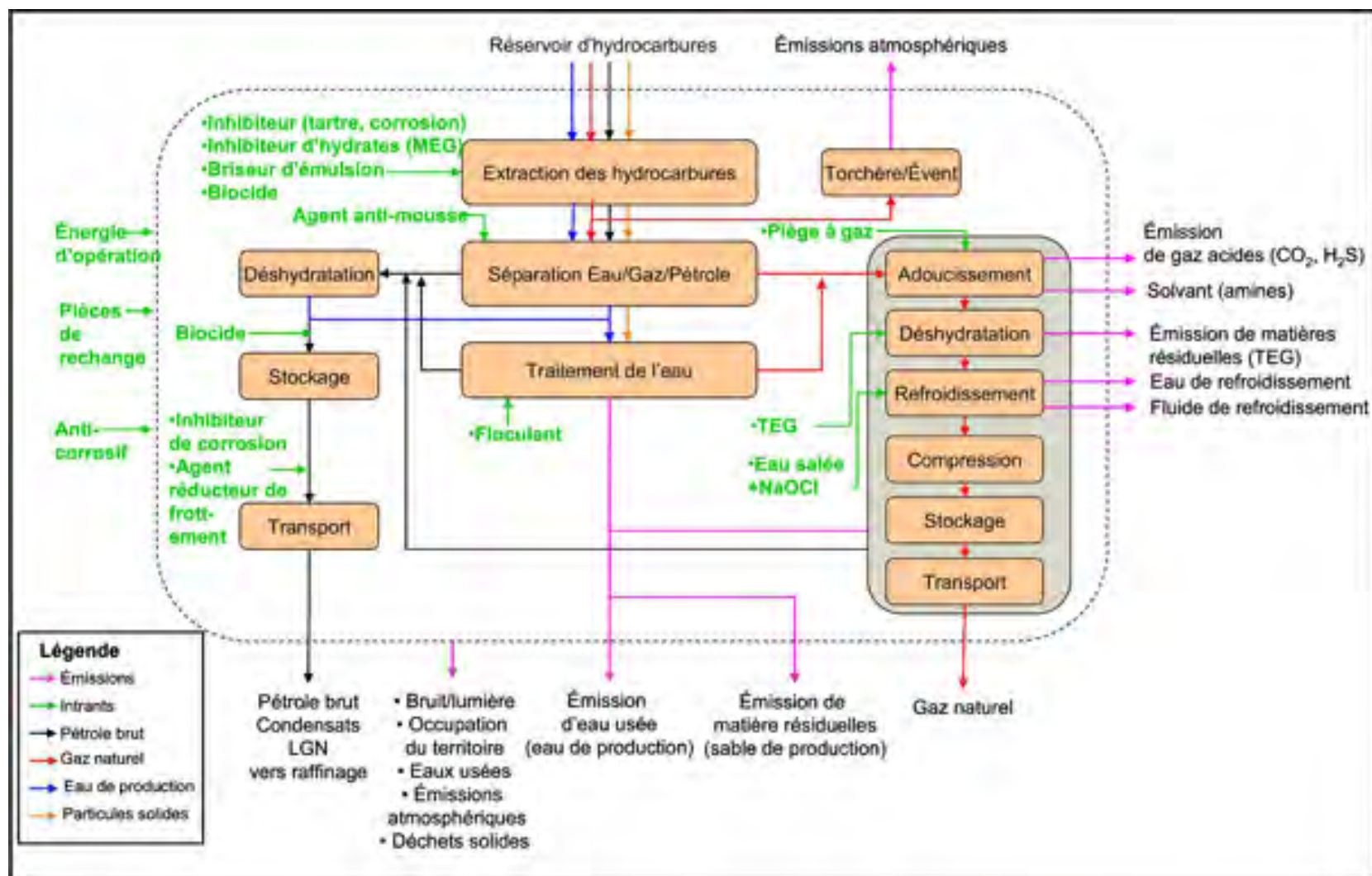


Figure 66 Principales étapes opérationnelles et flux de la phase de production d'un champ d'hydrocarbures en milieu extracôtier

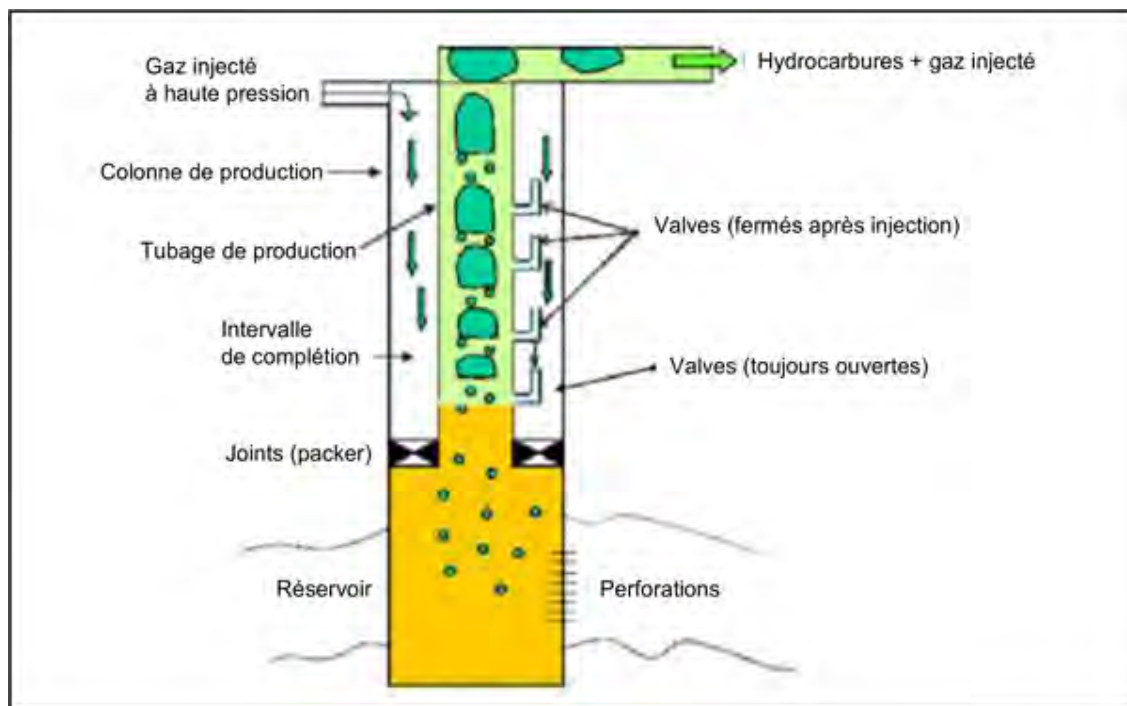


Figure 67 Principe de remontée d'hydrocarbures par injection de gaz (traduit de Bai et Bai, 2012)

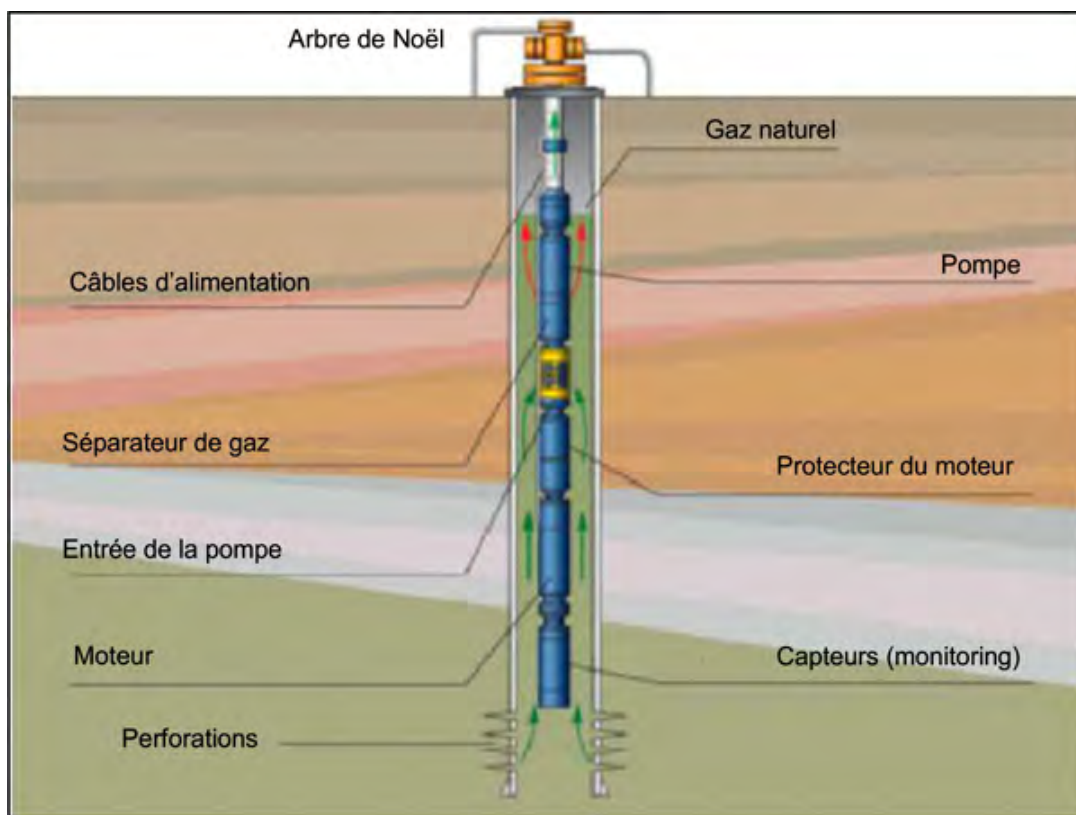


Figure 68 Pompe submersible pour supporter la remontée d'hydrocarbures (Bai et Bai, 2012)

Un certain nombre de produits chimiques sont utilisés lors de l'étape d'opération (**figure 66**). Ces produits sont injectés à la *tête du puits* (inhibiteurs de tartre et de corrosion, briseurs d'émulsion, inhibiteurs d'hydrates de gaz) lors des étapes de séparation eau-gaz-condensats-pétrole et de traitement des hydrocarbures (agents anti-mousse, floculants, biocides, pièges à gaz, etc.) ou lors du stockage et du transport final (inhibiteurs de corrosion, biocides, agents réducteurs de frottement; **tableau 12**) [Devold, 2010; Thatcher et al., 2005]. Ainsi, une partie de ces produits se retrouve dispersée dans les hydrocarbures traités et une autre partie, dispersée dans l'*eau de production*. De nombreux produits commerciaux composés des produits chimiques listés au **tableau 12** sont vendus sur le marché. Le CEFAS (2013) a publié une liste de nombreux produits utilisés par les compagnies d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier.

Tableau 12 Principaux composés chimiques des produits utilisés lors de l'étape de production (tiré de CEFAS, 2013, et de fiches techniques sur la sécurité des substances)

Étape	Type	Fonction	Composés chimiques possibles
Extraction	Inhibiteur de tartre (scale inhibitor)	Limiter les dépôts dans les conduites	- polymère acrylique (polyacrylates); - acide phosphonique; - acide polymaléique
	Inhibiteur de corrosion (corrosion inhibitor)	Limiter la corrosion des équipements et du <i>tube prolongateur</i>	- pyridine, - imidazoline, - organophosphorés (esther d'acide phosphorique)
	Briseur d'émulsion (demulsifier)	Briser les émulsions huile-eau afin de faciliter la séparation	- 2-éthyl-1-hexanol; - 2-butoxyéthanol
	Inhibiteur d'hydrates de gaz (gas hydrate inhibitor)	Empêcher la formation d'hydrates de gaz entre la <i>tête du puits</i> et l'unité de traitement	- méthanol; - diéthylène glycol (DEG), - monoéthylène glycol (MEG); - triéthylène glycol (TEG)
Séparation et traitement	Agent anti-mousse (antifoam)	Limiter la formation de mousse (émulsion) dans le séparateur et accélérer la séparation du gaz	- silicone (polysiloxanes); - siloxanes (polydiméthylsiloxane, - trifluoropropylméthylsiloxane)
	Biocides	Limiter la prolifération bactérienne (notamment la formation de H ₂ S)	- glutaraldéhyde, - éthylène glycol, - Sulfate de tétrakis(hydroxyméthyl)phosphonium (THPS), - chlorure de tributyltétradécylphosphonium (TTPC), - 2-bromo-2-nitropropane-1,3-diol (Bronopol), - 2,2-dibromo-3-nitrilopropionamide (DBNPA)
	Piège à gaz (scavenger)	Séparer le gaz naturel des autres gaz associés (H ₂ S et CO ₂)	- monoéthanolamine, - diéthanolamine
	Inhibiteur de corrosion (corrosion inhibitor)	Réduire la corrosion des pipelines	- pyridine, - imidazoline, - organophosphorés (esther d'acide phosphorique)
Transport	Biocides	Limiter la prolifération	- glutaraldéhyde,

Étape	Type	Fonction	Composés chimiques possibles
		bactérienne (notamment la formation de H ₂ S)	- éthylène glycol, - sulfate de tétrakis(hydroxyméthyl)phosphonium (THPS), - chlorure de tributyltétradécylphosphonium (TTPC), - 2-bromo-2-nitropropane-1,3-diol (Bronopol), - 2,2-dibromo-3-nitrilopropionamide - polymères
	Agent réducteur de frottement (drag reducing agent)	Réduire la turbulence du pétrole brut dans les pipelines	

L'apparition d'hydrates de gaz est critique dans la section située entre la *tête du puits* et l'unité de séparation des hydrocarbures bruts. La formation d'hydrates de gaz peut survenir en tout temps dans les conduites, notamment lorsque les distances à parcourir par le fluide extrait sont longues et que la température de l'eau de mer entourant les conduites est basse. Les cas les plus problématiques surviennent surtout lorsque, en arrêt de la production, la température du fluide extrait descend à la température de l'eau de mer. La formation d'hydrates de gaz à de telles températures peut boucher des sections de conduites. Les hydrates de gaz sont des structures cristallines hydratées piégeant des molécules de méthane ou de CO₂, mais aussi d'azote, de H₂S ou de molécules d'hydrocarbures de C₂ à C₈ (**figure 69**). La formation d'hydrates de gaz est favorisée à de faibles températures et fortes pressions en présence d'eau et d'hydrocarbures légers (**Bai et Bai, 2012**).

Plusieurs solutions permettent de limiter la formation d'hydrates de gaz, comme le maintien de températures élevées dans les conduites, la dépressurisation du fluide ou l'ajout d'additifs tels que du glycol ou du méthanol. La **figure 70** montre que pour de faibles températures et de fortes pressions, la formation d'hydrates de gaz est favorisée et que l'ajout d'inhibiteurs peut permettre de déplacer la courbe d'apparition des hydrates de gaz. Les quantités ajoutées varient en général de 0,7 à 1 m³ de méthanol ou méthylène glycol par m³ d'eau de formation (**Bai et Bai, 2012**). Le méthanol peut être recyclé, mais une partie va se retrouver dans l'eau de production.

Une autre option consiste à chauffer le *tube prolongateur* et les conduites entre la *tête du puits* et l'unité de séparation afin de limiter la formation d'hydrates de gaz. Pour les réservoirs de gaz naturel, on privilégie en général l'injection en continu d'inhibiteurs à faibles doses, car le contenu en eau de formation est faible. Pour le pétrole brut, les conduites sont en général isolées thermiquement et des inhibiteurs sont utilisés lors des arrêts de production.

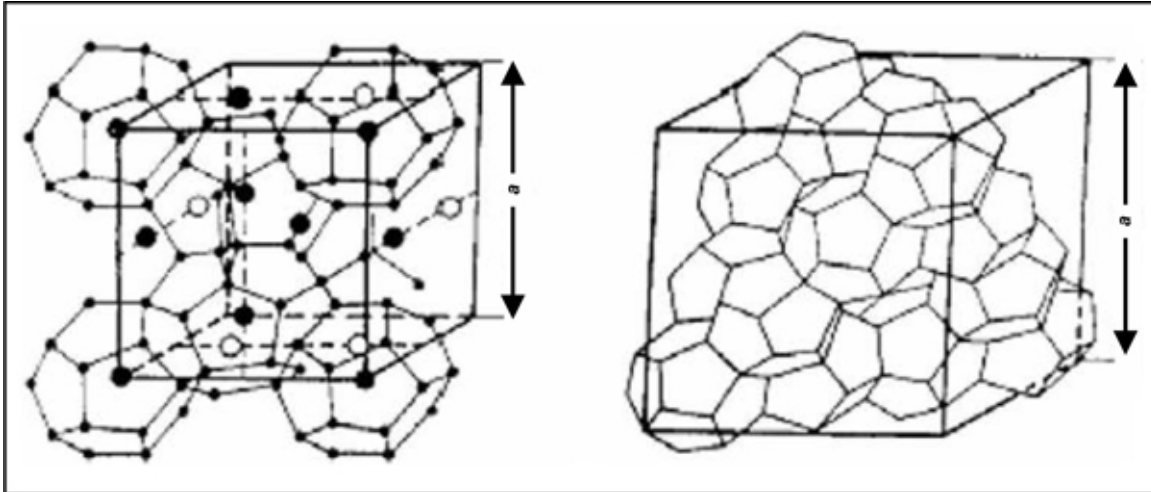


Figure 69 Hydrate de gaz typique formé par les systèmes de production de pétrole brut et de gaz naturel; structure cristalline de molécules d'eau piégeant une molécule de gaz, le plus souvent du méthane ou du CO₂ (Bai et Bai, 2012)

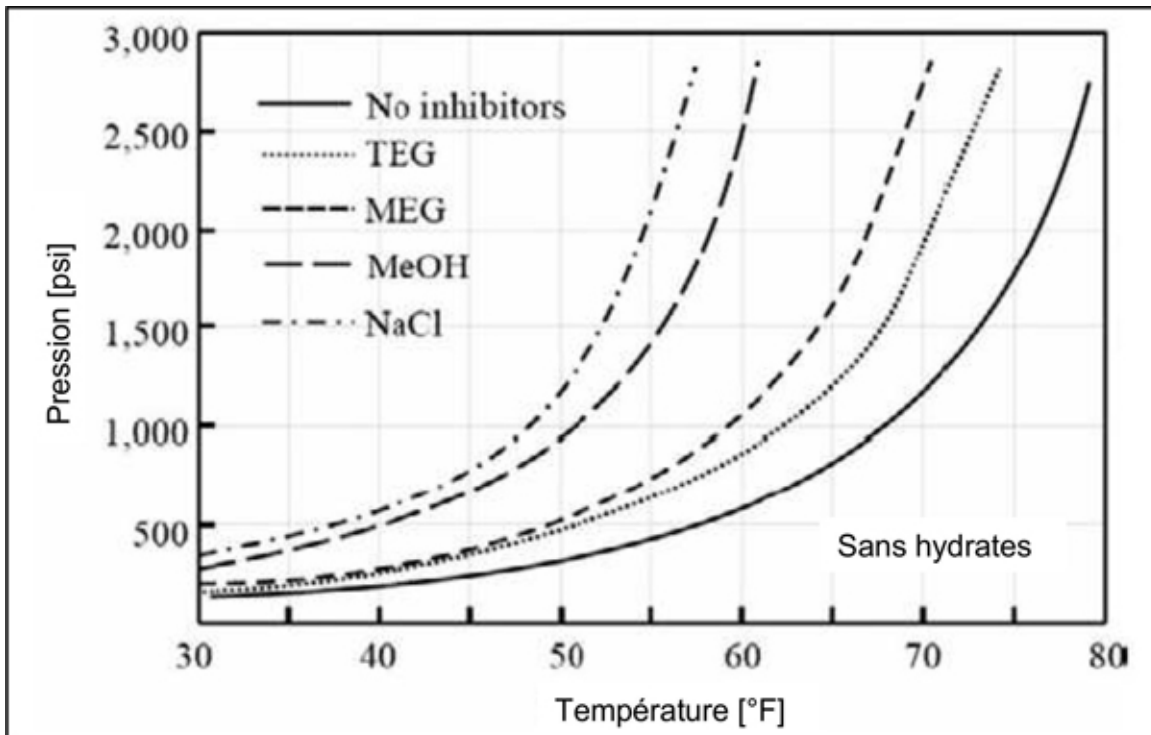


Figure 70 Effet des inhibiteurs sur la formation d'hydrates de gaz; TEG – triéthylène glycol, MEG – méthylène glycol; MeOH – méthanol (Bai et Bai, 2012)

Le prétraitement minimal des hydrocarbures en mer consiste en une séparation des différentes phases contenues dans le mélange extrait du puits (gaz naturel/pétrole brut/condensats/eau de production/sable de production/gaz associés) et en une déshydratation du gaz naturel afin d'éviter la corrosion des pipelines et la formation d'hydrates de gaz lors du transport (EnCana, 2006). Pour le gaz naturel, un traitement complet *in situ* est privilégié afin d'éviter d'être muni d'une structure en milieu extracôtier pour l'extraction et d'une autre structure terrestre pour le traitement (EnCana, 2006).

Plusieurs méthodes sont utilisées pour la séparation des hydrocarbures bruts, la plus courante étant la séparation gravitaire qui fait intervenir les différences de densité des fluides et solides extraits pour ensuite les rediriger vers d'autres installations de stockage, de traitement ou d'élimination (**figure 71**).

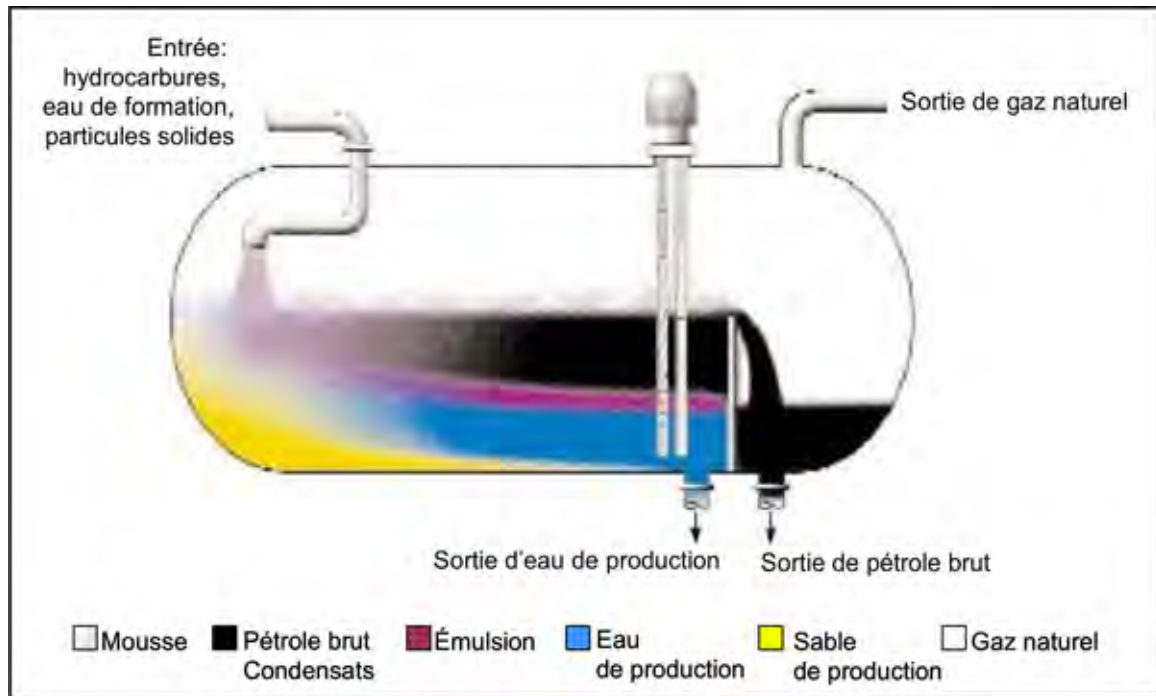


Figure 71 Séparateur gravitaire (traduit de Prescott, 2012)

Un traitement complémentaire est en général réalisé pour le gaz naturel brut, lorsque ce dernier est valorisé, afin d'éliminer les impuretés et d'atteindre une qualité requise pour son transport. La première étape, l'adoucissement, est une étape d'enlèvement de certains *gaz associés* lorsque du H_2S ou du CO_2 se trouvent dans le *gisement* (**figure 72**). L'enlèvement du H_2S et CO_2 est souvent réalisé par absorption sur des amines, le plus souvent du monoéthanolamine (**Devold, 2010**). Le gaz naturel brut traverse le solvant dans une tour d'absorption qui capte le CO_2 et le H_2S . Le solvant est par la suite régénéré dans un stripper par contact avec de la vapeur par circulation forcée à contre-courant (**Devold, 2010**).

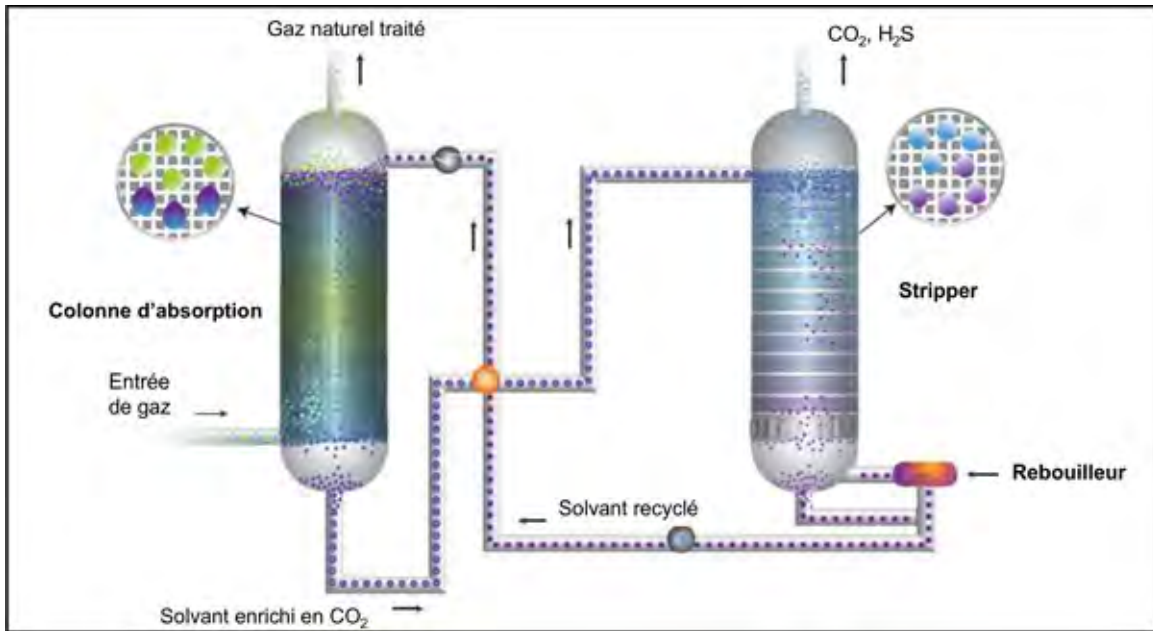


Figure 72 Procédé d'absorption des gaz associés (CO2CRC, 2013)

Le gaz naturel doit par la suite être déshydraté afin d'atteindre un certain contenu en eau, par exemple de 65 mg d'eau par m³ de gaz naturel pour un transport par pipeline (TransCanada, 2013), et afin d'éviter la corrosion du compresseur (Devold, 2010). Le procédé de déshydratation le plus courant est l'adsorption sur du triéthylène glycol (TEG) dans une colonne d'absorption (figure 73). Le triéthylène glycol peut être recyclé par enlèvement de l'eau et du pétrole brut absorbé dans un rebouilleur (Devold, 2010).

Si les teneurs en hélium dans le gaz naturel sont importantes (au moins 0,3 % en volume), ce gaz peut être un sous-produit valable à récupérer lors de la production de gaz naturel. Ce gaz peut-être récupéré par cryogénie, c'est-à-dire en abaissant suffisamment la température du gaz naturel pour le liquéfier et le séparer de l'hélium resté sous forme de gaz (point de liquéfaction plus faible que le gaz naturel).

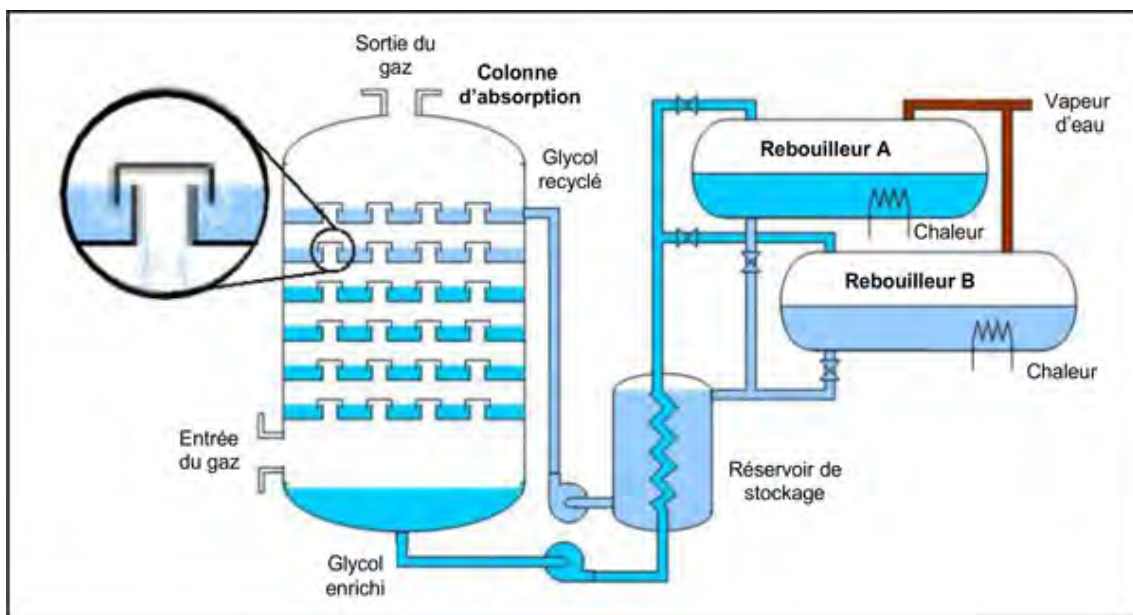


Figure 73 **Système de déshydratation du gaz naturel au triéthylène glycol** (traduit de Devold, 2010)

Le gaz naturel est ensuite refroidi par échange thermique avec un fluide de refroidissement (souvent de l'eau pure avec de l'éthylène glycol), puis le fluide de refroidissement est lui-même refroidi avec de l'eau de mer (**figure 74; Devold, 2010**). Le refroidissement du gaz naturel va faciliter la compression du gaz et permettre d'atteindre une température du gaz naturel acceptable, par exemple inférieure à 50 °C, pour un transport par pipeline (**TransCanada, 2013**). Afin d'éviter la prolifération bactérienne et la corrosion des échangeurs de chaleur, des inhibiteurs de corrosion et biocides peuvent être utilisés. Le gaz naturel est ensuite compressé (3 à 5 MPa) en vue d'un transport par gazoduc. Il peut aussi être liquéfié par abaissement de température afin d'avoir un volume environ 600 fois moindre en vue d'un transport par méthaniers (**Devold, 2010**). Plusieurs types de compresseurs peuvent être utilisés pour la compression du gaz naturel, notamment le compresseur centrifuge, le compresseur axial ou le compresseur alternatif (**Devold, 2010**).

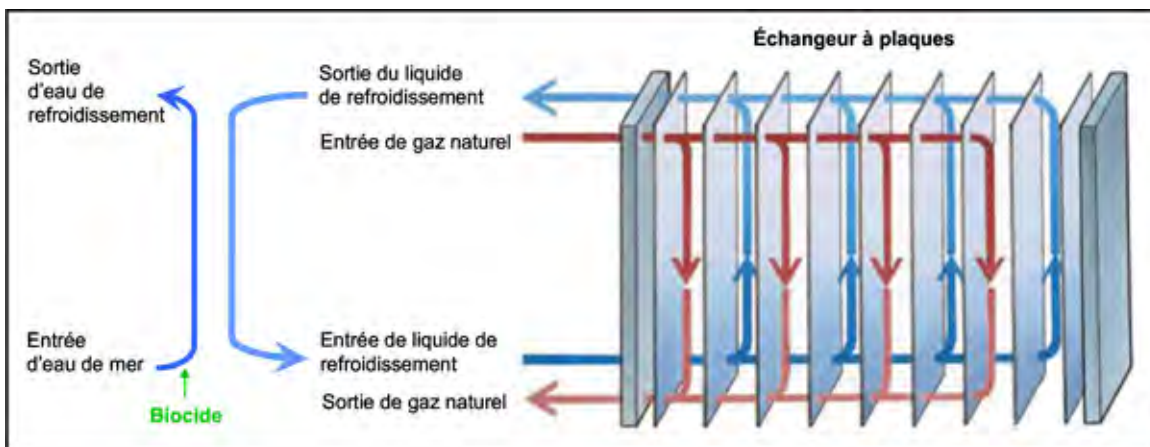


Figure 74 **Procédé de refroidissement du gaz naturel avant sa compression** (d'après Devold, 2010)

Le pétrole brut ou les *condensats* issus de l'étape de séparation peuvent être déshydratés par un coalesceur électrostatique afin d'atteindre des teneurs en eau inférieures à 0,1 % (**Devold, 2010**). Le principe de la séparation est de rompre les émulsions huile-eau à l'aide d'un champ électrique afin d'augmenter la taille des gouttelettes d'eau et de permettre leur séparation avec la phase huile (**figure 75**).

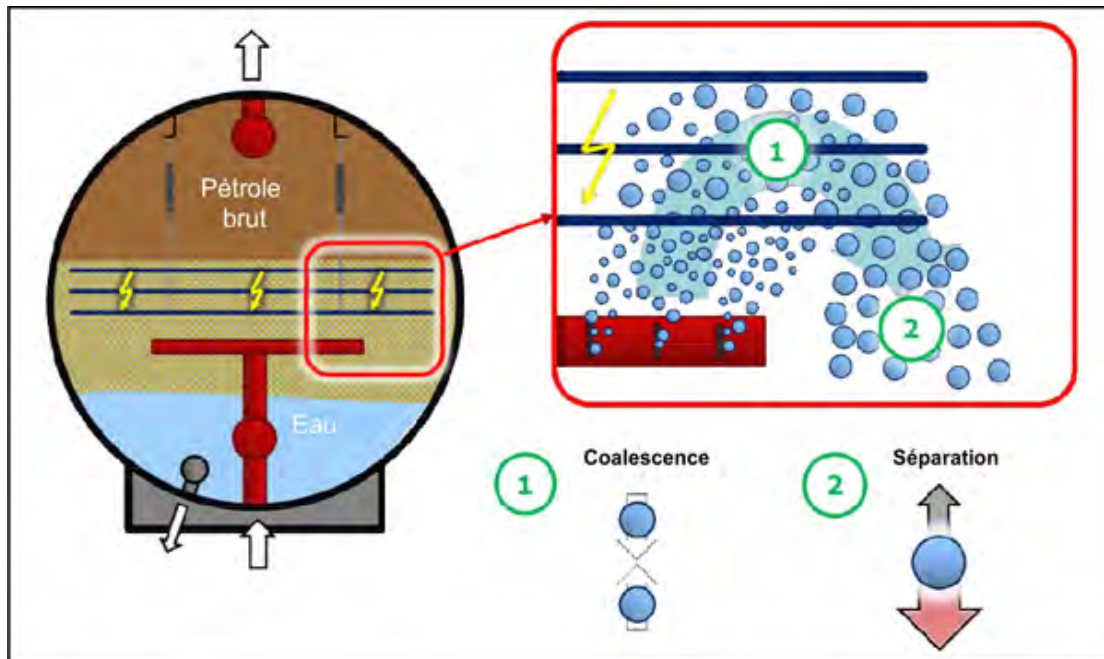


Figure 75 Principe de la séparation électrostatique du pétrole brut (Frames, 2013)

Hypothèses d'extraction et de traitement d'éventuels hydrocarbures présents au niveau de la cible exploratoire Old Harry

Les études de la Commission géologique du Canada au sujet des cibles exploratoires localisées dans des dômes de sel du bassin de Madeleine du golfe du Saint-Laurent laissent présager la présence de gaz naturel sous forme conventionnelle. À l'étape de l'exploitation, il est plausible de considérer que le gaz naturel va remonter naturellement à la surface. Dans le cas moins probable de présence de pétrole brut léger pour ces cibles, des techniques additionnelles d'extraction pourraient être requises afin de récupérer ce type de pétrole brut. Son extraction pourrait nécessiter moins d'énergie qu'un pétrole brut lourd. Dans un tel cas, des pompes électriques submersibles pourraient être utilisées, comme dans le cas du *gisement* Cohasset/Panuke, situé au large de la Nouvelle-Écosse.

En se basant sur les caractéristiques du projet de l'île de Sable (voir la **section 2.2**) afin d'évaluer les procédés de traitement potentiels pour les hydrocarbures des cibles exploratoires de dômes de sel comme Old Harry, les teneurs en H_2S seraient négligeables (0,00 % molaire; gaz non corrosif) et les teneurs en CO_2 varieraient entre 1,5 et 2 % molaire, ce qui ne nécessiterait pas d'adoucissement si l'on considère un objectif en CO_2 de 2 % dans le gaz naturel traité pour son transport par pipeline (**TransCanada, 2013**). Ces indications doivent être prises avec prudence puisqu'aucun forage n'a pour l'instant été réalisé dans la cible exploratoire Old Harry, de sorte qu'il est impossible de connaître les caractéristiques des hydrocarbures présents dans cette cible.

Les cibles exploratoires de pétrole de schiste dans le nord du golfe (formation de Green Point; île d'Anticosti) nécessiteraient des techniques de fracturation afin d'extraire ce pétrole non conventionnel.

Extraction et traitement des hydrocarbures dans l'est du Canada

- Pour le projet de l'île de Sable, un prétraitement du gaz naturel brut et des *condensats* en milieu extracôtier est exercé avant d'achever le traitement en milieu terrestre (**Exxon Mobil, 2010**). Des étapes de déshydratation (adoucissement non requis) et de compression du gaz naturel (technologie typique) sont effectuées avant son transport. Un coalesceur électrostatique est utilisé pour le traitement des *condensats*.
- La plateforme Cohasset/Panuke a utilisé des pompes électriques submersibles installées au fond des *puits de production* pour aider la remontée du pétrole brut léger à la surface (**Lasmo, 1990**). Le prétraitement du pétrole brut en milieu extracôtier s'est fait par séparation gravitaire. Le gaz naturel était utilisé comme combustible pour le fonctionnement de l'installation et l'excès était *mis à la torche*.
- Le projet Deep Panuke prévoit de traiter le gaz naturel brut *in situ* (**EnCana, 2006**). Les étapes d'adoucissement, de déshydratation, de refroidissement et de compression (technologies typiques) devraient y être réalisées. Il est à noter que les teneurs en H₂S (0,18 %) et en CO₂ (3,4 % molaire) du champ gazier Deep Panuke sont importantes. On prévoit utiliser les *condensats* de Deep Panuke sur place comme carburant.
- Les projets Hebron (en cours de réalisation) et White Rose utilisent un coalesceur électrostatique pour la déshydratation du pétrole brut (**Husky Oil, 2001**; **Exxon Mobil, 2011**).

Extraction et traitement des hydrocarbures en zone arctique et en mer du Nord

Les *têtes de puits* des structures gravitaires présentes en zone arctique/subarctique sont localisées en surface (« dry tree ») au niveau de l'unité de production (**tableau 11**). On retrouve des *arbres de Noël* sous-marins (« wet tree ») pour les FPSO, les plateformes semi-submersibles et les unités sous-marines. Le prétraitement des hydrocarbures se fait principalement en milieu extracôtier et consiste en une séparation des hydrocarbures et de l'eau de formation.

Les hydrocarbures de l'installation sous-marine Snøhvit sont traités en milieu terrestre. Les hydrocarbures sont séparés à l'aide d'un sas d'arrivée des racleurs « slugcatcher » et par séparation gravitaire (**figure 76**). Les *condensats* et le gaz naturel sont chauffés avant traitement afin d'éviter la formation d'hydrates de gaz (**Upieks, 2009**). Le CO₂ est séparé du gaz naturel dans une colonne d'adsorption, puis le gaz naturel est déshydraté dans une colonne d'adsorption de méthylène glycol (MEG). Les condensats sont séparés du MEG et ce dernier peut alors être recyclé comme fluide pour injection dans les *têtes de puits*.

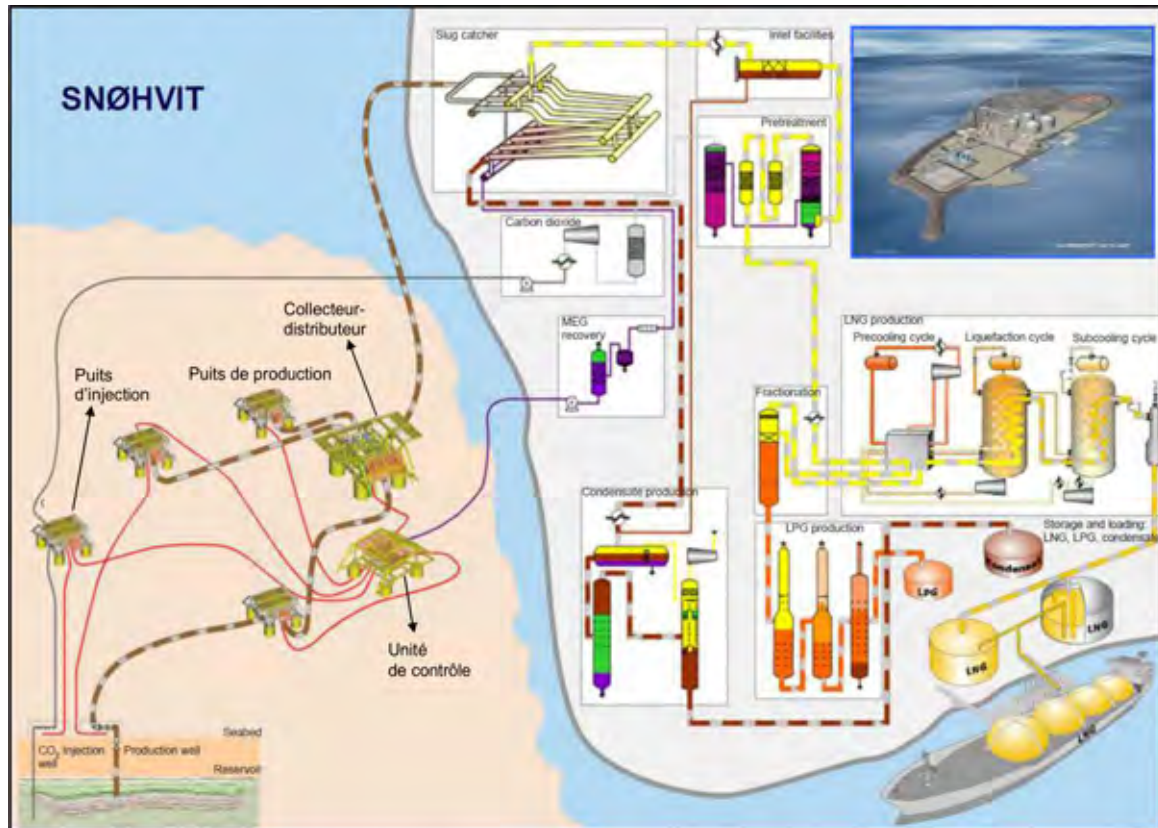


Figure 76 Système de traitement du gaz naturel et des condensats de l'installation de production Snøhvit (Pettersen, 2011)

3.5.2 Traitement des rejets

Les gaz associés obtenus après l'adoucissement du gaz naturel peuvent être éliminés de différentes manières (séquestration dans des formations souterraines, rejet dans l'atmosphère, récupération du soufre; **EnCana, 2006**). Les formes d'élimination les plus courantes sont le rejet dans l'atmosphère et la séquestration du gaz dans des formations appropriées. La séquestration consiste à injecter les gaz comprimés à environ 20 Mpa (**Devold, 2010**) dans un puits d'injection jusqu'à une formation géologique jugée adéquate pour contenir le volume de gaz associés estimé pour toute la durée de vie de l'exploitation. Quand le gaz naturel n'est pas valorisé, il est habituellement mis à la torche, c'est-à-dire brûlé à l'aide d'une torchère en tant que sous-produit d'exploitation du pétrole. Quand les condensats ne peuvent être valorisés ailleurs, ils peuvent être utilisés comme source d'énergie sur le site de production (**EnCana, 2006**).

L'eau de production séparée du pétrole brut ou du gaz naturel peut être traitée et rejetée directement en mer ou bien injectée dans une formation géologique appropriée. L'eau de production peut contenir du pétrole libre, des matières particulaires, des sels, des métaux, des composés radioactifs (voir la **section 4.3**) et des additifs ajoutés aux eaux lors de la production (inhibiteurs, biocides, etc.). La **figure 77** présente un système typique de traitement des eaux de production permettant d'éliminer les particules de sable et le pétrole brut à l'aide d'un hydrocyclone (l'eau épurée est projetée vers l'extérieur de l'hydrocyclone, tandis que les particules et le pétrole brut restent au centre) puis de réduire les teneurs en pétrole brut dans l'eau de production à l'aide d'un dégazeur (remontée de pétrole brut en surface par l'action de gaz).

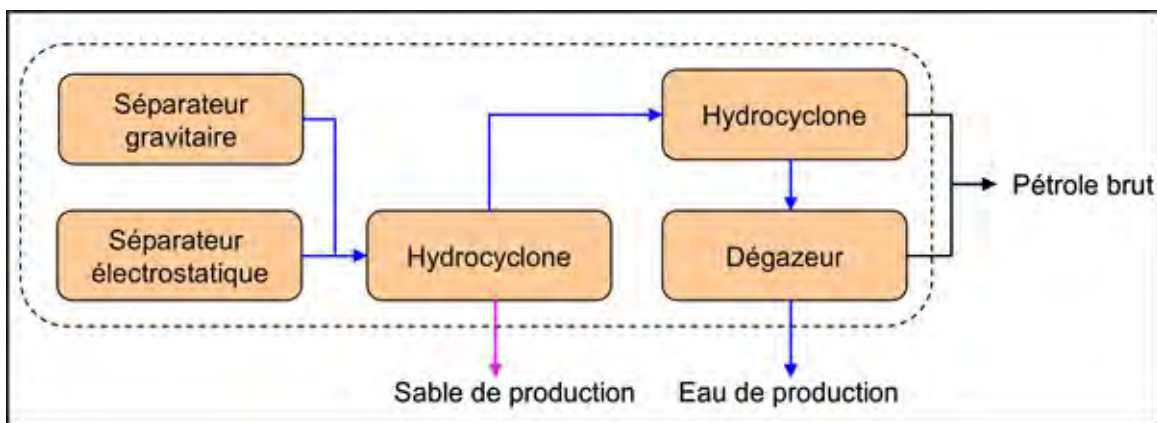


Figure 77 Procédé typique de traitement des eaux de production (adapté et traduit de Devold, 2010)

Lors des phases d'exploration et d'exploitation, on retrouve un certain nombre d'autres émissions et rejets (**Genivar, 2013**) qui sont présentés à la **section 4** :

- Eaux de ruissellement
- Eaux de ballast
- Eaux de refroidissement
- Eaux usées domestiques (eaux grises et noires)
- Déchets solides (p. ex., *sable de production*, ciment, *déchets alimentaires*)
- Fluides du *bloc obturateur de puits*
- Rejets atmosphériques de la combustion du carburant pour la machinerie
- Peintures antisalissures des coques
- Bruit des machineries d'exploration et d'exploitation
- Lumière émise par l'installation

Hypothèses des rejets d'eau de production et de gaz de la cible exploratoire Old Harry

Pour la cible exploratoire Old Harry, si l'on se base sur les caractéristiques des champs Cohasset-Panuke (pétrole léger) et de l'île de Sable (gaz naturel; voir la **section 2.2**), la quantité d'eaux de production pourrait être de 500 m³ d'eau par jour s'il s'agit de gaz naturel, et de 5 600 m³ d'eau par jour s'il s'agit de pétrole brut (**CNSOPB, 2013**). Si l'on se réfère aux caractéristiques des gaz naturels des champs du projet de l'île de Sable, on peut supposer une faible production de gaz associés. Ici encore, ces indications doivent être prises avec beaucoup de prudence puisqu'aucun forage n'a pour l'instant été réalisé dans la cible exploratoire Old Harry, de sorte qu'il est impossible de connaître les caractéristiques d'éventuels hydrocarbures présents dans cette cible.

Gestion des rejets dans l'est du Canada

- L'installation Cohasset/Panuke a utilisé l'eau de production et de l'eau salée pour l'injection en vue de stimuler la production du réservoir (**Lasmo, 1990**).
- Le projet Deep Panuke prévoit de compresser les gaz associés et de les injecter dans une formation souterraine (**EnCana, 2006**). Les eaux de production de Deep Panuke seraient rejetées en mer après enlèvement des hydrocarbures (hydrocyclone) et du gaz H₂S à 1-2 mg/L (stripping) puis refroidissement par mélange avec de l'eau salée.
- Le projet de l'île de Sable utilise un hydrocyclone, un dégazeur, et rejette l'eau de production après traitement dans le milieu marin (**Exxon Mobil, 2010**).

Gestion des rejets en zone arctique et en mer du Nord

En mer du Nord, les *eaux de production* sont la plupart du temps rejetées en milieu marin après traitement, et plus rarement injectées dans des formations souterraines (NEA, 2013). Les *gaz associés* sont rejetés en majeure partie dans l'atmosphère dans le cas des installations en mer du Nord (NEA, 2013). Les formations géologiques de la mer du Nord possèdent des capacités importantes et connues de stockage de gaz (ElementEnergy, 2010). L'installation de gaz naturel Sleipner, en mer du Nord, injecte son CO₂ dans une formation géologique après séparation par adsorption sur des amines (Solomon, 2007). Dans le cas de l'installation Snøhvit, après séparation du gaz naturel, le CO₂ est déshydraté, comprimé et liquéfié, puis transporté par pipeline sur 140 km pour enfin être injecté dans la formation géologique de Snøhvit (Upieks, 2009).

3.5.3 Stockage et transport des hydrocarbures

Le pétrole brut, le gaz naturel ou les *condensats* sont acheminés par pipeline ou par barge/pétrolier/méthanier selon diverses considérations économiques, notamment les distances à parcourir entre le site de forage et le lieu de distribution des hydrocarbures. Si un réseau de pipeline est déjà présent à proximité du site, le transport par pipeline est souvent la solution privilégiée, car il est beaucoup plus économique que le transport par bateau (Genivar, 2013).

Dans le cas du pétrole brut ou des *condensats*, le mode de transport privilégié est le transport par pétrolier. Ce type de transport nécessite une structure de stockage des hydrocarbures extracôtière, comme des unités flottantes de stockage (FSO). Les pétroliers permettant de contenir un grand volume d'hydrocarbures (« supertankers ») sont privilégiés pour de grandes distances afin de réduire les coûts de transport. Des barges peuvent être utilisées pour le transport du pétrole sur des distances moyennes et sont tirées ou poussées par un remorqueur. Les pétroliers côtiers sont de dimensions réduites afin de faciliter les manœuvres dans des passages étroits comme les estuaires. Dans le cadre de la convention Marpol, les pétroliers à double coque seront obligatoires en 2015 afin d'assurer une protection supplémentaire pour réduire les risques de déversements de pétrole brut.

Dans le cas du gaz naturel, le mode de transport actuellement utilisé est le transport par pipeline puisqu'aucun transport par méthaniers de gaz naturel produit en mer n'est pour l'instant réalisé. Le transport de gaz naturel par pipeline est considéré comme le plus sécuritaire. Pour les pipelines, des teneurs maximales en H₂S, en CO₂ et en eau de respectivement 6 à 23 mg/m³ de gaz naturel, 2 % volumique et 65 mg/m³ de gaz naturel sont respectées par TransCanada (2013) afin de réduire la corrosion dans les conduites.

L'installation de pipelines sur le fond marin allant du site de production jusqu'au site de distribution nécessite un navire de pose (figures 78 et 79). Les différentes sections du pipeline sont soudées sur le navire de pose au fur et à mesure de sa progression. Il est aussi possible d'utiliser des pipelines préfabriqués enroulés. La mise en place des pipelines demande l'utilisation de navires ancrés, ce qui implique le labourage du fond marin par des ancres pouvant faire de 12 à 25 tonnes. Les pipelines ont un diamètre variant entre 15 et 120 cm (6 à 48 pouces) et sont déposés sur le fond marin ou, plus généralement, enfouis dans une tranchée à au moins un mètre de profondeur sous le fond marin afin de les protéger du chalutage, des ancrages et des courants marins (Gerwick, 2007). La pose des pipelines est une opération délicate pour l'intégrité des conduites puisque c'est lors de telles opérations que le stress dû au fléchissement du pipeline peut être le plus important et endommager la structure.

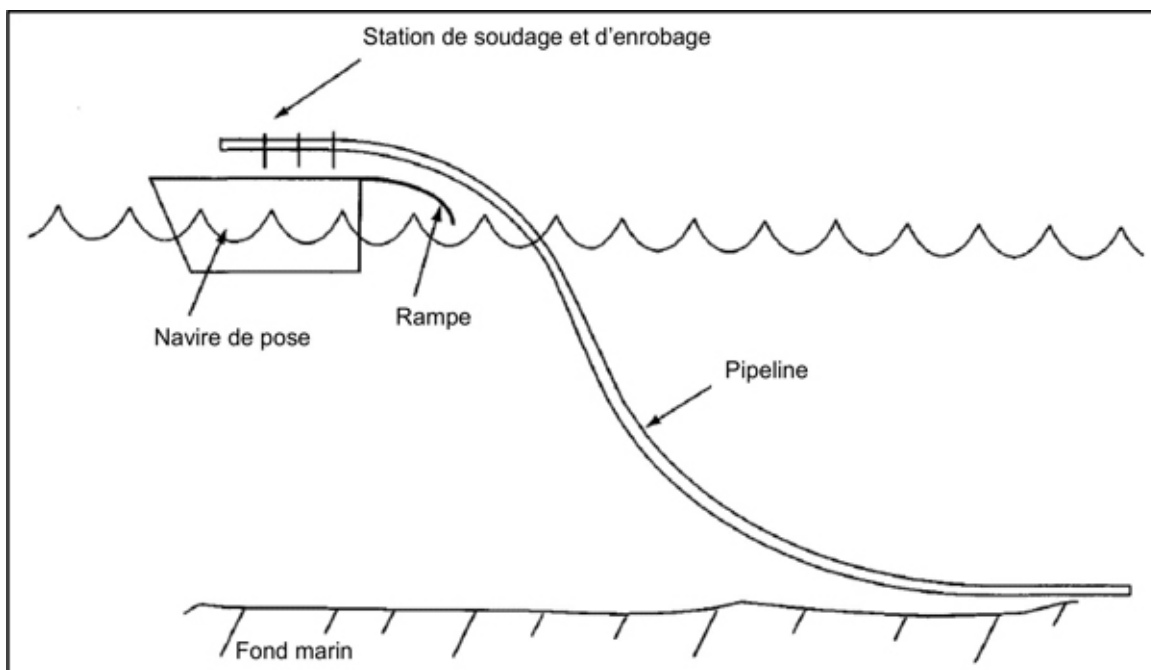


Figure 78 Méthode classique de la pose en S (« S-lay ») de pipelines en milieu extracôtier (Guo et al., 2005)



Figure 79 Navire de pose pour l'installation de pipelines sur le fond marin (EnCana, 2006)

Les principaux enjeux du transport de gaz naturel ou de pétrole brut par pipeline sont :

- la formation d'hydrates de gaz;
- le dépôt d'asphaltène ou de paraffine sur les parois des pipelines pour du pétrole brut plus lourd que 20°API;
- l'entartrage des pipelines qui pourrait endommager et réduire l'efficacité de transport des hydrocarbures;
- la corrosion des conduites (Guo et al., 2005).

La formation d'hydrates de gaz est rare une fois que les hydrocarbures ont été séparés de l'eau de formation (Bai et Bai, 2012). Cependant, cet élément est critique pour les unités entièrement sous-marines qui transportent les hydrocarbures bruts directement du lieu d'extraction jusqu'à une unité terrestre de séparation et de traitement. Le transport des hydrocarbures bruts va être effectué sur une longue distance et la température des hydrocarbures peut chuter en dessous du point critique de formation des hydrates de gaz (Bai et Bai, 2012). L'injection d'inhibiteurs de formation d'hydrates de gaz peut être réalisée à partir d'une *liaison ombilicale* reliant l'unité de traitement au champ exploité; cependant, au-delà de 30 km, les coûts de ces *liaisons ombilicales* deviennent très importants. Le pipeline peut aussi être isolé afin de réduire les pertes de chaleur du fluide. Le développement des technologies actuelles vise à permettre une séparation sous-marine *in situ* des différentes phases des hydrocarbures afin d'assurer un transport des hydrocarbures séparés sur de longues distances.

L'enlèvement de paraffine et d'asphaltène à l'aide de solvants peut être réalisé. L'entartrage des conduites peut être réduit par l'ajout d'inhibiteurs de tartre.

Après la mise en production d'une installation, les pipelines doivent être contrôlés régulièrement pour surveiller d'éventuelles fuites ou amorces de corrosion à l'aide de robots mécaniques appelés « cochons » (figure 80; Devold, 2010). Ces robots sont composés de courts cylindres d'un diamètre inférieur au diamètre interne du pipeline et vont permettre d'enlever les dépôts de surface d'eau, d'asphaltène et de paraffine, ou d'effectuer un certain nombre de mesures de pression, de température ou de détection de fuites (Guo et al., 2005; Gerwick, 2007).

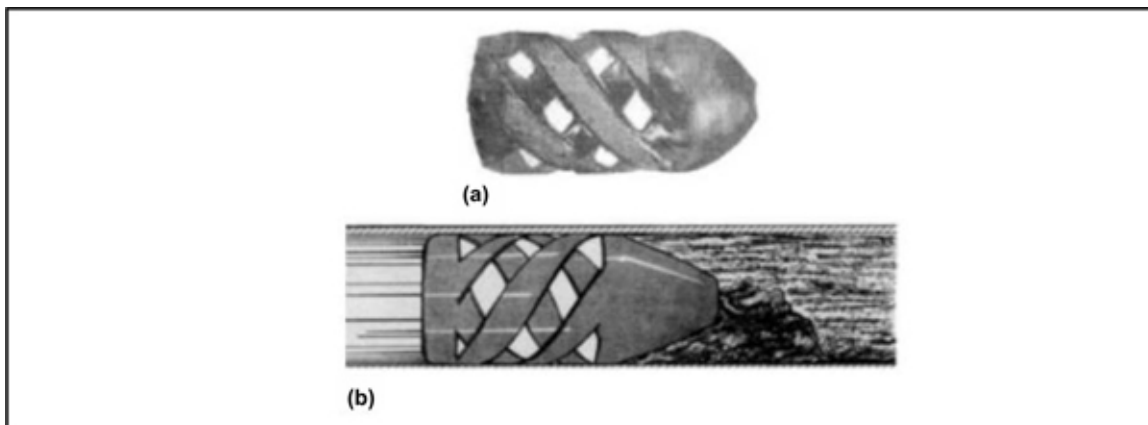


Figure 80 Principe de fonctionnement d'un robot « cochon » en polyuréthane nettoyant la surface interne d'un pipeline (Guo et al., 2005); a) robot « cochon »; b) robot « cochon » en activité dans une conduite

Les pipelines peuvent être enrobés de différentes couches protectrices afin de maintenir la température du fluide, de protéger les pipelines contre la corrosion et d'en assurer la stabilité

(Guo *et al.*, 2005). L'isolation thermique des pipelines va permettre de limiter la formation d'hydrates de gaz et de précipités d'asphaltène, en plus d'améliorer les propriétés du fluide pour son transport.

Les pipelines sont construits en acier renforcé pouvant résister à des pressions de 350 à 500 Mpa (Gerwick, 2007). Des résines époxy peuvent être utilisées comme enrobage et une protection cathodique peut être installée pour protéger les pipelines contre la corrosion (figure 81). La protection cathodique se fait en utilisant une anode sacrificielle qui va se dissoudre à la place du métal de la conduite à protéger. Une couche externe supplémentaire en béton ou fibre de verre peut être ajoutée afin de protéger le pipeline contre l'abrasion. Un enrobage de béton renforcé va aussi servir à augmenter le poids des pipelines pour les maintenir au fond de l'eau, ce qui est particulièrement important pour le transport de gaz naturel. Pour le transport de fluides corrosifs (eau de mer, transport multiphase), la surface interne du pipeline peut être enrobée d'époxy, de polyuréthane ou de polyéthylène (figure 82). Pour le pétrole brut, il n'y a, en général, pas d'enrobage intérieur.

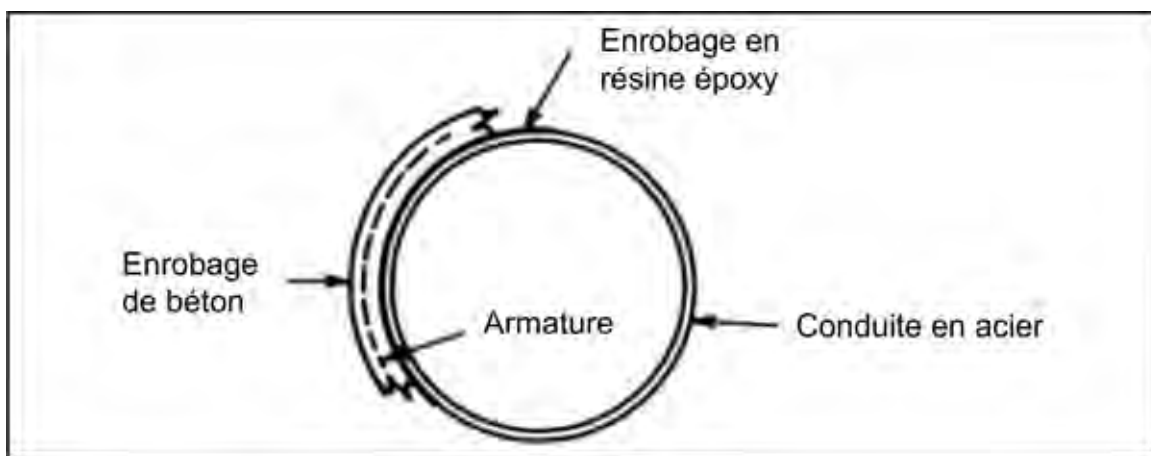


Figure 81 Coupe d'un pipeline sous-marin typique pour le transport d'hydrocarbures (traduit de Gerwick, 2007)



Figure 82 Pipeline pour le transport d'hydrocarbures bruts (Offshore Technology, 2013; Upieks, 2009)

Hypothèses de transport d'hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent

Les stratégies de transport d'éventuelles ressources en hydrocarbures exploitées dans le golfe du Saint-Laurent seraient fonction, notamment, des coûts, de la viabilité du projet, du potentiel d'exploitation de la ressource et des impacts environnementaux. Un transport des hydrocarbures par pipeline ou par bateau pourrait être envisagé pour le golfe dans le cas d'une éventuelle exploitation des ressources. Dans le cas d'un transport de gaz naturel par bateau, il serait nécessaire de mettre en place un système de liquéfaction du gaz sur le site et une regazéification à un port méthanier. Si l'option de transport de gaz naturel par pipeline est envisagée, il faudrait mettre en place des pipelines jusqu'à des marchés de distribution. Dans le cas de pétrole brut, il pourrait être transporté par pétrolier jusqu'à une usine de raffinage à Montréal ou à Québec pour le marché de la province.

Transport des hydrocarbures dans l'est du Canada

- Le projet Deep Panuke prévoit la séparation du gaz naturel brut et un traitement complet du gaz naturel sur le site d'exploitation, puis un transport du gaz naturel comprimé par pipeline jusqu'au milieu terrestre situé à 250 km du gisement (EnCana, 2006).

- Le projet de l'île de Sable réalise une séparation des phases du gaz naturel brut et un traitement du gaz naturel (déshydratation) sur le site d'exploitation et transporte le gaz naturel et les condensats recombinaisonés par pipeline sur 225 km pour un traitement final en milieu terrestre (**Exxon Mobil, 2010**). Le gaz naturel est distribué dans le réseau de distribution de gaz du Canada et des États-Unis (**figure 83**).
- Le projet Cohasset/Panuke réalisait un prétraitement de pétrole brut léger *in situ* (séparation), stockait le pétrole dans une unité flottante de stockage (FSO) et transportait le pétrole brut par pétrolier (**Lasmo, 1990**). Il a été évalué que les coûts d'installation d'un pipeline étaient trop élevés étant donné le potentiel ultime du réservoir. Un pétrolier effectuait un voyage tous les 10 à 30 jours.
- Le pétrole brut produit par les unités de production extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador (White Rose, Hibernia, Terra Nova) est transporté par pétrolier.
- S'il y a présence de gaz naturel au niveau de la cible exploratoire Old Harry du côté terre-neuvien, la compagnie Corridor Resources prévoit un transport du gaz naturel par pipeline jusqu'aux côtes de Terre-Neuve pour une liquéfaction et une vente aux marchés mondiaux, ou un transport du gaz naturel par pipeline du site d'exploitation jusqu'au réseau de distribution américain et canadien (**Corridor Resources, 2012**).



Figure 83 Réseau de pipelines de gaz naturel de l'est du Canada et des États-Unis (MNPP, 2013)

Transport des hydrocarbures en zone subarctique et arctique

À de très faibles profondeurs du fond marin, le transport d'hydrocarbures en zone arctique/subarctique se fait par pipeline (**tableau 11**). Le transport par pipeline peut être pour du pétrole brut, du gaz naturel ou multiphase (hydrocarbures bruts). Les pipelines sont enterrés lorsque la profondeur du fond marin est inférieure à 30 m afin de protéger les conduites contre d'éventuelles accumulations de glace (**DeGeer et al., 2012**). Pour de plus grandes profondeurs (au-delà de 100 m), le transport est effectué par pétrolier dans les Grands Bancs ou par pipeline renforcé pour les unités entièrement sous-marines de Snøhvit et Kirinskoye.

Le projet Snøhvit transporte du gaz naturel brut par un pipeline renforcé sur 160 km jusqu'à une usine de séparation, de traitement et de liquéfaction (**Offshore Technology, 2013**). Afin de limiter la formation d'hydrates de gaz, du MEG est injecté au niveau de chaque *tête de puits* et les pipelines sont chauffés électriquement (**Jimenez-Puente, 2013**). Le projet Kirinskoye transporte les hydrocarbures sur 140 km (**ArcticEcon, 2013**).

3.6 Démantèlement

À la fin de l'étape de production, le site doit être restauré jusqu'à l'atteinte d'un état acceptable (**figure 84**). Les *arbres de Noël* sont récupérés. Les *collecteurs-distributeurs*, les *structures terminales de pipelines* et les pipelines sont purgés et laissés sur le fond marin ou récupérés. Les puits sont obturés avec du béton et le tubage est coupé juste en dessous du fond marin. Les pipelines peuvent être récupérés ou laissés sur le fond marin. Les matériaux récupérés sont transportés en milieu terrestre pour leur démantèlement, leur tri et leur fin de vie (entreposage, recyclage ou réutilisation). Les installations de production sont démantelées et récupérées ainsi que la structure de support dans le cas d'une plateforme fixe (**figure 85**).

Lors de la phase de démantèlement, des installations de forage et des navires de soutien vont être utilisés pour l'obturation des puits ainsi que pour le démantèlement de l'installation de production, des *puits de production* et d'injection, des équipements sous-marins et des pipelines (**EnCana, 2006**).

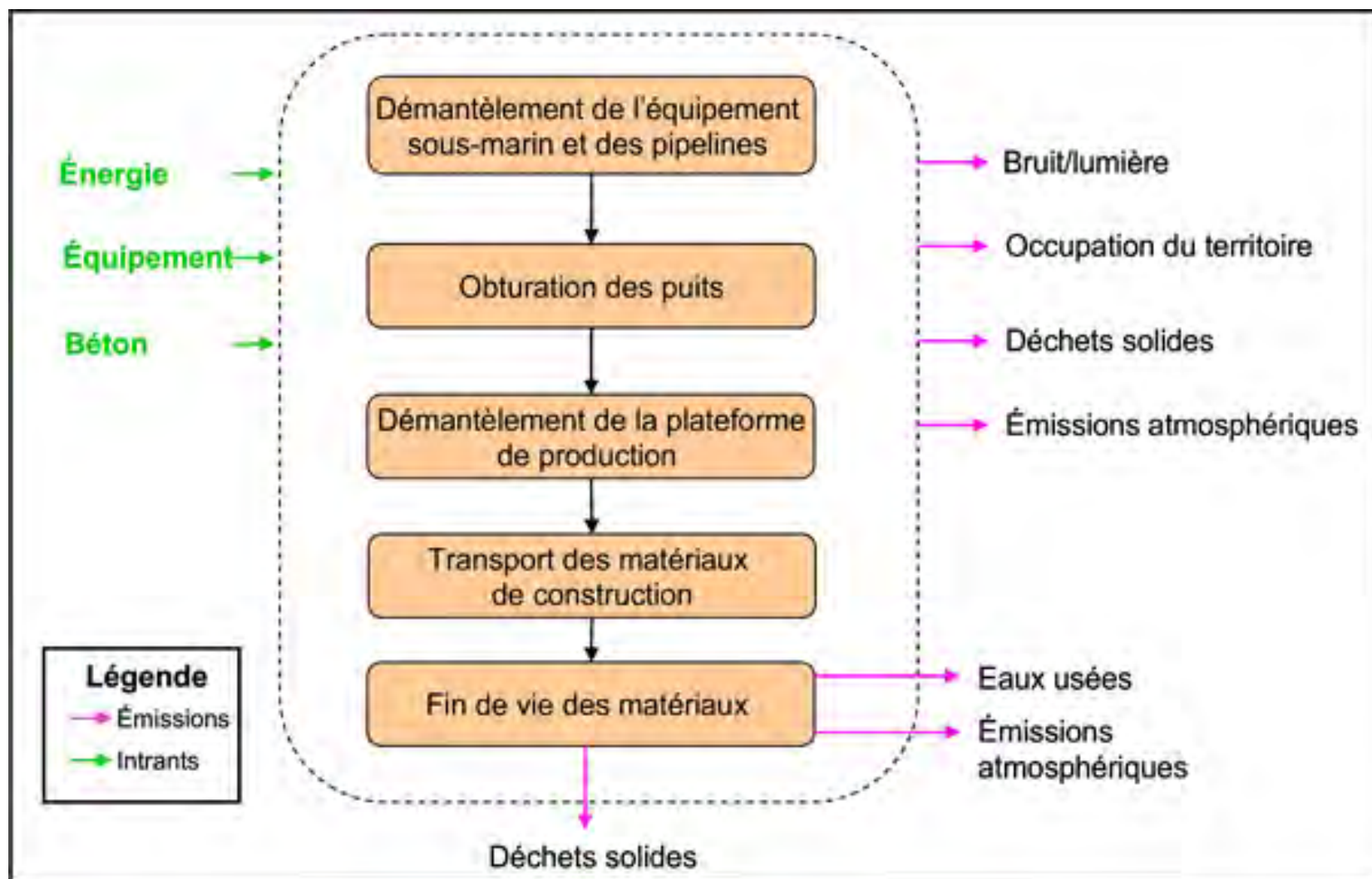


Figure 84 Principales étapes opérationnelles et flux de la phase de fin de vie d'un champ d'hydrocarbures en milieu extracôtier



Figure 85 Étape de démantèlement d'une plateforme de production fixe (BP, 2011)

Démantèlement d'installations extracôtières dans le monde

La plateforme Cohasset/Panuke a été démantelée, l'équipement sous-marin a été laissé sur place et les unités de surface ont été récupérées et éliminées en milieu terrestre (**Environment Limited, 2004**).

En Angleterre, les puits des plateformes fixes Miller et Murchison ont été obturés et l'équipement sous-marin a été retourné en milieu terrestre (**BP, 2011; CNR, 2013**). Les unités de surface et le treillis métallique de la structure ont été retournés en milieu terrestre pour leur élimination. Les pipelines ont été nettoyés des hydrocarbures et laissés sur place.

Le concept de *récif artificiel* ou « rigs to reefs » est largement développé aux États-Unis afin de démobiliser les installations d'exploitation qui ne servent plus. Le principe consiste à laisser la structure sur le fond marin afin de réduire les coûts de démantèlement et de transport (**AOGHS, 2013**), tout en créant des habitats pour la faune aquatique.

En mer du Nord, il pourrait être envisagé, dans les deux prochaines décennies, de réutiliser des installations de production, incluant les pipelines et puits, pour servir à la séquestration du CO₂ produit par les Pays-Bas, la Norvège, l'Angleterre et l'Allemagne (**ElementEnergy, 2010**).

3.7 Base côtière

Une base côtière est requise pour diverses fonctions : réaliser des essais de fonctionnement des installations d'exploration et d'exploitation, stocker les équipements et les biens consommables, permettre aux navires de soutien d'accoster, permettre le démantèlement de la structure, etc. (**Corridor Resources, 2013**). Les bases côtières existantes qui pourraient être utilisées dans le golfe du Saint-Laurent sont limitées, car la plupart des ports sont situés à des profondeurs ne permettant pas l'accostage de navires de grande taille comme ceux utilisés pour l'exploration ou la mise à l'eau d'une plateforme extracôtière (**Genivar, 2013**). Il est donc plausible de considérer l'utilisation de ports existants, tels que ceux de Lévis, Québec, Gaspé, La Baie, Sept-Îles ou Baie-Comeau.

3.8 Bibliographie de la section 3

2B1STCONSULTING, 2013. « Semisubmersible », dans le site *2b1stconsulting*, [En ligne]. <http://www.2b1stconsulting.com/semisubmersible-2/> (page consultée le 20 novembre 2013).

ABS, 2008. *Guide for vessels operating in low temperature environments*, Texas, American Bureau of Shipping, 122 p.

AMEC, 2009. *Project description of marine seismic profiling on EI 1102 and in adjacent areas*, Terre-Neuve-et-Labrador, Rapport TF9169901.

AOGHS, 2013. « Rigs to Reefs – Offshore Success », dans le site *American Oil and Gas Historical Society*, [En ligne]. <http://aoghs.org/offshore-exploration/rigs-to-reefs/> (page consultée en novembre 2013).

ARCHAMBAULT, S., 2013. « Exploration pétrolière dans le golfe du Saint-Laurent », *Conférence Amies de la Terre de Québec*, tenue à Québec le 27 novembre 2013.

ARCTICECON, 2013. « Sakhalin Offshore Oil and Gas Reserves – Sea of Okhotsk – Russia », dans le site *ArcticEcon*, [En ligne]. <http://arcticecon.wordpress.com/2011/12/03/sakhalin-offshore-oil-and-gas-reserves-sea-of-okhotsk-russia/> (page consultée en décembre 2013).

AYOUB, A., 2013. « La géopolitique du pétrole », *Conférence du Cercle*, tenue à Québec le 5 décembre 2013, ministère des Relations internationales.

BAI, Y., et Q. BAI, 2012. *Subsea engineering handbook*, Elsevier, ISBN 978-0-12-397804-2, 935 p.

BAPE, 2004. *Les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent*, Québec, Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 193, ISBN 2-550-43077-8, 128 p.

BOTT, R., 2004. *Évolution de l'industrie pétrolière et gazière extracôtière au Canada*, Canada, Centre canadien d'information sur l'énergie, 42 p.

BP, 2011. *Miller decommissioning program*, Angleterre, n° MLR-A-D0-PM-PRO-00217, 176 p.

CAENN, R., H.C.H. DARLEY et G. R. GRAY, 2011. *Composition and properties of drilling and completion fluids*, Elsevier, ISBN 978-0-12-383858-2, 804 p.

CALLOW, L., 2012. *Oil and gas exploration and development – Activity forecast, Canadian Beaufort sea 2012-2027*, Canada, LTLC Consulting, 43 p.

CEFAS, 2013. « Offshore Chemical Notification Scheme », dans le site CEFAS, *Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science*, [En ligne]. <http://www.cefas.defra.gov.uk/> (page consultée en décembre 2013).

CNLOPB, 2013. « Information and Reports – Development Plans », dans le site *Canada Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board*, [En ligne]. <http://www.cnlopb.nl.ca/devplan.shtml> (page consultée en décembre 2013).

CNR, 2013. *Murchison field decommissioning programme*, Angleterre, CNR International, Document MURDECOM-CNR-PM-REP-00232, 53 p.

CNSOPB, 2013. « Offshore Projects », dans le site *Canada Nova-Scotia Offshore Petroleum Board*, [En ligne]. <http://www.cnsopb.ns.ca/offshore-activity/offshore-projects> (page consultée en décembre 2013).

CO2CRC, 2013. « CO2 capture/separation technologies », dans le site CO2CRC, [En ligne]. http://www.co2crc.com.au/aboutccs/cap_absorption.html (page consultée en décembre 2013).

CORRIDOR RESOURCES, 2010. *Project description for a proposed geo-hazard survey over a part of the Old Harry prospect in the gulf of St. Lawrence*, Nouvelle-Écosse, Corridor Resources Inc, 12 p.

CORRIDOR RESOURCES, 2011. *Project description for the drilling of an exploration well on the Old Harry Prospect – EL 1105*, Halifax, rapport 121510468, 43 p.

CORRIDOR RESOURCES, 2012. *Overview memorandum joint venture opportunity*. Macquarie Tristone, Corridor Resources Inc., 12 p.

CORRIDOR RESOURCES, 2013. *Évaluation environnementale du programme de forage d'exploration de la zone prometteuse de Old Harry*, Terre-Neuve-et-Labrador, Stantec Consulting Limited, dossier 121510468.500

DEGEER, D., M. PAULIN, G. LANAN, J. BRAND, T. COWIN, J. COCKER, A. STURGE, M. MCKEE et E. K. ALBAUGH, 2012. *Survey of arctic and cold region technology for offshore field development – challenges and solution*, affiche, 1 p.

DEVOLD, H., 2010. *Oil and gas production handbook – An introduction to oil and gas production*, ABB Oil and Gas, ISBN 978-82-997886-2-5, 116 p.

DJN, 2012. *Development of Kirinskoye gas and condensate field - Umbilical installation*, Jan De Nul Group, 8 p.

DRILLING CONTRACTOR, 2013. « How to ensure H2S safety on offshore rigs », dans le site *Drilling Contractor*, [En ligne]. <http://www.drillingcontractor.org/how-to-ensure-h2s-safety-on-offshore-rigs-8267> (page consultée en décembre 2013).

DTI, 2001. *An overview of offshore oil and gas exploration and production activities*, Angleterre, Department of Trade and Industry, Hartley Anderson Limited, 29 p.

DTI, 2004. *Strategic environmental assessment of offshore oil and gas licensing to the east of the Scottish mainland, Orkney and Shetland*, Angleterre, Department of Trade and Industry, 262 p.

DTI, 2005. *Environmental Report – Strategic environmental assessment of draft plan for a 24th seaward round of offshore oil and gas licensing*, Angleterre, Department of Trade and Industry, 334 p.

EIA, 2013. « Canada », dans le site *EIA – US Energy Information Administration*, [En ligne]. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CA> (page consultée en décembre 2013).

ELEMENT ENERGY, 2010. *One North Sea - A study into North Sea cross-border CO₂ transport and storage*, Angleterre, Element Energy, 112 p.

EL-REEDY, M. A., 2012. *Offshore structures – Design, construction and maintenance*, Elsevier, ISBN 978-0-12-385475-9, 634 p.

ENCANA, 2006. *Deep Panuke offshore gas development plan – Volume 2*, Nouvelle-Écosse, EnCana, document DMEN-X00-RP-RE-00-0003, 313 p.

ENVIRONMENT LIMITED, 2004. *CEAA screening environmental assessment for Cohasset project phase II decommissioning*, Nouvelle-Écosse, rapport CDJW-X00-RP-EH-00-0001, 182 p.

EXXON MOBIL, 2010. *Development plan application for the sable offshore energy project*, Canada, Exxon Mobil, volume 2.

EXXON MOBIL, 2011. *Hebron project development plan*, Terre-Neuve-et-Labrador, 561 p.

FRAMES, 2013. « Electrostatic Coalescers », dans le site *Frames*, [En ligne]. <http://www.frames-group.com/systems-solutions/separation-systems/electrostatic-coalescers/> (page consultée en novembre 2013).

GENESIS, 2011. *Review and assessment of underwater sound produced from oil and gas sound activities and potential reporting requirements under the marine strategy framework directive*, Écosse, Genesis Oil and Gas Consultants Ltd., Rapport J71656, 64 p.

GENIVAR, 2013. *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs*, Québec, Genivar inc., Rapport Q122451, 660 p.

GERWICK, B.C., 2007. *Construction of marine and offshore structures*, CRC Press, ISBN 0-8493-3052-1, 792 p.

GUDMESTAD, O. T., 2010. « Vessel winterization for cold climate operations », *The 5th Norway-Russia arctic workshop*, tenu à Murmansk le 16 juin 2010, 20 p.

GUO, B., S. SONG, J. CHACKO et A. GHALAMBOR, 2005. *Offshore Pipelines*, Elsevier, ISBN 0-7506-7847-X, 281 p.

HUSKY OIL, 2001. *White Rose oil field development application – Volume 2*, St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, Husky Oil Operations Limited, 485 p.

JIMENEZ-PUENTE, I., 2013. *Offshore field development in cold climate*, Trondheim, NTNU, rapport de maîtrise 4192265, 150 p.

KONGSBERG, 2010. *2D seismic survey in the Moray Firth: Review of noise impact studies and re-assessment of acoustic impacts*, Angleterre, Kongsberg Maritime Limited, Rapport final 250103, 57 p.

KRAUS, R. S., 2000. « La prospection, le forage et la production de pétrole et de gaz naturel », section 75 dans Stelman, J. M., et A. Virot (éd.), *Encyclopédie de sécurité et de santé au travail, volume III*, Bureau international du travail.

LASMO, 1990. *Cohasset/Panuke development project, Development plan Part 1*, Nouvelle-Écosse, Lasmo Nova Scotia Limited, 985 p.

LEE, K., et al., 2011. *Examen des impacts possibles des activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole extracôtier sur le milieu marin*, Nouvelle-Écosse, Pêches et Océans Canada, ISSN 1499-3848, 134 p.

LGL, 2005. *Western Newfoundland and Labrador offshore area strategic environmental assessment*, St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, LGL Limited, Rapport SA858, 335 p.

LGL, 2013a. *Project description - BP exploration (canada) limited - Tangier 3d seismic survey*, Nouvelle-Écosse, LGL Limited, Projet SA1222, 10 p.

LGL, 2013b. *Project description for western Newfoundland drilling program, 2013-2019*, Terre-Neuve et Labrador, LGL Limited, Projet SA1174, 22 p.

MDDEFP, 2013. *Détermination exhaustive des substances utilisées, ou susceptibles de l'être, pour le forage et la fracturation au Québec, et de leurs sous-produits de dégradation et de réaction*, Québec, MDDEFP, Étude E3-5, ISBN 978-2-550-69919-4, 462 p.

MNPP, 2013. « Map », dans le site *Maritimes and Northeast Pipelines*, [En ligne]. <http://www.mnpp.com/canada/map> (page consultée en décembre 2013).

MPO, 2012. *Navigation dans les glaces en eaux canadiennes*, Pêches et Océans Canada, ISBN 978-1-100-99154-2, 165 p.

NEA, 2013. « Offshore Petroleum Industry », dans le site *Norwegian Environment Agency*, [En ligne]. <http://www.norskeutslipp.no/en/Offshore-industry/?SectorID=700> (page consultée en octobre 2013).

NEFF, J. L., 2005. *Composition, environmental fates, and biological effect of water based drilling muds and cuttings discharged to the marine environment: a synthesis and annotated bibliography*, Maine, Battelle, 73 p.

OFFSHORE ENERGY TODAY, 2013. « MISC Sells Floating Production System to Petronas Carigali (Malaysia) », dans le site *Offshore Energy Today*, [En ligne]. <http://www.offshoreenergytoday.com/misc-sells-floating-production-system-to-petronas-carigali-malaysia/> (page consultée en novembre 2013).

OFFSHORE TECHNOLOGY, 2013. « Industry Projects », dans le site *Offshore Technology*, [En ligne]. <http://www.offshore-technology.com/projects/> (page consultée en novembre 2013).

OSPAR, 2012. *OSPAR List of Substances Used and Discharged Offshore which Are Considered to Pose Little or No Risk to the Environment (PLONOR)*, Commission OSPAR, accord 2012-06, 8 p.

PDI, 2007. *3D combined land and transition zone seismic - Project description for the Port au Port peninsula*, St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, PDI Production Inc., 4 p.

PÉTRO-CANADA, 1996. *Development application – Terra Nova development. Environmental impact statement*, St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, Document 95032-0-EI-GM-00010.0 Rev.0, 609 p.

PETTERSEN, J., 2011. *Snøhvit field development*, Statoil, document TEP4520, 25 p.

PINET, N., 2013. « La géologie et le potentiel en hydrocarbures des Îles-de-la-Madeleine et du golfe Saint-Laurent », Commission géologique du Canada, Conférence de la Direction des politiques de l'eau tenue à Québec le 18 septembre 2013.

PISKAREV, A., et M. SHKATOV, 2012. *Energy potential of the Russian arctic seas: Choice of development strategy*, Developments in Petroleum Science, Elsevier, 440 p.

PNUE, 2009. *Lignes directrices pour l'analyse sociale du cycle de vie des produits*, Programme des Nations Unies pour l'environnement, ISBN 978-92-807-3051-7, 104 p.

PRESCOTT, C. N., 2012. « Subsea separation and processing of oil, gas and produced water – Past, present and future – Why we need it now », *RICE Global E&C Forum*, tenu aux États-Unis le 13 janvier 2012, 80 p.

RWE, 2013. « Offshore project safety », dans le site RWE, [En ligne]. <http://www.rwe.com/web/cms/en/614752/rwe-dea/corporate-responsibility/safety-the-environment/offshore-project-safety/> (page consultée le 25 novembre 2013).

SCOTT, 2002. *Dual riser assembly, deepwater drilling method and apparatus*, US Patent 6443240, 11 p.

SHELL CANADA, 2012. *Project Description Shelburne 3-D Seismic Survey Exploration Licenses EL 2423; EL 2424; EL 2425; EL 2426*, Shell Canada Limited, 24 p.

SMIA, L., 2012. *Gaz de schiste et autres gaz non conventionnels : nouvelles ressources, nouveaux enjeux*, Mirova Responsible Investing, 26 p.

SOLOMON, S., 2007. *Security of CO₂ storage in Norway*, Oslo, Norvège, The Bellona Foundation, 4 p.

SPE, 2013. « Seismic data acquisition equipment », dans le site *SPE International* (PetroWiki), [En ligne]. http://petrowiki.org/Seismic_data_acquisition_equipment (page consultée le 16 décembre 2013).

STANTEC, 2012. *Environmental assessment of the Ptarmigan geophysical program 2012-2021 offshore Western Newfoundland*, Torbay, Terre-Neuve-et-Labrador, Rapport 121510837, 320 p.

THATCHER, M., M. ROBSON, L. R. HENRIQUEZ, C. C. KARMAN et G. PAYNE, 2005. *Chemical hazard assessment and risk management - A user guide for the evaluation of chemicals used and discharged offshore*, Angleterre, 73 p.

TOTAL, 2012. *Secteurs stratégiques : Gaz naturel liquéfié – une filière en pleine expansion*, Total, 12 p.

TRANSCANADA, 2013. *Gas quality specifications – TransCanada and other pipelines*, Canada, TransCanada, 2 p.

UPIEKS, 2009. « LNG kok? knp? gmn? apa?... repost », dans le site *Upieks*, [En ligne]. <http://upieks.wordpress.com/2009/12/15/lng-kok-knp-gmn-apa/> (page consultée en décembre 2013).

WRIGHT, B., 2000. *Full scale experiences with Kulluk - Stationkeeping operations in pack ice*, B. Wright and Associates LTD, Rapport 2544, 141 p.

ZHANG, D., et Q. HUE, 2011. « Major challenges of offshore platforms design for shallow water oil and gas fields in moderate ice conditions », *Ocean Engineering*, vol. 38, n° 10, p. 1220-1224.

4 IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES EN MILIEU EXTRACÔTIER

4.1 Classification des impacts

Une installation d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier émet des rejets « quotidiens » dans l'environnement et utilise des intrants et de l'énergie. Ces intrants et rejets peuvent avoir, directement ou indirectement, des répercussions sur la santé humaine, la qualité de vie, la qualité du milieu, l'économie, le climat et les écosystèmes, particulièrement l'écosystème marin (**figure 86**). Une installation extracôtère a en effet la particularité d'être entourée d'eau salée. Elle peut rejeter dans le milieu marin différents contaminants issus, par exemple, des *eaux de ruissellement* s'écoulant à la surface de l'installation, des *déblais de forage* rejetés lors de la phase d'exploration ou des *eaux de production* rejetées lors de la phase de production. Le milieu aquatique peut être très vulnérable à ces rejets en raison, notamment, de l'absence de zone tampon entre la source de contamination et le milieu récepteur, et du comportement des contaminants dans le milieu marin. Par contre, le milieu marin possède une capacité de dilution importante et est peu vulnérable à la présence de sels présents dans les rejets, par exemple dans les *eaux de production* (OGP, 2013).

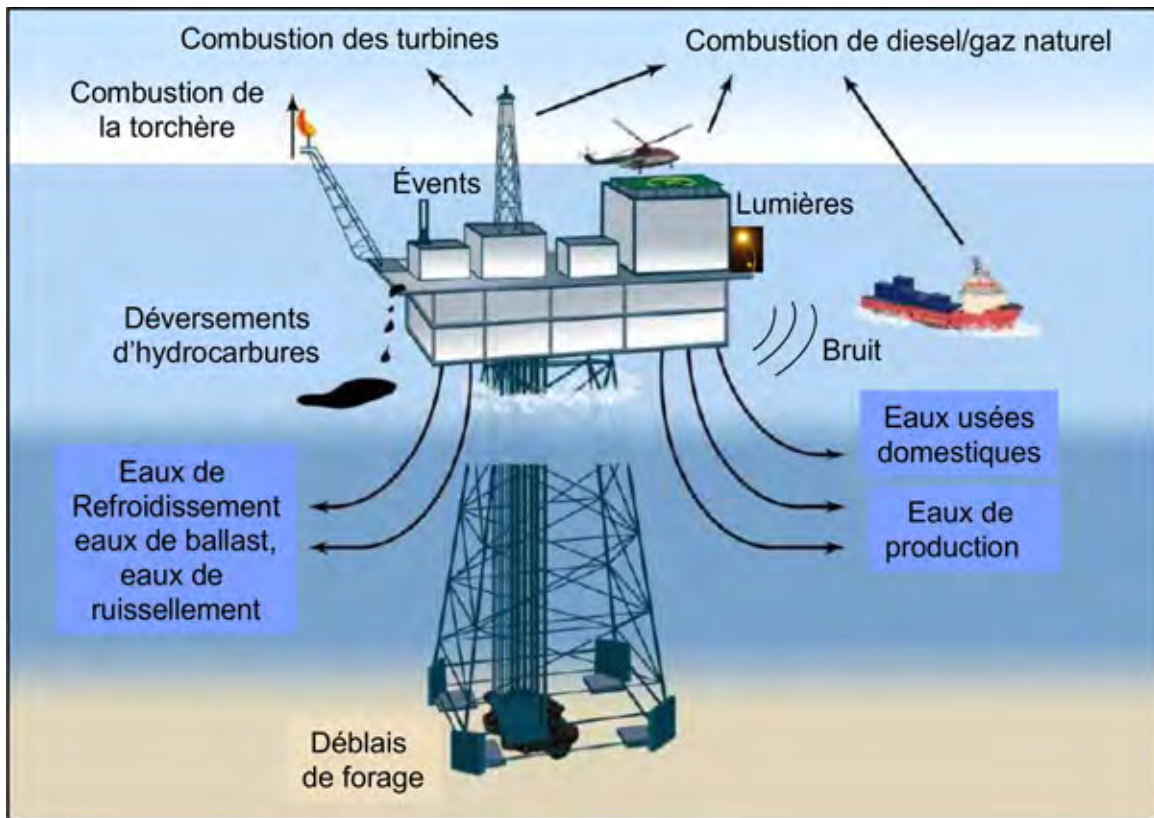


Figure 86 Principaux rejets de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (d'après OSPAR, 2009)

La **section 4** vise à décrire les différentes sources d'impacts des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier lors des opérations quotidiennes (**tableau 13**), c'est-à-dire :

- l'utilisation du territoire, soit l'occupation physique du milieu marin par les unités d'exploration et d'exploitation;
- les rejets d'eaux usées, particulièrement les rejets d'eau de production;
- les émissions atmosphériques, soit les émissions de gaz associés et de combustibles nécessaires au fonctionnement des installations de forage et de production ainsi qu'au transport des hydrocarbures;
- les rejets de matières résiduelles, qui sont principalement les résidus de forage;
- l'utilisation des ressources, tels les matériaux de construction, les produits chimiques utilisés pour les forages et la production, ainsi que l'énergie nécessaire à la production et au transport des hydrocarbures;
- l'émission de bruit et de lumière, tel le bruit occasionné lors des forages exploratoires.

Cette liste est non exhaustive et tient compte des principaux intrants et rejets directs liés aux activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin.

Tableau 13 Classification des principales sources d'impacts du cycle de vie de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier

Classe	Sources d'impacts
Utilisation du territoire	Installations d'exploration et d'exploitation, pipelines
Eaux usées	<i>Eaux de production, eaux de ballast, eaux de ruissellement, eaux de refroidissement</i> , eaux usées domestiques
Émissions atmosphériques	Combustion des moteurs, <i>mise à la torche, mise à l'évent</i> <i>Déblais de forage, boues de forage, fluides de complétion de puits,</i>
Matières résiduelles	<i>fluides du BOP</i> , déchets alimentaires, <i>sable de production</i> , matériaux de construction
Utilisation des ressources	Énergie, matériaux de structure, produits chimiques, eau salée
Bruit et lumière	Ondes sismiques, lumière des installations, bruit des installations d'exploration et de production, bruit du transport

Les déversements accidentels d'hydrocarbures dans le milieu marin ne sont pas étudiés dans le présent document. Il faut cependant noter qu'un déversement accidentel d'hydrocarbures lors du forage, de l'extraction ou du transport des hydrocarbures peut avoir des impacts majeurs sur les milieux aquatiques et côtiers. L'explosion de la plateforme pétrolière Deepwater Horizon survenue en phase exploratoire dans le golfe du Mexique en 2010 reflète l'envergure des dommages qui peuvent survenir sur les écosystèmes marins et côtiers après un déversement majeur d'hydrocarbures. Les risques d'accident sont d'autant plus élevés que les composantes du milieu sont difficilement maîtrisables, notamment dans des conditions de grande profondeur, de forts courants, de couvert de glace ou de présence d'icebergs. Les caractéristiques des hydrocarbures (densité, biodégradabilité, etc.) ainsi que celles du milieu récepteur (température de l'eau, patron de circulation, salinité, teneur en oxygène dissous, teneur en nutriments, etc.) vont régir les processus de transport et de dégradation des hydrocarbures après un déversement (Genivar, 2013). Dans le contexte du golfe du Saint-Laurent, la présence de forts courants marins, la présence d'un couvert de glace saisonnier, la faible température de l'eau, la proximité des côtes et la présence d'un écosystème unique et fragile sont des caractéristiques qui augmentent les risques d'impacts environnementaux en cas de déversements d'hydrocarbures.

4.2 Utilisation du territoire

Le **tableau 14** résume les principales sources d'impacts de l'utilisation du territoire au cours du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier. À chacune des étapes du cycle de vie, le territoire marin est occupé par diverses unités et divers navires d'exploration et d'exploitation, tels que les navires de relevés géophysiques, les installations de forage et de production ou les installations de démantèlement en fin de vie. L'occupation du territoire marin par des installations de forage et de production peut durer plusieurs années et modifier substantiellement les habitats naturels de la faune et de la flore marine et la circulation des poissons et mammifères, en plus de nuire au transport maritime et aux activités de pêche.

Tableau 14 Principales sources d'impacts de l'utilisation du territoire au cours du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (basé sur Genivar, 2013)

Étape	Sources d'impacts
Relevés géophysiques	Présence de navires de levés sismiques
Forages exploratoires	Perturbation du fond marin (ancrage, <i>puits exploratoire, amas de déblais de forage</i>)

	Présence de l'installation de forage et des navires de soutien
Construction	Perturbation du fond marin (ancrage, <i>puits de production</i> , <i>puits d'injection</i> , équipements sous-marin, pipelines)
	Présence de navires de soutien et de navires de pose de pipelines
Production	Présence de l'installation de production et d'équipements sous-marins
	Présence de navires de stockage, de navires de transport des hydrocarbures et de pipelines
Fin de vie	Présence d'installations de démantèlement
	Présence de l'installation démantelée et éliminée sur le fond marin

Une des sources d'impacts majeures associées à l'utilisation du territoire est la présence des installations de forage, des installations de production, des équipements de production sous-marins et des pipelines. Par exemple, l'installation FPSO White Rose située dans les Grands Bancs de Terre-Neuve mesure de 200 à 300 m de long (**Husky Oil, 2001**) et la base de la structure gravitaire Hebron (Grands Bancs) devrait faire environ 130 m de diamètre (**ExxonMobil, 2011**). De plus, une zone de sécurité interdisant la circulation de navires couvre un rayon de 500 m autour d'une installation extracôtère, valeur adoptée par la plupart des pays (voir la **section 5.5**). L'occupation du milieu marin par ces installations va potentiellement perturber l'habitat naturel des organismes vivant sur le fond marin et dans la colonne d'eau ainsi que les déplacements de mammifères marins et d'autres organismes aquatiques dans la zone d'exploration ou d'exploitation. La présence de l'installation peut générer la création d'un *récif artificiel* pouvant attirer ou faire fuir certaines espèces de poissons, crustacés et mollusques, et créer des zones de concentration d'organismes (**Genivar, 2013**). La mise en place d'installations d'exploration et d'exploitation peut aussi avoir des répercussions sur les oiseaux, qui peuvent être attirés par les sources lumineuses des installations et entrer en collision avec celles-ci (**Fraser et al., 2006**). Aussi, la présence d'installations en milieu extracôtier est susceptible de créer des conflits d'usages entre l'industrie d'exploitation d'hydrocarbures et le transport maritime ou les activités de pêche. Elle peut également augmenter les risques de collisions avec des navires.

Impact potentiel de l'utilisation du territoire dans le golfe du Saint-Laurent

La présence éventuelle d'installations d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans le chenal Laurentien, notamment dans le secteur de la cible exploratoire Old Harry, pourrait induire un impact sur les habitats benthiques présents au niveau du site, comme les coraux mous, les éponges et certains poissons benthiques tels que la morue, le sébaste et la plie canadienne (**Corridor Resources, 2013; Genivar, 2013**). La conservation des coraux et des éponges de l'est du Canada fait partie des préoccupations de Pêches et Océans Canada et des mesures de gestion sont proposées spécifiquement pour la région du golfe du Saint-Laurent (**MPO, 2013**). L'installation d'un pipeline pour transporter les hydrocarbures vers un site de distribution pourrait de même avoir des répercussions locales sur les habitats et les communautés benthiques du golfe, comme au niveau de la zone d'importance écologique et biologique située en bordure du chenal Laurentien (**Genivar, 2013**).

La pêche commerciale couvre la majeure partie du golfe du Saint-Laurent (voir la **section 2.1**). Les efforts de pêche dans ce secteur sont concentrés sur le plateau Madelinien, le banc des Américains, le banc Bradelle et le bassin d'Anticosti. L'effort de pêche est moindre dans le chenal Laurentien (**Genivar, 2013**). La présence d'installations d'exploration et de production

ainsi que d'équipements sous-marins aurait une incidence sur les activités de pêche en réduisant la zone disponible pour cette activité.

La présence d'installations de forage et de production pourrait nuire au transport maritime, notamment aux environs de la cible exploratoire Old Harry localisée sur l'une des principales routes de navigation du golfe. Un éventuel transport des hydrocarbures par méthanier ou pétrolier intensifierait le trafic maritime dans le golfe du Saint-Laurent et le risque de collisions, non seulement avec d'autres navires, mais aussi avec les mammifères marins.

4.3 Rejets d'eaux usées

Les principales sources de rejets d'eaux usées d'une installation d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier sont présentées au **tableau 15**. La source majeure d'eaux usées est l'*eau de production*, composée d'eau de formation présente dans le *gisement* et d'éventuelles eaux injectées dans le réservoir afin de le maintenir sous pression. L'*eau de production* est générée lors de la séparation des phases de l'hydrocarbure brut et lors du traitement du pétrole brut et du gaz naturel suivant leur séparation.

Tableau 15 Principales sources d'eaux usées au cours du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (basé sur Genivar, 2013)

Étape	Sources d'impacts
Relevés géophysiques	<i>Eaux de ruissellement, eaux usées domestiques</i>
Forages exploratoires	<i>Eaux de ballast, eaux de refroidissement, eaux de ruissellement, eaux usées domestiques, fluides de forage</i>
Construction	<i>Eaux de ballast, eaux de refroidissement, eaux de ruissellement, eaux usées domestiques</i>
Production	<i>Eaux de production, eaux de ballast, eaux de ruissellement, eaux de refroidissement, eaux usées domestiques, fluides (complétion de puits, entretien des équipements sous-marins, etc.), rejets accidentels (hydrocarbures, produits chimiques)</i>
Fin de vie	<i>Eaux de ballast, eaux de refroidissement, eaux de ruissellement, eaux usées domestiques</i>

4.3.1 Les eaux de production

Les *eaux de production* sont en général séparées *in situ* lors de l'extraction et lors du traitement des hydrocarbures. Elles sont ensuite rejetées de l'installation de production dans le milieu marin, en respectant des exigences de rejet (**section 5.2**). Ces eaux sont rejetées en surface ou par une conduite sous-marine. Cette dernière peut se situer à une profondeur de 10 à 100 m sous la surface de l'eau (**Lee et al., 2011**). L'eau peut aussi être réinjectée dans le gisement (*récupération secondaire des hydrocarbures*), ou être éliminée dans une formation géologique adéquate, tel un réservoir d'hydrocarbures épuisé, lorsque la réglementation le permet. Elle peut aussi servir à d'autres usages en milieu terrestre (procédés industriels ou usage agricole, par exemple; **Veil et al., 2004**). Le traitement appliqué sur cette eau sera alors fonction des besoins techniques de sa réutilisation.

Les débits d'eaux de production sont très différents selon le type d'hydrocarbure extrait : pétrole ou gaz. La production d'eau pour l'exploitation d'un champ de gaz naturel est la plupart du temps beaucoup plus faible que la production d'eau d'un champ pétrolier (Lee et al., 2011). Cette production varie de la dizaine à la centaine de mètres cubes d'eaux de production par jour pour les puits reliés à une installation gazière ou de quelques mètres cubes par jour par puits (Veil et al., 2004; CNSOPB 2013; Lee et al., 2011).

À l'échelle d'un champ pétrolier où plusieurs puits sont actifs, ces débits d'eaux de production sont estimés à plusieurs milliers de mètres cubes par jour (Genivar, 2013). En proportion, sur une moyenne mondiale, le volume d'eau de production représente 71 % du volume total de pétrole extrait d'un champ pétrolier. Cette proportion en eau varie d'environ 0 à 98 %, en augmentant au cours du cycle de vie de l'activité (du fait que le pétrole flotte sur l'eau dans un réservoir conventionnel). Si l'on considère un débit de production de 100 000 barils (ou 15 900 m³) de pétrole brut par jour, on peut estimer les débits journaliers moyens d'eaux de production d'une installation pétrolière à 40 000 m³/j, soit 2,5 m³ d'eau de production par mètre cube de pétrole brut produit. La production d'eau d'un puits pétrolier à l'autre peut être très variable. Par exemple, celle produite par l'un ou l'autre des puits de pétrole extracôtier aux États-Unis varie de 8 à 160 m³ d'eau par jour (Veil et al., 2004). Les technologies de réduction à la source des eaux de production, appelées « downhole oil/water separators », peuvent réduire jusqu'à 50 % les volumes d'eau de production (voir la section 5.2).

La composition chimique des eaux de production est très variable selon les caractéristiques du réservoir, des hydrocarbures extraits ainsi que des additifs ajoutés lors de l'extraction et du traitement des hydrocarbures. Cette composition varie également dans le temps au même site d'extraction. Les eaux de production sont composées en majorité de contaminants issus de la formation géologique, soit de carbone organique, d'hydrocarbures, de substances phénoliques, de sels, de métaux et de composés radioactifs (Lee et al., 2011). Le tableau 16 présente des compositions typiques d'eaux de production dans le monde.

Le carbone organique est composé principalement d'acides carboxyliques issus de la dégradation des hydrocarbures par les microorganismes. La principale forme d'acide carboxylique trouvée dans l'eau de production est l'acide acétique. Les substances phénoliques présentes sont principalement du phénol, du méthylphénol et du diméthylphénol. Leurs teneurs dépendent des caractéristiques des hydrocarbures. Les teneurs en sels (généralement du NaCl) des eaux de production peuvent être 10 fois plus élevées que l'eau de mer, impliquant une densité de l'eau rejetée plus importante que celle de l'eau de mer. La salinité des eaux de production d'Hibernia varie par exemple de 46 à 195 g/L (Lee et Neff, 2011). Un certain nombre de métaux présents dans la formation géologique peuvent se trouver à de faibles teneurs dans les eaux de production, notamment le baryum, le fer, le manganèse, le mercure et le zinc. Les principaux éléments radioactifs naturels (appelés NORM pour « Naturally Occurring Radioactive Material ») trouvés dans les eaux de production de certains puits sont principalement le radium-226 et le radium-228 issus de la dégradation de certaines roches présentes dans le réservoir. Les teneurs de ces éléments dans l'eau sont généralement faibles. Elles peuvent toutefois se concentrer dans les boues de traitement, au fond des réservoirs de stockage ou sous forme de dépôts dans les pipelines, et devenir suffisamment radioactives pour justifier une gestion particulière. Par ailleurs, il est possible de trouver des teneurs élevées en azote ammoniacal dans certaines eaux de production selon les caractéristiques des hydrocarbures du réservoir exploité.

Les principales molécules d'hydrocarbures qui persistent dans l'eau de production après séparation sont des contaminants saturés de faible poids moléculaire ainsi que le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène, regroupés sous le terme BTEX. Les BTEX sont des molécules très légères qui se volatilisent rapidement. La teneur des eaux de production en BTEX varie de 0,068 à 578 mg/L (Lee et al., 2011). Des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) sont mesurés à des concentrations variant de 0,04 à 3 mg/L dans les eaux de production. Certains HAP, particulièrement les plus lourds, sont très préoccupants pour l'environnement.

Plusieurs HAP ont un potentiel cancérigène reconnu chez l'homme et les animaux (**MDDEFP, 2013b**) et sont bioaccumulables dans la chaîne alimentaire. Les HAP retrouvés dans les *eaux de production* sont majoritairement des HAP de faible poids moléculaire, tels le naphtalène et le phénanthrène (**Lee et al., 2011**), qui sont moins toxiques et considérés comme non cancérigènes (**USEPA, 2006**).

Tableau 16 Composition des eaux de production après séparation d'installations extracôtières (mg/L)

	Champ d'hydrocarbures ****	Champ gazier****	Champ pétrolier****	Canada†	Eau de mer**	Critère MDDEFP††
pH	-	4,4-7	4,3-10	7,5-7,9 ⁺⁺	8,1	7,0-8,7
Aluminium	-	ND-83	310-410	<0,005-0,7 ⁺⁺	0,005°	-
Argent	-	0,047-7	<0,001-0,15	-	0,00004°	0,00115
Arsenic	0,000004-0,32	0,004-151	<0,005-0,3	<0,01-0,09	0,001-0,003	0,021
Baryum	≤0,001-2 000	ND-1740	1,3-650	0,3-13,5	0,003-0,034	160
Béryllium	-	-	<0,001- 0,004	-	-	1,2
Bore	-	ND-56	5-95	0,255-76,9 ⁺⁺	-	1
Bromure	-	150-1149	-	-	-	-
Cadmium	0,0000005-0,49	ND-1,21	<0,005-0,2	<0,00002-0,01	0,000001-0,0001	0,0093
Calcium	-	ND-51 300	13-25 800	-	-	-
Chlorures	-	1 400-190 000	80-200 000	-	19 000	-
Chrome	≤0,000001-0,39	ND-0,03	0,02-1,1	<0,001-0,1	0,0001-0,00055	0,05
Cuivre	≤0,000001-55	ND-5	<0,002-1,5	<0,005-0,14	0,00003-0,00035	0,0037
Étain	-	ND-1,1	-	<0,001-0,025	0,0008°	-
Fer	≤0,0001-465	ND-1 100	<0,1-100	1,9-28	0,000008-0,002	-
Lithium	-	18,6-235	3-50	-	-	58
Magnésium	-	0,9-4 300	8-6 000	-	-	-
Manganèse	0,0002-7,0	0,045-63	<0,004-175	0,8-2,3	0,00003-0,001	-
Mercuré	≤0,000001-0,075	-	<0,001- 0,002	-	0,00003°	0,0000013
NH4+	14-246	57 ⁺⁺⁺⁺	10-300	11 ⁺⁺⁺⁺	0,5° (+ NO ₃ ⁻)	3 ⁺⁺⁺
Nickel	≤0,000001-1,67	ND-9,2	-	<0,0001-0,042	0,0001-0,001	0,0083
Nitrates	0,6-15,8	-	-	-	-	3,6
Orthophosphates	0,1-6,6	-	-	-	-	-
Plomb	≤0,000001-18	<0,2-10,2	0,002-8,8	<0,0001-0,045	0,000001-0,0001	0,0085
Potassium	-	149-3 870	24-4 300	-	-	-
Salinité	<2000->300 000	-	-	-	-	-
Sodium	-	520-45 000	132-97 000	-	-	-
Strontium	-	Max 6 200	0,02-1 000	14,5-2 880 ⁺⁺	-	-
Sulfate	≤1,0-8 000	ND-47	<2-1 650	-	-	-
Sulfite	-	-	10	-	-	-
Titane	-	-	<0,01-0,7	-	0,001°	-
Zinc	0,000005-200	ND-5	0,01-35	<0,005-4,47	0,000006-0,00012	0,086
COT	≤0,1->11 000	67-38 000	0-1 500	300 ⁺⁺⁺⁺	-	-
Surfactants	-	0,08-1 200	-	-	-	° °
Alkyl phénol éthoxylés	-	-	-	-	-	0,012
Benzène	0,18-14 ^{***}	1,8-6,9; 0,3- 440 ^{***}	0,4-5 ^{***}	13,5-14,4 ^{***}	-	0,051

	Champ d'hydrocarbures****	Champ gazier****	Champ pétrolier****	Canada†	Eau de mer**	Critère MDDEFP††
Toluène	0,16-7,95***	0,857-3,37; 4-145***	0,01-2***	7,9-8,9***	-	0,2
Éthylbenzène	0,025-0,56***	-	-	-	-	0,025
Xylènes	-	0,8***	0,1-7***	-	-	-
BTEX	0,068-578	-	0,39-35*	-	-	-
Hydrocarbures pétroliers	-	2,3-60		16,5-25*	-	0,01
Hydrocarbures totaux	2-359***	-	2-565	-	-	-
Substances phénoliques	0,4-23	-	0,009-23	10,4***	-	0,005
HAP totaux**	0,04-3	-	-	-	-	-
HAP cancérigènes	ND-0,000127	-	-	0,32-1,8	-	0,000018
Radium (pCi/L)	0-5 150	-	-	-	-	-

*BTX; **Veil et al., 2004 et Lee et al., 2011; ***données d'installations de la mer du Nord et des États-Unis (Stantec, 2012); ****Fakhru'l Razi et al., 2009; †Hibernia, Île de Sable, Terra Nova (Lee et al., 2011); ††critère de qualité des eaux de surface applicable en eau salée pour assurer la prévention des effets chroniques (MDDEFP, 2013b); †††à 5 °C et pH=8; ††††Lee et Neff, 2011; *White Rose, Terra Nova, Hibernia (Stantec, 2012; Husky Energy, 2010; Suncor Energy, 2011); **Île de Sable (Exxon Mobil, 2012); ***Hibernia (Stantec, 2012); ****les teneurs moyennes sont plutôt situées dans la partie inférieure de la gamme de valeurs présentée; il n'est pas précisé si ces données proviennent de champs pétrolier, gazier, terrestre, extracôtier (Lee et al., 2011; Neff, 2002); Ivanoff, 1972; plusieurs critères applicables en fonction du type de surfactant

La composition des *eaux de production* de champs gaziers se distingue de celle des champs pétroliers (Jacobs et al., 1992). Les teneurs en BTEX peuvent être 10 fois supérieures aux teneurs en BTEX d'*eaux de production* de champs pétroliers (Veil et al., 2004; Jacobs et al., 1992). Le pH est plus acide, de l'ordre de 4,4 à 7 contre 4,3 à 10 pour les *eaux de production* de champs pétroliers. Les quantités de chlorures et d'azote ammoniacal seraient en général beaucoup plus élevées pour un champ gazier.

Sur une installation d'exploitation pétrolière en milieu extracôtier, l'objectif poursuivi lors de l'utilisation d'un système de séparation eau-gaz-pétrole est d'atteindre à la fois une qualité de pétrole brut et de gaz naturel acceptable pour leur transport vers la terre ferme et une *eau de production* respectant les exigences de rejet, si elle est rejetée dans l'environnement, ou étant compatible à une réinjection souterraine ou à un autre usage. Puisqu'elle peut porter atteinte à la vie aquatique, le traitement d'une *eau de production* destinée à être rejetée en mer devrait permettre au minimum l'enlèvement des solides et des liquides non aqueux, incluant les hydrocarbures dispersés, les matières en suspension, les dépôts de tartre, les bactéries et les gaz associés, dont le dioxyde de carbone (CO₂) et le sulfure d'hydrogène (H₂S). Plusieurs technologies de traitement des *eaux de production* sont présentées à la **section 5.2**.

Même avec les meilleures technologies de traitement des *eaux de production* existantes, il n'est pas possible d'enlever entièrement les hydrocarbures présents dans les *eaux de production*. Les systèmes de séparation et de traitement d'une unité de production permettent en général de réduire les teneurs en hydrocarbures pétroliers à moins de 30 mg/L (exigence de rejet mensuelle de nombreux pays dans le monde; **section 5.2**).

En plus des éléments initialement présents dans le réservoir exploité, divers produits chimiques ajoutés lors de l'extraction et du traitement des hydrocarbures (**tableau 17**) peuvent contribuer à la contamination de l'*eau de production*. Les quantités et types de produits chimiques ajoutés dépendent des conditions d'opération et des caractéristiques des hydrocarbures extraits. Ces produits, et les produits de dégradation qui leur sont associés, se retrouvent en partie dans les *eaux de production*. On estime qu'un tiers des quantités totales de produits ajoutés lors de l'extraction et du traitement des hydrocarbures se retrouve dans les *eaux de production* (Fakhru'l

Razi et al., 2009). Une liste de différents composés chimiques des additifs ajoutés lors de l'extraction et du traitement est présentée dans la **section 3.5**. On peut y trouver notamment du méthanol, du glycol, de l'éthanolamine, du glutaraldehyde, de l'imidazoline, etc. Il y a, en général, des concentrations en produits chimiques beaucoup plus importantes dans les *eaux de production* de champs gaziers que dans celles de champs pétroliers (**Veil et al., 2004**). Ceci est dû aux différentes étapes de traitement du gaz naturel et à l'ajout dans les champs gaziers d'inhibiteurs de corrosion, de tartre ou d'hydrates en *tête de puits*. Globalement, les concentrations en produits chimiques des *eaux de production* sont de l'ordre de 0,1 mg/L à quelques mg/L (**Fakhru'l Razi et al., 2009; Lee et Neff, 2011**). Les produits chimiques ajoutés en cours d'extraction ou de traitement ont une toxicité sur la vie aquatique variable. Leur utilisation est très réglementée en Europe et se base notamment sur leur toxicité afin de promouvoir l'utilisation de produits moins problématiques pour la santé des écosystèmes marins (voir la **section 5.2**). Aux États-Unis, la réglementation est plutôt basée sur la toxicité globale de l'effluent plutôt que sur la sélection des produits de moindre impact à la source.

Tableau 17 Concentrations et quantités de certains additifs rejetés dans l'eau de production lors de la production d'hydrocarbures en mer du Nord (de Johnsen et al., 2004 dans Lee et al., 2011); voir la composition des additifs à la section 3.5

Type	Concentration d'utilisation	Concentration de rejet*	Quantités totales rejetées***
	mg/L	mg/L	t/an
Biocide	10-200	1,2	81
Coagulant et floculant	< 3	2,4	197
Inhibiteur de corrosion	25-100	0,3-1,5	216
Briseur d'émulsion	10-200	-	9
Piège à gaz	Variable	-	2846
Inhibiteur d'hydrates de gaz	-	8**	-
Inhibiteur de tartre	3-10	0,2-6,8	1143

*valeurs pour deux plateformes de la mer du Nord (**Lee et Neff, 2011**); **méthanol et glycol; ***quantités totales rejetées, estimées pour des installations en exploitation en mer du Nord.

Une fois dans l'eau de mer, les processus de transport et de transformation modifient le devenir de l'*eau de production* et de ses constituants chimiques, notamment par les processus typiques d'advection-dispersion, de dilution, de précipitation, d'adsorption, de dégradation et de volatilisation (**figure 87**). Ces processus dépendent en bonne partie des caractéristiques physiques et chimiques des *eaux de production* (débit, température, densité, etc.) ainsi que des conditions ambiantes du milieu marin. Il a été démontré qu'en général, la dilution d'un panache de contamination d'*eau de production* en milieu marin est plutôt rapide, avec un facteur de dilution, à quelques centaines de mètres du point de rejet, de 100 à 1000 de la concentration initiale (**Fraser et al., 2006; Bakke et al., 2013**).

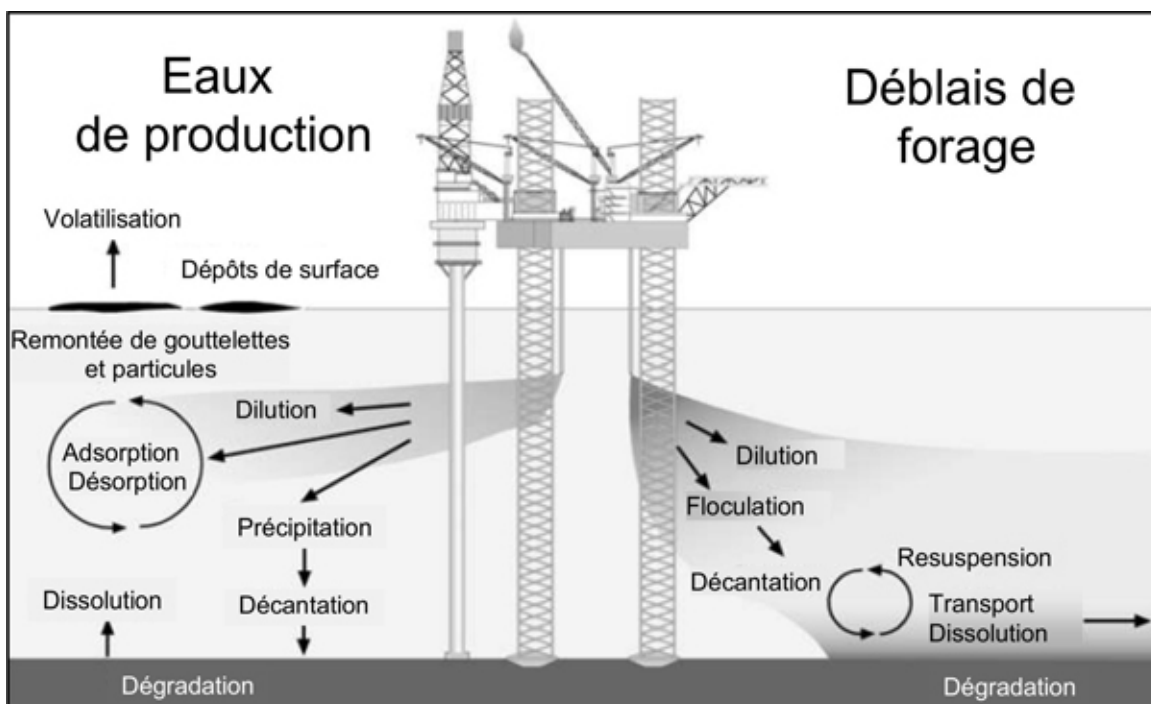


Figure 87 Processus affectant le devenir des eaux de production et des déblais de forage d'une installation d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (Lee et al., 2011)

Si elles ne sont pas convenablement traitées, les *eaux de production* peuvent être toxiques pour les organismes du milieu marin et modifier les propriétés physicochimiques du milieu (modification des teneurs en oxygène dissous, de la température, de la salinité, etc.). Les métaux et les hydrocarbures contenus dans les *eaux de production* sont les contaminants susceptibles d'avoir le plus d'effets sur les organismes *pélagiques*. Le contenu en matière organique peut aussi favoriser localement la croissance microbienne et la consommation d'oxygène dissous du milieu. À faible profondeur, les hydrocarbures de fort poids moléculaire présents dans les *eaux de production* peuvent s'accumuler dans les sédiments du fond marin. Les hydrocarbures plus légers peuvent s'accumuler en surface et devenir potentiellement toxiques pour les oiseaux (Fraser et al., 2006) et pour les autres organismes vivant ou s'alimentant près de la surface, comme les mammifères marins.

De façon générale, les *eaux de production* auraient une toxicité aiguë allant de faible à modérée (Lee et al., 2011). Des résultats d'essais de toxicité sur une espèce de crevette tropicale, *Mysidopsis bahia*, et une espèce de poisson, *Cyprinodon variegatus*, montrent le grand potentiel d'effets létaux des *eaux de production*, d'une part, et que le crustacé est plus sensible (9-37 UT) que le poisson (5-19 UT; **tableau 18**), d'autre part. Des effets sous-létaux des eaux ont été observés chez le poisson jusqu'à une dilution de 42 fois celle de l'effluent. *Mysidopsis bahia* est une espèce largement utilisée lors d'essais de toxicité des *eaux de production* préconisés par la réglementation américaine (**section 5.2**). Cette espèce n'est toutefois pas représentative du contexte du golfe du Saint-Laurent.

La bioaccumulation de métaux, de substances phénoliques et d'hydrocarbures a été observée chez différentes espèces animales en milieu marin. Parmi les hydrocarbures, les HAP sont particulièrement préoccupants. Ils sont hydrophobes, liposolubles, toxiques (cancérogènes, mutagènes, reprotoxiques) et bioaccumulables. Ils ont tendance à s'accumuler dans le gras des organismes. Plus le poids moléculaire des HAP augmente, plus ils sont persistants dans le milieu et plus ils sont solubles dans les tissus gras des organismes vivants. Ils ont une grande affinité

avec les particules solides sur lesquelles ils s'agglutinent et précipitent au fond de l'eau. À cet endroit, ils peuvent être assimilés par les mollusques au cours de la respiration, par contact ou par ingestion. Chez les vertébrés (poissons et mammifères), le système enzymatique permet d'éliminer ou de dégrader les HAP et de ne pas les accumuler. La toxicité des HAP a toutefois été confirmée sur les vertébrés. Chez les moules, les huîtres et d'autres invertébrés (gastéropodes, zooplancton), le risque d'accumulation à de fortes concentrations reste élevé. On a ainsi constaté une bioaccumulation des HAP chez les moules à proximité de rejets d'eau de production (Lee et al., 2011). Les études actuelles n'ont pas relevé d'effets néfastes dus à la radioactivité des eaux de production contenant du radium-226 et 228 (Hylland et Eriksen, 2013).

Tableau 18 Essais de toxicité d'eaux de production provenant d'installations d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier dans le golfe du Mexique (traduit de Lee et al., 2011)

Essai de toxicité	Nombre d'échantillons testés	Toxicité moyenne	Écart-type
<i>Mysidopsis bahia</i>			
Toxicité aiguë (96h CL50 [†])	412	9 UTa ⁺⁺⁺	10 UTa
Toxicité chronique - survie (CSEO ⁺⁺)	407	29 UTc ⁺⁺⁺⁺	17 UTc
Toxicité chronique - croissance (CSEO)	391	42 UTc	28 UTc
Toxicité chronique - fécondité (CSEO)	274	37 UTc	31 UTc
<i>Cyprinodon variegates</i>			
Toxicité aiguë (96h CL50)	359	5 UTa	7 UTa
Toxicité chronique - survie (CSEO)	401	16 UTc	11 UTc
Toxicité chronique - croissance (CSEO)	395	19 UTc	12 UTc

[†] concentration létale 50 %; ⁺⁺ concentration sans effet observé; ⁺⁺⁺ unité toxique aiguë; ⁺⁺⁺⁺ unité toxique chronique

4.3.2 Autres eaux usées

En dehors des eaux de production, des quantités importantes d'eaux de ballast et d'eaux de refroidissement peuvent être rejetées dans le milieu marin par une installation d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures extracôtier.

Les eaux de ballast sont notamment utilisées lors du stockage du pétrole brut, pour la stabilité de l'installation, ou pour le transport par bateau (CNLOPB, 2010). Les eaux de ballast utilisées pour le stockage de pétrole brut consistent en de l'eau salée pouvant contenir une certaine quantité d'hydrocarbures lors de leur rejet dans le milieu marin (Stantec, 2012). Les volumes produits peuvent être importants et vont dépendre des quantités de pétrole brut produit et transporté.

Les eaux de refroidissement sont utilisées dans les échangeurs à chaleur des installations d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, notamment pour le refroidissement des boues de forage (Whitford, 2008) ou lors de la compression de gaz naturel en vue de leur transport ou de leur injection (Shah, 2013a). L'eau de mer utilisée comme eau de refroidissement est en général traitée avec des biocides afin de protéger les équipements contre la corrosion ou la formation de biofilms, puis une partie (purge) est rejetée dans le milieu marin après utilisation. Les rejets d'eaux de refroidissement contiennent différents produits chimiques, dont des biocides (p. ex. du chlore), avec des concentrations de l'ordre du mg/L, et ont des températures allant de 40 à 45 °C (Shah, 2013b).

Des fluides peuvent aussi être utilisés pour la complétion de puits, la stimulation de puits, la fracturation hydraulique et le traitement du puits, et ils peuvent être rejetés directement ou mélangés avec les eaux de production (CNLOPB, 2010).

Une certaine quantité d'eau de mer et d'eau de précipitation peut s'infiltrer ou ruisseler dans une installation extracôtière. Ces *eaux de ruissellement* peuvent se charger en contaminants (p. ex., hydrocarbures, agent déglacant au glycol) avant de s'écouler jusqu'au milieu marin. On distingue les eaux de cale (« bilge water »), c'est-à-dire de l'eau de mer qui s'est infiltrée dans une installation extracôtière, et les eaux de drainage (« deck drainage »), c'est-à-dire de l'eau de mer ou l'eau des précipitations qui ruisselle à la surface d'une installation (**CNLOPB, 2010**). Les volumes d'*eau de ruissellement* produits sont en général beaucoup plus faibles que les volumes d'*eau de refroidissement*, d'*eaux de ballast* ou d'*eaux de production*.

Des eaux peuvent être utilisées et rejetées dans le milieu marin pour les tests des systèmes de contrôle incendie (**CNLOPB, 2010**). D'autres fluides sont utilisés pour l'entretien de l'équipement sous-marin et peuvent être rejetés directement dans le milieu marin, par exemple du méthanol et de l'éthylène glycol utilisés pour le contrôle des systèmes de valves des équipements sous-marins (*bloc obturateur de puits, tête de puits, etc.*).

Une installation d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures génère aussi de petits rejets « non contrôlés » de pétrole brut, de *fluides* et *boues de forage*, d'huile hydraulique, de produits chimiques ou de condensats dans le milieu marin. À titre d'exemple, en 2004, 274 m³ de pétrole brut ont été rejetés accidentellement dans le milieu marin de l'unité de traitement des *eaux de production* de l'installation Terra Nova (**BVG, 2012; CNLOPB, 2013**). La même année, 357 m³ de *boues à base synthétique* ont été émises accidentellement du *tube prolongateur* vers le milieu marin lors d'un forage sur le plateau néo-écossais (**BVG, 2012; CNSOPB, 2013**). En 2006, 159 m³ de monoéthylène glycol ont été rejetés accidentellement de la ligne de transport sous-marine du produit chimique de l'installation de l'île de Sable (**BVG, 2012; CNSOPB, 2013**). Les rejets accidentels de pétrole brut répertoriés étaient en moyenne de 0,92 t/installation/an entre 2007 et 2012 pour les installations des Grands Bancs de Terre-Neuve et de 0,28 t/installation/an entre 2002 et 2011 pour les installations de la mer du Nord (**OSPAR, 2013; CNLOPB, 2013**).

Rejets d'eaux usées d'installations en milieu extracôtier

Selon les données de 2011 fournies par les exploitants d'hydrocarbures en milieu extracôtier de la mer du Nord, les quantités d'*eaux de production* rejetées en mer après traitement ou injectées dans une formation géologique par une installation étaient en moyenne de 3 800 m³/j (**OSPAR, 2013**). Globalement, les installations extracôtières de la Norvège en mer du Nord (pétrole brut et gaz naturel) ont rejeté en moyenne 9 300 m³/j d'*eau de production* par installation (**NEA, 2014**). L'installation de production de gaz naturel extracôtier en Norvège ayant généré le plus d'*eau de production* en 2011 a produit 900 m³/j d'eau pour une production de 2,4 millions de m³ de gaz naturel par jour (**NEA, 2014**). Cela correspond à 0,38 litre d'eau par mètre cube de gaz produit. On note que les volumes d'*eau de production* produits sont beaucoup plus faibles pour un champ gazier que pour un champ pétrolier.

Les rejets moyens d'*eaux de production* des installations pétrolières Terra Nova, Hibernia et White Rose, au large de Terre-Neuve, en 2009 étaient respectivement de 14 000, 19 500 et 5 200 m³/j (**Stantec, 2012; tableau 19**). Elles ont donc généré entre 0,5 et 1 m³ d'eau par mètre cube de pétrole brut produit. Selon les données des champs d'hydrocarbures du projet de l'île de Sable et de Cohasset/Panuke, les quantités d'*eaux de production* sont respectivement de 450 et 5 600 m³ d'eau par jour pour un débit d'extraction d'hydrocarbures de 10⁷ m³/jour de gaz naturel et 2 500 m³ de pétrole brut (15 500 barils de pétrole brut; **CNSOPB, 2013**). Ceci correspond à un volume d'*eau de production* pour Cohasset/Panuke égal à 69 % du volume total extrait. Les charges d'hydrocarbures rejetées dans l'*eau de production* pour le projet de l'île de Sable (champ gazier) sont de l'ordre de 1 t/j, valeur beaucoup plus faible que les charges d'un champ pétrolier.

Les concentrations moyennes dans les rejets d'eau de production pour une exploitation pétrolière en mer du Nord étaient, en 2011, de 12,5 mg/L d'hydrocarbures pétroliers et de 13,1 mg/L de BTEX, ce qui équivaut à une charge annuelle de 17,6 t d'hydrocarbures et de 18,4 t de BTEX (OSPAR, 2013).

Les installations pétrolières au large de Terre-Neuve, pour leur part, ont déclaré des rejets dans le milieu marin d'ammoniac, de phosphore total, d'éthylène glycol, de substances phénoliques, du méthanol, et de BTEX (INRP, 2014). L'installation Hibernia a rejeté en 2011 84,4 t de BTEX à une concentration de 17 mg/L, 163 kg de HAP (32 µg/L), 56 t de substances phénoliques (11,2 mg/L) et 79 t d'éthylène glycol (15,7 mg/L) [INRP, 2014; CNLOPB, 2014]. En 2011, l'installation de l'île de Sable a rejeté 289 t d'éthylène glycol dans l'eau de mer (INRP, 2014). La source de l'éthylène glycol rejeté n'est pas indiquée. L'installation de l'île de Sable injecte du monoéthylène glycol comme inhibiteur d'hydrates de gaz dans les pipelines et utilise du triéthylène glycol pour la déshydratation du gaz naturel (Exxon Mobil, 2010). De plus, du monoéthylène glycol peut être utilisé pour nettoyer des pipelines ou pour réaliser des tests de pression des valves sur les équipements sous-marins (CNLOPB, 2010). Les rejets de fluides pour ces tests sont estimés à 0,44 m³ par puits, fluides qui contiennent de 40 à 50 % de glycol (Whitford, 2008).

Les rejets d'eaux de ballast pour le stockage de pétrole brut de l'installation Hibernia sont équivalents à la production de pétrole brut, soit en moyenne 20 000 m³/j (Stantec, 2012). Leurs teneurs en hydrocarbures ont varié de 0 à 3,1 mg/L entre 2007 et 2009. Les teneurs en hydrocarbures dans l'eau de ballast utilisée pour le stockage de pétrole brut d'installations de production en mer du Nord étaient en moyenne de 1,8 mg/L en 2011, pour une moyenne de 5 t par site d'extraction et une production de 7 200 m³/j (OSPAR, 2013).

Les teneurs en chlore des eaux de refroidissement de l'installation Hibernia ont varié de 0 à 1,65 mg/L entre 2007 et 2009 (Stantec, 2012). Les rejets d'eaux de refroidissement de White Rose étaient en moyenne de 9 800 m³/j, avec une teneur moyenne mensuelle en chlore se entre 2008 et 2010 de 0,27 mg/L (Husky Energy, 2010).

Les rejets d'eaux de ruissellement de l'installation White Rose en 2010 étaient de 7 m³/j, pour une teneur en hydrocarbures de 4,5 mg/L (Husky Energy, 2010).

Tableau 19 Caractéristiques des rejets d'eau de production d'installations extracôtières de production d'hydrocarbures au Canada en 2009 (Stantec, 2012; Suncor Energy, 2011; Husky Energy, 2010; Exxon Mobil, 2012; CNLOPB, 2014; CNSOPB, 2013)

Installation	Débit d'eaux de production <i>Dop</i>	Concentration en hydrocarbures	Charge en hydrocarbures	Débit d'hydrocarbures vendus <i>Dh</i>	<i>Dop/Dh</i>
	m³/j	mg/L	t/an	m³/j	-
Terra Nova	14 134	14,5	75	12 643	1,12
Hibernia	19 410	21	149	19 969	0,97
White Rose	5 200	25	47	9 900	0,53
Île de Sable	450	3,8	1	9,2E06	4,9E-05
Cohasset/Panuke	5 600	-	-	2 500	2,2

4.4 Émissions atmosphériques

Les principales sources d'émissions atmosphériques du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier sont présentées au **tableau 20**. Une partie des émissions dans l'air sont issues des combustibles (gaz naturel, diesel) utilisés pour le forage,

l'extraction, le traitement et le transport des hydrocarbures. Ces combustibles sont utilisés pour faire fonctionner les différents groupes électrogènes et moteurs. De plus, lors de la phase de production, des émissions dans l'air sont issues des *gaz associés* présents dans les hydrocarbures extraits du *gisement*. Une partie de ces gaz vont être perdus par les systèmes de *mise à l'évent* de l'installation ou après *mise à la torche*. Pour des champs gaziers, une partie des *gaz associés* récoltés lors du traitement du gaz naturel peuvent être injectés dans des formations souterraines (**section 3.5**). Les principaux composés émis dans l'atmosphère par les systèmes de *mise à l'évent* ou de *mise à la torche* sont le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène, le méthane, le monoxyde de carbone, les oxydes d'azote, les oxydes de soufre, les matières particulaires et les composés organiques volatils (COV). L'efficacité de combustion des gaz d'une torchère variant de 80 à 98 % (**Lee et al., 2011**), cette installation émet donc d'autres gaz que le CO₂ dans l'atmosphère suite à une combustion incomplète. Ces composés peuvent contribuer à l'effet de serre, être toxiques pour la santé humaine et les écosystèmes ou créer des nuisances en raison des odeurs produites. Les oxydes d'azote et de soufre ainsi que le monoxyde de carbone sont les composés les plus dangereux associés à une pollution locale ou régionale. Les répercussions sur la santé humaine de ces émissions atmosphériques générées par les installations extracôtières du Canada ont été peu considérées étant donné la distance aux côtes et la dispersion par les vents marins (**Lee et al., 2011**). Le méthane et le dioxyde de carbone sont les principaux gaz à effet de serre émis lors des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Les émissions de méthane se font dans des conditions normales d'exploitation, lors des entretiens de routine et en cas de perturbations des installations pétrolières et gazières (**GMI, 2011**). Les principales sources d'émissions de méthane sont les compresseurs de gaz naturel, le système d'évacuation du gaz naturel, notamment en cas d'urgence et d'arrêts de la production, et les pertes de gaz lors du stockage du pétrole (**figure 88; Bylin et al., 2010**).

Tableau 20 Principales sources d'émissions atmosphériques de l'exploration et de l'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (basé sur Genivar, 2013)

Étape	Sources d'impacts
Relevés géophysiques	Moteurs de navires de levés sismiques et autres relevés géophysiques; groupes électrogènes; chaudières
Forages exploratoires	Moteurs de navires de soutien; groupes électrogènes; chaudières; <i>mise à la torche</i> ; <i>mise à l'évent</i> ; fonctionnement des installations de forage (rotation du <i>train de tiges</i> , injection de fluides, traitement des <i>résidus de forage</i>); émissions fugitives de gaz
Construction	Idem à l'étape des forages exploratoires; moteurs de navires de pose de pipelines; énergie pour la pose d'équipement sous-marin
Production	Moteurs de navires de transport; maintien en position de l'installation de production; groupes électrogènes; fonctionnement de l'installation de production (extraction; injection de fluides; séparation; traitement du pétrole brut; traitement du gaz naturel; compression du gaz naturel; traitement des <i>eaux de production</i>); énergie de transport des hydrocarbures; émissions de gaz par la <i>mise à la torche</i> ; émissions de gaz par les systèmes de <i>mise à l'évent</i> ; chaudières
Fin de vie	Moteurs de navires de démantèlement et de transport de matériaux (acier, ciment); groupes électrogènes; fonctionnement des installations de démantèlement (retrait des pipelines, de l'équipement sous-marin; obturation des puits)

Émissions atmosphériques au Canada et en mer du Nord

- Le **tableau 21** présente la composition des gaz associés de l'installation Deep Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse, que l'on compte récupérer lors du traitement du gaz naturel extrait (**EnCana, 2006**). Ces gaz sont principalement composés de dioxyde de carbone, de sulfure d'hydrogène et de méthane. On prévoit les injecter dans une formation souterraine. La quantité de gaz associés générée par jour est estimée à 192 t.

Tableau 21 Composition et flux des gaz associés anticipés pour la production de l'installation Deep Panuke (EnCana, 2006)

Description	Design Data
Mass Flow (kg/h)	8100
STD Gas Flow (m ³ /hr)	5325
Molar Flow (kgmole/hr)	230
Pressure (kPa)	150
Temperature (C)	56
Component Mole %	
CO ₂	63.2
H ₂ S	18.5
CH ₄	17.0
C2 ⁺	1.1
H ₂ O	0.24

Note: The flow represents the total feed to the acid gas management system including acid gas from the amine system and H₂S removed from the condensate fuel for the Mean Production Profile.

- L'installation Hibernia a émis (émissions de cheminées) dans l'atmosphère, en 2011, 559 t, 987 t, 118 t et 387 t, respectivement, de monoxyde de carbone, d'oxydes d'azote (exprimés en NO₂), de particules fines (< 2,5 microns) et de COV pour une production de 56 millions de barils de pétrole brut (**tableau 22; CNSOPB, 2013; INRP, 2014**).
- L'installation Terra Nova a émis dans l'atmosphère, en 2011, 469 t, 2 375 t, 130 t et 58 t, respectivement, de monoxyde de carbone, d'oxydes d'azote, de particules (< 2,5 microns) et de COV pour une production de 15,8 millions de barils de pétrole brut (**CNSOPB, 2013; INRP, 2014**).
- L'installation White Rose a émis dans l'atmosphère, en 2011, 513 t, 2 444 t, 138 t et 60 t, respectivement, de monoxyde de carbone, d'oxydes d'azote, de particules (< 2,5 microns) et de COV pour une production de 12,8 millions de barils de pétrole brut (**CNSOPB, 2013; INRP, 2014**).
- Les installations Hibernia, White Rose et Terra Nova ont produit entre 0,4 et 0,6 Mt en équivalent CO₂ de gaz à effet de serre (CO₂, CH₄ et N₂O) en 2011 (**EC, 2013**). À titre comparatif, la production de gaz à effet de serre du Québec en 2010 était de 82,5 Mt en équivalent CO₂ (**MDDEFP, 2013a**).
- Les installations d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures de Norvège ont produit, en 2012, une moyenne de 0,19 Mt de CO₂, 800 t d'oxydes d'azote, 167 t de COV, 475 t de CH₄ et 12 t de SO₂ par installation (**NEA, 2014**).
- Les émissions de méthane des installations du golfe du Mexique étaient en moyenne de 135 t par installation en 2005 (**Bylin et al., 2010**).

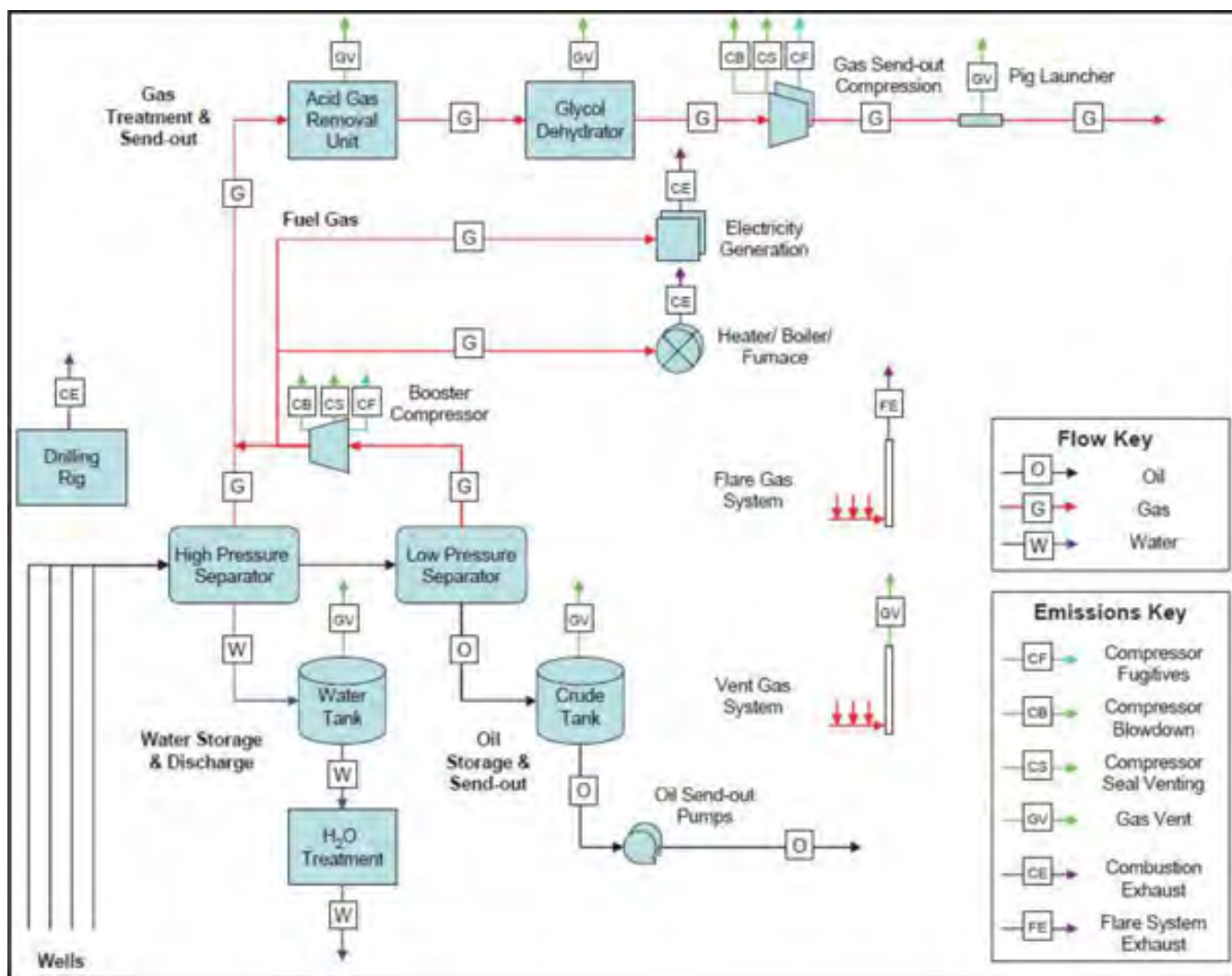


Figure 88 Diagramme des émissions de méthane sur une installation de production d'hydrocarbures en milieu extracôtier (Bylin et al., 2010)

Tableau 22 Émissions atmosphériques d'installations extracôtières en 2011 (EC, 2013; INRP, 2014)

Installation	Monoxyde de carbone	Oxydes d'azote	Particules fines	COV	GES
	t/an	t/an	t/an	t/an	MtCO ₂ eq/an
Terra Nova	469	2 375	130	58	0,6
Hibernia	559	987	118	387	0,5
White Rose	513	2 444	138	60	0,39
Île de Sable	75	128	18	10	0,15
Mer du Nord	-	800	-	167	0,20

4.5 Matières résiduelles

Les principales sources de matières résiduelles de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier sont présentées au **tableau 23**. On entend par matières résiduelles les matières émises par une installation sous forme solide, incluant les matières sous forme de boues. Les *résidus de forage*, constitués de *déblais de forage* et de *boues de forage* produits lors des forages exploratoires et de production, constituent la plus grande source de matières résiduelles. Les *résidus de forage* sont produits lors de l'installation de *puits exploratoires*, de *puits de production* ou de *puits d'injection*. Lors du forage de la section initiale d'un puits (lorsque le *tube prolongateur* n'est pas encore installé), les *résidus de forage* sont rejetés directement sur le fond marin. Après la mise en place du *tube prolongateur*, les *résidus* sont remontés sur l'unité de forage et les *déblais de forage* sont séparés des *boues de forage*. Alors que la plus grande partie des *boues de forage* sont recirculées, les *déblais de forage*, enduits de boues, sont rejetés dans le milieu marin ou éliminés en milieu terrestre. Ainsi, une partie des *boues de forage* se retrouve dans les *déblais de forage* rejetés.

Tableau 23 Principales sources de matières résiduelles de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (basé sur Genivar, 2013)

Étape	Sources d'impacts
Levés sismiques	Déchets domestiques
Forages exploratoires	<i>Déblais de forage</i> et <i>boues de forage</i> Résidus de ciment
Construction	<i>Déblais de forage</i> et <i>boues de forage</i> Résidus de ciment
Production	Déchets domestiques (p. ex., <i>déchets alimentaires</i>) Matières particulières du gisement (<i>sable de production</i>) Rejets d'hydrocarbures non contrôlés
Démantèlement	Déchets domestiques Matériaux de construction

Les *résidus de forage* sont composés des débris rocheux arrachés aux diverses strates géologiques rencontrées lors des forages. Ces résidus sont mélangés à un *fluide de forage* à base aqueuse (eau douce ou salée), huileuse ou synthétique et à un certain nombre d'additifs chimiques. Les *résidus de forage* rejetés avant la mise en place du *tube prolongateur* vont contenir une grande quantité d'additifs. Ces quantités sont beaucoup plus faibles lors de la mise

en place du *tube prolongateur* qui permet la recirculation des *boues de forage* dans le trou de forage, ainsi que la séparation et la récupération des *déblais de forage* sur l'installation. Les additifs composant le *fluide de forage* (**section 3**), leur concentration dans les matières résiduelles et le type de *fluide de forage* utilisé déterminent l'importance des répercussions potentielles de ce rejet ainsi que le mode de gestion à privilégier.

Les volumes de *résidus de forage* produits vont dépendre de la profondeur du forage réalisé. Ces volumes varient de 1 100 à 2 000 m³ pour un forage avec des *fluides à base d'eau* et de 300 à 1 300 m³ pour des *fluides à base synthétique* (**Lee et al., 2011**). Au Canada et aux États-Unis, seuls les résidus constitués de *boues à base d'eau* et de *boues à base synthétique* peuvent être rejetés dans le milieu marin (**section 5.3**). Les déblais de *boues à base d'huile* sont en général injectés dans des formations géologiques ou acheminés, traités et, le cas échéant, éliminés sur la terre ferme (**Neff, 2005**) étant donné qu'ils présentent un risque pour l'environnement.

On distingue deux types de panaches lors du rejet des *résidus de forage* dans le milieu marin (**Lee et al., 2011**) : un panache composé de particules plus denses qui se déposent à proximité du point de rejet, et un panache composé de particules moins denses qui se dispersent dans la colonne d'eau et décantent plus loin du point de rejet sur de plus grandes surfaces du fond marin (**figure 89**). Les *résidus de forage de boues à base d'eau* et à *base synthétique* ont été retrouvés respectivement jusqu'à 8 km et 2 km du point de rejet lors de suivis environnementaux au Canada (**Lee et al., 2011**). Lors de leur rejet en milieu marin, les boues et déblais à *base d'eau* ont tendance à se disperser facilement à la différence des *boues à base synthétique*. Les principaux mécanismes de transport régissant le comportement des *résidus de forage* en milieu marin sont l'advection-dispersion, l'agrégation, la décantation, le dépôt sur le fond marin, la consolidation et l'érosion.



Les rejets en mer de *résidus de forage* vont induire des répercussions potentielles sur le milieu selon différents mécanismes :

- création d'un panache de turbidité dans la colonne d'eau;
- création de zones hypoxiques ou anoxiques;
- toxicité des composés présents dans les *résidus de forage* sur les organismes;
- bioaccumulation de certains métaux et hydrocarbures dans les organismes;
- enfouissement de la communauté benthique par le dépôt de sédiments sur le fond marin;
- déplacement des organismes benthiques mobiles.

Les impacts des *résidus de forage* lors de leur dispersion dans la colonne d'eau sont souvent négligés. Ce sont les répercussions liées au dépôt des résidus qui sont le plus souvent considérées (Neff, 2005). Les *résidus de forage* représentent un risque toxique plus important pour la communauté benthique puisqu'ils décantent sur le fond marin. La dégradation des molécules organiques présentes dans les *résidus de forage* par les microorganismes peut induire l'apparition de zones anoxiques problématiques pour les communautés locales. À cet égard, le risque résulte de la combinaison d'une zone anoxique et de la toxicité intrinsèque des *résidus de forage* et, éventuellement, des produits de dégradation. Les *résidus de forage* contiennent un certain nombre d'additifs, des hydrocarbures et des métaux potentiellement toxiques pour les organismes aquatiques. Les principaux métaux présents dans les *boues à base d'eau*, de par leurs quantités et leur impact sur l'environnement, sont l'arsenic, le baryum, le mercure, le zinc, le chrome, le cadmium, le cuivre, le fer, le nickel et le plomb présents dans la baryte (BaSO_4 ; additif) ou dans les matières arrachées aux formations géologiques traversées par le forage (Neff, 2005). Dans des *déblais de forage* d'installations extracôtières de la Californie, on a observé des teneurs en baryum, cadmium et mercure 15 000 mg/kg, 2,89 mg/kg et 0,07 mg/kg respectivement. La majorité du baryum est contenu dans la baryte ajoutée comme additif aux *fluides de forage*. La solubilité de la baryte dans la colonne d'eau et dans les sédiments étant faible, la biodisponibilité et la toxicité du baryum pour les organismes marins sont considérées comme faibles (Neff, 2005). Les quantités et concentrations des additifs retrouvés dans les *résidus de forage* vont dépendre des types de *fluides de forage* utilisés lors du forage des puits (voir les exemples de composition de *fluides de forage* dans la section 3.3) et du mode de gestion de ces fluides. Les quantités d'agent densifiant (baryte), de viscosifiant et de colmatant rejetées lors de forages réalisés dans le golfe du Mexique ont été respectivement de 260 t, 37 t et 9 t par puits (Neff, 2005).

Les *boues à base synthétique* sont considérées comme peu toxiques, mais elles sont une source importante de carbone organique pouvant consommer l'oxygène du milieu (Genivar, 2013). Les *boues à base d'eau* contiennent en général des produits de la liste PLONOR (OSPAR, 2012b) et sont considérées comme peu toxiques (Bakke et al., 2013; Neff, 2005). On retrouve par exemple sur la liste PLONOR la baryte, l'ilménite, la bentonite, le carbonate de calcium, le graphite, le formiate de potassium ou la gomme xanthane (section 5.3). Aux États-Unis, les exploitants utilisent de moins en moins de *boues à base d'huile* compte tenu de la réglementation plus contraignante pour leur utilisation et leur élimination. La liste de produits commerciaux utilisés par les entreprises d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier, établie par le CEFAS (2013), classe les additifs composant un *fluide de forage* selon leur toxicité sur le milieu marin. La plupart des produits commerciaux listés par le CEFAS sont des substances de classe « gold », c'est-à-dire présentant un faible impact pour le milieu récepteur. À titre d'exemple, le glutaraldéhyde et le diéthylène glycol sont classifiés « gold » sur la liste du CEFAS (section 5.2).

Le potentiel de bioaccumulation dans les organismes de certains hydrocarbures et métaux présents dans les *boues à base d'eau* ou à *base synthétique* n'a pas été démontré lors de suivis environnementaux d'installations extracôtières (Lee et al., 2011). Des études récentes dans les

sédiments marins de l'océan Atlantique ont montré que les *boues à base synthétique* étaient en général rapidement biodégradables.

Le dépôt des *résidus de forage* sur le fond marin peut entraîner une diminution locale de l'abondance et de la biodiversité de la faune et de la flore conjointement à une hausse des populations d'espèces opportunistes (Caenn et al., 2011). Des effets biologiques sont généralement constatés jusqu'à 1 000 m de l'installation pour des *déblais de forage* de *boues à base d'eau* et de *boues à base synthétique* (Lee et al., 2011). À l'intérieur d'un an, il est estimé que le milieu marin est en général recolonisé par les communautés benthiques et retrouve une structure des communautés proche de l'état initial, au fur et à mesure que la quantité de contaminants diminue dans les dépôts (Lee et al., 2011; Caenn et al., 2011; figure 90). L'USEPA (2000) estime que trois à cinq ans après l'arrêt de rejets de *déblais de forage* contaminés par des *boues à base synthétique*, les teneurs en contaminants sont suffisamment faibles et les teneurs en oxygène suffisamment élevées pour retrouver des conditions de vie acceptables pour les communautés benthiques.



Figure 90 Recolonisation de *déblais de forage* déposés sur le fond marin à proximité d'un site d'exploration d'hydrocarbures en milieu extracôtier (Caenn et al., 2011)

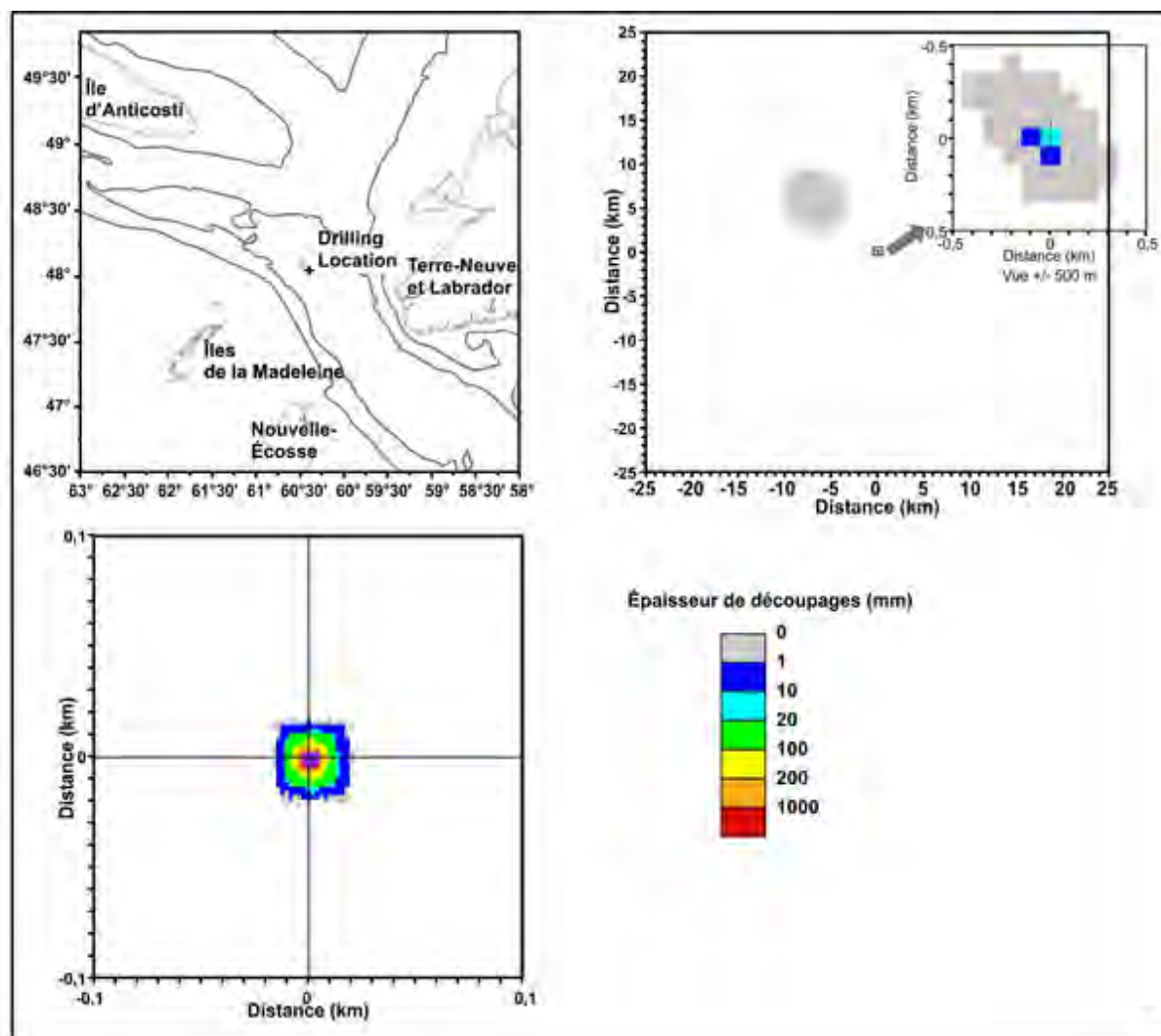
Rejets de *résidus de forage* et d'hydrocarbures d'installations en milieu extracôtier

En 2011, les exploitations norvégiennes extracôtrières ont rejeté dans la mer du Nord de 193 à 18 000 t de *résidus de forage* composés de *boues à base d'eau* selon l'installation, pour une moyenne de 3 500 t par installation (NEA, 2014). Les exploitations norvégiennes ont injecté dans une formation géologique, entre 2003 et 2011, de 25 à 30 000 t de *résidus de forage* de *boues à base d'huile* par an selon l'installation, pour une moyenne de 3 200 t par installation.

Pour des forages réalisés à Terra Nova entre 2003 et 2005, les quantités de *déblais de forage* et de *boues à base d'eau* rejetées ont été respectivement de 1 630 t et de 2 200 m³ par an. Les quantités de *déblais de forage* et de *boues à base synthétique* rejetées ont été respectivement de 4 700 t et de 480 m³ par an (Husky Energy, 2006).

Simulation de rejets de résidus de forage à Old Harry

La **figure 91** présente une simulation de rejets de *résidus de forage* par Corridor Resources dans l'éventualité du forage d'un *puits exploratoire* dans le secteur Old Harry du golfe du Saint-Laurent. Les *résidus de forage* de boues à base d'eau rejetés sans *tube prolongateur* seraient localisés à proximité du trou de forage, soit à moins de 30 m, pour une épaisseur de dépôts pouvant aller jusqu'à 4,7 m (**Corridor Resources, 2013**). Pour les *résidus de forage* rejetés après l'installation du *tube prolongateur*, deux dépôts sur le fond marin sont simulés. Un premier dépôt à proximité du *puits exploratoire* (à l'intérieur d'un rayon de 500 m) pour les particules les plus lourdes qui aurait une épaisseur pouvant atteindre 20 mm, et un deuxième dépôt situé à environ 10 km au nord-ouest du forage exploratoire, d'une épaisseur de moins de 1 mm. Des panaches contaminés par des matières en suspension dans la colonne d'eau de 2 à 40 km de long ont aussi été modélisés pour un volume total de 1 210 m³.



4.6 Utilisation des ressources

Lors de l'activité d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier, des biens consommables vont être requis, principalement des matériaux de construction pour l'installation de production et les équipements sous-marins, de l'énergie nécessaire à l'extraction, au traitement et au transport des hydrocarbures, ainsi que des produits chimiques utilisés lors de la phase de forage exploratoire et de la phase de production (**tableau 24**). Ces intrants peuvent avoir des impacts considérables sur l'environnement en générant des émissions et rejets indirects lors des étapes de fabrication ou de transport jusqu'à l'installation extracôtière. Par exemple, les installations extracôtières en béton peuvent nécessiter plusieurs centaines de milliers de tonnes béton armé comme matériau de structure, et générer des impacts importants lors de la fabrication du ciment (approche cycle de vie; voir la **section 5.9**).

Tableau 24 Principales ressources utilisées pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier

Étape	Sources d'impacts
Relevés géophysiques	Combustibles pour le fonctionnement des navires de levés sismiques
Forages exploratoires	Combustibles pour le fonctionnement des installations de forage Matériaux pour la réalisation des puits <i>Additifs et fluides de forage pour les puits exploratoires</i>
Construction	Combustibles pour la mise en place de l'installation de production Matériaux pour la réalisation des puits Matériaux de fabrication des installations de production <i>Additifs et fluides de forage pour les puits de production et les puits d'injection</i>
Production	Additifs pour l'extraction et le traitement des hydrocarbures Combustibles pour le fonctionnement de l'installation de production et pour le transport des hydrocarbures <i>Eaux de ballast, eaux de refroidissement</i>
Fin de vie	Combustibles pour le fonctionnement des navires de transport et le démantèlement de l'installation de production Matériaux pour l'obturation des puits

4.6.1 Matériaux de structure

La majorité des matériaux d'une installation d'exploitation en milieu extracôtier consiste en de l'acier et du béton (**CPA, 2010**), mais on retrouve aussi d'autres types de matériaux qui doivent être récupérés et traités spécifiquement (plastiques, équipement électrique, etc.) en fin de vie utile. Les matériaux ont pu être contaminés par des composés, tels que les revêtements anticorrosion, des métaux lourds ou des composés radioactifs. Des dépôts radioactifs ont pu se former à l'intérieur des pipelines.

Entre 120 000 et 550 000 t de béton armé sont requises pour une installation en béton avec en moyenne 35 000 t d'armature en acier. Les quantités d'acier d'une structure métallique d'une installation fixe s'élèvent à environ 20 000 t (**BP, 2011**). À titre indicatif, la **figure 92** présente un

inventaire des principaux matériaux de structure des unités d'exploitation et de transport de pétrole brut par pipelines (longueur de 20 km) de l'installation fixe extracôtière Murchison, au Royaume-Uni. L'ensemble totalise 65 000 t de matériaux.

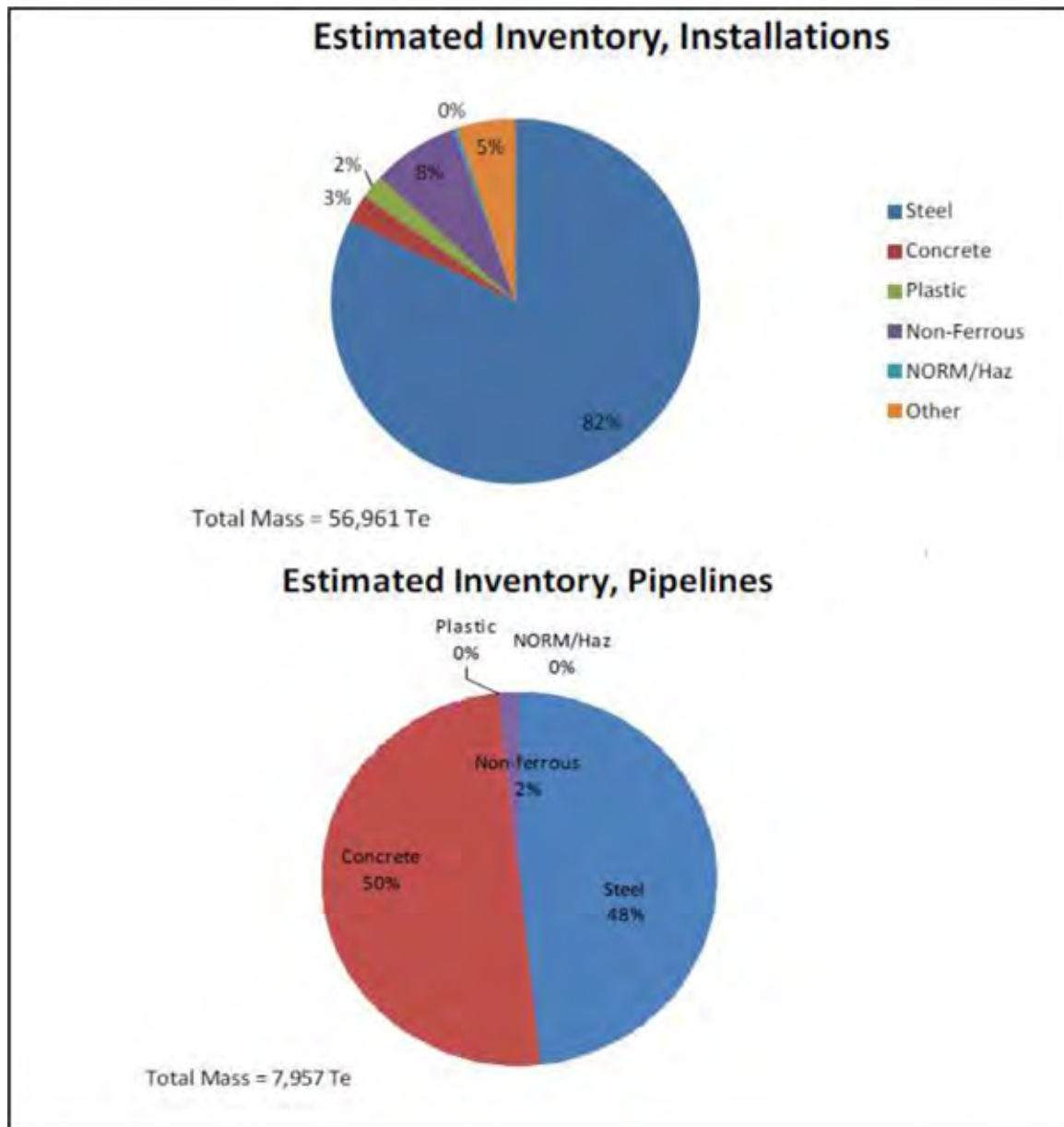


Figure 92 Principaux matériaux de structure de l'installation extracôtière Murchison, au Royaume-Uni (CNR, 2013)

4.6.2 Produits chimiques

Un certain nombre de produits chimiques sont requis pour la réalisation de forages et la production d'hydrocarbures. Par exemple, les quantités requises de bentonite et de baryte (principaux constituants des *fluides de forage*) pour un forage exploratoire à Old Harry sont

estimées à environ 450 t (**Corridor Resources, 2013**). D'autres additifs sont utilisés lors de la phase de production (voir la **section 3.5** pour plus de détails), principalement afin d'assurer une bonne circulation et une bonne remontée des hydrocarbures dans le puits (p. ex., injection d'acide dans le puits pour stimuler la productivité du gisement ou pour nettoyer le puits, traitement des conduites avec des agents anticorrosion, anti-tartre) et d'améliorer les propriétés des hydrocarbures (p. ex., agent de réducteur de frottement) ou lors des étapes de traitement du gaz naturel (p. ex., piège à gaz). Par exemple, en 2011, les installations Hibernia, de l'île de Sable, White Rose et Terra Nova ont utilisé et rejeté respectivement dans le milieu marin 79 t, 289 t, 358 t et 1 018 t d'éthylène glycol et de méthanol utilisés en tant qu'inhibiteurs d'hydrates de gaz (**INRP, 2014**). Les hydrates de gaz sont des cristaux solides formés de molécules d'eau et de méthane qui peuvent se former à basse température et à haute pression sur les parois des puits et des conduites. Des inhibiteurs doivent être injectés pour empêcher leur formation et assurer une bonne circulation des fluides (voir la **section 3.5** pour plus de détails).

4.6.3 Énergie

Les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures requièrent une certaine quantité d'énergie, notamment pour la réalisation de forages et pour la production et le transport d'hydrocarbures. Les combustibles utilisés sont en général du gaz naturel et du diesel. À titre d'exemple, une installation d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier de Norvège consomme en moyenne 7 500 t de diesel et 75 millions de m³ de gaz naturel par an (**NEA, 2014**).

4.6.4 Eau

Une installation d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin utilise une certaine quantité d'eau salée. Elle est utilisée principalement comme *eau de ballast* lors du stockage et du transport du pétrole brut ou comme *eau de refroidissement* lors des forages ou de la production. Les volumes d'eau peuvent s'élever à plusieurs milliers de mètres cubes par jour (**Stantec, 2012; Husky Energy, 2010**).

4.7 Bruit et lumière

Les principales sources de lumière proviennent des unités de forage, de production et de transport; elles sont nécessaires à la navigation ou au travail de nuit, ainsi qu'à la *mise à la torche* pour brûler les gaz non récupérés (**tableau 25**). L'émission de lumière peut avoir des effets sur les oiseaux marins attirés par les sources lumineuses. Il a été démontré que les oiseaux migrant la nuit étaient particulièrement attirés par les sources de lumière d'installations extracôtieres, mais les raisons expliquant ce phénomène restent incertaines (**Poot et al., 2008**). Les répercussions de l'émission de lumière sur les oiseaux sont documentées et on a noté des cas de collisions avec les structures lorsque les oiseaux sont attirés par celles-ci (**OSPAR, 2012a**). L'attraction des oiseaux par des sources lumineuses peut aussi avoir des effets indirects comme la réduction de leurs réserves en énergie (**Poot et al., 2008**). La distance d'influence sur les oiseaux de l'émission de lumière provenant des installations extracôtieres en mer du Nord a été estimée entre 3 et 5 km à partir de la source lumineuse (**Poot et al., 2008**). Certaines espèces de plancton et de poissons pélagiques peuvent aussi être attirées par ces sources lumineuses et être sujettes à une hausse de prédation en surface de l'eau (**Lee et al., 2011**).

Tableau 25 Principales sources d'émission de bruit et lumière lors de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier

Étape	Source d'impacts
Levés sismiques	Ondes sonores (canons à air, étinceleurs, etc.)
Forages exploratoires	Bruit des installations de forage et des navires Lumière des installations
Construction	Bruit des installations de construction Lumière des installations
Production	Bruit de l'installation de production et des navires de transport d'hydrocarbures Lumière des installations
Démantèlement	Bruit des navires de démantèlement et de transport

Les principales sources de bruit sont occasionnées lors des levés sismiques de la phase exploratoire (non étudiés dans le présent document). Outre le bruit dû aux levés sismiques, des niveaux sonores sous-marins élevés sont occasionnés par les vibrations dans la colonne d'eau lors du fonçage de pieux pour la fixation des installations sur le fond marin (**tableau 26** et **tableau 27**; **Environnement Illimité, 2006**; **Hildebrand, 2009**). Les différents navires utilisés (navires de soutien, transport des hydrocarbures, etc.) émettent aussi beaucoup de bruit, de même que les unités aéroportées.

Une installation d'exploration et d'exploitation émet aussi des vibrations sous-marines et dans l'air occasionnées par les *propulseurs d'étrave* et la machinerie en surface (turbines, pompes, compresseurs, génératrices; **NCE, 2007**; **Genesis, 2011**). Les émissions de bruit sous-marines de la machinerie sont principalement causées par des vibrations de la structure plutôt que par les émissions de bruit dans l'air (« first structureborne path » sur la **figure 93**). Le principal bruit sous-marin émis par une installation d'exploration ou d'exploitation est causé par les *propulseurs d'étrave* qui maintiennent l'installation en position (**NCE, 2007**). Il a été démontré que pour une installation de forage, le *train de tiges* et le *trépan*, lors de forages, n'étaient pas les principaux responsables de l'émission de bruit sous-marin. Les installations de forage ont les niveaux d'émissions sonores les plus élevés, suivies des installations semi-submersibles, des FPSO, puis des autres installations flottantes. Les plateformes fixes et les *îles artificielles* ont des niveaux de bruit plus faibles étant donné qu'elles n'utilisent pas de *propulseurs d'étrave* pour leur maintien en position. Le bruit émis par une installation de forage est d'environ 200 dB à 1 m de la source sonore, ce qui est comparable au bruit lié au passage d'un navire de fort tonnage. À titre comparatif, le bruit ambiant moyen dû principalement au transport maritime dans le chenal Laurentien est de l'ordre de 81,6 à 104,6 dB (**Genivar, 2013**).

Les émissions de bruit peuvent avoir divers effets sur les poissons et mammifères marins, notamment un comportement d'évitement, du stress et une perte d'audition (**Environnement Illimité, 2006**).

Tableau 26 Liste des sources d'émission de bruit de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier et classification selon leur impact (NCE, 2007)

Category	Source Type	Frequency Range	Rank (1-5)
SEISMIC EXPLORATION	Explosives	Broadband components from low frequencies (<10 Hz) to 10s of kHz. Highest at frequencies < 1000 Hz	1
	Air Gun	Primary components <120 Hz Broadband components up to 20+ kHz	1
CONSTRUCTION	Impact Pile Driving	Broadband components from low frequencies (<10 Hz) to 10s of kHz. Highest at frequencies < 1000 Hz	1
	Explosives	Broadband components from low frequencies (<10 Hz) to 10s of kHz. Highest at frequencies < 1000 Hz	1
	Dredges	20 – 6000+ Hz (Higher with propulsion)	2-3*
	Post Trenching / Jetting	N/A	N/A
	Underwater Hand Tools	100 to 1000+ Hz	2-5*
VESSELS	Tankers	Broadband components 10 Hz to 100,000 Hz possible. Highest levels / tones at frequencies below 1000 Hz	1
	OSV/PSV		1-2
	Tug/Tow Boats (work boats)		1-2
	Crew Boats		1-2
	Pipe Laying Vessels		1-2
	Icebreakers		1-2
	Hovercraft	Peaks at propulsion and lift fan blade rate & harmonics. Broadband components 10 Hz to 10,000+ Hz.	4
PRODUCTION / DRILLING	FPSO	N/A (Assumed similar to Drillships)	3**
	Drillships	Single Hz to several kHz minimum. 10s of kHz with thrusters	2
	Semisubmersibles	Dominant frequencies < 100 Hz, Some higher frequency components. 10s of kHz with thrusters	2-3
	Deep Water Floating Platforms	N/A (Assumed Similar to Semisubmersibles)	3**
	Fixed Platforms (Jack-Up, Steel, Gravity Base)	Dominant frequencies < 100 Hz, Some higher frequency components	4
	Caissons	10 – 1000+ Hz	3
	Gravel Islands	< 200 Hz	5
	Pipelines	N/A	N/A
AIRCRAFT	Fixed Wing (Jet)	10-8000 Hz	3
	Fixed Wing (Propeller)	50-1600 Hz	3
	Helicopters	10-800 Hz	3

*Rank depends on specific source. See details in Section 3.2

**Source level information was not available. Rank is estimated based on expected levels.

Tableau 27 Émissions de bruit des principales activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (Genivar, 2013)

Activités	Largeur de bande de fréquence (Hz)	Durée d'émission (ms)	SPL _{max} ^g (dB re 1 µPa à 1 m)	SEL _{max} ^h (dB re 1 µPa ² -s à 1 m ¹)	Rayon d'influence (km)	Durée totale
Levés sismiques ^{a, b, c, f}	10-100 000	0,1-50	260	247	-	Semaines
Navires de type cargo ^{b, d}	5-100	continu	192	-	> 6	Régulier
Navires de type remorqueur ou hors bord ^{b, d}	1 000-6 300	continu	170	-	> 6	Régulier
Déplacement d'aéronefs ^e	10-500	continu	160	-	-	Régulier
Forages station fixe ^b	700-1 400	continu	184	-	-	Semaines-mois
Fonçage de pieux ^{b, d}	100-26 500	30-50	237 ¹ 216 ³	< 224	> 6	Semaines
Dragage ^e	20-1 000	-	162	-	< 25	Semaines

a Les caractéristiques de chacune des sources sonores pour réaliser les levés sismiques sont présentées au tableau 2.2.

b Hildebrand, 2009.

c Richardson, 2007.

d SNC-Lavalin Environnement, 2006.

e Richardson *et al.* 1995.

f BAPE, 2004a.

g Niveau de pression acoustique (SPL) : équivaut au niveau de bruit instantané à 1 m de la source sonore.

h Niveau d'exposition sonore (SEL) : équivaut à la somme du niveau de pression acoustique pendant toute la durée d'un signal sonore.

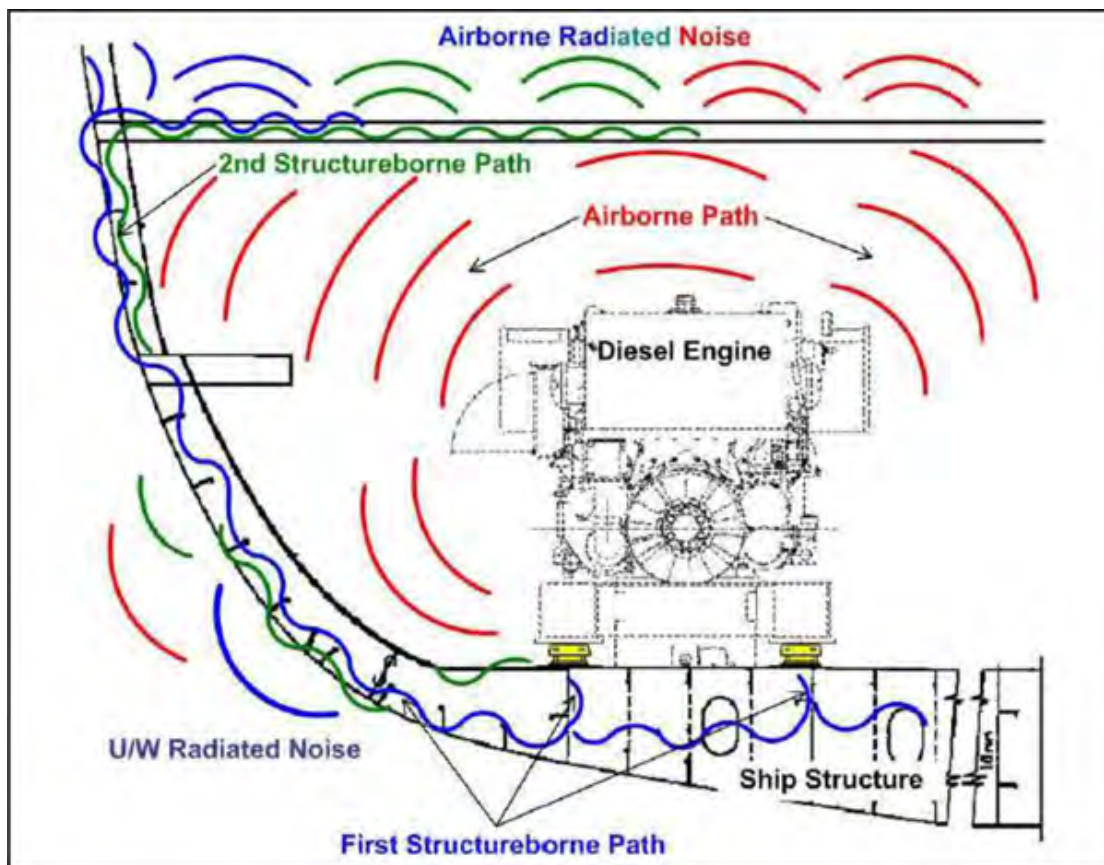


Figure 93 Principaux passages préférentiels des vibrations émises par la machinerie sur une installation d'exploration ou d'exploitation extracôtière (NCE, 2007)

4.8 Incidence du milieu sur une structure d'exploitation en milieu extracôtier

Un certain nombre d'accidents peuvent survenir lors des travaux d'exploration ou d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier, notamment un déversement accidentel d'hydrocarbures dans le milieu marin, l'endommagement des installations d'exploration et d'exploitation, la perte de vies humaines, etc. Plusieurs éléments peuvent être la cause de ces accidents : erreur humaine, défectuosité des structures, éruption du puits, tempête, collision avec un couvert de glace ou un iceberg, collision avec un navire, activité sismique, glissement de terrain, forts courants marins, etc. La **figure 94** présente les principaux géorisques pouvant survenir en mer, c'est-à-dire les risques induits par les formations géologiques du fond marin.

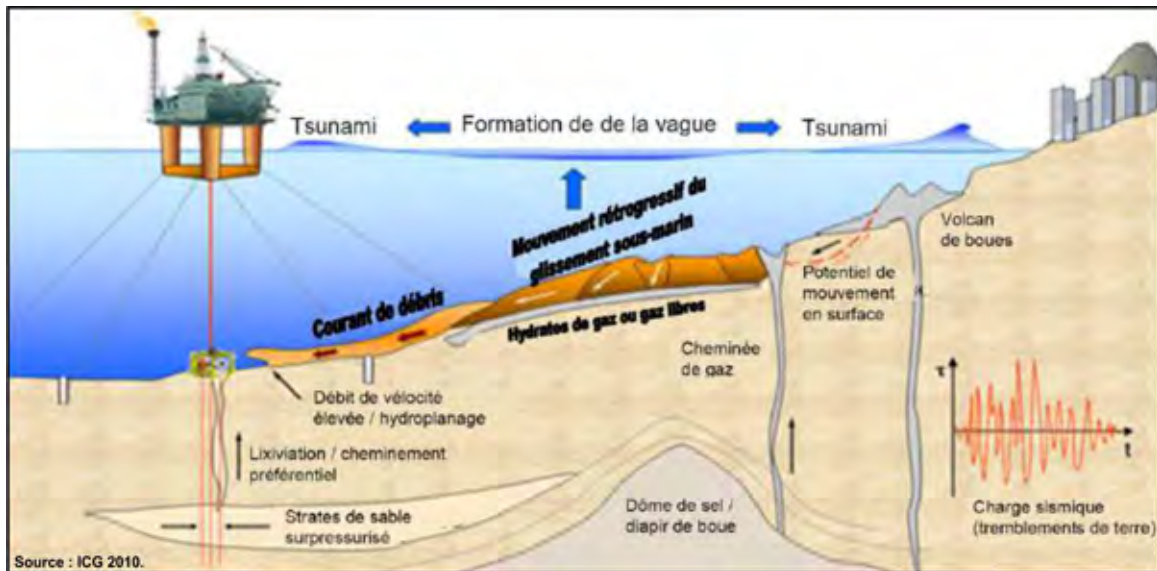


Figure 94 Géorisques pouvant survenir en mer (Corridor Resources, 2013)

Géorisques dans le secteur Old Harry du golfe du Saint-Laurent

Concernant le secteur Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent, la présence d'icebergs n'a pas été observée et les géorisques sont considérés comme relativement faibles selon **Corridor Resources (2013)**. Le principal géorisque est la présence de gaz sous pression dans les formations géologiques sous-jacentes qui peuvent engendrer une éruption du puits. Ce gaz serait du gaz biogénique issu de formations plus profondes situées à moins de 1 000 m sous le fond marin. On note la présence d'un grand nombre de dépressions coniques (formations concaves dues au suintement de gaz thermogénique et biogénique provenant de formations sous-jacentes) mesurant environ 50 m de large et 100 m de long sur le fond marin du secteur Old Harry.

4.9 Bibliographie de la section 4

BAKKE, T., J. KLUNGSØYR et S. SANNI, 2013. « Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry », *Marine Environmental Research*, vol. 92, p. 154-169.

BP, 2011. *Miller decommissioning program*, Angleterre, rapport MLR-A-D0-PM-PRO-00217, 176 p.

BVG, 2012. *Rapport du commissaire à l'environnement et au développement durable. Chapitre 1 : Les activités liées au pétrole et gaz extracôtiers dans l'Atlantique*, Bureau du vérificateur général du Canada, ISBN 978-1-100-99837-4, 56 p.

BYLIN, C., Z. SCHAFFER, V. GOEL, D. ROBINSON, A. CAMPOS et F. BORENSZTEIN, 2010. *Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy*, SPE International, document 126964, 23 p.

CAENN, R., H.C.H. DARLEY et G. R. GRAY, 2011. *Composition and properties of drilling and completion fluids*, Elsevier, ISBN 978-0-12-383858-2, 804 p.

CEFAS, 2013. « Offshore Chemical Notification Scheme », dans le site *CEFAS, Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science*, [En ligne]. <http://www.cefas.defra.gov.uk/> (page consultée en décembre 2013).

CNLOPB, 2010. *Offshore waste treatment guidelines*, Canada, Newfoundland and Labrador Office Petroleum Board, ISBN 978-1-100-17491-4, 28 p.

CNLOPB, 2013. « Information and Reports – Annual Reports », dans le site *Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board*, [En ligne]. http://www.cnlopb.nl.ca/pub_annual.shtml (page consultée en décembre 2013).

CNLOPB, 2014. « Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board - Production Reports », dans le site *Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board*, [En ligne]. <http://www.cnlopb.nl.ca/> (page consultée en janvier 2014).

CNR, 2013. *Murchison field decommissioning programme*, Angleterre, CNR International, Rapport MURDECOM-CNR-PM-REP-0232, 53 p.

CNSOPB, 2013. « Offshore projects », dans le site *Canada Nova-Scotia Offshore Petroleum Board*, [En ligne]. <http://www.cnsopb.ns.ca/offshore-activity/offshore-projects> (page consultée en décembre 2013).

CORRIDOR RESOURCES, 2013. *Évaluation environnementale du programme de forage d'exploration de la zone prometteuse de Old Harry*, Terre-Neuve-et-Labrador, Stantec Consulting Limited, Dossier 121510468.500.

CPA, 2010. *Decommissioning of offshore installations*, Oslo, Norvège, Climate and Pollution Agency, Rapport 2643-2010, 50 p.

EC, 2013. « Inventaire canadien des gaz à effet de serre », dans le site *Environnement Canada*, [En ligne]. <http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=83A34A7A-1> (page consultée en décembre 2013).

ENCANA, 2006. *Deep Panuke offshore gas development plan - Volume 2*, Nouvelle-Écosse, Document DMEN-X00-RP-RE-00-0003, 313 p.

ENVIRONNEMENT ILLIMITÉ, 2006. *État de référence du niveau sonore sous-marin – Terminal méthanier - Projet Rabaska*, Québec, Environnement Illimité Inc., 32 p.

EXXON MOBIL, 2010. *Development plan application for the sable offshore energy project*, Canada, Exxon Mobil, volume 2.

- EXXON MOBIL, 2011. *Hebron project development plan*, Terre-Neuve-et-Labrador, 561 p.
- EXXON MOBIL, 2012. *2011 Annual Report (Revised) - Offshore Environmental Effects Monitoring Program - ExxonMobil Canada Properties - Sable Offshore Energy Project*, Nouvelle-Écosse, 149 p.
- FAKHRU'L RAZI, A., P. ALIREZA, C. A. LUQMAN, R. A. B. DAYANG, S. M. SAYED et Z. A. ZURINA, 2009. « Review of technologies for oil and gas produced water treatment », *Journal of Hazardous Materials*, vol. 170, p. 530-551.
- FRASER, G. S., J. RUSSELL et W.M. VON ZHAREN, 2006. « Produced water from offshore oil and gas installations on the Grand Banks, Newfoundland and Labrador: are the potential effects to seabirds sufficiently known? », *Marine Ornithology*, vol. 34, p. 147-156.
- GENESIS, 2011. *Review and Assessment of Underwater Sound Produced from Oil and Gas Sound Activities and Potential Reporting Requirements under the Marine Strategy Framework Directive*, Document J71656, 64 p.
- GENIVAR, 2013. *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs*, Québec, Genivar inc., Rapport Q122451, 660 p.
- GMI, 2011. *Méthane issu des installations pétrolières et gazières: Réduction des émissions, avancement des techniques de récupération et valorisation*, Global Methane Initiative, 4 p.
- HILDEBRAND, J. A., 2009. « Anthropogenic and natural sources of ambient noise in the ocean », *Marine Ecology Progress Series*, vol. 395, p. 5-20.
- HUSKY ENERGY, 2006. *White Rose environmental effects monitoring program 2005 (volume 1)*, Terre-Neuve-et-Labrador, Rapport WR-RP-00083, 211 p.
- HUSKY ENERGY, 2010. *White Rose environmental effect monitoring (EEM) – Program 2010*, Terre-Neuve-et-Labrador, Rapport WR-HSE-RP-2261, 184 p.
- HUSKY OIL, 2001. *White Rose oil field development application – Volume 2 development plan*, Terre-Neuve-et-Labrador, 401 p.
- HYLLAND, K., et D. O. ERIKSEN, 2013. *Naturally occurring radioactive material (NORM) in North Sea produced water: environmental consequences*, Oslo, Norvège, 24 p.
- INRP, 2014. « Bases de données téléchargeables de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) », dans le site *Environnement Canada*, [En ligne]. <http://www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=Fr&n=0EC58C98-> (page consultée en janvier 2014)
- IVANOFF, A., 1972. *Introduction à l'océanographie – propriétés physiques et chimiques des eaux de mer (Tome I)*, Vuibert, De l'enseignement à la recherche océanographique, 208 p.
- JACOBS, R.P.W.M., R.O.H. GRANT, J. KWANT, J.M. MARQUEINE et E. MENTZER, 1992. « The Composition of Produced Water from Shell Operated Oil and Gas Production in the North Sea », dans J.P. Ray et F.R. Englehard (éds), *Produced Water*, Plenum Press, New York, p. 13-21.
- LEE, K., et J. NEFF, 2011. *Produced water – Environmental risks and advances in mitigation technologies*, Springer, ISBN 978-1-4614-0045-5, 608 p.

LEE, K., et al., 2011. *Examen des impacts possibles des activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole extracôtier sur le milieu marin*, Nouvelle-Écosse, Pêches et Océans Canada, ISSN 1499-3848, 134 p.

MDDEFP, 2013a. *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2010 et leur évolution depuis 1990*, Québec, MDDEFP, ISBN 978-2-550-67066-7, 20 p.

MDDEFP, 2013b. *Critères de qualité de l'eau de surface*, 3^e édition, Québec, Direction du suivi de l'état de l'environnement, ISBN 978-2-550-68533-3, 510 p.

MPO, 2013. *Stratégie de conservation des coraux et des éponges de l'est du Canada (ébauche)*, Pêches et Océans Canada, 67 p.

NCE, 2007. *Review of existing and future potential treatments for reducing underwater sound from oil and gas industry activities*, Royaume-Uni, Noise Control Engineering, rapport 07-001, 185 p.

NEA, 2014. « Offshore petroleum industry », dans le site *Norwegian Environment Agency*, [En ligne]. <http://www.norskeutslipp.no/en/Offshore-industry/?SectorID=700> (page consultée en janvier 2014).

NEFF, J.L., 2002. *Bioaccumulation in marine organisms – effect of contaminants from oil well produced water*, Chapter 1 Produced water, Elsevier, p. 1-35.

NEFF, J.L., 2005. *Composition, environmental fates, and biological effect of water based drilling muds and cuttings discharged to the marine environment: a synthesis and annotated bibliography*, Maine, Battelle, 73 p.

OGP, 2013. *Environmental performance indicators – 2012 data*, International Association of Oil and Gas Producers, rapport n° 2012e, 56 p.

OSPAR, 2009. *Assessment of impacts of offshore oil and gas activities in the North-East Atlantic*, Commission OSPAR, ISBN 978-1-906840-93-8, 40 p.

OSPAR, 2012a. *Report of the OSPAR workshop on research into possible effects of regular platform lighting on specific bird populations*, Commission OSPAR, ISBN 978-1-909159-02-0, 17 p.

OSPAR, 2012b. *OSPAR List of Substances Used and Discharged Offshore which Are Considered to Pose Little or No Risk to the Environment (PLONOR)*, Commission OSPAR, accord 2012-06, 8 p.

OSPAR, 2013. *OSPAR report on discharges, spills and emissions from offshore oil and gas installations in 2011*, Commission OSPAR, ISBN 978-1-909159-36-5, 49 p.

POOT, H., B. J. ENS, H. DE VRIES, M. A. H. DONNERS, M. R. WERNAND et J. M. MARQUENIE, 2008. « Green light for nocturnally migrating birds », *Ecology and Society*, vol. 13, n° 2, p. 47.

SHAH, M. V., 2013a. *Guideline on selection and design of cooling options for offshore application*, présentation PowerPoint, 44 p.

SHAH, M. V., 2013b. *Guideline on selection and design of cooling options for offshore application*, 7 p.

STANTEC, 2012. *Hibernia production phase – Environmental effects monitoring program, year seven (2009) volume 1, Interpretation*, Terre-Neuve-et-Labrador, Stantec Consulting Limited, rapport n° 1051516, 60 p.

SUNCOR ENERGY, 2011. *2010 Environmental effects monitoring program year 7 (Volume 1)*, Terre-Neuve-et-Labrador, Rapport 121510299, 237 p.

USEPA, 2000. *Development Document for Final Effluent Limitations Guidelines and Standards for Synthetic-Based Drilling Fluids and other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category*, Rapport EPA-821-B-00-013, 518 p.

USEPA, 2006. *National recommended water quality criteria*, Office of Water, Office of Science and Technology, n° 4304T, 24 p.

VEIL, J. A., M. G. PUDER, D. ELCOCK, et R. J. REDWEIK, 2004. *A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas, and coal bed methane*, Argonne National Laboratory, 79 p.

WHITFORD, 2008. *Screening report – Hibernia drill centres construction and operation program – Hibernia management and development company (HMDC)*, Terre-Neuve-et-Labrador, Jacques Whitford Limited, Rapport n° 1042664.01, 305 p.

5 MEILLEURES PRATIQUES DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES EN MILIEU EXTRACÔTIER

5.1 Meilleures pratiques

5.1.1 Approche de gestion environnementale

L'entreprise qui effectue une gestion environnementale de ses activités industrielles doit se mobiliser autour de cibles environnementales qui motiveront et justifieront la mise en œuvre de mesures de gestion judicieusement sélectionnées à l'aide d'outils de gestion et dont l'efficacité, mesurée par rapport aux cibles poursuivies, doit pouvoir être évaluée par la réalisation d'un suivi environnemental approprié (**figure 95**). Une cible environnementale est un objectif à atteindre que l'on se fixe, qui peut être général ou spécifique, comme une concentration ou une charge en polluant dans un rejet ou le milieu récepteur, un critère de qualité du milieu ou une probabilité de risque pour la santé humaine ou des écosystèmes.

Les mesures de gestion sont les activités (pratiques et technologies) mises en œuvre par l'entreprise pour atteindre des cibles environnementales. Le choix de mesures de gestion est complexe, car il implique des considérations environnementales multiples (répercussions sur plusieurs milieux et à différentes échelles, besoins énergétiques, utilisation de produits chimiques, etc.), la faisabilité technique de ces mesures ainsi que des considérations économiques (coût de mise en œuvre). Les outils de gestion sont utilisés pour appuyer, guider, encadrer ou encourager la mise en œuvre des mesures de gestion. Ils peuvent aider à sélectionner les meilleures pratiques de gestion et technologies applicables, à anticiper leurs impacts (économiques, environnementaux, etc.) et à prévoir l'atteinte des cibles environnementales. Le suivi environnemental permet de vérifier l'atteinte des cibles environnementales. C'est un outil essentiel à l'évaluation de l'efficacité des mesures de gestion

environnementale mises en place par l'entreprise. Il peut s'effectuer au point de rejet ou d'émission d'un contaminant dans l'environnement, pour vérifier le respect d'une norme par exemple, ou directement dans le milieu récepteur, pour évaluer les répercussions du rejet ou de l'émission sur la faune et la flore, notamment.

5.1.2 Gestion environnementale en milieu extracôtier

La gestion environnementale des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier est différente d'une gestion des activités en milieu terrestre. Certaines pratiques de gestion sont spécifiques à ce contexte particulier :

- les produits utilisés dans les opérations ainsi que les normes et exigences de rejet sont fonction des technologies spécifiquement utilisées en milieu marin qui tiennent compte des répercussions anticipées sur les organismes vivant dans ce milieu;
- les technologies d'extraction, de production et de traitement sont adaptées à un espace restreint, généralement isolé du milieu terrestre, ce qui force les installations à être plus autonomes (approvisionnement énergétique et en eau douce, traitement des eaux usées et des rejets, etc.). Les opérations se déroulent dans un milieu très variable (courants, vents, marées) et exposé à des risques naturels élevés (icebergs, tempêtes etc.);
- les mesures de gestion du risque doivent tout autant considérer les pressions particulières du milieu (glaces, courants marins, etc.) sur les installations que les conséquences d'accidents dus à la présence des installations sur le milieu marin;
- les mesures possibles de traitement et d'élimination des rejets considèrent les conditions spécifiques à un contexte d'exploration ou d'exploitation en mer. Les grandes distances entre les installations et la côte et les coûts reliés au transport peuvent, par exemple, favoriser un mode de gestion des rejets (p. ex., injection dans une formation géologique) plutôt qu'un autre (p. ex., valorisation des rejets pour un usage agricole ou industriel en milieu terrestre).

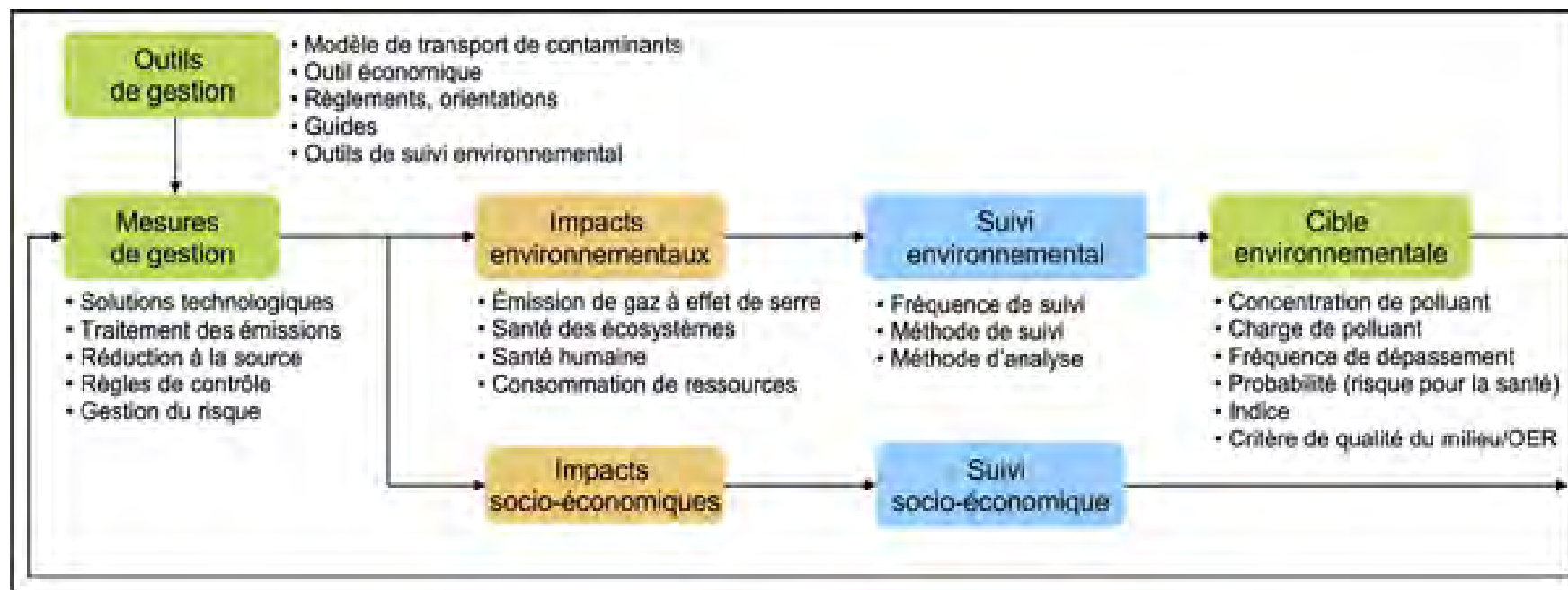


Figure 95 Approche de gestion environnementale; adaptée de la gestion intégrée des ressources en eau (d'après Gangbazo, 2011)

5.1.3 Meilleures pratiques

La gestion environnementale efficace d'une activité industrielle fait intervenir les meilleures pratiques environnementales (« Best Environmental Practice »), ou MPE. Les MPE consistent en « la mise en œuvre de la combinaison la mieux adaptée de mesures et de stratégies de protection environnementale » (**OSPAR, 2007**). Les MPE doivent, entre autres, tenir compte :

- de l'ensemble des aspects de l'activité pendant le cycle de vie du projet;
- de l'économie des ressources, notamment des ressources énergétiques;
- de la réduction de l'utilisation de produits dangereux;
- de la réduction de la production des déchets dangereux et d'eaux usées;
- de la réduction à la source, du réemploi, du recyclage (dans cet ordre);
- du remplacement par des activités ou des technologies moins polluantes;
- des conséquences économiques et sociales.

5.1.4 Meilleures techniques et technologies disponibles

Les mesures de gestion de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier se basent en général sur les meilleures technologies disponibles et économiquement réalisables MTDER (« best available technologies »). Bien que la définition des MTDER soit particulière à chaque pays, elle comprend plusieurs similitudes, telles que la prise en compte de la faisabilité économique, de l'efficacité énergétique ou des plus récentes techniques éprouvées. Les MTDER évoluent dans le temps selon les progrès techniques, les facteurs économiques et sociaux et l'évolution des connaissances scientifiques. Au Québec, la prise en compte des MTDER fait notamment partie des critères d'élaboration et de mise à jour du cadre réglementaire des rejets des eaux usées québécois et de l'analyse au cas par cas des projets déposés pour autorisation» (**MDDEFP, 2008**). Au Canada, les MTDER sont à la base de l'élaboration de stratégies de gestion du risque, tel qu'il est mentionné dans le guide explicatif de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (**EC, 2004**).

Pour la Commission OSPAR¹, les MTDER désignent « les tout derniers progrès dans les procédés, les installations ou les méthodes d'exploitation, permettant de savoir si une mesure donnée de limitation des rejets, des émissions et des déchets est appropriée sur un plan pratique » (**OSPAR, 2007**). Selon l'Union européenne, les MTDER sont « le stade de développement le plus efficace et avancé des activités et de leurs modes d'exploitation, démontrant l'aptitude pratique de techniques particulières à constituer, en principe, la base des valeurs limites d'émission visant à éviter et, lorsque cela s'avère impossible, à réduire de manière générale les émissions et l'impact sur l'environnement dans son ensemble » (**UE, 2008**, Annexe IV). Du côté américain, le Clean Water Act définit les MTDER comme étant les meilleures technologies disponibles et applicables économiquement par l'industrie considérée (**EPA, 2014a**).

La section 5 présente les meilleures pratiques associées aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier appliquées par les États-Unis, par les pays membres de la Commission OSPAR et par le Canada, particulièrement les offices extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador (CNLOPB) et de la Nouvelle-Écosse (CNSOPB). Les États-Unis et les

¹ La Commission OSPAR est l'organisme légal de protection de l'environnement marin du nord-est de l'océan Atlantique. Elle regroupe 15 pays membres, notamment la Norvège et le Royaume-Uni qui sont des pays actifs dans le domaine de l'exploitation des ressources en hydrocarbures en milieu extracôtier.

pays membres de la Commission OSPAR exploitent les hydrocarbures en milieu marin depuis plusieurs dizaines d'années, depuis les années 1940 dans le golfe du Mexique et les années 1960 en mer du Nord (Veil, 2006). On dénombrait 3 858 installations actives d'exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Mexique en 2006 (NOAA, 2014) et 741 dans l'Atlantique du Nord-Est en 2011 (OSPAR, 2013d). Ces installations sont pour la plupart situées en eau peu profonde et en absence de couvert de glace. Ces territoires basent leurs exigences adressées à l'industrie gazière et pétrolière sur l'application de meilleures pratiques environnementales (OSPAR, 2007; EPA, 2014a). L'approche nord-américaine se base plutôt sur une gestion « à l'effluent », tandis que l'approche européenne est axée sur une gestion « à la source » (Veil, 2006). Il est donc approprié d'étudier ce qui se fait en Amérique du Nord et en Europe de même que l'approche de gestion préconisée par les offices extracôtiers du Canada dans une perspective d'élaboration d'un cadre normatif d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures au Québec. La description des mesures de gestion est présentée selon chacune des classes d'impacts décrites dans la section 4 du présent rapport.

5.2 Gestion des eaux usées

Les principaux rejets d'eaux usées d'une installation d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier sont les *eaux de production* issues des étapes de séparation et de traitement des hydrocarbures lors de la phase d'exploitation. Ainsi, la plupart des mesures de gestion ainsi que des exigences et normes de rejet sont prévues principalement pour les *eaux de production* et, en moindre mesure, pour les autres rejets d'eaux usées. Cette section présente d'abord les mesures et les outils de gestion applicables aux *eaux de production*, puis décrit les différentes exigences et normes de rejet des *eaux de production*. La section 5.2.3.3 traite spécifiquement des exigences et normes en lien avec d'autres rejets d'eaux usées.

5.2.1 Mesures de gestion

5.2.1.1 Gestion des eaux de production

La gestion des *eaux de production* en milieu extracôtier est différente de celle en milieu terrestre de par la nature du milieu environnant qui va impliquer des exigences de rejet différentes (sels et hydrocarbures en milieu terrestre et hydrocarbures pour le milieu extracôtier; Veil et al., 2004), des techniques de gestion spécifiques (réutilisation pour le milieu agricole ou industriel en milieu terrestre et injection dans une formation géologique en milieu extracôtier) et des techniques de traitement adaptées (espace et énergie limitée en milieu extracôtier; Lee et Neff, 2011).

Les mesures de gestion des *eaux de production* préconisées par l'OSPAR visent une réduction à la source des rejets, une substitution des produits chimiques, la mise en place de circuits fermés comme l'injection de l'*eau de production*, ou le traitement de l'*eau de production* avant son rejet (OSPAR, 2012a). Le Royaume-Uni préconise aussi un mode de gestion hiérarchisé par la réduction à la source, la réutilisation, l'injection, puis le traitement (UK, 2003). L'OSPAR préconise de prendre en compte les MTDER et MPE pour la gestion des *eaux de production* et de réévaluer ces pratiques tous les cinq ans (OSPAR, 2007; OSPAR, 2001a). Les offices extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse préconisent d'utiliser les meilleures pratiques de traitement et de gestion des *eaux de production* (CNLOPB, 2010). Les États-Unis exigent un respect des MTDER pour les rejets d'effluents d'eaux usées (EPA, 2000) et pour les rejets d'*eau de production* (EPA, 2004a), et ils fonctionnent avec des permis renouvelables qui permettent d'améliorer les rejets.

a) Réduction à la source

- Réduction des volumes d'eau de production au puits (NETL, 2014) : au fur et à mesure de l'extraction des hydrocarbures d'un *gisement*, la pression dans la formation change et la couche d'eau de formation tend à remonter vers la zone de pompage du puits. Il est possible d'empêcher mécaniquement le pompage d'eau de formation par l'ajout d'un « packer » (bouchon) ou de ciment, ou par la réalisation de puits horizontaux afin de séparer la couche d'eau de formation de la zone de pompage du puits. La séparation peut aussi se faire chimiquement par l'ajout de gels de polymères de polyacrylamides qui vont colmater les pores de la formation et empêcher le pompage de la couche d'eau (**figure 96**).
- Réduction des volumes d'eau de production au niveau du fond marin (Prescott, 2012) ou au fond du puits : cette technique ne permet pas de réduire les apports en eau de formation entrant dans le puits, mais plutôt les quantités d'eau remontant jusqu'à l'unité de traitement des hydrocarbures. Elle peut ainsi permettre de limiter la consommation d'énergie requise pour l'adduction des hydrocarbures jusqu'à la surface de l'eau. Les technologies utilisées au fond du puits sont appelées DOWS pour le pétrole brut (downhole oil/water separators) ou DGWS (downhole gaz/water separators) pour le gaz naturel. Ces technologies requièrent une séparation par un hydrocyclone (force centrifuge) ou par séparation gravitaire, et l'utilisation de pompes électriques submersibles afin de remonter les hydrocarbures à la surface et d'injecter les eaux de formation dans une formation géologique (**figure 96**). La technique DOWS permet une réduction des volumes d'eau de production d'au moins 50 % (OSPAR, 2013a). Une autre technique de réduction à la source consiste à séparer les phases huile/eau au niveau du fond marin et à réinjecter l'eau de production dans un puits d'injection (Prescott, 2012). La **figure 97** présente une technique de séparation gravitaire sur le fond marin. Ces techniques de séparation, relativement nouvelles, requièrent une installation et une maintenance plus délicates qu'une unité classique de séparation localisée sur une plateforme de production (NETL, 2014).

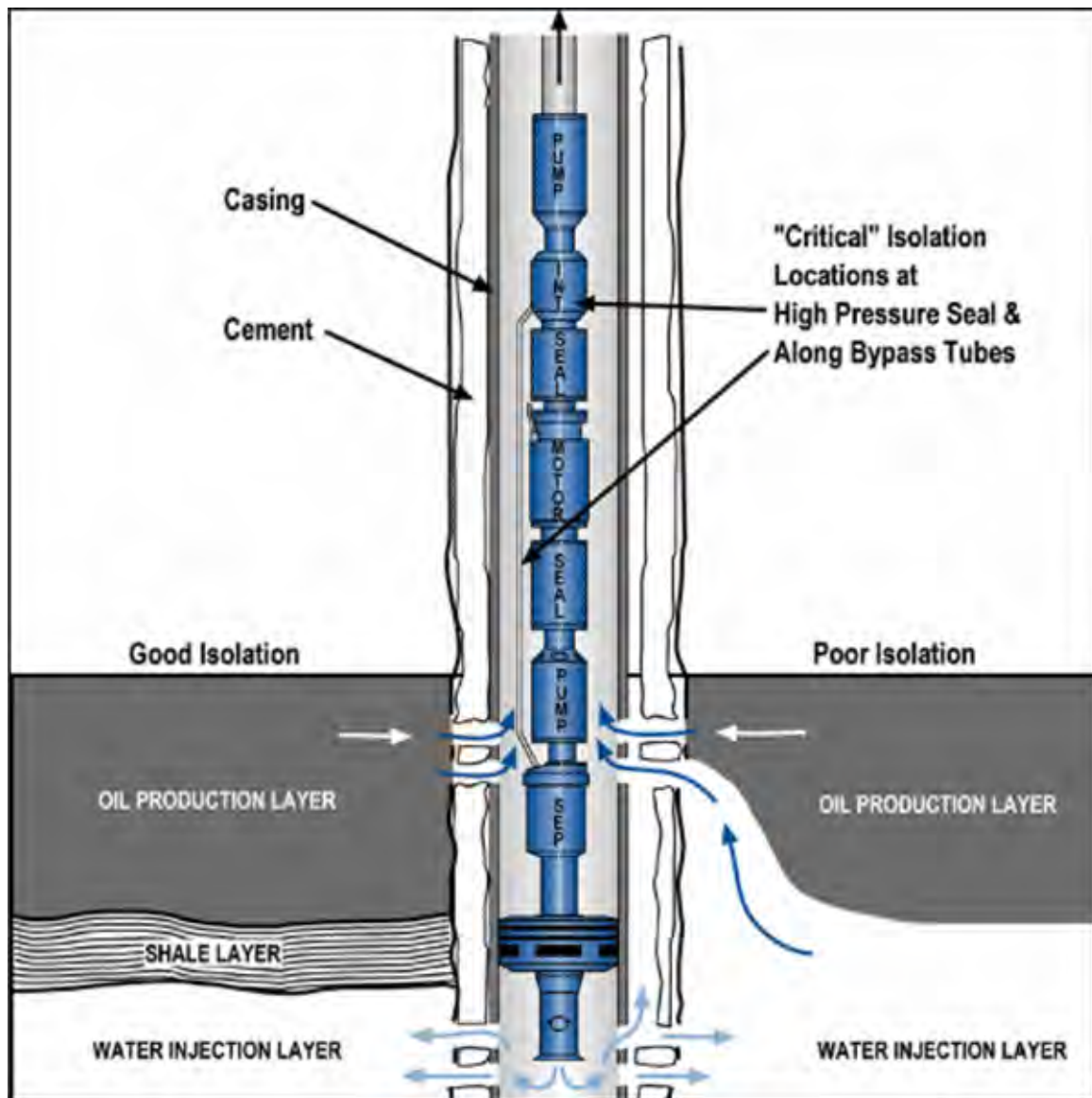


Figure 96 Séparation huile/eau au fond du puits par un hydrocyclone et des pompes électriques submersibles; représentation d'une « bonne » et d'une « mauvaise » isolation du puits avec la couche d'eau de formation (NETL, 2014)

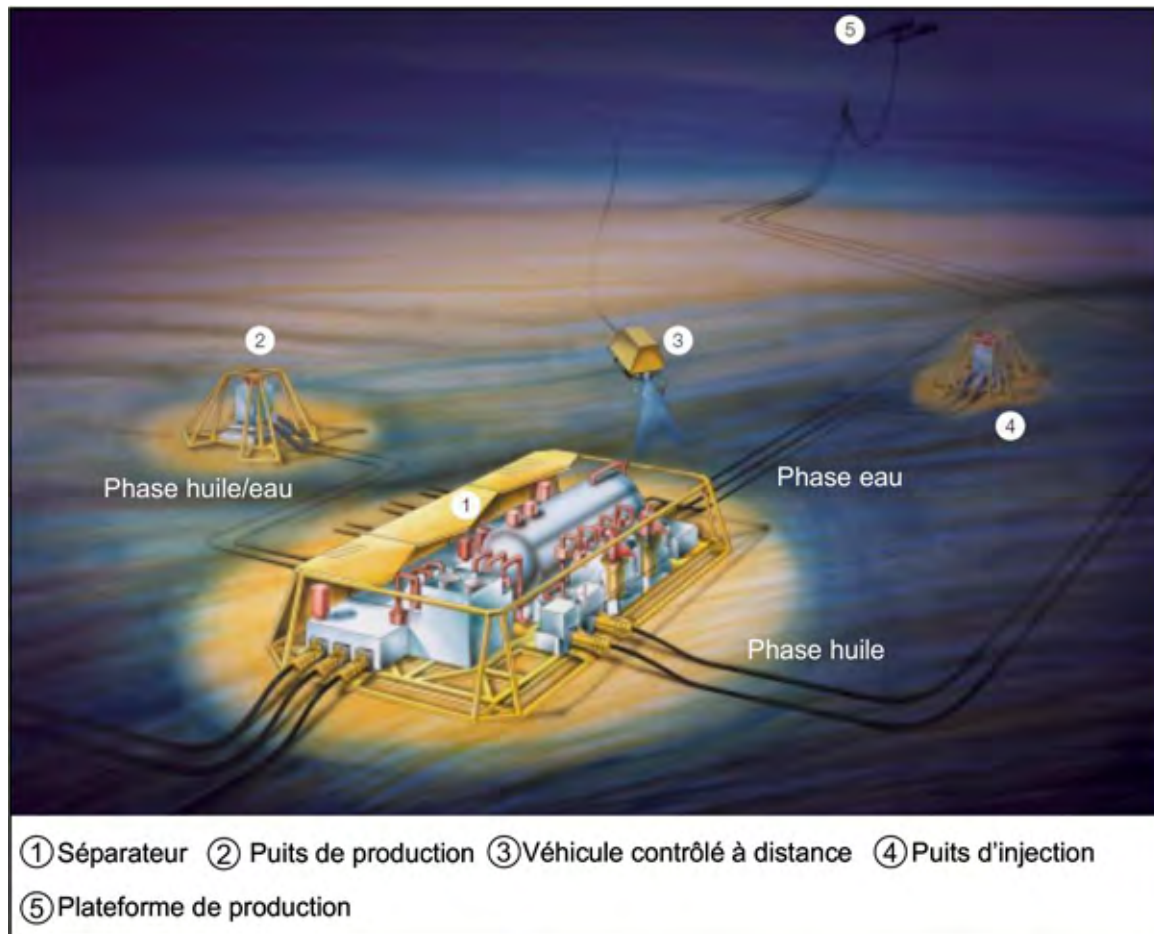


Figure 97 Séparation huile/eau par séparateur gravitaire au niveau du fond marin; le séparateur mesure 17 m de long et 6 m de haut (Strømquist et Gustafson, 1998)

b) Injection de l'eau de production

L'injection d'eau de production combinée à l'injection d'eau de mer peut être utilisée afin de stimuler l'extraction d'hydrocarbures et maintenir le gisement sous pression (NETL, 2014). L'eau de production peut aussi être injectée et éliminée dans une formation géologique appropriée. En 2012, 30 % des eaux de production produites en Europe étaient injectées dans une formation géologique, comparativement à moins de 2 % aux États-Unis (OGP, 2013). Cette mesure de gestion peut permettre de réduire les impacts sur le milieu marin en évitant les rejets en mer. Cependant, cette technique d'élimination requiert un traitement de l'eau injectée (enlèvement des hydrocarbures), l'ajout d'inhibiteurs de corrosion et de biocides afin d'éviter un colmatage des pores de la formation et l'endommagement des équipements d'injection, la réalisation d'un puits d'injection (si aucun puits existant ne peut être récupéré à cette fin) et l'utilisation d'énergie pour l'injection (hausse des émissions atmosphériques) [OSPAR, 2013a; Lee et Neff, 2011]. Ainsi, les gains environnementaux de l'injection des eaux de production peuvent être grandement réduits si l'on considère l'ensemble des impacts environnementaux associés à cette mesure. Les techniques d'injection d'eau de production ne sont pas appliquées à des champs gaziers étant donné que le gaz remonte de lui-même dans le puits. L'injection des eaux de production peut cependant être préférée par les exploitants compte tenu du resserrement des normes en matière de rejets et de suivi des eaux de production rejetées dans le milieu marin (Lee et Neff, 2011). Au Québec, l'injection dans des formations géologiques profondes n'est actuellement pas encadrée

et aucune activité de cette nature n'a encore été autorisée. Ce n'est toutefois pas le cas si le projet se situe dans les eaux canadiennes de compétence fédérale.

Les règles encadrant l'injection d'*eau de production* dans les formations géologiques comprennent généralement des études visant à bien connaître la formation géologique visée pour le stockage de l'eau, dont sa capacité de confinement sous l'effet de l'augmentation de la pression et des variations physicochimiques susceptibles de se produire au contact du fluide injecté. La conception, la construction et l'abandon du puits d'injection, son fonctionnement de même que la composition chimique du fluide à injecter sont d'autres éléments considérés. Un suivi est aussi requis afin de confirmer l'intégrité du puits d'injection tout au long de son utilisation. Quelques règles portant sur l'injection des *eaux de production* en milieu extracôtier adoptées par divers pays et organisations sont résumées ci-dessous.

- OSPAR (OSPAR, 2001b) : ce document technique encadre l'injection des *eaux de production* en se basant sur un guide de l'**OGP (2000)**. L'OGP propose plusieurs mesures de gestion pour l'injection des *eaux de production* : 1) récolte de données nécessaires à l'injection, 2) caractérisation des *eaux de production* et du traitement nécessaire, 3) construction du puits d'injection, 4) vérification du confinement de la formation géologique, 5) suivi de l'intégrité du puits et de la couche de confinement, 6) mise en place de solutions en cas de perte d'intégrité, 7) abandon du puits.
- États-Unis : la gestion de l'injection des *eaux de production* se fait au cas par cas (**Veil et al., 2004**). Pour les installations localisées dans le golfe du Mexique, les *eaux de production* doivent être injectées dans une formation géologique située en dessous de toute eau souterraine utilisée pour la production d'eau potable, isolée par des formations de schiste et ne contenant pas de *puits de production*. Il faut de plus démontrer l'intégrité du puits et réaliser un suivi des caractéristiques physiques de l'*eau de production* injectée (**US, 2009**).
- Canada : il est exigé de localiser des puits de pétrole et de gaz dans un rayon de 3,2 km autour du point d'injection, et de décrire les formations atteintes et les caractéristiques du fluide injecté (**GC, 2013a**).
- Norvège : l'exploitant doit obtenir un permis pour l'injection d'*eau de production* (**PTIL, 2014a**). Le traitement de l'eau avant injection n'est généralement pas réglementé. Le permis doit inclure les conditions de contrôle des pertes d'*eau de production* de la formation géologique visée et un suivi environnemental (**Ørem, 2006**).
- Royaume-Uni : au moins un échantillon d'*eau de production* injectée doit être prélevé et analysé chaque mois (**OGUK, 2014a**). Le volume d'*eau de production* injecté doit être évalué.

c) Traitement de l'eau de production

Le traitement des eaux de production peut être appliqué pour réduire la charge en contaminants avant un rejet dans le milieu marin ou pour conditionner l'eau avant sa réinjection sous terre, notamment afin de réduire les risques de colmatage de la formation géologique. Le choix de la technologie tient compte des MTDER, des objectifs de qualité aux fins de rejet au milieu ou de réinjection, des caractéristiques chimiques et des volumes d'*eau de production* à traiter, ainsi que des quantités de produits chimiques requis (**UK, 2003**). La **section 3.6.2** présente une filière typique de traitement des eaux de production. Un grand nombre de techniques de traitement des eaux de production en milieu extracôtier sont décrites par l'OSPAR et évaluées afin de les considérer comme MTDER ou non (**OSPAR, 2013a**). On trouve notamment des procédés typiques de traitement de l'eau potable : procédés membranaires, échange d'ions, adsorption, séparation physique, oxydation (**Lee et Neff, 2011**). Ces technologies permettent de réduire les teneurs en hydrocarbures, en métaux lourds ou d'autres substances chimiques. Le document

synthèse de l'OSPAR présente l'efficacité d'enlèvement des composés chimiques des *eaux de production* selon les techniques de traitement considérées. D'autres mesures de gestion (réduction à la source, injection) sont aussi traitées dans ce document.

Le **tableau 28** présente des mesures de gestion des *eaux de production* en milieu extracôtier qui sont soit des MTDER reconnues par l'OSPAR, soit des techniques couramment utilisées par les exploitants ou émergentes. Parmi les techniques couramment utilisées, notons les suivantes : isolation des pipelines entre le puits de production et unité de traitement pour le transport de gaz naturel, limitant ainsi l'ajout d'inhibiteurs d'hydrates de gaz; réduction à la source des *eaux de formation* par l'ajout d'un « packer » et de produits chimiques; utilisation de DOWS; injection des *eaux de production* dans une formation géologique; récupération du méthanol ajouté aux *eaux de production*; centrifugation pour la séparation eau/huile; enlèvement des hydrocarbures par microfiltration. Un résumé de plusieurs technologies et de leur efficacité est présenté aux **tableaux 29 à 32**.

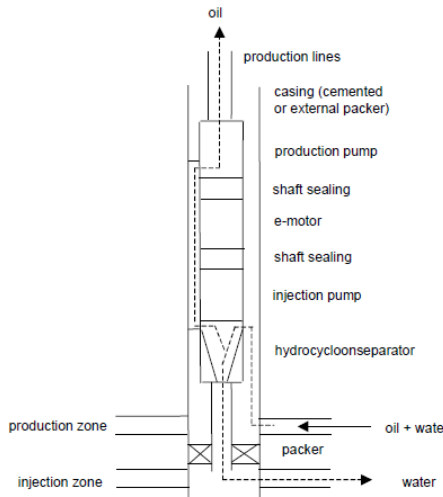
- Les systèmes DOWS sont, pour l'instant, seulement appliqués en milieu terrestre. Ils requièrent la présence d'une formation géologique adéquate pour l'injection de l'*eau de production* séparée au fond du puits (**tableau 29**). La technologie de séparation faisant appel à un hydrocyclone peut réduire de 50 % les volumes d'*eau de production*, en plus de réduire certains contaminants tels que les métaux et les BTEX. Le principe physique gouvernant la séparation des fluides de densité différente, dans ce cas-ci un mélange eau-huile, par un hydrocyclone est présenté au **tableau 32**.
- L'isolation thermique des pipelines permet de réduire de 90 à 100 % l'ajout dans les conduites d'inhibiteurs d'hydrates de gaz (méthanol, glycol). Les coûts de ces pipelines peuvent par contre doubler en comparaison de pipelines conventionnels (**tableau 30**).
- L'ajout de barrières mécaniques telles qu'un bouchon ou un « packer » dans un puits de production peut réduire de 50 à 75 % les volumes d'*eau de production* remontant par le puits. Une bonne connaissance de la structure géologique du gisement est cependant requise afin de bien localiser les sources d'eau de formation (**tableau 31**).
- L'utilisation d'un hydrocyclone en tant que système de traitement des *eaux de production* en surface permet de réduire les teneurs en hydrocarbures de 50 à 75 % (< 60 mg/L; **tableau 32**). Des étapes de traitement supplémentaires sont requises afin d'atteindre un objectif de traitement de moins de 30 mg/L d'hydrocarbures (voir la **section 3.6.2**).

Tableau 28 Meilleures technologies disponibles de gestion des eaux de production en milieu extracôtier (OSPAR, 2013a)

	Table	Page	Gas production *		Oil production *	
			Present	Emerging	Present	Emerging
Preventive						
Downhole water separation - oil	Table A - 1	13			X	
Downhole water separation - gas	Table A - 2	15		X		
Mechanical water shut off	Table A - 3	17	X		X	
Chemical water shut off	Table A - 4	19	X		X	
Stainless steel tubing, flow lines, pipelines	Table A - 5	21	X		X	
Insulation of pipelines	Table A - 6	23	X			
Coalescing pump - separator	Table A - 7	25				X
Process integrated, including split stream treatment						
Overhead Vapour Combustion (OVC)	Table B - 1	28	X			
Fluid from condensor to production separator	Table B - 2	30	X			
Alternative methods of gas drying	Table B - 3	32	X			
MPPE (split stream)	Table B - 4	34	X			
Steam stripping, split stream	Table B - 5	36	X			
HP water condensate separator	Table B - 6	38	X			
Methanol recovery unit	Table B - 7	40	X			
Labyrinth type choke valve	Table B - 8	42		X		
End of pipe						
Skimmer tank	Table C - 1	46	X		X	
Produced water re-injection (PWRI)	Table C - 2	48	X		X	
DGF/IGF	Table C - 3	50	X		X	
PPI / CPI (gravitation separation)	Table C - 4	52	X		X	
Hydrocyclones	Table C - 5	54	X		X	
MPPE (end stream)	Table C - 6	56	X			X
Centrifuge	Table C - 7	61	X			
Steam stripping, end stream	Table C - 8	63	X			
Adsorption filter	Table C - 9	65	X			
Membrane filtration	Table C - 10	67		X		X
V-TEX	Table C - 11	69		X	X	
Filter coalescer	Table C - 12	71		X		X
CTour	Table C - 13	73		X		
Cyclotech	Table C - 14	76	X		X	
Compact flotation	Table C - 15	80			X	
Condensate induced extraction	Table C - 16	85	X		X	
Tail shaped pre-coalescer	Table C - 17	88	X		X	
Advanced oxidation process	Table C - 18	91		X		X
Screen (cartridge type) coalescing technique	Table C - 19	94			X	
TwinZapp	Table C - 20	96				X
Fibra Cartridge	Table C - 21	99		X		X
Pertraction	Table C - 22	102		X		
Ion exchange	Table C - 23	104				
Oxidation - Vertech	Table C - 24	106				
Oxidation - Hydrogen peroxide	Table C - 25	108				
Oxidation - Ozone	Table C - 26	109		X		
Oxidation - electron beam	Table C - 27	111				
Oxidation - sonolysis	Table C - 28	113				
Oxidation - KMnO4	Table C - 29	115				
Oxidation - Photocatalytic oxidation	Table C - 30	116				
Oxidation - Plasma	Table C - 31	118				

PPI / CPI = Parallel Plate Interceptor / Corrugated Plate Interceptor (gravitation separation)
 DGF / IGF = Dissolved Gas Flotation / Induced Gas Flotation
 HP = High Pressure
 MPPE = Macro Porous Polymer Extraction

Tableau 29 Technologie DOWS de séparation des hydrocarbures au fond d'un puits par un hydrocyclone (OSPAR, 2013a)

Principle	DHS for oil is a technique in which the production of an oil-water mix at the bottom of a production well is separated by a hydrocyclone. Separated water is injected into a suitable underground zone and the remaining oil-water mix is pumped to the surface. In this way, the amount of produced water can be reduced by more than 50%. This will result in a higher oil production, a relatively low water production and the use of less chemicals. The discharge and treatment of produced water is considerably reduced or the water injection installation could be considerably decreased.					
Process diagram						
Basic elements	Pump(s), hydrocyclone(s), e-motor, seals, instrumentation and changes in the well (deepening of well and /or additional perforations and packers)					
Suitable for the removal of:	Heavy metals	R [%]	Production chemicals	R [%]	Oil	R [%]
R = removal efficiency	■ Cadmium	50	□ Methanol	50	■ Dissolved oil	50
	■ Zinc	50	□ Glycols		■ BTEX	50
	■ Lead	50	■ Corrosion inhibitors		■ Benzene	50
	■ Mercury	50	■ Anti-scale solutions		■ PAHs	50
	■ Nickel	50	■ Demulsifiers	35	Dispersed oil	R [%]
					■ Oil	50
	Remarks: The 50% reduction is based on a 50% effectiveness of the hydrocyclone in the well. Less offshore chemicals need to be added, although the use of demulsifiers is usually not proportionately smaller.					
Technical details	Type of installation Produced water volume (design) Required area for injection vs. water treatment installation Mass of equipment for injection vs. water treatment installation				Oil 175 m ³ /h less smaller	
Critical operational parameters	The availability of a suitable water injection zone, which allows for fracturing, as well as an appropriate well configuration is a prerequisite for the application of this technique. Produced solid materials are separated largely into the water phase and may plug the injection zone. DHS is only suitable for oil > 20 °API and a water cut >50%. The composition of the injection water must be compatible with the injection zone. Production and injection zones must be sufficiently isolated. The diameter of the casings must be large enough to allow for a DHS system. DHS is seldom suitable in horizontal wells.					
Operational reliability	Results presented are variable: only 60% of the test installations produce more oil than previous installations, and one third of the failures was the result of plugging of the injection zone. Some installations have been operational for more than 2 years, while others failed within a few days. The life span of a DHS installation is estimated to be half that of a standard pump installation.					

Indication of costs							
	Costs	Investment costs (CAPEX)		Exploitation costs (OPEX)			
		[€]		[€ / year]			
		present	new	present	new		
	gas platform, small	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.		
	gas platform, large	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.		
	oil platform	2 450 000	1 290 000	959 400	523 000		
	Cost/kg removed	Gas platform, small		Gas platform, large		Oil platform	
		Existing [€/kg]	New [€/kg]	Existing [€/kg]	New [€/kg]	Existing [€/kg]	New [€/kg]
	dissolved oil				1 460	796	
	dispersed oil	n.a.	n.a.	n.a.	88	48	
	zinc equivalents				41 261	22 494	
<i>Remarks:</i>							
Costs were presented for one DHS installation of 50 m ³ /h. In order to reduce a nominal water production of 150 m ³ /h by 50%, a minimum of 3 DHS installations would be required. Depreciation in the OPEX for an existing offshore installation is based on deepening an existing well and installing a liner ad. € 2 MM. Costs for a workover of a DHS installation were estimated at € 550 000. Cuts on costs for reduced energy consumption on an existing offshore installation were not taken into account, neither was additional production of wells that are not producing on maximum capacity. For new offshore installations, large savings may be possible regarding the water treatment system.							
Cross media effects	Air	Decreased energy use leads to decreased air emissions, especially when diesel fuel is used.					
	Energy	Decreased energy use for water transport pumps. Possible increased or decreased energy use for the pumps in the well, depending on the required injection pressure.					
	Added chemicals	Possibly scale inhibitor or acid to stimulate the injection zone.					
	Waste	The decreased water through flow should result in a decrease in sludge in the water treatment installation. The sludge is often slightly radioactive (NORM).					
Other impacts	Safety	Slight increase in view of increased number of workovers.					
	Maintenance	Maintenance of the water treatment installation for existing installations will definitely decrease. Replacement of the DHS installation on average every 1.5 years.					
Practical experience	General			Offshore			
	The results to date are very variable. The technique is considered very promising but is still in the development stage.			DHWS is mostly used onshore, in situations where the water treatment capacity is limited.			
Conclusion	☐ BAT			☒ Emerging Candidate for BAT, very promising technique			
Literature source	[1]						

Tableau 30 Isolation de pipelines (OSPAR, 2013a)

Principle	When gas is transported under high pressure from a satellite to a treatment facility on a central installation, there is a danger of hydrate formation as the mixture of gas and water cools down. This may lead to blockages in the pipeline. There are three different methods available to prevent this problem: 1. Injection of methanol or glycol (MEG/TEG), or other chemicals that may, or may not be retrieved and regenerated on the central platform; 2. Maintaining the temperature as much as possible by burying and possibly adding insulation to the pipeline; 3. Lowering the pipeline pressure, in order to allow for operation outside the hydrate-regime. This may be possible when sufficient compression facilities are installed on the central platform, but usually this is not desired since this reduces the pipeline capacity considerably and energy is wasted. The only alternative for continuous injection of chemicals is therefore insulation of the pipeline. This is only effective when production is continuous and a minimum production is maintained. During start up and when producing below the required minimum, methanol will need to be injected in order to prevent the formation of hydrates.					
Process diagram	Not applicable					
Basic elements	Insulated and/or buried pipelines.					
Suitable for the removal of: R = removal efficiency	Heavy metals ☐ Cadmium ☐ Zinc ☐ Lead ☐ Mercury ☐ Nickel	R [%]	Production chemicals ☒ Methanol ☒ Glycols ☐ Corrosion inhibitors ☐ Anti-scale solutions ☐ Demulsifiers	R [%] >90 100	Oil ☐ Dissolved oil ☐ BTEX ☐ Benzene ☐ PAHs	R [%] * * * *
					Dispersed oil ☐ Oil	R [%]
	Remarks: For start up operations and production below the required minimum, injection of small amounts of methanol is required. This will be discharged with produced water. *: When glycol is used, the insulation renders re-feeding of water with a high content of aromatic hydrocarbons from the condensor of the regenerator unnecessary.					
Technical details	Platform Produced water volume (design) Pipeline length Pipeline diameter	Gas 1 1 m ³ /h 3-10 km 8"-10"	Gas 2 6 m ³ /h 3-15 km 14"- 16"	Oil n.a.		
Critical operational parameters	The formation of hydrates may occur at a pressure/temperature relation of approximately 25 bar/4 °C or 100 bar/20 °C. Salt in produced water will reduce the formation of hydrates. A minimum production needs to be maintained in order to keep the pipeline at a certain temperature. With the ageing of the field and reduced reservoir pressure, methanol injection will be reduced.					
Operational reliability	The use of methanol will still be needed during start up operations. Insulation is less effective when the throughput is low.					

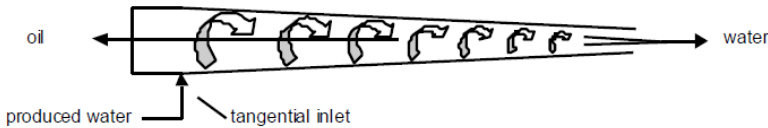
Indication of costs	The costs of insulation are dependent on the required level of insulation. The use of advanced systems (e.g. pipe-in-pipe) may double the costs for a pipeline. For gas-condensate lines, additional costs are approximately € 230 000/km. A considerable saving is achieved by the elimination of a methanol recovery unit or glycol regenerator. Savings due to reduced methanol use may vary from 5% to 30% of the amount of produced water. With decreasing pressure, this percentage is lower until no injection is needed at a pipeline pressure of 25 bar.	
Cross media effects	Air	No emissions due to regeneration of methanol or glycol.
	Energy	No energy consumption for regeneration of methanol or glycol.
	Added chemicals	Insulation prevents the continuous injection and regeneration of methanol/glycol. No regeneration loss from methanol/glycol, no loss of methanol to gas and condensate phase or use of other chemicals.
	Waste	None.
Other impacts	Safety	No risks due to transfer of large amounts of methanol.
	Maintenance	No maintenance on methanol or glycol regeneration systems.
Practical experience	General	Offshore
	Insulation and burying the pipeline is used frequently in the oil and gas industry.	Insulation is also applied offshore.
Conclusion	☒ BAT	☐ Emerging Candidate for BAT
Literature source	[1]	

Tableau 31 Ajout de barrières mécaniques (bouchon, « packer », « patch ») au fond d'un puits (OSPAR, 2013a)

Principle	When water breakthrough occurs in oil or gas production, production zones with high water cuts can be sealed by installing mechanical barriers. This may, dependent on well configuration, be achieved by mechanical or inflatable plugs, cementing, placement of a patch (expansion pipe) or pack-off, possibly in combination with chemical treatment (see table on Chemical water shut off). If total sealing of the water production is not desired, a regulating mechanism or restriction plate may be placed in the well.					
Process diagram						
Basic elements	Mechanical plugs, cement, pack-off etc. Preferably, the process of completion of a well takes into account the possibility of sealing of zones which may produce large amounts of water, e.g. by cementing casings.					
Suitable for the removal of:	Heavy metals	R [%]	Production chemicals	R [%]	Oil	R [%]
R = removal efficiency	■ Cadmium	50-75	■ Methanol	<55	■ Dissolved oil	50-75
	■ Zinc	50-75	■ Glycols	<55	■ BTEX	50-75
	■ Lead	50-75	■ Corrosion inhibitors	50-75	■ Benzene	50-75
	■ Mercury	50-75	■ Anti-scale solutions	50-75	■ PAHs	50-75
	■ Nickel	50-75	■ Demulsifiers	15-35	Dispersed oil	R [%]
					■ Oil	50-75
	Remarks: The effectiveness of a sealing is dependent on successfully installing the plug and the way the well was completed, e.g. the sealing around the casing or liner. Reduction of chemicals is less than proportionate. Lower salt concentrations lead to more oil/water emulsions, in some cases leading to increased use of demulsifiers and higher dispersed/dissolved oil concentrations. Lower salt concentrations will lead to increased use of methanol/glycol (hydrate inhibitors). Formation water will inevitably be produced in view of natural water saturation (connate water).					
Technical details	Type of installation		Gas 1	Gas 2	Oil 1	
	Produced water volume (design)		1 m ³ /h	6 m ³ /h	175 m ³ /h	
	Area required for water treatment		less	less	less	
	Mass of equipment for water treatment installation		lower	lower	lower	
Critical operational parameters	Study is required to identify the source of water production and reduce the risk of plugging the production. Mechanical water shut off is mainly applicable for multi-layer reservoirs. In horizontal wells, this technique is often more difficult and more expensive. Possible leakage of existing sealings around casing (cement or packer) may reduce the effect of the sealing. Production lines must be pulled out unless inflatable plugs can be placed via these lines. Inflatable plugs and some patches are resistant to limited pressures. Sometimes water sealing leads to production loss.					
Operational reliability	The reliability of mechanical and cement plugs is modest, absolute certainty about closing in water is rare. Dependent on the well configuration, the rate of success is 40-70% (closer to 40% for gas installations). Inflatable plugs and pack-offs are less reliable (failure by high pressure or damage). When a patch doesn't seal well, e.g. because of salt deposition in tubings, erosion and corrosion may occur.					

Indication of costs						
	Costs	Investment costs (CAPEX)		Exploitation costs (OPEX)		
		[€]		[€ / year]		
		present	new	present	new	
	gas platform, small	200 000-800 000	n.a.	50 800-209 200	n.a.	
gas platform, large	200 000-800 000	n.a.	48 800-207 200	n.a.		
oil platform	170 000-300 000	n.a.	20 900-45 200	n.a.		
Cost/kg removed	Gas platform, small		Gas platform, large		Oil platform	
	Existing [€/kg]	New [€/kg]	Existing [€/kg]	New [€/kg]	Existing [€/kg]	New [€/kg]
dissolved oil	1 374-5 660	n.a.	116-491	n.a.	106-229	n.a.
dispersed oil	2 062-8 490		424-1 802		6,4-13,8	
zinc equivalents	39 564-162 928		5 642-23 954		2 986-6 457	
Remarks:						
- The technique is only applied on existing offshore installations, although provisions can be made on new installations. - Including costs of removal and replacement of production lines with drilling rig (gas). On oil installations, the installation is combined with the replacement of pumps (ESP), therefore only additional costs should be calculated. Lower costs are for use of a platform rig. Possible costs for loggings should be calculated. - The KEw is difficult to assess, since the costs vary and production may reduce. KEw may be calculated but should be raised with risk. - The costs model situation is presented for one well and a reduction of 62,5% of formation water. In case that the amount of formation is 75% or 50% of the total water production, the reductions are 62,5% x 75% x 0,2 m³/h and 62,5% x 50% x 1,4 m³/h respectively. Oil platforms also require extra costs for reducing 1/5 of the water production by 50% (for one well 50% of 30 m³/h). A total of 5 wells is required for similar reservoir and production. - Costs for horizontal wells are usually higher. - Possible slight savings in energy costs were not calculated, neither was possible additional oil or gas production.						
Cross media effects	Air	Less energy consumption will reduce air emissions, especially when diesel fuel is used.				
	Energy	Reduced energy consumption for water pumps etc.				
	Added chemicals	Reduced use of chemicals for water treatment e.g. scale inhibitors, corrosion inhibitors, demulsifier.				
	Waste	Less (often slight radioactive, NORM) sludge deposition in view of reduced water production.				
Other impacts	Safety	None.				
	Maintenance	Maintenance of water treatment facilities will definitely reduce. In principle no maintenance on mechanical seal needed.				
Practical experience	General		Offshore			
	Mechanical water shut off is applied frequently.		These techniques can be applied offshore.			
Conclusion	■ BAT		□ Emerging Candidate for BAT			
Literature source	[1]					

Tableau 32 Séparation eau/huile dans un hydrocyclone (OSPAR, 2013a)

Principle	Oil-water separation in hydrocyclones is based on centrifugal forces and the difference between specific gravity of oil and water. Produced water is injected under pressure tangentially. The shape of the cyclone causes an increase of speed, resulting in large centrifugal forces and separation of oil and water. The heavier water will move in a vortex towards the exit of the cyclone, whereas the lighter oil will move in a secondary vortex in the centre of the cyclone towards the inlet. Dissolved components, such as benzene and heavy metals will not be removed. Recently, rotating cyclones were developed, which are a ‘compromise’ between a hydrocyclone and a centrifuge. Rotating cyclones have higher removal efficiencies than a static hydrocyclone. See also Table C - 7 on centrifuges.				
Process diagram	 The diagram illustrates a hydrocyclone, a conical device used for separating oil and water. Produced water enters through a tangential inlet at the bottom, creating a high-speed vortex. The heavier water moves towards the outer wall and exits through the bottom outlet, while the lighter oil moves towards the center and exits through the top outlet.				
Basic elements	Hydrocyclone and the required intake and outlet pipes. For high capacity applications, a number of cyclones are placed in parallel and integrated into one set of equipment.				
Suitable for the removal of: R = removal efficiency	Heavy metals ☐ Cadmium ☐ Zinc ☐ Lead ☐ Mercury ☐ Nickel	R [%]	Production chemicals ☐ Methanol ☐ Glycols ☐ Corrosion inhibitors ☐ Anti-scale solutions ☐ Demulsifiers	R [%]	Oil ☐ Dissolved oil ☐ BTEX ☐ Benzene ☐ PAHs Dispersed oil ☒ Oil
					R [%] Up to 98
	<i>Remarks:</i> Removal efficiency for oil is up to 98% for droplets > 15 - 30 µm, resulting in effluent dispersed oil contents of 60 mg/l (static cyclone) and 40 mg/l (rotating cyclone). When the oil content in the inlet is more than 1.000 mg/l, effluent oil contents may be considerably higher.				
Technical details	Platform	Gas 1 (small)		Gas 2 (large)	Oil 1
	Produced water volume (design)	1 m ³ /h		6 m ³ /h	175 m ³ /h
	Required area (LxWxH)	0,8 x 2,5 x 1 m		1 x 3 x 1,2 m	3 x 4 x 1,7 m
	Mass (filled)	0,7 tonnes		1,7 tonnes	9 tonnes
Critical operational parameters	Disadvantage is that only large particles (>15 µm) can be removed, depending on the specific gravity of the oil. Oil-water emulsions can hardly be treated, neither can particles which are covered by an oil layer and which are neutrally buoyant. Rotating cyclones can remove particles up to 5 µm. In order to allow for adequate operation of hydrocyclones, a constant inlet pressure and constant flow is required. The process could therefore be affected by the presence of gas.				
Operational reliability	The system is robust and compact. Usually, subsequent treatment techniques are installed in order to comply with the performance standard for dispersed oil. Since the oil content is highly dependent on the throughput, the system is less reliable when fluctuations in the process occur. It is recommended to divide the required capacity over multiple cyclones. A rotating cyclone is vulnerable and may require frequent maintenance because of rotating parts.				

Indication of costs	Costs		Investment costs (CAPEX)		Exploitation costs (OPEX)			
			[€]		[€ / year]			
			Present	new	present	new		
	gas platform, small		n.c.	n.c.	n.c.	n.c.		
	gas platform, large		n.c.	n.c.	n.c.	n.c.		
	oil platform		790 000	650 000	248 700	147 100		
	Cost/kg removed		Gas platform, small		Gas platform, large		Oil platform	
			Existing [€/kg]	New [€/kg]	Existing [€/kg]	New [€/kg]	Existing [€/kg]	New [€/kg]
	dispersed oil		n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	38	22
Remarks:								
Cross media effects	Air		Comparable to other techniques, in view of energy consumption.					
	Energy		Energy for pumps to pressurise influent, 24-30 kW (0,2 kWh/m ³).					
	Added chemicals		None.					
	Waste		The 'heavy phase' (sand etc.) and depositions in equipment (scaling), possibly slightly radioactive (NORM).					
Other impacts	Safety		None.					
	Maintenance		Relatively little, although scale may deposit on hydrocyclones.					
Practical experience	General				Offshore			
	Well known and much used principle for separation. Much operational experience in the process industry.				Much experience in offshore oil-water separation. Has a long history of development.			
Conclusion	■ BAT				□ Emerging Candidate for BAT			
Literature source	[1]							

5.2.1.2 Gestion des produits chimiques

Afin de réduire les impacts des rejets d'eaux usées sur le milieu marin, l'introduction dans le puits, les pipelines ou les systèmes de traitement de certains produits chimiques présentant un risque pour l'environnement peut être évitée. La sélection des produits ayant les plus faibles répercussions sur la faune aquatique est en général basée sur la réalisation d'essais de toxicité qui permettent de classer les produits chimiques utilisés par l'industrie selon leur toxicité.

a) Stratégie OSPAR

La stratégie de l'OSPAR vise à réduire l'utilisation de produits chimiques dangereux, c'est-à-dire persistants, susceptibles de se bioaccumuler ou engendrant des effets toxiques sur les organismes et leur progéniture (**OSPAR, 2010a**). Cette stratégie préconise la substitution de substances dangereuses (LCPA) par des substances moins ou non dangereuses (PLONOR). Elle recommande d'éviter l'utilisation de nouvelles substances dangereuses, de classer les substances (produits chimiques) utilisées en fonction de leur toxicité, puis de calculer les ratios PEC/PNEC (concentration environnementale prédite sur la concentration prédite sans effet) pour chacune de ces substances (**OSPAR, 2000a**). Pour calculer les ratios PEC/PNEC et classer les produits utilisés, l'OSPAR suggère d'utiliser le modèle CHARM, ou « Chemical Hazard Assessment and Risk Management Model » (**Thatcher et al., 2005**).

- Liste PLONOR (OSPAR, 2013b) : la liste PLONOR présente les substances utilisées et rejetées dans le milieu marin considérées comme étant peu ou pas préoccupantes pour l'environnement. On retrouve notamment la bentonite, l'ilménite et le méthanol. Cette liste est basée sur des critères de toxicité ou de bioaccumulation, par exemple un $LC50 > 100$ mg/L ou un $\log Pow < 3$ (coefficient de partage octanol/eau). Elle est utilisée par les pays membres de l'OSPAR afin de sélectionner les produits chimiques autorisés pour les activités d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (OSPAR, 2010a).
- Liste des produits à priorité d'action LCPA (OSPAR, 2011) : la liste LCPA répertorie les produits chimiques présentant des risques environnementaux pour le milieu marin. Des documents de référence pour chacun de ces produits sont présentés sur le site de la Commission OSPAR (OSPAR, 2014a). Cette liste est basée sur des essais de persistance, de toxicité et de biodisponibilité de chacun des produits (OSPAR, 2014b). On y trouve notamment les HAP, le cadmium et le mercure. Cette liste est utilisée par les pays membres de l'OSPAR afin de sélectionner les produits chimiques lors des activités d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (OSPAR, 2010a). Pour 2010, les exploitants des pays membres devaient supprimer les rejets en milieu marin des produits listés dans la LCPA (OSPAR, 2005a). En 2011, 9 kg de produits listés dans la LCPA ont été rejetés dans le milieu marin par les installations des pays membres de l'OSPAR, comparativement à 1 111 kg en 2002 (OSPAR, 2013d).

b) Norvège

Des essais de toxicité aiguë, de biodégradabilité et de bioaccumulation doivent être effectués sur les produits chimiques utilisés par les exploitants en milieu extracôtier afin de les classer selon quatre catégories (PTIL, 2014a). Des mesures de gestion doivent être mises en place afin d'éviter l'utilisation des composés des catégories « noire » et « rouge ».

- La catégorie « noire » inclut la liste des produits à priorité d'action LCPA de l'OSPAR (OSPAR, 2011), la liste établie dans le « Storting white paper No. 25 » (DKM, 2003; tableau 8.1), ainsi que d'autres produits selon les résultats d'essais de toxicité, de biodégradabilité et de bioaccumulation.
- La catégorie « rouge » inclut les produits selon les résultats d'essais de toxicité, de biodégradabilité et de bioaccumulation.
- La catégorie « orange » inclut les produits exclus des catégories « noire » et « rouge » et de la liste PLONOR.
- La catégorie « verte » correspond à la liste PLONOR de l'OSPAR.

c) Canada-CNLOPB et CNSOPB (ONE, 2009)

Des lignes directrices encadrent la sélection de produits chimiques utilisés par les exploitants d'hydrocarbures en milieu extracôtier afin de promouvoir l'utilisation de produits présentant une faible toxicité. Une approche en 10 étapes est proposée afin de maximiser l'utilisation de produits à faible toxicité par les exploitants. Ces étapes se basent notamment sur la liste des substances toxiques du Canadian Environmental Protection Act-CEPA (EC, 2014), la liste PLONOR (OSPAR, 2013b), la liste du CEFAS (CEFAS, 2014), ainsi que sur des essais de toxicité Microtox (figure 98).

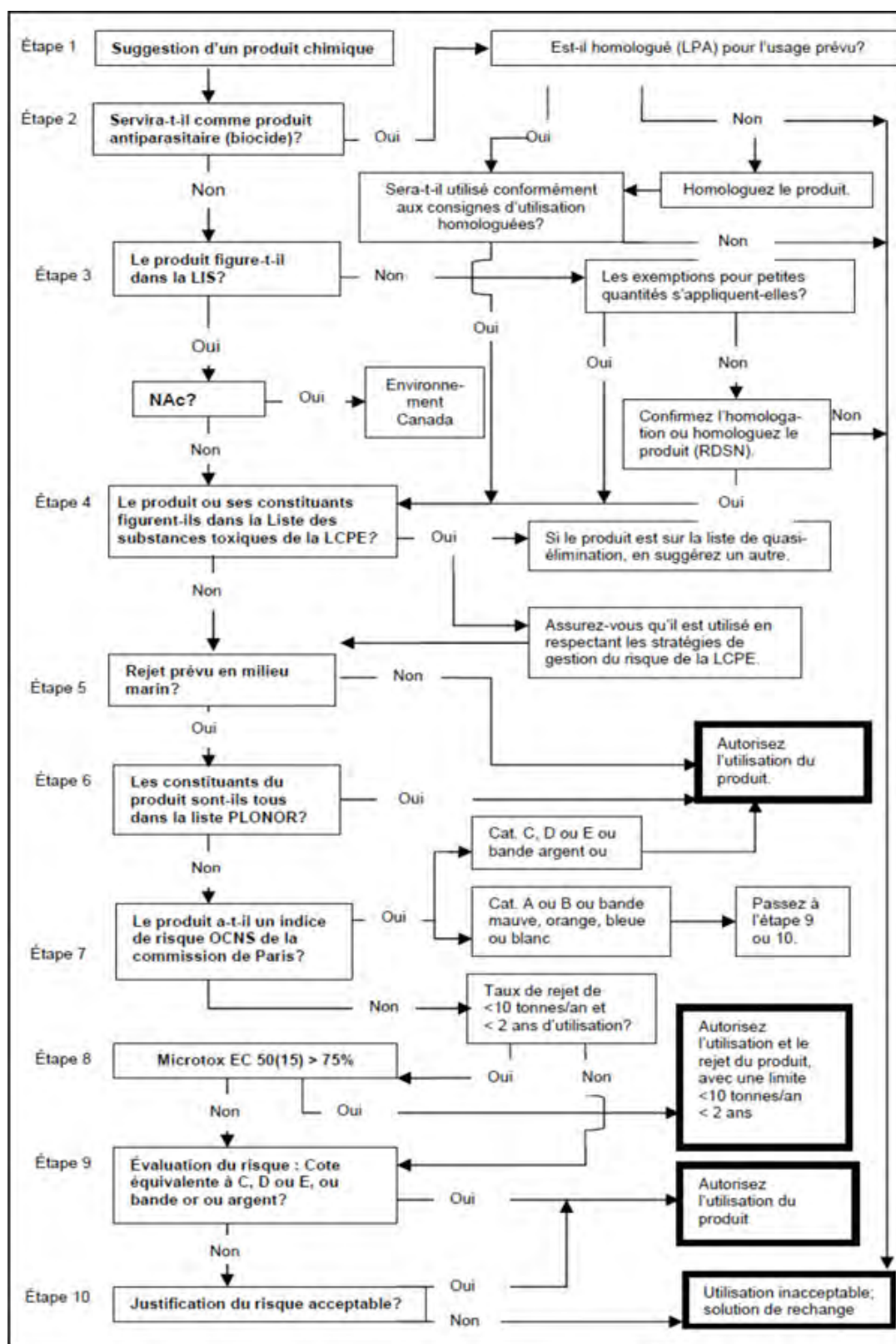


Figure 98 Procédure de sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production au Canada

d) Royaume-Uni

L'approche « Offshore Chemical Notification Scheme », ou OCNS, permet de classer les produits commerciaux utilisés à partir d'essais de toxicité, de biodégradation et de bioaccumulation et du modèle CHARM (Thatcher *et al.*, 2005). Les produits commerciaux sont classés en cinq catégories selon les ratios PEC/PNEC (CEFAS, 2011), soit de la catégorie « purple », correspondant à un risque élevé, à la catégorie « gold », correspondant à un risque faible (tableau 33). La liste des produits commerciaux utilisés est disponible et mise à jour par le CEFAS (2014).

Tableau 33 Classification OCNS des substances chimiques utilisées par l'activité d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier selon le ratio PEC/PNEC [HQ] (CEFAS, 2014)

Minimum HQ value	Maximum HQ value	Colour banding	Lowest Hazard  Highest Hazard
>0	<1	Gold	
≥1	<30	Silver	
≥30	<100	White	
≥100	<300	Blue	
≥300	<1000	Orange	
≥1000		Purple	

5.2.2 Outils de gestion

5.2.2.1 Outils d'évaluation des impacts environnementaux

Des outils d'évaluation des impacts environnementaux sont utilisés par les exploitants en milieu extracôtier afin de relier les effets des rejets d'eau de production sur le milieu marin en fonction des mesures de gestion mises en place. Ils incluent notamment l'utilisation de modèles numériques permettant de déterminer les concentrations en contaminants dans le milieu récepteur afin d'être en mesure de relier l'activité à son effet sur le milieu aquatique.

a) OSPAR

L'OSPAR propose une approche de gestion du risque en six étapes qui doit être mise en place périodiquement par les parties contractantes (figure 99; OSPAR, 2012a; OSPAR, 2012b) :

- 1) Collecte de données. Caractéristiques physicochimiques des eaux de production et du milieu marin, abondance et diversité des communautés biologiques, etc.;
- 2) Évaluation du danger. Toxicité de l'eau de production ou des contaminants susceptibles de se retrouver dans l'eau de production. Établissement de la concentration prévue sans effet (PNEC, qui peut découler de préférence de la CSEO; voir le tableau 34);
- 3) Évaluation de l'exposition. Concentrations en contaminants ou en eau de production prévues dans l'environnement (PEC). Elles sont déterminées à l'aide d'un modèle de dilution à certaines distances du point de rejet, en prenant en compte les conditions et les sensibilités environnementales locales (p. ex., dans une colonne d'eau à l'intérieur d'un rayon de 500 m de l'installation);

4) Caractérisation du risque (évaluation du ratio PEC/PNEC). Le risque est considéré comme contrôlé si le niveau d'exposition ne dépasse pas la PNEC en dehors de la colonne d'eau sélectionnée autour de l'installation;

5) Gestion du risque. Mise en place des mesures de gestion appropriées (voir la **section 5.2.3**) pour atteindre un niveau de risque acceptable, comme l'application de MTDER et MPE;

6) Surveillance. Suivi à l'effluent et dans le milieu récepteur.

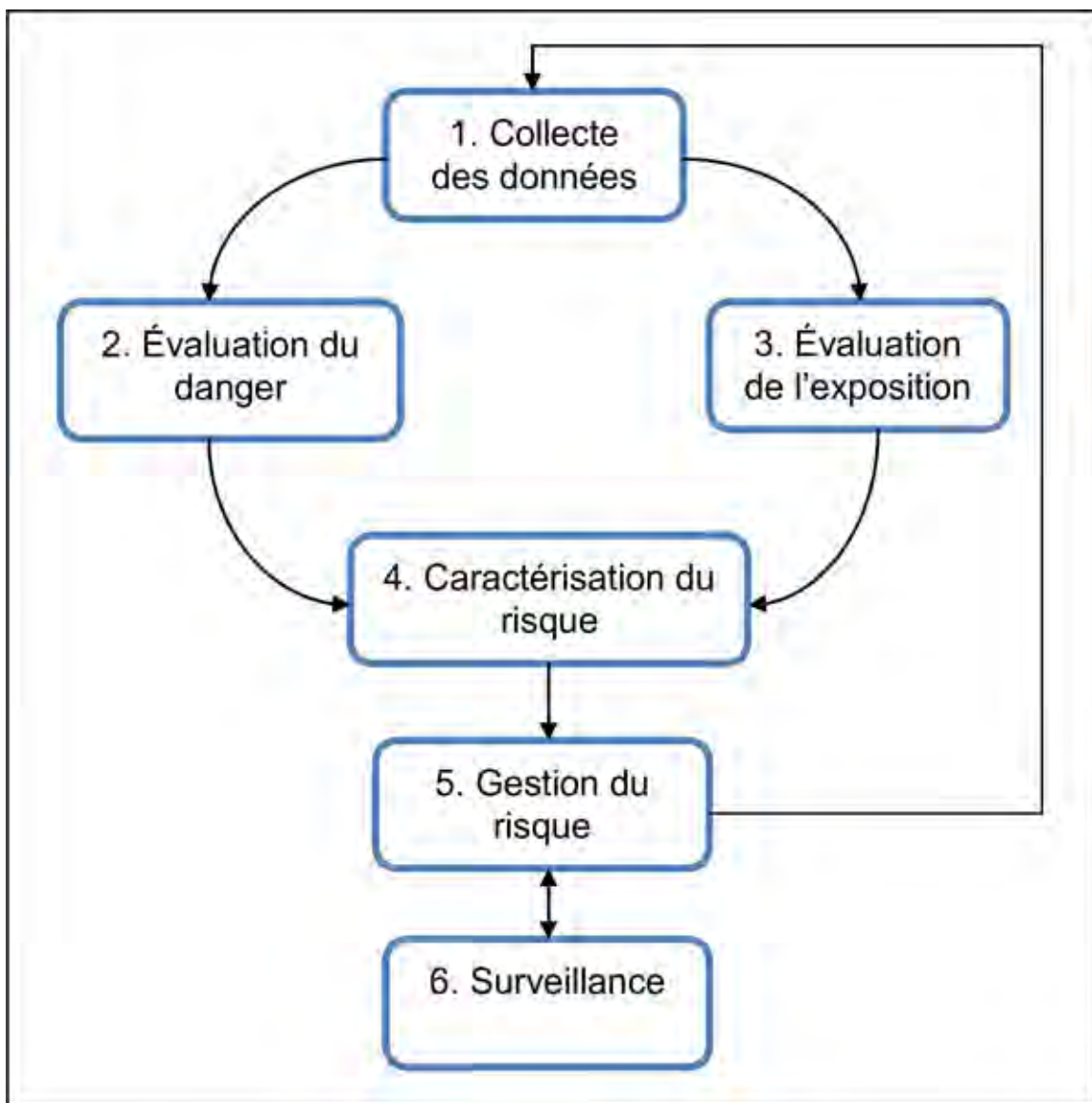


Figure 99 Approche basée sur le risque préconisée par l'OSPAR pour la gestion des *eaux de production* en milieu marin (OSPAR, 2012a)

Tableau 34 Concentrations prévues sans effets (PNEC) dans le milieu marin (OSPAR, 2012a)

Composé	PNEC ² (µg/L)	Composé	PNEC (µg/L)
BTEX		HAP (suite)	
Benzène	8	Benzo(a)pyrène	0,00017
Toluène	7,4	Benzo(g,h,i)pérylène	0,00017
Éthylbenzène	10	Indéno(1,2,3-cd)pyrène	0,00017
Xylène	8	Dibenzo(a,h)anthracène	0,00014
Hydrocarbures pétroliers dispersés	70	Métaux	
HAP		Arsenic	À déterminer
Naphtalène	2	Nickel	8,6
Anthracène	0,1	Cadmium	0,21 ¹
Phénanthrène	1,3	Chrome	0,6 ¹
Dibenzothiophènes	0,1	Cuivre	2,6
Fluoranthène	0,0063	Mercure	0,047 ¹
Pyrène	0,023	Plomb	1,3
Fluorène	0,25	Zinc	3 ¹
Acénaphthylène	0,13	Phénol	7,7
Acénaphthène	0,38	Alkylphénols	
Chrysène	0,007	Butylphénol	0,64
Benz(a)anthracène	0,0012	Pentylphénol	0,2
Benzo(b)fluoranthène	0,00017	Octylphénol	0,01
Benzo(k)fluoranthène	0,00017	Nonylphénol	0,3

¹Ajouter à ces valeurs les teneurs ambiantes dans le milieu récepteur; ²Predictive No Effect Concentration

b) Norvège

En complément de l'approche basée sur le risque proposée par l'OSPAR, la Norvège propose l'utilisation du modèle numérique DREAM pour la représentation bidimensionnelle des ratios PEC/PNEC dans le milieu marin (**NOGA, 2003; figure 100**). Le modèle permet par exemple de visualiser les zones de dépassement des PNEC dans le milieu marin ou l'effet combiné d'apports en *eaux de production* issus de plusieurs installations de production. De nombreux autres modèles numériques sont utilisés pour simuler l'écoulement des *eaux de production* et le comportement des contaminants dans le milieu marin, comme les modèles ASA MUDMAP, UM3, OOC, CORMIX, PROVANN ou DREAM (**Lee et al., 2011**). Le modèle DREAM est de plus en plus utilisé par les exploitants en mer du Nord afin de valider l'atteinte d'objectifs environnementaux de rejets dans le milieu marin. La **figure 101** présente un exemple d'utilisation du modèle DREAM afin de prédire les panaches de dispersion en mer de HAP présents dans les *eaux de production* d'installations d'exploitation en mer du Nord.

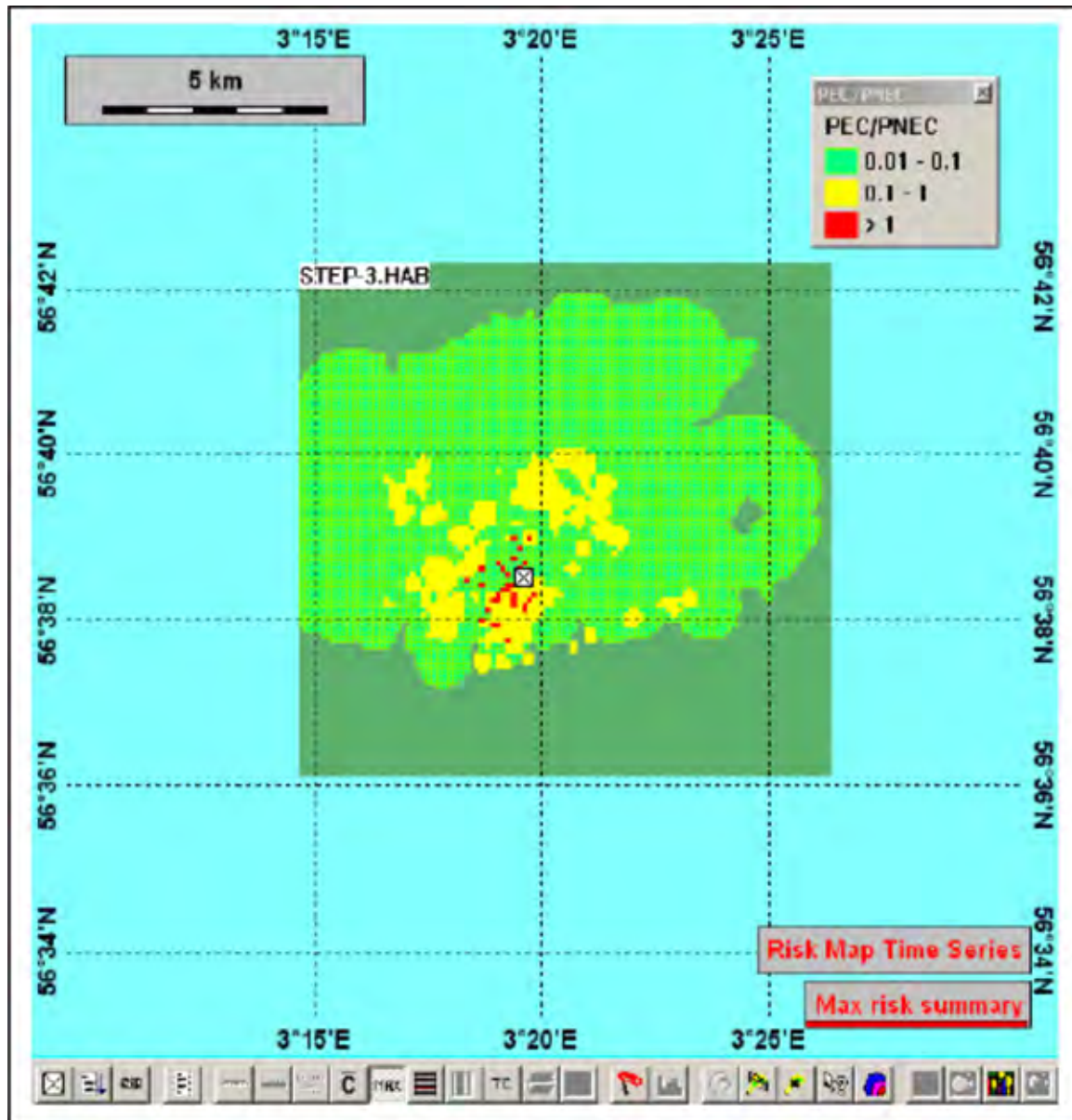


Figure 100 Représentation des ratios PEC/PNEC pour un rejet d'eaux de production d'une plateforme d'hydrocarbures en milieu extracôtier à partir du modèle de transport DREAM (NOGA, 2003)

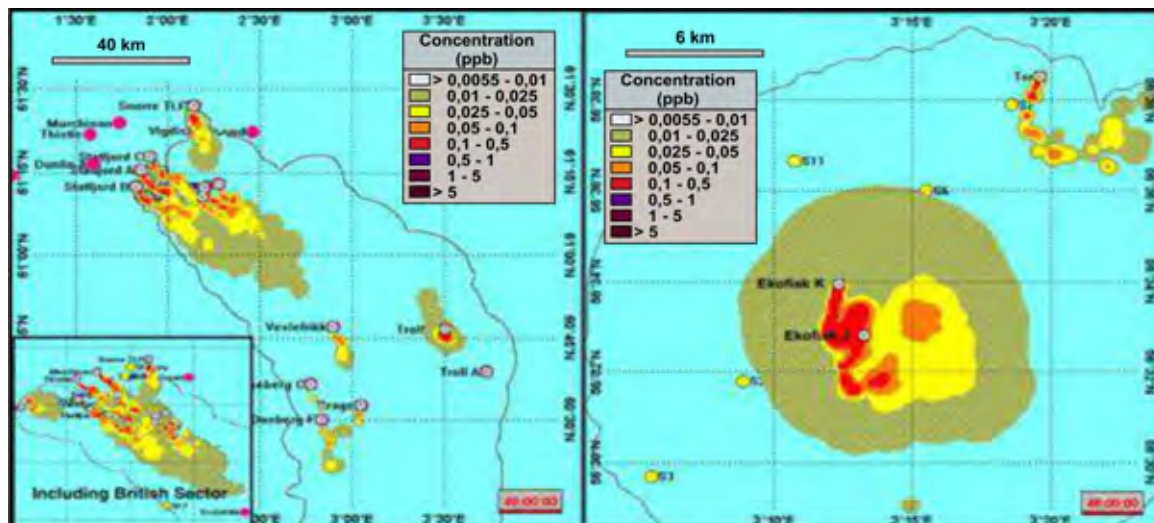


Figure 101 Simulation des teneurs en HAP des eaux de production d'installations de production d'hydrocarbures de la mer du Nord à l'aide du modèle DREAM; concentrations en µg/L (Durrel et al., 2006)

c) Californie (Région 9 des États-Unis)

Cette région préconise une évaluation des contaminants à suivre au point de rejet selon leur potentiel raisonnable à dépasser des critères de qualité d'eau après mélange (EPA, 2012a). Cette méthode se base sur le *Technical Support Document for Water Quality - Based Toxics Control* (EPA, 1991). La province de Québec utilise d'ailleurs une méthode simplifiée basée sur la méthode américaine pour calculer des objectifs environnementaux de rejet pour les rejets ponctuels en milieu aquatique (MDDEFP, 2007; MDDEFP, 2008). L'approche utilisée par les exploitants d'installations extracôtières de la Californie repose sur plusieurs éléments.

- (1) Réaliser un suivi à l'effluent des *eaux de production* une fois par mois durant un an pour tous les contaminants listés au **tableau 35**.
- (2) Évaluer les concentrations en contaminant à l'extrémité de la zone de mélange (100 m dans toutes les directions du point de rejet; **Équation 1** : à partir des concentrations mesurées à l'effluent, des concentrations initiales dans le milieu récepteur et du modèle de dilution PLUMES (EPA, 2013; EPA, 2014b; API, 1998).

$$C_0 = \frac{(C_e + D_m C_s)}{(D_m + 1)}$$

Équation 1

C_0 : concentration à l'extrémité de la zone de mélange

C_e : concentration maximale au point de rejet

C_s : bruit de fond du contaminant dans le milieu récepteur

D_m : dilution critique évaluée à partir du modèle de dilution PLUMES

Les valeurs de C_s préconisées par défaut sont de 3 µg/L pour l'arsenic, 2 µg/L pour le cuivre, 0,0005 µg/L pour le mercure, 0,16 µg/L pour l'argent et 8 µg/L pour le zinc.

- (3) Comparer les teneurs en contaminants calculées avec les critères de qualité du milieu marin (**tableau 35**). Les contaminants qui dépassent les critères de qualité doivent alors être suivis au point de rejet sur une base mensuelle.

- (4) Évaluer pour chaque saison la dilution à respecter afin d'atteindre les critères de qualité pour tous les contaminants dans le milieu (l'ajout de diffuseurs ou d'eau salée peut être réalisé afin d'augmenter la dilution). Le suivi d'autres contaminants peut être ajouté s'ils dépassent les critères de qualité.

Tableau 35 Critères de qualité dans le milieu marin pour des rejets d'eau de production en Californie (EPA, 2013)

Composé	Critère de qualité ^{1, 2}	Composé	Critère de qualité ^{1, 2}
	µg/L		µg/L
Ammoniac	1 300/600	Benzo (a) anthracène	0,018
Arsenic	36/8	Benzo (a) pyrène	0,018
Cadmium	8,8/1	Chrysène	0,018
Chrome	50/2	Naphtalène	-
		Benzo (k)	
Cuivre	3,1/3	fluorenthène	0,018
		Benzo (b)	
Cyanure	1	fluorenthène	0,018
		Dibezo (a,h)	
Plomb	8,1/2	anthracène	0,018
Manganèse	100	Phénol	1 700 000
Sulfure	5,79	Benzène	5,9
Mercure	0,051/0,04	Toluène	15 000
Nickel	8,2/5	Ethylbenzène	2 100
Sélénium	71/15	2,4 diméthylphénol	850
Argent	1,9/0,7		
Zinc	81/20		

¹ Lorsque deux valeurs sont présentées, la première est un critère fédéral et la deuxième, un critère du « California Ocean Plan »; il est suggéré de prendre la valeur la plus contraignante.

² Des valeurs de critères ont été établies spécifiquement pour certaines plateformes en milieu extracôtier pour le benzène, le cuivre, le chrome, les sulfures et le zinc et doivent faire l'objet d'un suivi une fois par mois (voir le permis pour connaître les valeurs pour chacune des plateformes)

5.2.3 Exigences de rejet et de suivi applicables à l'effluent

5.2.3.1 Effluent d'eau de production

Les principaux rejets d'eaux usées de l'activité d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier sont les *eaux de production* sortant du puits lors de la phase de production. Les normes de rejet établies par la plupart des pays dans le monde se limitent aux hydrocarbures dans les rejets d'eau de production (Jones, 2002). Les exigences de rejet sont exprimées en concentrations ou en charges d'hydrocarbures à ne pas dépasser au point de rejet et peuvent être établies sur une base journalière ou mensuelle (tableau 36). L'application d'une norme journalière et mensuelle permet de considérer la variabilité intrinsèque de la qualité de l'effluent (MDDEFP, 2008). Pour le Canada, les États-Unis et les pays de l'OSPAR, la concentration moyenne mensuelle en hydrocarbures à respecter est généralement de 30 mg/L et se base sur la performance des meilleures technologies de traitement disponibles. Les fréquences de suivi sont de deux fois par jour au Canada, d'une fois tous les deux jours pour les pays de l'OSPAR et d'une fois par mois aux États-Unis. Des valeurs journalières variant de 30 à 100 mg/L selon le pays doivent de même être respectées. L'Australie applique une norme journalière de 30 mg/L

comme concentration maximale à l'effluent. Cette approche est donc plus stricte que celle des autres pays. Les équipements de traitement utilisés par l'industrie d'exploitation des hydrocarbures extracôtiers permettaient d'atteindre en moyenne, pour l'année 2012, 13,6 mg/L d'hydrocarbures totaux en Amérique du Nord et 10,6 mg/L en Europe (**OGP, 2013**). Dans tous les pays considérés, la dilution de l'eau de production visant à réduire les teneurs en hydrocarbures pour atteindre l'exigence de rejet prescrite est interdite (**OSPAR, 2001a; EPA, 2013; EPA, 2007; PTIL, 2014a; CNLOPB, 2010**).

Le Royaume-Uni et la Californie fixent des limites additionnelles de rejet à ne pas dépasser en ce qui concerne la charge ou le volume total afin de réguler les apports totaux en contaminants dans le milieu récepteur. La charge préconisée à ne pas dépasser par le Royaume-Uni est d'une tonne d'hydrocarbures sur une période de 12 heures. En Californie, les volumes maximaux d'eau de production pouvant être rejetés à l'environnement (Région 9 des États-Unis) varient de 700 m³/j à 25 000 m³/j selon la plateforme d'exploitation d'hydrocarbures extracôtière considérée (**EPA, 2013**).

L'OSPAR, de son côté, a obligé les pays membres à une réduction au 1^{er} janvier 2007 de 15 % des quantités d'hydrocarbures rejetées dans l'effluent d'eau de production mesurées durant l'année 2000, faisant suite à la directive-cadre européenne sur l'eau (**UE, 2000**). De plus, d'ici 2020, les rejets d'hydrocarbures dans les eaux de production devront être réduits de manière à prévenir tout risque pour l'environnement marin (**OSPAR, 2013c**). Les 15 pays membres de l'OSPAR sont visés par ces objectifs à atteindre et les mettent en application en adoptant des MTDER (**OSPAR, 2013c**). Cette directive européenne vise entre autres « à arrêter ou supprimer progressivement les rejets, émissions et pertes de substances dangereuses prioritaires présentant un risque inacceptable pour ou via l'environnement aquatique, dans le but ultime d'obtenir, dans l'environnement marin, des concentrations qui soient proches des niveaux de fond pour les substances présentes naturellement et proches de zéro pour les substances synthétiques produites par l'homme ».

Les teneurs en hydrocarbures mesurées dans l'eau de production dépendent de la technologie de traitement, mais aussi de la méthode analytique utilisée pour les mesurer. Il n'existe actuellement pas de méthode unifiée à l'ensemble des pays pour la mesure des hydrocarbures dans les eaux de production. Aux États-Unis et au Canada, la méthode est basée sur la « *Standard Method 5520* » qui mesure les huiles et graisses dans l'eau (**CNLOPB, 2010; EPA, 2003**). Les huiles et graisses sont définies par les composés extraits au n-hexane, qui ne s'évaporent pas à 70 °C et qui peuvent être mesurés. Cette méthode est différente de la méthode de mesure définie par l'OSPAR basée sur la norme ISO 9377-2 mesurant les hydrocarbures dispersés dans l'eau (**OSPAR, 2005b**). La méthode définit les hydrocarbures dispersés comme étant la somme des composés extractibles au n-pentane, non adsorbés sur le florasil, ciblant les composés C₇ à C₄₀, et excluant le toluène, l'éthylbenzène et les trois isomères du xylène (**Lee et Neff, 2011**). Ces deux méthodes de mesure peuvent mener à des résultats analytiques très différents (**Lee et Neff, 2011**). Au Québec, la méthode d'analyse des huiles et graisses a été délaissée depuis 1997 pour être remplacée par une méthode ciblant spécifiquement les hydrocarbures pétroliers C₁₀ à C₅₀ (méthode MA. 400 – HYD. 1.1; **CEAEQ, 2013**).

Tableau 36 Exigences de rejet et de suivi à l'effluent d'eau de production en milieu marin

Pays	Paramètre	Exigence de rejet (rejet maximal permis)			Exigence de suivi	Référence
		Journalier (mg/L)	Moyenne mensuelle (mg/L)	Charge		
Canada	Huiles et graisses	44	30	-	2x/jour	CNLOPB, 2010
États-Unis	Huiles et graisses*	42	29	-	1x/mois**	EPA, 2004a
OSPAR	Hydrocarbures dispersés	-	30	Réduction de 15 % sur 6 ans***	16x/mois	OSPAR, 2013c
Australie	Hydrocarbures	30	-	-	-	OPC, 2009
Royaume-Uni	Hydrocarbures dispersés	100	30	1 t/12h†	16x/mois	DECC, 2013
Norvège	Hydrocarbures	-	30	-	-	PTIL, 2014a

*valeurs basées sur le 95^e percentile (mensuel) et le 99^e percentile (journalier) de 60 plateformes des États-Unis (Veil, 2008); **4 prises d'échantillons sur une période de 24 h; échantillonnage additionnel en cas de présence d'un dépôt de surface; rejet interdit à proximité des côtes (moins de 5 km); ***la charge est évaluée à partir des moyennes mensuelles des concentrations en hydrocarbures multipliées par le débit mensuel d'eau de production; cette exigence n'est plus en vigueur actuellement; †pour un rejet d'hydrocarbures supérieur à 100 t par an, les exploitants doivent se munir d'une sonde pour la mesure des hydrocarbures en continu (OGUK, 2014b).

Bien que rarement normés, des paramètres chimiques supplémentaires doivent être suivis, principalement des NORM et des métaux que l'on peut retrouver naturellement dans les eaux de production (tableau 37). Les principaux métaux suivis à l'effluent sont le mercure, l'arsenic, le plomb, l'argent, le cuivre, le cadmium, le chrome, le nickel et le zinc; ils font l'objet d'un suivi d'une fois par mois à une fois par an. Un suivi bimensuel de certains métaux était exigé dans la réglementation canadienne en matière de gestion des eaux de production en milieu extracôtier (ONE, 2002). Cependant, ces mesures ne sont plus requises depuis 2010 (CNLOPB, 2010). Une caractérisation chimique des eaux de production doit cependant être réalisée au moins tous les deux ans pour Terre-Neuve-et-Labrador (CNLOPB, 2014) et annuellement pour la Nouvelle-Écosse (CNSOPB, 2014).

Les permis régionaux aux États-Unis fixent des distances à respecter entre le point de rejet des eaux de production et certaines zones biologiques d'intérêt du milieu marin (Veil et al., 2004). De plus, les régions des États-Unis requièrent une estimation des débits mensuels (Louisiane, régions 4, 6, 9), hebdomadaires (baie de Cook) ou journaliers (zone côtière du Texas) des eaux de production (DEQ, 2010; EPA, 2012c; EPA, 2012b; EPA, 2013; EPA, 2007; EPA, 2005). Le Royaume-Uni requiert une estimation des volumes d'eau de production rejetés (OGUK, 2014a). Selon l'OSPAR, la quantité totale d'eau de production doit être évaluée mensuellement (OSPAR, 2013c). Le Canada exige un suivi journalier des débits d'eau de production (CNLOPB, 2010).

Tableau 37 Autres exigences de suivi à l'effluent de paramètres chimiques des rejets d'eau de production pour certains pays ou certaines régions dans le monde

Pays/Région	Paramètre	Exigence de suivi	Normes	Référence
Zone côtière de la Louisiane (Région 6)	Benzène, plomb, phénol, thallium, radium-226 et 228	1x/semaine à 1x par mois (métaux) 1x/mois à 1x/an (radium) selon la teneur	Norme milieu au cas par cas	DEQ, 2010
Zone côtière du Texas (Région 6)	Solides totaux dissous, pH, aluminium, arsenic, baryum, benzène, cadmium, chrome, cuivre, cyanure, mercure, plomb, nickel, sélénium, argent, zinc	Trois fois sur la durée de vie du permis	-	EPA, 2012c
Golfe du Mexique (Région 6)	Arsenic, cadmium, chrome, cuivre, mercure, plomb, cyanure, nickel, sélénium, argent, zinc	1x/an	-	EPA, 2012b
Golfe de Cook (Région 10)	Hydrocarbures aliphatiques totaux, cuivre, mercure, manganèse, argent, zinc, dépôts d'hydrocarbures en surface, pH	1x/mois (métaux); 1x/jour (dépôts); 1x/semaine ou par mois selon le débit d'eau de production (pH)	Norme milieu au cas par cas	EPA, 2007
Californie (Région 9)	Benzène, cuivre, chrome, sulfures, zinc, etc. ³	1x/mois	Norme milieu au cas par cas (voir le tableau 35)	EPA, 2013
Royaume-Uni	Hydrocarbures aliphatiques et aromatiques totaux, BTEX, NPD ¹ , 16 HAP ² , acides organiques, phénols, NORM, arsenic, cadmium, chrome, cuivre, plomb, mercure, nickel, zinc	1x/3 mois (composés radioactifs); 1x/6 mois (autres);	-	DECC, 2005
OSPAR	Métaux lourds, BTEX, hydrocarbures dispersés, 16 HAP ² , alkylphénols	-	-	OSPAR, 2012a
Canada (abrogé en 2010)	Aluminium, antimoine, arsenic, baryum, bore, cadmium, chrome, cobalt, cuivre, fer, plomb, magnésium, molybdène, nickel, phosphore, sélénium, argent, strontium, thorium, étain, uranium, vanadium, zinc, mercure, ammoniac, azote, sulfure	1x/6 mois	-	ONE, 2002
Canada (Hibernia)	Hydrocarbures totaux, BTEX, naphtalène, pH, turbidité, DBO, DCO, phénol, 2,4 diméthylphénol, hydrocarbures dissous	1x/2 ans	-	Stantec 2012
Canada (île de Sable)	Mêmes paramètres que la réglementation canadienne abrogée en 2010	1x/6 mois à 1x/an	-	Exxon Mobil 2012

¹Naphtalene, phénanthrène et dibenzothiophène; ²HAP tels que spécifiés par l'USEPA; ³Les métaux suivis sont propres à chaque plateforme et vont dépendre de l'évaluation du potentiel raisonnable (voir la **section 5.3.3**).

5.2.3.2 Essais de toxicité des eaux de production

Les États-Unis exigent un suivi à l'effluent de la qualité des rejets d'eau de production par des essais de toxicité globale de l'effluent (**EPA, 2004b**). Comme décrit plus bas, ces essais sont en général des essais de toxicité sous-létaux. Les principales espèces aquatiques utilisées pour ces essais sont *Menidia beryllina* (petit poisson) et *Mysidopsis bahia* (crevette), deux espèces d'eau salée.

a) Est du golfe du Mexique (région 4)

Une évaluation de la concentration sans effet observé (CSEO ou « no observable effect concentration » en anglais) sur sept jours est requise une fois tous les six mois sur *Menidia beryllina* (petit poisson), *Mysidopsis bahia* (crevette), *Cyprinodon variegatus* (vairon), *Arbacia punctulata* (oursin) ou *Champia parvula* (algue). La valeur de la CSEO doit être supérieure à la concentration critique à l'extrémité de la zone de mélange [100 m] (**EPA, 2005**). La concentration critique est fonction du taux de dilution du rejet dans le milieu récepteur, de la largeur du tuyau de rejet, du débit d'eau de production et de la distance du point de rejet au fond marin (modélisation à partir du modèle CORMIX). On peut procéder à l'ajout de diffuseurs ou d'eau salée afin de permettre l'atteinte des exigences (augmentation du taux de dilution).

b) Zone côtière de la Louisiane (Région 6)

Une évaluation de la CSEO sur sept jours est requise sur *Menidia beryllina* et *Mysidopsis bahia*. La valeur de la CSEO doit être supérieure à la dilution de l'eau de production (modèle CORMIX; **DEQ, 2010**). La mesure de toxicité se fait d'une fois par mois à une fois par an selon le taux de dilution dans le milieu.

c) Ouest du golfe du Mexique (Région 6)

Une évaluation de la CSEO sur sept jours est requise sur *Menidia beryllina* et *Mysidopsis bahia*. La valeur de la CSEO doit être supérieure à la concentration critique en eau de production (modèle CORMIX; **EPA, 2012b**). La fréquence des essais est fonction du débit d'eau de production.

d) Zone côtière du Texas (Région 6)

Une évaluation de la CSEO sur sept jours est requise sur *Menidia beryllina* et *Mysidopsis bahia*. La valeur de la CSEO doit être supérieure à la concentration critique en eau de production (modèle CORMIX; **EPA 2012c**). L'absence de toxicité aiguë est aussi vérifiée sur *Menidia beryllina* et *Mysidopsis bahia*. Les essais de toxicité sont répétés tous les six mois.

e) Californie (Région 9)

Des essais de toxicité sous-létale sont exigés durant chaque saison sur *Haliotis rufescens* (mollusque), *Macrocystis pyrifera* (macroalgue laminaire) et *Atherinops affinis* (éperlan) sur l'eau de production à la concentration évaluée dans la zone de mélange (**EPA, 2013**).

f) Golfe de Cook (Région 10)

Des essais de toxicité sous-létale sont requis une fois par saison sur *Atherinops affinis* ou *Menidia beryllina*, *Crassostrea gigas* (huître du pacifique) ou *Mytilus sp.* (moule) et *Strongylocentrotus purpuratus* (oursin) ou *Dendraster excentricus* (oursin) [EPA, 2007]. La CI25 (concentration d'inhibition 25 %) doit être calculée et des critères sont spécifiés pour chaque plateforme. En cas de dépassement des critères, un plan d'action doit être mis en œuvre.

g) Canada

Les offices extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador et de Nouvelle-Écosse exigent une caractérisation biologique annuelle des *eaux de production* au moyen d'essais de toxicité (CNLOPB, 2010). Par exemple, l'installation de l'île de Sable a réalisé, en 2011, des essais Microtox, des essais de fertilisation sur les oursins et des essais de toxicité sur l'épinoche (petit poisson) sur 96 heures (Exxon Mobil, 2012). Les détails concernant la réalisation de ces essais ne sont pas mentionnés dans la réglementation. Des essais de toxicité annuels étaient requis avant 2010 sur une espèce d'oursin et deux autres espèces aquatiques (ONE, 2002).

h) Commission OSPAR

L'OSPAR préconise plutôt une approche de gestion à la source, notamment par le choix des produits chimiques moins toxiques susceptibles de se retrouver dans les *eaux de production* rejetées (OSPAR, 2012a). Cependant, dans le cadre de l'approche basée sur le risque pour la gestion des rejets d'eau de production, l'OSPAR suggère un suivi de la *toxicité globale de l'effluent* en réalisant des essais de toxicité chronique et aiguë de l'eau de production conformément à des protocoles normalisés sur trois espèces aquatiques représentant trois niveaux trophiques différents, tels qu'une algue, une bactérie et un crustacé.

5.2.3.3 Autres effluents

La plupart des autres types d'eaux usées rejetées par l'activité d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier sont réglementés au Canada, aux États-Unis et dans les pays membres de l'OSPAR. La réglementation est en général moins contraignante et étayée étant donné les plus faibles impacts et quantités rejetées en comparaison des *eaux de production* (voir la **section 4.3** pour la description des différents types d'eaux). Aucun traitement de ces eaux n'est en général effectué, excepté pour les eaux usées sanitaires. Les exigences de rejet comprennent notamment les suivantes :

a) Commission OSPAR

L'OSPAR préconise une teneur en hydrocarbures inférieure à 40 mg/L (moyenne mensuelle) dans les rejets d'eaux de ballast et d'eaux de ruissellement (OSPAR, 2001a; OSPAR, 1986).

b) Norvège

La Norvège préconise une teneur en hydrocarbures inférieure à 30 mg/L (moyenne mensuelle) dans tous les rejets d'eaux usées contaminées par des hydrocarbures, excepté pour les *eaux de ballast* utilisées pour le stockage du pétrole brut (« storage displacement water »; PTIL, 2014a).

Il est mentionné que les faibles teneurs en hydrocarbures dans les eaux utilisées pour le stockage du pétrole brut et la localisation du rejet rendent le traitement impraticable. Les quantités d'eau et d'hydrocarbures doivent être évaluées pour les *eaux de ruissellement*, les *eaux de ballast* ainsi que les eaux injectées dans une formation géologique.

c) Royaume-Uni

Le Royaume-Uni préconise une teneur en hydrocarbures inférieure à 40 mg/L (mensuel) et 100 mg/L (journalier) dans les rejets d'*eaux de ballast* et d'*eaux de ruissellement* (OGUK, 2014b). Un échantillon doit être prélevé lors de chaque rejet et les volumes d'*eau de ballast* rejetés doivent être évalués. Les eaux de cale (*eaux de ruissellement*) ne doivent pas excéder 15 mg/L d'hydrocarbures. Les rejets d'eaux usées sanitaires sont interdits à moins de 4,8 km des côtes et doivent se faire à plus de 19,3 km des côtes si aucun traitement n'est effectué.

d) États-Unis

La réglementation américaine interdit tout rejet en milieu marin d'*eaux de ruissellement* avec présence d'hydrocarbures (EPA, 2004a). Aucune observation visuelle de dépôts d'hydrocarbures de surface ne doit être relevée dans ces eaux et une vérification en ce sens doit être effectuée à une fréquence journalière (DEQ, 2010; EPA, 2012c; EPA, 2012b; EPA, 2013). En présence de couvert de glace, le « static sheen test » peut être réalisé (EPA, 2007). Ce test est basé sur l'observation visuelle d'une surface luisante sur un échantillon d'*eau de ruissellement* (EPA, 2011a). Les débits des *eaux de ruissellement* doivent être estimés mensuellement. Les fluides utilisés pour la complétion ou la stimulation de puits doivent être rejetés dans le milieu marin avec des teneurs en hydrocarbures de moins de 29 mg/L (mensuel) et 42 mg/L (journalier) et doivent faire l'objet d'un suivi à chaque rejet (EPA, 2004a). Les rejets de solides et d'écumes d'eaux usées domestiques (eaux d'éviers, douches) sont interdits. Les rejets d'eaux usées sanitaires doivent respecter des critères de rejet en ce qui concerne le chlore résiduel, la demande biologique en oxygène ou les solides totaux (suivi mensuel) [EPA, 2007; EPA, 2013; EPA, 2005]. Les rejets d'*eaux de ruissellement* (eaux de cale) et d'*eaux de ballast* ne doivent pas présenter d'hydrocarbures visibles, doivent être quantifiés mensuellement (débit) et, dans certaines régions, être traités avant rejet (séparation eau/huile) [EPA, 2007; EPA, 2013]. Les infrastructures d'*eaux de refroidissement* sont réglementées afin de favoriser l'utilisation de MTDER et de réduire les impacts sur le milieu marin (US, 2002). Les installations extracôtières qui captent plus de deux millions de gallons par jour ($\approx 9\,000\text{ m}^3/\text{j}$) et utilisent 25 % de ces eaux pour le refroidissement doivent respecter des exigences supplémentaires, notamment en caractérisant les espèces susceptibles d'être entraînées par le système de captation des *eaux de refroidissement* et en respectant une vitesse d'entrée d'eau de 0,15 m/s (EPA, 2006a). On trouve dans certains permis des critères de rejet d'*eaux de refroidissement*, d'*eaux de ballast* et d'*eaux de ruissellement* (eaux de cale) relatifs à la concentration en contaminants (p. ex., une teneur maximale en désinfectant de 500 mg/L dans l'eau), aux essais de toxicité et aux critères à respecter (EPA, 2013; EPA, 2007; EPA, 2005; EPA, 2012b).

e) Canada

Les *eaux de ruissellement* (incluant les eaux de cale) ainsi que les *eaux de ballast* (incluant les eaux de déplacement) rejetées au Canada (Terre-Neuve-et-Labrador et Nouvelle-Écosse) requièrent des teneurs en hydrocarbures inférieures à 15 mg/L (CNLOPB, 2010). Ces teneurs doivent aussi être respectées dans les eaux rejetées lors du transport d'hydrocarbures par bateau (exigences pour le transport maritime; GC, 2007a). Dans certains cas, les teneurs en hydrocarbures dans les eaux rejetées doivent être évaluées toutes les 12 heures (CNLOPB, 2010). Le traitement des eaux usées sanitaires doit permettre une réduction de la taille des particules en dessous de six millimètres. Les rejets d'eaux usées sanitaires sont autorisés lors du

transport des hydrocarbures par bateau en tenant compte de plusieurs exigences, comme le compte de coliformes totaux, la distance avec la rive, un broyage des solides ou une désinfection préalable (**GC, 2007a**). Les fluides utilisés pour la complétion ou la stimulation de puits doivent être traités avec les *eaux de production* ou être rejetés dans le milieu marin avec des teneurs en hydrocarbures de moins de 30 mg/L (**CNLOPB, 2010**). Le rejet d'éventuels fluides par des équipements sous-marins (p. ex., éthylène glycol pour les tests de pression des valves) doit être quantifié. Ces fluides ainsi que les biocides utilisés pour le traitement des *eaux de refroidissement* doivent faire l'objet d'une sélection parmi les produits chimiques les moins toxiques (voir la **section 5.2.3**; **ONE, 2009**).

f) Banque mondiale (Banque mondiale, 2007)

La Banque mondiale préconise que des rejets d'*eaux de refroidissement* ne devraient pas donner lieu à une hausse de température au-delà de 3 °C à la limite de la zone de mélange (100 m par défaut). La Banque mondiale préconise de suivre les recommandations de l'IMO (dans **IMO, 1983**, et **IMO, 2003**) pour les rejets d'*eaux de ruissellement*, d'*eaux de ballast*, et d'*eaux usées domestiques*.

g) International Maritime Organization (IMO, 1983)

À moins de posséder une unité de traitement des eaux usées approuvée, les rejets d'eaux usées sanitaires sont interdits à moins de 7,4 km des côtes ou 22 km pour des eaux usées qui n'ont pas été désinfectées, et ces eaux doivent être rejetées avec un débit modéré.

5.2.4 Normes et exigences de suivi applicables au milieu récepteur

Le suivi de la qualité de l'eau dans le milieu marin à proximité d'une installation de production en milieu extracôtier se fait souvent à l'intérieur d'un rayon très rapproché du point de rejet et d'une station témoin non influencée par l'unité. Les suivis consistent en général en des analyses de sédiments du fond marin, une caractérisation chimique de la colonne d'eau et un suivi d'accumulation de contaminants sur des organismes aquatiques (**OGP, 2012**).

a) Zone côtière du Texas (Région 6)

Le permis exige l'analyse des solides totaux dissous, du pH, de l'aluminium, de l'arsenic, du baryum, du benzène, du cadmium, du chrome, du cuivre, du cyanure, du mercure, du plomb, du nickel, du sélénium, de l'argent et du zinc. Ces mesures sont requises trois fois sur la durée de vie du permis de cinq ans (**EPA, 2012c**). La réalisation du suivi doit être effectuée dans le panache de dispersion à 15 m, 60 m et plus de 60 m du point de rejet, à la profondeur du point de rejet. Un test de toxicité-7 jours doit être réalisé à 60 m du point de rejet. Des échantillons de sédiments doivent être prélevés à 0, 15, 30 et 60 m pour la mesure du radium-226 et du radium-228, cinq fois sur la durée du permis.

b) Golfe de Cook (Région 10)

Si les débits d'*eau de production* sont supérieurs à 380 m³/j, alors il est requis de mettre en œuvre une étude de transformation et de transport des contaminants dans le milieu marin et les dépôts de sédiments, par exemple par une étude statistique des concentrations en contaminants (métaux et hydrocarbures) à différents points de mesures (**EPA, 2007**).

c) Commission OSPAR

- Sédiments : un suivi annuel des sédiments est exigé. Les points d'implantation des stations devront être choisis de telle manière qu'ils permettent de déceler l'impact spatial des activités en mer. Ceci peut se faire, par exemple, dans cinq stations localisées entre 0 et 4 km du point de rejet et au niveau de quatre transects, et dans trois stations de référence localisées à plus de 10 km du point de rejet (**OSPAR, 2004a**). Il est suggéré de mesurer le carbone organique total (COT), la taille des grains, les hydrocarbures totaux, les HAP (16), les NPD (naphthalene, phénanthrène et dibenzothiophène), les métaux, la macrofaune.
- Poissons : un suivi annuel de l'accumulation de métaux, HAP et autres biomarqueurs sur des organismes maintenus en captivité dans la colonne d'eau, soit la moule bleue *Mytilus edulis* ou la morue atlantique (**OSPAR, 2004a**).
- Sédiments et biota : un suivi de composés chimiques inscrits dans la liste à priorité d'action LCPA établie par l'OSPAR (**OSPAR, 2004b**) dans les sédiments et le biota selon les lignes directrices du CEMP, ou « Co-ordinated Environmental Monitoring Programme » (**OSPAR, 2014c**).

d) Norvège

- Biota : un suivi tous les trois ans d'espèces de poissons en liberté représentatives du milieu aquatique considéré (p. ex. la morue et l'aiglefin dans le cas de la Norvège), et de l'accumulation de NPD, de HAP et d'autres biomarqueurs; un suivi une fois l'an des caractéristiques biologiques (lipides, lipofuscine, etc.) d'un organisme aquatique placé dans une cage proche de l'installation faisant l'objet du suivi (le plus souvent la moule *Mytilus edulis*) pour chaque région (**KLIF, 2011; PTIL, 2014a**).
- Sédiments : un suivi tous les trois ans des caractéristiques des sédiments par la mesure de la matière organique, de la taille des grains, des hydrocarbures, de métaux, de la macrofaune et de la radioactivité (**KLIF, 2011; PTIL, 2014a**).

e) Canada (CNLOPB; CNSOPB)

Un suivi des effets des rejets des *eaux de production* sur le milieu marin ou Environmental Effect Monitoring (**ONE, 2011a; CNSOPB, 2005**) doit être effectué tous les deux ans pour Terre-Neuve-et-Labrador (**CNLOPB, 2014**) et annuellement pour la Nouvelle-Écosse (**CNSOPB, 2014**).

Installation Hibernia

- Colonne d'eau : la toxicité et les caractéristiques chimiques de la colonne d'eau sont évaluées entre 33 m et 200 m du point de rejet et à trois profondeurs différentes (**Stantec, 2012**). De plus, des mesures de métaux (9) et d'hydrocarbures (BTEX, HAP), de l'azote et du phosphore ainsi que des essais de toxicité Microtox (bactérie), sur des oursins et sur des athériniformes (poisson) sont réalisés.
- Sédiments : une caractérisation chimique est réalisée à différentes stations dans un rayon de 6 km autour du point de rejet (**Stantec, 2012**). Le suivi comprend des métaux (22), des hydrocarbures, le COT, les sulfures, l'ammoniaque et la taille des particules. De plus, des essais de toxicité Microtox (bactérie), sur un amphipode (crustacé) et sur un polychète (vers) sont effectués.

- Poissons : un suivi est effectué sur des poissons pêchés par chalutage à l'intérieur d'un rayon de 2 km de l'installation (**Stantec, 2012**). L'accumulation d'hydrocarbures et de métaux dans les tissus est évaluée. De plus, un suivi des caractéristiques et de la santé de soles capturées à proximité de l'installation est réalisé (indices gonado-somatique et hépato-somatique, histopathologie, hématologie).

Installation Terra Nova

- Colonne d'eau : un suivi des caractéristiques chimiques (mesures d'hydrocarbures et de métaux) dans la colonne d'eau est effectué à des stations d'échantillonnage localisées dans un rayon de 3 km autour de l'installation de production et à trois profondeurs d'eau différentes (**figure 102; Suncor Energy, 2011**).
- Sédiments : une caractérisation des 15 premiers centimètres de sédiments est effectuée dans un rayon de 3 km autour de l'installation de production (**figure 102**). Cette caractérisation consiste en la mesure de la taille des particules, des teneurs en métaux (23), en hydrocarbures (p. ex., HAP, BTEX) et en nutriments, de la toxicité (crustacé et essais Microtox) et de la diversité et l'abondance de la communauté benthique (**Suncor Energy, 2011**).
- Bioaccumulation : une collecte de carreaux (plie) et de pétoncles est effectuée par chalutage à environ 4 km du site afin d'évaluer leurs caractéristiques biologiques et l'accumulation en hydrocarbures dans leurs tissus (**Suncor Energy, 2011**).

Installation de l'île de Sable

- Bioaccumulation : des essais de bioaccumulation des hydrocarbures chez des moules sont effectués à proximité de l'installation (**Exxon Mobil, 2012**).

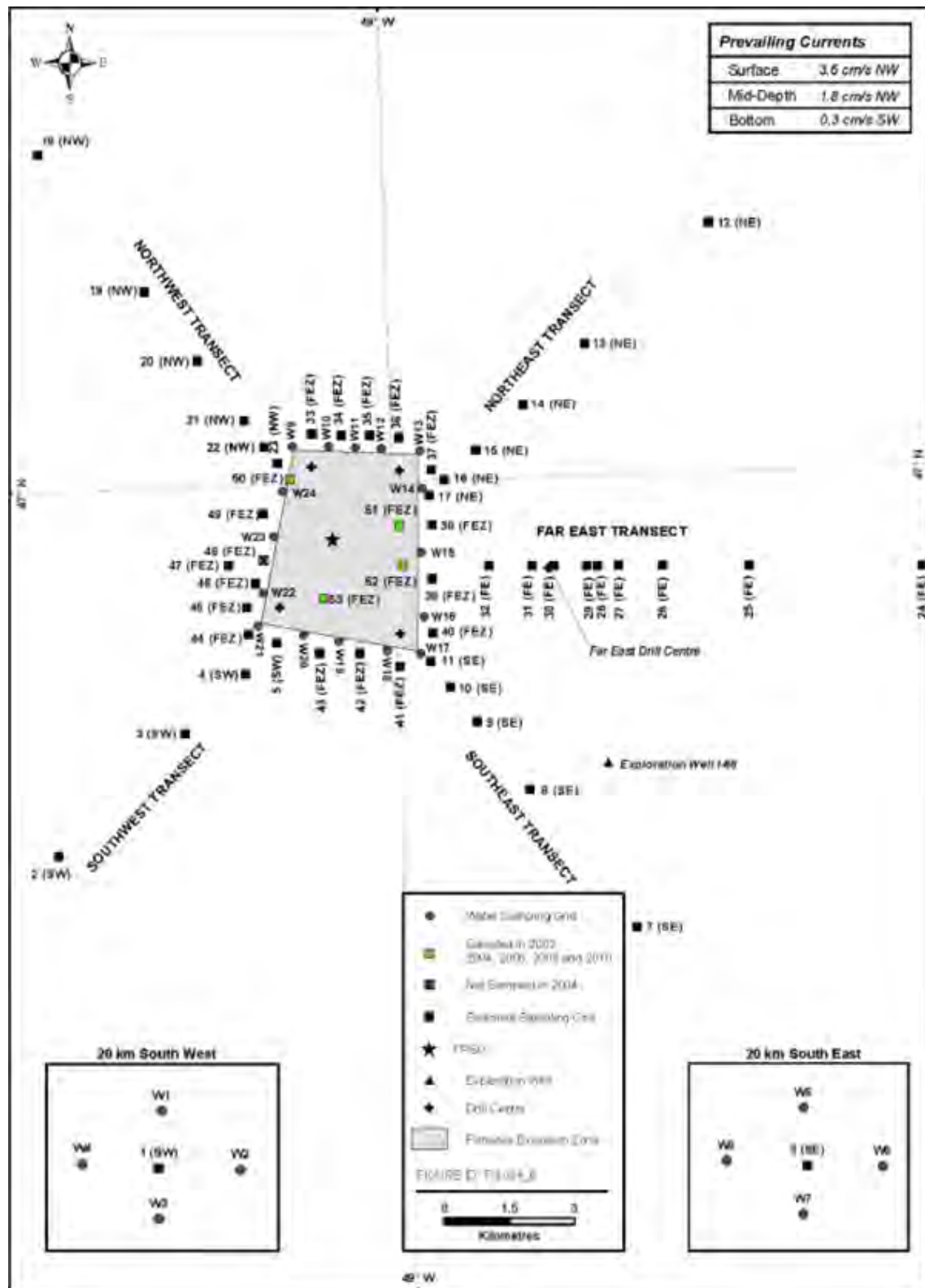


Figure 102 Suivi environnemental dans les sédiments et la colonne d'eau à proximité de l'installation d'exploitation d'hydrocarbures Terra Nova (Suncor Energy, 2011)

5.2.5 Législation canadienne comparée à d'autres législations en matière de gestion des eaux usées

5.2.5.1 Points positifs

- Les normes de rejet d'eau de production à l'effluent pour les hydrocarbures sont comparables aux normes des autres pays considérés. Le suivi préconisé est plus intense que les autres pays.
- Le suivi des impacts sur le milieu marin est relativement complet et consiste en un suivi de la qualité de l'eau, des sédiments et de la faune aquatique.
- Les normes de rejet des eaux usées (*eaux de déplacement, eaux de ballast, eaux de ruissellement*) sont plus exigeantes que dans d'autres pays.
- L'approche de gestion des produits chimiques à la source est comparable à celle des pays de l'OSPAR.

5.2.5.2 Points négatifs

- Les exigences de rejet des *eaux de production* sont uniquement sous forme de concentration; il n'y a pas d'exigences en matière de charges.
- Le suivi des métaux et des essais de toxicité à l'effluent des *eaux de production* n'est plus exigé depuis 2010. D'autres pays requièrent des suivis de métaux et d'autres composés chimiques, des essais de toxicité ainsi que des normes à respecter pour ces composés.
- Aucun outil d'évaluation des effets des *eaux de production* sur le milieu marin n'est proposé, contrairement à l'OSPAR ou la Californie.
- Aucune approche précise de sélection de mesures de gestion de l'activité et des MTDER pour l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier n'est proposée, comme l'approche de gestion basée sur le risque préconisée par l'OSPAR (**OSPAR, 2012b**) ou le document de fond sur les meilleures techniques de traitement de l'eau de production (**OSPAR 2013a**).
- L'Australie possède une norme en hydrocarbures pétroliers plus sévère que la norme canadienne avec une concentration maximale de 30 mg/L en tout temps.

5.3 Gestion des matières résiduelles

Les principaux rejets de matières résiduelles d'une installation extracôtière sont les *résidus de forage*, composés de boues et de *déblais de forage*. La plupart des mesures de gestion ainsi que la plupart des exigences de suivi et de rejets sont prévues principalement pour les *résidus de forage* et, dans une moindre mesure, pour d'autres types de rejets de matières résiduelles. Cette section présente en premier lieu les mesures de gestion, les outils de gestion ainsi que les exigences de suivi et de rejets applicables aux *résidus de forage*. Il est ensuite fait état des exigences relatives à la gestion des autres types de matières résiduelles. Finalement, une comparaison des exigences de la législation canadienne avec celles d'autres pays est présentée.

5.3.1 Mesures de gestion des *résidus de forage*

L'utilisation de *fluides à base d'eau* est privilégiée pour la réalisation de forages, étant donné leur faible toxicité en comparaison des *fluides à base d'huile* ou des *fluides à base synthétique*. Ces derniers sont cependant utilisés dans certaines circonstances, par exemple lorsqu'une meilleure lubrification est requise pour certaines sections d'un forage. Outre des *boues à base d'eau*, les pays de l'OSPAR ont produit en 2011 des *déblais de forage* contaminés en majorité par des *boues à base d'huile* (99 %) plutôt que des *boues à base synthétique* (1 %). Environ 78 % de ces *déblais de forage* ont été traités ou éliminés en milieu terrestre, 16 % ont été injectés et 6 % ont

été rejetés en milieu marin après traitement (OSPAR, 2013d). Aux États-Unis, les exploitants utilisent en majorité des *fluides à base d'eau* pour de faibles profondeurs et des *fluides à base synthétique* pour de grandes profondeurs (Friedheim et Candler, 2008). Les *fluides à base synthétique* sont peu utilisés en Europe, car il est considéré que la persistance de ces boues est élevée et favorise la consommation d'oxygène dans le milieu marin (OSPAR, 2000b). Au Canada de même qu'aux États-Unis, la réglementation privilégie l'utilisation de *fluides à base synthétique* plutôt que l'utilisation de *fluides à base d'huile*, ces derniers étant considérés comme plus toxiques pour les organismes marins.

Les mesures de gestion des *boues de forage* et *déblais de forage* se basent en général sur une gestion hiérarchisée, soit la réduction à la source, le recyclage/réutilisation, le traitement et l'élimination. Quatre mesures de gestion sont proposées pour des *déblais de forage* de *boues à base d'huile* ou à *base synthétique* par l'EPA (2000), soit la substitution de produits, l'utilisation d'équipements de séparation des *déblais* et *boues de forage*, l'injection dans une formation géologique et l'élimination en milieu terrestre. Ces mesures de gestion sont de même proposées par l'OGP (2003) et présentées à la **figure 103**. Le choix d'une méthode de gestion de *déblais de forage* doit prendre en compte un certain nombre d'éléments économiques (coûts énergétiques, main-d'œuvre, équipements), opérationnels (sécurité, taille des équipements, efficacité de traitement) et environnementaux (émissions atmosphériques, sous-produits, réduction des rejets, demande en énergie).

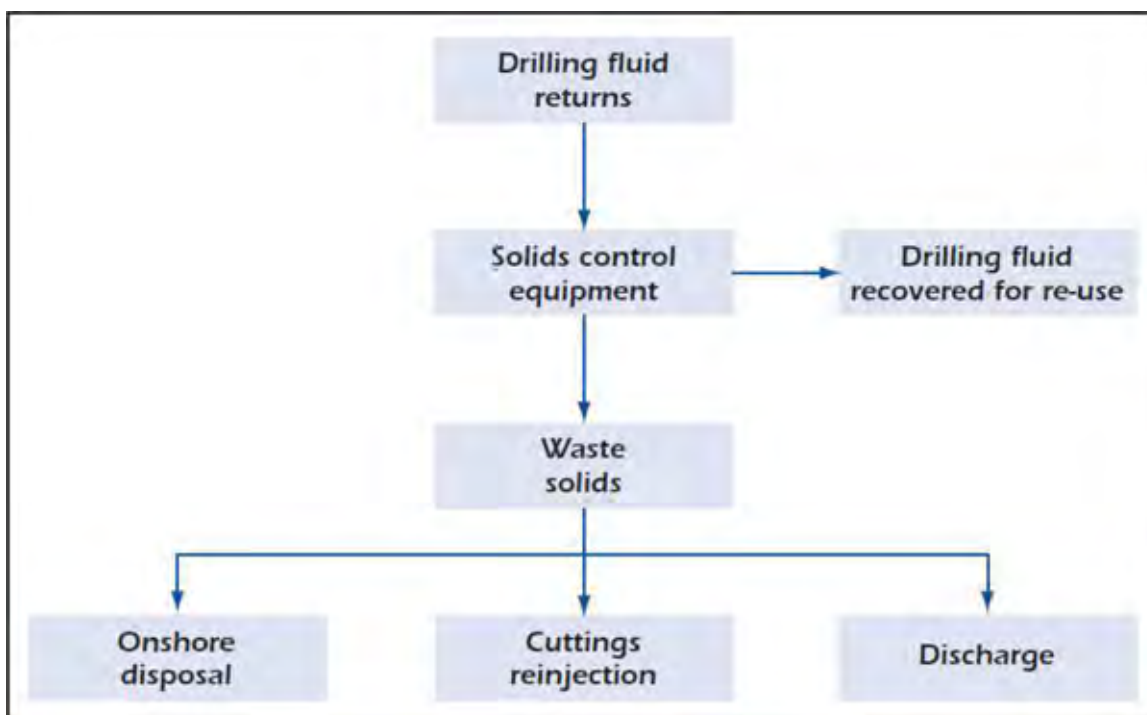


Figure 103 Mesures de gestion des *déblais de forage* produits par des installations d'exploration ou d'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier (OGP, 2003)

5.3.1.1 Réduction à la source

Afin de réduire l'impact des rejets de *déblais de forage* sur le milieu marin, le choix des fluides de forage et des additifs devrait se porter sur les moins toxiques, comme exigé par les offices extracôtiers du Canada et par l'OSPAR (OSPAR, 2000a; ONE, 2009; voir la **section 5.2**). Les volumes de *déblais de forage* peuvent aussi être réduits en favorisant des forages de petit

diamètre ou en améliorant l'efficacité des *fluides de forage* utilisés. Un rapport de l'EPA (EPA, 2000) compare différents *fluides à base synthétique* et *fluides à base d'huile* selon leur toxicité, leur biodégradabilité, leur biodisponibilité et leur coût. Le rapport conclut que les fluides à base d'ester ont de meilleures performances environnementales que les autres fluides considérés (alcènes, alcanes, fluides à base d'huile, diesel) et qu'ils peuvent être utilisés dans un grand nombre d'opérations de forage. Le **tableau 38** et d'autres essais effectués montrent que l'ordre de toxicité des fluides du moins toxique au plus toxique est : Ester < IO (alcène) < LAO (alcène) < paraffin (alcanes) < mineral oil (fluide à base d'huile) < diesel. Le **tableau 39** montre que l'ordre de vitesse de biodégradation des fluides testés du plus rapide au moins rapide est : Ester > LAO > IO > paraffin > mineral oil > PAO (alcène). Ainsi, la vitesse de biodégradation des esters est plus importante que celle des autres fluides testés, ce qui implique toutefois une consommation plus rapide de l'oxygène dans le milieu marin.

Tableau 38 Résultats de tests de toxicité sur des amphipodes (*L. plumulosus*) de fluides à base d'huile et de fluides à base synthétique (EPA, 2000)

Drilling Base Fluid		LC50 (mg/Kg)	95% Confidence Interval
96-Hour Test	IO	>8000 ^a	NA
	LAO	2921	2260 - 3775
	Ester	7686	7158 - 8253
	Mineral Oil	436	391 - 485
	Paraffin	2263	1936 - 2644
10-Day Test	IO	2530	2225 - 2876
	LAO	1208	1089 - 1339
	Ester	4275	3921 - 4662
	Mineral Oil	176	163 - 190
	Paraffin	1151	1038 - 1276

^a Test result fell outside of the test concentration range.

Tableau 39 Résultats de tests de biodégradabilité de fluides à base d'huile et de fluides à base synthétique (EPA, 2000)

Elapsed Time of Test	Concentration (mg/Kg)					
	Ester	LAO	IO	Paraffin	Mineral Oil	PAO
Day 0	751	946	1005	1045	1161	890
Day 14	424	904	879	828	907	917
Day 28	265	799	820	846	892	903
Day 56	152	833	739	981	997	1065
Day 84	144	487	529	726	835	928
Day 112	11	314	451	624	785	948

5.3.1.2 Systèmes de séparation des déblais et boues de forage

Les systèmes de séparation des *déblais* et *boues de forage* permettent de séparer les *déblais de forage* des *boues de forage*, et un recyclage subséquent des *boues de forage* en tant que *fluide de forage* (OGP, 2003). Ces systèmes doivent assurer une bonne performance de séparation solide-liquide en réduisant au maximum la présence des particules fines qui nuisent à la bonne performance de la *boue de forage*. Les systèmes de séparation sont une combinaison de différents équipements, incluant des tamis vibrants primaires et secondaires, un séchage des résidus ou un traitement centrifuge, des tamis vibrants ou centrifugeuses haute performance et des pièges à sable (EPA, 2000; voir la **section 3.3.2** et la **section 3.3.3**). L'EPA (2000) décrit et compare un certain nombre de technologies de séparation des *résidus de forage* disponibles sur le marché, notamment selon leur performance et leur coût (**tableaux 40** et **41**). Les résultats montrent que les meilleurs rendements de séparation proviennent des centrifugeuses (moins de 4 % de *boues à base synthétique* dans les *déblais de forage*), tandis que les tamis vibrants offrent les performances les plus faibles (8,96 à 13,8 %). Ainsi, un traitement par centrifugation permet de mieux séparer les boues des déblais, mais les coûts énergétiques et les besoins sur le plan de l'espace sont plus importants que pour un tamis vibrant. Les tamis vibrants haute performance (High-G dryer) restent ainsi particulièrement intéressants pour une installation d'exploration en milieu extracôtier, car ils utilisent une surface maximale de 21 m². Pour le traitement des *résidus de forage* avec des *boues à base d'eau*, des étapes additionnelles sont généralement nécessaires (hydrocyclones, floculation chimique, etc.). Les performances de séparation des *résidus de forage* de *boues à base d'huile*, quant à elles, sont relativement similaires à celles pour les *boues à base synthétique*.

**Tableau 40 Performances de systèmes de contrôle des solides; résultats en pourcentage
de boues à base synthétique adhérant aux déblais de forage (EPA, 2000)**

Technology Category/Subcategory	Number of Wells	Mean of Wells	Variance of Wells	95th Percentile
Primary Shale Shakers	32	9.32	9.28	14.3
Secondary Shale Shakers	22	13.8	12.1	19.5
Other Shale Shakers	22	8.96	3.16	11.9
Horizontal Centrifuge (Mud 10)	26	3.85	4.04	7.16
Vertical Centrifuge	8	3.72	2.38	6.26
Squeeze Press	5	6.71	1.92	8.99
High-G Dryer	6	9.40	4.69	13.0
Cuttings Dryer 1 (Combined Horizontal Centrifuge, Vertical Centrifuge, Squeeze Press, and High-G Dryer) <i>[Basis for limit on drilling fluids with the environmental properties of esters]</i>	45	4.89	7.42	9.37
Cuttings Dryer 2 (Combined Horizontal Centrifuge, Vertical Centrifuge, and Squeeze Press)	39	4.19	4.25	7.59
Cuttings Dryer 3 (Combined Horizontal and Vertical Centrifuge) <i>[Basis for limit on all other SBF]</i>	34	3.82	3.56	6.93
Decanting Centrifuge	22	9.97	5.13	13.7
Mud Cleaner	21	11.9	6.97	16.2
Fines Removal (Combined Decanting Centrifuge and Mud Cleaner)	39	10.8	6.30	14.9

^a Includes foreign data, but excluding measurements for which there are no backup data.

Tableau 41 Performances et coûts de systèmes de contrôle des solides (EPA, 2000)

Manufacturer/ Distributor	Device Name	Device Type(s)	Device Category	Performance (Wt % SBF Retention Reported by Co.) [EPA Technology Avg.]	Capacity	Size (LxWxH, inches) Weight (lbs)	Max. G-Force Applied to Cuttings	Power	Cost Information (1998\$ unless otherwise noted)
Brandt	ATL-Dryer SDW-25	Linear motion shale shakers	SS	(Stationary Rigs: 8-10%) (Floating Rigs: 12%)	ATL: 8 SDW: 7 ton/hr	ATL: 100x71x57 SDW: 134x78x109	ATL: 4.2 SDW: 7	NA	Day Rate: \$200- \$250/day Capital Cost: \$30K- \$40K O&M: \$50/day
		Mud cleaner	FRU	[11.9%]	2-8 ton/hr	~118x70x83			
		Decanting centrifuge	FRU	[9.97%]	4-8 ton/hr	~115x58x48			
Derrick Equipment	HI-G Dryer	Linear motion shale shaker	Dryer	(<10%)	Up to 1,200 gal/min	142x71x74	8.0	NA	Day Rate: \$225/day Capital Cost: \$47.5K O&M: \$600/week
		Mud cleaner	FRU	[11.9%]	2-8 ton/hr	~118x70x83			
Swaco	ATL-II	Linear motion shale shaker	SS	(6-8%)	500 gal/min	129x63x61	6.25	NA	Day Rate: \$190/day
		Mud cleaner	FRU	[11.9%]	2-8 ton/hr	~118x70x83			
Broadbent	NA ^b	Decanting centrifuges	NA	(<10%) [9.97%]	5.5-27.5 tons/hr	NA	NA	NA	£2MM in 1989 (~\$3.8MM)
Mud Recovery Systems, Ltd. (MRS); JB Equipment, Inc.	MUD 6	Vibrating centrifuge	Dryer	(<7%)	11 tons/hr	59x54x52	130	45 amp; 440 v; 60 Hz	Day Rate for Amoco Demo of Mud-10: \$1200 (incl. one FTE ^c)
	MUD 10		Dryer	[3.85]	88 tons/hr	89x74x67		85 amp; 440 v; 60 Hz	
Centrifugal Services, Inc. (CSI)	Verti-G30	Vertical axis centrifuge	Dryer	(2.5-3%) [3.72]	30 tons/hr	87x87x120	800	480v/3 phase, 60 Hz (150 amp breaker)	NA
	Verti-G60				60 tons/hr	87x87x128		75+1/4 hp motors	
Apollo Services, Inc.	Squeeze Press	Press	Dryer	[6.71]	9": NA 12": NA	64x9x16 64x12x16	NA	NA	NA

^a Information presented in this table was either quoted or derived from information provided in company literature or telephone communications with company representatives.

^b Not available.

^c Full-time equivalent.

5.3.1.3 Injection des déblais de forage

Avant de pouvoir procéder à l'injection des *déblais de forage* dans une formation géologique, il est nécessaire de réaliser une étape de broyage fin des déblais, de créer une suspension stable sous forme de boues, puis d'injecter cette suspension dans une formation géologique intègre (**figure 104**; OGP, 2003). Un certain nombre d'éléments peuvent limiter la sélection de cette mesure de gestion, telles l'absence d'une formation géologique adéquate, la grande profondeur du fond marin et les difficultés logistiques pour des installations de forage mobiles.

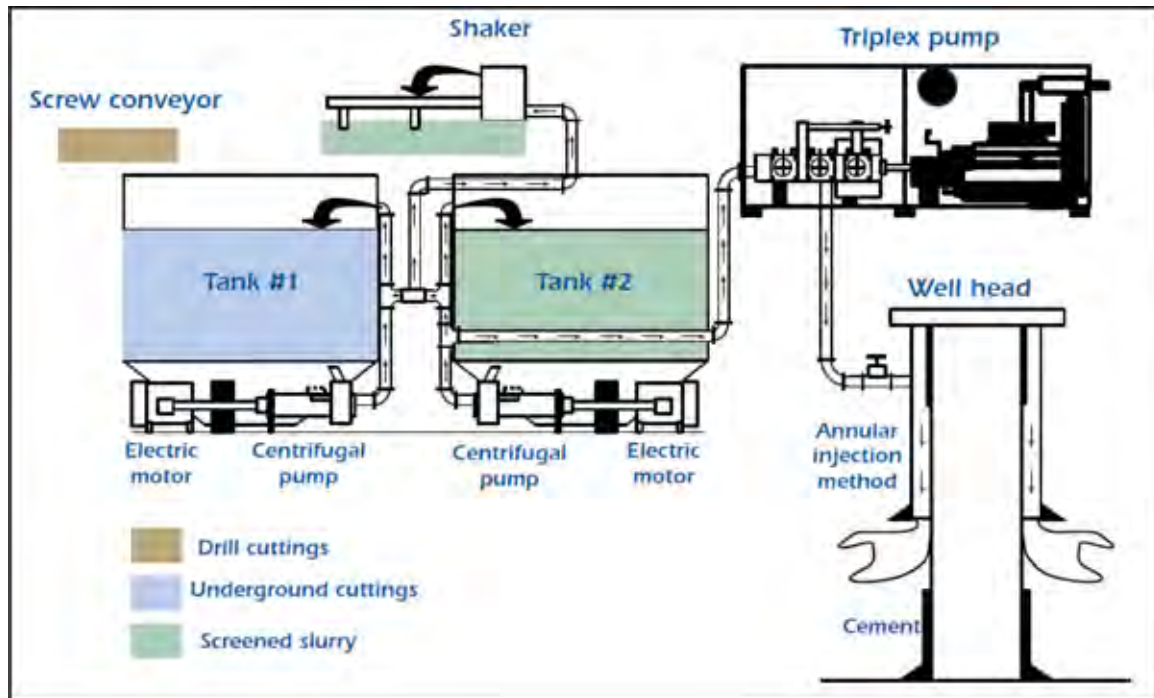


Figure 104 Méthode d'injection des *déblais de forage* en milieu extracôtier (OGP, 2003)

5.3.1.4 Gestion en milieu terrestre

Les *déblais de forage* peuvent être traités en milieu extracôtier, entreposés, puis transportés pour une gestion en milieu terrestre (OGP, 2003). La viabilité de cette mesure de gestion dépend principalement de la faisabilité d'un transport des *déblais de forage* par bateau et de la faisabilité de gestion des déblais en milieu terrestre. Plusieurs méthodes de gestion en milieu terrestre sont envisageables : l'injection dans une formation géologique, l'élimination dans un site d'enfouissement, ou le remblayage. Les *déblais de forage* pourraient être traités à titre de matières résiduelles par des techniques de traitement (biologique, physicochimique, thermique) couramment utilisées pour décontaminer les sols. À moins d'utiliser des techniques de traitement offrant une haute efficacité (p. ex., désorption thermique), il est probable que les matières traitées indiquent une contamination résiduelle en contaminants organiques. De plus, selon la composition des unités stratigraphiques traversées et des *fluides de forage* utilisés, ces matières peuvent contenir des concentrations élevées en métaux. Les dépôts de *déblais de forage* sur un terrain comme matériaux de remblayage sans mesures de mitigation peuvent ainsi avoir des incidences sur les écosystèmes ou la santé humaine, notamment sur les eaux souterraines.

5.3.2 Outils de gestion

5.3.2.1 Stratégie de gestion d'OSPAR (OSPAR, 2000b)

Afin de mettre en œuvre une gestion hiérarchisée des *résidus de forage*, l'OSPAR exige de mettre en œuvre une stratégie de gestion hiérarchisée des *déblais de forage* contaminés par des *boues à base d'huile* ou à *base synthétique* en se basant sur les MTDER/MPE. Ainsi, la priorité dans le choix des mesures de gestion à employer devrait être attribuée dans l'ordre suivant :

- 1) Réduction des *déblais de forages* contaminés par des *boues à base d'huile* ou à *base synthétique*, en interdisant leur utilisation pour le forage de la section supérieure d'un puits, excepté en cas de nécessité technique, et en favorisant les forages horizontaux et les forages de petit diamètre;
- 2) Réutilisation des *fluides de forage* par la mise en place d'un traitement des boues, de tamis vibrants, de centrifugeuses et de systèmes de lavage des *déblais de forage*;
- 3) Recyclage et valorisation de composants des résidus de forage comme la phase organique séparée par distillation et par l'utilisation de tamis vibrants ou de centrifugeuses;
- 4) Élimination des *déblais de forage* contaminés par des *boues à base d'huile* ou à *base synthétique* par :
 - (i) un traitement en milieu terrestre tel que la récupération des hydrocarbures adhérents et l'élimination subséquente des *déblais de forage*,
 - (ii) la réinjection dans une formation géologique étanche,
 - (iii) un traitement en milieu extracôtier afin d'atteindre l'exigence de 1 % de boues puis un rejet en milieu marin,
 - (iv) une permission de rejet en milieu marin en cas de dépassement de cette exigence selon les caractéristiques de toxicité des boues adhérents aux déblais.

Le choix des mesures de gestion à déployer se fait au cas par cas et dépend des quantités de *déblais de forage* générées, de la disponibilité de l'espace d'opération et d'énergie, des conditions météorologiques durant les opérations, etc. (OSPAR, 2002). De plus, lors de la mise en place d'une mesure de gestion (MTDER/MPE), l'exploitant doit minimiser sa consommation de ressources et d'énergie. L'élimination des *déblais de forage* contaminés par des *boues à base d'huile* ou à *base synthétique* doit considérer : 1) le risque pour la santé et la sécurité humaine; 2) les besoins énergétiques pour le traitement ou le transport; 3) les émissions dans l'eau, l'air et les sédiments marins; 4) la génération de déchets; 5) l'utilisation de produits chimiques. La faisabilité économique doit être prise en compte dans le cas de l'élimination en milieu terrestre, de la réinjection ainsi que du traitement et du rejet en milieu extracôtier.

5.3.2.2 Module de gestion de l'U.S. Department of Energy (DOE, 2014)

Un module développé par l'U.S. Department of Energy (USDOE) permet de sélectionner un mode de gestion des *déblais de forage* selon 15 à 35 questions concernant le forage à réaliser (**figure 105**). Ce module se base notamment sur une gestion hiérarchisée des *déblais de forage* (réduction, réutilisation/recyclage, traitement, élimination).

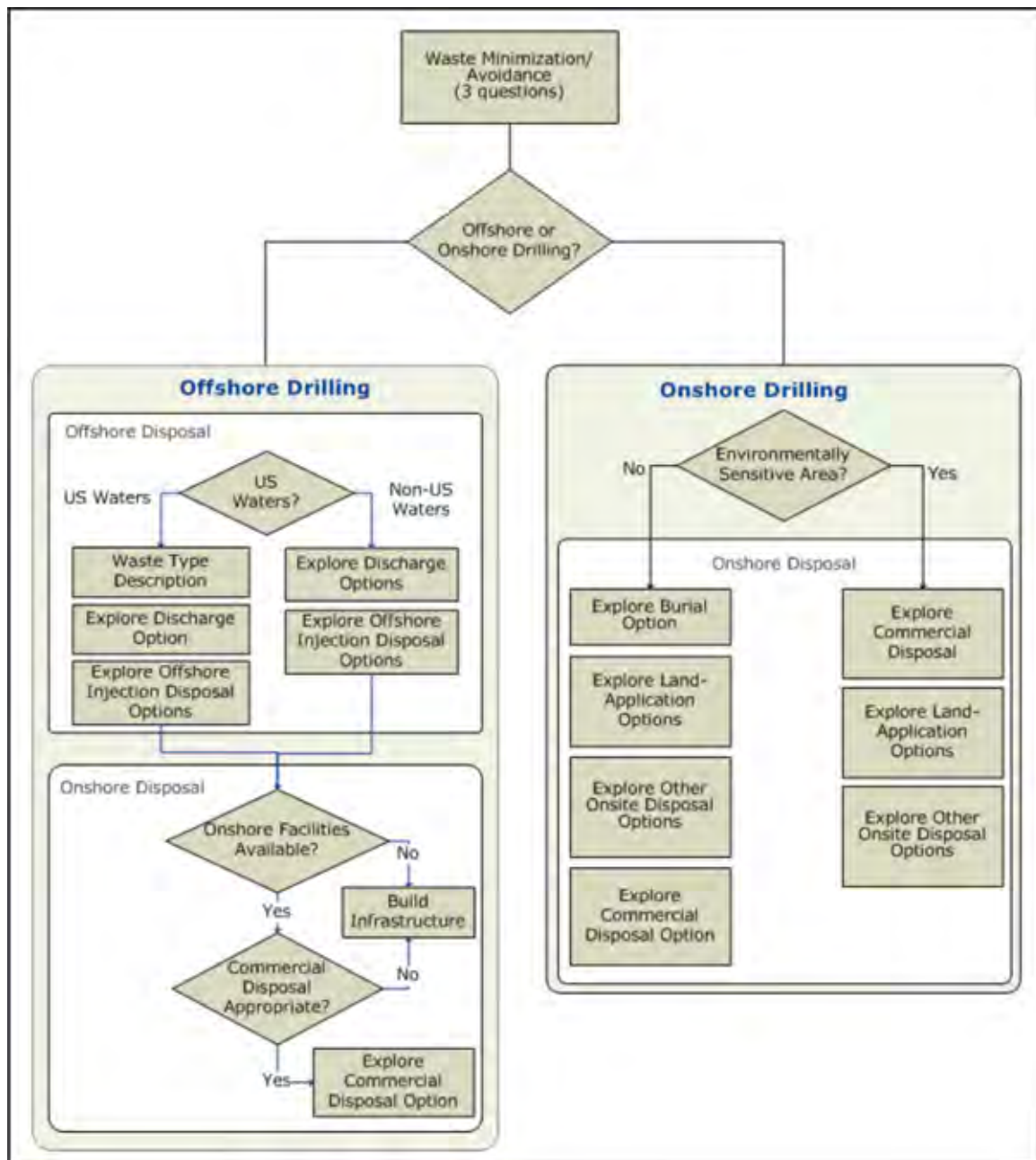


Figure 105 Approche de gestion des déblais de forage développée par l'U.S. Department of Energy (DOE, 2014)

5.3.2.3 Modèles numériques du comportement des déblais de forage en milieu marin

Un certain nombre de modèles numériques peuvent être utilisés afin de simuler le transport des *résidus de forage* dans la colonne d'eau, dont les modèles OOC, BBLT, SizeCUT, PROTEUS et DREAM (Lee et al., 2011). La figure 106 présente un exemple d'utilisation du modèle DREAM simulant le transport de *résidus de forage* en milieu marin en considérant différents mécanismes de transport des sédiments dans la colonne d'eau. Le modèle permet de simuler l'étendue, l'épaisseur et la taille des particules des *résidus de forage* déposés sur le fond marin.

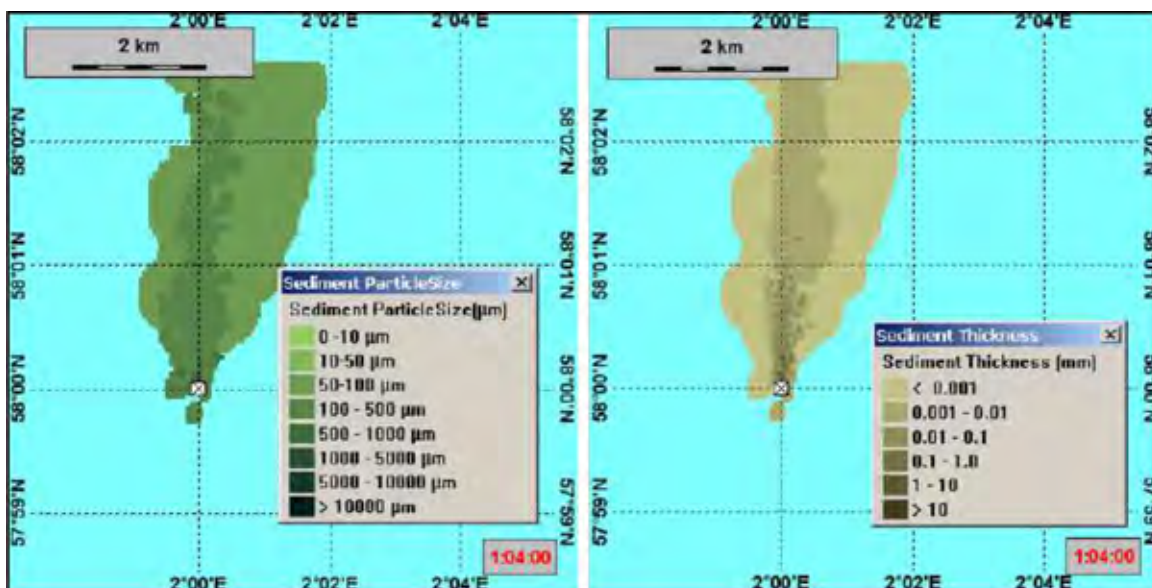


Figure 106 Simulation de la taille des sédiments et de l'épaisseur des dépôts après un rejet de *résidus de forage* (type de boue non spécifié) d'une installation de production d'hydrocarbures de la mer du Nord à l'aide du modèle DREAM (Lee *et al.*, 2011)

Des modèles d'évaluation du risque peuvent être utilisés afin de déterminer les répercussions des rejets sur les communautés benthiques présentes sur le fond marin. La **figure 107** présente un exemple d'utilisation du modèle DREAM afin de simuler le risque pour les écosystèmes associé au dépôt de *déblais de forage* sur le fond marin.

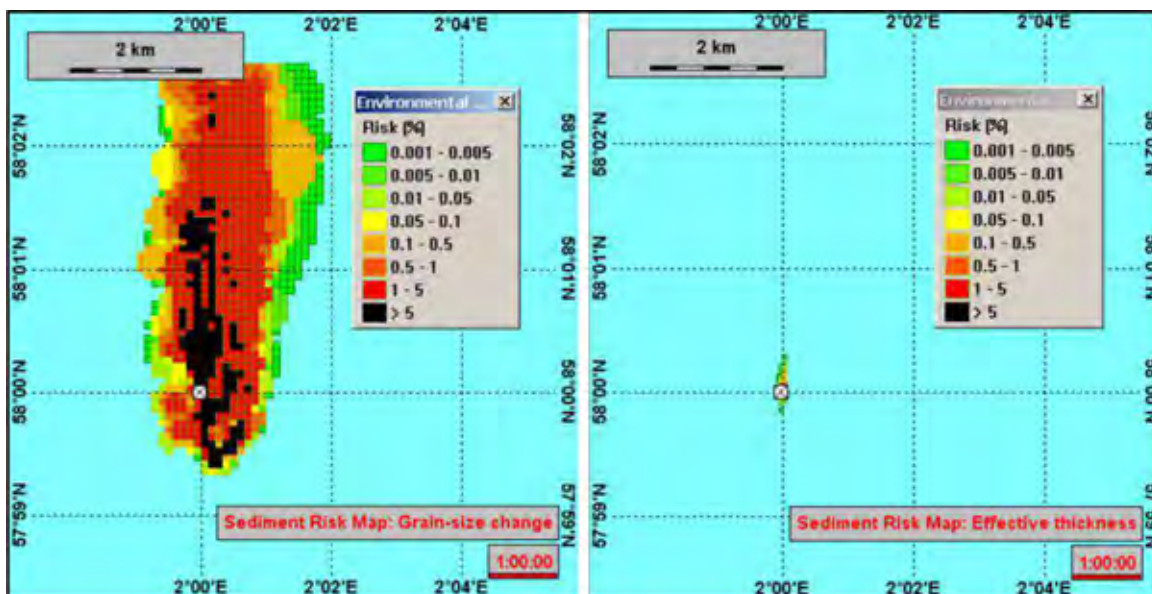


Figure 107 Simulation du risque d'impact sur l'habitat benthique associé à la taille des sédiments et à l'effet d'enfouissement après un rejet de *déblais de forage* d'une installation de production d'hydrocarbures de la mer du Nord à l'aide du modèle DREAM (Lee *et al.*, 2011)

5.3.3 Exigences pour les *résidus de forage*

Les exigences concernant le rejet de *résidus de forage* et l'utilisation de différents types de *boues de forage* sont très variables selon le pays concerné (**OGP, 2003; Jones, 2002**). Ces références, qui datent d'une dizaine d'années, donnent tout de même un portrait des différentes exigences de rejet pour la plupart des pays producteurs de pétrole. Les exigences distinguent en général trois types de rejets : les *résidus de forage de boues à base d'eau*, les *résidus de forage de boues à base synthétique* et les *résidus de forage de boues à base d'huile*.

5.3.3.1 Gestion des boues et des résidus de forage

a) OSPAR

L'OSPAR recommande de suivre l'approche de réduction des produits chimiques pour la composition des *fluides de forage à base d'eau* (voir la **section 5.2.1.2; OSPAR, 2000a**). Aucune autre spécification n'est donnée pour la gestion des *boues à base d'eau* (le rejet en milieu marin est donc autorisé).

L'utilisation de *fluides à base d'huile* ou à *base synthétique* ou le rejet de *boues à base d'huile* ou à *base synthétique* nécessite une autorisation préalable (**OSPAR, 2000b**). Afin d'obtenir cette autorisation, l'exploitant doit proposer un mode de gestion des produits chimiques à la source (**OSPAR, 2000a**) ainsi qu'une gestion hiérarchique des rejets (voir la **section 5.3.2.1**). Aucune autorisation n'est délivrée pour l'utilisation de *fluides à base d'huile* ou à *base synthétique* pour le forage de la section supérieure d'un puits (exceptions possibles pour des raisons de sécurité ou géologiques). Les rejets en milieu marin des *boues à base d'huile* ou à *base synthétique* sont interdits. L'utilisation de mazout dans le *fluide de forage* est également interdite.

Les rejets en mer de *déblais de forage* contaminés par des *boues à base d'huile* sont interdits s'ils sont contaminés par plus de 1 % du poids de *déblais de forage* secs. Les rejets en mer de *déblais de forage* contaminés par des *boues à base synthétique* sont interdits, sauf en cas de circonstances exceptionnelles et après l'application hiérarchique de MTDER/MPE (voir la **section 5.3.2.1**).

b) Canada (CNLOPB; CNSOPB; **CNLOPB, 2010**)

Les produits chimiques utilisés dans les *fluides à base d'huile* ou les *fluides à base synthétique* doivent être sélectionnés selon la procédure établie par les offices extracôtiers et l'office national de l'énergie dans les « Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques » (**ONE, 2009**). Ces lignes directrices encadrent, à la source, le choix des produits chimiques utilisés pour les opérations de forage et de production extracôtières, afin de minimiser leurs effets sur le milieu marin lors de leur rejet (voir la **section 5.2.1.2**).

Lorsque cela est techniquement raisonnable, des *fluides à base d'eau* devraient être utilisés comme fluide de forage (**CNLOPB, 2010**). Les *fluides à base d'eau* ainsi que les *déblais de forage* contenant des *boues à base d'eau* peuvent être rejetés directement dans le milieu marin sans traitement préalable. Des mesures de gestion visant à réduire la quantité de matériaux à éliminer dans le milieu doivent tout de même être présentées avant l'autorisation du projet.

Les exploitants peuvent également utiliser des *fluides à base synthétique* pour le forage d'un puits ou d'une section de puits lorsque cela est techniquement justifié (p. ex., besoin d'une plus grande lubrification ou pour limiter la formation d'hydrates de gaz qui peuvent se former lors de l'utilisation de *boues à base d'eau*). Le rejet en milieu marin de *boues à base synthétique* est

interdit. Les *déblais de forage* contaminés par des *boues à base synthétique* peuvent toutefois être gérés de différentes façons. L'injection dans une formation géologique au site de forage doit être privilégiée, à moins que des raisons techniques ou économiques ne le permettent pas. En de tels cas, les rejets de ces *déblais de forage* en milieu marin doivent faire l'objet d'un plan de gestion en utilisant, entre autres, des MTDER/MPE visant à réduire au maximum les concentrations de *boues à base synthétique* adhérant aux *déblais de forage*. Ces MTDER/MPE peuvent consister en des stratégies de gestion des *boues de forage*, un traitement des *déblais de forage* (systèmes de contrôle des solides) ou un transport des *déblais de forage* ou des *boues de forage* pour la gestion en milieu terrestre. La moyenne sur 48 heures des *boues à base synthétique* adhérant aux *déblais de forage* et rejetées en milieu marin doit être égale ou inférieure à 6,9 g d'huiles pour 100 g de *déblais de forage* humides. La mesure doit être effectuée toutes les 12 heures en suivant la « *Procedure for Field Testing Oil Based Drilling Muds* » préconisée par l'American Petroleum Institute. Ce suivi doit être plus fréquent en situation « anormale ».

Les *fluides à base d'huile* sont les *fluides de forage* les moins environnementalement acceptables et leur utilisation ne peut être approuvée qu'en cas de circonstances exceptionnelles puisqu'elles présentent des propriétés techniques avantageuses pour le forage de sections de puits particulièrement difficile. Les *boues à base d'huile* et les *déblais de forage* contaminés par des *boues à base d'huile* ne peuvent pas être rejetés en milieu marin. Ils doivent être injectés dans une formation géologique ou acheminés en milieu terrestre en vue de leur élimination.

Avant 2010, la réglementation exigeait de fournir des résultats d'essais de toxicité pour les *fluides de forage* utilisés pour le forage de chaque section d'un puits (ONE, 2002). Ces exigences ne sont plus requises depuis 2010.

Au Québec, la gestion en milieu terrestre des *déblais de forage* (matières résiduelles contaminées) doit être effectuée selon le Règlement sur les matières dangereuses et le Règlement sur l'enfouissement et l'incinération des matières résiduelles. Si une valorisation des *déblais de forage* est proposée (p. ex., en remplacement de granulats naturels provenant de carrières ou sablières), celle-ci doit être réalisée selon la Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés et en conformité avec les prescriptions du « Guide de valorisation des matières résiduelles inorganiques non dangereuses de source industrielle comme matériau de construction ».

c) États-Unis

À l'exception des installations localisées en Alaska, tous les rejets de *déblais* et de *boues de forage* sont interdits à moins de 4,8 km des côtes (EPA, 2004a). Des essais de toxicité de trois à six jours sur *Mysidopsis bahia* doivent être effectués sur les particules en suspension des *résidus de forage* et la CL50 doit être supérieure à 3 %. Les rejets ne doivent pas contenir d'hydrocarbures (mesure par le « static sheen test » hebdomadaire ou journalier; EPA, 2013; EPA, 2007). Les contenus en mercure et en cadmium des *boues de forage* doivent être respectivement de moins de 1 et 3 mg/kg de baryte sèche (à réaliser pour chaque stock de baryte).

Le rejet en milieu marin de *boues à base d'eau* et de *déblais de forage* avec des *boues à base d'eau* est permis.

Le rejet en milieu marin des *boues à base synthétique* est interdit. Pour pouvoir utiliser un *fluide à base synthétique* comme *fluide de forage*, le ratio massique des HAP qu'elle contient doit être inférieur à 10^{-5} (à réaliser une fois par an sur chaque mélange de fluide). De plus, des essais de toxicité et de biodégradabilité des *fluides à base synthétique* tels que définis, respectivement, par l'ASTM (1999) et la norme ISO 11734:1995, doivent aboutir à un ratio inférieur à 1 (une fois par

an sur chaque mélange de fluide). Ces essais visent à démontrer que le fluide est moins toxique et plus biodégradable que l'huile raffinée composant le fluide. Des essais de toxicité de quatre jours doivent également être réalisés comme défini par l'**ASTM (1999)** sur les *déblais de forage* contaminés par des *boues à base synthétique* (une fois par mois) et aboutir à un ratio inférieur à 1. Pour pouvoir être rejeté dans le milieu, le contenu en *boues à base synthétique* doit être inférieur à 6,9 g ou 9,4 g pour 100 g de *déblais de forage* selon la qualité du *fluide de forage* utilisé (à réaliser une fois par jour). Le choix de ces différentes valeurs est basé sur les performances des systèmes de traitement et d'autres considérations (**EPA, 2000**).

Les rejets en milieu marin des *boues à base d'huile* et des *déblais de forage* contaminés par des *boues à base d'huile* sont interdits.

5.3.3.2 Exigences additionnelles

En plus des exigences mentionnées ci-dessus, des exigences additionnelles sont indiquées dans les permis pour certaines régions des États-Unis.

a) Californie (**EPA, 2013**)

Un suivi des quantités de *déblais de forage* et *boues de forage* rejetées dans le milieu marin est requis. Les rejets de *déblais de forage* contaminés par des *boues à base synthétique* sont interdits. Si un fluide générique est utilisé, alors la réalisation des essais de toxicité sur *Mysidopsis bahia* peut être évitée. Le fluide générique doit alors respecter les teneurs maximales en composés de base définies par le permis (exemple au **tableau 42**). Il peut aussi être démontré que les additifs ajoutés vont respecter une toxicité globale des *fluides de forage* de 3 % par la méthode de **Sprague et Logan (1979)** qui permet d'évaluer la *toxicité globale de l'effluent* selon la toxicité de chacun des composés chimiques. Des volumes annuels de rejets de *boues de forage* et de *déblais de forage* doivent être respectés pour chacune des installations de cette région. Ces volumes varient de 2 000 à 14 000 m³ pour les *déblais de forage*, et de 8 000 à 32 000 m³ pour les *boues de forage*.

Tableau 42 Concentrations maximales acceptables pour un exemple de fluide générique (voir EPA, 2013 pour d'autres fluides génériques)

Generic Mud Number	Maximum Allowable Concentration (pounds/barrel)
1. Seawater/Potassium/Polymer Mud	
KCl	50
Starch	12
Cellulose Polymer	5
XC Polymer	2
Drilled Solids	100
Caustic	3

b) Golfe de Cook (**EPA, 2007**)

Le permis exige de respecter des débits de rejets de *déblais de forage* contaminés par des *boues à base d'eau* selon la profondeur du rejet au fond marin pour un maximum de 160 m³/h. Les rejets sont autorisés dans un permis pour un maximum de cinq puits. Un inventaire de l'ensemble

des produits chimiques ajoutés aux *fluides de forage* doit être réalisé. Le contenu des rejets de *boues de forage* en baryum, chrome, cuivre, mercure, zinc et plomb doit être analysé (mg/kg de boues). Pour une nouvelle exploitation, un suivi environnemental de l'impact des boues et des déblais sur le milieu marin doit être effectué avant, pendant et après (1 an) le forage; il consiste en un suivi de la toxicité des sédiments et de leurs teneurs en contaminants (hydrocarbures, métaux lourds) suivant la distance au point de rejet et un suivi de la communauté benthique.

c) Est du golfe du Mexique (EPA, 2005)

Les rejets de *boues* et *déblais de forage* sont interdits à moins de 1 000 m d'une aire à intérêt biologique. Les rejets de *boues de forage* dans le milieu marin doivent être au maximum de 160 m³/h suite à l'installation du *tube prolongateur*. Les produits chimiques utilisés dans les *fluides de forage* doivent être inventoriés.

d) Ouest du golfe du Mexique (EPA, 2012b)

Le débit maximal des rejets de *boues de forage* est de 160 m³/h. Ce débit peut être plus faible lorsque l'installation est située à proximité d'une zone d'intérêt biologique. Les produits chimiques utilisés doivent être inventoriés. La caractérisation des *boues à base d'eau* doit comprendre l'arsenic, le cadmium, le chrome, le cuivre, le cyanure, le plomb, le mercure, le nickel, le sélénium, l'argent et le zinc. Un plan de gestion peut être mis en place afin de réduire le suivi des rejets des *boues à base synthétique* adhérant aux *déblais de forage*. Ce plan consiste en une première analyse des quantités de boues adhérant aux *déblais de forage*. Si ces quantités sont inférieures aux exigences de rejet (6,9 g/100 g), alors il est possible d'arrêter l'analyse des quantités de boues adhérant aux déblais si les caractéristiques des boues ne changent pas lors du forage des sections suivantes du puits.

e) Zones côtières de la Louisiane et du Texas (DEQ, 2010; EPA, 2012c)

Les rejets de *boues de forage* et de *déblais de forage* dans le milieu marin sont interdits étant donné les distances aux côtes (moins de 4,8 km).

f) Royaume-Uni

Lorsqu'un forage est réalisé avec des *fluides à base d'eau* et traverse le réservoir contenant des hydrocarbures, au moins cinq échantillons de *déblais de forage* doivent être analysés pour leur contenu en hydrocarbures (OGUK, 2014b).

g) Banque mondiale (Banque mondiale, 2007)

La Banque mondiale préconise le rejet de *résidus de forage* en milieu marin à au moins 15 m en dessous de la surface de l'eau.

5.3.3.3 Exigence lors d'injection de déblais de forage dans une formation géologique

Dans le cas où les *déblais de forage* sont injectés dans une formation géologique plutôt que d'être rejetés dans le milieu marin ou éliminés en milieu terrestre, la réglementation exige de mettre en œuvre un certain nombre de mesures.

a) Royaume-Uni (**OGUK, 2014b**)

L'autorisation d'injection des *déblais de forage* dans une formation géologique se fait au cas par cas. L'injection est rarement autorisée à moins de 4,8 km des côtes. Aucun suivi de la qualité des *déblais de forage* n'est requis dans le cas d'une injection à la différence d'un rejet en milieu marin.

b) OSPAR (**OSPAR, 2001b**)

L'OSPAR suggère un certain nombre de recommandations en cas d'injection des *déblais de forage* dans une formation géologique : 1) modéliser le comportement des *déblais de forage* dans la formation; 2) suivre les paramètres d'injection et les comparer aux résultats du modèle numérique; 3) évaluer le risque potentiel de contamination de sources d'eau potable; 4) préparer des options de rechange pour la gestion des *déblais de forage* en cas de dysfonctionnement du système d'injection.

c) États-Unis (**US, 2009**)

L'injection des *déblais de forage* dans une formation géologique est autorisée, mais elle doit être approuvée au préalable. Pour le golfe du Mexique, des recommandations sont formulées pour l'injection et sont comparables à l'injection d'eaux de *production* (voir la **section 5.2.1.1**).

d) Canada (**GC, 2013a**)

Il est exigé de localiser d'éventuels puits dans un rayon de 3,2 km autour du point d'injection, de décrire les formations géologiques atteintes et les caractéristiques du fluide injecté. Ces exigences ne sont pas spécifiques à un forage en mer.

e) Norvège (**PTIL, 2014a**)

L'obtention d'un permis est requise pour l'injection de *déblais de forage*. L'exploitant doit considérer l'injection des *déblais de forage* comme mesure de gestion avant de décider un rejet des *déblais de forage* en milieu marin.

5.3.4 Exigences pour d'autres rejets de matières résiduelles

D'autres matières résiduelles peuvent être produites lors des étapes d'exploration et de production d'hydrocarbures en milieu extracôtier. On retrouve dans la réglementation un certain nombre d'exigences, notamment en lien avec les *sables de production*, le ciment de *complétion*

d'un puits (un excédent de ciment peut se retrouver sur le fond marin autour du puits) ou les déchets alimentaires.

5.3.4.1 *Sable de production* (« produced sand »)

Les *sables de production* sont les matières particulaires présentes avec les hydrocarbures extraits du *gisement* lors de la phase de production. Ils sont séparés de l'eau de formation et des hydrocarbures lors de l'étape de séparation (voir la **figure 71**).

a) *Royaume-Uni*

Un lavage à l'eau du *sable de production* doit être effectué avant le rejet en milieu marin (**OGUK, 2014b**). Les quantités de sable ainsi que le contenu en hydrocarbures (mg/kg de sable) doivent être évalués avant le rejet en milieu marin.

b) *Norvège*

Les rejets de *sable de production* en milieu marin sont autorisés, mais ils ne doivent pas avoir un contenu en hydrocarbures excédant 1 % (**PTIL, 2014a**).

c) *Canada*

Les exploitants doivent évaluer le volume de *sable de production* produit durant les activités (**CNLOPB, 2010**). Les *sables de production* doivent être traités afin d'atteindre des concentrations en hydrocarbures minimales. L'autorisation de rejet en milieu marin des *sables de production* dépendra du contenu en hydrocarbures et en composés aromatiques.

d) *États-Unis* (**DEQ, 2010; EPA, 2012c; EPA, 2013; EPA, 2007**)

Les rejets de *sable de production* en milieu marin sont interdits. Ils peuvent être éliminés en milieu terrestre ou être injectés dans une formation géologique (**EPA, 2004a**).

e) *Banque mondiale* (**Banque mondiale, 2007**)

Les rejets de *sable de production* en milieu marin ne devraient pas avoir un contenu en hydrocarbures excédant 1 % (sable sec).

5.3.4.2 *Ciment de complétion d'un puits*

a) *États-Unis*

Le volume de ciment rejeté doit être évalué et il doit y avoir absence visuelle d'hydrocarbures dans le ciment rejeté en milieu marin (**EPA, 2005; EPA, 2007; EPA, 2012b; EPA, 2012c; EPA, 2013; DEQ, 2010**). Ces évaluations ne sont pas requises avant l'installation du *tube prolongateur*

(EPA, 2012b; DEQ, 2010). En Californie, des seuils maximaux de rejet doivent être respectés, variant de 200 à 1 000 m³ d'excès de ciment annuel selon l'installation considérée (EPA, 2013).

5.3.4.3 Déchets alimentaires

a) Banque mondiale (Banque mondiale, 2007)

La Banque mondiale préconise de suivre les recommandations de l'IMO (dans IMO, 1983) pour les rejets de déchets alimentaires.

b) International Maritime Organization (IMO, 1983)

Les rejets de déchets alimentaires d'installations extracôtières sont interdits à moins de 22,2 km des côtes et la taille des déchets doit être inférieure à 2,5 cm de diamètre.

c) Est du golfe du Mexique (EPA, 2005)

Les rejets sont autorisés à plus de 22,2 km si la taille des déchets est inférieure à 2,5 cm de diamètre.

d) Californie (EPA, 2013)

Aucun rejet de déchets alimentaires n'est autorisé à moins de 22,2 km des côtes; les rejets sont autorisés à plus de 22,2 km si la taille des déchets est inférieure à 2,5 cm de diamètre.

e) Canada (CNLOPB, 2010)

La taille des *déchets alimentaires* rejetés dans le milieu marin doit être inférieure à 0,6 cm de diamètre après leur macération.

5.3.5 Suivi des amas de *déblais de forage* sur le fond marin

Les rejets de *déblais de forage* en milieu marin peuvent avoir un impact sur l'habitat benthique à proximité d'une zone de forage (voir la **section 4.5**). À ce titre, l'OSPAR exige de mettre en place une approche de gestion des amas de *déblais de forage* qui ont pu se former sur le fond marin. Au Canada (CNLOPB, CNSOPB, ONE), il n'y a pas d'exigence de suivi spécifique des amas de *déblais de forage*. Cependant, les EEM (Environmental Effect Monitoring) considèrent un suivi des sédiments du fond marin à proximité d'une installation d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier et intègrent les éventuels amas de *déblais de forage* (**section 5.2.4**).

5.3.5.1 Approche de l'OSPAR

L'approche de l'OSPAR se base sur un suivi de chacun des amas de *déblais de forage* (OSPAR, 2006). Dans le cas d'utilisation de *fluides à base d'huile* ou à *base synthétique*, les pertes en hydrocarbures dans la colonne d'eau (tonnes par an) et leur persistance (km²*an) dans les sédiments de surface et les *déblais de forage* où les teneurs en hydrocarbures sont supérieures à 50 mg/kg doivent être évaluées. Si les pertes en hydrocarbures et leur persistance sont respectivement inférieures à 10 t/an et à 500 km²*an, alors aucune mesure supplémentaire n'est nécessaire. Si l'un des deux indicateurs dépasse les exigences, alors des MTDER/MPE doivent être mises en place pour la gestion de cet amas de *déblais de forage* contaminé. L'amas doit être caractérisé selon la méthode proposée par le NOIA (2003), par exemple, ou par un suivi des

caractéristiques physiques, chimiques et biologiques à différents points de l'amas de *déblais de forage* (**figure 108**). Plusieurs MTDER/MPE peuvent être appliquées :

- une récupération, un traitement et une valorisation en milieu terrestre;
- une récupération, un traitement et une élimination en milieu terrestre;
- une récupération et l'injection dans une formation géologique;
- un traitement *in situ*;
- l'ajout d'un revêtement *in situ*;
- la dégradation naturelle *in situ*.

Le choix d'une MTDER/MPE doit notamment être fonction des délais, de l'impact sur le milieu marin, des impacts sur les autres milieux (air, sol, etc.), des consommations de ressources et d'énergie ainsi que de considérations économiques. Une comparaison de différentes mesures de gestion a été effectuée par **Cripps et al. (1998)**.

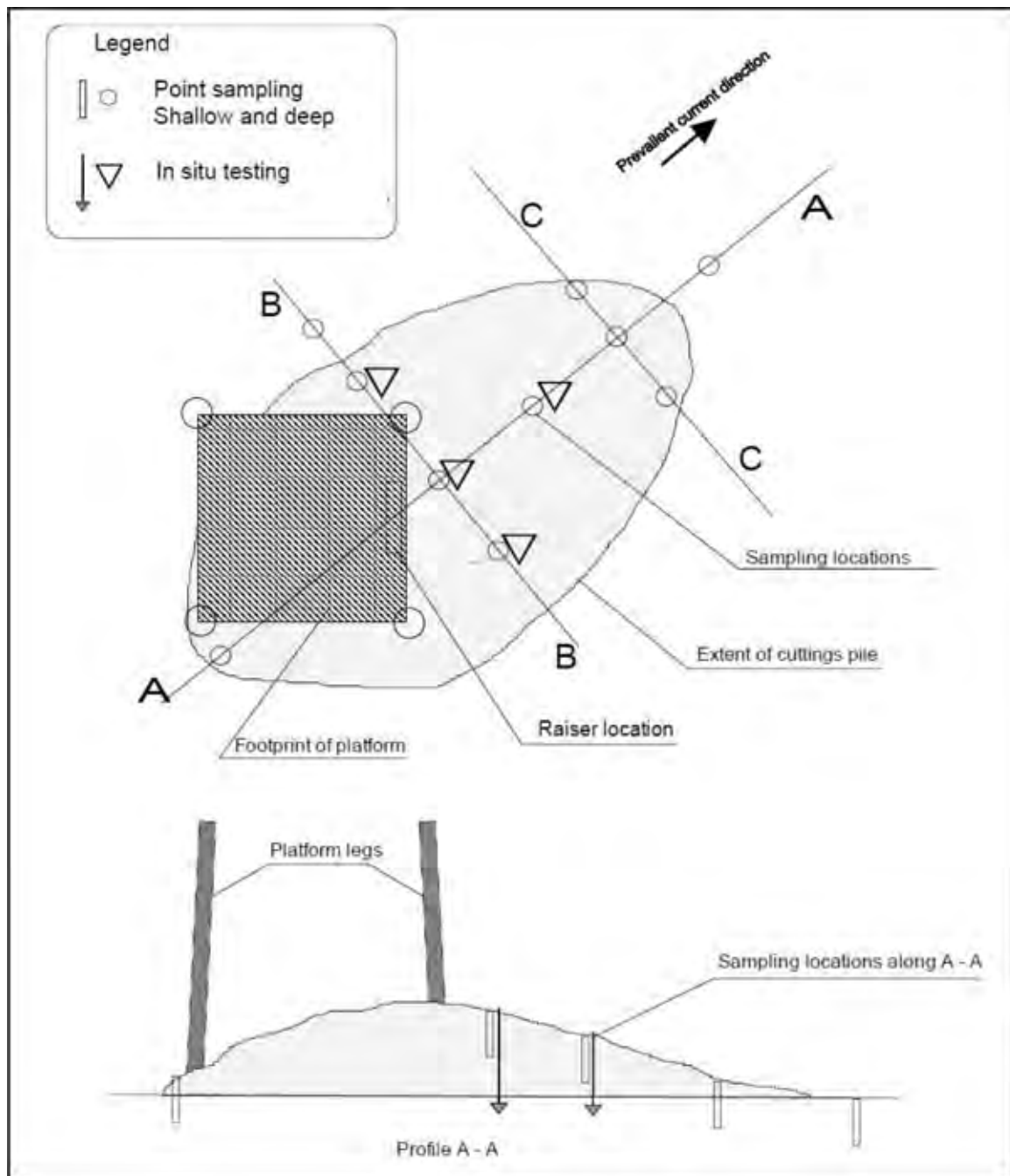


Figure 108 Suivi préconisé par l'OSPAR pour la caractérisation des amas de *déblais de forage* (NOIA, 2003)

5.3.6 Législation canadienne comparée à d'autres législations en matière de gestion des *résidus de forage*

Comme mentionné précédemment, le Canada privilégie l'utilisation de *fluides à base d'eau* lors de forages. Lorsque les conditions techniques empêchent l'utilisation de *fluides à base d'eau*, l'utilisation de *fluides à base synthétique* est privilégiée plutôt que l'utilisation de *fluides à base d'huile*. Ce choix est controversé, car quoique la toxicité intrinsèque d'un *fluide à base*

synthétique soit en général plus faible que la toxicité d'un *fluide à base d'huile*, les rejets de *boues à base synthétique* dans le milieu marin peuvent impliquer une importante consommation d'oxygène (voir la **section 5.3.1.1**). C'est pour cette raison que l'OSPAR limite l'utilisation de *fluides à base synthétique*.

5.3.6.1 Points positifs

- Principe de sélection à la source des produits chimiques utilisés dans les *fluides de forage*.
- Encadrement rigoureux des exigences de rejet de *déblais de forage* de *boues à base d'huile* et de *boues à base synthétique*, à l'image des États-Unis et de l'OSPAR.
- Suivi aux 12 heures des *boues à base synthétique* adhérant aux *déblais de forage* rejetés dans le milieu marin.

5.3.6.2 Points négatifs

- Des essais de toxicité des *fluides de forage*, *boues de forage*, et *déblais de forage* ne sont pas exigés.
- Le suivi des métaux et HAP dans les *fluides de forage* n'est pas exigé.
- Pas d'échantillonnage supplémentaire lorsqu'un forage traverse le réservoir visé.
- Pas de débit maximal de rejet des *déblais de forage* dans le milieu marin.
- Pas de distance requise entre un point de rejet de *déblais de forage* et une aire marine protégée.
- Pas de spécifications particulières pour l'injection dans une formation géologique de *déblais de forage* en milieu extracôtier.
- Pas de suivi des amas de *déblais de forage* exigé.
- Pas d'outil de gestion pour le choix des mesures de gestion des *résidus de forage*.

5.4 Gestion des matériaux de structure

Une installation extracôtère d'exploitation d'hydrocarbures est constituée d'une quantité importante de matériaux, dont principalement du béton et de l'acier (voir la **section 4.6**). Une quantité importante d'acier et de béton est aussi requise lorsque les hydrocarbures sont transportés par pipeline jusqu'au milieu terrestre. La Banque mondiale préconise de suivre les recommandations de l'OSPAR et de l'IMO pour le démantèlement et l'élimination des matériaux provenant d'une structure extracôtère (**Banque mondiale, 2007**).

5.4.1 OSPAR (OSPAR, 1998)

L'OSPAR interdit la décharge des matériaux de structure en milieu marin ou de laisser sur place une partie ou l'ensemble d'une installation extracôtère. L'exploitant peut toutefois obtenir un permis pour laisser en place une partie de structure dans le milieu marin s'il démontre qu'il est préférable de procéder ainsi plutôt que de recycler, de réutiliser ou d'éliminer les matériaux en milieu terrestre. Pour ce faire, l'exploitant doit :

- caractériser l'installation;
- proposer une méthode de récupération des matières dangereuses;
- décrire le site où la structure est laissée en place;

- décrire la méthode de gestion et de suivi environnemental;
- considérer d'autres options de gestion (réutilisation, recyclage, élimination en milieu terrestre);
- comparer les options sur le plan de la santé, du délai d'application, des impacts environnementaux, de la consommation d'énergie et des impacts économiques.

Pour l'évaluation des impacts environnementaux, l'OSPAR propose d'utiliser une approche « cycle de vie » telle que « l'analyse de cycle de vie » (voir la **section 5.9**). Généralement, les autorisations qui sont accordées à un exploitant concernent des structures en béton, la base d'une installation en acier de plus de 10 000 t ou, exceptionnellement, certaines installations endommagées. Les recommandations de l'OSPAR ne prennent pas en compte le démantèlement et la gestion des pipelines (**DECC, 2011a**). Dans le cas d'une structure laissée sur place en vue de créer un *récif artificiel*, l'OSPAR exige qu'il soit démontré que cette option aboutit à un bénéfice net en considérant l'ensemble des coûts environnementaux et socioéconomiques (**OSPAR, 2012c**). Les meilleures options de configuration et de localisation du *récif artificiel* doivent être étudiées et un suivi environnemental avant et après sa création doit être réalisé.

5.4.2 International Maritime Organization (**IMO, 1989**)

L'IMO exige l'enlèvement des structures extracôtières localisées sur le plateau continental et dans une zone économique exclusive, excepté quand la gestion *in situ* de l'ensemble ou d'une partie de la structure est en accord avec l'approche préconisée par l'IMO. L'enlèvement d'une structure doit être réalisé dès que l'installation n'a plus aucune utilité. Les aspects à considérer pour laisser en place une structure dans le milieu marin comprennent la sécurité des navires et de la navigation maritime, la détérioration des matériaux et leurs impacts subséquents sur le milieu marin, les conséquences sur le milieu marin de laisser la structure en place, l'éventuel déplacement de la structure, les dangers pour le personnel et les coûts associés au démantèlement de la structure, le potentiel pour de nouvelles utilisations de la structure et d'éventuels conflits avec d'autres usages du milieu marin. Toute structure inutilisée de moins de 4 000 t localisée à une profondeur du fond marin de moins de 100 m doit être enlevée. Une épaisseur d'eau minimale de 55 m doit être assurée entre une structure laissée sur place et la surface de la mer. L'IMO spécifie un certain nombre de lignes directrices pour le recyclage de navires (selon la définition du terme « navire », les installations extracôtières sont incluses dans cette catégorie; **IMO, 2009**).

5.4.3 Norvège (**KLIF, 2010**)

L'exploitant doit obtenir un permis pour démanteler une installation extracôtière, en suivant les recommandations de l'OSPAR. La demande doit être déposée au moins deux ans avant la fin prévue des activités de l'exploitant. Elle doit considérer différentes options telles que d'autres usages de l'installation, de laisser l'installation sur place, l'enlèvement de l'installation, selon des considérations techniques, économiques, environnementales et de sécurité (**NPD, 2014**). La Norvège a réalisé un guide décrivant des techniques de gestion de structures extracôtières en béton (**NPD, 2012**), soit le démantèlement complet de la structure vers un site dédié (**figure 109**), la réutilisation de la structure pour la réalisation d'une île artificielle et la réutilisation de la structure comme fondation d'un pont.



Figure 109 Site de démantèlement de structures extracôtières en Norvège (KLIF, 2010)

5.4.4 Royaume-Uni (DECC, 2011a; OGUK, 2014b)

La grande majorité des installations extracôtières du Royaume-Uni sont démantelées et éliminées en milieu terrestre. L'exploitant doit présenter aux autorités un programme de démantèlement de son installation et des pipelines, incluant les coûts et délais de mise en œuvre. La réglementation se base sur les recommandations de l'OSPAR en matière de démantèlement, notamment sur l'obligation de comparer les différentes approches de démantèlement possibles. Il est explicité de quelle manière cette comparaison peut être réalisée, en utilisant des approches d'évaluation du risque (« quantitative risk assessment ») ou des approches cycle de vie, en évaluant les coûts économiques ou en considérant les répercussions sur les activités de la pêche. Après le démantèlement, un suivi environnemental du site doit être effectué. Le **tableau 43** présente des options envisageables de démantèlement selon le type de structure extracôtère. Il est spécifié que les matériaux provenant des équipements de surface d'une installation extracôtère (« topside ») doivent être éliminés en milieu terrestre.

Des règles spécifiques de démantèlement sont décrites pour les pipelines. L'autorisation pour laisser les pipelines sur place est principalement donnée lorsqu'ils sont enterrés et moyennant un suivi environnemental. Les débris sur le fond marin découlant des opérations de démantèlement doivent être récupérés dans un rayon minimal de 500 m autour de l'installation. Un suivi environnemental des hydrocarbures, métaux et autres contaminants dans les sédiments doit être réalisé après le démantèlement.

Tableau 43 Options de démantèlement de structures extracôtières au Royaume-Uni (DECC, 2011a)

Installation (excluding topsides)	Weight (tonnes)	Complete Removal to land	Partial Removal to land	Leave wholly in place	Re-use	Disposal at Sea
Fixed Steel	<10,000	Yes	No	No	Yes (3)	No
Fixed Steel	>10,000	Yes	Yes (1)(2)	No	Yes(3)	No
Concrete - gravity	Any	Yes	Yes(2)	Yes	Yes	Yes(4)
Floating	Any	Yes	No	No	Yes	No
Subsea	Any	Yes	No	No	Yes	No

- (1) Only the 'footings' or part of the 'footings' may be left in place.
- (2) Minimum water clearance of 55 metres required above any partially removed installation which does not project above the surface of the sea.
- (3) The placement of materials on the seabed for a purpose other than that for which it was originally intended is covered by the OSPAR Guidelines on Artificial Reefs in relation to Living Marine Resources
- (4) Although the disposal of the substructure of a concrete installation at a deepwater site is an option this must be considered against the UK Government announcements at the time of the Decision when Ministers stated that there would be no toppling and no local or remote dumping of offshore installations.

5.4.5 États-Unis (*DOI, 2010a; DOI, 2010b*)

Une installation extracôtière doit être démantelée moins d'un an après la fin des activités de production. L'exploitant doit fournir une description des techniques de démantèlement proposées ainsi qu'un plan de protection de l'environnement marin. Les parties de structure situées dans les cinq premiers mètres des sédiments du fond marin doivent être enlevées. La propreté du site doit être vérifiée après le démantèlement d'une installation ou l'abandon d'un puits (p. ex., pour le golfe du Mexique, dans un rayon de 100 m autour d'un puits et de 450 m autour d'une installation; **DOI, 1998**). Des exigences sont données pour le démantèlement de pipelines, notamment de reboucher et d'enterrer les pipelines laissés sur place à au moins un mètre dans les sédiments. Il peut être autorisé de laisser une installation en place si elle permet de créer un *récif artificiel*. Des lignes directrices encadrent la création de *récifs artificiels* (**NOAA, 2007**). Elles stipulent que les *récifs* doivent promouvoir la faune et la flore marine, faciliter l'accès pour la pêche, minimiser les conflits avec d'autres usages, minimiser le risque environnemental et ne pas créer d'obstacle à la navigation maritime. Un suivi environnemental est requis pendant et après la mise en place du *récif artificiel*.

5.4.6 Canada (**GC, 2009a**)

Au Canada, l'exploitant d'une installation extracôtière doit décrire les mesures à mettre en place afin de faciliter l'enlèvement de son installation sans nuire à la navigation ou à l'environnement marin. Le programme de démantèlement et d'abandon doit faire l'objet d'une autorisation dans le plan de développement (**CNSOPB, 1995**) et d'un suivi des effets sur l'environnement (Environmental Effect Monitoring; **CNSOPB, 2005; CNLOPB, 2006**). Les mesures doivent permettre de maintenir le site utilisable pour la pêche et la navigation (**CNLOPB, 2006**).

5.5 Occupation du territoire

5.5.1 Zones de sécurité

La réglementation impose en général la mise en place d'une zone de sécurité autour d'une installation d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures afin, entre autres, de réduire les risques de collision avec des navires. L'accès à cette zone est interdit pour les navires autres que ceux de soutien et de chargement des hydrocarbures. Au Royaume-Uni, en Australie, au Canada, aux États-Unis et en Norvège, la zone de sécurité correspond à une surface d'un rayon de 500 m autour d'une installation (**DECC, 2011a; OPC, 2006; GC, 2009b; PTIL, 2014a; Banque mondiale, 2007; USCG, 2000**; exemple sur la **figure 110**).

5.5.1.1 Royaume-Uni (**DECC, 2011a**)

La zone de sécurité de 500 m doit être mise en place autour de toute installation située au-dessus du niveau de l'eau à n'importe quel moment de la marée et pour les équipements sous-marins (**FishSAFE, 2014**). Cette zone de sécurité est également maintenue en place durant la phase de démantèlement.

5.5.1.2 Norvège (**PTIL, 2014a**)

La mise en place d'une zone de sécurité n'est pas requise pour les équipements sous-marins ni pour les pipelines et les câbles. Les *tubes prolongateurs* ne sont pas considérés comme des pipelines. La délimitation de la zone de 500 m se fait à partir de l'ancrage pour des installations mobiles et à partir des jambes de la structure pour les installations autoélevatrices. Des zones de sécurité temporaires peuvent être requises lors de la mise en place d'équipements sous-marins.

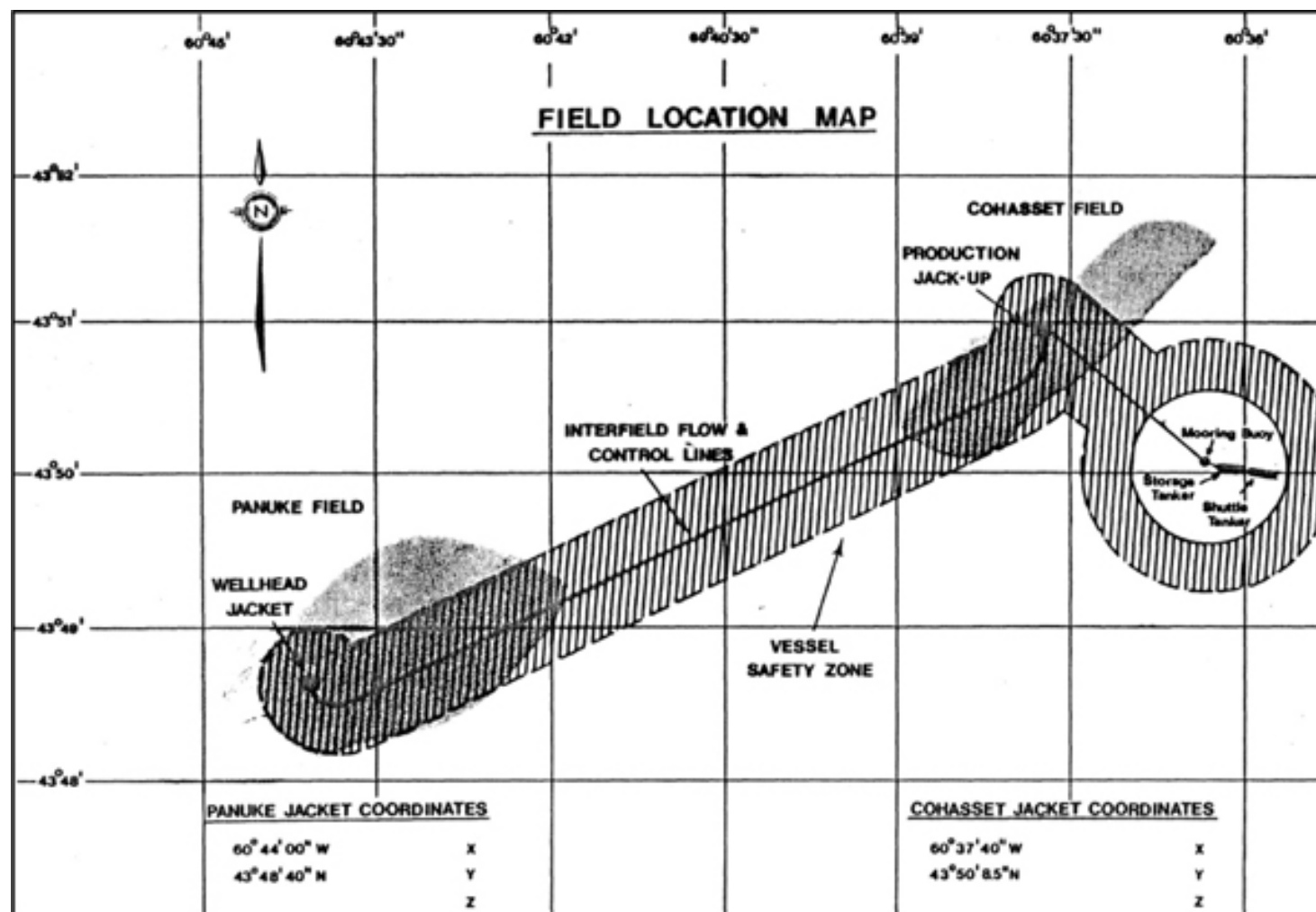


Figure 110 Zone de sécurité (rayon de 500 m) autour de puits, pipelines et équipements sous-marins de l'installation Cohasset/Panuke (Lasmo, 1990)

5.5.1.3 Australie (*NOPSEMA, 2012*)

La réglementation mentionne que la zone de sécurité doit être respectée pour les puits, structures et équipements et que la distance de 500 m peut être modifiée selon les incidences de l'installation sur les autres usages du milieu marin.

5.5.1.4 Banque mondiale (*Banque mondiale, 2007*)

La Banque mondiale recommande la mise en place d'une zone de sécurité autour des pipelines (rayon de 1 000 m) interdisant d'ancrer ou d'utiliser des équipements de pêche et d'enterrer les pipelines situés dans des zones de faible profondeur d'eau.

5.5.1.5 États-Unis (*USCG, 2000*)

Aucun navire ne peut entrer dans la zone de sécurité, excepté les navires utilisés par l'exploitant, les navires de moins de 100 pieds (≈ 33 m) et les navires autorisés par les gardes côtiers.

5.5.1.6 Canada (*One Ocean, 2014*)

Un protocole de communication a été instauré pour les installations extracôtières localisées dans les Grands Bancs de Terre-Neuve. Ce protocole fixe plusieurs zones autour des installations où les navires doivent entrer en contact radio avec l'installation pour signaler leur présence (**figure 111**).

L'installation Hibernia possède une zone de sécurité de 500 m autour de la plateforme et du pipeline de raccordement à l'unité de chargement du pétrole brut. Une zone radio d'un rayon de 3 milles nautiques encourage les navires à rentrer en contact avec l'installation.

L'installation White Rose possède une zone de sécurité autour de l'unité FPSO, de l'équipement sous-marin et des puits de production, et une zone radio de 3 milles nautiques où les navires doivent entrer en contact avec l'installation.

L'installation Terra Nova possède une zone d'exclusion de 500 m autour des quatre centres de forage, une zone radio et de sécurité de 5 milles nautiques ainsi qu'une zone de précaution de 10 milles nautiques. Les navires doivent entrer en contact avec l'installation Terra Nova lorsqu'ils entrent dans la zone de précaution et obtenir une autorisation de l'installation pour entrer dans la zone radio et de sécurité. Ils ne sont pas autorisés à entrer dans la zone d'exclusion.

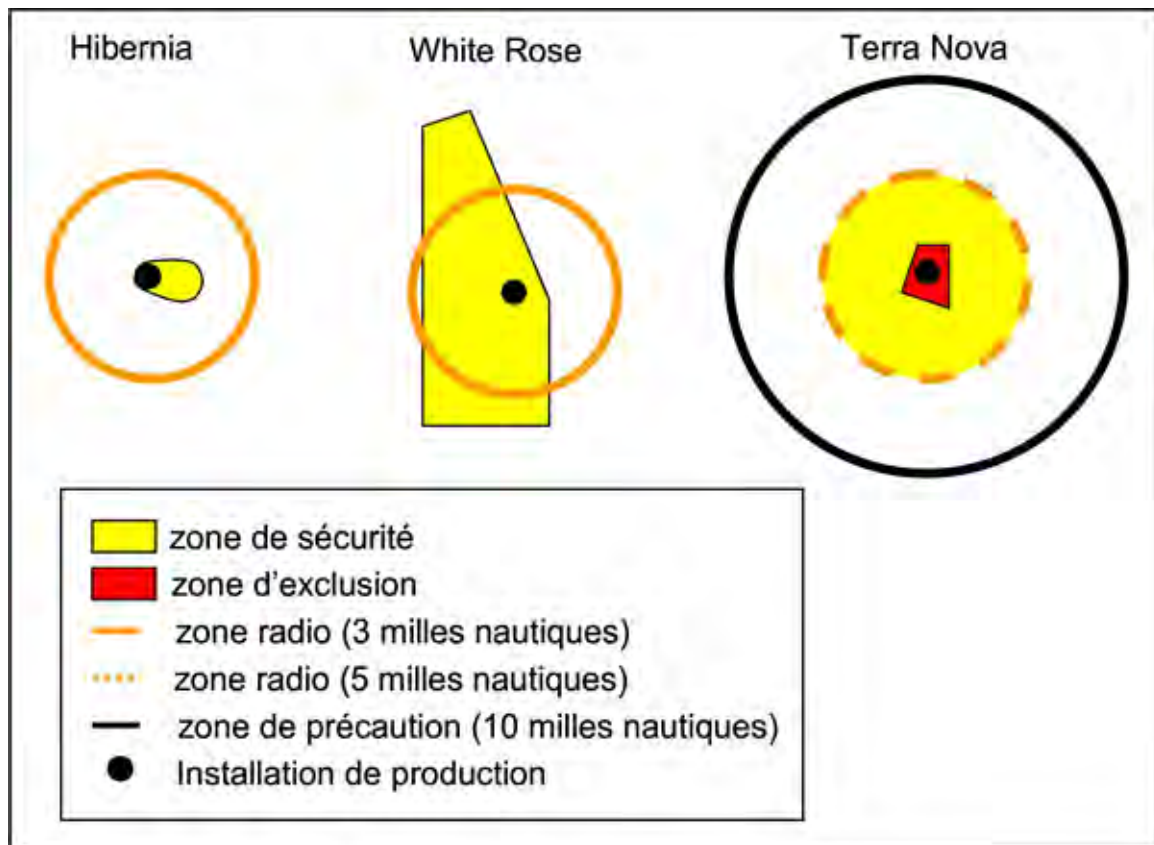


Figure 111 Zones de sécurité des installations extracôtières des Grands Bancs de Terre-Neuve (adaptée de One Ocean, 2014)

5.5.2 Suivi de la population d'oiseaux

L'occupation du milieu marin par une installation extracôtère peut modifier le comportement des oiseaux marins (**section 4.2**). **Wiese et al. (2001)** recommandent d'ailleurs de réaliser un suivi de l'impact des installations extracôtières sur les populations d'oiseaux marins. On retrouve dans l'EEM (Environmental Effects Monitoring) de l'île de Sable un suivi de la distribution et de la densité des populations d'oiseaux marins autour de l'installation (**figure 112**).

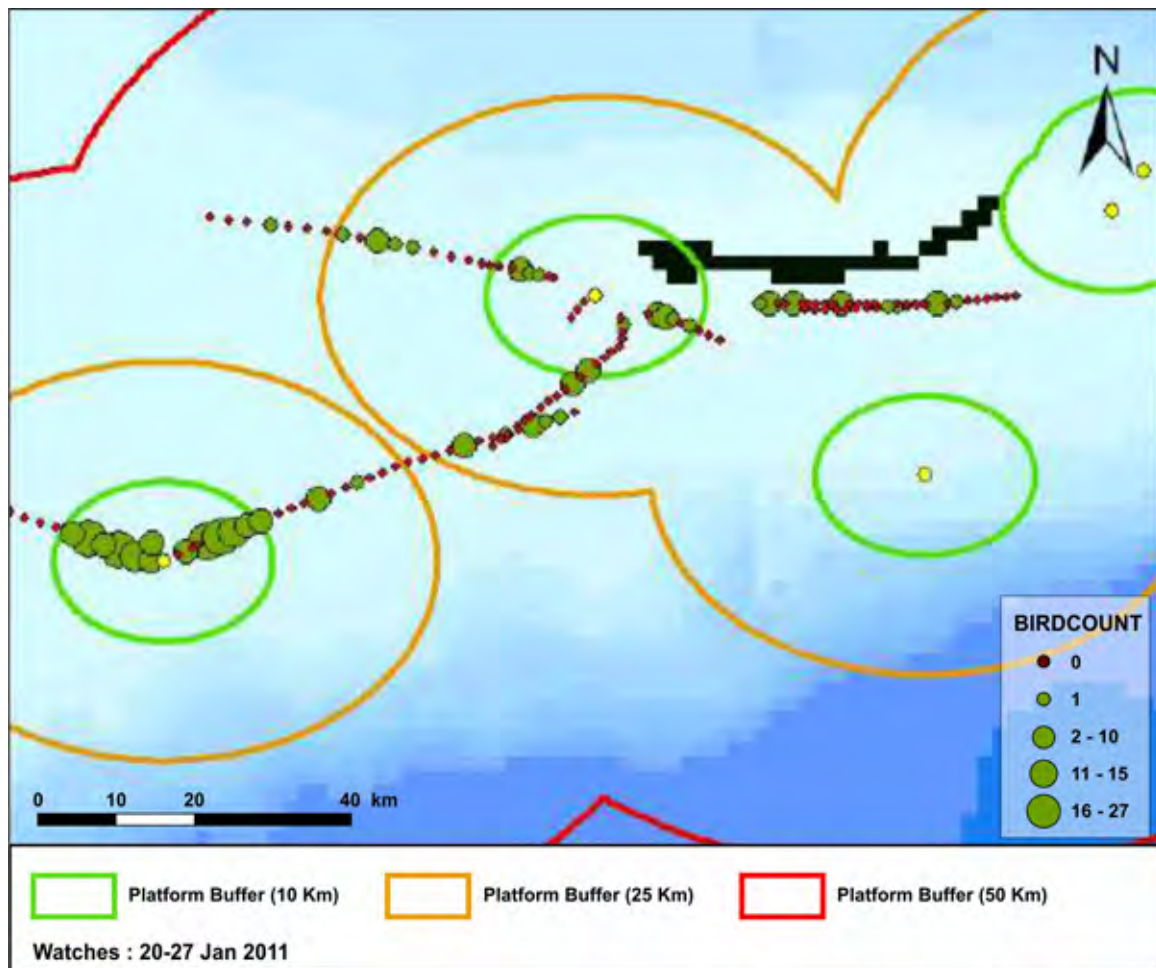


Figure 112 Suivi des populations d'oiseaux marins autour des installations extracôtières du projet de l'île de Sable (Exxon Mobil, 2012)

5.6 Gestion des émissions atmosphériques

Une installation extracôtière d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures peut émettre des quantités considérables de contaminants dans l'atmosphère qui peuvent être toxiques pour la santé humaine et celle des écosystèmes. De plus, une quantité importante de gaz à effet de serre est générée sur une installation extracôtière, contribuant ainsi aux changements climatiques. Les émissions directes de l'activité proviennent essentiellement de la combustion de gaz naturel ou de diesel pour le fonctionnement normal d'une installation, ainsi que de l'émission des *gaz associés* aux hydrocarbures extraits d'un *gisement* (*mise à la torche*, *mise à l'évent* et émissions fugitives; voir la **section 4.4**). Plusieurs mesures de gestion sont applicables à une installation extracôtière pour le contrôle des émissions atmosphériques. Ces mesures peuvent viser à améliorer l'efficacité énergétique des installations, à utiliser de l'énergie plus « propre » en provenance du milieu terrestre ou à mettre en place des techniques permettant de réduire les émissions de *gaz associés* au *gisement*, de les valoriser, de les injecter dans une formation géologique ou de les traiter avant leur rejet (p. ex., *mise à la torche*). Certaines exigences d'émissions spécifiques à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures extracôtiers sont décrites par les différents pays, notamment afin d'encadrer la *mise à la torche* et la *mise à l'évent*.

5.6.1 Mesures de gestion

5.6.1.1 Réduction à la source

Un certain nombre de mesures de gestion peuvent être mises en place afin de réduire à la source les émissions atmosphériques de l'activité. Ces mesures peuvent viser à optimiser l'utilisation d'énergie pour le fonctionnement des installations de forage, d'extraction d'hydrocarbures, de production ou de transport des hydrocarbures (NMPE, 2011). Elles peuvent permettre de réduire l'émission des gaz associés aux hydrocarbures extraits (NPD, 2013).

a) Efficacité énergétique

La réduction des émissions atmosphériques à la source peut être favorisée en utilisant des technologies améliorant l'efficacité énergétique des équipements utilisés par l'activité. Dans le document « The global oil and gas industry association for environmental and social issues », l'IEPCA (2014) propose un certain nombre de technologies qui améliorent l'efficacité énergétique d'installations d'exploration et de production d'hydrocarbures.

Certaines solutions techniques proposées par l'IEPCA visent à augmenter l'efficacité énergétique lors de forages extracôtiers, par exemple en favorisant l'utilisation de structures de forage ancrées qui vont requérir des besoins en énergie moins importants pour leur maintien en position que les installations à positionnement dynamique (IEPCA, 2014).

D'autres mesures de gestion peuvent être appliquées lors de la phase de production. Par exemple, lors de la production de gaz naturel, il peut être avantageux d'utiliser des compresseurs à haute efficacité pour la compression du gaz naturel (tableau 44).

Tableau 44 Comparaison de différents compresseurs de gaz naturel (IEPCA, 2014)

Compressor Type	Advantages	Limitations
Centrifugal	High efficiency Reach pressures up to 1,200 psi No need for special foundations	High initial cost Complicated monitoring and control systems Limited capacity control modulation
Axial	High peak efficiency Small frontal area for given gas flow Increased pressure rise due to more stages with negligible losses	Difficult to manufacture High starting power requirements Relatively high weight
Screw	Simple design, few moving parts Low to medium initial and maintenance costs, Easy to install	High rotational speed Shortest expected useful life Not designed for dirty environments
Reciprocating	Simple design, easy to install Lower initial cost Two stage models offer highest efficiency	Higher maintenance costs Foundation considerations due to vibrations and size

Les activités d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures nécessitent l'utilisation de turbines pour produire de l'énergie. Ces turbines produisent de la chaleur qui peut être récupérée et réutilisée afin de réduire l'utilisation de combustibles (figure 113). Cette technologie appelée « combined cycle power » est utilisée en Norvège par les installations extracôtiers Oseberg, Snorre et Eldfisk (NMPE, 2011). D'autres MTDER peuvent être appliquées afin de réduire les émissions atmosphériques issues des équipements de combustion. Ces MTDER sont décrites par l'Union européenne dans un document de référence de la série BREF (Best Available Techniques Reference Document; UE, 2006). Par exemple, il est possible de réduire les émissions d'oxydes d'azote (NOx) par l'utilisation de brûleurs à bas NOx (NPD, 2013; UE, 2006).

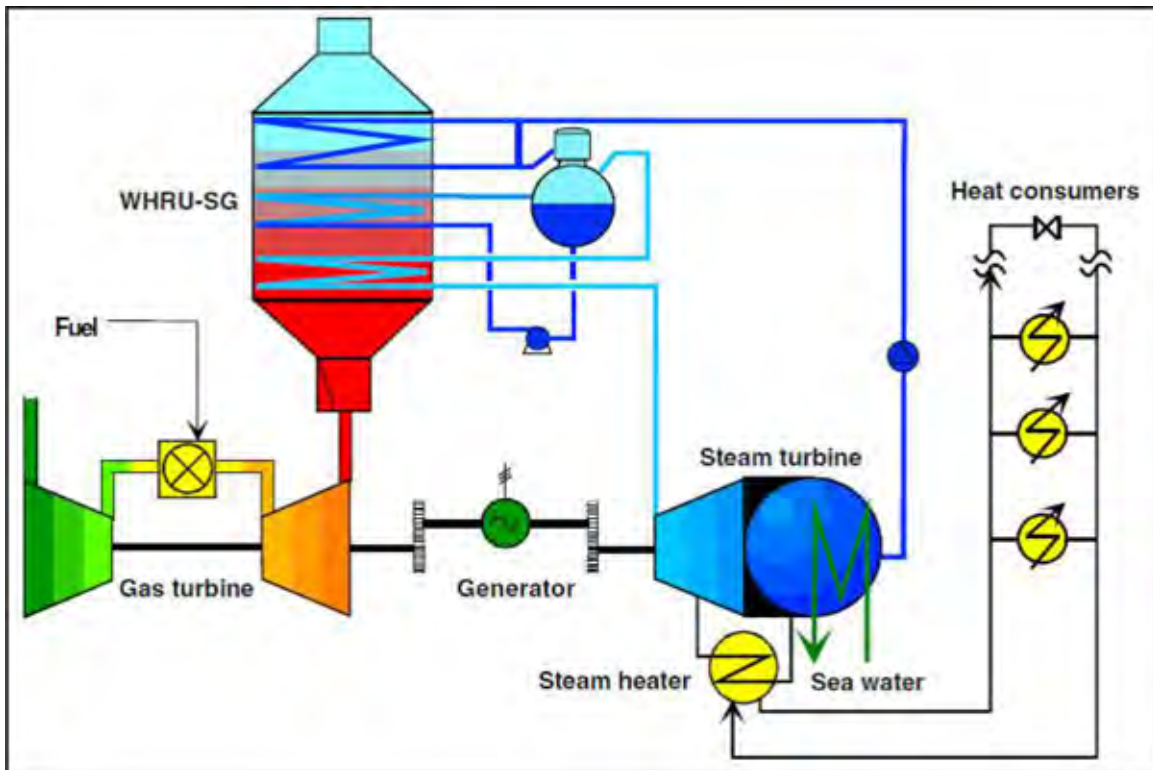


Figure 113 Récupération de la chaleur produite par les turbines (« combined cycle power »); WHRU-SG : unité de récupération de chaleur et de production de vapeur (IPIECA, 2014)

b) Utilisation d'énergie du milieu terrestre

Une solution de remplacement à la production d'énergie par des turbines peut être d'utiliser de l'énergie plus « propre », comme de l'hydroélectricité en provenance du milieu terrestre, afin de réduire les émissions atmosphériques, entre autres (NMPE, 2011). Plusieurs installations extracôtées de la Norvège utilisent ou utiliseront de l'énergie en provenance du milieu terrestre (Troll A, Snøhvit, Goliat, etc.). L'installation Snøhvit est une structure entièrement sous-marine (figure 114) qui est contrôlée électriquement par des *liaisons ombilicales* à partir du milieu terrestre situé à 140 km de la zone d'extraction. Cette stratégie suppose que les installations de production d'énergie en milieu terrestre vont pouvoir combler les besoins énergétiques d'une installation extracôtée sans nuire aux besoins en énergie du milieu terrestre. Ceci implique aussi des investissements initiaux importants dans de nouvelles lignes de transport de l'électricité.

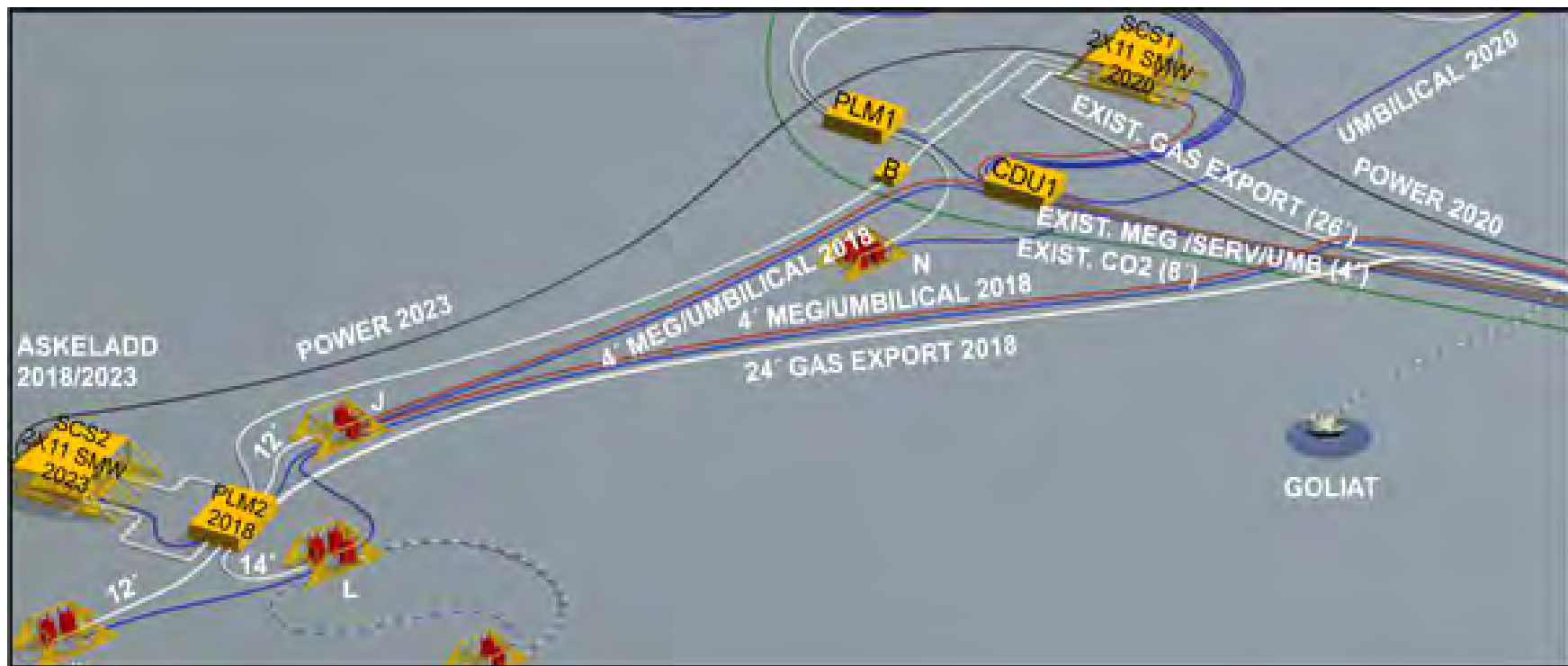


Figure 114 Pipelines et liaisons ombilicales de l'installation sous-marine Snøhvit dans la mer de Barents; le *gaz naturel brut* est transporté par pipeline directement du fond marin jusqu'à une installation de séparation et de traitement en milieu terrestre; l'ajout d'un inhibiteur d'hydrates de gaz (MEG) est requis; les équipements sous-marins sont contrôlés électriquement par des liaisons ombilicales à partir du milieu terrestre (Reinertsen, 2014)

c) Réduction des émissions de gaz associés aux hydrocarbures extraits (NPD, 2013)

Un certain nombre de mesures peuvent être mises en place afin de réduire les émissions de gaz associés aux opérations d'extraction des hydrocarbures comme :

- récupérer les hydrocarbures légers s'évaporant des équipements de stockage de pétrole brut;
- limiter les arrêts de production afin de réduire la quantité de gaz *mis à la torche*;
- améliorer les technologies de séparation, de traitement et de production.

Le principal gaz extrait d'un *gisement* est le méthane, qui est un puissant gaz à effet de serre. L'EPA liste et décrit en détail des technologies de réduction des émissions de méthane provenant des exploitations de gaz naturel (EPA, 2014c) et décrit les bénéfices environnementaux et économiques de chacune des technologies. Par exemple, les joints humides (« wet seals ») d'un compresseur de gaz naturel peuvent être remplacés par des joints d'étanchéité secs (« dry seal ») afin de réduire les pertes fugitives de gaz (figure 115; EPA, 2006b). Cette technologie permet de réduire les émissions jusqu'à environ $1,2 \times 10^6$ m³ de gaz naturel par an et par compresseur, pour un investissement de 324 000 \$ et une vente additionnelle de gaz de 135 000 à 315 000 \$ par an (tableau 45).

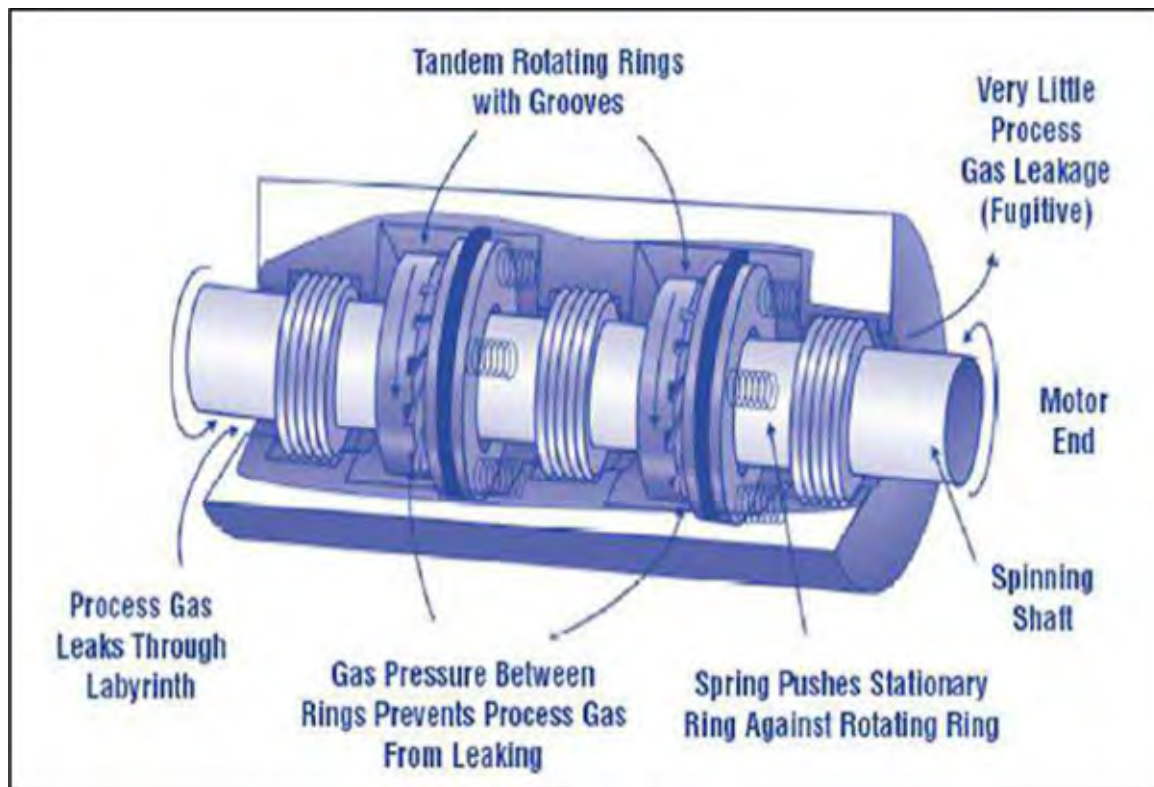


Figure 115 Compresseur de gaz naturel à joint d'étanchéité sec limitant les pertes fugitives de gaz (EPA, 2006b)

Tableau 45 Bénéfices environnementaux et économiques du remplacement des joints d'étanchéité d'un compresseur (EPA, 2006b)

Economic and Environmental Benefits								
Method for Reducing Natural Gas Losses	Volume of Natural Gas Savings (Mcf)	Value of Natural Gas Savings (\$)			Implementation Cost (\$)	Payback (Months)		
		\$3 per Mcf	\$5 per Mcf	\$7 per Mcf		\$3 per Mcf	\$5 per Mcf	\$7 per Mcf
Replacing wet oil seals with dry seals in centrifugal compressors	45,120 ^a per year	\$135,360 per year	\$225,600 per year	\$315,840 per year	\$324,000 ^b	29	18	13
General Assumptions: ^a Based on the difference between typical vent rates of wet and dry seals (i.e. 100 scfm versus 6 scfm) on a "beam" type compressor (2 seals) operating 8,000 hrs/yr. ^b Based on replacement of a fully functioning wet seal with additional \$102,400 in O&M cost reductions.								

Une autre solution technologique consiste à récupérer le méthane émis lors de la déshydratation au glycol du gaz naturel et à l'utiliser en tant que source d'énergie pour les *rebouilleurs* (EPA, 2011b; voir la **figure 72**). Cette technologie permet potentiellement de réduire les émissions de 22×10^6 m³ de gaz naturel par an, pour une réduction des coûts de 2 520 à 5 900 \$ par mois (**tableau 46**). Cette technique permet de réduire aussi les émissions d'autres *gaz associés*, tels que les COV et les HAP.

Tableau 46 Bénéfices environnementaux et économiques de la récupération d'énergie lors de la déshydratation au glycol du gaz naturel (EPA, 2011b)

Economic and Environmental Benefits

Methane Savings

Estimated annual methane emission reductions790 Mcf per dehydrator unit

Economic Evaluation

Estimated Gas Price	Annual Methane Savings	Value of Annual Gas Savings*	Estimated Implementation Cost	Incremental Operating Cost	Payback (months)
\$7.00/Mcf	790 Mcf	\$5,900	\$2,000	\$100—\$1,000	4 - 7
\$5.00/Mcf	790 Mcf	\$4,200	\$2,000	\$100—\$1,000	6 - 9
\$3.00/Mcf	790 Mcf	\$2,520	\$2,000	\$100—\$1,000	10 - 15

* Whole gas savings are calculated using a conversion factor of 94% methane in pipeline quality natural gas.

Additional Benefits

Fuel gas savings

D'autres pratiques permettent de réduire les émissions de *gaz associés*, notamment l'optimisation et l'augmentation des inspections et contrôles de maintenance des équipements afin de réduire les émissions fugitives de *gaz associés*. Certaines de ces mesures de gestion sont applicables à un contexte extracôtier, telles que les mesures proposées par la Société des ingénieurs de pétrole (**tableau 47**). Aussi, la plupart des sources d'émission de *gaz associés* lors de l'étape d'exploration ou de production d'hydrocarbures (**tableau 48**) peuvent faire l'objet de mesures de réduction afin de limiter la quantité de *gaz mis à l'évent* ou *mis à la torche*.

Tableau 47 Mesures de réduction des émissions de méthane sur des installations extracôtières (Bylin *et al.*, 2010)

Category	Emissions Source	Technologies and Practices for Reducing Methane Emissions
Venting	Centrifugal compressor wet seal oil degassing	Replace centrifugal compressor wet seals with dry seals
Venting	Cold vent	- Route individual vented emissions sources to vapor recovery unit (including pig launcher venting) - Route routine compressor blowdowns to fuel gas system - Economic replacement of rod packing
Venting	Reciprocating compressor rod packing vent	Economic replacement of rod packing
Venting	Glycol dehydrator	Route non-condensable gas from condenser vent to vapor recovery unit
Venting	Storage tank venting	Install vapor recovery unit, Scrubber dump valve repair
Venting	Mud degassing	Route mud degassing vent to vapor recovery unit
Venting	Pneumatic pumps	Replace natural gas pneumatic pumps with instrument air
Venting	Pressure/level controllers	- Replace high bleed pneumatic devices with low bleed devices - Install instrument air
Fugitives	Fugitives – other equipment	Directed inspection and maintenance program⁸
Fugitives	Fugitives – valves	
Fugitives	Fugitives – flanges	
Fugitives	Fugitives – connectors	
Fugitives	Fugitives – pumps	
Fugitives	Fugitives – centrifugal compressor, wet seal face	
Fugitives	Fugitives – centrifugal pack	
Fugitives	Fugitives – open-ended lines	
Fugitives	Fugitives – centrifugal compressor, dry seal face	

Tableau 48 Origine des gaz associés mis à la torche lors de l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures (IPIECA, 2014)

Category	Cause	Description
Initial start-up flaring	-	During first weeks or months of the plant life, before all the gas compressors are commissioned, or for reservoir management reasons, some of the associated gas may be flared.
Continuous Production Flaring (mainly older sites)	Low GOR well	Gas is flared because it is not economical to recover the gas, i.e., the associated gas volume is very low and the well location remote
	Absence of compression stages	Gas is flared because the plant initial design did not consider a compressor at this level of pressure.
	Gas release to flare	Gas and liquid are continuously released from process to flare (e.g. glycol flash drum, glycol gas stripping, compressor seals, storage tanks etc.).
Planned Non-Continuous Production flaring	Maintenance & Inspection	- Preventive maintenance (compressors, drivers etc.). - Replacement of equipments. - Regulatory inspections.
	Modifications and Construction	- Work on plant system: - Preparation of new plant. - Tie-ins. - Change of operating conditions, power distribution, etc. - Work in the vicinity of an asset: simultaneous operations.
	Reservoir and Well Maintenance	- Reservoir monitoring (studies, multi-flowrate trials etc.). - Gas injector well servicing (acidification, squeeze, wire line, etc.). - Flaring due to the offloading of sensitive wells (no facility to recover wellhead low pressure gas), or due to sensitive wells opened to flare in some cases of shutdown.
	Safety and Production Operations	- Plant and well testing. - Operations testing. - Safety testing. - Leak-testing.
	Drilling and Workovers	- Well clean-up after drilling, workovers. - Well tests.
Unplanned Non-Continuous Production Flaring	Production dynamics	- Start-up after shutdown. - Off-spec gas issues. - Flow assurance problems (slugs etc.). - Changes in HC composition, flow, etc. - Unavailability of receiving facilities (impossible to export gas).
	Mechanical failures in machines	Rotating and alternating equipment (pumps, compressors, turbines, etc.).
	Instruments and Valves failures	- Safety, process and equipment protection instruments failures (fire and gas detectors, vibrations protectors, etc.). - Process and safety control systems failure. - Connection and wiring systems failure. - Signal loss.
	Wells	- Any type of failure in a gas-injector well. - Difficulties in restarting a producer well.
	Other	Failures due to erosion or corrosion, internal and external.
		- Electrical failures: failure of power generators, power distribution networks, motors, heaters, or other electrical equipments. - Human factors: any human action resulting in involuntary flaring (lack of preparation and procedures, non-compliance with an existing procedure, etc.). - Miscellaneous: causes that have been identified but do not fit into any of the other categories. - Unexplained: any flared volume for which the exact cause is difficult to identify (except problems with metering).
Safety flaring		Flaring due to purging flare lines with hydrocarbon gas, for safety purposes. Includes emergency shutdown with depressurization.

5.6.1.2 Gestion des gaz associés

Des mesures de gestion peuvent être appliquées afin de réutiliser ou d'éliminer les *gaz associés*, comme :

- la récupération du gaz pour la vente;
- la valorisation des gaz par injection afin de maintenir la pression dans le *gisement* exploité (voir la **section 3.5**);
- l'élimination des gaz par injection dans une formation géologique (**section 3.5**). L'installation Snøhvit, dans la mer de Barents, injecte jusqu'à 700 000 t de CO₂ séparés des hydrocarbures par an dans une formation géologique située à 2 600 m sous le fond marin (**NMPE, 2011; figure 76**);
- la récupération des gaz pour une valorisation énergétique (**Banque mondiale, 2007; NPd, 2013**).

5.6.1.3 Technologies de traitement

La technologie de traitement des émissions de *gaz associés* privilégiée en milieu extracôtier est la *mise à la torche*. Il est recommandé de privilégier la *mise à la torche* plutôt que la *mise à l'évent* afin de réduire l'impact des gaz émis dans l'atmosphère. La Banque mondiale préconise un certain nombre de recommandations concernant la *mise à la torche* afin d'améliorer l'efficacité de combustion (**Banque mondiale, 2004; Banque mondiale, 2007**) : optimiser la taille et le nombre de brûleurs, optimiser les ratios air/gaz/comburant, réduire les volumes de liquides entraînés avec les gaz, optimiser la localisation de la torchère et suivre les émissions de gaz.

Depuis plus de 15 ans, l'entreprise norvégienne Statoil applique une politique de zéro mise à la torche en continu visant à capter et à utiliser les émissions de gaz pour ses besoins énergétiques dans approximativement 30 installations extracôtières en Norvège ainsi qu'au Royaume-Uni, en Angola et en Azerbaïdjan (**Hope, 2005**). Le développement de cette technologie a conduit à une révision de la norme internationale de mise à la torche API 521. L'application de cette pratique a permis à Statoil de réduire d'environ 50 % les émissions de gaz à effet de serre de ses installations extracôtières. Il faut préciser, par ailleurs, que l'introduction par le gouvernement d'une taxe carbone et l'entrée en vigueur du système européen de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre sont des incitatifs importants à l'application de mesures de réduction des gaz à effet de serre par l'industrie en Norvège.

5.6.2 Exigences pour les émissions atmosphériques

5.6.2.1 États-Unis (EPA)

a) Exigences générales

Aux États-Unis, les exigences sur les émissions atmosphériques relèvent du département de l'Intérieur (DOI) pour l'ouest du golfe du Mexique et l'Alaska, et de l'EPA pour les autres milieux marins en territoire fédéral (**figure 116; Ramseur, 2012**).

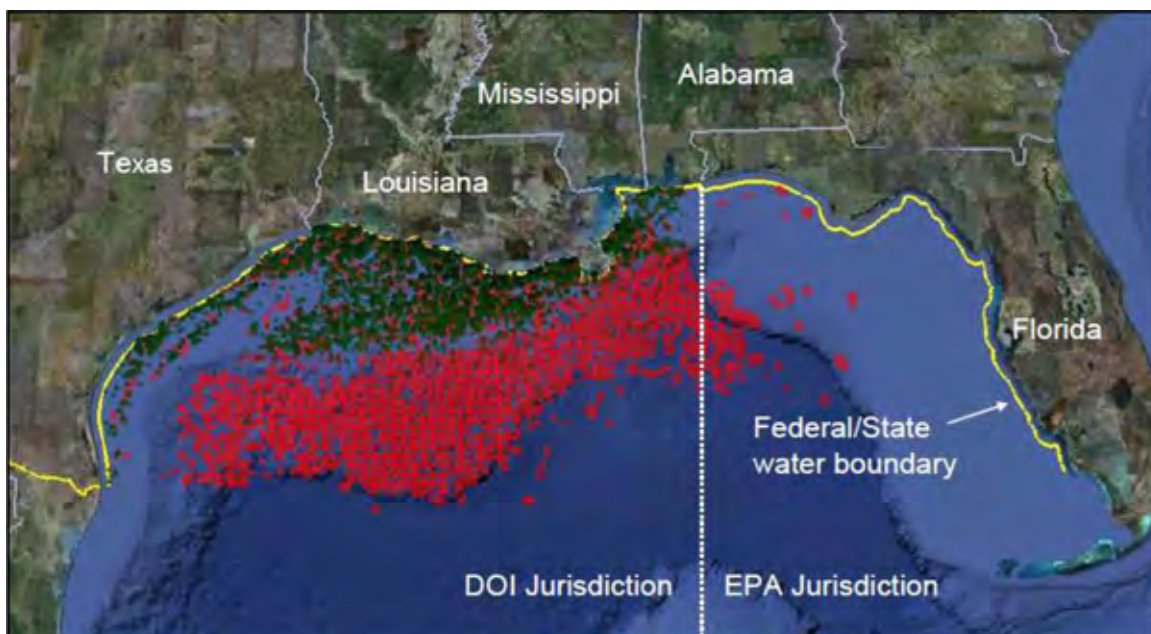


Figure 116 Découpage des autorités compétentes encadrant les émissions atmosphériques dans le golfe du Mexique; installations d'exploitation d'hydrocarbures en vert et permis actifs en rouge (Ramseur, 2012)

La réglementation du DOI stipule des exigences pour les rejets de polluants suivants : dioxyde de soufre, matières particulaires, oxydes d'azote, monoxyde de carbone et COV (Ramseur, 2012).

La réglementation de l'EPA concernant les émissions atmosphériques extracôtières est précisée dans le Code of Federal Regulations (LII, 2014). Ce code stipule un certain nombre d'exigences de rejet pour plusieurs polluants atmosphériques dans le cas de sources majeures immobiles (« major stationary sources »). Ces exigences doivent être appliquées si les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO₂), de matières particulaires, de dioxyde d'azote (NO₂), de monoxyde de carbone, d'ozone, de plomb ou de COV sont supérieures à 250 t/an ou si les émissions de gaz à effet de serre produits sont de plus de 75 000 t/an de CO_{2eq} (Ramseur, 2012). Parmi ces exigences, un suivi des émissions atmosphériques doit être réalisé et des meilleures pratiques doivent être mises en place en cas de dépassement de valeurs seuils listées au tableau 49.

Tableau 49 Seuils d'émissions de contaminants d'installations extracôtières (Ramseur, 2012)

(tons per year)						
CO	NO _x	SO ₂	PM	PM ₁₀	PM _{2.5}	Ozone
100	40	40	25	15	10 ^a	40 ^b

Source: 40 C.F.R. §52.21(b)(23).

- 10 tpy of direct PM_{2.5} emissions; 40 tpy of SO₂ emissions; 40 tpy of NO_x emissions unless demonstrated not to be a PM_{2.5} precursor.
- 40 tpy of VOC compounds or NO_x.

Des exigences concernant les émissions atmosphériques dangereuses en provenance des installations de production d'hydrocarbures sont stipulées dans le Code of Federal Regulations (EPA, 1999). Ces exigences visent à limiter les émissions de HAP par le contrôle des pertes lors de la déshydratation des gaz naturels sur glycol, lors du stockage des hydrocarbures et par le contrôle des fuites des équipements de traitement du gaz naturel.

b) Mise à l'évent et mise à la torche

Les conditions de *mise à la torche* ou de *mise à l'évent* de gaz sur une installation extracôtière sont réglementées et certaines exigences doivent être respectées (DOI, 2010a; tableau 50). Les quantités de gaz *mis à la torche* ou *mis à l'évent* doivent être mesurées en continu. Ces mesures doivent permettre d'avoir une précision de 5 % des quantités de gaz mesurées.

Tableau 50 Exigences pour la mise à la torche ou la mise à l'évent des gaz en milieu extracôtier (DOI, 2010a)

Condition	Additional requirements
(1) When the gas is lease use gas (produced natural gas which is used on or for the benefit of lease operations such as gas used to operate production facilities) or is used as an additive necessary to burn waste products, such as H ₂ S	The volume of gas flared or vented may not exceed the amount necessary for its intended purpose. Burning waste products may require approval under other regulations.
(2) During the restart of a facility that was shut in because of weather conditions, such as a hurricane	Flaring or venting may not exceed 48 cumulative hours without Regional Supervisor approval.
(3) During the blow down of transportation pipelines downstream of the royalty meter	(i) You must report the location, time, flare/vent volume, and reason for flaring/venting to the Regional Supervisor in writing within 72 hours after the incident is over. (ii) Additional approval may be required under subparts H and J of this part.
(4) During the unloading or cleaning of a well, drill-stem testing, production testing, other well-evaluation testing, or the necessary blow down to perform these procedures	You may not exceed 48 cumulative hours of flaring or venting per unloading or cleaning or testing operation on a single completion without Regional Supervisor approval.
(5) When properly working equipment yields flash gas (natural gas released from liquid hydrocarbons as a result of a decrease in pressure, an increase in temperature, or both) from storage vessels or other low-pressure production vessels, and you cannot economically recover this flash gas	You may not flare or vent more than an average of 50 MCF per day during any calendar month without Regional Supervisor approval.
(6) When the equipment works properly but there is a temporary upset condition, such as a hydrate or paraffin plug	(i) For oil-well gas and gas-well flash gas (natural gas released from condensate as a result of a decrease in pressure, an increase in temperature, or both), you may not exceed 48 continuous hours of flaring or venting without Regional Supervisor approval. (ii) For primary gas-well gas (natural gas from a gas well completion that is at or near its wellhead pressure; this does not include flash gas), you may not exceed 2 continuous hours of flaring or venting without Regional Supervisor approval. (iii) You may not exceed 144 cumulative hours of flaring or venting during a calendar month without Regional Supervisor approval.
(7) When equipment fails to work properly, during equipment maintenance and repair, or when you must relieve system pressures	(i) For oil-well gas and gas-well flash gas, you may not exceed 48 continuous hours of flaring or venting without Regional Supervisor approval. (ii) For primary gas-well gas, you may not exceed 2 continuous hours of flaring or venting without Regional Supervisor approval. (iii) You may not exceed 144 cumulative hours of flaring or venting during a calendar month without Regional Supervisor approval. (iv) The continuous and cumulative hours allowed under this paragraph may be counted separately from the hours under paragraph (a)(6) of this section.

5.6.2.2 Royaume-Uni (**OGUK, 2014c**)

a) Exigences générales

Les émissions atmosphériques d'installations extracôtières sont gérées par le Merchant Shipping Regulations (**UK, 2008a**), découlant de la convention Marpol (**IMO, 1983**). En vertu de cette réglementation, l'émission délibérée de gaz détruisant la couche d'ozone est interdite, et les émissions de NO_x, SO_x et de COV sont encadrées. Les permis d'émission de GES sont gérés par le « Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme » pour des installations de combustion de plus de 20 MW (**UK, 2012**), en application de la directive européenne 2003/87/EC. Le règlement Offshore Combustion Installations (**UK, 2013**) contrôle les émissions d'installations de combustion extracôtières, notamment par la mise en place de seuils d'émissions (selon les meilleures techniques disponibles) pour les polluants susceptibles d'être émis lors de la combustion, comme les SO_x, NO_x, CO, COV, métaux, poussières, fluorure, chlore, arsenic, cyanure, dioxines et furanes, en accord avec la directive européenne 96/61/CE. La séquestration de gaz est réglementée par l'Energy Act (**UK, 2008b**) et un plan décrivant les mesures d'injection doit être réalisé, incluant notamment la localisation des puits, les limites de la zone d'injection et la capacité de stockage de la formation visée (**UK, 2014**).

b) Mise à l'évent et mise à la torche

La *mise à la torche* et la *mise à l'évent* des gaz sont encadrées par l'Energy Act et le Petroleum Act (**UK, 1976; UK, 1998**), qui a pour objectif de réduire les rejets de gaz durant la production d'hydrocarbures. Lorsque les gaz *mis à la torche* ou les gaz *mis à l'évent* dépassent respectivement 40 t/jour et 4 t/jour, un plan de réduction des émissions doit être mis en place (**DECC, 2014**). L'exploitant doit mesurer l'efficacité de *mise à la torche* en calculant le ratio journalier du volume de gaz *mis à la torche* sur le volume de gaz produit (**Banque mondiale, 2005**). Un guide explicite les mesures à mettre en place pour le suivi du CO₂ lors de la combustion et de la *mise à la torche* d'installations extracôtières, notamment en mettant en place des méthodes de suivi et en respectant des seuils d'incertitudes lors de la mesure des gaz émis (**DECC, 2012**).

5.6.2.3 Canada (**GC, 2009c**)

a) Exigences générales

Le cadre réglementaire canadien propose une démarche afin de fixer des cibles de réduction des émissions de gaz des établissements industriels (**GC, 2007b**). Au Québec, le Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère établit les normes d'émission et les mesures de contrôle (**MDDEFP, 2014**) ainsi qu'une liste de valeurs de critères et normes à respecter (**MDDEFP, 2013**). L'exploitant d'une installation d'exploration et d'exploitation extracôtier doit évaluer annuellement les émissions de gaz à effet de serre (GES) et mettre en œuvre une stratégie pour contrôler et réduire ces émissions (**CNLOPB, 2010**).

Toujours au Québec, en vertu de l'article 6.1 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, le requérant qui émet dans l'atmosphère une quantité de GES égale ou supérieure à 10 000 t de CO₂ équivalent doit déclarer ses émissions. Dans le cas d'un émetteur effectuant l'exploration ou l'exploitation pétrolière ou gazière, le seuil de déclaration s'applique à l'ensemble des activités effectuées par une même entreprise dans la province au cours d'une année civile. Les méthodes de calcul des émissions de GES qui doivent être utilisées pour le secteur portant sur l'exploration et l'exploitation de pétrole et de gaz naturel ainsi que le traitement du gaz naturel sont celles de la section QC-33 de l'annexe A.1 de ce règlement.

Par ailleurs, en vertu de l'article 6.6 dudit règlement, depuis le 1^{er} janvier 2013, les entreprises qui déclarent des émissions de gaz à effet de serre égales ou supérieures à 25 000 t de CO₂ équivalent sont assujetties au marché du carbone afin de réduire les émissions de GES. Les entreprises qui généreront plus d'émissions de GES que le nombre permis pour l'entreprise devront innover dans les technologies propres ou acheter des droits d'émission lors des enchères du gouvernement ou sur le marché du carbone.

b) Mise à l'évent et mise à la torche

Les rejets de gaz dans l'atmosphère provenant d'installations extracôtières sont interdits à moins d'une autorisation préalable ou en cas de situation d'urgence. Un exploitant doit respecter un maximum de gaz *mis à la torche* ou *mis à l'évent* de 0,5 % du volume mensuel de gaz naturel produit (**CNLOPB, 2011**). Des limites de volumes de gaz à effet de serre issus de la torchère doivent être établies (**CNLOPB, 2010**). Le Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada spécifie des conditions de rejets des gaz et des normes technologiques à respecter pour la conception des systèmes de rejet des gaz (**GC, 2009a**).

5.6.2.4 International Maritime Organization (IMO, 1983, annexe VI)

L'IMO réglemente les émissions de NO_x, SO_x et COV des navires en zone internationale (dont les installations de forage et de production). L'IMO spécifie des limites d'émission de NO_x et SO_x, et interdit l'émission délibérée de gaz détruisant la couche d'ozone.

5.6.2.5 Europe

Les permis d'émission de gaz à effet de serre sont encadrés par la directive 2003/87/EC, à savoir le CO₂, le méthane, le N₂O, les HFC, les PFCS et les SF₆, pour les installations de combustion de plus de 20 MW. La directive européenne 96/61/CE porte notamment sur la prévention et la réduction intégrée des pollutions en provenance des installations de plus de 50 MW. Elle prévoit des mesures visant à éviter et à réduire les émissions des installations dans l'air afin d'atteindre un niveau élevé de protection de l'environnement.

5.6.2.6 Norvège

a) Exigences générales

Par l'application du principe du pollueur-payeur, une taxe de 71 \$ CA par tonne de CO₂ équivalent émise à l'atmosphère est fixée pour l'industrie pétrolière. Pour ce qui est des émissions de NO_x, une taxe de 2,60 \$ CA par kilogramme de NO_x est appliquée (**NPD, 2013**). En outre, un plan d'efficacité énergétique doit notamment permettre d'évaluer la possibilité d'utiliser de l'énergie en provenance du milieu terrestre lors de la phase de production ou de valoriser les gaz qui autrement seraient brûlés à la torchère pour combler les besoins énergétiques des installations.

b) Mise à l'évent et mise à la torche

Un permis est requis pour la *mise à la torche* et la *mise à l'évent* des gaz. La *mise à la torche* des gaz associés est très limitée et demande l'approbation du ministère du pétrole et de l'énergie en accord avec le Petroleum Act (**Banque mondiale, 2005**). Les exploitants doivent mesurer les gaz émis avec une précision de 5 % et estimer la quantité de gaz *mis à la torche* sur une base journalière. L'exploitant doit prévenir les autorités lorsque les limites d'émission prescrites dans le permis sont dépassées.

5.6.2.7. *Banque mondiale*

Le « Global Gas Flaring Reduction Public-Private Partnership » (GGFR) est une initiative de la Banque mondiale et regroupe des pays producteurs d'hydrocarbures proposant des pratiques exemplaires en matière de réduction des gaz *mis à la torche* (**Banque mondiale, 2014**). Un rapport technique liste des meilleures techniques de mesure de gaz *mis à la torche* et *mis à l'évent* (**Clearstone, 2008**).

5.7 Mesures de gestion du bruit et de la lumière

5.7.1 Gestion de la lumière

Dans le cadre d'un atelier de la Commission OSPAR (**OSPAR, 2012d**), des pratiques exemplaires ont été recommandées afin de réduire les impacts des émissions de lumière d'une installation extracôtière d'exploitation des hydrocarbures sur les oiseaux marins : 1) réduire au maximum le nombre et l'intensité des émissions de lumière la nuit; 2) pour les lumières nécessaires, modifier le spectre de lumière, par exemple en remplaçant les lumières blanches par des lumières vertes (**figure 117**), et mettre en place des lumières intermittentes ou des protecteurs n'éclairant que les zones nécessaires; 3) réduire les lumières d'une installation lors de la détection du passage d'une quantité appréciable d'oiseaux ou en cas de faible visibilité.

D'autres mesures peuvent être considérées comme : 1) s'assurer que les nouvelles installations permettent de modifier le régime de lumière; 2) mettre au point des systèmes de prévision du passage d'oiseaux migrateurs ou marins; 3) prendre en compte dans les études d'impact les oiseaux migrateurs et marins; 4) s'inspirer des innovations dans le domaine de la navigation afin de réduire les impacts des émissions de lumière sur les oiseaux migrateurs et marins.



Figure 117 Installation de production de gaz naturel dans la mer du Nord utilisant une lumière verte afin de réduire les impacts sur les oiseaux marins (Poot *et al.*, 2008)

5.7.2 Gestion du bruit

5.7.2.1 Royaume-Uni

Un rapport du **NCE (2007)** décrit différentes mesures de gestion qu'il est possible de mettre en place afin de réduire l'émission de bruit lors des différentes activités d'une filière d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures. Le **tableau 51** présente des mesures de gestion de rechange au fonçage de pieux par martèlement (« pile driving ») lors de la fixation d'installations fixes. Par exemple, un mur de bulles d'air (« bubble curtain ») peut être créé dans l'eau autour du pieu afin d'absorber les vibrations émises lors du fonçage (**figure 118**). La réduction du bruit peut aller jusqu'à 20 dB, mais les coûts de l'équipement peuvent par contre être importants (50 000 à 200 000 \$).

Le fonçage de pieux par succion (« suction pile ») est couramment utilisé par l'industrie extracôtière d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures et permet de réduire considérablement le bruit émis. Ces pieux sont ajourés à la base, l'eau est aspirée vers l'extérieur du pieu, et le pieu s'enfonce dans le trou formé (**figure 119**). Cette solution est aussi avantageuse d'un point de vue économique, permettant potentiellement de réduire les coûts en comparaison d'un fonçage de pieux conventionnel.

Aussi, la réalisation des opérations de fonçage devrait se faire de façon progressive (« soft-start procedures »). Une zone de suivi d'un rayon d'au moins 500 m autour du site de fonçage peut être mise en place afin de suivre la présence éventuelle de mammifères marins (**JNCC, 2010**).

Tableau 51 Mesures de gestion de l'émission du bruit associé au fonçage de pieux (« pile driving ») (NCE, 2007)

REF #	TREATMENT NAME	BRIEF DESCRIPTION	EFFECTIVENESS		COST PER UNIT	AVAILABILITY (N) Now (F) Future (FF) Far Future
			Reduction	Metric		
PD1a	Bubble Curtain or Bubble Tree	Air bubbles are used to block sound propagation	5-20+ dB	O/A RMS, +/-Peak, SEL	Project costs on order of \$50-200+ k	N
			No Change	Rise Time		
PD1b	Confined Bubble Curtain	A fabric or solid curtain is used to confine bubbles and prevent disruption from currents	9-22 dB	O/A RMS, +/-Peak, and Particle Velocity.	Project costs on order of \$100-200+ k	N
			30% increase	Pressure pulse time		
			3x increase	Velocity Pulse time		
PD2	Alternative Piles	H-Piles and concrete piles may reduce underwater noise	10-20 dB (approx)	Peak	N/A	N
PD3	Pile Caps	Caps of various materials are used between the impact piling head and the pile to reduce underwater sound	1-20+	Peak, RMS, and SEL	Low material cost	N/F
PD4	Physical Barrier	A physical (i.e. steel) barrier internally lined with foam or other material is used to block underwater sound	15-23 dB 17-27 dB 14-21 dB	Peak RMS SEL	N/A May be similar to Bubble Curtain	N/F
PD5	Dewatered Cofferdam	Removal of water around pile to remove direct radiation path	15 dB 3-35 dB	Peak RMS	N/A. Assumed more than bubble curtain, lined barrier	N
PD6	Vibratory Hammers	Alternative to impact hammers	10-20+ dB	O/A	2-3 x cost for impact hammers	N
PD7	Suction Piles	Replacement for existing piling techniques	Very Large Reductions	All	Potential cost savings.	N

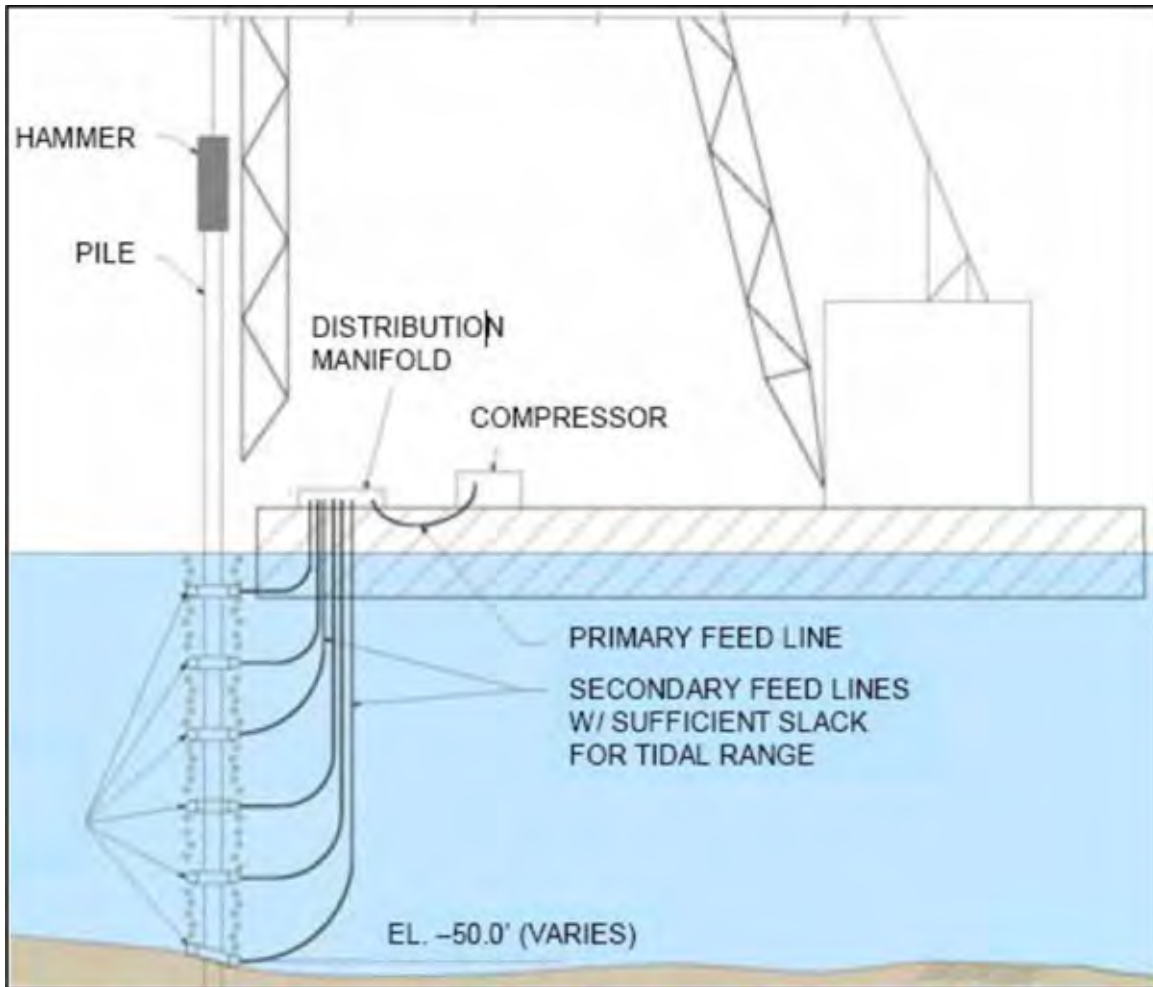


Figure 118 Mur de bulles d'air (« bubble curtain ») créé dans l'eau autour du pieu afin d'absorber les vibrations émises; gestion PD1a au tableau 51 (NCE, 2007)



Figure 119 Fonçage de pieux par succion (« suction pile ») afin de réduire l'émission de bruit; gestion PD7 au tableau 51 (NCE, 2007)

Des solutions technologiques sont aussi proposées pour réduire l'émission de bruit émis par les *propulseurs* et autres machineries des différentes installations, par exemple la modification du design des hélices ou l'isolation de la machinerie afin de limiter les vibrations transmises par la structure (**NCE, 2007**). Le **tableau 52** présente des solutions technologiques afin de réduire la vibration des machineries d'une installation. Par exemple, la **figure 120** présente une isolation mécanique par la mise en place d'amortisseur entre la machinerie et la structure. La réduction de bruit peut aller jusqu'à 25 dB pour un coût relativement faible (de 20 à 2 000 \$ par amortisseur).

Tableau 52 Mesures de gestion de l'émission du bruit associé aux vibrations (NCE, 2007)

REF #	TREATMENT NAME	BRIEF DESCRIPTION	EFFECTIVENESS*		COST PER UNIT	AVAILABILITY (N) Now (F) Future (FF) Far Future
			Reduction	Frequency Range		
MV1	Resilient Isolation of Equipment	Reduction of vibration by mechanically isolating machinery from supporting structure	0-20+ dB 10-25+ dB	20-100 Hz >100 Hz	\$20-\$2000 Per mount Add'l for other connections	N
MV2	Isolated Deck / Larger Structure	Isolation of deck or larger area containing multiple equipment items that require isolation mounting	0-20+ dB 10-25+ dB	20-100 Hz >100 Hz	\$20-\$2000 Per mount Add'l for deck	N
MV3a	Damping Tiles	Reduces vibration energy in structures. Used on stiffened plating near machinery sources, plating adjacent to water, and locations in-between.	5-10+ dB Depending on type, amount, and location	>30 Hz	Material: \$5-\$15 / sq ft Additional costs apply	N
MV3b	Spray-on Damping	Reduces vibration energy in structures. Used on stiffened plating near machinery sources, plating adjacent to water, and locations in-between.	3-8+ dB Depending on type, amount, and location	>30 Hz	\$15 - \$30 per square foot Additional costs apply	N
MV4	Ballast-Crete	Used in lieu of conventional liquid ballast. Provides additional damping.	N/A 5+ dB estimated	>30 Hz (est)	Varies See Details	N
MV5	Air Masking System	Air bubble curtain is used to shield vessel hull from rest of ocean	>10 dB 0-10 dB Increase	>500 Hz 20-80 Hz	Est. \$20,000 - \$50,000+	N
MV6	Decoupling Materials	A decoupling material is applied to the exterior (wet side) plating in order to reduce the radiation efficiency of the structure.	>10 dB 0-10 dB Increase	>500 Hz 20-80 Hz	Est \$25-\$100 per square foot	N
MV7	Low Noise Equipment	Equipment that creates low vibration levels is selected	Varies, 5 dB is common	All	Est. 1-5x noisier equipment	N

*Effectiveness is for treated item / path only. If other sources are significant or dominate the underwater noise signature, total noise reduction will be less than what is quoted here.

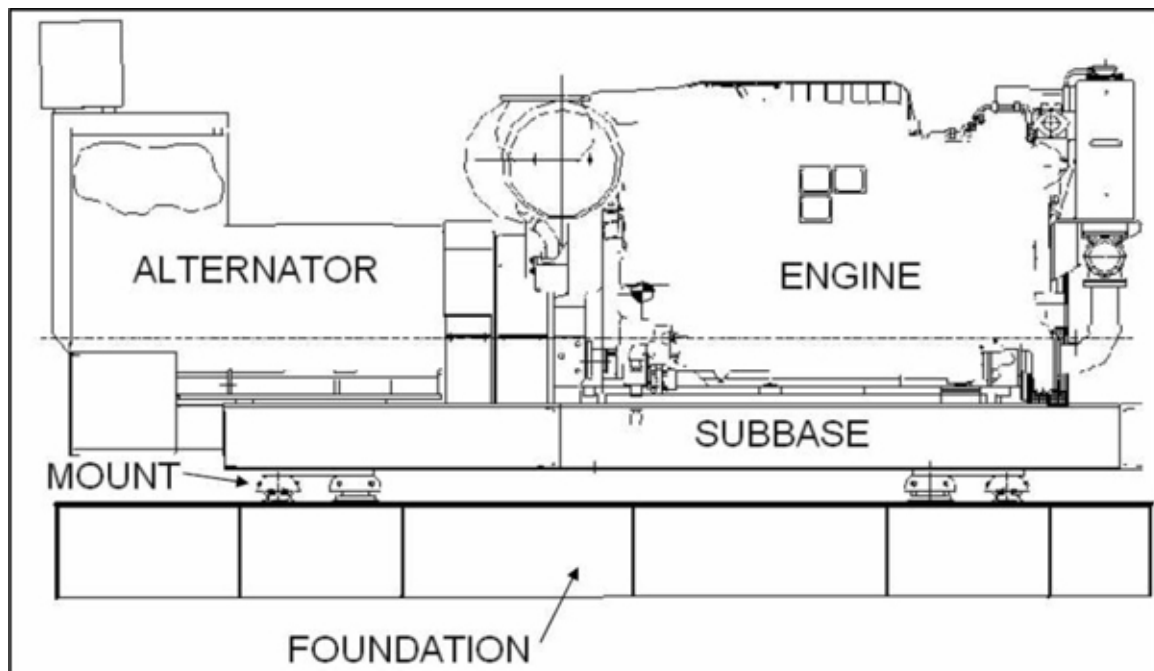


Figure 120 Isolation par des amortisseurs (« mount ») d'une génératrice au diesel d'une installation extracôtier afin de réduire les vibrations émises à travers la structure; gestion MV1 dans le tableau 52 (NCE, 2007)

5.7.2.2 Banque mondiale (*Banque mondiale, 2007*)

La Banque mondiale recommande un certain nombre de bonnes pratiques à mettre en place pour gérer le bruit des installations extracôtieres : déterminer les aires sensibles pour la vie aquatique; planifier les étapes de construction afin d'éviter les périodes sensibles pour les organismes aquatiques; réaliser un suivi sur des espèces sensibles avant et pendant la réalisation de travaux de construction; réaliser les travaux de construction à plus de 500 m de la présence de mammifères marins; en cas de présence de mammifères marins à moins de 500 m, suspendre les travaux ; mettre en œuvre progressivement les différentes opérations dans des zones de présence de mammifères marins afin d'augmenter petit à petit les niveaux de bruit (« soft-start procedures »).

5.7.2.3 OSPAR

L'OSPAR (**OSPAR, 2009**) décrit un certain nombre de mesures de réduction de l'impact du bruit sous-marin sur la faune aquatique, comme la détermination de limites d'émission de bruit à ne pas dépasser ainsi que la mise en place de zones de sécurité, de restrictions saisonnières et de mesures de réduction du bruit lors du fonçage de pieux, lors du transport par bateau et lors de l'utilisation de sonars.

5.8 Gestion des risques

En plus de la mise en place de mesures d'intervention lors de déversements d'hydrocarbures en milieu extracôtier (non abordé dans le présent rapport), les activités d'exploration et d'exploitation doivent être encadrées rigoureusement afin de minimiser les risques sur la santé humaine et des écosystèmes. Cet encadrement vise principalement à évaluer le risque et à mettre en place une gestion multibarrière pour réduire le risque relié aux éléments extérieurs pouvant perturber l'activité (courants marins, climat, erreurs humaines, géorisques, présence de navires, etc.). Certains éléments particuliers au contexte extracôtier doivent être pris en compte pour la gestion du risque de l'activité d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, notamment :

- la réalisation d'un forage, telle la mise en place du *bloc obturateur de puits* (BOP);
- la prévention incendie, particulièrement pour une installation isolée comme une installation extracôtière;
- la construction de l'installation afin de considérer l'impact des courants marins;
- la construction de l'installation afin de considérer l'impact du couvert de glace;
- la construction de l'installation afin de considérer les géorisques (ancrage/fixations);
- la prévention des collisions avec des navires (aires protégées/lumières).

5.8.1. Mesures de gestion du risque

5.8.1.1 Incendie, éruption, explosion au niveau du puits et d'une installation

Des éruptions d'hydrocarbures non contrôlées peuvent survenir lors du forage de puits exploratoires, comme ce fut le cas pour la plateforme de forage Deepwater Horizon dans le golfe du Mexique, mais également au cours des différentes étapes d'extraction et de production des hydrocarbures.

a) Lors de forages exploratoires

Certaines mesures préventives permettent de réduire le risque d'éruption d'hydrocarbures à la sortie du puits de forage causée par un flux non contrôlé d'hydrocarbures en provenance des formations géologiques rencontrées. On estime, d'après des données mondiales, que la probabilité d'éruption d'un puits d'exploration causant un déversement majeur d'hydrocarbures dans le milieu marin (plus de 10 000 barils) est inférieure à 1 sur 1 000 puits forés (BVG, 2012).

Les mesures de gestion suivantes préconisées par la Banque mondiale (Banque mondiale, 2007) visent à assurer une pression suffisante dans le puits : prévoir une bonne planification du forage; suivre les caractéristiques des fluides de forage; prévoir une utilisation suffisante d'agent densifiant pour compenser la pression dans le puits; optimiser l'installation du *bloc obturateur de puits* permettant la fermeture du puits en cas de surpression.

Après l'explosion de la plateforme Deepwater Horizon dans le golfe du Mexique, en 2010, de nombreuses études ont été réalisées, notamment par la compagnie BP et diverses entités gouvernementales américaines (tableau 53). Ces études se sont penchées sur les principales causes de l'accident. La compagnie BP a évalué dans son rapport d'investigation les principaux facteurs ayant été en cause dans l'explosion de la plateforme (BP, 2010), soit : la non-intégrité du ciment utilisé pour la complétion du puits; la non-intégrité de la base du puits; une lecture incorrecte des essais de pression; le remplacement de *boues de forage* par de l'eau de mer, causant un déséquilibre de la pression à l'intérieur du puits; une mauvaise ventilation des gaz produits à l'intérieur de la plateforme; un défaut de fonctionnement du système de *mise à l'évent* et de *mise à la torche* des gaz; un défaut de fonctionnement du *bloc obturateur de puits* qui n'a pas permis de couper la conduite et d'empêcher la remontée d'hydrocarbures vers la plateforme (figure 121).

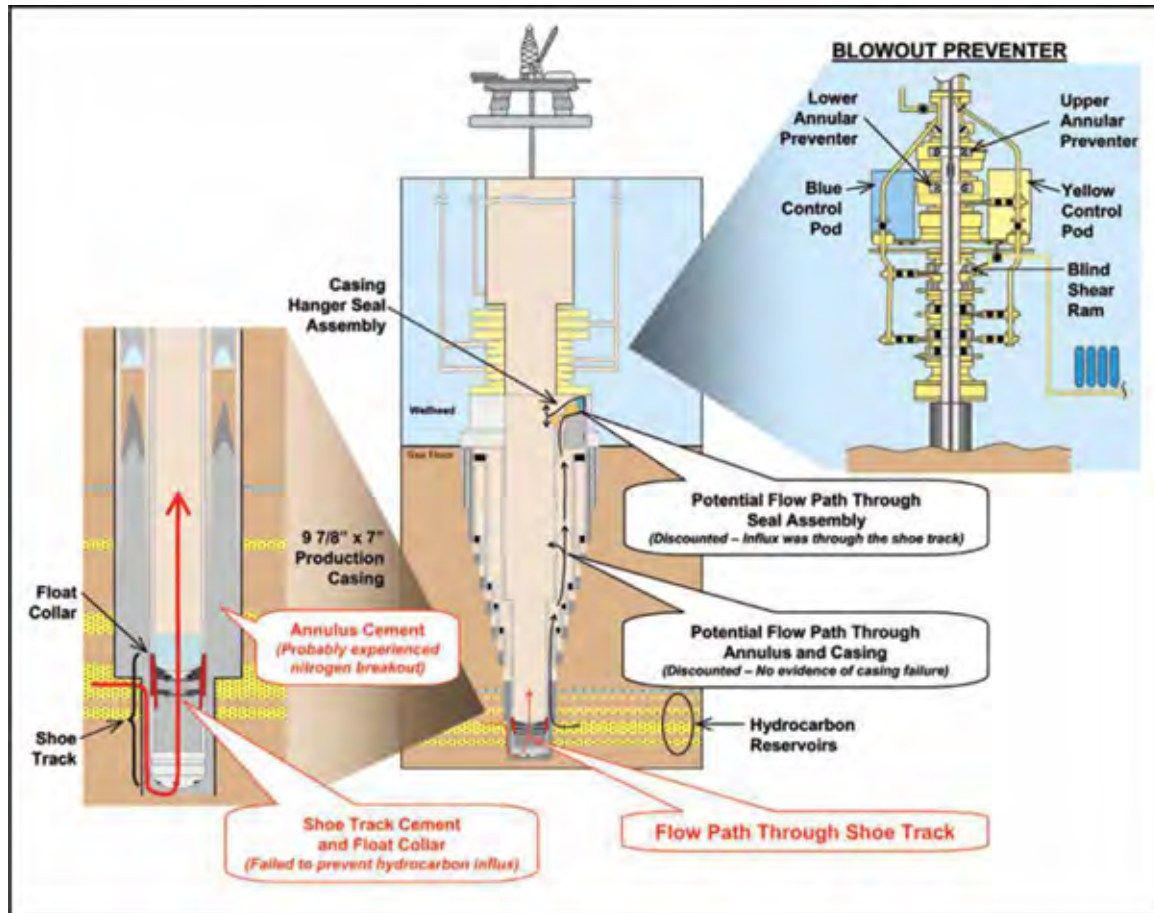


Figure 121 Description du *bloc obturateur de puits* et des facteurs en cause dans l'explosion de la plateforme de forage Deepwater Horizon (BP, 2010)

La **figure 122** présente une approche de gestion multibarrière visant à réduire les risques d'explosion et de déversement d'hydrocarbures lors d'un forage, allant de l'intégrité du puits jusqu'aux mécanismes de prévention de la propagation des hydrocarbures dans le milieu marin.

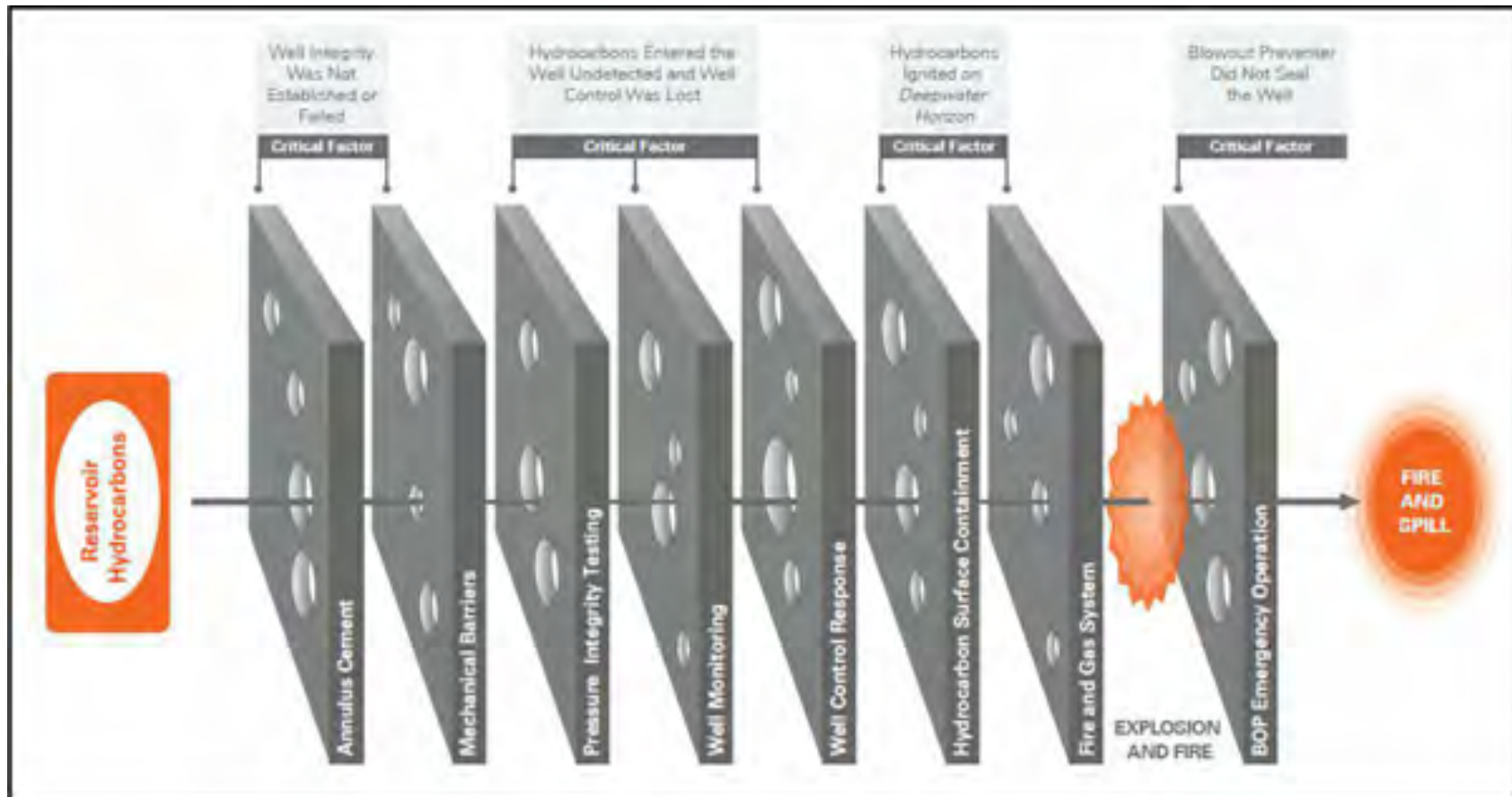


Figure 122 Approche de gestion multibarrière pour réduire le risque d'explosion d'un puits en milieu extracôtier (BP, 2010)

Tableau 53 Synthèse d'études réalisées après l'explosion de la plateforme Deepwater Horizon (tiré de DECC, 2011b)

Doc Réf.	Source	Auteur	Titre	Date	URL
Salazar Report	US Department of the Interior	Salazar	Increased safety measures for energy development on the outer continental shelf	27-Mai-10	http://www.doi.gov/deepwaterhorizon/loader.cfm?csModule=security/getfile&PageID=33598
OCSOB Report	US Department of the Interior	Wilma A Lewis	Outer Continental Shelf Safety Oversight Board - Report to Secretary of the Interior Ken Salazar	01-Sep-10	http://www.doi.gov/news/pressreleases/loader.cfm?csModule=security/getfile&PageID=43677
BP Investigation	BP	BP	Deepwater Horizon - Accident Investigation report	08-Sep-10	http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/incident_response/STAGING/local_assets/downloads_pdfs/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf
Montara report	Australian Government	Australian Govt.	Montara Commission of Inquiry Report - Australian Government Response	24-Nov-10	www.ret.gov.au/montarainquiryresponse
Energy Select Committee	House of Commons Energy and Climate Change Committee	Tim Yeo, MP	UK Deepwater Drilling—Implications of the Gulf of Mexico Oil Spill	06-Jan-11	http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201011/cmselect/cmenergy/450/45002.htm
Commission on BP DWH Oil Spill	National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling	Senator Bob Graham and William K Reilley	Recommendations of the National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (Presidential Report)	11-Jan-11	http://www.oilspillcommission.gov/
Commission on BP DWH Spill	National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling	Chief Counsel	Macondo – Chief Counsel's Report 2011	17-Fév-11	http://www.oilspillcommission.gov/
DNV	US Department of the Interior	DNV	Final Report for US Dept of Interior – Forensic examination of the Deepwater Horizon BoP	20-Mar-11	http://www.deepwaterinvestigation.com/external/content/document/3043/1047291/1/DNV%20Report%20EP030842%20for%20BOEMRE%20Volume%20I.pdf
Joint Investigation Team (JIT) - Preliminary Reports.	Deepwater Horizon JIT NB: The detailed findings of the Coastguard are included in the final JIT reports referred to below	US Coastguard	Report of Investigation into the Circumstances Surrounding the Explosion, Fire, Sinking and Loss of Eleven Crew Members Aboard the Deepwater Horizon.	11-Avr-11	http://homeport.uscg.mil/cgi-bin/st/portal/uscg_docs/MyCG/Editorial/20110422/FINAL%20REDACTED%20VERSION%20DWH.pdf?id=334b0c7003b7436a044d6b22764b603cd133d42b
Transocean Investigation of DWH incident	Transocean Investigation	Transocean	Transocean Investigation Report	22-Juin-11	http://www.deepwater.com/fw/main/Public-Report-1076.html
Joint Investigation Team (JIT) - Final Reports.	Deepwater Horizon JIT	BOEMRE	Report of Investigation into the Circumstances Surrounding the Explosion, Fire, Sinking and Loss of Eleven Crew Members Aboard the Deepwater Horizon.	14-Sep-11	http://www.boemre.gov/ooc/press/2011/press0914.htm
Deepwater Horizon explosion committee	The National Academies Press	Marine Board BEST	Macondo well Deepwater Horizon blowout – lessons for improving offshore drilling safety	2012	http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=13273

b) Au cours de l'exploitation

Lors du passage d'un puits exploratoire à un puits de production, le *bloc obturateur de puits* est remplacé par un *arbre de Noël* (**figure 123**; voir la **section 3.4** pour plus de détails). Cet équipement est l'appareillage principal visant à contrôler les événements de surpression pouvant survenir à l'intérieur du *puits de production*. On estime, d'après des données mondiales, que la probabilité d'éruption d'un *puits de production* causant un déversement majeur d'hydrocarbures dans le milieu marin (plus de 10 000 barils) est inférieure à 1 sur 10 000 puits par année (**BVG, 2012**).

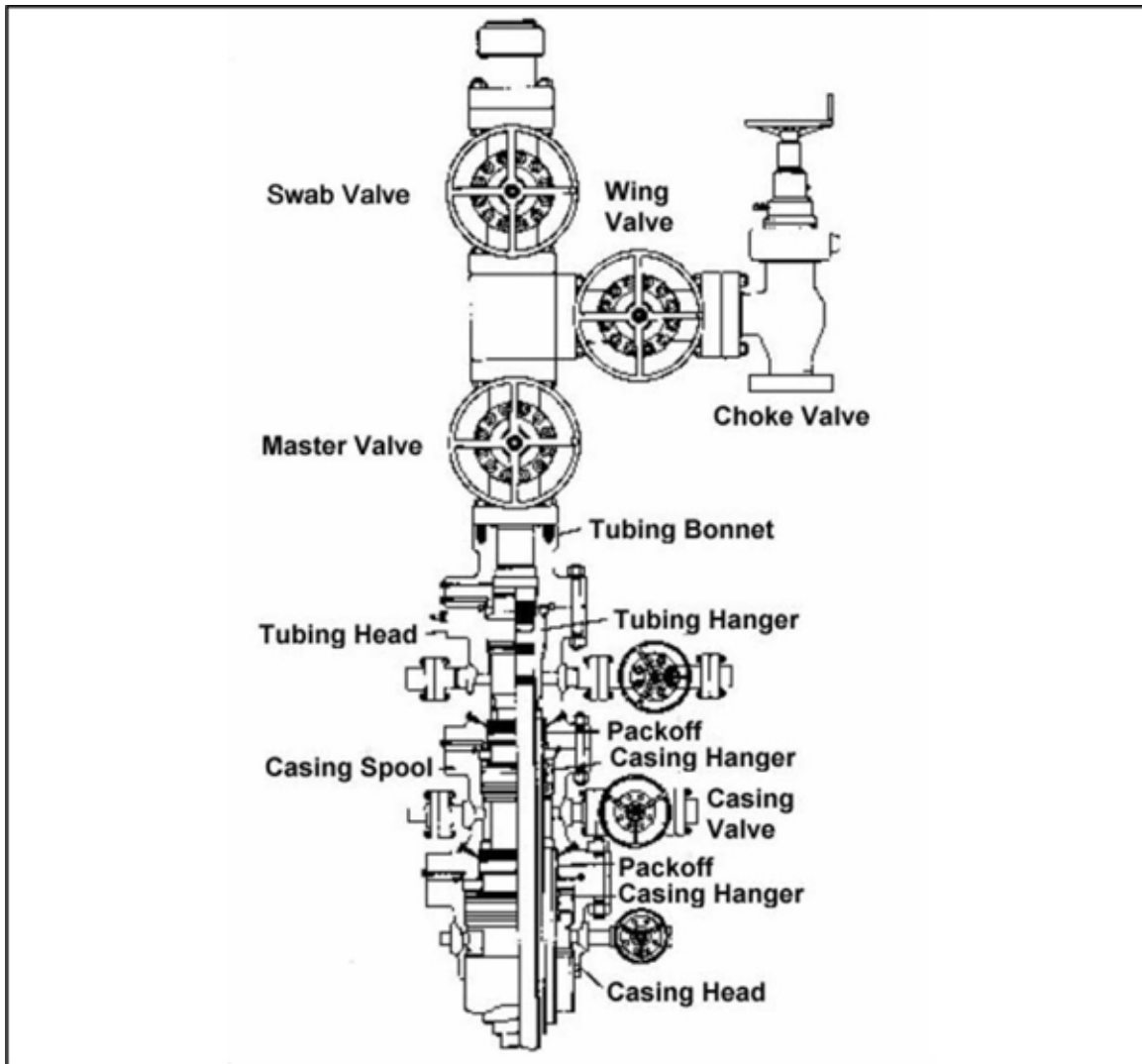


Figure 123 Arbre de Noël installé à la tête du puits pour la production d'hydrocarbures (Devold, 2010)

Certaines mesures préventives visant à réduire les risques d'explosion portent sur la conception de l'installation de production et sur la formation des employés qui y travaillent (**Banque mondiale, 2007**). La Banque mondiale préconise de localiser les systèmes de contrôle incendie dans une zone protégée du feu, d'éviter les espaces confinés favorisant les explosions, d'installer des systèmes d'alarme manuel et automatique, de former le personnel afin de réagir en cas d'incendie ou d'explosion, d'optimiser le système de ventilation afin d'éviter l'entrée de fumée

dans les quartiers de vie, de détecter rapidement les éventuels explosions ou feux dans les quartiers non habités et, enfin, d'installer des mécanismes de réduction de la propagation de l'incendie (systèmes d'extinction fixes ou portatifs, pompes d'adduction d'eau).

5.8.1.2 Tempêtes et raz de marée

Une installation de forage exploratoire ou de production en milieu extracôtier devrait être conçue dans le but de minimiser les risques d'endommagement par l'action de la mer et des vents. Les **sections 3.3** et **3.4** traitent de certaines mesures de maintien en position et du design des installations afin de prendre en compte l'impact potentiel de tempêtes et raz de marée. Une installation est en général capable de résister à des tempêtes sur une période de retour égale à cinq fois la durée de vie de l'activité (**Gerwick, 2007**).

5.8.1.3 Couvert de glace

Le design des installations d'exploration ou de production extracôtières peut être réalisé de manière à réduire l'impact du couvert de glace sur une installation. Les **sections 3.3** et **3.4** présentent certaines installations conçues pour résister à la présence d'un couvert de glace. Outre le design d'une installation, d'autres mesures de gestion des glaces peuvent être appliquées (**Gerwick, 2007, chapitre 23**) : mise en place d'une douve autour d'une installation, enlèvement mécanique des glaces accumulées, chauffage de la surface de l'installation, production de bulles d'air afin de favoriser la circulation de l'eau de mer autour de l'installation, découpage de la glace (p. ex., utilisation de brise-glace; **section 3.3**) et application de méthanol sur le couvert de glace.

5.8.1.4 Collisions avec des navires

Afin de réduire les risques de collision de navires avec une installation extracôtier, de nombreuses mesures préventives peuvent être appliquées (**Banque mondiale, 2007**) : équiper les installations et navires de soutien de radars pour le repérage de navires de transit; équiper les installations de dispositifs lumineux afin de faciliter le repérage de la structure par les navires; mettre en place une zone de sécurité d'un rayon de 500 m autour de la structure et de 1 000 m autour de pipelines (voir la **section 5.5**); suivre et communiquer avec les navires passant proche de l'installation; informer les autorités maritimes de la localisation des installations, des zones de sécurité et des routes maritimes empruntées par les navires; localiser les installations sur les cartes maritimes; informer les autorités maritimes et les groupes de pêcheurs de mouvements particuliers des installations et des navires, notamment lors des levés sismiques, des forages, de la construction et du démantèlement; affecter un navire de soutien additionnel spécifiquement pour la surveillance en cas d'intrusion de navires dans la zone de sécurité.

5.8.1.5 Risques pour les infrastructures sur le fond marin

L'ancrage et la fixation des installations sur le fond marin doivent être réalisés adéquatement afin de résister à d'éventuels mouvements du fond marin (séismes, glissements de terrain, courants, draguage, ancrs, affouillement, etc.). La **section 3.3** décrit l'ancrage et le maintien en position des installations sur le fond marin. Des normes API, ISO, Norsok et CSA décrivent les règles de l'art en matière d'installation d'infrastructures en milieu extracôtier (voir la **section 5.8.2**).

5.8.1.6 Protection des travailleurs

Afin de protéger la santé des travailleurs, des limites d'exposition à des composés chimiques présents dans l'air devraient être mis en place, comme pour le H₂S, particulièrement pour un milieu restreint telle une installation extracôtière (**Banque mondiale, 2007; MMS, 2010**). Des guides d'information sur les composés chimiques en milieu industriel et les limites d'exposition permises sont disponibles (**CDC, 2014; OSHA, 2014**, tableau des limites d'exposition permises aux États-Unis; **Santé Canada, 2000** pour les NORM).

5.8.2 Outil de gestion des risques

Certains outils peuvent être utilisés et appliqués à une installation extracôtière afin de contrôler, prévoir, et gérer les risques de défaillance d'une installation (**Bai et Bai, 2012, chapitre 10**), comme, entre autres, les analyses de risques (p. ex., HAZID, « Hazard identification »), la détermination des défauts de fonctionnement possibles (p. ex., « failure mode, effects, and criticality analysis », FMECA), l'analyse de l'intégrité du design des installations et l'analyse de la fiabilité de l'équipement.

L'utilisation de modèles numériques afin de simuler le comportement d'un déversement majeur d'hydrocarbures dans le milieu marin est un outil primordial à la prise de décision et à l'évaluation des impacts potentiels de l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Plusieurs modèles ont été utilisés pour simuler un déversement d'hydrocarbures qui pourrait survenir suite à l'éruption d'un puits exploratoire dans la cible exploratoire Old Harry (**tableau 54**). Les résultats de modélisation d'Environnement Canada et de la compagnie Corridor Resources, qui détient le permis de recherche dans cette zone, présentent des constats très divergents (**EC, 2012**). Ils soulèvent l'importance de définir les scénarios considérés ainsi que les paramètres et variables du modèle, tels que le type d'hydrocarbure, les vitesses et directions des courants marins et le paramètre de dispersion des hydrocarbures dans le milieu. Des simulations du comportement d'un traceur passif déversé à Old Harry ont été réalisées par **Bourgault et al. (2014)**. Les résultats de simulations réalisées en 2012 au niveau des courants de surface montrent que le traceur serait préférentiellement entraîné vers la côte ouest de Terre-Neuve, vers le Cap-Breton et, en moindre mesure, vers les îles de la Madeleine (**figure 124**). Le traceur pourrait mettre entre 10 et 20 jours avant d'atteindre les zones sensibles du Cap-Breton et du Cap-Anguille (pointe ouest de Terre-Neuve).

Tableau 54 Comparaison des résultats de modélisation d'un déversement majeur d'hydrocarbures à proximité de la cible exploratoire Old Harry (EC, 2012); le modèle SLR est le modèle utilisé par la compagnie Corridor Resources; les trois autres modèles sont ceux utilisés par Environnement Canada

Diesel Discharge	SLR	OilMap 4.3	OilMap 6.7.1	Empirical Data
Large 10-day blowout - 8176 m³				
amount left after one day* %	0	99	99	95*
amount left after two days	0	97	97	92.5
amount left after three days	0	95	95	90
amount left after five days	0	94	94	86.3
amount left after ten days	0	92	92	83
Primary direction(s) 10 days	NR	See seasonal at right		Spring E, SE
Primary direction(s) 20 days	NR	See seasonal at right		Summer N, W
Shoreline oiled - 10 days	NR	Cape Breton , NFLD		Fall NW
Shoreline oiled - 20 days	NR	Newfoundland		Winter E, SE

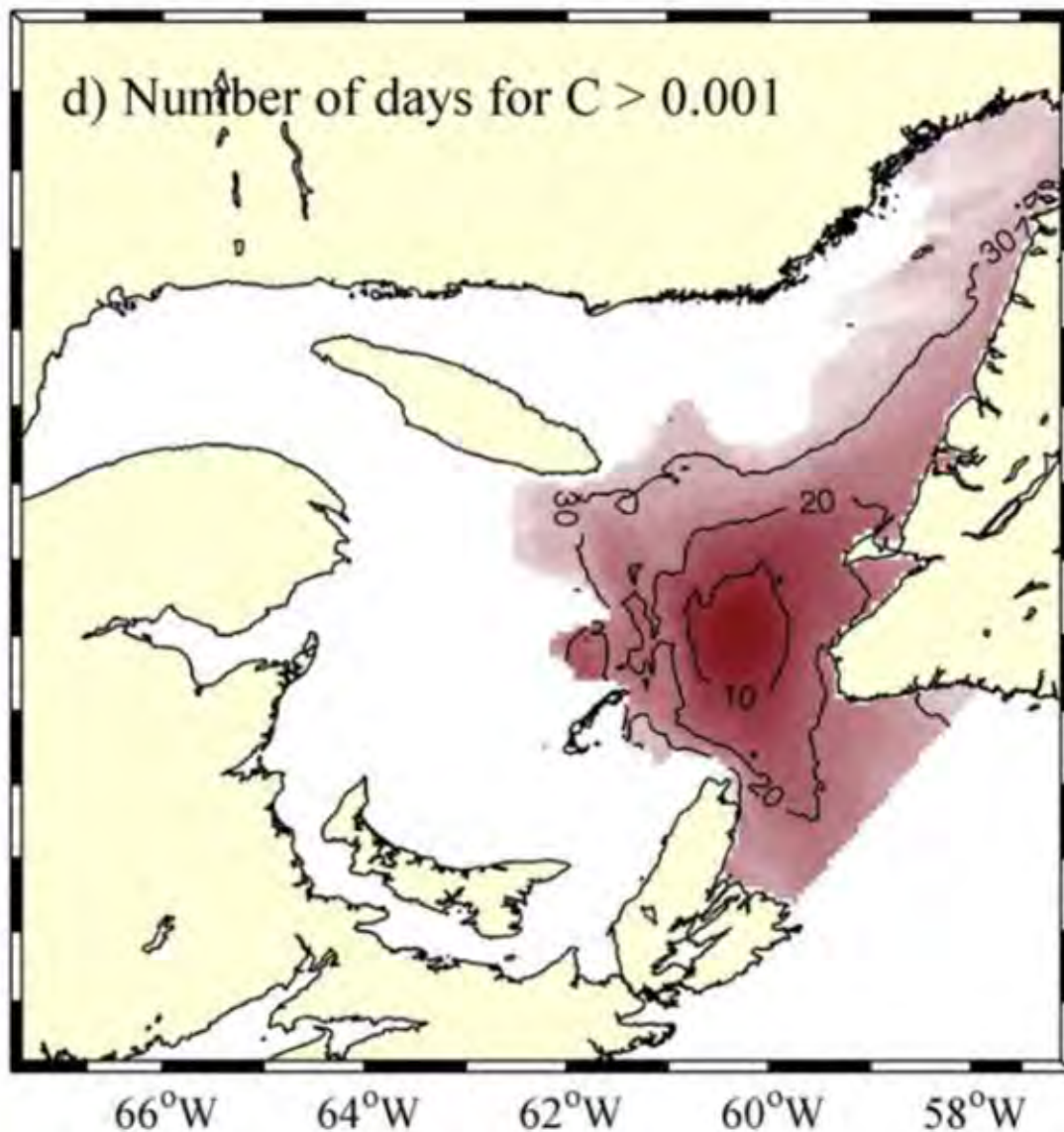


Figure 124 Simulation du délai pris par le traceur émis pendant 10 jours en continu à Old Harry afin d'atteindre la région ciblée à une concentration en traceur $C > 0,001$ de la concentration initiale (Bourgault *et al.*, 2014)

5.8.3 Exigences pour la gestion du risque

5.8.3.1 Norvège

Des règles d'intégrité d'une installation extracôtière doivent être appliquées en accord avec la réglementation norvégienne (PTIL, 2014b), notamment en lien avec la ventilation des fumées lors d'un incendie et le design des installations afin d'éviter la propagation du feu (Norsok, 2008). Il existe plusieurs normes de construction à suivre pour la structure porteuse d'installations extracôtières (Norsok, 2012) ou pour les installations de forage (Norsok, 1998), notamment le respect de la norme ISO 19901-7 encadrant les équipements de maintien en position de la structure. Une règle de l'art à suivre en matière de conception est que les installations, systèmes et équipements répondant à des fonctions principales de sécurité soient en mesure de résister

efficacement à des évènements ou pressions naturelles, environnementales ou accidentelles dont la récurrence est égale ou supérieure à une fois dans 10 000 ans (**PTIL, 2014b**). La réglementation exige d'utiliser la norme ISO 17776 pour l'évaluation du risque d'une installation de production en milieu extracôtier (**NOGA, 2004; Norsok, 2001**). Elle indique également que les *fluides de forage* doivent assurer une pression suffisante dans le puits et que l'intégrité du ciment de complétion doit être vérifiée (**PTIL, 2014b**).

Des lignes directrices (**NOGA, 2011; Norsok, 2004**) visent à exiger des exploitants qu'ils s'assurent de l'intégrité d'un puits de production en vérifiant les différents éléments constituant les barrières de protection (**figure 125**). Les lignes directrices classifient l'intégrité d'un puits selon ses caractéristiques en quatre classes : verte, jaune, orange et rouge (**tableau 55**). Un puits de classe verte et jaune ne requerra pas, en général, de mesures de réduction du risque, à la différence des puits de classe orange et rouge. Des mesures de gestion de l'intégrité du puits sont présentées dans les lignes directrices, notamment afin d'assurer le maintien de la pression dans le puits.

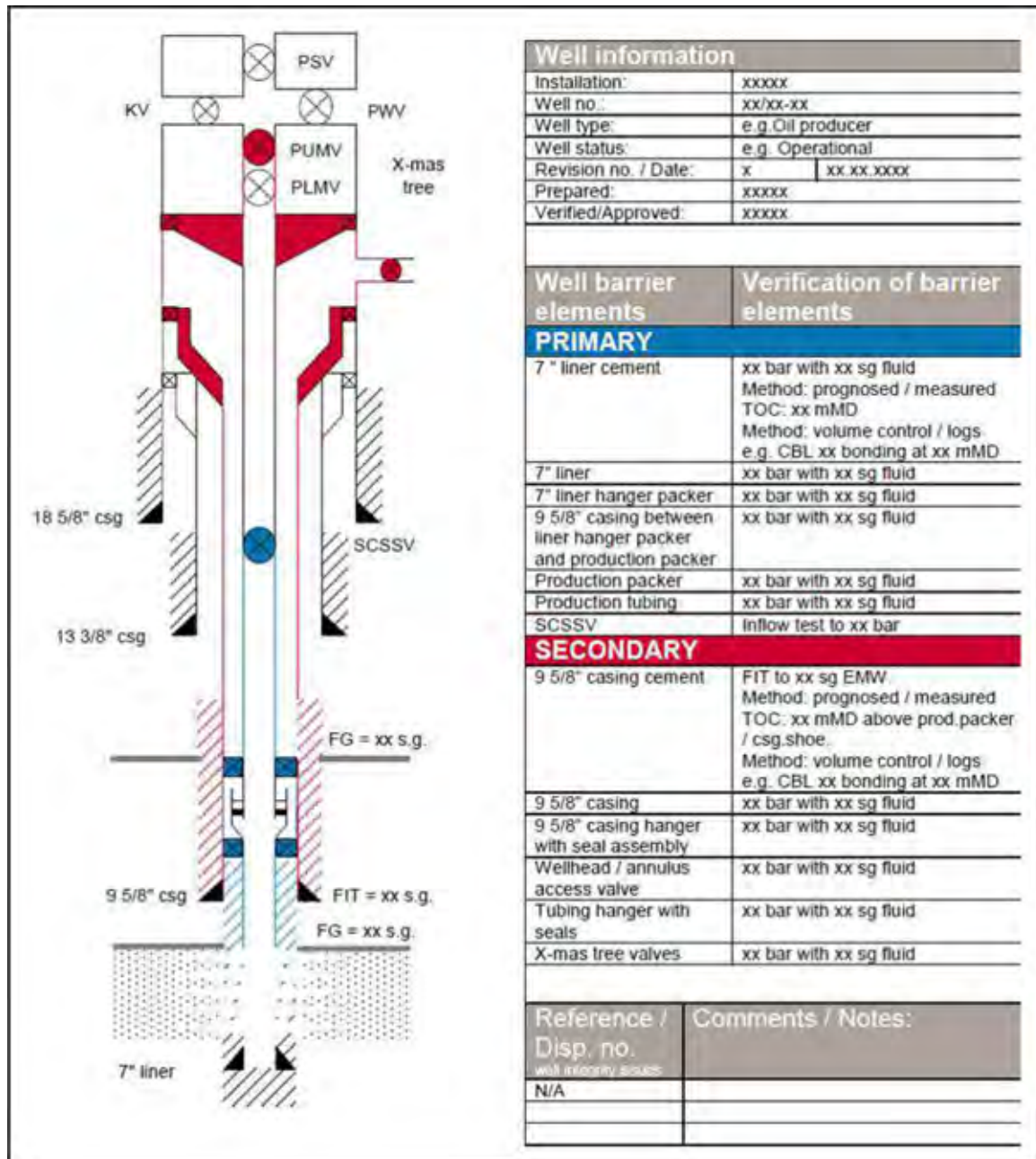


Figure 125 Intégrité des différents éléments d'un *puits exploratoire ou de production* des hydrocarbures constituant les barrières de protection selon les lignes directrices de Norvège (NOGA, 2011)

Tableau 55 Classification de l'intégrité d'un puits de production d'hydrocarbures selon les lignes directrices de Norvège (NOGA, 2011)

Category	Principe
Red	One barrier failure and the other is degraded/not verified, or leak to surface
Orange	One barrier failure and the other is intact, or a single failure may lead to leak to surface
Yellow	One barrier degraded, the other is intact
Green	Healthy well - no or minor issue

5.8.3.2 États-Unis

Le Code of Federal Regulations encadre les étapes de forage, la complétion des puits, les conditions d'intégrité d'une installation et des pipelines ainsi que les étapes de production et de démantèlement en milieu extracôtier (DOI, 2010a). Les **tableaux 56 à 59** présentent les conditions à respecter pour s'assurer de l'intégrité d'un puits en milieu extracôtier, notamment la vérification de la pression dans un puits exploratoire et un puits de production (MMS, 2009; DOI, 2010a).

Des normes de design d'une installation doivent être suivies, principalement les normes de l'API (DOI, 2010a). De plus, le Bureau of Safety and Environmental Enforcement a pour objectif de promouvoir la sécurité en milieu extracôtier, notamment par l'installation de systèmes de prévention des incendies (MMS, 2006).

Tableau 56 Conditions nécessaires pour assurer l'intégrité d'un puits exploratoire (DOI, 2010a)

Casing type	Casing requirements	Cementing requirements
(a) Drive or Structural	Set by driving, jetting, or drilling to the minimum depth as approved or prescribed by the District Manager	If you drilled a portion of this hole, you must use enough cement to fill the annular space back to the mudline.
(b) Conductor	Design casing and select setting depths based on relevant engineering and geologic factors. These factors include the presence or absence of hydrocarbons, potential hazards, and water depths; Set casing immediately before drilling into formations known to contain oil or gas. If you encounter oil or gas or unexpected formation pressure before the planned casing point, you must set casing immediately	Use enough cement to fill the calculated annular space back to the mudline. Verify annular fill by observing cement returns. If you cannot observe cement returns, use additional cement to ensure fill-back to the mudline. For drilling on an artificial island or when using a well cellar, you must discuss the cement fill level with the District Manager.
(c) Surface	Design casing and select setting depths based on relevant engineering and geologic factors. These factors include the presence or absence of hydrocarbons, potential hazards, and water depths	Use enough cement to fill the calculated annular space to at least 200 feet inside the conductor casing. When geologic conditions such as near-surface fractures and faulting exist, you must use enough cement to fill the calculated annular space to the mudline.
(d) Intermediate	Design casing and select setting depth based on anticipated or encountered geologic characteristics or wellbore conditions	Use enough cement to cover and isolate all hydrocarbon-bearing zones and isolate abnormal pressure intervals from normal pressure intervals in the well. As a minimum, you must cement the annular space 500 feet above the casing shoe and 500 feet above each zone to be isolated.
(e) Production	Design casing and select setting depth based on anticipated or encountered geologic characteristics or wellbore conditions	Use enough cement to cover or isolate all hydrocarbon-bearing zones above the shoe. As a minimum, you must cement the annular space at least 500 feet above the casing shoe and 500 feet above the uppermost hydrocarbon-bearing zone.
(f) Liners	If you use a liner as conductor or surface casing, you must set the top of the liner at least 200 feet above the previous casing/liner shoe. If you use a liner as an intermediate string below a surface string or production casing below an intermediate string, you must set the top of the liner at least 100 feet above the previous casing shoe	Same as cementing requirements for specific casing types. For example, a liner used as intermediate casing must be cemented according to the cementing requirements for intermediate casing.

Tableau 57 Conditions nécessaires pour assurer l'intégrité du *bloc obturateur de puits* en milieu extracôtier (DOI, 2010a)

When drilling with a subsea BOP system, you must:	Additional requirements
(a) Have at least four remote-controlled, hydraulically operated BOPs	You must have at least one annular BOP, two BOPs equipped with pipe rams, and one BOP equipped with blind-shear rams. The blind-shear rams must be capable of shearing any drill pipe (including workstring and tubing) in the hole under maximum anticipated surface pressures.
(b) Have an operable dual-pod control system to ensure proper and independent operation of the BOP system	
(c) Have an accumulator system to provide fast closure of the BOP components and to operate all critical functions in case of a loss of the power fluid connection to the surface	The accumulator system must meet or exceed the provisions of Section 13.3, Accumulator Volumetric Capacity, in API RP 53, Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells (as incorporated by reference in §250.198). The District Manager may approve a suitable alternate method.
(d) Have a subsea BOP stack equipped with remotely operated vehicle (ROV) intervention capability	At a minimum, the ROV must be capable of closing one set of pipe rams, closing one set of blind-shear rams and unlatching the LMRP.
(e) Maintain an ROV and have a trained ROV crew on each drilling rig on a continuous basis once BOP deployment has been initiated from the rig until recovered to the surface. The crew must examine all ROV related well-control equipment (both surface and subsea) to ensure that it is properly maintained and capable of shutting in the well during emergency operations	The crew must be trained in the operation of the ROV. The training must include simulator training on stabbing into an ROV intervention panel on a subsea BOP stack.
(f) Provide autoshear and deadman systems for dynamically positioned rigs	(1) <i>Autoshear system</i> means a safety system that is designed to automatically shut in the wellbore in the event of a disconnect of the LMRP. When the autoshear is armed, a disconnect of the LMRP closes, at a minimum, one set of blind-shear rams. This is considered a "rapid discharge" system. (2) <i>Deadman System</i> means a safety system that is designed to automatically close, at a minimum, one set of blind-shear rams in the event of a simultaneous absence of hydraulic supply and signal transmission capacity in both subsea control pods. This is considered a "rapid discharge" system. (3) You may also have an acoustic system as a secondary control system. If you intend to install an acoustic control system, you must demonstrate to BSEE as part of the information submitted under §250.416 that the acoustic system will function in the proposed environment and conditions.
(g) Have operational or physical barrier(s) on BOP control panels to prevent accidental disconnect functions	Incorporate enable buttons on control panels to ensure two-handed operation for all critical functions.
(h) Clearly label all control panels for the subsea BOP system	Label other BOP control panels such as hydraulic control panel.
(i) Develop and use a management system for operating the BOP system, including the prevention of accidental or unplanned disconnects of the system	The management system must include written procedures for operating the BOP stack and LMRP (including proper techniques to prevent accidental disconnection of these components) and minimum knowledge requirements for personnel authorized to operate and maintain BOP components.
(j) Establish minimum requirements for personnel authorized to operate critical BOP equipment	Personnel must have: (1) Training in deepwater well control theory and practice according to the requirements of 30 CFR 250, subpart O; and (2) A comprehensive knowledge of BOP hardware and control systems.
(k) Before removing the marine riser, displace the fluid in the riser with seawater	You must maintain sufficient hydrostatic pressure or take other suitable precautions to compensate for the reduction in pressure and to maintain a safe and controlled well condition.

Tableau 58 Tests de pression à effectuer pour un *puits exploratoire extracôtier* (DOI, 2010a)

Casing type	Minimum test pressure
(1) Drive or Structural	Not required.
(2) Conductor	200 psi.
(3) Surface, Intermediate, and Production	70 percent of its minimum internal yield.

Tableau 59 Tests de pression à effectuer pour un *puits de production extracôtier* (DOI, 2010a)

If you have a . . .	you must perform a casing diagnostic test if . . .
(1) fixed platform well,	the casing pressure is greater than 100 psig.
(2) subsea well,	the measurable casing pressure is greater than the external hydrostatic pressure plus 100 psig measured at the subsea wellhead.
(3) hybrid well,	a riser or the production casing pressure is greater than 100 psig measured at the surface.

5.8.3.3 Royaume-Uni

Des lignes directrices encadrent les mesures de prévention des explosions et des incendies (HSE, 1995), les analyses de risque (HSE, 2006) et les mesures de détection du H₂S pour les installations extracôtières (HSE, 2014). Le **tableau 60** présente des exemples de mesures de réduction du risque d'explosion et d'incendie. Le **HSE (2003)** compile des références pertinentes pour l'analyse du risque en milieu extracôtier. Le design et la conception d'installations extracôtières doivent permettre d'assurer la santé et la sécurité des travailleurs (UK, 1996).

Tableau 60 Mesures de réduction du risque d'explosion et d'incendie sur une installation extracôtière (HSE, 2003)

Type of measure	Description
Prevention (ie reduction of likelihood)	<i>Leak prevention</i> • Removal or strengthening of small bore pipework connections • Isolation of disused wells at production header as well as Xmas tree and venting of flowlines back to tree • Decommissioning of redundant equipment • Improvements to systems of work • Implementation of competence management and assurance system • Improvements to PTW system • Improvements in integrity assurance <i>Ventilation</i> • Removal of wind walls • Enhancement of HVAC in process modules <i>Ignition control</i> • Monitoring of gas turbine exhaust system temperature
Detection (ie transmission of information to control point)	<i>Gas detection</i> • Installation of ultrasonic leak detectors • Installation of additional IR beam detectors <i>Fire detection</i> • Installation of additional fire detectors
Control (ie limitation of scale, intensity and duration)	<i>Emergency shutdown (ESD) systems</i> • Installation of high integrity check valve on gas re-injection header <i>Blowdown and flare systems</i> • Installation of additional blowdown valves <i>Explosion control</i> • Initiation of water deluge on detection of gas • Removal of redundant equipment
Mitigation (ie protection from effects)	<i>Active fire protection</i> • Replacement of deluge system piping <i>Passive fire protection</i> • Uprating of fire walls <i>Blast protection</i> • Uprating of blast walls <i>Temporary Refuge</i> • Re-location of Main Control Room to TR • Re-definition of TR • Enhancement of mustering facilities • Protection of external staircase • Provision of airlock doors • Provision of dedicated HVAC system for TR

5.8.3.4 International Maritime Organization

L'IMO a développé un code pour la construction d'installations de forage mobiles en milieu extracôtier (IMO, 2001), notamment concernant les matériaux de structure, le maintien en position, les équipements, la sécurité incendie et la communication radio.

5.8.3.5 OSPAR

La réglementation de l'OSPAR (**OSPAR, 2010b**) exige des parties prenantes de réaliser une revue des cadres réglementaires existants (notamment dans des conditions extrêmes) et de prendre en compte les leçons tirées de l'explosion de la plateforme Deepwater Horizon pour la prévention de déversements d'hydrocarbures lors des activités de forage.

5.8.3.6 Canada

Le Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada (**GC, 2009b**) exige la mise en place d'un plan de sécurité et d'un plan d'urgence. Le plan d'urgence en zone arctique devrait notamment démontrer la capacité à forer un puits de secours durant la même saison qu'un forage principal (**ONE, 2011b; figure 126**).

La construction des installations et des puits doit se faire selon les règles de l'art, notamment en respectant les normes API, ISO et CSA pour les installations extracôtières (**GC, 2009a; GC, 2009c; GC, 2009d; CNLOPB, 2011**). L'intégrité du puits doit être vérifiée en suivant la norme norvégienne Norsok D-010 (**NORSOK, 2004; CNLOPB, 2011**).

La construction d'une installation doit considérer différents matériaux de construction et la stabilité de l'installation en fonction des risques d'érosion et des pressions environnementales dues aux courants, aux marées, aux vents, aux glaces, à la neige et aux tremblements de terre (**GC, 2009a**). Le design d'une installation doit empêcher l'accumulation de glace sur le franc-bord (**GC, 2009a**). Dans le cas d'une probabilité annuelle de 10^{-2} de présence de glace, un système de libération rapide des amarres et du *tube prolongateur* doit être mis en place (**GC, 2009a**). L'amarrage et le *tube prolongateur* doivent résister aux pressions dues à la glace (**GC, 2009a**). L'installation doit être conçue de manière à être protégée contre des températures minimales en fonction d'une probabilité annuelle de dépassement de 10^{-2} et à éviter notamment le gel des fluides utilisés (**GC, 2009a**). Les fluides de forage doivent maintenir une pression suffisante dans le puits (**GC, 2009c; GC, 2009d**). L'intégrité du puits doit être assurée par, entre autres, la mise en place d'au moins deux barrières de protection (**GC, 2009c; GC, 2009d**). La prise du ciment de complétion doit être évaluée et des essais de pression du puits de production doivent être réalisés (**GC, 2009c; GC, 2009d**). L'exploitant doit obtenir une approbation pour l'installation d'un pipeline qui traverse des eaux navigables (**GC, 2013b**). Il doit également respecter la réglementation concernant l'émission de lumière et les systèmes sonores (**GC, 2009a**) pour une installation fixe (Règlement sur les ouvrages construits dans les eaux navigables, **GC, 2014a**) ou une installation mobile (Règlement sur les collisions, **GC, 2014b**). Finalement, des exigences de protection contre les incendies en milieu extracôtier doivent être respectées (**GC, 2009a**).

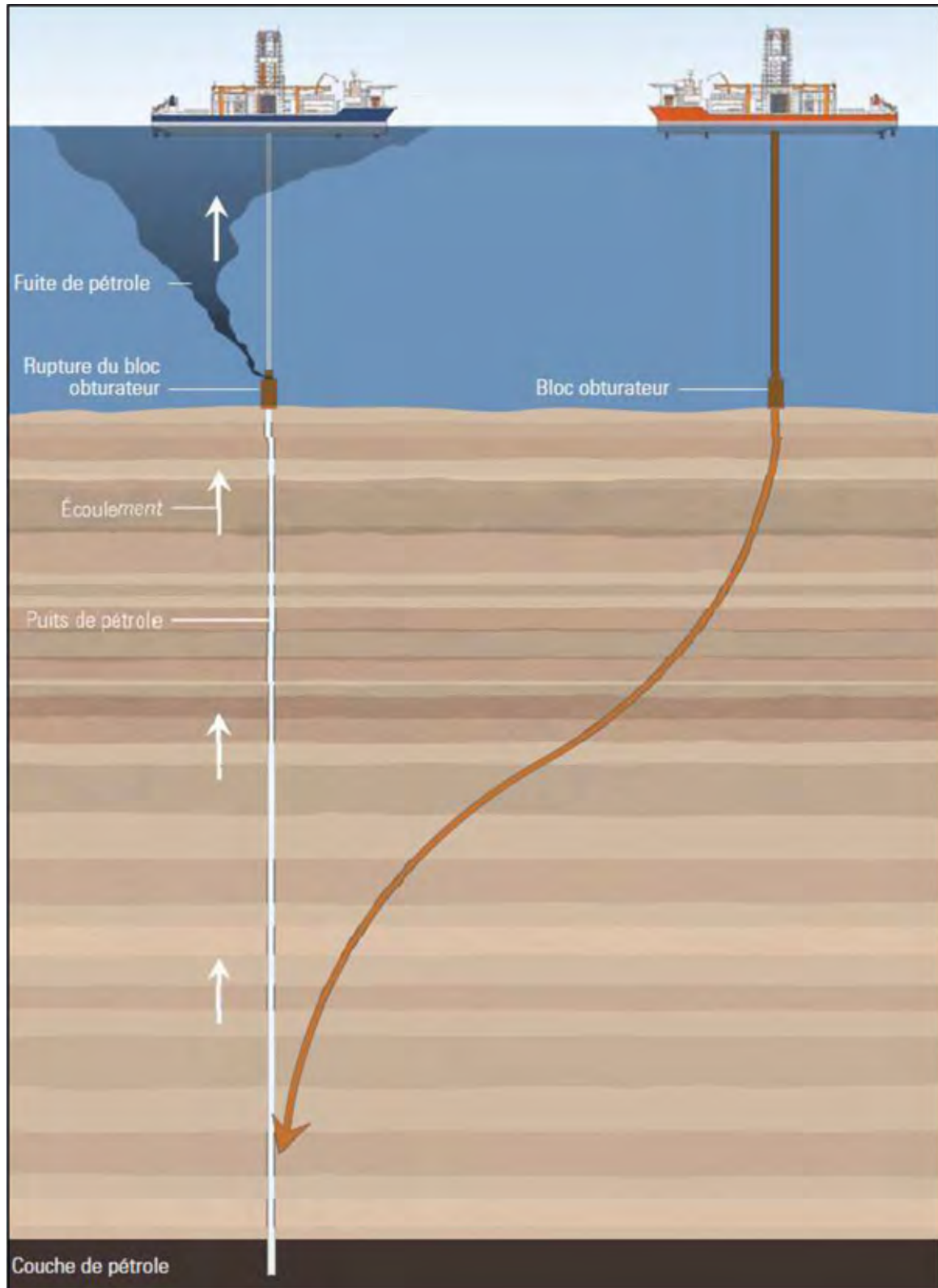


Figure 126 Puits de secours en cas de perte de contrôle d'un *puits exploratoire* (ONE, 2011c)

5.9 Approche globale : l'analyse de cycle de vie

L'analyse de cycle de vie (ACV) vise l'évaluation de l'ensemble des intrants et incidences environnementales (ou sociales et économiques) d'un procédé, produit ou service au cours des différentes étapes du cycle de vie du système considéré. L'outil d'analyse de cycle de vie vise à quantifier les impacts globaux d'une activité du « berceau à la tombe » (« from cradle to grave »; **Jolliet et al., 2005**). L'analyse de cycle de vie permet de regrouper les impacts selon différentes catégories, en évaluant les intrants et les émissions des nombreux processus inclus dans l'activité considérée. La **figure 127** présente un exemple de classification des impacts selon trois catégories de dommage, soit la santé humaine, la qualité des écosystèmes et l'utilisation des ressources.

L'approche de cycle de vie est reconnue mondialement depuis plusieurs années, notamment par l'OCDE (Organisation de coopération et de développement économiques), l'ONU, l'Organisation internationale de normalisation ISO, la Commission européenne et l'USEPA. Elle est préconisée par la Commission européenne pour les activités pétrolières et gazières en milieu extracôtier (**Rochette et al., 2014**). De nombreuses initiatives canadiennes fédérales et provinciales ont d'ailleurs démontré l'attrait et le potentiel de cette démarche, tant pour le secteur public que pour le secteur privé. Au Québec, la volonté d'adopter des approches axées sur le cycle de vie est soulignée par la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, mais aussi dans le projet *Empreinte Carbone Québec*, dans la Loi sur le développement durable et par la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec (**TRN, 2012; MRN, 2013**). Une analyse de cycle de vie a été réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste en vue, notamment, de dresser un bilan prospectif de gaz à effet de serre produits selon différentes options de production dans la province de Québec (**CIRAIG, 2013**).

L'approche axée sur le cycle de vie peut se révéler très pertinente dans le cas d'une filière énergétique, car elle permet, entre autres, de considérer les différents impacts environnementaux d'une activité dans une perspective de développement durable et de comparer diverses stratégies énergétiques sur une base commune et à l'échelle du Québec. De plus, elle peut permettre de discerner les étapes les plus problématiques pour l'environnement au sein même d'une filière et de comparer l'impact environnemental de diverses mesures de gestion. Dans le cadre de la consultation sur les enjeux énergétiques du Québec, le Centre interdisciplinaire de recherche en opérationnalisation du développement durable (**CIRODD, 2013**) a proposé « d'intégrer le concept d'analyse du cycle de vie afin de considérer les impacts économiques, sociaux et environnementaux engendrés par un produit, un procédé ou un service utilisé dans le domaine énergétique ».

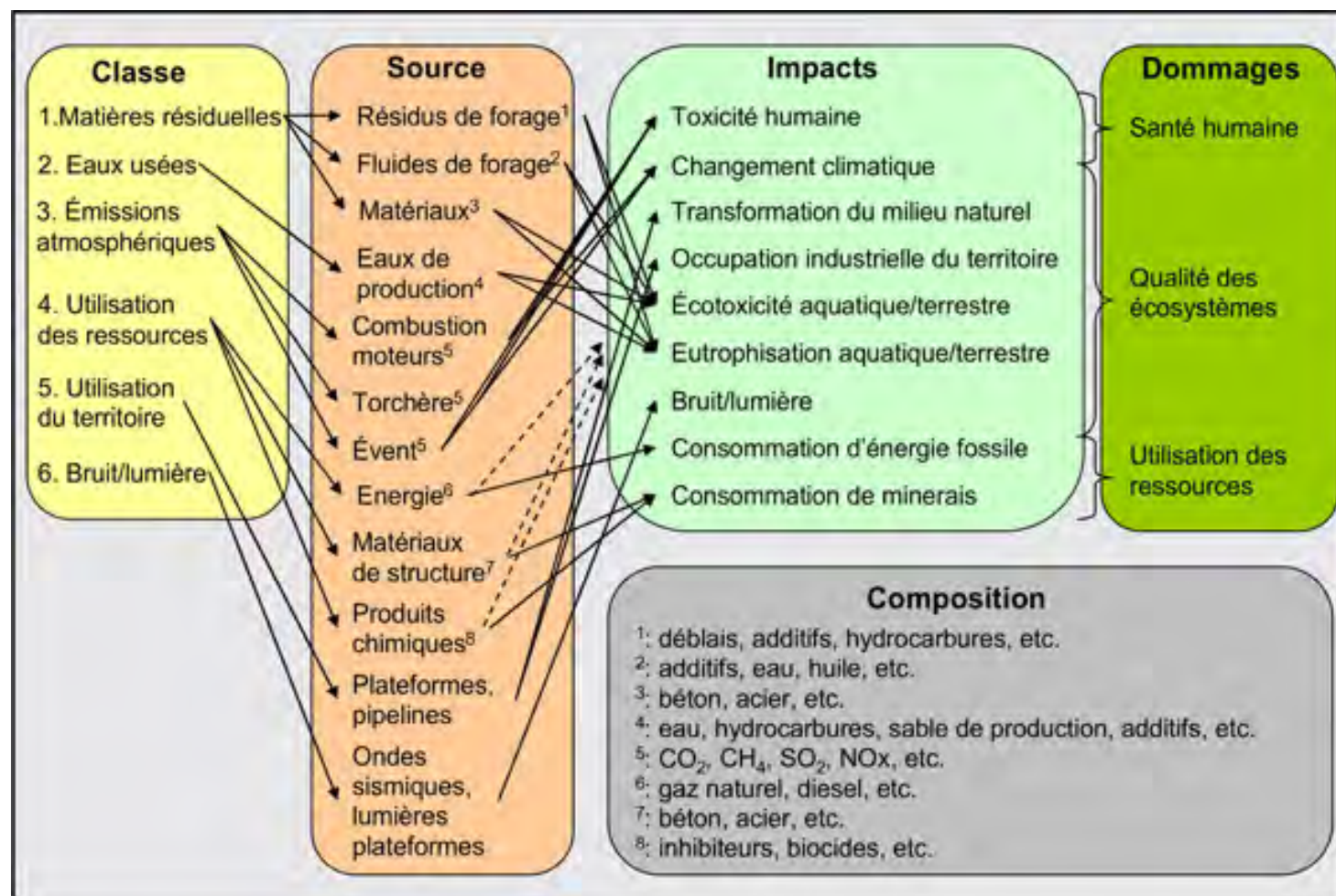


Figure 127 Exemple de classification des impacts pour l'analyse de cycle de vie d'une installation d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu extracôtier (d'après Goedkoop *et al.*, 2012); les flèches en pointillé indiquent que les intrants matériaux de structure, produits chimiques et énergie sont reliés à l'ensemble des catégories d'impact lors de leurs étapes de fabrication et de transport

5.10 Bibliographie de la section 5

API, 1998. *Mixing zone modeling and dilution analysis for water-quality-based NPDES permit limits*, American Petroleum Institute, publication numéro 4664, 165 p.

ASTM, 1999. *Conducting 10-days static sediment toxicity tests with marine and estuarine amphipods*, ASTM E 1367-99, 27 p.

BAI, Y., et Q. BAI, 2012. *Subsea engineering handbook*, Elsevier, ISBN 978-0-12-397804-2, 935 p.

BANQUE MONDIALE, 2004. *Global Gas Flaring Reduction A Public-Private Partnership, A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction*, Banque mondiale, rapport n° 4, 44 p.

BANQUE MONDIALE, 2005. *Global Gas Flaring Reduction A Public-Private Partnership, Regulation of Associated Gas Flaring and Venting A Global Overview and Lessons from International Experience*, Banque mondiale, rapport n° 3, 100 p.

BANQUE MONDIALE, 2007. *Environmental, Health, and Safety Guidelines for Offshore Oil and Gas Development*, Banque mondiale, 25 p.

BANQUE MONDIALE, 2014. « Global gas flaring reduction – A public-private partnership », dans le site *The World Bank*, [En ligne]. <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTOGMC/EXTGGFR/0,,contentMDK:21022944~menuPK:828161~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:578069,00.html> (page consultée en février 2014).

BOURGAULT, D., F. CYR, D. DUMONT et A. CARTER, 2014. « Numerical simulations of the spread of floating passive tracer released at the Old Harry prospect », *Environmental Research Letters*, n° 9, 14 p.

BP, 2010. *Deepwater Horizon accident investigation report*, BP, 192 p.

BVG, 2012. *Rapport du commissaire à l'environnement et au développement durable. Chapitre 1 : Les activités liées au pétrole et gaz extracôtiers dans l'Atlantique*, Bureau du vérificateur général du Canada, ISBN 978-1-100-99837-4, 56 p.

BYLIN, C., Z. SCHAFFER, V. GOEL, D. ROBINSON, A. CAMPOS et F. BORENSZTEIN, 2010. *Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy*, SPE International, Document 126964, 23 p.

CDC, 2014. « NIOSH pocket guide to chemical hazards », dans le site *Centers for disease control and prevention*, [En ligne]. <http://www.cdc.gov/niosh/npg/> (page consultée en mars 2014).

CEAEQ, 2013. *Détermination des hydrocarbures pétroliers (C10 à C50) : dosage par chromatographie en phase gazeuse couplée à un détecteur à ionisation de flamme, MA. 400 – HYD. 1.1, Rév. 1*, Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec, ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs du Québec, 16 p.

CEFAS, 2011. *Standard procedure (Issue seven) NL protocol Part 1: core elements*, Royaume-Uni, OCNS 011 NL Protocol part 1, 52 p.

CEFAS, 2014. « Chemical hazard and risk management (CHARM) », dans le site CEFAS, Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science, [En ligne]. <http://www.cefass.defra.gov.uk/industry-information/offshore-chemical-notification-scheme/hazard-assessment.aspx> (page consultée en janvier 2014).

CIRAIG, 2013. *Rapport technique. Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec*, Québec, CIRAIG, 223 p.

CIRODD, 2013. *Avenir énergétique : réflexion interdisciplinaire sur la mise en œuvre du développement durable au Québec – Mémoire du CIRODD pour les travaux de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec*, Centre interdisciplinaire de recherche en opérationnalisation du développement durable, 24 p.

CLEARSTONE, 2008. *Technical report - guidelines on flare and vent measurement*, Clearstone Engineering Ltd., 27 p.

CNLOPB, 2006. *Development plan guidelines*, Canada-Newfoundland and Labrador Office Petroleum Board, ISBN 1-897101-15-5, 60 p.

CNLOPB, 2010. *Offshore waste treatment guidelines*, Canada-Newfoundland and Labrador Office Petroleum Board, ISBN 978-1-100-17491-4, 28 p.

CNLOPB, 2011. *Drilling and production guidelines*, Canada, Canada-Newfoundland and Labrador Office Petroleum Board, ISBN 978-0-9868747-1-0, 124 p.

CNLOPB, 2014. *Environmental effect monitoring (EEM) – Background*, Canada, Canada-Newfoundland and Labrador Office Petroleum Board, 1 p.

CNSOPB, 1995. *Guidelines on plans and authorizations required for development projects*, Canada, Canada-Newfoundland and Labrador Office Petroleum Board, 24 p.

CNSOPB, 2005. *Environmental Effects Monitoring Coordination Framework*, Canada-Newfoundland and Labrador Office Petroleum Board, 10 p.

CNSOPB, 2014. « Environmental effects monitoring », dans le site CNSOPB, [En ligne]. <http://www.cnsopb.ns.ca/environment/environmental-effects-monitoring> (page consultée en février 2014).

CRIPPS, S.J., ET AL., 1998. *Disposal of oil-based cuttings*, Rogaland Research, rapport RF-98/097, 139 p.

DECC, 2005. *Guidance notes for the sampling and analysis of produced water and other hydrocarbon discharges*, Royaume-Uni, Department of Energy and Climate Change, 91 p.

DECC, 2011a. *Guidance notes – Decommissioning of offshore oil and gas installations and pipelines under the Petroleum Act 1998*, Royaume-Uni, Department of Energy and Climate Change, 133 p.

DECC, 2011b. *Clarification of DECC guidance relating to environmental aspects of drilling, well intervention and well abandonment operations*, Royaume-Uni, Department of Energy and Climate Change, 27 p.

DECC, 2012. *EU Emissions trading scheme guidance to operators on the requirements for installations to achieve the highest applicable monitoring tiers (as defined within Commission Regulation of 21 June 2012) on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions*

pursuant to Directive 2003/87/EC ("known as "MRR"), *Guidance to Operators of Offshore Installations (Incorporating Frequently Asked Questions) – Issue 1*, Royaume-Uni, Department of Energy and Climate Change, 15 p.

DECC, 2013. *Guidances notes on the Offshore Petroleum Activities (oil pollution prevention and control) Regulations 2005*, Royaume-Uni, Department of Energy and Climate Change, 40 p.

DECC, 2014. « Oil and gas: fields and field development », dans le site *Department of Energy and Climate Change*, Royaume-Uni, [En ligne]. <https://www.gov.uk/oil-and-gas-fields-and-field-development#flare-and-vent-source-categories> (page consultée en janvier 2014).

DEQ, 2010. *Water discharge permit – Oil and gas exploration, development, and production facilities located within territorial seas of Louisiana*, General permit number LAG26000, Department of Environmental Quality of Louisiana, Office of Environmental Services, 78 p.

DEVOLD, H., 2010. *Oil and gas production handbook – An introduction to oil and gas production*, ABB Oil and Gas, ISBN 978-82-997886-2-5, 116 p.

DKM, 2003. *Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand*, Norway, St.meld. nr. 25, 162 p.

DOE, 2014. « Drilling waste management technology identification module », dans le site *Drilling Waste Management Information System*, États-Unis, Department of Energy, [En ligne]. <http://web.ead.anl.gov/dwm/index.cfm> (page consultée en février 2014).

DOI, 1998. *Minimum interim requirements for site clearance (and verification) of abandoned oil and gas structures in the gulf of Mexico, notice to lessees and operators of federal oil and gas leases in the outer continental shelf, gulf of Mexico OCS region*, NTL No. 98-26, États-Unis, Department of the Interior, 3 p.

DOI, 2010a. *30 CFR part 250 oil and gas and sulphur operations in the outer continental shelf – Safety and environmental management systems; final rule*, États-Unis, Department of the Interior, p. 63610-63654. [En ligne]. <http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?c=ecfr&SID=ffb1d3c8fc981f542be5465f8bc5d8b8&rgn=div5&view=text&node=30:2.0.1.2.2&idno=30:2.0.1.2.2.1.51.16>

DOI, 2010b. *Decommissioning guidance for wells and platforms, notice to lessees and operators of federal oil and gas leases and pipeline right-of-way holders in the outer continental shelf, gulf of Mexico OCS region*, NTL No. 2010-G05, États-Unis, Department of the Interior, 11 p.

DURELL, G., S. JOHNSEN, T. RØE UTVIK, T. FROST et J. NEFF, 2006. « Oil well produced water discharges to the North Sea. Part I: Comparison of deployed mussels (*Mytilus edulis*), semi-permeable membrane devices, and the DREAM Model predictions to estimate the dispersion of polycyclic aromatic hydrocarbons », *Marine Environmental Research*, vol. 62, p. 194-223.

EC, 2004. *Guide explicatif de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, Environnement Canada, 45 p.

EC, 2012. *Environment Canada comments on oil spill trajectory modeling – Old Harry EA report*, Environnement Canada, 15 p.

EC, 2014. « Toxic substances list – schedule 1 », dans le site *Environnement Canada*, [En ligne]. <http://www.ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=Fr&n=0DA2924D-1&wsdoc=4ABEFFC8-5BEC-B57A-F4BF-11069545E434> (page consultée en février 2014).

EPA, 1991. *Technical support document for water quality - Based toxics control*, États-Unis, Environmental Protection Agency, rapport EPA/505/2-90-001, 335 p.

EPA, 1999. *40 CFR 63 national emission standards for hazardous air pollutants: oil and natural gas production and natural gas transmission and storage; final rule*, États-Unis, Code of Federal Regulations, p. 32610-32664.

EPA, 2000. *Development document for final effluent limitations guidelines and standards for synthetic-based drilling fluids and other non-aqueous drilling fluids in the oil and gas extraction point source category*, États-Unis, Environmental Protection Agency, rapport EPA-821-B-00-013, 518 p.

EPA, 2003. *40 CFR Part 136—guidelines establishing test procedures for the analysis of pollutants*, États-Unis, Environmental Protection Agency, Code of Federal Regulations, p. 5-337.

EPA, 2004a. *40 CFR Part 435—oil and gas extraction point source category*, États-Unis, Environmental Protection Agency, Code of Federal Regulations, p. 295-346.

EPA, 2004b. *National whole effluent toxicity (WET) implementation guidance under the NPDES program*, États-Unis, Environmental Protection Agency, rapport EPA-832-B-04-003, 109 p.

EPA, 2005. *Final NPDES general permit for new and existing sources in the offshore subcategory of the oil and gas extraction category for the eastern portion of the outer continental shelf of the gulf of Mexico (GEG460000)*, États-Unis, Environmental Protection Agency, 178 p.

EPA, 2006a. *40 CFR — national pollutant discharge elimination system – Final regulations to establish requirements for cooling water intake structures at phase III facilities*, États-Unis, Environmental Protection Agency, Code of Federal Regulations, p. 35006-35046.

EPA, 2006b. *Replacing wet seals with dry seals in centrifugal compressors, lessons learned from natural gas STAR partners*, États-Unis, Environmental Protection Agency, 8 p.

EPA, 2007. *Authorization to discharge under the national pollutant discharge elimination system for oil and gas exploration, development, and production facilities in federal and state waters in cook inlet, AKG 315000*, États-Unis, Environmental Protection Agency, 116 p.

EPA, 2011a. *Analytic methods for the oil and gas extraction point source category*, États-Unis, Environmental Protection Agency, rapport EPA-821-R-11-004, 121 p.

EPA, 2011b. *Reroute glycol skimmer gas, PRO fact sheet No. 201*, États-Unis, Environmental Protection Agency, 2 p.

EPA, 2012a. *Proposed national pollutant discharge elimination system ("NPDES") general permit no. CAG280000 for offshore oil and gas exploration, development and production operations off southern California*, Environmental protection agency, 44 p.

EPA, 2012b. *The NPDES general permit for new and existing sources and new dischargers in the offshore subcategory of the oil and gas extraction point source category for the western portion of the outer continental shelf of the Gulf of Mexico (GMG,290000)*, États-Unis, Environmental Protection Agency, 140 p.

EPA, 2012c. *Final general permit for discharges from the offshore subcategory of the oil and gas extraction point source category to the territorial seas off Texas (permit no. TXG260000)*, États-Unis, Environmental Protection Agency, 58 p.

EPA, 2013. *Authorization to discharge under the national pollutant discharge elimination system for oil and gas exploration, development, and production facilities*, general Permit No. CAG280000, Environmental protection agency, 57 p.

EPA, 2014a. « Frequent questions », dans le site *United States Environmental Protection Agency*, [En ligne]. http://water.epa.gov/scitech/wastetech/guide/questions_index.cfm (page consultée en février 2014).

EPA, 2014b. « Visual plumes », dans le site *United States Environmental Protection Agency*, [En ligne]. <http://www2.epa.gov/exposure-assessment-models/visual-plumes> (page consultée en février 2014).

EPA, 2014c. « Recommended technologies and practices », dans le site *United States Environmental Protection Agency*, [En ligne]. <http://www.epa.gov/gasstar/tools/recommended.html> (page consultée en février 2014).

EXXON MOBIL, 2012. *2011 Annual Report (Revised) - Offshore Environmental Effects Monitoring Program - ExxonMobil Canada Properties - Sable Offshore Energy Project*, Nouvelle-Écosse, 149 p.

FISHSAFE, 2014. « Subsea safety zones », dans le site *FishSAFE*, [En ligne]. <http://www.fishsafe.eu/en/safety-zones/subsea-safety-zones.aspx> (page consultée en janvier 2014)

FRIEDHEIM, J., et J. C. CANDLER, 2008. *The base fluid dilemma: what can we use and where can we use it?*, American Association of Drilling Engineers, AADE-08-DF-HO-40, 6 p.

GANGBAZO, G., 2011. *Guide pour l'élaboration d'un plan directeur de l'eau : un manuel pour assister les organismes de bassin versant du Québec dans la planification de la gestion intégrée des ressources en eau*, Québec, ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, 329 p.

GC, 2007a. *Règlement sur la prévention de la pollution par les navires et sur les produits chimiques dangereux*, gouvernement du Canada, DORS/2007-86, 119 p.

GC, 2007b. *Regulatory framework for air emissions*, gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-69717-6, 38 p.

GC, 2009a. *Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada*, gouvernement du Canada, DORS/96-118, 99 p.

GC, 2009b. *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, gouvernement du Canada, DORS/2009-315, 45 p.

GC, 2009c. *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*, gouvernement du Canada, DORS/2009-317, 45 p.

GC, 2009d. *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, gouvernement du Canada, DORS/2009-316, 45 p.

GC, 2013a. *Règlement sur le forage et l'exploitation des puits de pétrole et de gaz au Canada*, gouvernement du Canada, C.R.C. 1517, 50 p.

GC, 2013b. *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, gouvernement du Canada, L.R.C. (1985), ch. O-7, 65 p.

GC, 2014a. *Règlement sur les ouvrages construits dans les eaux navigables*, gouvernement du Canada, C.R.C., ch. 1232, 6 p.

GC, 2014b. *Règlement sur les abordages*, gouvernement du Canada, C.R.C., ch. 1416, 60 p.

GERWICK, B.C., 2007. *Construction of marine and offshore structures*, CRC Press, ISBN 0-8493-3052-1, 792 p.

HOPE, T., 2005. *The zero continuous flaring technology*, Statoil, 14 p.

HSE, 1995. *Prevention of fire and explosion, and emergency response on offshore installations*, Royaume-Uni, Health and Safety Executive, ISBN 978-0-7176-1386-1, 56 p.

HSE, 2003. *Fire, explosion and risk assessment topic guidance*, Royaume-Uni, Health and Safety Executive, 54 p.

HSE, 2006. *Guidance on risk assessment for offshore installations*, Royaume-Uni, Health and Safety Executive, n° 3/2006, 25 p.

HSE, 2014. « Managing hydrogen sulphide detection offshore », dans le site *Health and Safety Executive*, Royaume-Uni, [En ligne]. <http://www.hse.gov.uk/offshore/infosheets/is6-2009.htm> (page consultée en mars 2014).

IMO, 1983. *Protocol of 1978 relating to the International Convention for the prevention of pollution from ships, 1973 (with annexes, final act and International Convention of 1973) - Concluded at London on 17 February 1978*, International Maritime Organization, n° 22484, 141 p.

IMO, 1989. *Guidelines and standards for the removal of offshore installations and structures on the continental shelf and in the exclusive economic zone*, International Maritime Organization, résolution A.672(16), 4 p.

IMO, 2001. *Code for the construction and equipment of mobile offshore drilling units*, International Maritime Organization, ISBN 92-801-5109-6, 140 p.

IMO, 2003. *Guidelines for application of Marpol Annex I - requirements to FPSOs and FSUs*, International Maritime Organization, Ref. T5/1.01, 18 p.

IMO, 2009. *Hong Kong international convention for the safe and environmentally sound recycling of ships, adoption of the final act and any instruments, recommendations and resolutions resulting from the work of the conference*, International Maritime Organization, SR/CONF/45, 49 p.

IPIECA, 2014. « Energy and GHG efficiency compendium », dans le site *IPIECA*, [En ligne]. <http://www.ipieca.org/energyefficiency> (page consultée en mars 2014)

JNCC, 2010. *Statutory nature conservation agency protocol for minimising the risk of injury to marine mammals from piling noise*, Royaume-Uni, Joint Nature Conservation Committee, 14 p.

JOLLIET, O., ET AL., 2005. *Analyse du cycle de vie – Comprendre et réaliser un écobilan*, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes.

JONES, F.V., 2002. *Best management practices drilling operations, drilling practices and standards for offshore operations around the world*, 22 p.

KLIF, 2010. *Decommissioning of offshore installations*, Norvège, Climate and Pollution Agency, TA-2643/2010, 50 p.

KLIF, 2011. *Guidelines for offshore environmental monitoring: The petroleum sector on the Norwegian Continental Shelf*, Norvège, Climate and Pollution Agency, TA-2849/2011, 50 p.

LASMO, 1990. *Cohasset/Panuke development project, Development plan Part 1*, Nouvelle-Écosse, Lasmo Nova Scotia Limited, 985 p.

LEE, K., et J. NEFF, 2011. « Measurement of oil in produced water », dans *Produced water – Environmental risks and advances in mitigation technologies*, Springer, ISBN 978-1-4614-0045-5, 608 p.

LEE, K., ET AL., 2011. *Examen des impacts possibles des activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole extracôtier sur le milieu marin*, Nouvelle-Écosse, Pêches et Océans Canada, ISSN 1499-3848, 134 p.

LII, 2014. « 40 CFR part 55 – Outer continental shelf air regulations », dans le site *Legal Information Institute*, [En ligne]. <http://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-55> (page consultée en mars 2014).

MDDEFP, 2007. *Calcul et interprétation des objectifs environnementaux de rejet pour les contaminants du milieu aquatique*, Québec, ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, Direction du suivi de l'état de l'environnement, ISBN 978-2-550-49172-9, 56 p.

MDDEFP, 2008. *Guide d'information sur l'utilisation des objectifs environnementaux de rejet relatifs aux rejets industriels dans le milieu aquatique*, Québec, ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, Direction des politiques de l'eau, ISBN 978-2-550-53945-2, 41 p.

MDDEFP, 2013. *Normes et critères québécois de qualité de l'atmosphère*, Québec, ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des parcs, Direction du suivi de l'état de l'environnement, ISBN 978-2-550-68322-3, 23 p.

MDDEFP, 2014. « Normes et critères de qualité de l'atmosphère », dans le site du *ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs*, [En ligne]. <http://www.mddefp.gouv.qc.ca/air/criteres/index.htm> (page consultée en mars 2014).

MMS, 2006. *Notice to lessees and operators of federal oil, gas, and sulphur leases in the outer continental shelf, gulf of Mexico OCS region*, Fire Prevention and Control Systems, NTL No. 2006-G04, États-Unis, Department of the Interior, Minerals Management Service, 5 p.

MMS, 2009. *Notice to lessees and operators of federal oil, gas, and sulphur leases in the outer continental shelf, gulf of Mexico OCS region*, Casing pressure, NTL No. 2009-G01, États-Unis, Department of the Interior, Minerals Management Service, 5 p.

MMS, 2010. *Notice to lessees and operators of federal oil, gas, and sulphur leases, outer continental shelf, pacific OCS region*, NTL No. 2010-P01, États-Unis, Department of the Interior, Minerals Management Service, 8 p.

MRN, 2013. *De la réduction des gaz à effet de serre à l'indépendance énergétique du Québec, document de consultation*, Québec, ministère des Ressources naturelles, Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, ISBN 978-2-550-67639-3, 84 p.

NCE, 2007. *Review of existing and future potential treatments for reducing underwater sound from oil and gas industry activities*, Royaume-Uni, Noise Control Engineering, rapport 07-001, 185 p.

NETL, 2014. « Produced water management technologies », dans le site *The National Energy Technology Laboratory*, États-Unis, Department of Energy [En ligne]. <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/index.html> (page consultée en février 2014)

NMPE, 2011. *An industry for the future – Norway's petroleum activities, Meld. St. 28 (2010-2011) Report to the Storting (white paper)*, Norvège, ministry of Petroleum and Energy, 173 p.

NOAA, 2007. *National artificial reef plan (as amended): guidelines for siting, construction, development, and assessment of artificial reefs*, États-Unis, Department of Commerce, National Oceanic and Atmospheric Administration, 52 p.

NOAA, 2014. « Oil and gas exploration », dans le site *National Oceanic and Atmospheric Administration*, États-Unis, Department of Commerce [En ligne]. <http://oceanexplorer.noaa.gov/explorations/06mexico/background/oil/oil.html> (page consultée en mai 2014)

NOGA, 2003. *A manual for standardised modelling and determination of the environmental impact factor (EIF)*, Norwegian Oil and Gas Association, 084 Norwegian oil and gas recommended guidelines, Norvège, 25 p.

NOGA, 2004. *Norwegian oil and gas application of IEC 61508 and IEC 61511 in the Norwegian Petroleum Industry*, Norwegian Oil and Gas Association, 070 Norwegian oil and gas recommended guidelines, Norvège, 25 p.

NOGA, 2011. *Norwegian oil and gas recommended guidelines for well integrity*, Norwegian Oil and Gas Association, 117 Norwegian oil and gas recommended guidelines, Norvège, 79 p.

NOIA, 2003. *Guidelines for characterisation of offshore drill cuttings piles*, Norwegian Oil Industry Association, Norvège, 43 p.

NOPSEMA, 2012. *Petroleum safety zone assessment*, Australie, National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority Reference: N-04800-PL0886, 6 p.

NORSOK, 1998. *Drilling facilities*, Norvège, norme Norsok D-001, 42 p.

NORSOK, 2001. *Risk and emergency preparedness analysis*, Norvège, norme Norsok Z-013, 101 p.

NORSOK, 2004. *Well integrity in drilling and well operations*, Norvège, norme Norsok D-010, 158 p.

NORSOK, 2008. *Technical safety*, Norvège, norme Norsok S-001, 70 p.

NORSOK, 2012. *Integrity of offshore structures*, Norvège, norme Norsok N-001, 30 p.

NPD, 2012. *Disposal of concrete facilities*, Norvège, Norwegian Petroleum Directorate, ISBN 978-82-7257-067-4, 59 p.

NPD, 2013. « Environmental and climate considerations in the Norwegian petroleum Sector », dans le site *Norwegian Petroleum Directorate*, [En ligne].

http://npd.no/Templates/OD/Article.aspx?id=4736&epslanguage=en#Discharges_of_oil (page consultée en janvier 2014).

NPD, 2014. « Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities », dans le site *Norwegian Petroleum Directorate*, [En ligne]. http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/#Section_5-1 (page consultée en janvier 2014).

OGP, 2000. *Guidelines for produced water injection*, International Association of Oil and Gas Producers, rapport n° 2.80/302, 22 p.

OGP, 2003. *Environmental aspects of the use and disposal of non aqueous drilling fluids associated with offshore oil & gas operations*, International Association of Oil and Gas Producers, rapport n° 342, 106 p.

OGP, 2012. *Offshore environmental monitoring for the oil and gas industry*, International Association of Oil and Gas Producers, rapport n° 457, 28 p.

OGP, 2013. *Environmental performance indicators – 2012 data*, International Association of Oil and Gas Producers, OGP data series, rapport n° 2012e, 55 p.

OGUK, 2014a. « Summary of OPPC sampling requirements – Process operations », dans le site *Oil and Gas UK*, [En ligne]. http://www.ukooaenvironmentallegislation.co.uk/contents/topic_files/offshore/OPPC_Sampling_Table.htm (page consultée en février 2014).

OGUK, 2014b. « Environmenetal legislation website », dans le site *Oil and Gas UK*, [En ligne]. http://www.ukooaenvironmentallegislation.co.uk/contents/activity_graphics/drilling.htm (page consultée en février 2014).

OGUK, 2014c. « Atmospheric emissions », dans le site *Oil and Gas UK*, Royaume-Uni, [En ligne]. http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/atmospheric_emissions.cfm (page consultée en février 2014).

ONE, 2002. *Offshore waste treatment guidelines*, Canada, Office national de l'énergie, 21 p.

ONE, 2009. *Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtières*, Canada, Office national de l'énergie, ISBN 978-1-100-91389-6, 14 p.

ONE, 2011a. *Environmental protection plan guidelines*, Canada, Office national de l'énergie, ISBN 978-1-100-18506-4, 20 p.

ONE, 2011b. *Exigences de dépôts relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien*, Canada, Office national de l'énergie, ISBN 978-1-100-98389-9, 33 p.

ONE, 2011c. *Le passé imprègne le présent et contient le futur – La revue des forages extracôtiers dans l'Arctique canadien - Préparons l'avenir*, Canada, Office national de l'énergie, ISBN 978-1-100-98389-9, 55 p.

ONE OCEAN, 2014. *Protocols for communication with oil installations on the Grand Banks*, Canada, 2 p.

OPC, 2006. *Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006 No. 14, as amended, volume 2*, Australie, Office of Parliamentary Counsel, 372 p.

OPC, 2009. *Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Environment) Regulations 2009, Statutory Rules No. 228, 1999*, Australie, Office of Parliamentary Counsel, 49 p.

ØREM, H. M., 2006. *Regulation of the Norwegian offshore petroleum industry*, Norvège, Norwegian Pollution Control Authority (SFT), 41 p.

OSHA, 2014. « Occupational Safety and Health Administration », dans le site *United States Department of Labor*, [En ligne]. <https://www.osha.gov/dsg/annotated-pels/tablez-2.html> (page consultée en février 2014).

OSPAR, 1986. *PARCOM Recommendation 86/1 of a 40mg/l emission standard for platforms*, Commission OSPAR, 1 p.

OSPAR, 1998. *OSPAR Decision 98/3 on the disposal of disused offshore installations*, Commission OSPAR, 12 p.

OSPAR, 2000a. *OSPAR Decision 2000/2 on a harmonised mandatory control system for the use and reduction of the discharge of offshore chemicals*, Commission OSPAR, 9 p.

OSPAR, 2000b. *Décision OSPAR 2000/3 relative à l'utilisation des fluides de forage à phase organique (OPF) et au rejet des déblais de forage contaminés par des OPF*, Commission OSPAR, 6 p.

OSPAR, 2001a. *Recommandation OSPAR 2001/1 relative à la gestion de l'eau de production des installations offshore*, Commission OSPAR, 8 p.

OSPAR, 2001b. *Environmental aspects of on and off-site injection of drill cuttings and produced water*, Commission OSPAR, ISBN 0-946956-69-3, 33 p.

OSPAR, 2002. *Guidelines for the consideration of the best environmental option for the management of OPF-contaminated cuttings residue*, Commission OSPAR, référence 2002-8, 2 p.

OSPAR 2004a. *Lignes directrices OSPAR de la surveillance de l'impact environnemental des activités pétrolières et gazières en offshore*, Commission OSPAR, référence 2004-11, 20 p.

OSPAR, 2004b. *Agreement on monitoring strategies for OSPAR chemicals for priority action*, Commission OSPAR, référence 2004-14, 9 p.

OSPAR, 2005a. *OSPAR Recommendation 2005/2 on environmental goals for the discharge by the offshore industry of chemicals that are, or contain added substances, listed in the OSPAR 2004 list of chemicals for priority action*, Commission OSPAR, 14 p.

OSPAR, 2005b. *Reference method of analysis for the determination of the dispersed oil content in produced water*, Commission OSPAR, accord 2005-15, 21 p.

OSPAR, 2006. *OSPAR Recommendation 2006/5 on a management regime for offshore cuttings piles*, Commission OSPAR, 6 p.

OSPAR, 2007. *Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est*, Commission OSPAR, 44 p.

OSPAR, 2009. *Overview of the impacts of anthropogenic underwater sound in the marine environment*, Commission OSPAR, ISBN 978-1-906840-81-5, 134 p.

OSPAR, 2010a. *The North-East Atlantic environment strategy - Strategy of the OSPAR commission for the protection of the marine environment of the North-East Atlantic 2010-2020*, Commission OSPAR, accord 2010-3, 27 p.

OSPAR, 2010b. *Recommendation 2010/18 on the prevention of significant acute oil pollution from offshore drilling activities*, Commission OSPAR, 2 p.

OSPAR, 2011. *OSPAR list of chemicals for priority action (revised 2011)*, Commission OSPAR, référence 2004-12, 6 p.

OSPAR, 2012a. *Lignes directrices OSPAR étayant la Recommandation 2012/5 sur une approche basée sur le risque pour la gestion des rejets d'eau de production provenant des installations offshore*, Commission OSPAR, accord 2012-7, 26 p.

OSPAR, 2012b. *Recommandation OSPAR 2012/5 sur une approche basée sur le risque pour la gestion des rejets d'eau de production provenant des installations offshore*, Commission OSPAR, 11 p.

OSPAR, 2012c. *OSPAR guidelines on artificial reefs in relation to living marine resources*, Commission OSPAR, référence 2012-3, 5 p.

OSPAR, 2012d. *Report of the OSPAR workshop on research into possible effects of regular platform lighting on specific bird populations*, Commission OSPAR, ISBN 978-1-909159-02-0, 17 p.

OSPAR, 2013a. *Background document concerning techniques for the management of produced water from offshore installations*, Commission OSPAR, ISBN 978-1-909159-35-8, 124 p.

OSPAR, 2013b. *OSPAR list of substances used and discharged offshore which are considered to pose little or no risk to the environment (PLONOR)*, Commission OSPAR, accord 2012-06, 8 p.

OSPAR, 2013c. *Overview assessment of the implementation of OSPAR Recommendation 2001/1 for the management of produced water from offshore installations as amended*, Commission OSPAR, ISBN 978-1-909159-26-6, 15 p.

OSPAR, 2013d. *OSPAR report on Discharges, Spills and Emissions from Offshore Oil and Gas Installations in 2011*, Commission OSPAR, ISBN 978-1-909159-36-5, 49 p.

OSPAR, 2014a. « Chemicals for priority action », dans le site *OSPAR Commission*, [En ligne]. http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00940304440000_000000_000000 (page consultée en février 2014).

OSPAR, 2014b. « The OSPAR list of substances of possible concern », dans le site *OSPAR Commission*, [En ligne]. http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00950304450000_000000_000000 (page consultée en février 2014).

OSPAR, 2014c. « The Co-ordinated Environmental Monitoring Programme (CEMP) », dans le site *OSPAR Commission*, [En ligne]. http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00900301400000_000000_000000 (page consultée en février 2014).

POOT, H., B. J. ENS, H. DE VRIES, M. A. H. DONNERS, M. R. WERNAND et J. MARQUENIE, 2008. « Green light for nocturnally migrating birds », *Ecology and Society*, vol. 13, n° 2, p. 47.

PRESCOTT, C. N., 2012. « Subsea separation and processing of oil, gas and produced water – Past, present and future – Why we need it now », *RICE Global E&C Forum*, tenu aux États-Unis le 13 janvier 2012, 80 p.

PTIL, 2014a. « Regulations », dans le site *Petroleum Safety Author Norway*, [En ligne]. http://www.ptil.no/activities/category399.html#_Toc345662850 (page consultée en février 2014).

PTIL, 2014b. « Facilities », dans le site *Petroleum Safety Author Norway*, [En ligne]. http://www.ptil.no/facilities/category400.html#_Toc378073885 (page consultée en février 2014).

RAMSEUR, J.L., 2012. *Controlling air emissions from outer continental shelf sources: a comparison of two programs – EPA and DOI*, États-Unis, Congressional Research Service, 29 p.

REINERTSEN, 2014. « Snohvit field development », dans le site *Reinertsen*, [En ligne]. <http://reinertsen.com/subsea/project?pid=72> (page consultée en mars 2014).

ROCHETTE, J., M. WEMAERE, L. CHABASON, et S. CALLET, 2014. *En finir avec le bleu pétrole. Pour une meilleure régulation des activités pétrolières et gazières offshore*, Institut du développement durable et des relations internationales, Studies n° 01/14, IDDRI, Paris, France, 40 p. http://www.iddri.org/Publications/Collections/Analyses/Study0114_JR%20et%20al_offshore_FR.pdf

SANTÉ CANADA, 2000. *Canadian guidelines for the management of naturally occurring radioactive materials (NORM)*, Santé Canada, ISBN 0-662-29448-3, 46 p.

SPRAGUE, J. B., et W. J. LOGAN, 1979. « Separate and joint toxicity to rainbow trout of substances used in drilling fluids for oil exploration », *Environmental Pollution*, vol. 19, n° 4., p. 269-281.

STANTEC, 2012. *Hibernia production phase – Environmental effects monitoring program, year seven (2009) volume 1 – Interpretation*, Terre-Neuve-et-Labrador, Stantec Consulting Limited, rapport n° 1051516, 60 p.

STRØMQUIST, R., et S. GUSTAFSON, 1998. *SUBSIS – World's first subsea separation and injection system, offshore systems*, Norvège, ABB review 6, 13 p.

SUNCOR ENERGY, 2011. *2010 Environmental effects monitoring program year 7 (Volume 1)*, Terre-Neuve-et-Labrador, rapport 121510299, 237 p.

THATCHER, M., M. ROBSON, L. R. HENRIQUEZ, C. C. KARMAN et G. PAYNE, G., 2005. *Chemical hazard assessment and risk management – A user guide for the evaluation of chemicals used and discharged offshore*, Royaume-Uni, 73 p.

TRN, 2012. *Perspectives pour le Canada : adopter une approche axée sur le cycle de vie à l'appui du développement durable*, Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, 149 p.

UE, 2000. *Directive 2000/60/CE du parlement européen et du conseil du 23 octobre 2000 établissant un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau*, Journal officiel des Communautés européennes, 72 p.

UE, 2006. *Integrated pollution prevention and control reference document on best available techniques for large combustion plants*, Union européenne, 580 p.

UE, 2008. *Directive 2008/1/CE relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution*, Journal officiel de l'Union européenne, 22 p.

UK, 1976. *Energy Act 1976, Chapter 76*, gouvernement du Royaume-Uni, 32 p.

UK, 1996. *The Offshore Installations and Wells (Design and Construction, etc.) Regulations 1996*, gouvernement du Royaume-Uni, Health and Safety 1996 No 913, 23 p.

UK, 1998. *Petroleum Act 1998, Chapter 17*, gouvernement du Royaume-Uni, 68 p.

UK, 2003. *Zero discharges to sea from the petroleum activities – Status and recommendations 2003*, Royaume-Uni, Zero Discharge Group, 43 p.

UK, 2008a. *The Merchant Shipping (Prevention of Air Pollution from Ships) Regulations 2008*, gouvernement du Royaume-Uni, rapport n° 2924, 33 p.

UK, 2008b. *Energy Act 2008, Chapter 32*, gouvernement du Royaume-Uni, 154 p.

UK, 2012. *The Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme Regulations 2012*, gouvernement du Royaume-Uni, rapport n° 3038, 93 p.

UK, 2013. *Environmental Protection: The Offshore Combustion Installations (Pollution Prevention and Control) Regulations 2013*, gouvernement du Royaume-Uni, rapport n° 971, 28 p.

UK, 2014. *Suggested content of the gas storage development plan*, gouvernement du Royaume-Uni, 5 p.

US, 2002. *Federal Water Pollution Control Act (Clean Water Act)*, États-Unis, articles 102 à 607, 234 p.

US, 2009. *Sub-seabed disposal and offshore storage of solid wastes - Notice to lessees and operators of federal oil, gas, and sulphur leases, outer continental shelf, gulf of mexico ocs region*, NTL No. 2009-G35, États-Unis, Department of the Interior, 6 p.

USCG, 2000. *33 CFR part 147 – Safety zones*, Code of Federal Regulations, United States Coast Guard, p. 161-173.

VEIL, J. A., 2006. *Why are produced water discharge standards different throughout the world?*, Texas, Argonne National Laboratory, 56 p.

VEIL, J. A., 2008. *Comparison of two international approaches to controlling risk from produced water discharges*, Texas, Argonne National Laboratory, 41 p.

VEIL, J. A., M. G. PUDER, D. ELCOCK et R. J. REDWEIK, 2004. *A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas, and coal bed methane*, Texas, Argonne National Laboratory, 79 p.

WIESE, F. K., ET AL., 2001. « Seabirds at risk around offshore oil platforms in the North-East Atlantic », *Marine Pollution Bulletin*, vol. 42, n° 12, p. 1285-1290.

GLOSSAIRE

Arbre de Noël (*christmas tree*) : ensemble de soupapes qui se trouve au niveau de la partie supérieure du tube et de la colonne de production d'un puits de gaz naturel (ou d'un puits de pétrole brut à écoulement libre) pour assurer la réduction de la pression d'alimentation, le contrôle du taux de production et la fermeture du puits (**CIE, 2014**).

Baril de pétrole (*oil barrel, bbl ou bbls*) : unité de volume couramment utilisée pour le pétrole brut qui équivaut à 0,159 m³. L'unité courante de volume du gaz naturel est le mètre cube (1 m³ ≈ 35,3 standard cubic foot, ou scf). Afin de comparer les réserves de pétrole brut et de gaz naturel on utilise une unité énergétique, la tonne d'équivalent pétrole (tep) ou *baril of oil equivalent*, en anglais (boe), basée sur le pouvoir calorifique des hydrocarbures. Ainsi, 1 000 m³ de gaz naturel équivalent à environ 0,86 tep et 7,5 barils de pétrole équivalent à environ 1,0 tep (**SPE, 2011**).

Bitume : portion des hydrocarbures qui est sous forme semi-solide dans des réservoirs naturels. Il possède une viscosité supérieure à 10 000 centipoises dans les conditions de pression et de température du réservoir (**SPE, 2008; ICM, 2010**).

Bloc obturateur de puits (BOP) : équipement installé à la tête d'un puits pour contrôler la pression et les fluides pendant le forage, la complétion du puits et certaines opérations correctives pour relancer la production (**CIE, 2014**).

Boomer : appareil de relevés géophysiques basé sur le déplacement d'une plaque conductrice soumis à l'effet de courants de Foucault (**Genivar, 2013**).

Boue de forage (*drilling muds*) : fluide extrait du puits en cours de forage, excluant les déblais de forage et incluant les fluides de forage et d'autres éléments non retenus sur les déblais de forage. La boue de forage sert à refroidir et à lubrifier le trépan, à évacuer les déblais, à maintenir les parois du trou et à équilibrer par son propre poids la pression des fluides contenus dans les roches ou les sédiments traversés.

Boue à base d'eau : boue de forage constituée d'un fluide à base d'eau et d'autres éléments non retenus sur les déblais de forage.

Boue à base d'huile : boue de forage constituée d'un fluide à base d'huile et d'autres éléments non retenus sur les déblais de forage.

Boue à base synthétique : boue de forage constituée d'un fluide à base synthétique et d'autres éléments non retenus sur les déblais de forage.

Champ : zone géographique qui englobe un ou plusieurs groupes de bassins d'hydrocarbures souterrains partageant la même infrastructure ou une infrastructure connexe (**CIE, 2014**).

Cible exploratoire : zone géologique laissant présager la présence possible d'un gisement d'hydrocarbures.

Collecteur-distributeur (*pipeline-end manifold*) : dispositif qui collecte les fluides provenant de plusieurs pipelines et les redistribue dans diverses directions. Les collecteurs-distributeurs sont principalement utilisés dans les installations de production en mer (**Legifrance, 2012**).

Colonne de production : dernière série de tubage dans un puits; la colonne de production est constituée de tuyaux tubulaires en acier reliés par des filets et des raccords et recouvre le puits sur toute sa longueur pour assurer un contrôle sûr du pétrole brut et du gaz naturel, et pour empêcher l'eau de s'infiltrer et les formations rocheuses de s'écrouler dans le puits (**CIE, 2014**).

Complétion : ensemble des travaux effectués sur le puits pour permettre sa mise en service ou, dans le cas d'un puits foré dans un réservoir non conventionnel tel que le schiste, pour permettre l'évaluation de sa productivité. La complétion comprend la mise en place du tube de production, la perforation du puits et, le cas échéant, une opération additionnelle de stimulation du réservoir par fracturation ou acidification.

Condensats de gaz naturel : une partie de la portion gazeuse contenue dans un réservoir se retrouve sous forme liquide lors de sa détente à la sortie du puits dans des conditions normales de pression et de température. Il s'agit des condensats de gaz naturel qui sont composés en majorité de molécules d'hydrocarbures ayant un nombre d'atomes de carbone de 5 à 8 (C₅ à C₈) (SPE, 2008; ICM, 2010).

Déblais de forage (*drill cuttings*) : matériau solide extrait de la roche en cours de forage, ainsi que tous les autres solides et liquides quels qu'ils soient provenant de tout fluide de forage en adhérence sur le matériau solide (OSPAR, 2000a).

Démersaux : relatif aux fonds marins (Genivar, 2013).

Densité API : l'American Petroleum Institute (API) définit des classes de pétrole brut selon la densité du produit. Plus la densité API est faible, plus le pétrole sera « lourd », c'est-à-dire avec un nombre de molécules de carbone important (Devold, 2010). L'indice API du pétrole brut varie entre 7 et 52. Un pétrole lourd à une densité API inférieure à 22,3, un pétrole léger, une densité API supérieure à 31,1, et un pétrole moyen, une densité API située entre 22,3 et 31,1. Plus la densité de l'hydrocarbure augmente, plus son pouvoir calorifique diminue. Un pétrole léger avec un indice API situé entre 40 et 45 et une faible teneur en soufre est considéré comme idéal, car c'est un produit à haute valeur commerciale qui nécessitera un traitement minimal avant son utilisation.

Diadrome : espèce qui migre librement entre la mer et l'eau douce (Genivar, 2013).

Eaux de ballast : eaux composées des eaux utilisées pour maintenir la stabilité d'installations extracôtières et des eaux pompées à l'intérieur des chambres de stockage de pétrole brut lors de la production (*storage displacement water*) (CNLOPB, 2010).

Eau de production (*produced water*) : ensemble de l'eau séparée du pétrole brut ou du gaz naturel lors du traitement des hydrocarbures sur une installation de production extracôtière, consistant en de l'eau de formation, de l'eau de procédé et de l'éventuelle eau de mer injectée dans la formation géologique. Ceci inclut les produits de traitement ajoutés lors des étapes de production (CNLOPB, 2010).

Eau de refroidissement (*cooling water*) : eau de mer pompée de la mer et traversant un échangeur à chaleur afin de réduire la chaleur d'un procédé de l'installation extracôtière, avant d'être retournée dans la mer (CNLOPB, 2010).

Eau de ruissellement : eau composée des eaux de cale (*bilge water*), c'est-à-dire de l'eau de mer qui s'est infiltré au niveau d'une installation extracôtière, et des eaux de drainage (*deck drainage*), c'est-à-dire de l'eau de mer ou de l'eau des précipitations qui atteint la surface d'une installation (CNLOPB, 2010).

Essai aux tiges (*drill-stem test*) : travaux consistant à isoler une zone du puits située entre deux cotes de profondeur différente à l'aide d'un ou de plusieurs bouchons mécaniques de retenue afin de permettre l'ouverture à la pression atmosphérique et l'écoulement en surface de liquide ou de gaz (Québec, 2009).

Essai d'écoulement de formation (*formation flow test*) : opération visant, selon le cas, a) à provoquer l'écoulement des fluides de formation vers la surface d'un puits afin d'obtenir des échantillons des fluides du réservoir et de déterminer les caractéristiques de l'écoulement de celui-ci; b) à injecter des fluides dans une formation afin d'évaluer l'injectivité (**GC, 2009a**).

Étinceleur : appareil de relevés géophysiques qui émet des ondes sonores à partir de courtes décharges électriques, formant une bulle dont l'implosion émet une impulsion sonore (**Genivar, 2013**).

Fluide à base d'eau (*water-based drilling fluid*) : fluide de forage dont la phase continue est composée d'eau à laquelle diverses substances ont été ajoutées (d'après **CNLOPB, 2010**).

Fluide à base d'huile (*oil-based fluids*) : fluide de forage dont la phase continue est un produit obtenu par distillation du pétrole (p. ex., de l'huile diesel ou de l'huile minérale) [d'après **CNLOPB, 2010**].

Fluide à base synthétique (*synthetic fluids*) : désigne les fluides à base d'huile minérale hautement raffinée, ainsi que les fluides d'origine végétale et animale (**OSPAR, 2000a**).

Fond marin (*seafloor*) : partie de la croûte terrestre formant le fond des océans (**GC, 2009a**).

Forage directionnel : action visant à creuser un trou de sonde à tout angle autre qu'à la verticale. Ce procédé est utilisé lorsque l'appareil de forage ne peut être placé directement au-dessus de la cible, ou pour creuser plus d'un trou au même endroit (**CIE, 2014**).

Gaz associé : gaz contenu dans les hydrocarbures extraits et émis lors de l'extraction et du traitement du gaz naturel brut.

Gaz de schiste : comme recommandé par l'Office québécois de la langue française et par l'Office national de l'énergie, le terme gaz de schiste est préféré au terme gaz de shale. Ce terme est cependant ambigu, car un schiste fait normalement référence à une roche métamorphique qui s'est transformée à haute pression et haute température. Or, le gaz de schiste fait référence au gaz emprisonné dans des roches sédimentaires de structure argileuse en feuillet, plus communément appelé shale (utilisation directe du terme anglais).

Gaz humide : terme utilisé pour désigner la portion des hydrocarbures avant séparation des phases liquides et gazeuses. Il inclut donc le gaz sec, les liquides de gaz naturel et les condensats de gaz naturel (**SPE, 2008**).

Gaz naturel : partie des hydrocarbures présente dans un réservoir naturel et qui se trouve sous forme gazeuse aux conditions normales de température et de pression. Dans la Loi sur les mines du Québec, le gaz naturel comprend les hydrocarbures et les autres substances qui peuvent être extraites du sol à l'état gazeux. Les molécules d'hydrocarbures du gaz naturel possèdent une majorité d'atomes de carbone allant de 1 à 4 (C_1 à C_4). Le gaz naturel peut être associé ou non, c'est-à-dire qu'il peut provenir d'un réservoir de pétrole brut ou d'un réservoir de gaz isolé. Le gaz associé peut être en contact avec le pétrole brut (gaz de couverture) ou dissous dans le pétrole brut (gaz dissous) [**SPE, 2008; ICM, 2010**].

Gaz naturel brut : ensemble de la portion gazeuse telle qu'elle est produite par le réservoir. Il inclut le gaz naturel, les condensats de gaz naturel et l'ensemble des impuretés extraites du réservoir (**SPE, 2008; ICM, 2010**).

Gaz sec : lorsque le gaz naturel a été séparé des hydrocarbures liquides lors du traitement, on utilise le terme de gaz sec. Il est composé principalement de méthane (CH_4), donc de molécules d'hydrocarbures avec un nombre d'atomes de carbone égal à 1 (C_1) [**SPE, 2008**].

Gisement : réservoir souterrain naturel contenant ou paraissant contenir un dépôt de pétrole, de gaz, ou des deux, et séparé ou paraissant séparé de tout autre dépôt de ce genre (GC, 2009b).

Hydrocarbure : le terme « hydrocarbure » peut porter à confusion, car il fait à la fois référence aux ressources en hydrocarbures (gaz naturel, pétrole brut, bitume) et aux composés organiques formés de carbone et d'hydrogène (méthane, butane, etc.) qui sont des constituants de la ressource elle-même. Dans le présent document, le terme « hydrocarbure » désigne la ressource.

Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) : les hydrocarbures aromatiques polycycliques sont une famille des hydrocarbures aromatiques possédant des cycles fusionnés et présentant une forte toxicité. Dans des conditions normales de pression et de température, si le nombre d'atomes de carbone est inférieur à cinq, alors le composé est sous forme gazeuse; il se trouve sous forme liquide si le nombre d'atomes de carbone est supérieur à cinq.

Hydrocarbures conventionnels : actuellement, on considère que les hydrocarbures conventionnels sont les hydrocarbures peu visqueux qui s'accumulent dans une roche-réservoir perméable facilement accessible. Ceci englobe donc les réserves de gaz naturel et de pétrole brut couramment exploitées en milieu terrestre ou marin. Ces réserves détiennent un important volume d'hydrocarbures, sont faciles à exploiter et ont une bonne productivité.

Hydrocarbures non conventionnels : actuellement, l'on regroupe sous le terme « hydrocarbures non conventionnels » les hydrocarbures de roche mère ou de réservoirs peu perméables, les pétroles lourds, et certaines définitions incluent les hydrocarbures situés dans des conditions d'exploitation difficiles comme en milieu extracôtier de grande profondeur, en zone arctique, en zone sismique ou sous le pergélisol (Pinet, 2013). Les hydrocarbures non conventionnels vont nécessiter des techniques d'extraction « non conventionnelles » en comparaison des techniques couramment utilisées. Les réservoirs de pétrole brut non conventionnels incluent les pétroles lourds et extra-lourds (viscosité élevée), les sables bitumineux, les schistes bitumineux et les pétroles de schiste (Vially et al., 2013). Les sables bitumineux sont des hydrocarbures sous forme solide ou semi-solide ayant une grande viscosité et piégés dans un réservoir de sable ou de grès partiellement consolidé. Les schistes bitumineux sont des hydrocarbures immatures de roche mère et le processus de maturation en pétrole brut doit être complété par procédé industriel. Le pétrole de schiste est un pétrole non expulsé de la roche mère. Les réservoirs de gaz naturel non conventionnels incluent les gaz de réservoir étanches, les gaz de fond de bassin, les gaz de charbon (ou gaz de houille), les gaz de schiste et les hydrates de méthane. Les gaz de fond de bassin sont des hydrocarbures piégés dans des réservoirs de mauvaise qualité (faible perméabilité et porosité). Les gaz de schiste sont prisonniers d'une roche mère de structure argileuse en feuillets. Les gaz de charbon sont adsorbés à la surface du charbon dans la roche mère. Les hydrates de méthane situés dans les zones arctiques sous le pergélisol ou dans des roches sédimentaires du fond océanique sont constitués essentiellement de méthane entouré de molécules d'eau (CDE, 2013).

Île artificielle (artificial island) : île construite de toutes pièces afin de servir d'emplacement pour la prospection et le forage, ou pour la production, le stockage, le transport, la distribution, la mesure, le traitement ou la manutention des hydrocarbures (GC, 2009a).

Intervalle de complétion (completion interval) : section aménagée dans un puits en vue de l'une des activités suivantes : a) la production de fluides à partir du puits; b) l'observation du rendement d'un réservoir; c) l'injection de fluides dans le puits (GC, 2009a).

Liaison ombilicale (umbilical) : assemblage de tuyauteries hydrauliques, de câbles électriques et de fibres optiques utilisé pour le contrôle et la commande d'équipements sous-marins. On trouve aussi, dans le langage professionnel, le terme « ombilical » (Legifrance, 2012).

Liquides de gaz naturel : lors du traitement du gaz naturel, une partie du gaz se retrouve sous forme liquide de par les conditions de pression et de température et constitue les liquides de gaz naturel (LGN) dont les molécules d'hydrocarbures ont en majorité un nombre d'atomes de carbone allant de 2 à 4 (C_2 à C_4 , soit l'éthane, le propane et le butane). Les LGN sont un des constituants des GPL (gaz de pétrole liquéfiés) qui incluent le gaz liquéfié issu du raffinage du pétrole brut (SPE, 2008; ICM, 2010).

Matières résiduelles : matières solides rejetées par une installation d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures extracôtier, telles que les déblais de forage, les boues de forage, les sables de production, les déchets alimentaires, les résidus de fracturation, les boues décantées au fond des bassins d'eaux usées et les résidus de nettoyage des conduites.

Mer semi-fermée : mer entourée par plusieurs États ou provinces et reliée à une autre mer ou à l'océan par un passage étroit (Nations Unies, 1994).

Mise à la torche (gas flaring) : envoi de mélanges gazeux issus d'unités de production, de traitement, de transport ou de stockage vers un dispositif de brûlage (Legifrance, 2012).

Mise à l'évent (gas venting) : envoi de mélanges gazeux issus d'unités de production, de traitement, de transport ou de stockage vers un dispositif de dispersion dans l'atmosphère (Legifrance, 2012).

Pétrole brut : le terme « pétrole brut » est utilisé dans le présent document pour désigner la partie des hydrocarbures qui se trouve sous forme liquide dans un réservoir (ONE, 2013), plutôt que le terme « pétrole » qui est parfois utilisé pour faire référence aux hydrocarbures (CIE, 2014). Le terme « huile » est souvent utilisé pour faire référence au pétrole brut; ce terme n'est pas utilisé dans ce sens dans le présent document. Le pétrole brut est la portion des hydrocarbures se trouvant sous forme liquide dans des réservoirs naturels et restant liquide aux conditions normales de pression et de température (SPE, 2011). Le pétrole brut n'inclut pas les condensats de gaz naturel et les liquides de gaz naturel. Cette définition diffère de celle de la Loi sur les mines du Québec qui définit le pétrole comme « l'huile brute et les autres hydrocarbures qui peuvent être extraits du sol à l'état liquide », ce qui semble inclure les condensats.

Pipeline : canalisation servant au transport, à partir de la tête du puits ou de tout autre lieu de production ou à partir du lieu de stockage, de transformation ou de traitement, de pétrole ou de gaz ou de toute autre substance accessoire à des opérations de forage ou de production, notamment de l'eau. Y sont assimilés les terrains ou installations liés, directement ou non, à l'exploitation de la canalisation pour la collecte, le transport, la manutention et la livraison du pétrole, du gaz ou de la substance, à l'exclusion des canalisations de distribution de gaz aux consommateurs ultimes (GC, 2009b).

Potentiel ultime : quantité de produit qu'il est techniquement, économiquement et environnementalement possible d'extraire du réservoir (Genivar, 2013).

Propulseur d'étrave : hélice placée à l'avant du navire, qui fonctionne dans le sens transversal par rapport à l'axe du bateau et est destinée à accroître la maniabilité aux faibles vitesses (Genivar, 2013).

Prospection : action visant à examiner un territoire pour y rechercher des substances minérales sans être titulaire d'un droit minier réel et immobilier sur le territoire où s'effectue cette recherche, sauf lorsqu'il s'agit d'un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, d'une autorisation d'exploiter de la saumure ou d'un bail d'exploitation relatif au pétrole et au gaz naturel ou aux réservoirs souterrains (Québec, 2014).

Puits de délinéation : puits foré dans le but de déterminer l'étendue d'un gisement ainsi que les propriétés pétrophysiques du réservoir qui le contient (**Québec, 2009**).

Puits de développement : puits foré dans une roche-réservoir connue pour maximiser la production de gaz naturel ou de pétrole brut.

Puits de production : puits actif dont on extrait du gaz naturel ou du pétrole brut.

Puits d'injection : puits utilisé pour injecter de l'air, de la vapeur ou des fluides dans une formation souterraine (**CIE, 2014**).

Puits exploratoire : puits foré dans une zone qui n'a pas encore été explorée.

Rebouilleur : échangeur à chaleur permettant de séparer l'eau sous forme de vapeur et de recycler le fluide considéré.

Récif artificiel (*artificial reef*) : structure submergée placée sur le fond marin délibérément afin d'imiter certaines caractéristiques d'un récif naturel. Le récif artificiel peut être exposé partiellement à certains moments de la marée (tiré d'**OSPAR, 2012a**).

Réserves en hydrocarbures : mélange multiphase à l'état gazeux (condensat, gaz naturel), liquide (pétrole brut) ou semi-solide (bitume). L'état sous lequel se trouve un fluide va dépendre de la composition de l'hydrocarbure, de la pression et de la température dans le réservoir. Les hydrocarbures ne sont pas composés seulement de molécules d'hydrocarbures, ils contiennent aussi des impuretés en plus faibles concentrations (H_2O , H_2S , CO_2 , He, N_2 , sels, métaux, particules solides, etc.). Ces constituants sont pour la plupart indésirables, car ils peuvent endommager les installations de traitement et de transport des hydrocarbures et détériorer la qualité du produit final.

Résidus de forage : toute substance solide ou liquide, sauf l'effluent final, rejetée par les activités de forage, dont les fluides usés de forage, les boues de forage et les déblais de forage.

Ressource en hydrocarbures : ensemble des hydrocarbures présents dans la croûte terrestre, qui sont récupérables ou non et qui ont été découverts ou non (**SPE, 2008**). Une partie de ces ressources constitue la réserve en hydrocarbures, correspondant aux ressources découvertes, récupérables et commercialisables, c'est-à-dire dont les projets d'exploitation respectent les conditions sociales, environnementales, économiques et légales en vigueur dans le lieu du projet d'exploitation. Les réserves en hydrocarbures sont piégées dans des réservoirs qui sont des formations rocheuses contenant une quantité isolée d'hydrocarbures. Une partie des hydrocarbures contenus dans un réservoir est non récupérable, car ces hydrocarbures sont trop fortement adsorbés ou piégés dans la formation rocheuse, ou techniquement impossibles à récupérer avec les installations d'exploitation existantes. Ces hydrocarbures ne sont donc pas inclus dans la réserve, mais ils peuvent être amenés à le devenir si les conditions technologiques, économiques ou environnementales changent au cours du temps. Certaines compagnies pétrolières ou gazières extraient leurs hydrocarbures dans différents réservoirs d'une même structure géologique, et on parle alors de champ pétrolifère ou de champ gazéifère.

Sable de production (*produced sand*) : matières particulières arrachées de la formation géologique et séparées des fluides de formation lors de la production de pétrole brut et de gaz naturel (**CNLOPB, 2010**).

Sondeur de sédiments : appareil de relevés géophysiques qui consiste en l'utilisation de transducteurs piézo-électriques (**Genivar, 2013**).

Structure terminale de pipeline (*pipeline-end termination*) : structure installée en bout de pipeline, sur laquelle s'effectuent les opérations de raccordement. La structure terminale de pipeline est utilisée principalement dans les installations de production en mer (**Legifrance, 2012**).

Tête de puits : équipement de surface donnant accès au puits en cours de production, lequel comprend un assemblage de vannes de contrôle (**Québec, 2009**).

Train de tiges : ensemble de sections de tuyaux en acier d'environ 9,5 mètres de long vissées les unes aux autres pour former un tube continu reliant l'appareil de forage au trépan. Le train de tiges assure la circulation de la boue et fait tourner le trépan (**CIE, 2014**).

Trépan : outil tranchant fixé à l'extrémité inférieure de la tige de forage d'un appareil de forage. C'est le trépan qui exécute l'opération de forage du trou dans la formation (**CIE, 2014**).

Tubage de surface : tubage installé dans un puits après l'installation et à l'intérieur du tubage initial pour en assurer le contrôle en vue de la poursuite des opérations de forage (**Québec, 2009**).

Tubage initial : tubage habituellement installé le premier dans un puits pour en faciliter le contrôle pendant le forage du trou en vue de l'installation du tubage de surface (**Québec, 2009**).

Tubage intermédiaire : tubage installé dans un puits après l'installation et à l'intérieur du tubage de surface et dans lequel les opérations de forage ultérieures peuvent être effectuées à l'intérieur du puits (**Québec, 2009**).

Tube prolongateur (*riser*) : conduite utilisée pour relier un équipement sous-marin (p. ex., la tête de puits) qui repose sur le fond marin à une installation d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures extracôtière située en surface. Elle est utilisée pour faire remonter les hydrocarbures exploités ou les résidus de forage au niveau de l'installation en surface (tiré de **Genivar, 2013**).

Tube de production : élément tubulaire en acier utilisé pour équiper un puits producteur et servant à acheminer les hydrocarbures exploités (**Québec, 2009**).

Zone de mélange (*mixing zone*) : zone définie par des limites physiques, contiguës à un rejet ponctuel ou une source diffuse délimitée, qui détermine un volume d'eau pour le mélange (**MDDEFP, 2013**); les critères de qualité d'eau doivent être respectés à la limite de la zone de mélange (**USEPA, 1991**).

Bibliographie du glossaire

CDE, 2013. « Fiches pédagogiques », dans le site *Connaissance des énergies*, [En ligne]. <http://www.connaissancedesenergies.org/fiches-pedagogiques-energies> (page consultée en septembre 2013).

CIE, 2014. « Glossaire », dans le site *Centre info-énergie*, [En ligne]. <http://www.centreinfo-energie.com/glossary.asp?EnergyType=1&Template=1,1> (page consultée en mars 2014).

CNLOPB, 2010. *Offshore waste treatment guidelines*, Canada-Newfoundland and Labrador Office Petroleum Board, ISBN 978-1-100-17491-4, 28 p.

DEVOLD, H., 2010. *Oil and gas production handbook – An introduction to oil and gas production*, ABB Oil and Gas, ISBN 978-82-997886-2-5, 116 p.

GC, 2009a. *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*, gouvernement du Canada, DORS/2009-317, 45 p.

GC, 2009b. *Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada*, gouvernement du Canada, DORS/96-118, 99 p.

GENIVAR, 2013. *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs*, Québec, Genivar inc., rapport Q122451, 660 p.

ICM, 2010. *Glossary to NI 51-101 standards of disclosure for oil and gas activities*, Canadian Securities Administrators Staff Notice 51-324, 17 p.

LEGIFRANCE, 2012. *Vocabulaire du pétrole et du gaz (liste de termes, expressions et définitions adoptés)*, République Française, Texte 45, 8 p.

MDDEFP, 2013. *Critères de qualité de l'eau de surface, 3^e édition*, Québec, Direction du suivi de l'état de l'environnement, ISBN 978-2-550-68533-3, 510 p.

NATIONS UNIES, 1994. *Convention des Nations unies sur le droit de la mer*, Montego Bay, vol. 1834 I-31363, 177 p.

ONE, 2013. « Glossaire », dans le site *Office national de l'énergie*, [En ligne]. <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/nrgynfntn/nrgyrprt/nrgyftr/2007/nrgyftr2007glssry-fra.html> (page consultée en septembre 2013).

OSPAR, 2000. *Décision OSPAR 2000/3 relative à l'utilisation des fluides de forage à phase organique (OPF) et au rejet des déblais de forage contaminés par des OPF*, Commission OSPAR, 6 p.

OSPAR, 2012. *OSPAR Guidelines on artificial reefs in relation to living marine resources*, Commission OSPAR, référence 2012-3, 5 p.

PINET, N., 2013. « La géologie et le potentiel en hydrocarbures des Îles-de-la-Madeleine et du golfe Saint-Laurent », Conférence DPE, tenue à Québec le 18 septembre 2013, Direction des politiques de l'eau du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

QUÉBEC, 2009. *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, Québec, éditeur officiel du Québec.

QUÉBEC, 2014. *Loi sur les mines*, Québec, éditeur officiel du Québec.

SPE, 2008. *Petroleum resources management system*, Society of Petroleum Engineers, 47 p.

SPE, 2011. *Guidelines for application of the petroleum resources management system*, Society of Petroleum Engineers, 222 p.

USEPA, 1991. *Technical support document for water quality-based toxics control*, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, rapport EPA/505/2-90-001, 335 p.

VIALLY, R., G. MAISONNIER et T. ROUAUD, 2013. *Hydrocarbures de roche-mère – État des lieux*, IFP Énergies nouvelles, rapport IFPEN 62 729, 120 p.

SITES CONSULTÉS

AUSTRALIE

Department of Industry

http://www.ret.gov.au/resources/upstream_petroleum/op-regulatory-regime/op-legislation/Pages/op-legislation.aspx

Department of Environment Regulation

<http://www.der.wa.gov.au/your-environment/native-vegetation>

Department of Mines and Petroleum

<http://www.dmp.wa.gov.au/>

NOPSEMA (sécurité)

<http://www.nopsema.gov.au/>

CANADA

Agence canadienne des évaluations environnementales (protocole d'entente)

<http://www.ceaa-acee.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=5BD113F5-1>

<http://www.ceaa-acee.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=6FB8CF40-1>

Association canadienne des producteurs de pétrole (ACPP)

<http://www.capp.ca/canadaIndustry/oil/offshore/Pages/default.aspx>

Canadian Institute of Mining (glossaire des termes sur la ressource en hydrocarbures)

<http://web.cim.org/standards/MenuPage.cfm?sections=177&menu=252>

Centre info-énergie (site plus complet en anglais)

<http://www.centreinfo-energie.com/silos/ong/Offshore-Intro.asp>

<http://www.centreforenergy.com/AboutEnergy/ONG/NaturalGas/Videos.asp>

Environnement Canada (INRP; émissions de polluants atmosphériques par l'industrie)

<http://ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=Fr&n=F98AFAE7-1>

Environnement Canada (émissions de GES par l'industrie)

<http://ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=7AB6C723-1&offset=2&toc=hide>

Gouvernement du Canada (prévention de la pollution des navires)

<http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2007-86/20110503/P1TT3xt3.html>

Office national de l'énergie

<http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rcmmn/hm-fra.html>

<http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rthnb/nrthffshr/nrthffshr-fra.html> (règlements en mer)

One Ocean

<http://www.oneocean.ca/>

Ontario Securities Commission (glossaire des termes sur la ressource en hydrocarbures)

<http://www.osc.gov.on.ca/en/13338.htm>

Pêche et Océans Canada

<http://www.meds-sdmm.dfo-mpo.gc.ca/csas-sccs/applications/publications/index-eng.asp>

Service des glaces

<http://ec.gc.ca/glaces-ice/default.asp?lang=Fr&n=D32C361E-1>

Society of Petroleum Evaluation Engineers

<http://speecanada.org/products.htm>

Transports Canada

<http://www.tc.gc.ca/fra/securitemaritime/desn-menu.htm>

ÉTATS-UNIS

Alaska Department of Natural Resources (pétrole et gaz en Alaska)

<http://dog.dnr.alaska.gov/>

American Petroleum Institute (publications de l'API)

<http://www.api.org/publications-standards-and-statistics/publications-catalog>

<http://www.api.org/environment-health-and-safety/clean-water/surface-water-quality/surface-water-quality>

Bureau of Ocean Energy Management (BOEM; notices to lessees)

<http://www.boem.gov/About-BOEM/BOEM-Regions/Alaska-Region/Index.aspx>

<http://www.boem.gov/Notices-to-Lessees-and-Operators/>

Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE; notices to lessees)

<http://www.bsee.gov/Regulations-and-Guidance/Notices-to-Lessees-and-Operators/>

Code of Federal Regulations (réglementation sur les hydrocarbures en milieu extracôtier)

<http://www.law.cornell.edu/cfr/text/30/part-250>

<http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?c=ecfr&SID=ffb1d3c8fc981f542be5465f8bc5d8b8&rqn=div5&view=text&node=30:2.0.1.2.2&i>

[dno=30#30:2.0.1.2.2.1.51.16](http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?c=ecfr&SID=ffb1d3c8fc981f542be5465f8bc5d8b8&rqn=div5&view=text&node=30:2.0.1.2.2&i)

http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?sid=e946550658085d0a587b4418198c83b4&c=ecfr&tpl=/ecfrbrowse/Title30/30cfrv2_02.tpl

http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?sid=e946550658085d0a587b4418198c83b4&c=ecfr&tpl=/ecfrbrowse/Title30/30cfrv2_02.tpl

<http://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-435>
<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2004-title40-vol1/content-detail.html>

Drilling Waste Management Information System (gestion des résidus de forage)
<http://web.ead.anl.gov/dwm/>

Gulf of Maine Council on the Marine Environment (regroupement pour la qualité du golfe)
<http://www.gulfofmaine.org/2/>

International Ice Patrol (IIP; données sur les icebergs)
<http://www.navcen.uscg.gov/?pageName=IIPHome>

Mineral Management Service (MMS; notices to lessees)
http://69.175.53.6/mims/MMS/ntl_1st.html

National Energy Technology Laboratory (réglementation sur les eaux de production)
<http://www.netl.doe.gov/technologies/pwms/regs/index.html>

National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)
http://www.noaanews.noaa.gov/stories2012/20121203_dwh.html#.UL0KGw41AQk.twitter

USEPA (NPDES general permits)
<http://yosemite.epa.gov/R10/WATER.NSF/NPDES+Permits/General+NPDES+Permits>
<http://cfpub.epa.gov/npdes/>
<http://www.epa.gov/earth1r6/water/npdes/genpermit/index.htm>

USEPA (lignes directrices sur les rejets de l'exploitation d'hydrocarbures)
<http://water.epa.gov/scitech/wastetech/guide/oilandgas/>

USEPA (NPDES permit, région 10)
http://www.environmental-engineer.com/docs/cook_inlet/cook_inlet_epa_docs.html
<http://yosemite.epa.gov/r10/water.nsf/NPDES+Permits/arctic-gp#06gp>

EUROPE

FishSAFE (zones de sécurité)
<http://www.fishsafe.eu/en/offshore-map/about-the-data.aspx>

OSPAR
<http://www.ospar.org/>
<http://qsr2010.ospar.org/en/ch07.html> (rapport de l'OSPAR)

INTERNATIONAL

Agence internationale de l'énergie (rapports annuels de données statistiques sur l'énergie dans le monde)
<http://www.iea.org/publications/>

Arctic Council (lignes directrices sur l'exploitation extracôtière des hydrocarbures en milieu arctique)
<http://www.pame.is/oilandgasreports2/14-offshore-oil-and-gas>

ArcticEcon (information sur les projets en milieu arctique)

<http://arcticecon.wordpress.com/category/canada/>

Entreprise Woodside (vidéo pertinente sur la construction d'une plateforme)

<http://www.woodside.com.au/Investors-Media/resources/Pages/Videos.aspx>

International Association of Oil and Gas Producers (lignes directrices sur l'exploitation des hydrocarbures)

<http://www.ogp.org.uk/news/2012/>

International Petroleum R&D (regroupement pour l'échange d'information sur l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier)

<http://www.icrard.org/>

International Regulators' Forum (sécurité de l'exploration et exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier)

<http://www.irfshoresafety.com/research/>

Ocean Health Index

<http://www.oceanhealthindex.org/>

Offshore-Environment

<http://www.offshore-environment.com/index.html>

Offshore Technology (informations techniques sur les projets et installations d'exploration et d'exploitation extracôtières dans le monde)

<http://www.offshore-technology.com/projects/>

Petroleum (composition du pétrole)

<http://www.petroleum.co.uk/composition>

Produced Water Society (données générales sur la réglementation mondiale en matière de boues de forage et d'eau de production)

http://producedwatersociety.com/index.php/tech_protocols/

Serene Energy (description technique de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures)

<http://www.i.sereneenergy.org/i/Crude-Oil-and-Natural-Gas.html>

Society of Petroleum Engineers (description générale des installations d'exploitation en milieu extracôtier)

http://petrowiki.spe.org/PEH%3AOffshore_and_Subsea_Facilities#Compliant_and_Floating_Systems

NORVÈGE

Climate and Pollution Agency (Norwegian Ministry of the Environment)

<http://www.miljødirektoratet.no/english/>

Environment.no (organisme environnemental)

<http://www.environment.no/Topmenu/About-SOE-Norway/>

Government.no (livres blancs; plus de résultats si le site est consulté en norvégien)

<http://www.regjeringen.no/en/doc/propositions-and-reports-/white-papers-.html?id=1754>

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/kld/dok/regpubl/stmeld.html?id=701>

Ministry of Climate and Environment

<http://www.regjeringen.no/en/dep/kld/documents-and-publications/government-propositions-and-reports/-reports-to-the-storting-white-papers-2/2010-2011/meld-st-10-20102011/4/3.html?id=682081>

Ministry of Petroleum and Energy

<http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/documents-and-publications/propositions-and-reports/reports-to-the-storting/2010-2011/meld-st-28-2010---2011/7/2.html?id=661063>

Norsk olje & gass (lignes directrices de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures)

<http://www.norskoljeoggass.no/en/Publica/Guidelines/>

Norwegian Petroleum Directorate

<http://npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2013/Chapter-9/>

Petroleum Safety Authority Norway (réglementation sur les hydrocarbures)

http://www.ptil.no/activities/category404.html#_Toc345663068

Standard.no (normes de construction d'installations extracôtières)

<http://www.standard.no/en/sectors/energi-og-klima/Petroleum/NORSOK-Standard-Categories/S-Safety-SHE/S-0011/>

The Norwegian PRTR (résultats des répercussions de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier par industrie)

<http://www.norskeutslipp.no/Templates/NorskeUtslipp/Pages/sektor.aspx?id=1106&epslanguage=no>

NOUVELLE-ÉCOSSE

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board

<http://www.cnsopb.ns.ca/>

<http://www.callforbids.cnsopb.ns.ca/2012/01/overview/regional-geoscience/regional-resource-potential>

QUÉBEC

BAPE (documents du BAPE sur l'exploration des hydrocarbures)

http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/sismiques/documents/liste_documents-DA-DD.htm#DD

Gouvernement du Québec (ÉES1 et ÉES2)

<http://www.ees.gouv.qc.ca/publications.asp>

ROYAUME-UNI

British Geological Survey (évaluation environnementale stratégique)

<http://www.bgs.ac.uk/data/sea/>

CEFAS (liste de produits chimiques de l'industrie)

<http://www.cefas.defra.gov.uk/industry-information/offshore-chemical-notification-scheme.aspx>

<http://www.cefass.defra.gov.uk/industry-information/offshore-chemical-notification-scheme/downloads-and-useful-links.aspx>

Department of Energy and Climate Change (législation sur l'exploitation des hydrocarbures en milieu extracôtier)

<https://www.gov.uk/oil-and-gas-offshore-environmental-legislation>

<https://www.gov.uk/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines>
(démantèlement)

<https://www.gov.uk/oil-and-gas-eems-database> (base de données de suivi des plateformes britanniques; inscription requise)

Joint Nature Conservation Committee (JNCC)

<http://jncc.defra.gov.uk/page-1533>

Health and Safety Executive (gestion du risque)

<http://www.hse.gov.uk/offshore/>

http://www.hse.gov.uk/offshore/infosheets/is_index.htm

Oil & Gas UK (synthèse de la réglementation au Royaume-Uni)

http://www.ukoaaenvironmentallegislation.co.uk/contents/activity_graphics/seismic.htm

http://www.oilandgasuk.co.uk/publications/britainsoffshoreoilandgas/Exploration/Discovering_the_Underground_Structure.cfm (nouvelles techniques de levés sismiques)

<http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/producedwater.cfm> (eau de production)

<http://www.cda.com/cda-home/> (données sur l'industrie)

TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board

<http://www.cnlopb.nl.ca/>

http://www.cnlopb.nl.ca/env_projects.shtml (EEM)