

GTEC07 : Aspects techniques des infrastructures et des travaux de forage en milieu marin – golfe du Saint-Laurent



05/10/2015

Examen des aspects environnementaux propres au forage en milieu marin

Rédigé à l'intention du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec

Par Recovery Factor Inc.

GTEC07 : Aspects techniques des infrastructures et des travaux de forage en milieu marin – golfe du Saint-Laurent

EXAMEN DES ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX PROPRES AU FORAGE EN MILIEU MARIN

Rapport rédigé à l'intention du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec

Rapport rédigé par
Recovery Factor Inc.

Version 1.0
28 septembre 2015

Le présent rapport a été rédigé par Recovery Factor Inc. à l'intention du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN) dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique annoncée le 30 mai 2014. Les opinions et les faits qui y sont exprimés sont ceux de Recovery Factor Inc. et les auteurs ne sont pas employés par le gouvernement du Québec, sauf aux fins décrites ici.

Le rapport a été rédigé en vertu d'une entente entre le MERN et Recovery Factor Inc. et vise à être utilisé, non publié, à des fins d'évaluation environnementale stratégique uniquement. La qualité des renseignements, des analyses et des conclusions qu'il renferme est représentative de l'intensité du travail réalisé par Recovery Factor, et ces derniers s'appuient sur l'information accessible au moment de la rédaction, sur les données transmises par d'autres sources dont les services ont été retenus par le MERN et sur les hypothèses, les limites et la portée établies dans le rapport. Recovery Factor décline toute responsabilité en ce qui concerne l'utilisation du rapport par un tiers, et elle ne saurait être tenue responsable des pertes encourues des suites de son utilisation.

SOMMAIRE

En raison de la forte présence de glace de mer de première année durant une partie de l'année, de la possibilité d'incursions de rares icebergs et de la possibilité de tempêtes, les conditions environnementales dans le golfe du Saint-Laurent peuvent être considérées comme difficiles. Toutefois, des projets en milieu marin respectueux de l'environnement opèrent avec succès dans des conditions environnementales similaires ailleurs dans l'est du Canada, ainsi que dans d'autres régions du monde sujettes aux glaces. Notre rapport examine les conditions de l'environnement physique dans la région d'Old Harry, située dans le golfe du Saint-Laurent, et les aspects techniques du forage d'exploration et des opérations de production, ainsi que des concepts de production possibles et les activités de soutien nécessaires pour permettre le développement des ressources pétrolières et gazières marines dans ce secteur.

On trouvera un sommaire des conditions météorologiques en milieu marin au chapitre 2, dont les résultats d'une étude parallèle récente (C-CORE, 2015) qui a analysé en détail les caractéristiques bathymétriques et du fond marin, les vents, les vagues, les courants, le givre marin, la glace de mer, les icebergs et la visibilité à Old Harry.

Une revue des principaux aspects techniques pour les forages d'exploration dans le golfe du Saint-Laurent mettant particulièrement l'accent sur le prospect Old Harry est présentée au chapitre 3. Les plateformes flottantes (p. ex. navires de forage ou plateformes semi-sabmersibles) y sont définies comme les seules options viables pour les secteurs d'eau profonde du golfe du Saint-Laurent comme Old Harry. Ce chapitre renferme également de l'information sur les volets opérationnels, comme les exigences en matière de maintien en position – plus particulièrement l'amarrage et les systèmes de positionnement direct –, sur le débranchement, sur les phénomènes météorologiques violents et sur le soutien à la gestion des glaces.

Une discussion générale des considérations dont il faudrait tenir compte dans de futurs concepts de production est présentée au chapitre 4, afin d'analyser les systèmes de production actuellement utilisés au large de Terre-Neuve-et-Labrador ainsi que certaines parties de l'expertise de l'industrie pertinentes à Old Harry. Le chapitre identifie des lacunes critiques dans les données, les technologies et les connaissances requises pour la conception et les opérations d'une éventuelle production, et l'on y compare de façon préliminaire la difficulté technique relative d'Old Harry relativement à d'autres projets subarctiques et arctiques.

Le chapitre 5 analyse les opérations de soutien et de gestion de la glace requises pour appuyer des opérations de forage en milieu marin dans la région, notamment en matière de soutien logistique, de ravitaillement en mer et de transbordement, de gestion des glaces, de santé, de sécurité, d'environnement et de préparation aux situations d'urgence.

Enfin, le dernier chapitre du rapport, le chapitre 6, résume les principales lacunes techniques et suggère des études qui permettraient de les combler afin d'appuyer de futurs projets dans la région.

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE	II
1. PRÉSENTATION	1
1.1 Objectif	3
1.2 Région d'intérêt	3
1.3 Cycle d'exploitation en milieu marin	5
1.4 Hypothèses et limites	10
1.5 Portée	10
1.6 Référence	11
2. LE MILIEU MARIN	13
2.1 Présentation	13
2.2 Bathymétrie et propriétés du fond marin	13
2.3 Vents et vagues	14
2.4 Courants	15
2.5 Conditions météorologiques	17
2.6 Givrage marin	18
2.7 Glace de mer	19
2.8 Icebergs	21
2.9 Brouillard et visibilité	21
2.10 Référence	22
3. ASPECTS RELATIFS À L'EXPLORATION ET AU FORAGE	24
3.1 Levés sismiques marins	24
3.2 Forage en milieu marin	26
3.3 Boues de forage et élimination	30
3.4 Phénomènes météorologiques violents	34
3.5 Soutien de la gestion des glaces	35
3.6 Ravitaillement en combustible transbordement	36
3.7 Référence	36
4. CONCEPTS DE PRODUCTION À ÉTUDIER À L'AVENIR.....	39
4.1 Production en milieu marin au Canada dans les régions sujettes à la glace.....	39

Rejet de gaz	41
4.2 Concepts de production à étudier à l'avenir	42
4.3 Degré relatif de difficulté technique pour Old Harry	47
4.4 Références	48
5. ACTIVITÉS DE SOUTIEN ET GESTION DES GLACES	50
5.1 Soutien logistique	50
5.2 Ravitaillement en mer et transbordement.....	52
5.3 Opérations de gestion des glaces	59
5.4 Santé, sécurité et environnement et préparation aux situations d'urgence	68
5.5 Références	70
6. CONCLUSION.....	74

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1-1. Aspects du forage et de l'exploration dans le golfe du Saint-Laurent.....	2
Tableau 2-1. Vitesses extrêmes des vents par période de récurrence (C-CORE, 2015).....	14
Tableau 2-2. Hauteurs extrêmes des vagues (C-CORE, 2015).....	14
Tableau 2-3. Refroidissement éolien moyen et extrême pour Port aux Basques (Environnement Canada, 2015)	18
Tableau 3-1. Courants résiduels au site de forage potentiel tirés du modèle WebDrogue (AMEC, 2011)	33
Tableau 5-1. Description des classes polaires.....	54

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1. Carte du prospect Old Harry.....	4
Figure 1-2. Emplacement des permis d'exploration PG963 et PG964 du Québec et du permis de prospection PP 1105 de Terre-Neuve-et-Labrador concernant le prospect Old Harry (Stantec, 2011).....	5
Figure 1-3. Aperçu du cycle d'exploitation d'un gisement pétrolier et gazier dans l'Arctique (Pavia et coll., 2011)	7
Figure 1-4. Travaux associés aux différentes étapes de l'exploitation en milieu marin (Taylor et coll., 2012)	8
Figure 1-5. Intrants et extrants de données durant la planification de l'exploitation	9
Figure 2-1. Emplacement approximatif du prospect Old Harry et caractéristiques géotechniques	13
Figure 2-2. Courant de surface dans le golfe du Saint-Laurent (Garde côtière Canadienne, 2015)	15
Figure 2-3. Tracés de profils de profondeur : amplitude moyenne mensuelle des courants (à gauche), amplitude maximale mensuelle des courants (au centre) et moyenne mensuelle de la direction des courants (à droite).....	16
Figure 2-4. Graphique des températures et des précipitations pour les normales climatiques au Canada de 1981 à 2010.....	17
Figure 2-5. Graphique des températures et des précipitations pour les normales climatiques au Canada de 1981 à 2010.....	18
Figure 2-6. Séries chronologiques de la gravité du givrage à Old Harry pour les années 2000-2014 (C-CORE, 2015)	19
Figure 2-7. Séries chronologiques de concentration maximale (C-CORE, 2015)	20

Figure 2-8. Pourcentage mensuel d'heures de faible visibilité durant la journée (d'après le brouillard seulement, sans neige) pour chacun des trois seuils, à l'emplacement d'intérêt (C-CORE, 2015)	22
Figure 3-1. Schéma d'un levé sismique (OpenLearn, s.d.).....	24
Figure 3-2. Comparaison des lignes de levés sismiques 2D et 3D (Société Royale du Canada, 2004)	25
Figure 3-3. Levés sismiques et emplacement des puits forés dans le golfe du Saint-Laurent (Stantec, 2013)	26
Figure 3-4. Plateformes types utilisées pour le forage en eau profonde (MMS, 2000) :.....	28
Figure 3-5. Procédé de production de la boue de forage (Growcock et Harvey, 2005)	30
Figure 3-6. Composition des fluides de forage (IPIECA et OGP, 2009).....	31
Figure 3-7. Transport et sort des boues de forage rejetées en milieu marin (Neff, 2005)	33
Figure 3-8. Simulation de la migration et du dépôt du panache de boue de forage pour un appareil de forage hypothétique à Old Harry après un rejet en surface (AMEC, 2011).....	34
Figure 4-1. Plateformes de production pétrolière dans les Grands Bancs	39
Figure 4-3. Portée maximale des conduites de raccordement sous-marines pour l'exploitation pétrolière d'après l'expérience actuelle de l'industrie	45
Figure 4-4. Portée maximale des conduites de raccordement sous-marines pour l'exploitation gazière d'après l'expérience actuelle de l'industrie	46
Figure 4-5. Degré relatif de difficulté de l'exploitation dans différentes régions arctiques	48
Figure 5-1. Grues de navires de ravitaillement sous-marin	55
Figure 5-2. Graphique de levage du Maersk Winner (Maersk, 2015).....	56
Figure 5-3. Remorqueur-manipulateur d'ancre Maersk de type Husky (Maersk, 2015)	57
Figure 5-4. SLR Hawboldt mettant à l'eau un véhicule télé guidé (RS AQUA, 2015)	58
Figure 5-5. Éléments fonctionnels d'un système de gestion des glaces type (d'après ISO 19906, 2010)	61
Figure 5-6. Illustration des secteurs régional, stratégique et tactique pour la gestion des glaces dans les Grands Bancs.....	62
Figure 5-7. Gestion physique des glaces : techniques de remorquage courantes	64
Figure 5-8. Gestion physique des glaces : canon à eau (en haut) et remous d'hélice (en bas).....	64
Figure 5-9. Zones de gestion des glaces.....	65

1. PRÉSENTATION

L'exploration, le forage et la production en milieu marin exigent une réflexion, sur les plans environnemental et technique, différente de celle menée pour les activités pétrolières et gazières à terre. Le présent rapport a été commandé par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN) dans le cadre de la phase 2 des évaluations environnementales stratégiques (EES) sur les hydrocarbures. Plus précisément, le GTEC07 s'inscrit dans la partie 3 portant sur les aspects et mesures techniques propres au milieu marin.

L'objectif de la présente étude est de déterminer les aspects techniques relatifs à l'aménagement d'infrastructures de forage en milieu marin et aux travaux de forage, notamment en ce qui concerne le ravitaillement et le transbordement, et les mesures propres à la situation dans le golfe du Saint-Laurent (courants marins, topographie du fond marin, mouvement des glaces et tempêtes océaniques). L'évaluation environnementale stratégique a été demandée par le gouvernement du Québec afin d'acquérir les connaissances nécessaires pour mieux comprendre les éventuels risques environnementaux, sociaux ou économiques posés par l'exploitation et le transport d'hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent.

Notre rapport visé à mettre en lumière certains aspects de l'exploration et du forage pétroliers et gaziers en milieu marin dans le golfe du Saint-Laurent, étant donné les conditions bathymétriques, météocéaniques et glacielles qui le caractérisent. Ces conditions nécessitent de se pencher sur le type de cartographie géophysique effectuée et sur le processus suivi à cet effet, sur les types de navires et de boues de forage utilisés, sur le ravitaillement, le transport de personnel et la préparation aux situations d'urgence.

Dans les domaines de compétence fédérale, les travaux de forage sont régis par la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (1985), alors que certaines provinces, comme le Québec, Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Écosse, disposent de lois et de règlements complémentaires, comme l'*Accord Canada-Québec sur les ressources extracôtières* (2011), la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador* (1987), la *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act* (1990), la *Loi de mise en œuvre de l'Accord — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* (1988) et la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act* (1987), qui peuvent être considérés comme des références et des guides au sujet des volets réglementaires régissant certains des aspects techniques concernés.

Dans les sections suivantes, nous analysons en détail les principaux aspects, que l'on peut classer en deux catégories : les éléments techniques pour le milieu particulier et les activités de protection à des fins de développement durable (environnement, ressources et population). Il faut bien connaître le milieu marin, y compris les conditions glacielles, météocéaniques et l'état du fond marin (chapitre 2), car il jouera un rôle déterminant dans l'éclairage du processus décisionnel relatif au choix de la technologie d'exploration et de forage (chapitre 3), tout comme les aspects touchant la production future (chapitre 4).

Le milieu marin requiert l'évaluation d'éléments différents et particuliers par rapport aux activités terrestres sur le plan de la logistique et du ravitaillement, du soutien et du transbordement, de la gestion des glaces et de la préparation aux situations d'urgence nécessaires pour protéger les travailleurs et l'environnement, de même que pour appuyer les opérations (chapitre 5).

Le milieu subarctique du golfe du Saint-Laurent pose aux exploitants des défis techniques reliés aux activités à grande profondeur dans les régions propices à la glace de mer, laquelle a une incidence sur la technologie pouvant être utilisée, l'époque de l'année où les travaux doivent être entrepris et les options de production réalisables pour les futurs concepts d'exploitation. Un résumé des principaux facteurs physiques et les chapitres correspondants du rapport examinant les aspects techniques des travaux d'exploration et de forage dans le golfe du Saint-Laurent sont présentés au tableau 1-1.

TABLEAU 1-1. ASPECTS DU FORAGE ET DE L'EXPLORATION DANS LE GOLFE DU SAINT-LAURENT

Incidences particulières	Aspect	Facteurs physiques clés	Détails
Saison de forage	Période et durée des activités	Conditions glacielles et météocéaniques	Chapitre 2
Infrastructure d'exploration et de forage	Saison d'eau libre, des plateformes	Données bathymétriques, glacielles et météocéaniques	Chapitre 3
Production future	Lacunes critiques en matière de données à combler en vue de la conception	Données bathymétriques, météocéaniques, glacielles, géotechniques	Chapitre 4
Soutien logistique, ravitaillement et transbordement	Décisions opérationnelles, activités de soutien	Données géographiques, glacielles et météocéaniques	Chapitre 5
Gestion des glaces	Types et capacités des navires, disponibilité du personnel	Fréquence des icebergs, données sur la glace de mer et données météocéaniques	Chapitre 5
Préparation aux situations d'urgence	Exigences en matière d'intervention et adéquation du système de sortie, d'évacuation et de sauvetage (SES)	Aspects glaciels et météocéaniques	Chapitre 5

1.1 Objectif

La composante technique de l'évaluation environnementale stratégique exige que les lacunes actuelles en matière de connaissances issues de la phase 1 soient intégrées à la portée de la phase 2, qui est consacrée à l'acquisition de connaissances supplémentaires. Les éléments techniques mis en lumière à la phase 1 correspondent aux risques de l'exécution des travaux d'exploration et d'extraction d'hydrocarbures, en milieu marin ou à terre, lesquels sont examinés à la phase 2.

Le présent rapport doit déterminer et décrire les risques ou les dangers physiques reliés aux travaux d'exploration et d'extraction de façon à permettre de réduire au minimum les répercussions sur l'environnement et la population. De même, il est nécessaire d'étudier séparément les risques reliés aux activités de surface et de subsurface pour faciliter la définition et la recension des meilleures pratiques.

Le rapport analyse les principaux risques physiques pour l'exploration et la production pétrolières et gazières en milieu marin dans le golfe du Saint-Laurent. Il se penche notamment sur la structure et sur la bathymétrie du fond marin, les données océaniques, météorologiques et géographiques, comme les courants et les vagues, le régime des glaces et des vents et les conditions sous-marines.

Les progrès technologiques dans le domaine de l'exploration et de la production susceptibles d'être utilisés dans les conditions marines rigoureuses caractéristiques des régions propices à la glace –Grands Bancs, golfe de Bohai, mer Caspienne, golfe de Cook ou île de Sakhaline – y ont rendu l'exploitation pétrolière et gazière techniquement et économiquement viable.

La présente étude vise à évaluer les éléments techniques de l'exploration et de l'exploitation pétrolières et gazières dans le gisement Old Harry, situé dans le golfe du Saint-Laurent, et défini dans la section qui suit. Elle porte notamment sur le cycle d'exploitation en milieu marin, les aspects environnementaux, les levés sismiques, l'infrastructure de forage et les opérations d'exploration, les technologies et les concepts des plateformes de forage de production, les activités de soutien et la gestion des glaces.

Le rapport s'inscrit dans l'évaluation environnementale stratégique financée par le MERN, qui procurera renseignements et orientation nécessaire à la prise de décision relative à l'exploration et à l'exploitation actuelles et futures dans le domaine maritime du Québec, et en particulier dans le golfe du Saint-Laurent.

1.2 Région d'intérêt

La région d'intérêt est le golfe du Saint-Laurent (illustré aux figures 1-1 et 1-2), une étendue d'eau située sur la côte est du Canada et bordée par quatre provinces : le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse au nord, à l'ouest et au sud-ouest, et Terre-Neuve-et-Labrador, à l'est et au nord-est. Il est le point d'aboutissement du fleuve Saint-Laurent et communique avec l'océan Atlantique Nord par les détroits de Belle Isle et de Cabot. La profondeur de l'eau y est de faible près de la côte à plus de 500 m dans le chenal Laurentien. Le secteur se caractérise par de forts courants marins provenant du fleuve et

des deux détroits. En hiver, il est sujet à de la glace dérivante et au givrage et, à l'occasion, à des icebergs, comme le résume le chapitre 3. Le secteur d'intérêt immédiat pour l'industrie pétrolière et gazière est le gisement Old Harry et les zones des permis PG963 et PG964, lesquelles avoisinent la zone du PP 1105 de Terre-Neuve-et-Labrador, comme le présente la figure 1-2.

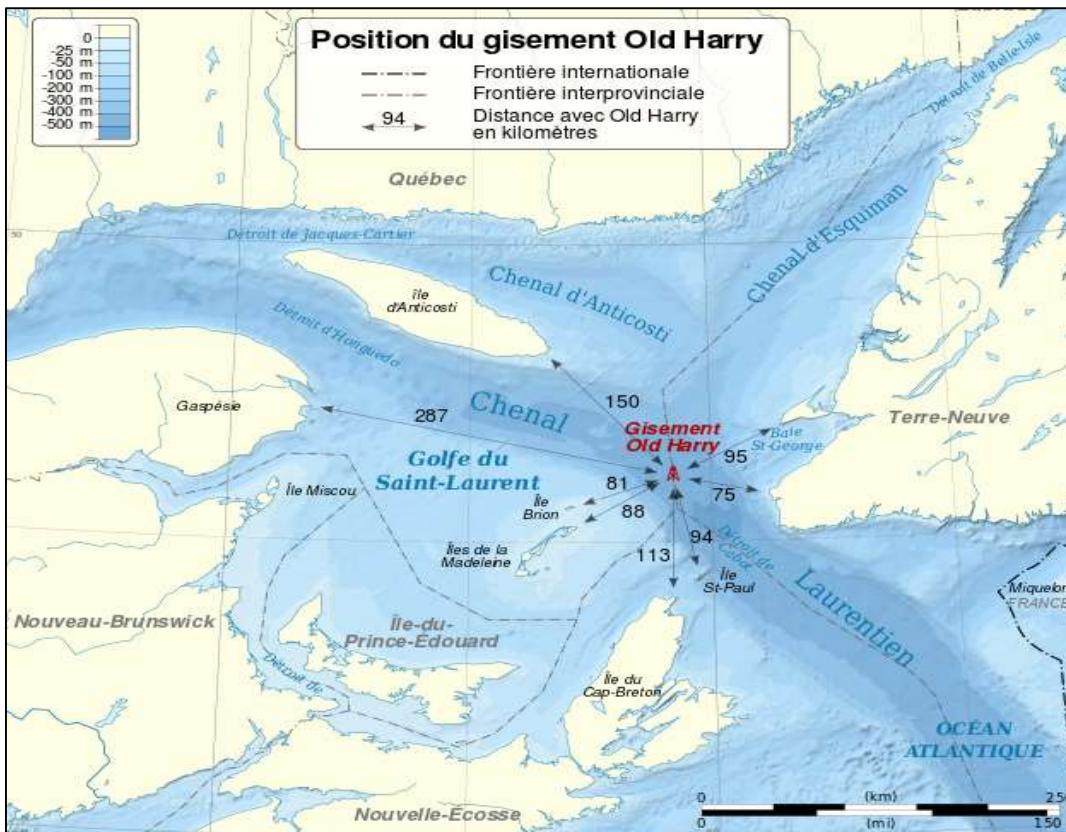


FIGURE 1-1. CARTE DU PROSPECT OLD HARRY
[\(HTTPS://COMMONS.WIKIMEDIA.ORG/WIKI/FILE:OLD_HARRY_OIL_FIELD_LOCATION_MAP-FR.SVG\)](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:OLD_HARRY_OIL_FIELD_LOCATION_MAP-FR.svg)

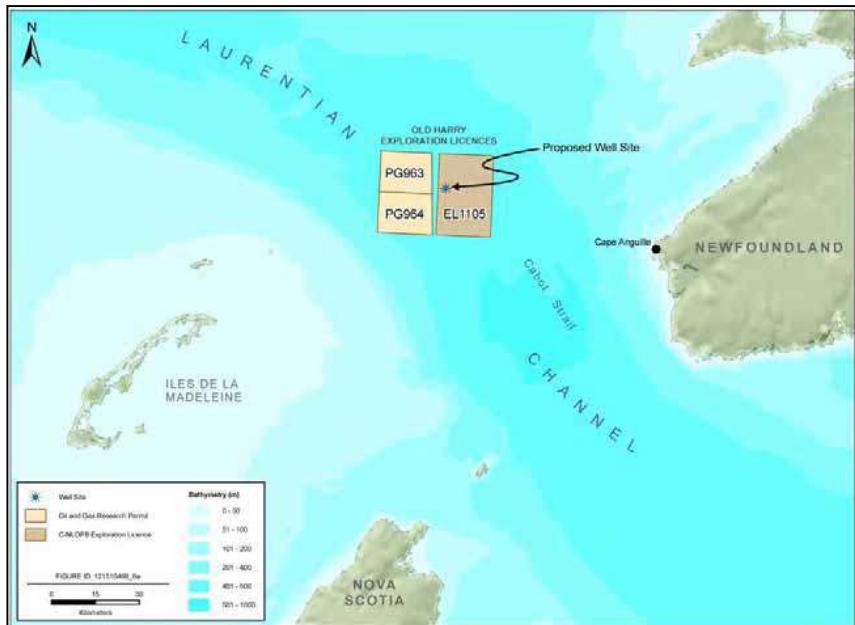


FIGURE 1-2. EMPLACEMENT DES PERMIS D'EXPLORATION PG963 ET PG964 DU QUÉBEC ET DU PERMIS DE PROSPECTION PP 1105 DE TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR CONCERNANT LE PROSPECT OLD HARRY (STANTEC, 2011)

1.3 Cycle d'exploitation en milieu marin

La présente section a pour objet de brosser un portrait du contexte de notre étude quant aux diverses étapes du cycle d'exploitation pétrolier et gazier. Comme le résume la figure 1-3, le cycle d'exploitation comporte plusieurs phases pluriannuelles distinctes. Ce processus est typique du développement en milieu marin et dans la pratique, de tels projets sont gérés par étapes.

Le calendrier de la figure 1-3 n'indique cependant pas le temps qu'il faut pour planifier les travaux et tenir compte des retards causés par la fluctuation des prix du pétrole. Il peut falloir d'un à cinq ans à une entreprise pour satisfaire aux exigences réglementaires, en particulier dans un nouveau secteur, selon la quantité de données météocéaniques, glacielles, géophysiques et environnementales accessibles au public.

Avant de déposer une demande de concession, les exploitants potentiels se servent des données accessibles publiquement pour analyser le risque d'acquérir un permis d'exploration. Des données précises permettent de réduire au minimum les risques à cette étape, qui peut être courte ou longue (plusieurs décennies) selon les prix du pétrole et les possibilités concurrentes en matière d'exploration des hydrocarbures.

Les organismes gouvernementaux et les organismes de réglementation des activités pétrolières et gazières en milieu marin peuvent, de leur côté, recourir à diverses méthodes passives ou proactives afin de susciter l'intérêt pour un éventuel appel d'offres concernant les ressources de leur territoire géographique. Par exemple, la Nouvelle-Écosse a dans ce but récemment acquis des données sur les

fonds marins et des données sismiques pour certaines zones de permis (OCNEHE, 2015). L'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE) a fait réaliser par un tiers une évaluation environnementale de l'ouest de la province.

La phase d'exploration comprend la collecte de données sur le fond marin et de données sismiques, ainsi que sur le forage de puits d'exploration. À la figure 1-3, le calendrier accorde une période de 2 à 5 ans pour cette étape, ce qui est irréaliste pour plusieurs raisons. Tout d'abord, l'exploration peut s'effectuer dans une province ou un territoire ayant fixé des exigences proactives, dans un nouveau gisement marin ou dans un nouveau type de gisement. Ensuite, la durée du cycle d'exploitation dépend toujours des paramètres économiques relatifs au pétrole. Prenons l'exemple du gisement Hibernia, au large de Terre-Neuve-et-Labrador (voir la section 4.1). Sa découverte remonte à 1979, mais il n'a commencé à être exploité qu'en 1997. Entre-temps, les prix du pétrole et du gaz avaient chuté (années 1980).

S'assurer de la disponibilité de l'appareil de forage peut en outre constituer un défi quand les prix du pétrole sont élevés, car ces appareils peuvent parfois être réservés plus de trois à cinq ans d'avance. D'autre part, la réglementation peut nécessiter une grande diligence raisonnable, notamment sous forme d'évaluations environnementales approfondies, surtout s'il est possible de rencontrer des milieux sensibles. L'exploration prend aussi plus de temps dans les conditions rudes et elle est limitée par les saisons d'eau libre et par l'état de la mer. Enfin, le forage peut également s'étendre sur plusieurs saisons.

L'analyse du cycle de vie à chaque étape d'un permis (exploration, exploitation, production, déclassement) répond à des besoins économiques et de sécurité, mais elle améliore aussi indubitablement la durabilité des activités pétrolières et gazières en milieu marin. Utiliser la même méthode pour les matériaux et pour les consommables (boues de forage) peut permettre de réduire l'empreinte environnementale des activités d'exploration ou d'exploitation.

Il importe par ailleurs de noter que si les exploitants sont en général mus par la valeur actualisée nette du produit, qui dicte certaines stratégies de production, les propriétaires (la population, la province et le pays) sont, eux, plus intéressés par la récupération finale. Or ces deux principes s'opposent souvent. La solution peut résider dans des stratégies proactives de conception de réservoirs et de gestion de la production.

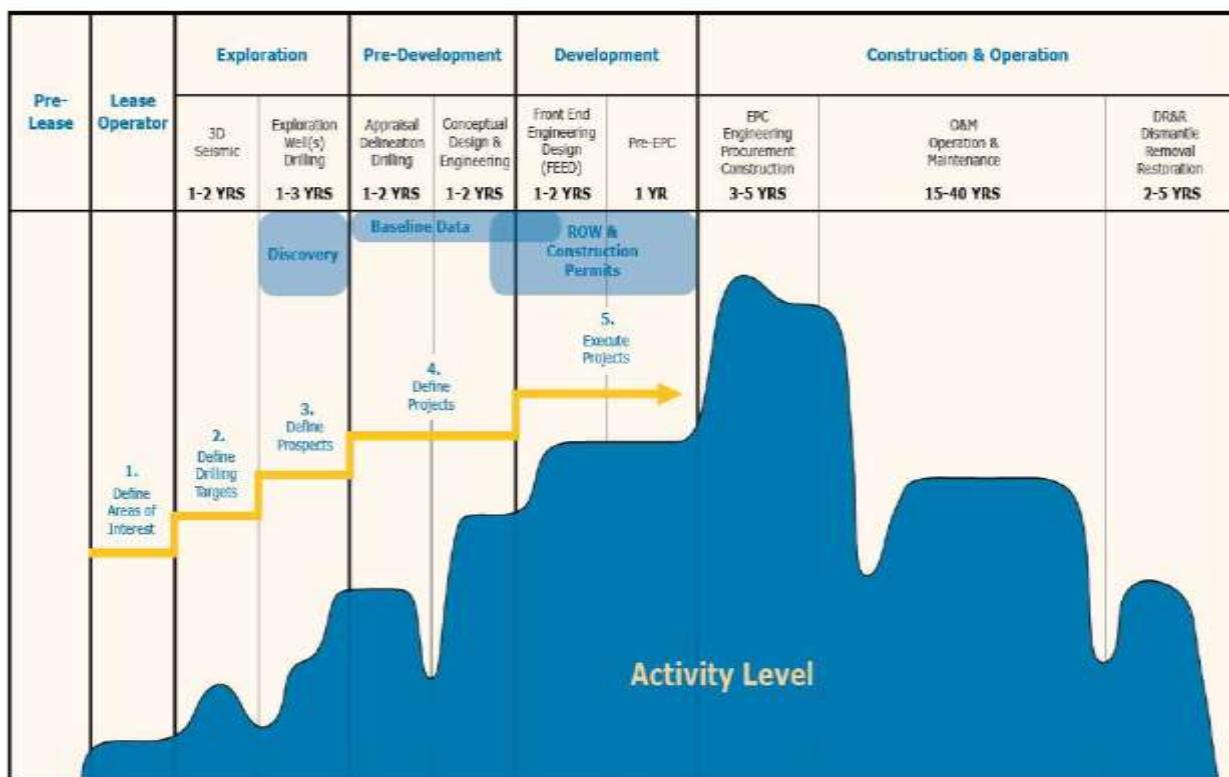


FIGURE 1-3. APERÇU DU CYCLE D'EXPLOITATION D'UN GISEMENT PÉTROLIER ET GAZIER DANS L'ARCTIQUE (PAVIA ET COLL., 2011)

Pour mettre en lumière les différentes opérations associées aux phases d'un projet d'exploitation en milieu marin dans une région sujette aux glaces, la figure 1-4 en résume les étapes principales. La liste des tâches correspondant à chaque phase n'est pas exhaustive, mais elle présente celles qui sont les plus probables.

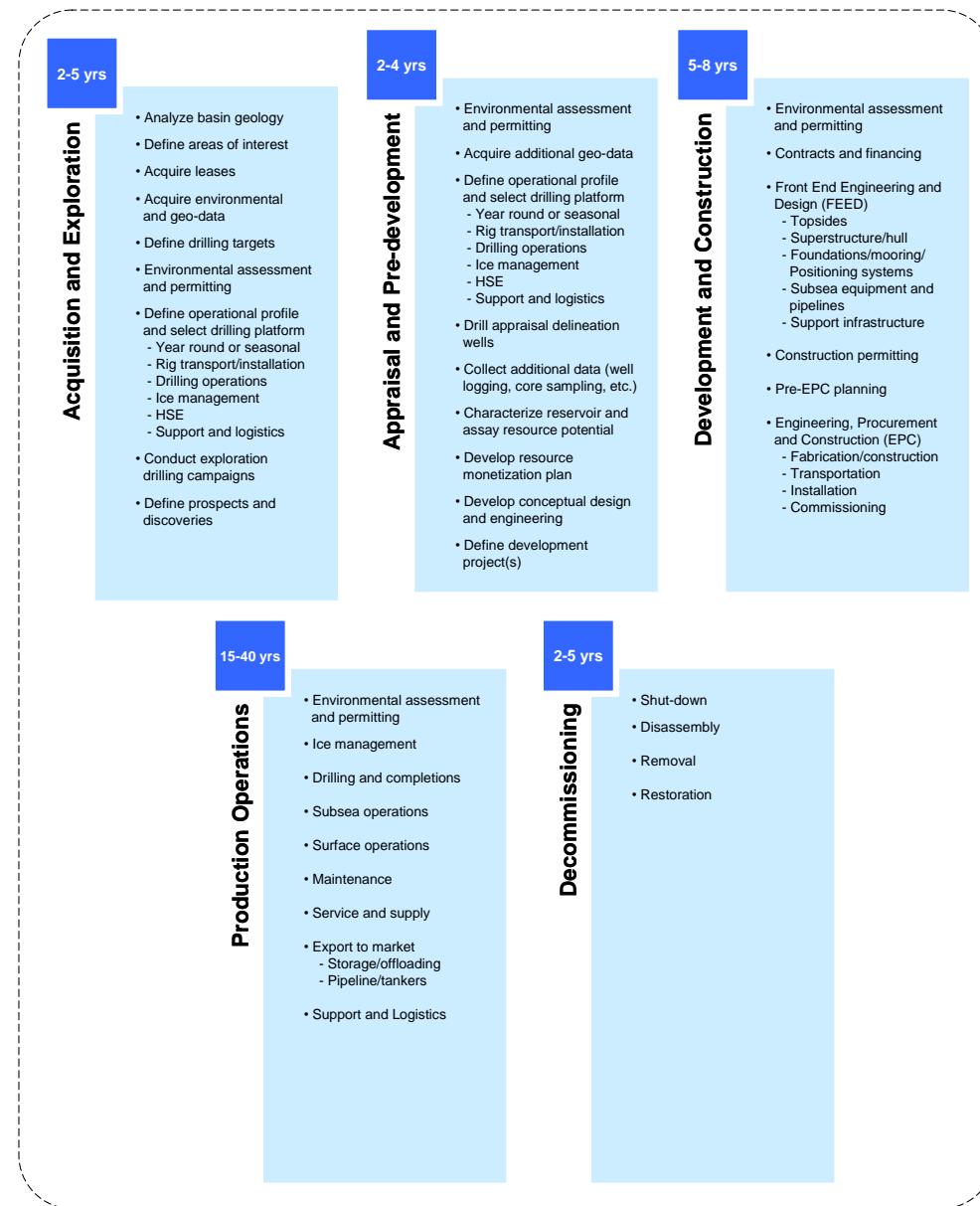


FIGURE 1-4. TRAVAUX ASSOCIÉS AUX DIFFÉRENTES ÉTAPES DE L'EXPLOITATION EN MILIEU MARIN (TAYLOR ET COLL., 2012)

La figure 1-5 montre à quel endroit les données recueillies sont utilisées ou analysées et à quelles fins. Les levés sismiques servent à définir la structure et la section des réservoirs et, avec les renseignements pétrophysiques, à formuler une hypothèse quant à un modèle géologique de réservoir, qui servira à estimer le volume du réservoir et à établir les options d'exploitation. On peut aussi voir que les relevés géotechniques et météorologiques (ce qu'on appelle dans le présent rapport, levés bathymétriques, relevés météocaniques et relevé des glaces) influent sur les possibilités d'installations et de structures en milieu marin.

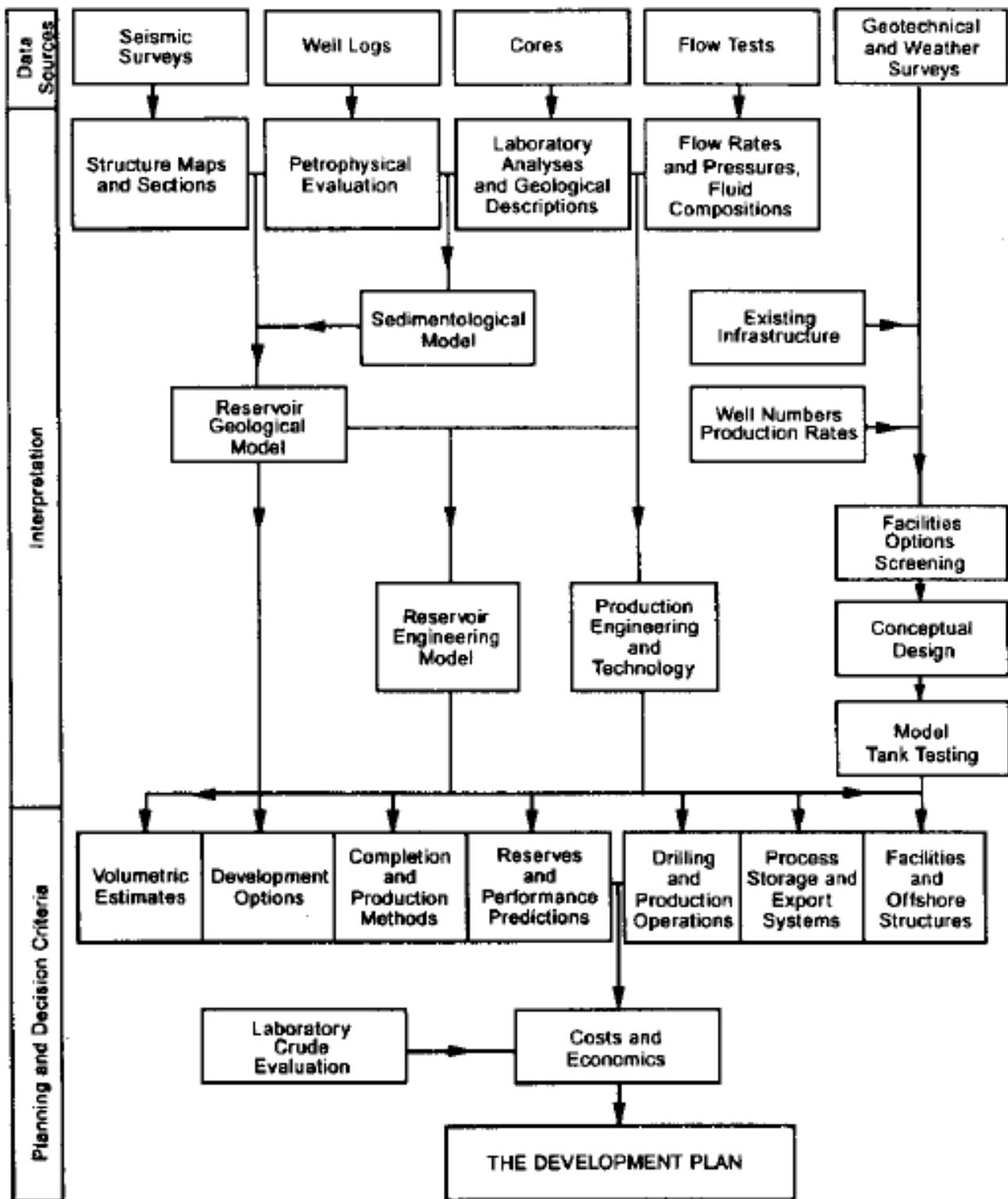


FIGURE 1-5. INTRANTS ET EXTRANTS DE DONNÉES DURANT LA PLANIFICATION DE L'EXPLOITATION

1.4 Hypothèses et limites

Les données et les renseignements utilisés dans notre étude se limitent aux sources publiquement accessibles indiquées dans le rapport. Lorsque les données étaient insuffisantes ou non accessibles, le rapport en fait mention. Nous y suggérons de plus des analyses qui permettront de combler ces lacunes.

La portée du rapport se limite aux aspects physiques et techniques des activités d'exploration et de forage pétroliers et gaziers. Par conséquent, les volets économiques, sociaux, biologiques, environnementaux et géologiques n'y sont pas étudiés, pas plus que la réglementation du domaine.

1.5 Portée

La portée du document, définie au contrat, est exposée ci-dessous.

L'environnement physique dans les régions nordiques pose des défis qui accroissent la complexité et le coût de l'exploitation pétrolière et gazière en milieu marin. Il se caractérise par de basses températures, la présence de glace de mer (y compris les ondins extrêmes), la possibilité d'incursions d'iceberg, l'érosion du fond marin sous l'effet de la glace aux points d'arrivée des oléoducs, de forts courants et de hautes vagues, le givrage marin, les dangers qui menacent le fond marin (dont les hydrates de gaz et l'atteinte à la stabilité de la pente) et l'état particulier du sol et des fonds marins.

En dépit de ces défis, l'industrie a élaboré des solutions viables pour la production dans les gisements situés à l'intérieur de zones propices à la glace de mer et à de rares icebergs, telles que les Grands Bancs, le golfe de Bohai, la mer Caspienne, le golfe de Cook et l'île de Sakhaline. Plus au nord, dans la mer de Beaufort par exemple, elle a développé les moyens d'effectuer en toute sécurité des forages d'exploration en milieu marin jusqu'à 30 mètres toute l'année, à partir de plateformes fixes et plus profondément, en été et au début de l'hiver, à l'aide de navires de forage (Croasdale et McDougall, 1992).

Grâce aux navires de gestion des glaces, les exploitants ont effectivement été en mesure d'élargir la période de forage au-delà de la saison d'eau libre. Dans les régions où l'eau est profonde et les conditions glaciellles, plus difficiles, la saison de forage est beaucoup plus courte et le percement complet d'un puits d'exploration peut nécessiter plusieurs saisons, en cas de retard durant les travaux. Si le calendrier d'exploration peut s'étendre sur plusieurs périodes, une fois arrivé à la phase de production du cycle d'exploitation, il faudra forer plusieurs puits dans une même saison et assurer l'exploitation toute l'année pour produire de manière rentable.

Afin de mieux évaluer l'incidence des conditions météorologiques, nous résumons les conditions propres au site Old Harry au chapitre 2.

Pour que les activités puissent être menées toute l'année dans la glace, les plateformes fixes et flottantes doivent être renforcées et les plateformes flottantes, équipées de dispositifs de débranchement. La gestion des glaces est également nécessaire.

1.6 Références

- BEHRENBRUCH, P. (1993). *Offshore Oilfield Development Planning*, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/22957-PA.
- CANADA (1985). *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, L.R.C. 1985, ch. O-7 (dernière modification : 19 juin 2015), Ottawa, ministère de la Justice. Sur Internet : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/o-7/>.
- CANADA (1987). *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador*, L.C. 1987, ch. 3, Ottawa, ministère de la Justice. Sur Internet : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/c-7.5/>.
- CANADA (1988). *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, L.C. 1988, ch. 28, Ottawa, ministère de la Justice. Sur Internet : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/c-7.8/>.
- CANADA (1999). *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, L.C. 1999, ch. 33, Ottawa, ministère de la Justice. Sur Internet : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/c-15.31/>.
- CANADA (2009). *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, Ottawa, ministère de la Justice. Sur Internet : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2009-315/>.
- CANADA (2009). *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, DORS/2009-316, Ottawa, ministère de la Justice. Sur Internet : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2009-316/>.
- CANADA (2009). *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*, DORS/2009-317, Ottawa, ministère de la Justice. Sur Internet : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2009-317/>.
- CANADA (2012). *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, S.C. 2012, c. 19, s. 52, Ottawa, ministère de la Justice. Sur Internet : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/c-15.21/index.html>.
- CANADA-QUÉBEC (2011). Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent, <https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/www/pdf/media/newcom/2011/201149a-fra.pdf>.
- C-CORE (2005). Characterization of Ice-Free Season for Offshore Newfoundland – Addendum: Calculation of Iceberg Collision Risk during Ice-Free Season, rapport de C-CORE R-04-093-341, version 2 (mai). Sur Internet : <http://www.cnlopbc.ca/news/pdfs/ccorereportaddendum.pdf>.
- NOUVELLE-ÉCOSSE (1987). *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*, S.N.S. 1987, c. 3, Halifax, Office of the Legislative Counsel. Sur Internet : <http://nslegislature.ca/legc/statutes/canada-ns%20offshore%20petroleum.pdf>.
- NOUVELLE-ÉCOSSE (2009). *Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations*, O.I.C. 2009-518, N.S. Reg. 336/2009, Halifax, Office of the Legislative Counsel. Sur Internet : <https://www.novascotia.ca/just/regulations/regs/copdrill.htm>.
- OPENLEARN (S.D.). *Earth's physical resources: petroleum*, « Section 3.2.1: Seismic data and interpretation ». Sur Internet : <http://www.open.edu/openlearn/science-maths-technology/science/environmental-science/earths-physical-resources-petroleum/content-section-3.2.1>.
- PAVIA, G., S. BLUE ET L. RENKERT (2011). *The Arctic Regulatory and Stakeholder Experience*, actes de l'Arctic Technology Conference tenu à Houston, Texas, en février 2011.

STANTEC (2011). *Environmental Assessment of the Old Harry Prospect Exploration Drilling Program*, rapport rédigé à l'intention de Corridor Resources Inc., octobre 2011.

TAYLOR, R.S., D.C. MURRIN, A.M. KENNEDY ET C.J. RANDELL (2012). *Arctic Development Roadmap: prioritization of R&D*, actes de l'Offshore Technology Conference 2012 tenu du 30 avril au 2 mai à Houston, Texas (OTC-23121).

TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR (1990). *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act*, RSNL 1990, ch. C-2, St. John's, Queen's Printer. Sur Internet : <http://assembly.nl.ca/Legislation/sr/statutes/c02.htm>.

TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR (1990). *Offshore Petroleum Drilling and Production Newfoundland and Labrador Regulations, 2009*, O.C. 2009-386, St. John's, Queen's Printer. Sur Internet : <http://www.assembly.nl.ca/legislation/sr/regulations/rc090120.htm>.

2. LE MILIEU MARIN

2.1 Présentation

Les conditions climatiques dans la région d'Old Harry peuvent être considérées comme rigoureuses à cause de la forte présence de glace de mer de première année durant une partie de l'année, de la possibilité d'incursions de rares icebergs et des risques de tempête. Ces conditions rendent possible le givrage de la superstructure entre la fin novembre et avril. Le brouillard, la brume et la neige réduisent la visibilité, surtout à l'automne et au printemps, le pire mois à cet égard étant janvier.

Parallèlement à notre étude, C-CORE a réalisé, en collaboration avec les auteurs du présent rapport, une évaluation détaillée des conditions climatiques au gisement Old Harry pour le compte du MERN, dans le cadre de l'étude GTEC09 (C-CORE, 2015). Les deux rapports faisant partie du même programme, il a fallu éviter toute redondance. Un bref résumé des renseignements environnementaux pertinents au site Old Harry et tiré de cette étude parallèle est présenté ci-dessous.

2.2 Bathymétrie et propriétés du fond marin

Comme l'illustre la figure 2-1, le prospect Old Harry est situé près du centre du chenal Laurentien. Ce dernier est une vallée en U entre le Banc des Îles de la Madeleine et la plateforme du sud-ouest insulaire de Terre-Neuve (Stantec, 2013).

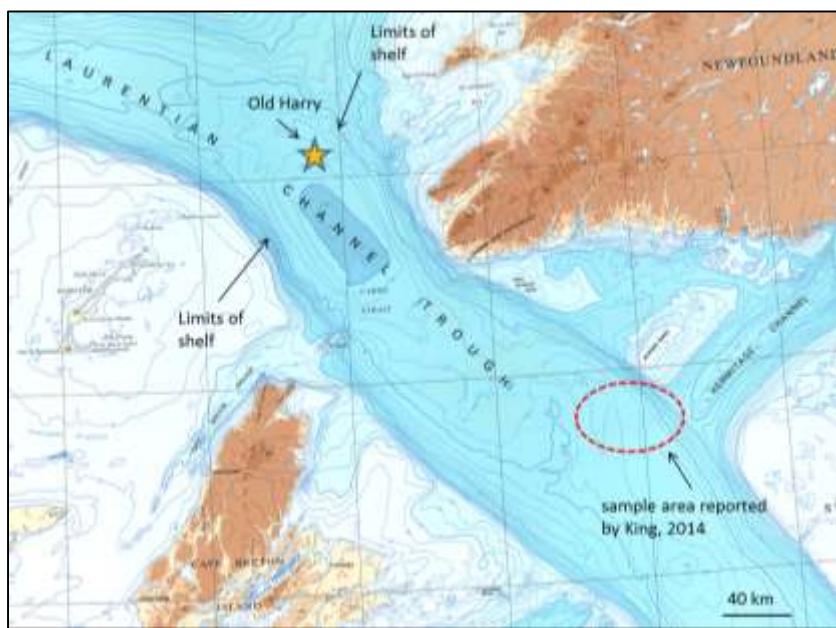


FIGURE 2-1. EMPLACEMENT APPROXIMATIF DU PROSPECT OLD HARRY ET CARACTÉRISTIQUES GÉOTECHNIQUES

La cartographie bathymétrique fournie par le Service hydrographique du Canada (Loring et Nota, 1973) montre des gradients de surface très faibles au fond du chenal et des bordures à forte pente entre le

chenal et les plateformes adjacentes. Cependant, on estime que les bordures du chenal sont à plus de 30 kilomètres de la zone d'exploration proposée. La profondeur de l'eau dans la zone de permis varie de 462 à 482 mètres, avec un pendage du fond marin local de moins de 1° (Stantec, 2013).

C-CORE (2015) a relevé d'autres détails sur la bathymétrie, les sédiments du fond marin, les géorisques et les lacunes quant aux renseignements géotechniques pour cette région à partir d'un examen récent de la documentation sur la bathymétrie, les sédiments du plancher océanique, la géologie du quaternaire et la possibilité de géorisques autour du site Old Harry proposé. Ces renseignements ne sont toutefois pas reproduits ici; le lecteur se reportera au rapport correspondant pour en savoir plus sur la bathymétrie et les propriétés du fond marin.

2.3 Vents et vagues

Les forts vents, les hautes vagues et les tempêtes violentes sont courants dans le golfe du Saint-Laurent l'hiver. Au printemps et à l'été, les tempêtes sont plus rares et moins intenses et les vents, modérés. Les vents et les vagues sont très importants dans la détermination de la faisabilité des travaux en milieu marin durant la saison d'eau libre. S'appuyant sur la base de données MSC50 (Swail et coll., 2006), C-CORE (2015) a récemment analysé par simulation rétrospective le vent et les vagues à Old Harry afin d'en caractériser le régime. Un résumé des vitesses extrêmes des vents et des hauteurs extrêmes des vagues tiré de cette étude est présenté aux tableaux 2-1 et 2-2 ci-dessous. Voir C-CORE (2015) pour en savoir plus.

TABLEAU 2-1. VITESSES EXTRÊMES DES VENTS PAR PÉRIODE DE RÉCURRENCE (C-CORE, 2015)

48.1°N -60.4°W		Wind Speed Extremes by Return Period												
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
WS (m/s)	10 Year	23.9	22.5	21.5	20.7	17.9	16.5	15.4	16.8	20.1	21.1	23	24.2	25
	25 Year	24.8	23.4	22.5	22.3	18.9	17.7	16.5	18	21.7	22.2	24.6	25.2	25.9
	50 Year	25.5	24.1	23.2	23.5	19.5	18.5	17.4	18.8	23	23.1	25.7	26	26.6
	100 Yr.	26.1	24.7	23.9	24.7	20.2	19.4	18.3	19.7	24.2	24	26.9	26.7	27.2

TABLEAU 2-2. HAUTEURS EXTRÊMES DES VAGUES (C-CORE, 2015)

48.1°N -60.4°W		Significant Wave Height Extremes by Return Period												
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Hs (m)	10 Year	7.9	6.2	5.9	5.7	5	4.3	3.8	4.5	5.7	6.5	7.4	8.4	9
	25 Year	8.7	7	6.7	6.5	5.7	4.9	4.2	5	6.3	7.1	8.1	9.1	9.7
	50 Year	9.3	7.7	7.3	7.1	6.2	5.3	4.6	5.5	6.8	7.5	8.7	9.7	10.3
	100 Yr.	9.9	8.3	7.9	7.7	6.7	5.7	4.9	5.9	7.3	8	9.2	10.3	10.9

2.4 Courants

Le régime des courants de surface dans le golfe du Saint-Laurent (illustré à la figure 2-2) montre à quel point le site Old Harry peut être influencé par la combinaison de plusieurs circulations de courants à grande échelle (Garde côtière canadienne, 2015). Les courants associés à l'écoulement du Saint-Laurent jouent un rôle important dans le transport de la glace de mer dans la région, tout comme les courants de sud-ouest provenant du détroit de Belle Isle, qui font une boucle au sud de l'île d'Anticosti et qui peuvent à l'occasion faire dériver des icebergs plus au sud. Le long de la partie sud de Terre-Neuve, les courants d'ouest peuvent aussi (quoique rarement) apporter des icebergs dans le détroit de Cabot. Ces différentes circulations influent à la fois sur les régimes des courants et sur les régimes des glaces aux alentours du prospect.

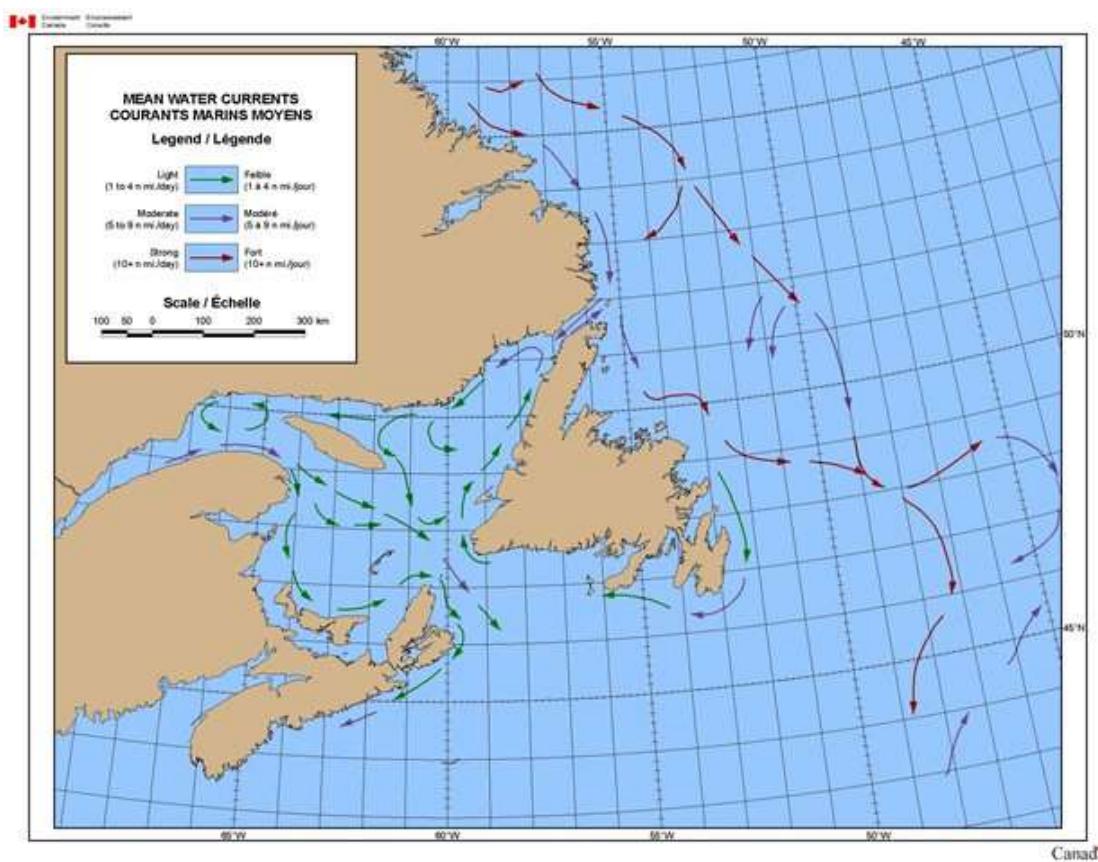


FIGURE 2-2. COURANT DE SURFACE DANS LE GOLFE DU SAINT-LAURENT (GARDE CÔTIÈRE CANADIENNE, 2015)

Dans le cas du site Old Harry, on a récemment analysé les données sur les courants recueillies par une bouée océanographique mouillée sur les lieux et les données de modèle. Ces données ont ensuite servi à produire des tracés en série chronologique, des profils de profondeur, des cartes de la rose des vents pour la direction du courant à différentes profondeurs, et à obtenir des renseignements sur le régime des courants (C-CORE, 2015).

Le courant de surface est un paramètre important pour la planification des activités en surface (p. ex. pour le maintien en position des plateformes et des navires), pour la modélisation de la dérive à des fins

d'étude environnementale et d'élaboration de scénarios d'intervention en cas d'urgence, ainsi que pour l'évaluation du déplacement et de la dérive des glaces.

La variation des courants dans la colonne d'eau (illustrée à la figure 2-3) est un facteur essentiel pour les opérations sous-marines, l'évaluation des charges hydrodynamiques sur les éléments sous-marins et l'évaluation de la susceptibilité des trains de tiges et des colonnes montantes de forage aux vibrations induites par le vortex. Il est suggéré de recueillir et d'analyser plus de données afin de déterminer les courants de marée dans la région.

Stantec Consulting (2013) présente une estimation des courants de marée effectuée à l'aide de WebTide et des courants moyens en surface et au fond de l'eau modélisés grâce à WebDrogue. Les moyennes mensuelles des conditions de surface sont près de la moitié de celles présentées par C-CORE (2015), alors que les courants de fond sont semblables, mais montrent des différences selon le mois. Pour en savoir plus sur le régime des courants à Old Harry, se reporter à C-CORE (2015).

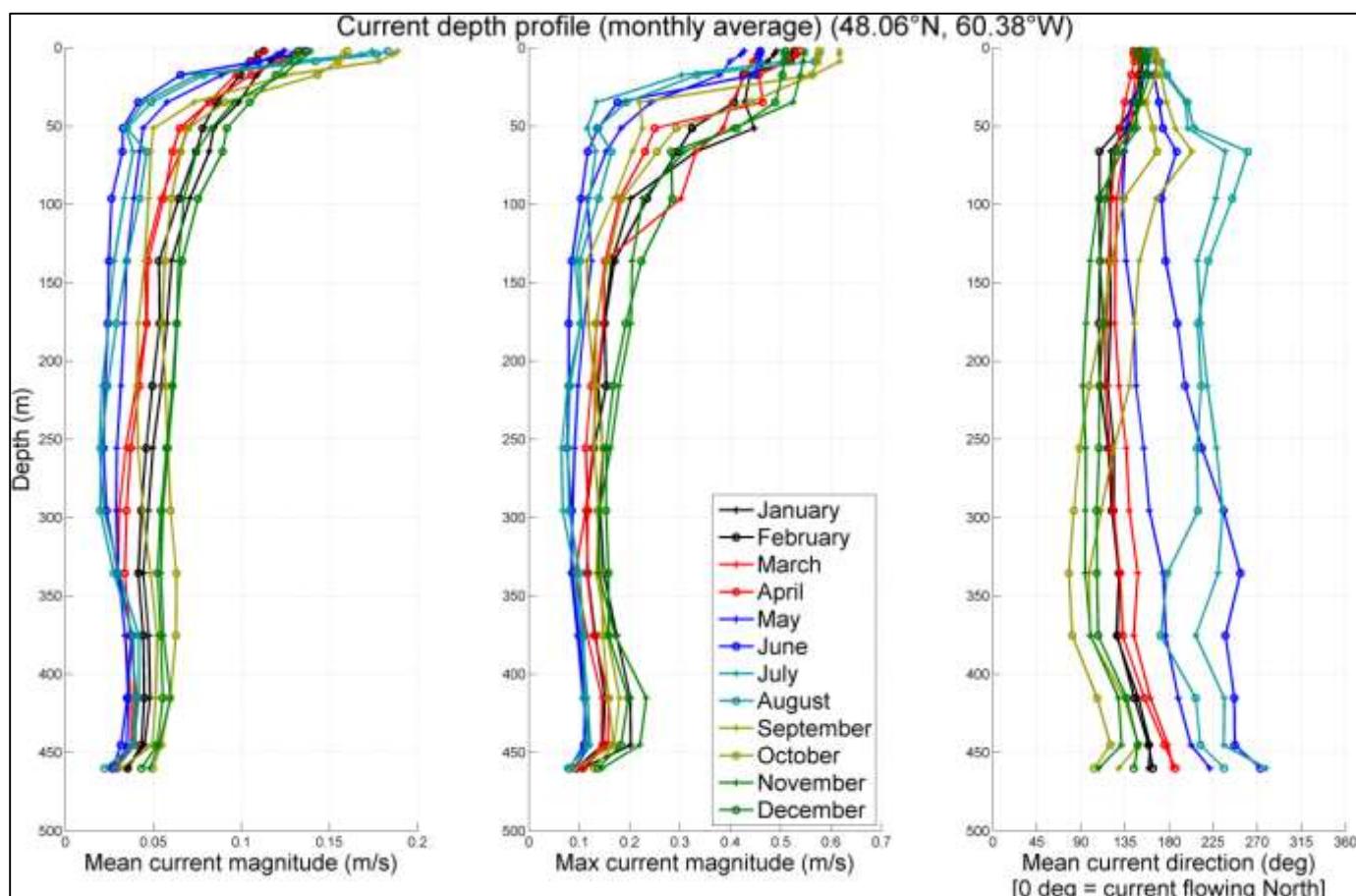


FIGURE 2-3. TRACÉS DE PROFILS DE PROFONDEUR : AMPLITUDE MOYENNE MENSUELLE DES COURANTS (À GAUCHE), AMPLITUDE MAXIMALE MENSUELLE DES COURANTS (AU CENTRE) ET MOYENNE MENSUELLE DE LA DIRECTION DES COURANTS (À DROITE)

2.5 Conditions météorologiques

Dans le golfe du Saint-Laurent, la température varie en fonction de la période de l'année et il y existe des microclimats. Les figures 2-4 et 2-5 relèvent la température mensuelle moyenne et les précipitations moyennes entre 1980 et 2010 pour les îles de la Madeleine, au sud-ouest d'Old Harry, et pour Chanel-Port aux Basques, au sud-est (Environnement Canada, 2015). Comme on peut le noter, la température est légèrement plus élevée et les précipitations légèrement plus faibles aux îles de la Madeleine, ce qui est révélateur des vents qui y soufflent. Le refroidissement éolien figure au tableau 2-3. En général, les mois de janvier, février et mars comportent plusieurs jours pour lesquels il est inférieur à -20 °C.

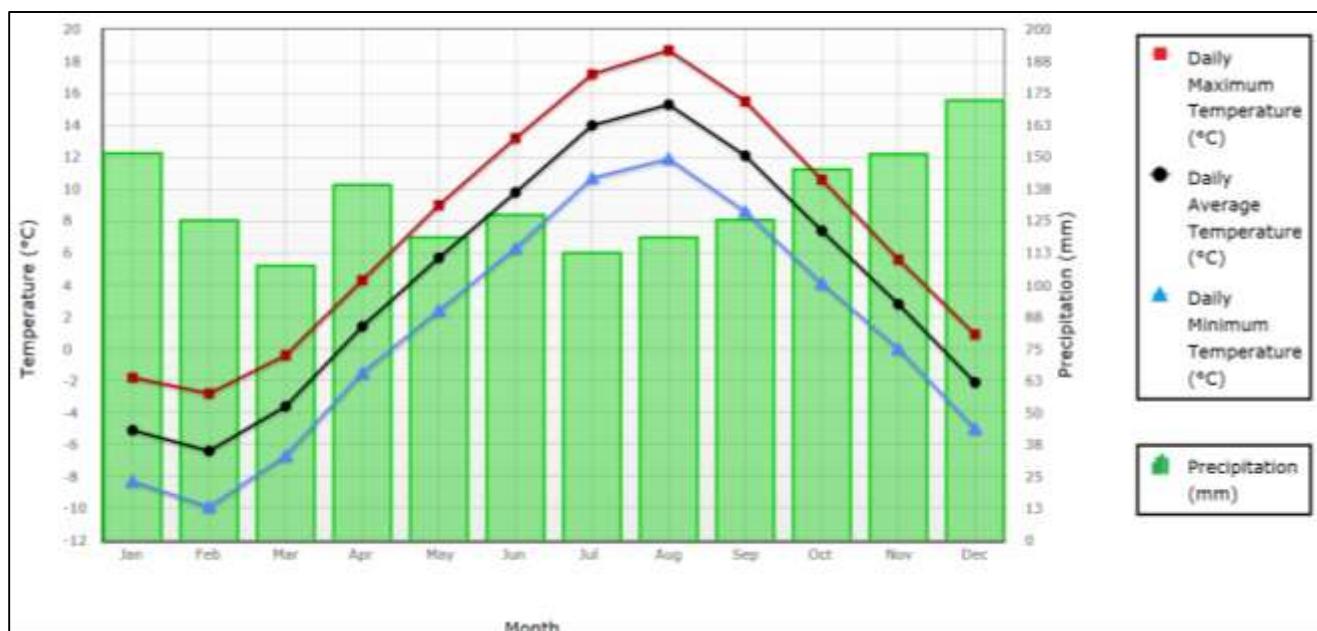
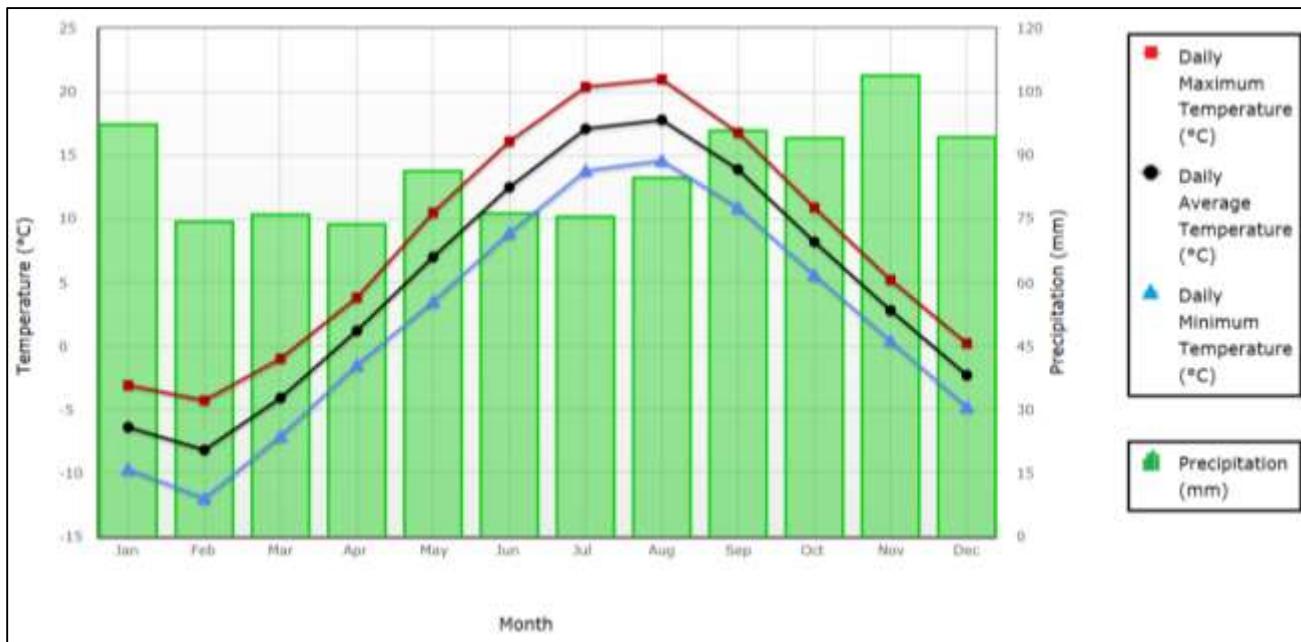


FIGURE 2-4. GRAPHIQUE DES TEMPÉRATURES ET DES PRÉCIPITATIONS POUR LES NORMALES CLIMATIQUES AU CANADA DE 1981 À 2010
PORT AUX BASQUES (ENVIRONNEMENT CANADA, 2015)



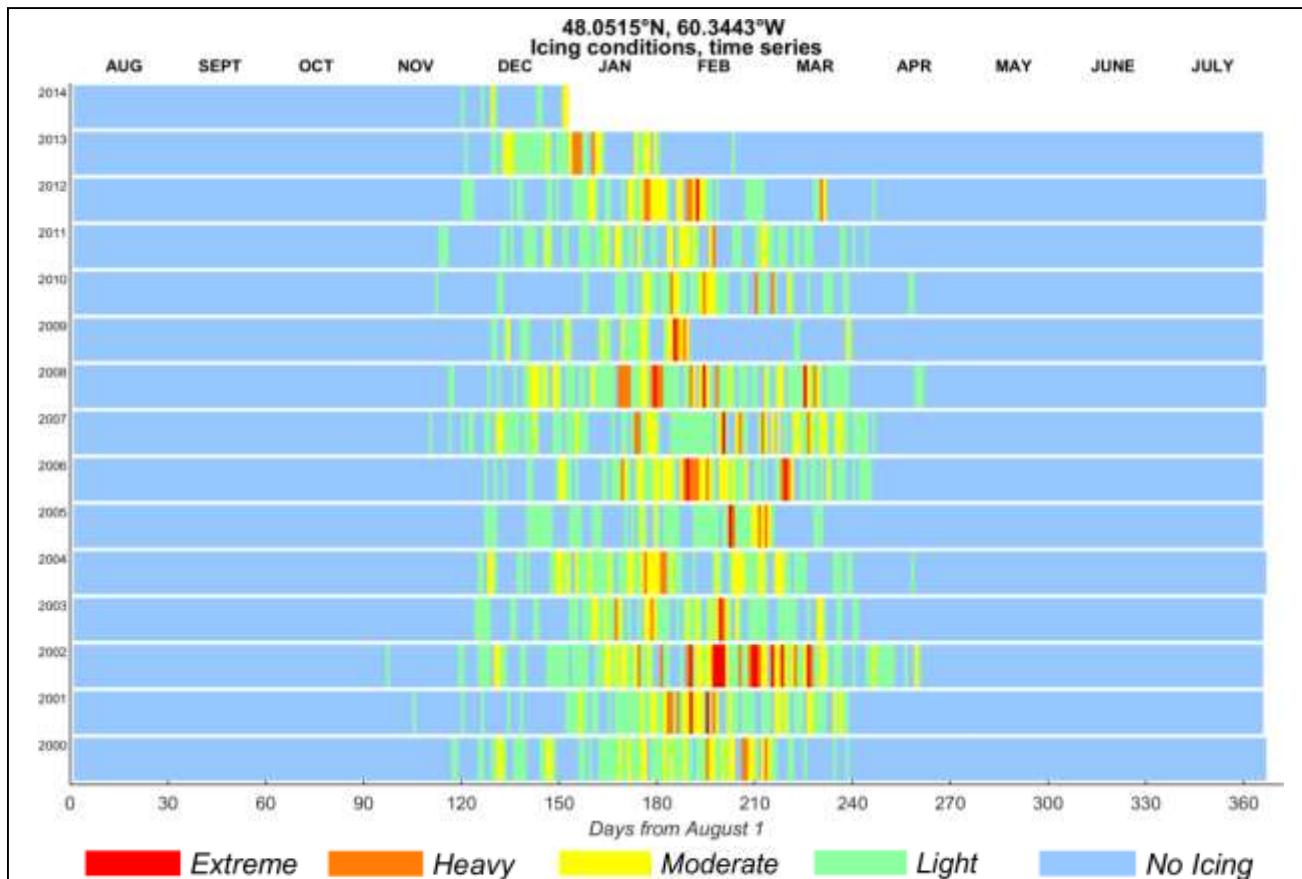
**FIGURE 2-5. GRAPHIQUE DES TEMPÉRATURES ET DES PRÉCIPITATIONS POUR LES NORMALES CLIMATIQUES AU CANADA DE 1981 À 2010
ÎLES DE LA MADELEINE A (ENVIRONNEMENT CANADA, 2015)**

TABLEAU 2-3. REFROIDISSEMENT ÉOLIEN MOYEN ET EXTRÊME POUR PORT AUX BASQUES (ENVIRONNEMENT CANADA, 2015)

	Month											
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Extreme Wind Chill (°C)	-37	-40	-38	-23	-12	-3	0	0	0	-11	-21	-34
Date (yyyy/dd)	1993/31	1972/23	1986/10	2003/17	1972/11	1994/05	1966/01	1966/01	1966/01	1976/27	1978/27	1984/27
Days with Wind Chill < -20°C	7.7	9.2	4.6	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1
Days with Wind Chill < -30°C	0.6	1.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Days with Wind Chill < -40°C	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

2.6 Givrage marin

Comme l'illustre la figure 2-6 ci-après, les modèles de givrage montrent que la température, le vent et les vagues dans la région sont propices au glaçage de la superstructure entre novembre et avril, surtout entre janvier et mars. On suggère d'entreprendre des programmes de collecte de données réelles sur le terrain pour vérifier les résultats de ces modèles. Pour en savoir plus sur l'analyse et sur les résultats correspondants au résumé ci-dessus, se reporter à C-CORE (2015).



**FIGURE 2-6. SÉRIES CHRONOLOGIQUES DE LA GRAVITÉ DU GIVRAGE À OLD HARRY POUR LES ANNÉES 2000-2014
(C-CORE, 2015)**

2.7 Glace de mer

La glace de mer est un facteur important pour les activités dans la région à cause de sa forte probabilité annuelle de survenue (comme l'illustre la figure 2-7, on n'a relevé aucune présence notable de glace que durant 3 des 30 dernières années) et de son potentiel de forte concentration maximale. La saison de glace de mer peut s'étaler de janvier au début mai et la concentration maximale y est de faible (1/10 à 4/10) au début et à la fin de la saison à très forte (> 9/10) durant de grandes parties de cette même saison (voir la figure 2-7). La période de pointe de présence de glace de mer se situe d'habitude entre février et avril, bien que des variations annuelles importantes de la durée et de la gravité de la glaciation soient courantes.

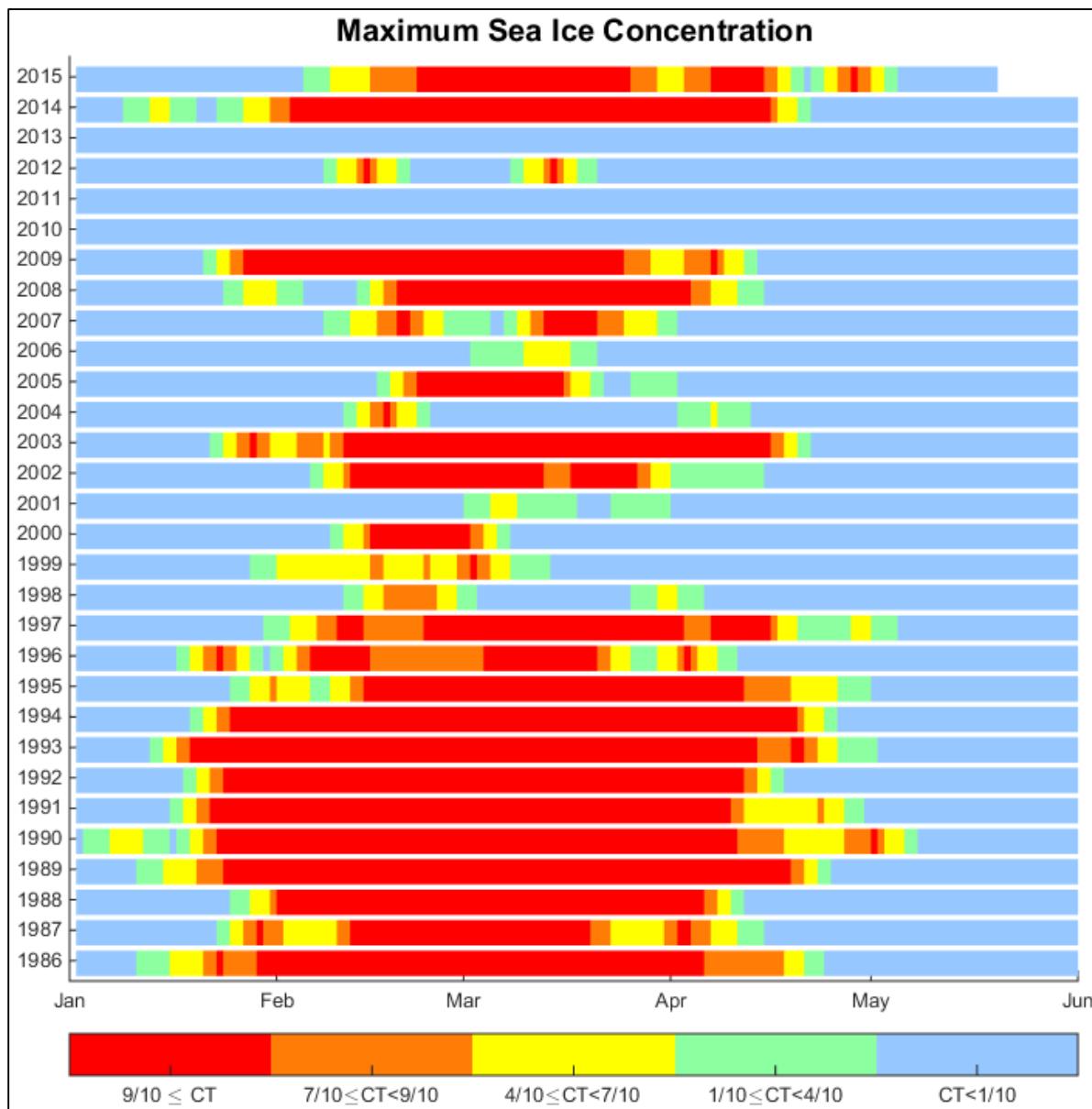


FIGURE 2-7. SÉRIES CHRONOLOGIQUES DE CONCENTRATION MAXIMALE (C-CORE, 2015)

D'après le graphique des glaces de 2006 à 2015 (C-CORE, 2015), l'épaisseur maximale de la glace pour cette région correspond à de la glace de première année épaisse (>120 cm) présente occasionnellement et en faible concentration (1/10 à 3/10). Par comparaison, l'épaisseur la plus fréquente durant la même période correspond à la glace de première année mince (30-70 cm) en concentrations modérées (4/10 à 6/10). Pour en savoir plus sur les conditions de glace de mer dans cette région, se reporter à C-CORE (2015).

D'après les conditions glacielles, qui peuvent représenter diverses morphologies, comme la glace flottante uniforme ou la glace tourmentée ou entassée, on s'attend à ce que les plateformes conçues pour l'exploitation annuelle à Old Harry soient fréquemment aux prises avec de la glace de mer de première année durant leur durée de vie nominale.

Devant la variabilité annuelle et saisonnière de la glace de mer, il est nécessaire de réaliser une évaluation probabiliste de la poussée des glaces sur les plateformes en exploitation pendant la saison des glaces, laquelle sera également requise pour l'étude ultérieure des installations destinées à être utilisées toute l'année. Dans ce processus, il est en outre essentiel d'étudier la gestion de la glace de mer (p. ex. les brise-glace). Quand les activités planifiées seront mieux connues, notamment en ce qui concerne les coordonnées des installations de forage et de production, il faudra se pencher sur des données plus détaillées sur le lieu des puits afin de mieux résumer les conditions de glace de mer aux emplacements d'intérêt, puisqu'il peut également y avoir une variation locale des conditions glacielle dans la région.

2.8 Icebergs

L'examen des données historiques et des bases de données d'observation des icebergs indique que seule une très petite quantité d'icebergs a été signalée dans la partie du golfe du Saint-Laurent à proximité du prospect Old Harry (C-CORE, 2015). Du nombre, la majorité présentait des caractéristiques de bourguignons et de fragments d'iceberg. L'examen des schémas de circulation globaux dans la région (figure 2-2) peut laisser penser que les rares icebergs pouvant pénétrer dans le secteur seront évacués vers le détroit de Belle Isle, entre Terre-Neuve et le Labrador, et que les icebergs occasionnels apportés dans le chenal d'Avalon seront rejetés sur la côte sud de Terre-Neuve, vers le détroit de Cabot.

Même si le taux de contact prévu avec une structure avoisinante est de 0,001 par an (période de récurrence de 1000 ans), la norme ISO 19906 demande d'analyser la poussée des icebergs sur les installations d'Old Harry. Les systèmes de débranchement dont seront munies les plateformes d'exploration offriront une protection supplémentaire si un programme de suivi des icebergs et des protocoles de débranchement est en place.

Un système de suivi et de débranchement de fiabilité adéquate permettra de réduire suffisamment le risque de collision avec un iceberg pour qu'aucune gestion physique ne soit nécessaire. Il est suggéré d'effectuer une évaluation détaillée de ce risque pour déterminer les besoins en gestion des glaces. Pour en savoir plus sur les renseignements disponibles au sujet des icebergs à Old Harry, se reporter à C-CORE (2015).

2.9 Brouillard et visibilité

Le brouillard est un facteur important pour les travaux en milieu marin, car la réduction de la visibilité nuit aux opérations en milieu marin, maritimes et aériennes. Dans ce contexte, la visibilité est définie comme la plus grande distance à laquelle un objet donné peut être vu ou identifié. S'il existe plusieurs types de brouillard, pour la côte est du Canada, ce sont le brouillard de rayonnement et le brouillard d'advection qui sont les plus fréquemment rencontrés (Toth et coll., 2011). La figure 2-8 expose le pourcentage mensuel d'heures de faible visibilité durant la journée, pour chacun des trois seuils fixés par la norme ISO 19906:2010, soit 1 kilomètre, 2 kilomètres et 5 milles marins (NM). Ces chiffres s'appuient sur les données recueillies de 1985 à 2014 à l'emplacement d'intérêt. Les prochaines études sur le sujet

devront tenir compte de l'effet de la neige sur la visibilité. Pour en savoir plus sur la méthodologie et sur les résultats pour la région, se reporter à C-CORE (2015).

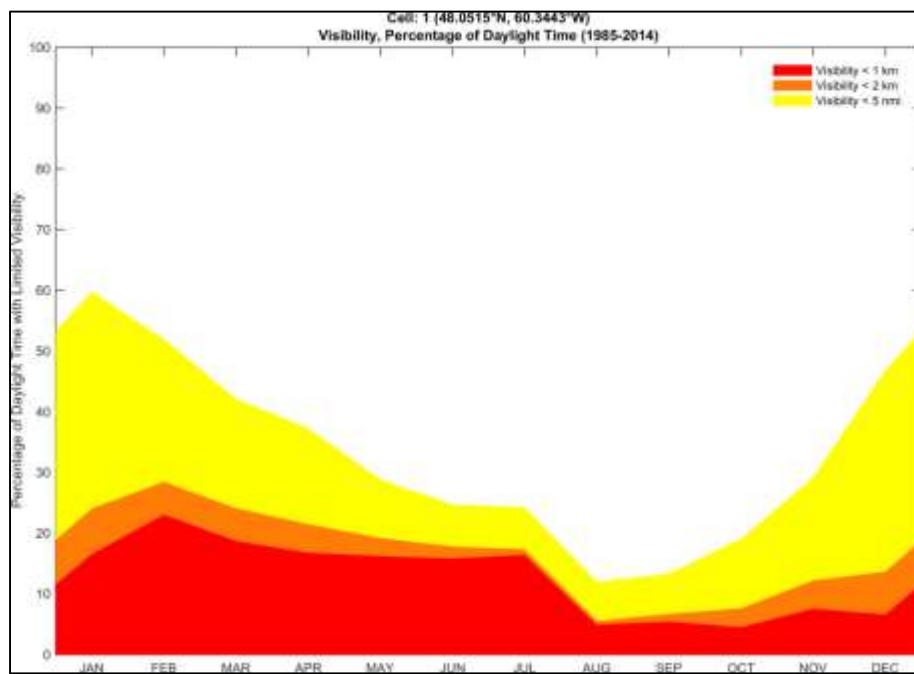


FIGURE 2-8. POURCENTAGE MENSUEL D'HEURES DE FAIBLE VISIBILITÉ DURANT LA JOURNÉE (D'APRÈS LE BROUILLARD SEULEMENT, SANS NEIGE) POUR CHACUN DES TROIS SEUILS, À L'EMPLACEMENT D'INTÉRÊT (C-CORE, 2015)

2.10 Références

C-CORE (2015). *GTEC09 : Technical Considerations and Characterization of the Marine Physical Environment of the Old Harry Sector*, rapport C-CORE R-15-039-1248, version 1.0, rédigé à l'intention du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec.

ENVIRONNEMENT CANADA (2015). *Normales climatiques canadiennes de 1981-2010*, données de station. Sur Internet : http://climat.meteo.gc.ca/climate_normals/. Date de modification : 11 février 2015.

GARDE CÔTIÈRE CANADIENNE (2015). *Chapitre 3 : Climatologie des glaces et conditions météorologiques*. Sur Internet : <http://www.ccg-gcc.gc.ca/Deglacage/Navigation-dans-les-glaces-en-eaux-canadiennes/Climatologie-des-glaces-conditions-meteorologiques>.

LORING, D.H. ET D.J.G. NOTA (1973). *Morphology and Sediments of the Gulf of St. Lawrence*, bulletin n° 182 du Conseil de recherches sur les pêcheries du Canada, Ottawa, Service des pêches et des sciences de la mer, Environnement Canada.

STANTEC (2013). Environmental Assessment of the Old Harry Prospect Exploration Drilling Program, rapport rédigé à l'intention de Corridor Resources Inc.

SWAIL, V.R., V.J. CARDONE, M. FERGUSON, D.J. GUMMER, E.L. HARRIS, E.A. ORELUP ET A.T. COX (1996). *The MSC50 Wind and Wave Reanalysis*, 9th International Workshop on Wave Hindcasting and Forecasting, 25-29 septembre, Victoria, Colombie-Britannique.

TAYLOR, R.S., D.C. MURRIN, A.M. KENNEDY ET C.J. RANDELL (2012). *Arctic Development Roadmap: prioritization of R&D*, actes de l'Offshore Technology Conference 2012 tenu du 30 avril au 3 mai à Houston, Texas (OTC-23121).

TOTH, G., I. GULTEPE, J. MILBRANDT, B. HANSEN, G. PEARSON, C. FOGARTY ET W. BURROWS (2011). *Environnement Canada – Manuel sur le brouillard et la prévision du brouillard*, monographie n° En56-231/2010, 135 p.

3. ASPECTS RELATIFS À L'EXPLORATION ET AU FORAGE

3.1 Levés sismiques marins

Les levés sismiques, magnétiques, électromagnétiques, bathymétriques, gravimétriques et du fond marin (acoustiques, visuels et sismiques) sont des méthodes géophysiques et géotechniques de cartographie des gisements. Les levés sismiques sont un des outils géophysiques utilisés pour déceler et réduire le risque au moment de l'exploration par forage. Ils forment un composant courant du flux de tâches de l'exploration et servent en général à déterminer si la géologie grossière est révélatrice de possibles pièges à pétrole. Avec la cartographie des fonds marins, ce sont des opérations à entreprendre sur le milieu marin de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse pour évaluer la zone de permis avant le forage des puits d'exploration. Leurs résultats déterminent si le forage est souhaitable et autorisé. Comme pour toutes les étapes du cycle d'exploitation pétrolière et gazière en milieu marin, ils doivent s'accompagner d'évaluations environnementales.

Les levés sismiques peuvent être bidimensionnels (2D), tridimensionnels (3D) ou quadridimensionnels (4D), et leur résolution et leur utilité varient. Les levés 3D sont les sondages les plus communément effectués en milieu marin, alors que les levés 4D sont désormais utilisés pour surveiller l'épuisement du réservoir avec le temps.

Cette technique consiste à envoyer une onde de choc pneumatique, hydraulique ou autre vers les fonds marins à partir d'une source (levés 2D) ou de deux (levés 3D). L'onde sismique voyage à différentes vitesses selon la roche dans laquelle elle se déplace, puis elle est réfléchie et captée par des hydrophones, comme l'illustre la figure 3-1.

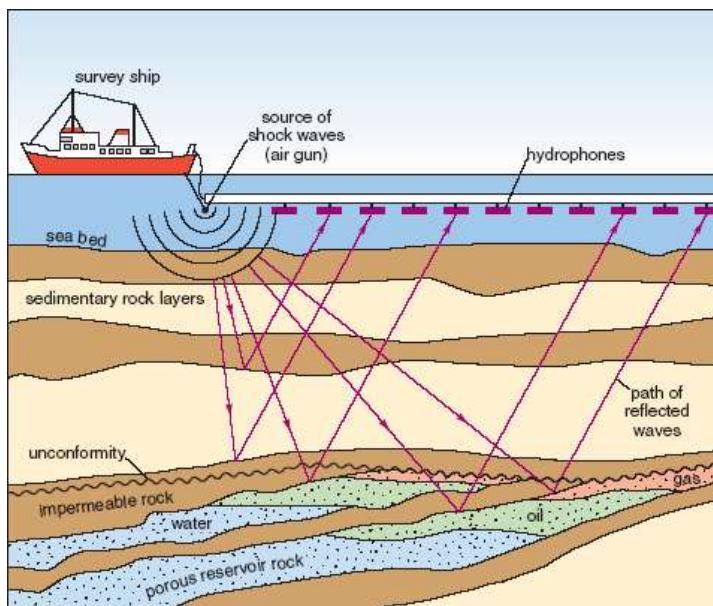


FIGURE 3-1. SCHÉMA D'UN LEVÉ SISMIQUE (OPENLEARN, S.D.)

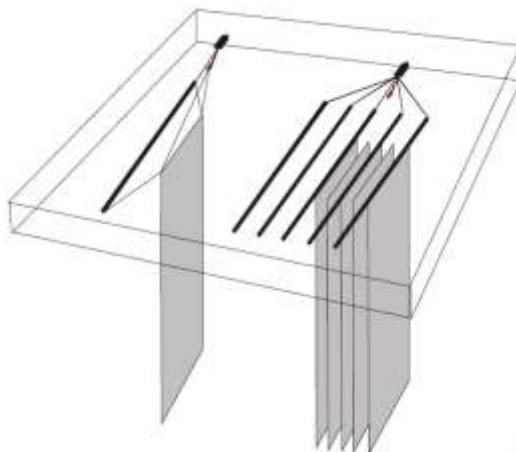


FIGURE 3-2. COMPARAISON DES LIGNES DE LEVÉS SISMIQUES 2D ET 3D (SOCIÉTÉ ROYALE DU CANADA, 2004)

Dans un levé sismique marin, une ou plusieurs longues lignes sismiques (jusqu'à 12 kilomètres de long) sont remorquées par un navire. Ces lignes sont généralement immergées à 15 à 20 mètres de profondeur pour réduire le brouillage causé par les vagues. Plusieurs navires sont souvent nécessaires pour le déploiement des lignes, la surveillance de la circulation maritime dans la zone et le positionnement de l'extrémité de lignes (Gristo et coll., 2015). Un schéma de levés sismiques 2D et 3D apparaît à la figure 3-2 (Société royale du Canada, 2004).

Un levé sismique efficace doit tenir compte des facteurs physiques suivants :

- Vagues : l'état de la mer peut nuire au recueil de données sismiques;
- Direction et vitesse des courants : les lignes de levés peuvent dériver dans la direction du courant et s'entremêler;
- Mauvaises conditions météorologiques.

La technologie utilisée et les techniques d'interprétation évoluent constamment. Il serait judicieux de tirer parti des meilleures pratiques dans l'industrie avant d'effectuer des levés marins.

La figure 3-3 illustre les levés sismiques réalisés dans le golfe du Saint-Laurent. Les données collectées sont de précision et de résolution variables selon la technologie employée, mais elles sont toujours utiles.

On ignore par contre qui est le propriétaire de cette information. Le C-TNLOHE et l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) exigent que les organismes de réglementation disposent d'exemplaires des données brutes et des données interprétées, des renseignements sur la méthodologie d'interprétation et des notes d'interprétation.

Le C-TNLOHE a publié des directives sur le programme géophysique, géologique, environnemental et géotechnique (C-TNLOHE 2015) que le titulaire du permis doit respecter. L'examen des évaluations environnementales pour la zone du PP 1105 (Old Harry) et les Grands Bancs (Stantec, 2013; LGL, 2013; AMEC, 2014) révèle que les inquiétudes suscitées par les levés sismiques portent principalement sur les dommages causés par les ondes acoustiques à la faune marine (mammifères marins, poissons et oiseaux)

et à la flore. Les répercussions biologiques des levés sismiques dépassent toutefois la portée de notre rapport.

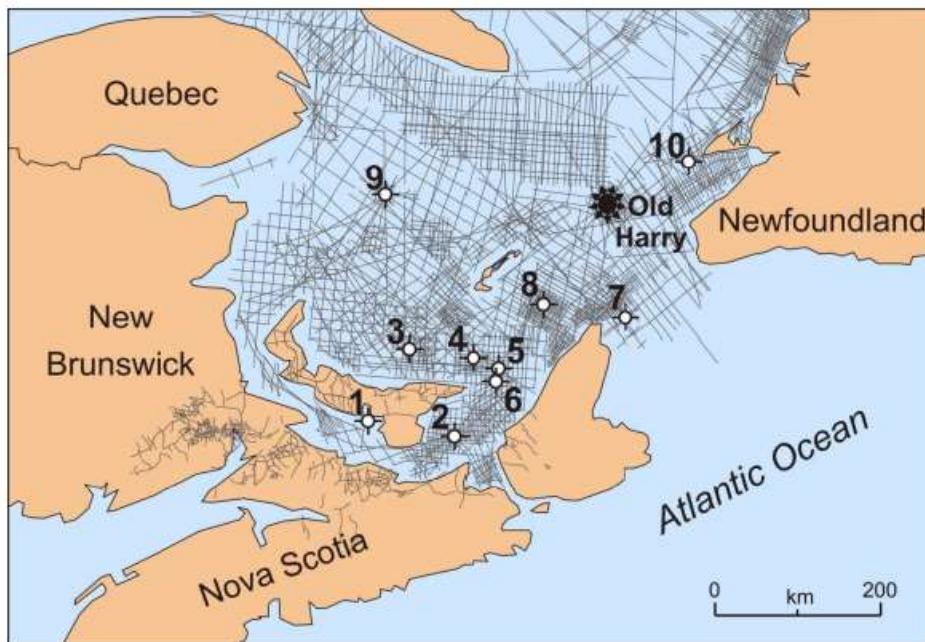


FIGURE 3-3. LEVÉS SISMIQUES ET EMPLACEMENT DES PUITS FORÉS DANS LE GOLFE DU SAINT-LAURENT (STANTEC, 2013)

3.2 Forage en milieu marin

Une fois les ressources en hydrocarbures répertoriées à partir d'études géologiques et de levés sismiques, il faut forer des puits d'exploration pour confirmer la présence de pétrole ou de gaz. Lorsque celle-ci a été confirmée, un forage de délimitation est effectué pour définir l'étendue des hydrocarbures et mieux caractériser la géologie du réservoir. Quand l'exploitation passera à la phase de production, celle-ci nécessitera le forage de plus de puits.

Le forage en milieu marin s'effectue au moyen d'une plateforme autonome flottante ou reposant sur le fond marin qui comprend une tour équipée, un puits central ou autre dispositif d'accès à la surface de l'eau, les logements du personnel, une hélosurface et de l'équipement d'intervention d'urgence. Les plateformes de ce type bénéficient en général de l'appui d'un certain nombre de navires (d'un à trois) et d'hélicoptères.

Les appareils de forage en milieu marin sont temporaires ou permanents. Ces derniers servent généralement à la production dans les régions où il est possible d'employer des structures reposant au fond de l'eau, tandis qu'on utilise des plateformes temporaires (aussi appelées « unités mobiles de forage en milieu marin », ou UMFM) pour le forage de puits d'exploration, de délimitation ou de production.

Comme le présent chapitre porte sur les travaux d'exploration, nous mettrons l'accent sur les unités mobiles.

Les types les plus courants d'UMFM utilisés sur la côte est du Canada sont les unités autoélévatrices, les navires de forage et les plateformes semi-submersibles. Les plateformes autoélévatrices sont des appareils de forage dotés d'une coque flottante principale équipée de jambes télescopiques pouvant être abaissées sur le fond marin pendant les travaux afin de soulever la coque au-dessus de la surface de l'eau. Comme la coque flotte et supporte le pont principal, l'équipement et la machinerie de forage et les logements du personnel, il est possible de rentrer les jambes pour déplacer l'unité de forage d'un emplacement cible à un autre (elles sont plus souvent remorquées ou convoyées par un hélicoptère de transport lourd qu'autopropulsées). Ce type de plateforme reposant au fond de l'eau, il ne peut être utilisé que lorsque la profondeur est réduite, en général moins de 120 mètres (ACPP, 2001) et n'est pas adapté à la zone d'intérêt considérée dans notre étude.

À Old Harry, la profondeur de l'eau nécessite le recours à des unités de forage flottantes, comme les plateformes semi-submersibles et les navires de forage illustrés à la figure 3-4. En revanche, l'expérience des opérations en milieu marin de Terre-Neuve-et-Labrador est particulièrement applicable aux activités menées dans les autres régions subarctiques du monde – golfe de Bohai, mer Caspienne, golfe de Cook ou île de Sakhaline –, où l'exploration et la production s'effectuent en eau peu profonde et dans lesquelles des plateformes reposant sur le fond (plateformes d'exploration autoélévatrices, jackets, caissons, structures à embase-poids ou îles artificielles destinées à la production) sont très couramment utilisées.

Pour les régions arctiques, comme la mer de Beaufort, on a conçu des barges de forage spécialisées adaptées à la glace (p. ex. Kulluk) afin d'étendre la période de forage à la saison intermédiaire de glace, avec l'aide importante de brise-glace. Par contre, pour accroître leur capacité à fonctionner dans la glace, ces barge sacrifient souvent la performance en eau libre et ne sont pas aussi efficaces par grosse mer. Étant donné la longueur et la nature de la saison d'eau libre dans la zone d'intérêt et le fait que les navires de forage et les plateformes semi-submersibles sont mieux adaptés aux travaux en eau libre, nous ne poursuivrons pas l'étude des barge de forage spécialisées ici.

D'après l'expérience de l'industrie dans les Grands Bancs, on présume de plus que les travaux de forage saisonniers seront planifiés de façon à se dérouler durant la période où l'eau est libre de glace (voir le chapitre 2) afin d'éviter les mois propices à la glace de mer. Cela peut rendre possible l'utilisation de plateformes non conçues pour la glace, lesquelles sont plus répandues et plus rentables que les appareils de forage spécialisés.

Cependant, de nombreux autres facteurs doivent être pris en considération dans le choix de la plateforme pour une campagne de forage donnée, comme la profondeur de l'eau, la glace, les conditions météocéaniques, l'état du fond marin, la profondeur de forage ciblée et les besoins en système de débranchement et en mobilité selon la glace et les tempêtes prévues dans la région. Comme de rares icebergs et des restants de glace de mer peuvent être rencontrés même pendant la saison libre de glace, il est essentiel d'étudier soigneusement les besoins en soutien de la gestion de la glace, comme le présente la section 3.5 plus bas et le détaille le chapitre 5.

La détermination du type et des spécifications de l'installation de forage dans le golfe du Saint-Laurent dépend de deux principaux paramètres : la profondeur de l'eau et les courants marins. En général, l'eau est considérée comme profonde au-delà de 500 mètres de profondeur. Le chenal du Saint-Laurent à Old Harry étant légèrement plus profond, la modélisation de bathymétrie et d'état de la mer connue (C-CORE, 2015) donne à penser des courants océaniques moyens de l'ordre de 0,03 à 0,05 mètre par seconde près du fond.

La combinaison de la profondeur de l'eau et de la vitesse des courants peut imposer un surcroît de contraintes sur les colonnes montantes et sur les raccords servant au transport de la boue et des déblais de forage vers les installations de surface. Olufsen et Nordsve (1994) et, plus récemment, Pelley et coll. (2005) ont constaté que les raccords, colonnes montantes et autres éléments sous-marins pouvaient subir des pressions en raison de la profondeur de l'eau, des courants océaniques, des vortex induits et du vent. Il est alors recommandé, notamment, de recruter du personnel habitué à travailler dans de telles conditions et de veiller à ce que l'installation de forage soit adaptée aux conditions géographiques, météocéaniques de l'endroit.

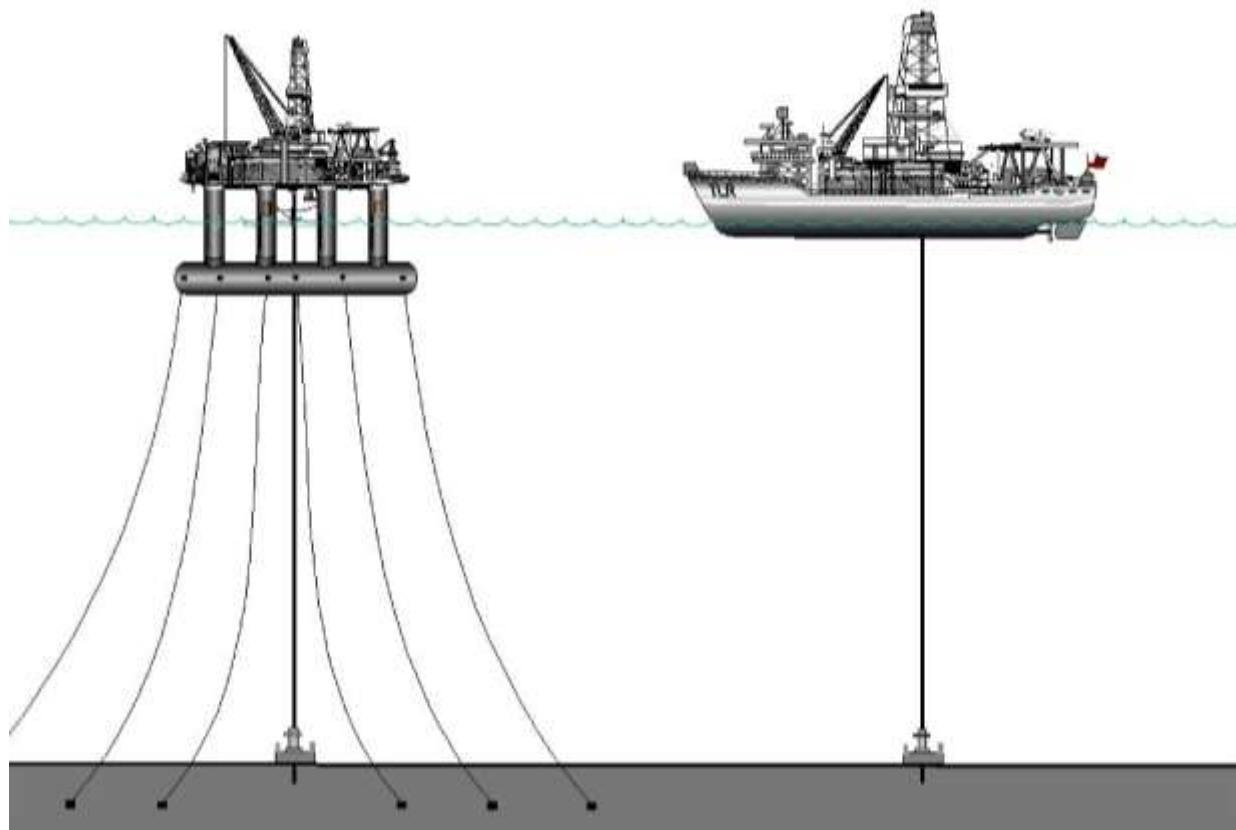


FIGURE 3-4. PLATEFORMES TYPES UTILISÉES POUR LE FORAGE EN EAU PROFONDE (MMS, 2000) :
PLATEFORME SEMI-SUBMERSIBLE (À GAUCHE) ET NAVIRE DE FORAGE (À DROITE)

Comme l'illustre la figure 3-4 ci-dessus, une plateforme semi-submersible se compose de pontons ballastés et étanches raccordés au pont de forage et aux autres installations en surface par de multiples

colonnes structurales qui émergent de l'eau. Comme ces colonnes verticales possèdent une surface de flottaison plus faible que celle d'un navire conventionnel de même déplacement et que les pontons sont immergés profondément dans la colonne d'eau, les unités semi-submersibles sont moins touchées par la poussée des vagues. Voilà pourquoi elles peuvent continuer de fonctionner dans des mers plus grosses que les navires de forage comparables.

Les plateformes semi-submersibles peuvent en outre être conçues de façon que le pont et les installations de forage soient bien au-dessus de la ligne de flottaison sans nuire à la stabilité et à la tenue en mer. Cependant, en raison de leur surface de flottaison moins étendue, il faut pour cela qu'elles soient soigneusement compensées, car ces plateformes sont plus sensibles aux variations de charge.

Les navires de forage possèdent une coque plus conventionnelle qui assure la flottaison requise pour supporter la plateforme de forage et les autres installations (voir la figure 3-4). Durant le forage, la colonne montante est abaissée sur le fond marin et munie d'un bloc d'obturation de puits, qui la relie à la tête de puits. Le bloc d'obturation a pour rôle d'étanchéifier, de contrôler et de surveiller le puits, tout en permettant le débranchement rapide et sécuritaire de la colonne montante de la tête de puits lorsque la plateforme doit être déplacée dans une situation d'urgence.

Afin de pouvoir descendre dans l'eau le train de tiges et la colonne montante de forage, les navires de forage sont munis d'une ouverture dans la coque, sous la tour de forage, appelée « puits central ». Comme les navires de forage sont généralement autopropulsés, ils disposent d'une plus grande mobilité que les plateformes semi-submersibles types, ce qui leur permet de passer rapidement d'un site de forage à un autre par leurs seuls moyens.

Pendant le forage, les plateformes sont maintenues en place à l'aide d'un dispositif d'ancrage, d'un système de positionnement dynamique ou d'une combinaison des deux. Aux endroits de profondeur inférieure à 1000 mètres et où l'on s'attend à ce que le maintien en position s'effectue sous de fortes charges, les systèmes d'amarrage sont souvent privilégiés en raison de leur résistance plus grande que celle des systèmes à propulseur. Si divers types de systèmes d'ancrage peuvent être employés, on doit d'habitude utiliser des remorqueurs-manipulateurs d'ancre pour la mise en place d'un ensemble réparti sur 8 à 12 ancrages et le raccordement du navire à ce système.

Lorsque l'eau est plus profonde (plus de 1000 mètres), les navires ont une plus grande liberté de mouvement en raison de la possibilité d'utiliser des colonnes montantes et des trains de tiges de forage plus longs supportant des déplacements supérieurs sans tension excessive. Dans ces cas, les systèmes de positionnement dynamiques peuvent aussi constituer une bonne solution. Ces derniers présentent de plus l'avantage d'être plus rapides à installer et à débrancher, ce qui peut être pratique lorsqu'une plus grande mobilité est demandée, par exemple en cas de tempête violente ou d'incursion de glace.

3.3 Boues de forage et élimination

Les fluides ou boues de forage servent à terre comme en milieu marin; cependant, leur utilisation en mer a certaines conséquences. Le type de boue utilisé influence les options et les coûts d'élimination. Les fluides de forage jouent des rôles importants et variés dans l'opération : ils nettoient le puits en transportant les déblais à la surface, équilibrent la pression de formation dans le trou de forage afin de contrôler le puits, soutiennent les parois du trou de forage jusqu'à ce qu'il soit tubé, cimenté ou terminé, protègent la formation, refroidissent et lubrifient le train de tiges et le trépan de forage, transmettent la puissance hydraulique au trépan et permettent de recueillir des renseignements sur le gisement par analyse des déblais, et de collecter des données de diagraphie en cours de forage ou de diagraphie de puits (West et coll., 2007).

Comme l'illustre la figure 3-5, la boue de forage est pompée à partir d'un bassin par la conduite de refoulement vers le train de tiges et le trépan, d'où elle sort par des buses. Elle nettoie le trépan et l'espace annulaire et renvoie, par la conduite d'écoulement, les déblais dans le tamis vibrant. Ce dernier sépare les déblais solides de la boue de forage. Comme de la boue est toutefois évacuée avec les déblais, il faut en ajouter une certaine quantité d'appoint à la boue recyclée retournée dans le bassin. Lorsque la boue a été suffisamment utilisée ou que le forage est terminé, elle est éliminée.

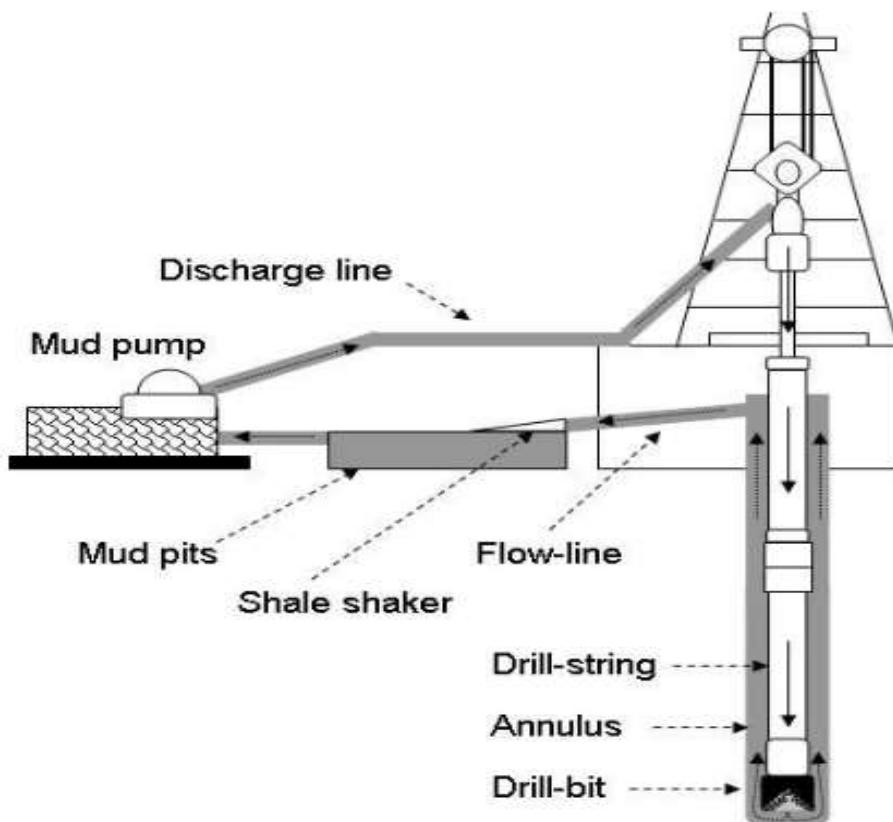


FIGURE 3-5. PROCÉDÉ DE PRODUCTION DE LA BOUE DE FORAGE (GROWCOCK ET HARVEY, 2005)

Les boues de forage peuvent être à base d'eau ou d'huile ou synthétiques. La composition de ces différents types est illustrée à la figure 3-6. Les boues à base d'huile et les boues synthétiques sont considérées comme des fluides non aqueux. Les boues peuvent être éliminées par le rejet dans le milieu marin, par injection dans une formation rocheuse appropriée ou par transbordement à terre vers une décharge.

Pour le forage en milieu marin, les directives en matière d'élimination des effluents de l'EPA (2000) stipulent que les déblais ne doivent contenir aucune boue à base d'huile (Hassan-Nejad et coll., 2015). De nombreux pays et territoires ont eux aussi établi des limites. Par exemple, pour le forage dans le golfe du Mexique, la rétention « moyenne » en boues synthétiques des déblais doit être de 6,9 % au maximum pour les déversements en mer (Childs et coll., 2005). L'OSPAR (2002) a fixé une norme maximale de 1 % de fluide de forage dans les déblais secs en cas d'utilisation de boues à base d'huile. Les directives de l'Office national de l'énergie (ONE), de l'OCNEHE et du C-TNLOHE sur le traitement des déchets extracôtiers (2010) autorisent le rejet en milieu marin des boues à base d'eau. Les boues synthétiques et à base d'huile minérale améliorée, elles, peuvent être éliminées si la teneur en huile dans les déblais est inférieure à 6,9 grammes/100 grammes d'huile dans les solides humides selon une moyenne mobile sur 48 heures. Les boues à base d'huile ne peuvent pas être rejetées dans le milieu marin et doivent être transportées à terre pour y être traitées, jetées dans une décharge ou réinjectées dans le trou. Actuellement, la réglementation en matière de décharge de Terre-Neuve-et-Labrador fixe la concentration limite en hydrocarbures pétroliers totaux à moins de 1 gramme/100 grammes d'huile, ce qui restreint l'élimination des boues à base d'huile à la réinjection sans traitement à plusieurs unités (Hassan-Nejad et coll., 2015).

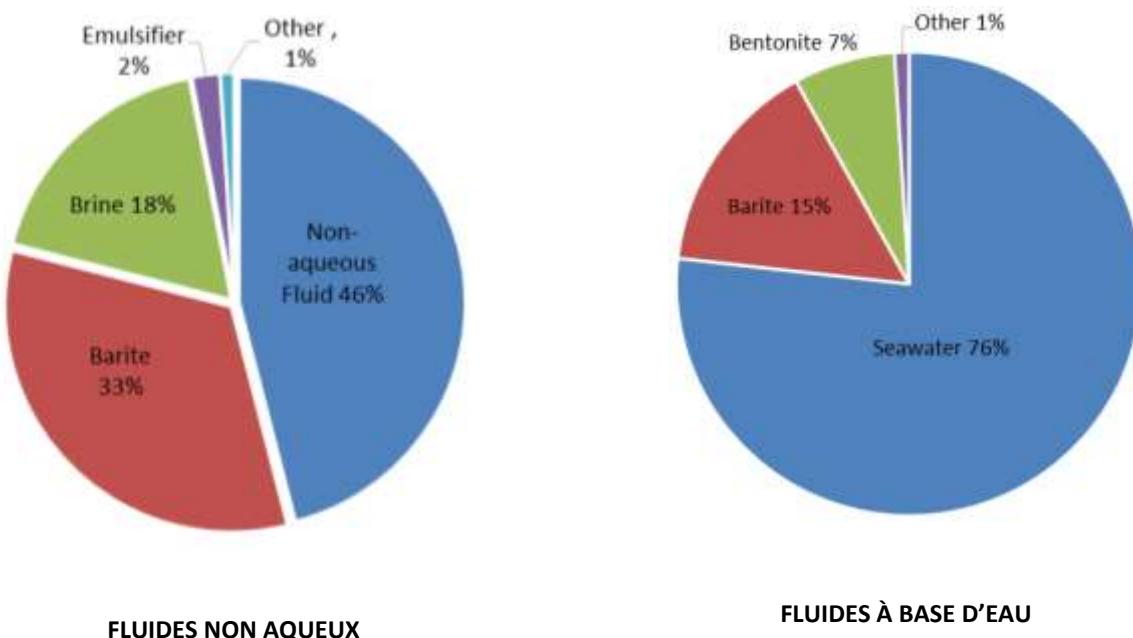


FIGURE 3-6. COMPOSITION DES FLUIDES DE FORAGE (IPIECA ET OGP, 2009)

Les boues de forage éliminées en milieu marin peuvent être rejetées à la surface ou près du fond de l'eau. Les courants océaniques dépendants de la profondeur déterminent la dispersion à court et long terme de la sédimentation des boues. Il est possible de simuler la migration du panache de rejet des boues de forage d'après la hauteur de rejet et des conditions météocéaniques. Le schéma du processus physique (Neff, 2005) est illustré à la figure 3-7. Neff (2010) a aussi avancé que l'eau froide pouvait avoir des effets sur le sort et le déplacement des boues de forage.

AMEC a récemment réalisé une étude de simulation à l'intention de Corridor Resources sur la zone du PP 1105 d'Old Harry (2011). La société a simulé la migration du panache pour un programme de forage de puits d'exploration type à partir de dimensions réelles de puits. Le ministère des Pêches et des Océans (MPO) s'est servi de ses modèles (modèle benthique de transport de couche limite [BBLT], WebTide et WebDrogue) pour prédire les champs des vitesses en tenant compte des distributions de la densité de l'eau de mer en fonction de la profondeur (MPO, 2011a; MPO, 2011b). AMEC a élaboré son propre modèle d'advection-dispersion à partir de sa propriété intellectuelle et de la modélisation du sort des déblais d'Hibernia (Hodgins, 1993).

Les résultats de la simulation d'advection-dispersion d'AMEC indiquent le profil de courant illustré au tableau 3-1 (AMEC, 2011). Ils révèlent également l'existence de plusieurs possibilités de migration et de descente du panache selon les fluctuations saisonnières locales du courant et la profondeur de rejet. Un exemple de sort du panache de boue de forage apparaît à la figure 3-8. On constate que les courants marins saisonniers et la bathymétrie ont des effets sur la dispersion de la boue de forage au moment d'un rejet à l'eau.

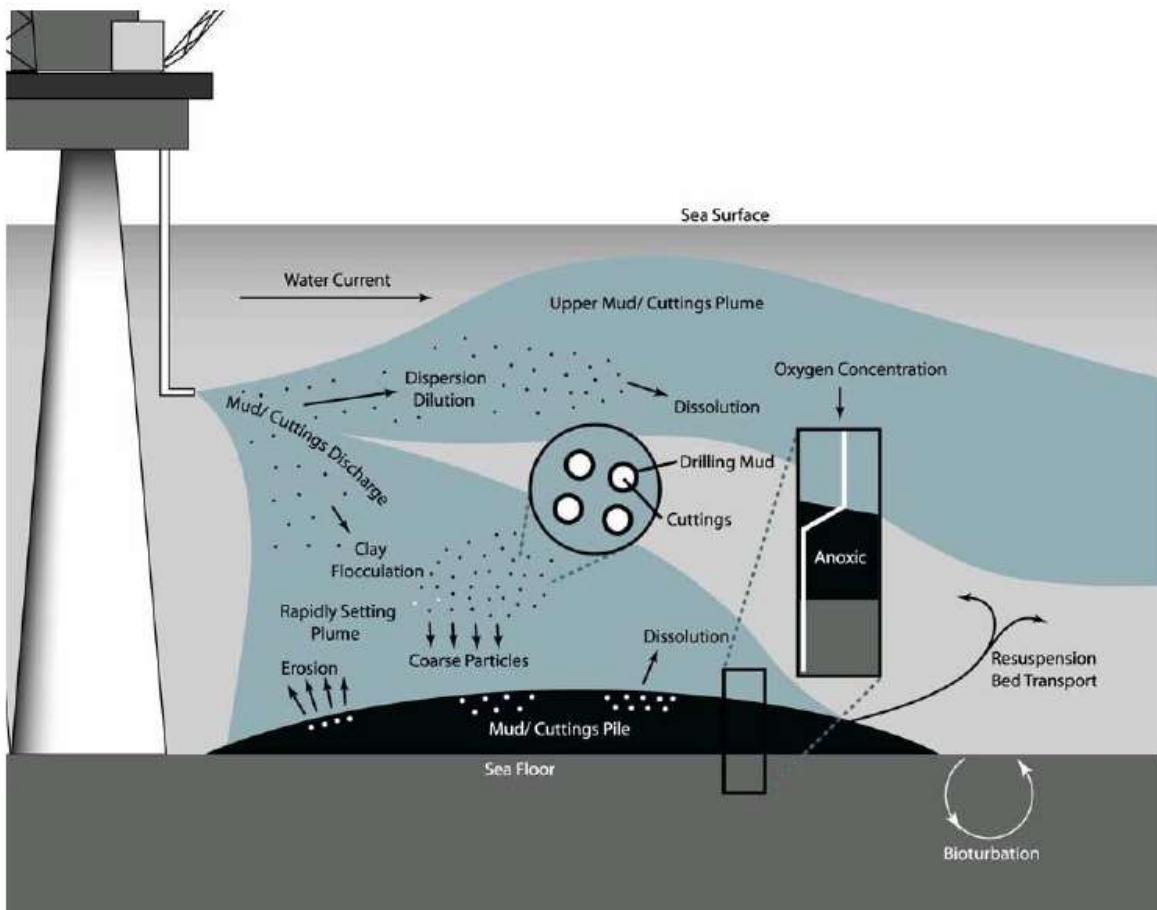


FIGURE 3-7. TRANSPORT ET SORT DES BOUES DE FORAGE REJETÉES EN MILIEU MARIN (NEFF, 2005)

TABLEAU 3-1. COURANTS RÉSIDUELS AU SITE DE FORAGE POTENTIEL TIRÉS DU MODÈLE WEBDROGUE (AMEC, 2011)

	Winter	Spring	Summer	Fall
Surface	0.04 m/s 130° N (to)	0.04 m/s 110° N (to)	0.06 m/s 150° N (to)	0.08 m/s 160° N (to)
Bottom	0.025 m/s 310° N (to)	0.05 m/s 300° N (to)	0.05 m/s 310° N (to)	0.03 m/s 330° N (to)

Notes: magnitudes rounded to nearest .01 m/s and direction rounded to nearest 10° sector

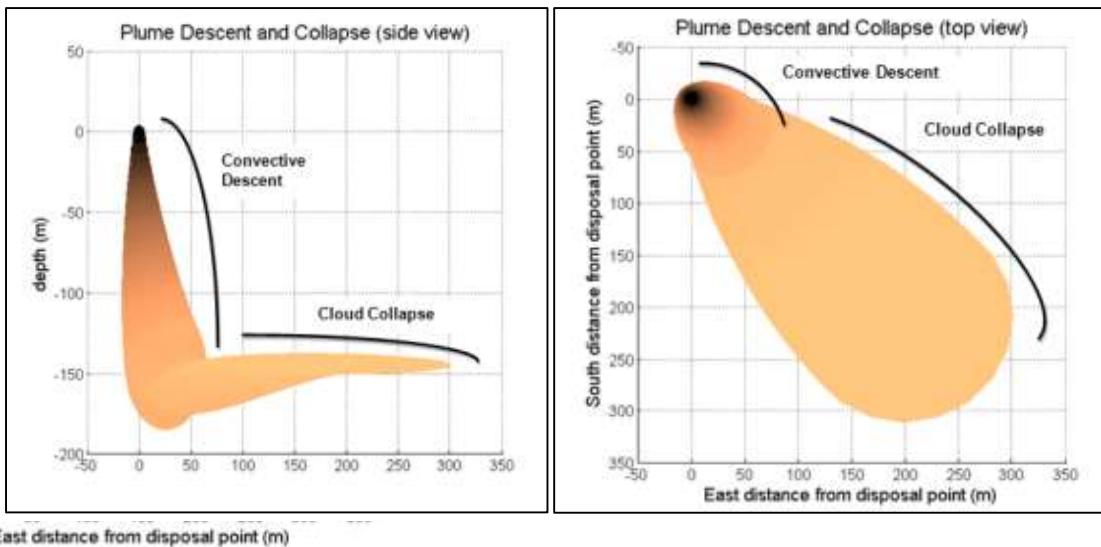


FIGURE 3-8. SIMULATION DE LA MIGRATION ET DU DÉPÔT DU PANACHE DE BOUE DE FORAGE POUR UN APPAREIL DE FORAGE HYPOTHÉTIQUE À OLD HARRY APRÈS UN REJET EN SURFACE (AMEC, 2011)

3.4 Phénomènes météorologiques violents

Comme l'analyse C-CORE (2015), les plateformes et les navires en service dans la région doivent être prêts à affronter divers phénomènes météorologiques violents. Les forts vents et les hautes vagues peuvent les endommager ou, si la plateforme est tractée au moment où le phénomène survient, provoquer la rupture de la liaison avec le remorqueur ou l'instabilité de l'appareil de forage. Les phénomènes météorologiques violents sur place ou pendant le trajet vers le site, combinés à une erreur humaine, à une avarie de machinerie, à la rupture de la remorque ou à la fatigue structurale, peuvent même conduire à la perte de l'appareil.

Si les conditions météorologiques se dégradent durant le forage, la réponse est en général graduelle. Les opérations normales continuent jusqu'à ce qu'une limite opérationnelle précise soit atteinte (p. ex. pilonnement, tangage ou roulis maximal). La plateforme cesse alors de fonctionner, mais demeure en place et branchée à la colonne montante. Si les conditions empirent, la plateforme atteint une limite au-delà de laquelle on doit la débrancher de la colonne montante et, en fin de compte, la déplacer. Une fois que les conditions météorologiques se seront améliorées, l'unité sera rebranchée et le forage reprendra.

Si l'on s'attend à des contraintes semblables pour le forage – que les travaux s'effectuent à l'aide d'un navire ou d'une plateforme semi-sabmersible –, le comportement en cas de pilonnement, de tangage ou de roulis de l'unité doit être soigneusement étudié au stade de la planification opérationnelle, car chaque plateforme réagit différemment (p. ex. selon son type, son âge ou sa conception). Comme le rapport l'examine plus loin, en ce qui concerne les conditions météorologiques à Old Harry, il est crucial d'analyser attentivement les incursions possibles d'icebergs et de glace de mer dans la zone opérationnelle autour de l'unité de forage, puisque ces formations glaciales peuvent notamment augmenter le risque d'endommagement ou de perte des structures marines.

Le givrage marin des navires et des structures marines peut aussi soulever des inquiétudes quant au fonctionnement et à la sécurité, et en particulier les embruns, qui en sont la forme la plus grave. La glace accumulée peut aussi réduire la stabilité (particulièrement pour les petits navires mobiles), induire des contraintes supplémentaires sur les membres structuraux à cause du surcroît de poids, causer des risques de glissade, bloquer l'accès à de l'équipement important ou le rendre inopérant (Ryerson, 2011). Comme le givrage augmente la section des membres qu'il touche, il peut aussi accroître les forces latérales produites par les interactions vagues-structure (Forest et coll., 2005; Kojo, 1984). Enfin, en plus d'être influencée par les conditions météorologiques, l'accumulation de glace dépend de facteurs comme le matériau, le fini de surface et la forme du membre structural. Pour Old Harry, le givrage marin est un phénomène important pour les activités se déroulant de novembre à avril. Pour en savoir plus à ce sujet, se reporter au chapitre 2 et à C-CORE (2015).

3.5 Soutien de la gestion des glaces

D'après l'expérience de l'industrie dans les Grands Bancs, on présume ici que le forage se déroulera pendant la saison où l'eau est libre de glace, au moyen d'UMFM équipées de dispositifs de débranchement, afin que celles-ci ne fonctionnent que durant la période de l'année où il n'y a pas de glace de mer dans la région.

Les renseignements sur la saison de glace de C-CORE (2015) laissent penser que le forage devrait commencer au plus tôt en mai, une fois que toute la glace de mer a retraité, et que la saison d'eau libre dure normalement jusqu'en décembre. Étant donné la possibilité d'incursions rares d'icebergs dans la région d'Old Harry pendant la saison sans glace, il est essentiel d'effectuer des évaluations détaillées du risque d'abordage d'un iceberg durant cette période (p. ex. C-CORE, 2005) pour tous les programmes de forage potentiels à cet endroit.

Comme notre rapport l'examine de façon approfondie à la section 5, cela nécessite la mise sur pied d'un plan de gestion des glaces, qui comprendra la détection et le suivi en aval des possibilités d'incursions d'iceberg dans la région, ainsi que la capacité d'effectuer des débranchements sécuritaires et de se déplacer en cas de risque imminent d'impact avec un iceberg.

L'éventuelle nécessité de gestion physique des glaces (remorquage d'iceberg) doit être évaluée d'après les renseignements sur les conditions de glace prévues sur le site pendant une période donnée. L'évaluation doit tenir compte de l'efficacité des systèmes de détection et de suivi des glaces, des modèles de prévision de dérive des icebergs et du temps qu'il faudra à la plateforme pour être débranchée et déplacée. Il s'agit d'un impératif du point de vue de la sécurité, puisque la fiabilité générale du système, qui dépend de la fiabilité de la gestion des glaces et de la fiabilité structurale, doit respecter les objectifs fixés par les codes (p. ex. ISO 19906). La gestion physique est requise si les risques de situations non gérées sont jugés comme dépassant les cibles de sécurité (C-CORE, 2005).

3.6 Ravitaillement en combustible transbordement

Les navires de ravitaillement en mer assurent généralement l'approvisionnement en combustible et le transbordement nécessaires pendant un programme de forage. Durant les activités, ces navires peuvent effectuer plusieurs allers-retours par semaine vers la plateforme, un navire d'alerte désigné demeurant à l'unité de forage tout au long de la campagne. Si l'on prévoit que les travaux d'exploration à Old Harry se dérouleront durant la saison d'eau libre, il se peut aussi que des activités s'effectuent dans la glace. Il est donc nécessaire d'utiliser des navires de côte glace appropriée.

Pour les activités dans les Grands Bancs, les exploitants doivent respecter l'*Offshore Petroleum Drilling and Production Newfoundland and Labrador Regulations* (partie 9), qui stipule une zone de sécurité autour de la plateforme composée de la surface située à l'intérieur d'une ligne tracée à une distance de 500 mètres du bord extérieur des installations. De plus, l'exploitant doit communiquer l'étendue des limites de la zone de sécurité, ainsi que la nature des installations à l'intérieur et de tout danger potentiel pour les navires et les aéronefs opérant dans la zone (Canada, 2009). Si l'appareil de forage est ancré, il est soumis au *Règlement sur les abordages de la Loi de 2001 sur la marine marchande au Canada*, et la limite de la zone de sécurité est la plus importante des distances entre un rayon de 50 mètres au-delà du champ d'action des ancrages et un rayon de 500 mètres autour de la zone de sécurité indiquée ci-dessus. Des zones de sécurité semblables seraient requises à Old Harry. Les effets sur la navigation maritime et les autres activités marines de ces zones de sécurité devront être soigneusement étudiés dans les futures démarches de planification. D'autres renseignements sur les activités de soutien figurent à au chapitre 5.

3.7 Références

- ACPP (2001). *Offshore Drilling Waste Management Review*, rapport technique n° 2001-0007, Association canadienne des producteurs pétroliers, 268 p.
- ACCP (2005). *Seismic Surveys: The search for Oil and Gas In Offshore Atlantic Canada*, publication n° 2005-0023, Association canadienne des producteurs pétroliers, août 2005. Sur Internet : <http://www.capp.ca/~media/capp/customer-portal/publications/90917.pdf>.
- AMEC (2011). *Old Harry Drilling Mud and Cuttings Dispersion Modelling: Final Report*, rapport rédigé à l'intention de Corridor Resources Inc. Sur Internet : <http://www.C-TNLOHE.ca/pdfs/corridorresinc/drillingmuden.pdf>.
- AMEC (2014). *Western Terre-Neuve & Labrador Offshore Area: Strategic Environmental Assessment – Final Report*, rapport rédigé à l'intention de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, AMEC Environment & Infrastructure, avril 2014.
- CANADA (2009). *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, DORS/2009-316, Ottawa, ministère de la Justice. Modifié le 31 décembre 2014. Sur Internet : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2009-316/>.
- CHILDS, J.D., E. ACOSTA, J.F. SCAMEHORN ET D.A. SABATINI (2005). « Surfactant-Enhanced Treatment of Oil-Based Drill Cuttings », *Journal of Energy Resources Technology*, n° 127, p. 153-162.
- CSA (1992). CAN/CSA-S471-92, *Exigences générales, critères de calcul, conditions environnementales et charges*, Association canadienne de normalisation.

C-CORE (2005). Characterization of Ice-Free Season for Offshore Newfoundland – Addendum: Calculation of Iceberg Collision Risk during Ice-Free Season, rapport C-CORE R-04-093-341, version 2, mai 2005. Sur Internet: <http://www.C-TNLOHE.ca/news/pdfs/ccorereport.pdf>.

C-CORE (2015). *GTEC09: Technical Considerations and Characterization of the Marine Physical Environment of the Old Harry Sector*, rapport C-CORE R-15-039-1248, version 1.0, rédigé à l'intention du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec.

C-TNLOHE (2012). Geophysical, Geological, Environmental and Geotechnical Program Guidelines.

FOREST, T.W., E.P. LOZOWSKI ET R.E. GAGNON (2005). *Estimating marine icing on offshore structures using ROGICE04*, IWAIS XI, Montréal, juin 2005.

GRISTO, P., H. DE SANTA ANA, R. MARTINO, J. TOMASINI ET N. BLÁNQUEZ (2015). Application of Best Practices and Evaluation of the Performance in Health, Safety and Environment Management for a large Seismic Programme Offshore Uruguay, Society of Petroleum Engineers, 7 juillet 2015. DOI: 10.2118/174132-MS.

HASSAN-NEJAD, H., L.A. JAMES ET K.A. HAWBOLDT (2015). « Waste Drilling Mud Management to Meet Landfilling Regulations – A Technical Review », version provisoire d'un article à soumettre à l'*Environmental Engineering and Management Journal*.

HODGINS, D.O. (1993). *Hibernia Effluent Fate and Effects Modelling*, rapport rédigé à l'intention d'Hibernia Management and Development Company Ltd.

IPIECA, OGP (2009). Drilling fluids and health risk management: A guide for drilling personnel, managers and health professionals in the oil and gas industry, rapport de l'OGP n° 396, Londres, International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, International Association of Oil and Gas Producers. Sur Internet : <http://www.ogp.org.uk/pubs/396.pdf>.

ISO 19906 (2010). Industries du pétrole et du gaz naturel – Structures arctiques en milieu marin, norme internationale ISO19906:2010(fr), 1^{re} édition.

KOJO, T.L. (1984). *Superstructure icing in the North Chukchi, South Chukchi and Hope Basin areas*, rapport à l'intention de l'Outer Continental Shelf Environmental Assessment Program Research Unit 519, p. 303-360.

LGL (2013). *Environmental Assessment of HMDC's 2D/3D/4D Seismic Projects 2013-Life of Field Newfoundland Offshore Area*, rapport rédigé à l'intention de HMDC, mai 2013. Projet LGL n° SA1207. Sur Internet : www.cnlop.ca/pdfs/hmdcjdb/eareport1.pdf.

MMS (2000). *Gulf of Mexico Deepwater Operations and Activities. Environmental Assessment*, département de l'Intérieur des États-Unis, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, La Nouvelle-Orléans, figure II-5, mai 2000.

MPO (2011a). *Modèle de prévision de marée WebTide v.0.7*, ministère des Pêches et des Océans. Sur Internet : <http://www.bio.gc.ca/science/research-recherche/ocean/webtide/index-fr.php>.

MPO (2011b). *Modèle de prévision de marée WebDrogue v.0.7*, ministère des Pêches et des Océans. Sur Internet : <http://www.bio.gc.ca/science/research-recherche/ocean/webdrogue/index-fr.php>.

NEFF, J.M. (2005). Composition, Environmental Fates, and Biological Effects of Water Based Drilling Muds and Cuttings discharged to the Marine Environment: A Synthesis and Annotated Bibliography, Petroleum Environmental Research Forum et American Petroleum Institute, 73 p.

NEFF, J.M. (2010). *Fate and Effects of Water Based Drilling Muds and Cuttings in Cold Water Environments*, examen scientifique effectué à l'intention de Shell Exploration and Production Company, X + ES-10 + 289 p.

OLUFSEN, A., ET N.T. NORDSVE (1994). *Deep Water Drilling Risers In Calm And Harsh Environments*, International Society of Offshore and Polar Engineers, 1^{er} janvier 1994.

ONE, OCNEHE ET C-TNLOHE (2010). *Directives sur le traitement des déchets extracôtiers*, Office national de l'Énergie, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers. ISBN 978-1-100-17491-4. Sur Internet : <http://www.neb-one.gc.ca/bts/ctrsgntrh/2010ffshrwstgd/2010ffshrwstgd-fra.pdf>.

OSPAR (2002). *Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est*, compte rendu de l'OIC 2002, annexe 12, Commission de la Convention Oslo-Paris (OSPAR).

PELLEY, D.K., R.E. STEDDUM ET A.S. WESTLAKE (2005). *Mooring and Riser Management In Ultra-Deep Water and Beyond*, Society of Petroleum Engineers, 1^{er} janvier 2005. DOI:10.2118/92616-MS.

RYERSON, C.C. (2011). « Ice protection of offshore platforms », *Cold Regions Science and Technology*, n° 65, p. 97-110.

SOCIÉTÉ ROYALE DU CANADA (2004). Report of the Expert Panel on Science Issues Related to Oil and Gas Activities, Offshore British Columbia, rapport n° RSC.EPR 04-1. Sur Internet : <http://www.rsc.ca/sites/default/files/pdf/fullreportEN.pdf>.

STANTEC (2013). Environmental Assessment of the Old Harry Prospect Exploration Drilling Program, rapport rédigé à l'intention de Corridor Resources Inc.

WEST, G., J. HALL ET S. SEATON (2007). « Drilling Fluids », dans L.W. Lake et R.F. Mitchell (réd.), *Petroleum Engineering Handbook* (p. II-89 – II-95), Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers.

4. CONCEPTS DE PRODUCTION À ÉTUDIER À L'AVENIR

4.1 Production en milieu marin au Canada dans les régions sujettes à la glace

Sur la côte est du Canada, la production pétrolière en milieu marin a commencé au milieu des années 1990. Dans ce but, un certain nombre d'installations et d'infrastructure de soutien ont été construites. Dans une perspective d'exploitation future à Old Harry, il est particulièrement utile de s'intéresser aux projets de production des Grands Bancs que sont les gisements Hibernia, Terra Nova et White Rose (voir la figure 4-1) et le projet Hebron.

Hibernia. Ce champ pétrolifère a été découvert en 1979 et la construction de la plateforme s'est amorcée au début des années 1990, à Bull Arm (Terre-Neuve-et-Labrador). La production, elle, a commencé en 1997 après le tractage et l'installation de la plateforme dans 80 mètres d'eau. La plateforme utilisée est composée d'une structure à embase-poids reposant sur le fond et fortement renforcée pour supporter les forces de choc extrêmes imposées par les icebergs et la glace de mer.

La structure sert de base aux installations de surface, qui comprennent l'équipement de forage et de production, les logements et les autres installations de soutien (équipement de traitement, de compression et d'extraction du gaz, d'injection d'eau et de services publics, comme la production d'électricité). Le gisement, dont les réserves récupérables sont estimées à 1,4 milliard de barils, est exploité par Hibernia Management and Development Company Ltd. Le pétrole extrait est temporairement stocké dans des réservoirs aménagés sur la structure, puis déchargé sur des pétroliers-navettes résistants à la glace qui l'acheminent à une station de transbordement à Placentia Bay (Terre-Neuve). L'exploitation du gisement Hibernia a été étendue ces dernières années avec l'expansion d'Hibernia Sud qui est entrée en service en 2011.



Hibernia

Terra Nova FPSO

SeaRose FPSO

FIGURE 4-1. PLATEFORMES DE PRODUCTION PÉTROLIÈRE DANS LES GRANDS BANCS

Terra Nova. Le gisement Terra Nova a été découvert en 1984 à une profondeur de 90 à 100 mètres. Il s'agissait du premier projet en milieu marin à employer une unité flottante de production, de stockage

et d'expédition (FPSE). Elle est équipée d'une tourelle débranchable pour la déplacer afin d'éviter un abordage imminent avec une formation glacielle ingérable. La construction de la structure FPSE à double coque a commencé en 1999 à Bull Arm (Terre-Neuve), suivie de l'équipement et de la mise en service au début de 2002. L'exploitant de Terra Nova est Suncor Energy Inc., et les réserves récupérables du champ pétrolifère sont estimées à 419 millions de barils. Pendant l'exploitation, le pétrole extrait est stocké à bord du navire et déchargé par des pétroliers-navettes résistants à la glace.

White Rose. Découvert en 1984, ce gisement est entré en exploitation 20 ans plus tard et la production a commencé en 2005. Le chantier utilise aussi une unité FPSE à double coque à tourelle débranchable et ancrée dans 120 mètres d'eau. L'exploitant est Husky Energy Inc. et les réserves récupérables du gisement et de ses puits satellites (North Amethyst, extension South White Rose Extension et West White Rose) sont estimées à environ 440 millions de barils. Tout comme le gisement Terra Nova, le pétrole produit est stocké à bord de l'unité FPSE et déchargé par des pétroliers-navettes résistants à la glace.

Hebron. Le gisement Hebron a été découvert en 1980 et son exploitation est en cours; la production devrait commencer en 2017. Comme pour le gisement Hibernia, la plateforme comprendra une structure à embase-poids renforcée contre la glace (immergée à 93 mètres de profondeur) accueillant les installations de surface placées suffisamment au-dessus de l'eau pour éviter les icebergs. Il est utile de noter que le concept de la structure a considérablement évolué par rapport à celui d'Hibernia. Alors que ce dernier s'articulait autour d'une base à colonne monolithique, à Hebron on a choisi une structure en gradins. L'exploitant est ExxonMobil et les réserves récupérables sont estimées à plus de 700 millions de barils.

De cet exposé, il est possible de tirer plusieurs éléments importants qui sont résumés ci-dessous :

- La profondeur de l'eau est de 80 à 120 mètres;
- Les plateformes à structure à embase-poids renforcée pour la glace sont utilisées lorsque les réserves de pétrole récupérables sont importantes et que la profondeur d'eau maximale est inférieure à 100 mètres. Les installations de surface comprennent des appareils de forage permettant de forer des puits de production et d'injection toute l'année à même la plateforme;
- Des unités FPSE à double coque, renforcées pour la glace et dotées d'un système d'ancre à tourelle débranchable sont utilisées quand la profondeur dépasse 100 mètres. Ces tourelles sont conçues pour le débranchement en eau libre (pas sous forte pression de glace de mer) afin d'offrir une couche supplémentaire de protection contre les abordages avec les icebergs. Ces unités ne disposent pas de moyens de forage et nécessitent le recours à des UMF pour le percement saisonnier des puits sous-marins. Ces derniers doivent être placés dans un centre de forage excavé et dragué à une profondeur suffisante sous le fond marin pour éviter l'érosion par les icebergs. Ces puits sont reliés à l'unité FPSE;
- D'importants systèmes de gestion des glaces sont nécessaires pour rendre le travail possible, en particulier celui des unités PFSE;

- L'évacuation s'effectue au moyen de pétroliers-navettes renforcés pour la glace, qui transportent le pétrole vers des installations de transbordement à Placentia Bay (Terre-Neuve), endroit à partir duquel des pétroliers de haute mer l'acheminent ensuite sur les marchés;
- Aujourd'hui, tous les gisements produisent exclusivement du pétrole. Il n'y a pas pour l'instant de production de gaz dans les Grands Bancs (malgré la présence de réserves considérables). Cela s'explique par plusieurs facteurs économiques (faiblesse des prix du gaz, coût des infrastructures, distance des terminaux d'exportation et des marchés) et techniques (notamment les limites de la technologie d'excavation de tranchées disponible pour enfouir les gazoducs à une profondeur permettant d'éviter l'érosion par les icebergs). Pour le moment, le gaz est réinjecté;
- Les équipes sont transportées vers et depuis les plateformes principalement par hélicoptère (basé à St. John's [Terre-Neuve]), ainsi que par navires ravitailleurs. Le ravitaillement et le soutien opérationnel s'effectuent largement à partir de St. John's et des environs.

REJET DE GAZ

Le forage et la production émettent du gaz qui, ainsi produit, peut être monétisé et mis sur le marché, réinjecté pour le stocker ou pour augmenter la pression dans le réservoir, utilisé pour la production d'électricité (combustible ou gaz de distribution), brûlé par torchage ou autre, ou ventilé. Des émissions gazeuses proviennent de la production électrique effectuée, en général à partir de diesel marin ou du gaz extrait, sur les appareils de forage et de production. D'habitude, les plans d'évaluation environnementale élaborés dans le cadre des demandes de forage de puits et les plans d'exploitation contiennent des prévisions d'émissions gazeuses.

Stantec (2013) évalue que le forage dans la région d'Old Harry prendra de 20 à 50 jours et que les émissions de gaz seront issues du brûlage à la torche du gaz produit pendant l'essai du puits, et de la combustion du diesel marin servant à produire de l'électricité. L'estimation des émissions pour un appareil brûlant 110 barils par jour (b/j) figure au tableau 4-1.

TABLEAU 4-1. ESTIMATION DES ÉMISSIONS PRODUITES PAR LE BRÛLAGE DE 110 BARILS PAR JOUR DE DIESEL MARIN (STANTEC, 2013 [TABLEAU 2.8])

Air Contaminant	Diesel Fuel (# bbl/day)	# US Gallons/day	Energy Produced Per Day (MMBtu)	Emission Factors (fuel input) (lb/MMBtu)	Air Contaminant Emissions (lbs/day)	Air Contaminant Emissions (tonnes/day)
NO _x	110	4,620	642	3.2	2,055	0.93
CO	110	4,620	642	0.85	546	0.25
SO _x *	110	4,620	642	0.505	324	0.15
CO ₂	110	4,620	642	165	105,960	48
PM	110	4,620	642	0.1	64	0.03

MMBtu = 1,000,000 Btu.

Le volume d'émissions gazeuses est calculable par la méthode des gradients de pression ou par modélisation de la combustion. Les sections 60-64 de C-TNLOHE et OCNEHE (2011) exigent le signalement régulier des fluides produits, injectés et émis, accompagné de l'étalonnage des débitmètres et de l'analyse de l'incertitude d'après les niveaux prescrits. Le débitmètre et les calculs de débit doivent être approuvés par les organismes de réglementation.

Un résumé de l'élimination du gaz pour tous les gisements de production dans les Grands Bancs est figure ci-dessous. Les gaz produits dans les Grands Bancs ne sont pas commercialisés. Le volume produit et brûlé par torchage, utilisé comme combustible, injecté et monétisé dépend du gisement, de son emplacement et des facteurs économiques.

L'utilisation du gaz doit être approuvée avec les demandes de forage et les plans de développement déposés.

TABLEAU 4-2. UTILISATION DU GAZ ISSU DE LA PRODUCTION DANS LES GRANDS BANCS (C-TNLOHE, 2015)

Champ	Années	Brûlé par torchage (Mpcf)	Combustible (Mpc)	Injecté (Mpc)	Extraction (Bscf)
Hibernia	1997-2015	88,31	91,97	1277,9	-
Terra Nova	2002-2015	54,92	53,47	476,44	83,68
White Rose	2005-2015	30,77	25,65	126,29	66,43
North Amethyst	2010-2015	3,08	5,38	21,27	23,93

* Au 31 mars 2015.

4.2 Concepts de production à étudier à l'avenir

Étant donné l'état actuel des connaissances sur ce site et le fait qu'aucune découverte d'importance n'ait encore eu lieu dans la région, il serait très hasardeux de tenter de définir l'ensemble des renseignements nécessaires pour proposer et évaluer des concepts de production réalisables. Toute tentative de prédire la probabilité, le moment et l'emplacement des futures découvertes notables et les caractéristiques des hydrocarbures qui seraient alors découverts fait face à de nombreuses incertitudes. Par conséquent, il est aujourd'hui impossible de définir et d'évaluer les scénarios d'exploitation pour cette région avec quasi-certitude ou précision.

Les concepts de production envisagés pour une future exploitation dépendront des conditions environnementales locales (profondeur de l'eau, glace, conditions météocéaniques, état du fond marin) et de la nature, de la quantité et du type d'hydrocarbures découverts. L'évaluation reposera également sur d'autres paramètres, comme les caractéristiques et le nombre des réservoirs prévus, l'emplacement et la profondeur des puits requis pour l'exploitation. En plus de devoir répondre à de nombreuses

exigences techniques, économiques et environnementales, ces scénarios devraient tenir compte de certains facteurs comme le respect de la réglementation, de la législation et des codes de conception et l'obtention des approbations des organismes réglementaires et autres autorités.

Il est donc impossible de prévoir les types et le nombre des installations de production et des infrastructures d'évacuation connexes, les activités et le calendrier qui seraient nécessaires durant la production. Le présent rapport examine plutôt certains facteurs généraux relatifs à la production afin de déterminer les lacunes en matière de données et les incertitudes techniques, et d'éclairer la planification des futurs travaux de collecte de données, d'études techniques et de recherche afin de jeter les bases d'évaluations détaillées des options de production.

En ce qui concerne la profondeur de l'eau à Old Harry, il est probable que quel que soit le concept d'exploitation retenu, les puits de production souterrains seront forés de façon saisonnière au moyen d'UMFM, puis raccordés à une plateforme de production par des conduites d'écoulement, des colonnes montantes ou des conduites de raccordement sous-marines flexibles. À ce sujet, les travaux de forage associés à la production future seront soumis aux mêmes considérations que celles examinées au chapitre 3 pour la phase d'exploration, quoiqu'à une plus grande échelle et pour une plus longue période en raison du nombre plus élevé de puits nécessaires pour la production. Une fois les scénarios de production possibles mieux connus, d'autres études devraient être entreprises pour évaluer de manière approfondie les besoins en forage de production, notamment en ce qui concerne la gestion de l'eau et du gaz produits (p. ex. pour connaître le volume de gaz non commercialisable extrait comme sous-produit).

Les scénarios considérés dans les études d'exploitation à venir pour la région tiendront compte de la bathymétrie, de la durée et de l'épaisseur du recouvrement de glace, des conditions météorologiques et océanographiques et des limites de la technologie marine du moment. D'un point de vue général, l'évaluation des options d'exploitation possibles pourrait prendre en considération certaines limites technologiques tirées de l'expérience de l'industrie (p. ex. IMVPA, 2008) :

- La profondeur d'eau maximale pour les structures reposant sur le fond marin dans les zones à icebergs est de 100 mètres;
- Les tourelles débranchables utilisées pour les plateformes flottantes dans les régions à icebergs sont actuellement conçues uniquement pour le débranchement en eau libre, pas sous pression de glace de mer;
- La longueur maximale des conduites de raccordement sous-marines pour l'exploitation pétrolière est de 65 kilomètres (d'après le projet Shell Expro Penguin);
- La longueur maximale des conduites de raccordement sous-marines pour l'exploitation gazière est de 170 kilomètres (d'après le projet Statoil Snøhvit).

Aux fins de discussion, trois scénarios de production possibles s'appuyant sur les conditions environnementales prévalant à Old Harry décrites au chapitre 2 et sur les limites technologiques cernées plus haut sont présentés ci-dessous.

Scénario 1 (pétrole) : unité FPSE avec pétroliers-navettes. En raison de la profondeur de l'eau à Old Harry, la seule solution permettant de positionner la plateforme juste au-dessus du réservoir est d'utiliser une structure flottante. À l'instar de ce qui se fait dans les activités de production dans les Grands Bancs, une unité FPSE débranchable peut être envisagée pour les futures exploitations dans le golfe du Saint-Laurent. Ce concept repose normalement sur des puits sous-marins forés à l'aide d'une UMFM de façon semblable aux puits d'exploration décrits au chapitre 3 et reliés à l'unité FPSE par des conduites d'écoulement et des colonnes montantes flexibles.

Pour la production annuelle dans cette zone, l'unité FPSE aurait à affronter des conditions de glace de mer difficiles (ce qui n'est pas le cas dans les activités actuelles dans les Grands Bancs, qui se déroulent généralement en présence de glace de mer en faible concentration). Par conséquent, une unité ancrée fonctionnant dans de la glace de mer devrait pouvoir être débranchée sous forte pression de glace. De plus, il serait nécessaire de prévoir des systèmes de surveillance de l'intégrité structurale de la plateforme pour guider la prise de décision quant au moment d'effectuer le débranchement en présence de glace de mer.

Comme il est probable que les débranchements-rebranchements seront plus fréquents qu'ils ne le sont actuellement dans les Grands Bancs, les tourelles devraient être robustes pour garantir la fiabilité de fonctionnement en utilisation courante sous pression de glace de mer, et pas seulement en cas d'urgence.

Pour simplifier le rebranchement, de meilleures méthodes de récupération des lignes d'ancre seraient nécessaires. Il convient de noter qu'une telle méthode exigerait des progrès technologiques en matière de tourelle et de résolution de l'incertitude relative à la fiabilité du débranchement-rebranchement, et à l'efficacité de la gestion de la glace de mer (quant à la réduction de la pression et à la fiabilité dans toutes les conditions glacielles).

Comme le débranchement serait par ailleurs synonyme de temps d'arrêt et de pertes de revenus de production, il aurait aussi des répercussions économiques sur le projet. Nous suggérons que les futures évaluations environnementales comprennent des études plus approfondies sur l'activité dans la région, notamment une analyse détaillée des forces imposées par la glace de mer et les icebergs et des besoins en gestion de la glace de mer, ainsi que des travaux de recherche destinés à l'amélioration technologique des tourelles.

Scénario 2 (pétrole) : exploitation sous-marine avec conduite de raccordement reliée à une plateforme installée sur les Bancs de la Madeleine. Comme l'illustre la figure 4-3, les Bancs de la Madeleine sont dans les limites de portée des conduites de raccordement sous-marines actuelles. Une des solutions pour la production pétrolière serait donc de placer une plateforme à embase-poids reposant au fond marin et renforcée pour la glace au large des îles de la Madeleine, dans environ 40 à 60 mètres d'eau, et de la relier par de telles conduites aux puits sous-marins aménagés à Old Harry. La structure de la plateforme serait en acier ou en béton et en gradins, voire avec une ligne de flottaison pyramidale (conique) pour favoriser la rupture de flexion de la glace de première année au contact. Si la forme pyramidale réduisait les pressions de glace de première année sur la plateforme (comme sur le pont de la Confédération), elle

augmenterait aussi les coûts de construction et un design à flancs verticaux pourrait alors convenir. Une évaluation détaillée des conditions de glace et des scénarios d’interaction est nécessaire pour résoudre cette question.

Comme la plateforme ne se trouverait pas au-dessus du réservoir, les installations de surface ne nécessiteraient pas d’appareil de forage. À la place, les puits de production sous-marins seraient forés à l’aide d’une UMFM, comme cela est actuellement le cas avec les unités FPSE dans les Grands Bancs.

Contrairement aux puits sous-marins forés sur les Grands Bancs, toutefois, il ne serait pas nécessaire d’excaver les centres de forage puisqu’en raison de la profondeur de l’eau, le matériel sous-marin se trouverait à une profondeur suffisante pour éviter toute collision avec un iceberg. Il serait tout de même nécessaire de tenir compte des risques de dommages causés par les ancrages et les dispositifs de pêche (p. ex. lors du chalutage sur le fond) et des géorisques.

Le pétrole produit serait évacué soit par pétroliers-navettes résistants à la glace, soit par oléoduc. L’évaluation de la faisabilité de ce concept d’exploitation nécessite des renseignements détaillés sur la glace, sur les conditions météocaniques et sur l’état du fond marin au site proposé pour la plateforme (dans les Bancs de la Madeleine). Il convient de noter par ailleurs que de légers progrès technologiques permettant d’étendre la portée maximale des conduites de raccordement sous-marines de pétrole pourraient rendre possible l’atterrage direct sur la partie insulaire de Terre-Neuve.

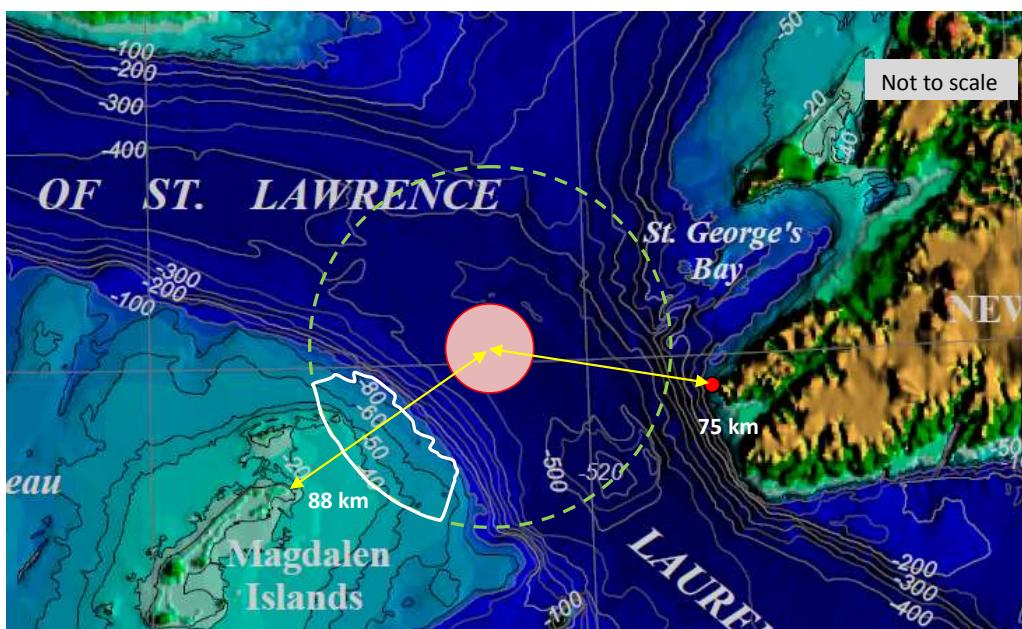


FIGURE 4-2. PORTÉE MAXIMALE DES CONDUITES DE RACCORDEMENT SOUS-MARINES POUR L’EXPLOITATION PÉTROLIÈRE D’APRÈS L’EXPÉRIENCE ACTUELLE DE L’INDUSTRIE (65 km); LA ZONE À L’INTÉRIEUR DU CONTOUR BLANC PEUT ÊTRE PROPICE À UNE PLATEFORME REPOSANT SUR LE FOND MARIN

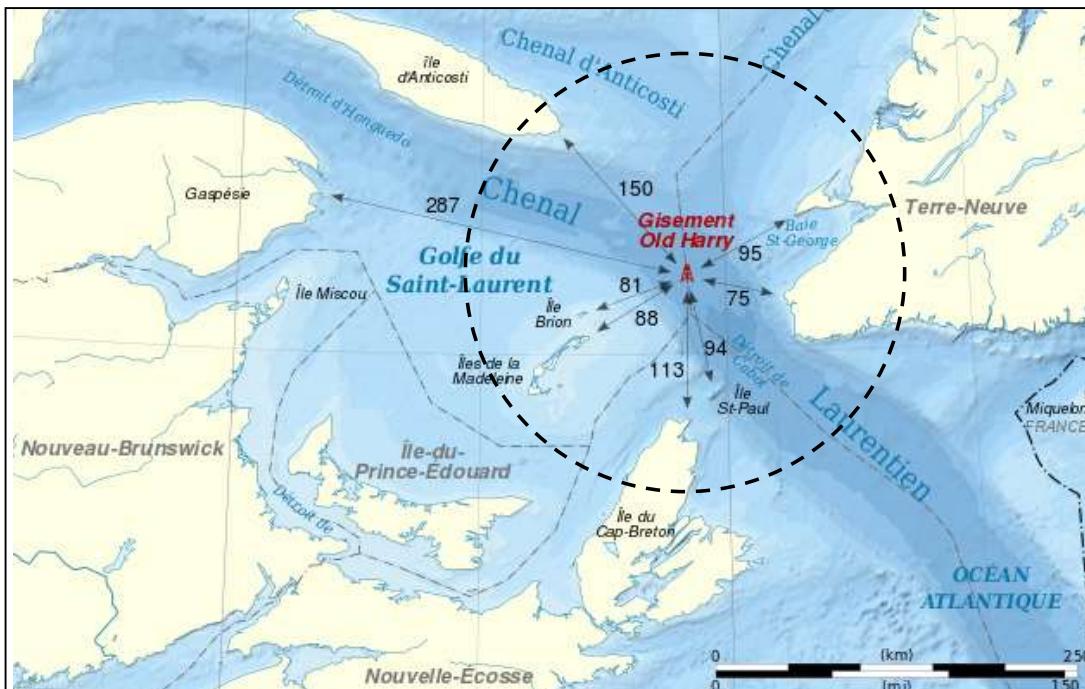


FIGURE 4-3. PORTÉE MAXIMALE DES CONDUITES DE RACCORDEMENT SOUS-MARINES POUR L'EXPLOITATION GAZIÈRE D'APRÈS L'EXPÉRIENCE ACTUELLE DE L'INDUSTRIE (170 km)

Scénario 3 (gaz) : exploitation sous-marine avec conduite de raccordement à la terre ferme. Comme l'illustre la figure 4-4, la portée actuelle des conduites de raccordement sous-marines de gaz (170 km) rend accessibles de nombreux emplacements à terre dans la zone d'Old Harry. Comme dans les précédents scénarios, les puits de production sous-marins seraient forés à l'aide d'UMFM. Dans le présent cas, un gazoduc sous-marin reliera directement la plateforme à la terre ferme. La protection du point d'arrivée du gazoduc contre le risque d'érosion du fond marin par les formations glaciellles de première année ou les icebergs nécessiterait une étude approfondie et pourrait demander l'excavation de tranchées le long de tronçons de la partie sublittorale du tracé du gazoduc.

La présence possible de condensats gazeux, la formation d'hydrates de gaz et autres problèmes techniques de ce type devraient aussi être étudiés. Les terminaux d'évacuation potentiels devraient être évalués et les installations comme le terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) de Bear Head, au sud de Cap-Breton (Gas Processing, 2015) ou d'autres sites d'évacuation de GNL dans l'est du Canada pourraient être candidates. Ces options d'évacuation et les installations de traitement à terre devront être étudiées en détail dans les futures évaluations des solutions de production.

Comme on peut le constater à partir des discussions qui précèdent, il existe de nombreuses possibilités d'exploitation en cas de découverte de pétrole ou de gaz à Old Harry. S'il n'est pas actuellement possible de formuler des recommandations au sujet de la faisabilité de certaines d'entre-elles si tôt dans le processus, on a recueilli de précieux renseignements en ce qui concerne les besoins en collecte de données pour mieux connaître les conditions glaciellles et météocéaniques et l'état du fond marin dans

la région (laquelle devra s'effectuer sur de nombreuses années pour pouvoir construire des bases de données statistiques), ainsi que sur les incertitudes technologiques (qui peuvent être réduites par la recherche--développement, des mesures sur le terrain et des études techniques).

À cette fin, il est suggéré d'encourager une étude détaillée des conditions glacielles et météocéaniques et de l'état du fond marin pour la grande région entourant le prospect Old Harry (p. ex. autour de la région analysée par C-CORE, 2015), Bancs de la Madeleine compris, pour en savoir plus. On a aussi besoin d'évaluer les besoins en collecte de données et de mettre sur pied un programme à cette fin à long terme. Il est de plus nécessaire de réaliser une étude technique détaillée des exigences en matière de gestion de la glace de mer si l'on souhaite étendre l'exploration et la production à partir d'unités flottantes à la saison des glaces.

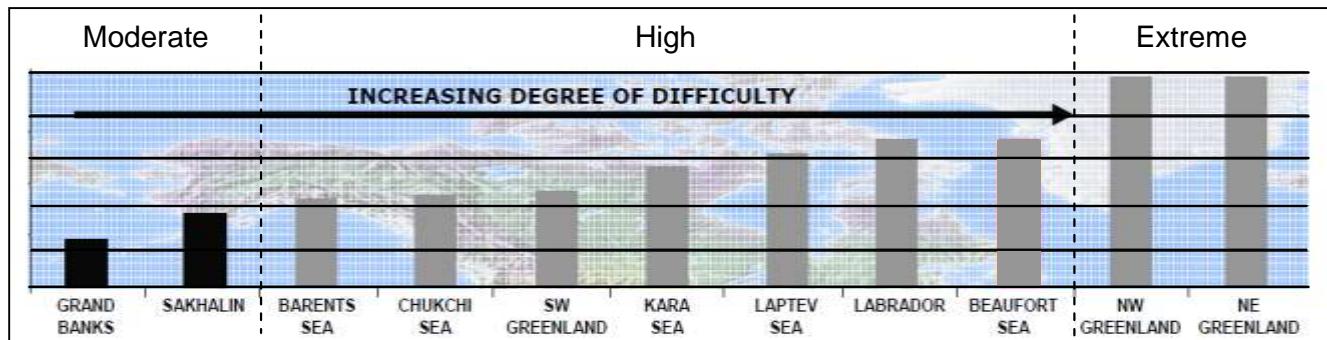
Pour résoudre l'incertitude technique concernant la conception de structures résistantes à la glace de première année dans le golfe du Saint-Laurent, il est suggéré d'effectuer une analyse détaillée des données au sujet du pont de la Confédération (pour les structures pyramidales) et du projet de phare STRICE (pour les structures à flancs verticaux), et d'élaborer des critères de conception propres à la région. Une telle entreprise jetterait les bases de l'exploitation future et encouragerait l'exploration en réduisant l'incertitude associée à cette dernière et à la monétisation des ressources en cas de découverte notable.

4.3 Degré relatif de difficulté technique pour Old Harry

Les précédentes études de scénarios d'exploitation pour différentes régions subarctiques et arctiques (p. ex. Scott, 2009; Taylor et coll., 2012) renseignent sur le degré relatif de difficulté de la conception et des activités dans différentes régions sujettes à la glace. Comme l'illustre la figure 4-5, les régions subarctiques et arctiques se répartissent en trois degrés selon la difficulté posée : modéré, élevé et extrême.

Les progrès techniques et technologiques réalisés durant les années 1980 et 1990 ont permis l'exploitation de gisements dans les régions subarctiques comme les Grands Bancs et l'île de Sakhaline. Grâce, entre autres, à ces programmes menés dans des environnements marins rigoureux, l'industrie pétrolière et gazière a acquis une précieuse expérience.

Dans le contexte du prospect Old Harry, la grande profondeur de l'eau et la plus grande fréquence de glace de mer de plus forte concentration et de plus grande épaisseur rendent cet environnement plus exigeant que les Grands Bancs pour les scénarios de production, en ce qui concerne la glace de mer, mais moins difficile pour ce qui est des icebergs et de l'érosion qu'ils peuvent provoquer.



**FIGURE 4-4. DEGRÉ RELATIF DE DIFFICULTÉ DE L'EXPLOITATION DANS DIFFÉRENTES RÉGIONS ARCTIQUES
(SCOTT, 2009 MODIFIÉ)**

Si les plateformes flottantes étaient envisagées pour la production à Old Harry, elles nécessiteraient que des progrès technologiques soient réalisés pour permettre le débranchement des tourelles sous la pression de la glace de mer. Il sera essentiel de tirer parti de l'expérience acquise dans les gisements existants des régions subarctiques, en particulier en ce qui concerne l'accroissement des capacités de gestion de la glace de mer, pour étayer l'utilisation d'une plateforme de production flottante.

S'il était possible d'utiliser des installations sous-marines avec des conduites de raccordement à une plateforme fixe en eau peu profonde (p. ex. dans les bancs de l'Île-de-la-Madeleine) ou directement à terre, il serait possible de mettre en œuvre des scénarios de production correspondant aux pratiques actuelles de l'industrie, ce qui réduirait les difficultés d'exploitation. Si d'autres études sont requises pour pouvoir mieux comparer Old Harry avec d'autres régions géographiques, ce prospect semble représenter une difficulté d'exploitation modérée, laquelle pourrait donc s'effectuer à l'aide de la technologie marine actuelle ou d'une technologie légèrement plus évoluée.

4.4 Références

CORRIDOR RESOURCES (2011). *Description de projet – Forage d'un puits d'exploration – Gisement de Old Harry – PP 1105*, Halifax, Corridor Resources Inc. Sur Internet : http://www.cnlob.ca/pdfs/corridoresinc/projectdescription_fr.pdf.

C-TNLOHE (2015). *Rapport annuel 2014-2015*. Sur Internet : <http://www.cnlob.ca/pdfs/ar2015f.pdf>.

C-TNLOHE ET OCNEHE (2011). *Drilling and Production Guidelines*, 31 mars 2011. Sur Internet : http://www.cnlob.ca/pdfs/guidelines/drill_prod_guide.pdf.

GAS PROCESSING (2015). « Bear Head LNG receives final project approval from Nova Scotia », *Gas Processing*. Sur Internet : <http://gasprocessingnews.com/news/bear-head-lng-receives-final-project-approval-from-nova-scotia.aspx>, consulté en juillet 2015.

IMPVA (2008). Arctic Offshore Technology Assessment of Exploration and Production Options for Cold Regions of the US Outer Continental Shelf.

ISO 19906 (2010). Industries du pétrole et du gaz naturel – Structures arctiques en milieu marin, norme internationale ISO19906:2010(fr), 1^{re} édition.

SCOTT, B. (2009). *Arctic Offshore Relief Well Equivalency*, présentation de Chevron au USA-Norway Arctic Petroleum Technology Workshop tenu le 21 janvier 2009, à Tromsø, Norvège.

STANTEC (2013). *Environmental Assessment of the Old Harry Prospect Exploration Drilling Program*, rapport rédigé à l'intention de Corridor Resources Inc. File 121510468.500.

TAYLOR, R.S., D.C. MURRIN, A.M. KENNEDY ET C.J. RANDELL (2012). *Arctic Development Roadmap: prioritization of R&D*, actes de l'Offshore Technology Conference 2012 tenue du 30 avril au 2 mai à Houston, Texas (OTC-23121).

WRIGHT, B. (2005). *Ice-Related R&D Requirements for Beaufort Sea Production Systems*, rapport PERD/CHC 35-60 à l'intention du Conseil national de recherches du Canada, Centre d'hydraulique canadien, B. Wright & Assoc.

WRIGHT, B.D., ET F. MASTERSON (1992). *Review and Assessment of PERD and Other Ice-Structure Interaction Work*, rapport rédigé à l'intention de l'Office national de l'énergie, Calgary.

5. ACTIVITÉS DE SOUTIEN ET GESTION DES GLACES

Les activités de soutien au forage comprennent l'ensemble des opérations auxiliaires requises en appui à l'activité principale, c'est-à-dire l'exploration et le forage. Toutes les activités, y compris les activités de soutien, sont réglementées et exigent des plans de protection de l'environnement. Dans certaines provinces et certains territoires, ceux-ci peuvent inclure un système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement (SSE).

L'environnement physique dans le golfe du Saint-Laurent, plus précisément les conditions météocéaniques et la glace, a des répercussions sur les activités de soutien, comme nous le verrons plus bas. Les principales activités de soutien au forage et à l'exploration examinées ici sont le soutien logistique, le ravitaillement en mer et le transbordement, la gestion des glaces et la SSE et la préparation aux situations d'urgence.

5.1 Soutien logistique

Le soutien logistique aux activités sera nécessaire et pourra être assuré à partir de sites situés au Québec, à Terre-Neuve-et-Labrador, en Nouvelle-Écosse et à divers autres endroits des provinces de l'Atlantique. Dans ses plans d'exploration relatifs au forage dans le secteur du prospect Old Harry situé à Terre-Neuve-et-Labrador, Corridor Resources (2011) a choisi la partie insulaire de la province comme base d'opérations et centre de soutien aux activités de forage proposées, en raison de sa proximité avec le site d'intérêt et de la présence d'une infrastructure maritime et extracôtière de soutien.

En plus des plateformes de forage, l'exploitant aura aussi besoin de navires ravitailleurs, d'hélicoptères et de biens, services et moyens logistiques (p. ex. base d'appui maritime, services logistiques et de communication) connexes. Les autres services requis pour les activités à Old Harry peuvent aussi inclure les services météocéaniques et les services de soutien nécessaires à la planification des interventions en cas d'urgence. Tous ces services sont généralement assurés par embauche directe au sein de l'entreprise exploitante ou par l'intermédiaire de tiers fournisseurs contractuels. Si possible, des processus concurrentiels formels sont fréquemment mis en œuvre pour l'acquisition des biens et des services, et il incombe à l'exploitant de veiller à ce que tous les entrepreneurs retenus répondent aux exigences de compétence et de sécurité pour le travail en milieu marin fixées par la province ou le territoire où se déroulent les activités.

Ports, installations à terre et infrastructure

L'industrie pétrolière et gazière en milieu marin dans l'est du Canada dispose d'une infrastructure et de services de soutien (p. ex. à St. John's [Terre-Neuve] et Halifax [Nouvelle-Écosse]) pouvant servir aux activités d'exploration et de forage dans la région d'Old Harry. Il s'agit d'entrepôts et de bassins permettant le stockage et la livraison de produits en vrac (boue de forage, trains de tiges de forage, tubage, équipement, pontée) et de produits consommables (eau, combustible, ciment, provisions), ainsi

que le chargement-déchargement, et qui fournissent les bureaux nécessaires au personnel. Ces installations et les services qui leur sont associés sont généralement fournis selon les besoins par des fournisseurs tiers.

Pour les activités dans les Grands Bancs, le principal pôle d'approvisionnement et de transport maritime est St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador). Si l'on prévoit d'utiliser l'infrastructure actuelle pour les premières phases, d'autres ports situés plus près d'Old Harry, comme ceux des îles de la Madeleine ou de l'ouest de Terre-Neuve, devraient également être examinés pour déterminer s'ils peuvent servir de base d'approvisionnement. Il peut s'agir de Channel-Port aux Basques (Terre-Neuve) ou de Sydney (Nouvelle-Écosse), qui sont desservis par des traversiers reliant des tronçons de la route Transcanadienne du Canada continental à l'île de Terre-Neuve, et qui disposent d'installations portuaires et d'approvisionnement.

Cette infrastructure est aussi utilisée à l'occasion par d'autres types d'intervenants maritimes, comme des sociétés pétrolières, des croisiéristes ou des entreprises de transport et la Garde côtière canadienne. De même, les îles de la Madeleine sont situées sur les lignes reliant le Canada et la Nouvelle-Angleterre, bénéficiant d'une liaison quotidienne par traversier et sont une halte pour les navires de croisière et autres moyens de transport maritimes. L'adéquation de leurs installations au rôle de future base d'approvisionnement devrait être évaluée. D'autres ports, tels que Stephenville et Corner Brook (Terre-Neuve-et-Labrador) pourraient aussi être envisagés.

Soutien d'hélicoptères et d'aéronefs à voilure fixe

Pendant le forage d'exploration, on prévoit que le soutien d'hélicoptères sera nécessaire pour le transport de personnel, de fournitures légères et d'équipement. Les plans de forage dans cette région élaborés par le passé ont déterminé que le soutien héliporté requis serait de l'ordre de trois voyages par semaine (Corridor Resources, 2011). Ce genre de service est en général fourni par une entreprise tierce qui exploite des hélicoptères spécialisés dans les opérations en milieu marin. La maintenance de ces hélicoptères, les aérogares de passagers, les combinaisons de plongée requises pour le transport du personnel au-dessus de l'eau et les lieux d'atterrissement de rechange dotés de l'infrastructure appropriée (p. ex. station météorologique, dépôt de carburant) doivent aussi être étudiés. En plus de procurer des services courants, l'exploitant d'hélicoptères devra aussi offrir des services aériens auxiliaires pour les spécialistes et le matériel de recherche et sauvetage et de premiers soins.

On prévoit en outre que des aéronefs à voilure fixe seront nécessaires pour le transport du personnel et du matériel vers les bases d'approvisionnement et les héliports, avant leur transfert vers les installations en mer et pour la reconnaissance des glaces en appui aux activités.

Au Canada atlantique, plusieurs héliports et aéroports servent actuellement au soutien des activités extracôtières et qui pourraient être envisagés comme base d'opérations pour le soutien d'hélicoptères et d'aéronefs à voilure fixe à Old Harry. De plus, d'autres aéroports situés plus près de la zone d'intérêt, comme l'aéroport international de Stephenville, l'aéroport des îles de la Madeleine et l'aéroport régional de Deer Lake, ainsi que des pistes d'atterrissement dans l'ouest de Terre-Neuve, pourraient de plus être envisagés comme emplacement des installations de soutien.

Communications et transmissions de données

Pour garantir des communications et une transmission de données efficaces, on a d'habitude recours à un fournisseur de service tiers qui coordonne et gère les communications vocales (aéronautiques et marines) et de données à partir d'une station centrale. Les détails du système de communication devront aussi être documentés dans le plan d'intervention d'urgence déposé auprès des organismes de réglementation. Il se compose en général d'un système principal (p. ex. service satellite dédié) et d'un système de secours (p. ex. système radio HF côtier) pour assurer une connexion fiable entre les plateformes en mer et le bureau d'exploitation à terre.

5.2 Ravitaillement en mer et transbordement

Les navires de ravitaillement en mer fournissent le soutien à l'appareil de forage et aux activités pétrolières et gazières dans tous les domaines, de la fourniture des provisions générales au remorquage et à l'ancrage, en passant par le soutien aux installations sous-marines, l'inspection et la maintenance. Ces navires peuvent être spécialisés, mais ils sont le plus souvent conçus comme navires polyvalents capables d'effectuer les interventions d'urgence, comme la lutte contre les incendies et l'évacuation sanitaire. D'après les plans de forage élaborés par le passé pour cette région (p. ex. Corridor Resources, 2011), on prévoit que les activités d'exploration à Old Harry nécessiteront deux ou trois voyages de navires ravitailleurs par semaine.

Les navires de ravitaillement en mer et les activités maritimes en général sont régis par l'Organisation maritime internationale (OMI). Les navires marchands (par opposition aux navires de guerre) sont classifiés par des sociétés non gouvernementales tierces, comme la Lloyd's Register, l'American Bureau of Shipping ou le Bureau Veritas (il en existe plus de 50). Nombre de ces sociétés extrêmement actives dans le domaine maritime mondial sont regroupées au sein de l'International Association of Classification Societies (IACS). Une société de classification peut classifier et homologuer la stabilité, la sécurité et l'impact environnemental d'un navire après en avoir examiné et inspecté la conception, la construction et le fonctionnement.

« La classification d'un navire a pour objectif de vérifier la résistance et l'intégrité structurales des composants essentiels de la coque du navire et de ses appendices, et la fiabilité et le fonctionnement des systèmes de propulsion et de gouverne, de production d'énergie et autres accessoires et systèmes auxiliaires intégrés au navire pour assurer les services essentiels à bord. » (IACS, 2011) [traduction libre]

La classification s'appuie sur une norme et des règles publiées par la société de classification. Ces règles doivent respecter des exigences « statutaires » définies par l'OMI (IACS, 2011), soit :

- « 1) Aspects de la conception et de l'intégrité structurale du navire – ligne de charge et stabilité à l'état intact et après une avarie, propulsion essentielle, équipement de gouverne, etc.;
- 2) Lutte antipollution en fonctionnement normal du navire;

- 3) Prévention des accidents, dont les aides à la navigation et les systèmes antipollution et de lutte contre les incendies;
- 4) Situation après un accident (feu, voies d'eau), y compris le confinement et l'échappée. » [traduction libre]

Il importe d'étudier les normes de classification au moment du choix des navires ravitailleurs pour le forage en milieu marin dans le golfe du Saint-Laurent. Il faudrait tenir compte des courants et des glaces dans le secteur avant de définir les classes acceptables pour ces bâtiments.

Il existe de nombreuses compagnies de navires ravitailleurs dans le monde qui offrent de nombreuses options. Selon les conditions météorologiques, des navires résistants à la glace peuvent être nécessaires dans le golfe du Saint-Laurent, par exemple. Si l'on considère seulement le forage, le choix dépend de la saison à laquelle les travaux seront réalisés. En général, ils s'effectuent en dehors de la période des glaces, mais s'il est décidé qu'ils s'exécuteront toute l'année, il faudra envisager des navires résistants aux glaces.

La nécessité et le désir de réduire la pollution environnementale et les émissions de carbone ont des incidences sur tous les volets de la chaîne d'approvisionnement. Une nouvelle génération de navires ravitailleurs verts rejetant moins de carbone a vu le jour. Ils fonctionnent au gaz naturel liquéfié ou au diesel marin au lieu du mazout lourd ou du Mazout C (Peckham, 2012). De tels bâtiments, lorsqu'ils sont disponibles, peuvent être envisagés pour les activités dans le secteur.

On compte plusieurs types de navires ravitailleurs pouvant soutenir les activités de forage :

- Navires de ravitaillement en surface et sous-marin;
- Remorqueurs-manipulateurs d'ancre;
- Navires de ravitaillement de plateforme;
- Navires de transport de personnel, de sécurité et d'alerte;
- Véhicules téléguidés et véhicules sous-marins autonomes (VSA);
- Navires de levé sismique.

Les navires et les plateformes utilisés dans les travaux menés à longueur d'année dans la glace sont habituellement exposés à différents régimes de glaces l'hiver. Les exploitants effectuant des travaux dans les eaux propices aux glaces doivent veiller à ce que les navires ravitailleurs utilisés détiennent la classification appropriée aux conditions glaciellles qu'ils rencontreront. En particulier, les navires doivent disposer d'une désignation Polar Class adaptée aux conditions prévues durant les opérations. Le tableau 5-1 ci-dessous résume les différentes classes polaires et les conditions glaciellles auxquelles elles correspondent (IACS, 2011).

TABLEAU 5-1. DESCRIPTION DES CLASSES POLAIRES

Classe polaire	Description de la glace (selon la Nomenclature des glaces de mer de l'Organisation météorologique internationale)
CP1	Exploitation toute l'année dans les eaux polaires
CP2	Exploitation toute l'année dans des glaces de plusieurs années
CP3	Exploitation toute l'année dans des glaces de deuxième année pouvant inclure des sections de glaces de plusieurs années
CP4	Exploitation toute l'année dans la glace épaisse de première année pouvant inclure des sections de vieille glace
CP5	Exploitation toute l'année dans la glace moyenne de première année pouvant inclure des sections de vieille glace
CP6	Exploitation en été et en automne dans la glace moyenne de première année pouvant inclure des sections de vieille glace
CP7	Exploitation en été et en automne dans la glace mince de première année pouvant inclure des sections de vieille glace

Pour les activités dans la région d'Old Harry, les lettres de conformité doivent avoir été obtenues avant le début des travaux pour attester que tous les navires d'alerte et de ravitaillement répondent aux normes canadiennes. Au chapitre de la puissance et de la capacité, on prévoit que les navires d'alerte et de ravitaillement seront comparables à ceux actuellement en service au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Les types et les capacités de ces navires sont examinés brièvement plus bas.

Navires de ravitaillement de surface et sous-marin

Les navires de ravitaillement de surface et sous-marin assurent le ravitaillement courant sur le gisement terrain et sont, en général, équipés de grues ou de portiques pour treuiller ou lever du matériel sous-marin. Ils effectuent la mise en service et hors service de l'infrastructure, l'installation des conduites d'écoulement, des colonnes montantes, des puits de service, des têtes de puits et des conduites de raccordement sous-marines, l'ensouillement et la pose de conduites, le levage de charges lourdes, l'excavation mécanique de tranchées, etc.

Le levage de charges lourdes est principalement catégorisé de façon distincte et il est exclu de la portée de notre rapport, car les navires transporteurs de charges lourdes ne sont pas souvent nécessaires pour le forage. Selon l'utilisation pour laquelle le navire de ravitaillement en mer est conçu, il peut aussi avoir une forte puissance de traction, comme cela est le cas du Maersk Recorder illustré à la figure 5-1. Plus

récemment, ces navires ont servi au lancement et à l'exploitation de véhicules téléguidés, de même que pour les opérations de plongée sous-marine, d'inspection et d'entretien. Bai et Bai (2012) fournissent plus de détails sur les navires de ravitaillement sous-marin, en ce qui concerne surtout l'installation de matériel, la pose de conduites et le positionnement d'installation.

La capacité de levage (gros portique ou grues à flèche) des navires ravitaillateurs peut dépasser 250 tonnes. La figure 5-1 présente le Maersk Recorder, qui est doté d'une grue à compensateur de pilonnement actif et d'un portique de 60 Te à la poupe (DeepOcean, 2015). Ces navires peuvent abriter un puits central, des réservoirs à câbles, des réservoirs à fluide de forage, des logements pour une équipe spécialisée ou professionnelle (chambres simples), un gymnase et une hélisurface. Leurs aptitudes techniques ont évolué avec les conditions environnementales auxquelles ils sont soumis et avec les exigences réglementaires. Par exemple, des navires Maersk peuvent atteindre une profondeur de 3000 mètres.



**GRUE À FLÈCHE ARTICULÉE HEILA À
COMPENSATEUR DE PILONNEMENT ACTIF
(HEILA, 2015)**



**PORIQUE ET GRUES À FLÈCHE DU MAERSK
RECORDER (DEEPOCEAN, 2015)**

FIGURE 5-1. GRUES DE NAVIRES DE RAVITAILLEMENT SOUS-MARIN

Pour les activités nécessitant une grande capacité de levage, il importe de tenir compte de la capacité des grues, comme la figure 5-2 en donne l'exemple pour le Maersk Winner (Maersk, 2015). Celle-ci dépend du rayon, du poids et de l'emplacement de l'appareil (bord, pont, sous-marin, bassin) et du type de câblage.

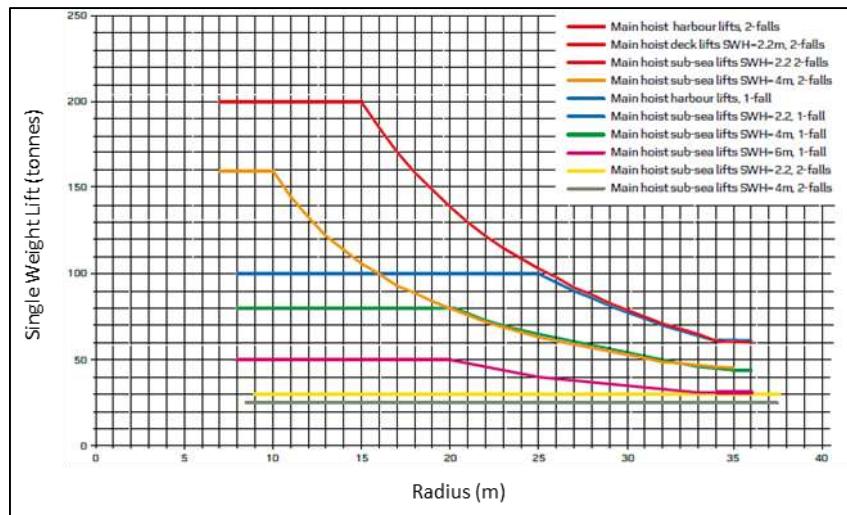


FIGURE 5-2. GRAPHIQUE DE LEVAGE DU MAERSK WINNER (MAERSK, 2015)

Remorqueur-manipulateur d'ancre

Les remorqueurs-manipulateurs d'ancre assurent principalement l'ancrage à grande profondeur des appareils de forage semi-submersibles et autre équipement marin, ainsi que les installations d'amarrage et le remorquage des appareils de forage. Ils sont proposés en diverses configurations, mais tous possèdent une poupe ouverte pour la manipulation des ancres et sont équipés de treuils pour le remorquage. Par mesure de sécurité, le dégagement rapide des ancres s'effectue en général à distance, à partir d'une cabine ou de la passerelle.

Certains manipulateurs d'ancre peuvent effectuer des tâches supplémentaires, comme l'ensouillement, le soutien aux activités sous-marines, le levage auxiliaire, la lutte contre les incendies, la lutte antipollution (Maersk, 2015), la manutention de véhicules téléguidés, la sécurité et le sauvetage et le ravitaillement général. La figure 5-3 illustre un de ces remorqueurs-manipulateurs d'ancre, le Maersk Husky.

Pour l'ancrage en eau profonde et le remorquage, les remorqueurs-manipulateurs d'ancre doivent vaincre des forces considérables. À cette fin, ils disposent de moteurs extrêmement puissants (jusqu'à 23 500 bhp de puissance au frein). Comme tous les autres remorqueurs, ils se distinguent également par leur puissance de traction ou de remorquage, mesurée en tonne de traction au point fixe ou en kilonewton (kN). Ces navires jouent de surcroît un rôle essentiel en remorquant des icebergs quand la gestion physique des glaces est nécessaire.



FIGURE 5-3. REMORQUEUR-MANIPULATEUR D'ANCRE MAERSK DE TYPE HUSKY (MAERSK, 2015)

Les navires ravitailleurs de plateforme sont utilisés pour le transport courant entre le port et le gisement pétrolier et gazier en milieu marin. Ils convoient diverses marchandises, conduites, approvisionnements généraux et matériel requis aux installations. Selon la distance de la plateforme avec la terre ferme, ils peuvent aussi servir au transport courant du personnel quand les conditions météorologiques sont difficiles ou en cas d'urgence (comme le rapporte l'analyse plus loin dans le chapitre).

Véhicules téléguidés et véhicules sous-marins autonomes

S'ils ne sont pas à proprement parler des navires ravitailleurs, les véhicules sous-marins autonomes (VSA) et la sous-classe des véhicules des outils téléguidés jouent un rôle sans cesse grandissant dans l'exploitation pétrolière et gazière en milieu marin. Il existe plusieurs classes de véhicules téléguidés qui effectuent divers types de tâches, surtout selon la puissance de sortie (chevaux ou watts) et donc la charge utile, de l'observation (<20 ch) aux travaux lourds (>150 ch), en passant par les travaux légers (20-75 ch) et les travaux modérés (75-100 ch). Les VSA ont besoin d'une ligne de commande ou d'une liaison ombilicale avec le centre de contrôle. Bai et Bai (2012) contient un chapitre détaillé sur les véhicules téléguidés, sur leur utilisation ainsi que sur celle des outils téléguidés et les besoins d'interface.

Les critères de conception, de développement et de fonctionnement des véhicules et des outils téléguidés sont détaillés dans les normes de conception, comme celles de l'Organisation internationale de normalisation (ISO 13628-08 et ISO 13628-09) ou de l'American Petroleum Institute (API RP 17H), ou encore dans la NORSO U-102.

Les véhicules et les outils téléguidés exécutent de plus en plus de tâches sous-marines, et notamment :

- Levé de site : bathymétrie et cartographie du fond marin;
- Aide au forage : déploiement d'unités acoustiques pour le positionnement de l'équipement;
- Réglage et essai des structures : arbre de Noël, bloc obturateur de puits, plaque de base;

- Levé du fond après exécution;
- Récupération d'objets;
- Pose, récupération et coupe de câble-guide;
- Montage d'appareil : raccordement de câble et manille (manillon);
- Mancœuvre de vanne;
- Inspection et nettoyage du matériel;
- Dévissage d'oléoduc ou de gazoduc ou de conduite de raccordement.

Les services d'inspection pouvant actuellement être assurés par les véhicules et les outils téléguidés comprennent l'inspection visuelle des structures, des oléoducs et des gazoducs, des conduites de raccordement ou des câbles, les essais non destructifs des fissures, le contrôle magnétoscopique, la mesure sur le terrain du courant alternatif, l'inspection courante des oléoducs, des gazoducs et des câbles, ainsi que la mesure de la profondeur de couverture, de l'état des cathodes et des salissures.

Les véhicules téléguidés nécessitent une alimentation en énergie et un système de commande (moniteur et levier de commande) aux installations de surface. Le système de lancement et de récupération (SLR) utilisé pour déployer et récupérer les véhicules téléguidés comprend un monte-charge spécialisé (cage ou plateforme recevant le véhicule) avec touret de liaison ombilicale (ou système de gestion de câble, TMS). Il se compose de plus d'un portique ou d'une grue à flèche, de treuils et d'un ombilical vertical (Bai et Bai, 2012). La figure 5-4 présente un véhicule téléguidé lancé au moyen d'une grue à flèche avec touret d'ombilical et système de gestion de câble de plateforme.

Les véhicules sous-marins téléguidés et autonomes (véhicules téléguidés et VSA) sont aujourd'hui couramment utilisés. Ils peuvent accomplir de plus en plus de tâches et permettent souvent de ne pas avoir recours à des plongeurs et de réduire au minimum les temps d'arrêt de l'appareil de forage. Techniquement, l'utilisation dans le golfe du Saint-Laurent de tels véhicules est plausible et pourrait être envisagée pour les levés détaillés du fond marin et les études bathymétriques.



FIGURE 5-4. SLR HAWBOLDT METTANT À L'EAU UN VÉHICULE TÉLÉGUIDÉ (RS AQUA, 2015)

5.3 Opérations de gestion des glaces

Stratégie de gestion des glaces

Dans les régions où la glace de mer et les icebergs peuvent être présents, on fait couramment appel à la gestion des glaces pour aider les systèmes flottants. La gestion des glaces peut aussi servir à réduire l'exposition des plateformes fixes à la glace afin de limiter les charges globales et locales. Dans les secteurs comme Old Harry, elle doit faire partie intégrante des études de conception et d'exploitation, car elle peut grandement influer sur les principes de conception et elle joue un rôle important en atténuant les risques.

En plus de réduire le risque pour les installations de forage et de production, la gestion des glaces peut aussi servir à atténuer les risques que des formations glaciaires à fort tirant d'eau entrent en collision avec les installations et l'équipement sous-marins. Elle est importante pour le soutien des autres activités qui se déroulent dans la glace, comme la SES.

Pour concevoir un système de gestion des glaces efficace, il est essentiel d'examiner le degré de fiabilité qu'on en attend (p. ex. capacité à détecter et gérer avec constance les icebergs avant qu'ils ne heurtent la plateforme).

S'il est prévu pendant l'exploration d'employer une stratégie d'évitement des glaces consistant à limiter les travaux de forage à la saison d'eau libre, il demeure nécessaire de mettre en œuvre un plan de gestion des glaces pour ces activités. Pour éclairer l'élaboration de ce plan, il est essentiel de réaliser une évaluation approfondie des risques d'abordage d'iceberg pendant la période où l'eau est libre de glace (p. ex. C-CORE, 2005) avant l'exécution de travaux.

Durant la définition du plan de gestion des glaces, il faut soigneusement tenir compte de toutes les conditions glaciales survenant durant la saison d'exploitation et des risques posés par les formations de glace de mer et des stratégies de gestion physique connexes (p. ex. ISO 19906, 2010). La présente étude insiste sur les activités d'exploration qui devraient se dérouler pendant la saison où aucune glace de mer n'est présente. Par conséquent, les paragraphes qui suivent insistent sur les stratégies de gestion des glaces reliées aux possibilités d'incursions occasionnelles d'icebergs dans la région d'Old Harry pendant la période où les eaux sont libres.

Les plans de gestion des glaces pour ce secteur seront analogues à ceux élaborés pour d'autres régions propices aux glaces, comme celles situées au large de Terre-Neuve-et-Labrador, où le C-TNLOHE exige que « Dans les régions où la présence des glaces marines ou des icebergs est probable, l'exploitant devrait préparer un plan de gestion des glaces à déposer auprès de l'organisme de réglementation en même temps que la demande d'autorisation de programme de forage ou que la demande d'autorisation d'exécuter des travaux de production ». Ce plan comprend généralement la description des procédures de surveillance du mouvement des icebergs susceptibles de constituer une menace pour le forage et la production, et de détermination de la nécessité de contre-mesures particulières, dont la déviation des icebergs ou le déplacement de la plateforme. Le plan établit aussi le lien entre les activités de gestion des glaces en milieu marin et à terre et entre l'exploitant concerné et les autres exploitants de la région.

Comme l'indique ISO 19906 (2010), plusieurs exemples de plan de gestion sont publiquement accessibles et peuvent être utilisés pour appuyer une future planification :

- Exigences en matière d'acquisition de données environnementales physiques pour les travaux de forage et de production sur les terres domaniales du Canada de l'Office national de l'énergie (ONE);
- Demande d'approbation du programme de forage Kulluk déposée en 1991 (bibliothèque de l'Office national de l'énergie, à Calgary);
- Documentation relative au projet d'exploitation du gisement Terra Nova (bibliothèque de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers [C-TNLOHE], à St. John's);
- Documentation relative au projet d'exploitation du gisement White Rose (bibliothèque de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers [C-TNLOHE], à St. John's).

Comme l'illustre la figure 5-5, les principaux éléments fonctionnels d'un système de gestion des glaces incluent habituellement les procédures de détection, de suivi et de prévision des glaces, d'évaluation de la menace, de gestion physique et d'alerte. Les procédures d'alerte servent à atténuer les menaces en lançant des mesures opérationnelles appropriées et au moment opportun, en réaction à des dangers donnés. Selon le type de plateforme utilisé et la nature des activités en cours, ces mesures d'intervention peuvent comprendre la fermeture des puits, le débranchement des colonnes montantes et le relevage des ancrages, le déplacement de l'unité, voire l'évacuation du personnel.

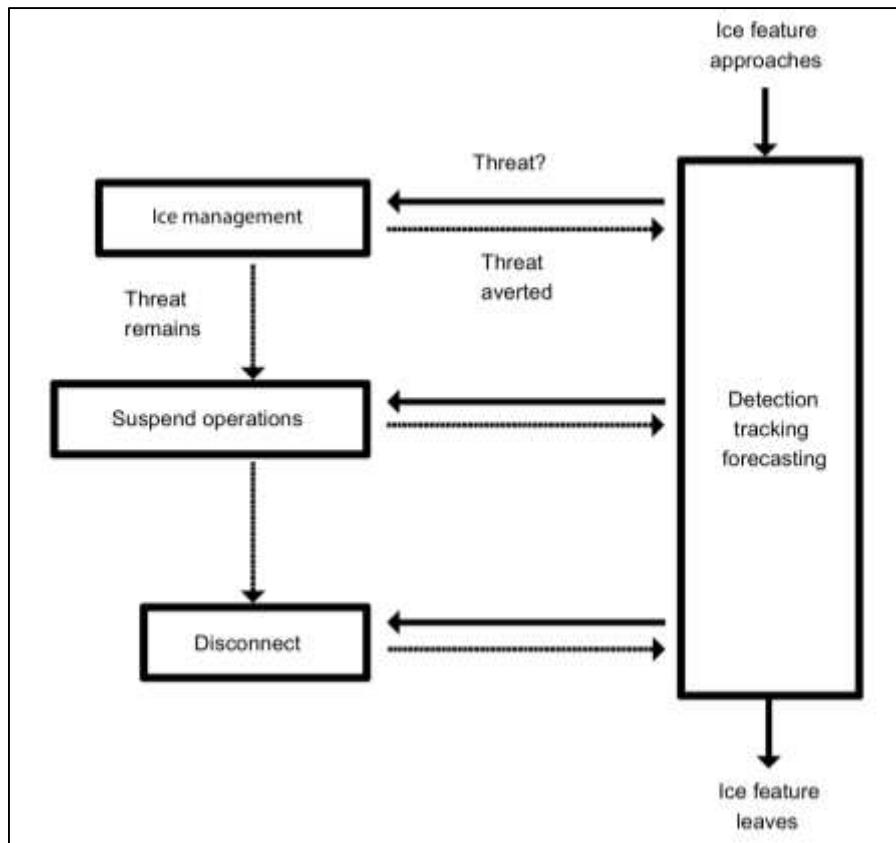


FIGURE 5-5. ÉLÉMENTS FONCTIONNELS D'UN SYSTÈME DE GESTION DES GLACES TYPE (D'APRÈS ISO 19906, 2010)

Pour garantir la fiabilité du système de gestion des glaces, tous ses éléments doivent pouvoir fonctionner efficacement dans tout le spectre de conditions opérationnelles et environnementales (de jour comme de nuit, quelles que soient les conditions météocéaniques, pendant les tempêtes, etc.) prévues pendant les travaux dans la région.

Il convient de noter que le système devrait aussi être accompagné d'une étude rigoureuse de la formation du personnel participant à la gestion des glaces, qui peut porter sur les conditions glacielles ou les conditions météocéaniques, sur la plateforme utilisée (p. ex. performances, limites et activités de forage ou de production), sur les navires de gestion des glaces (p. ex. performances, limites et activités marines) ou sur les interrelations entre les différents éléments du système.

Détection et surveillance des icebergs

Quand des formations glacielles potentiellement dangereuses sont présentes, il est nécessaire de les détecter, de les suivre et de les prévoir en continu. Une stratégie efficace de détection et de suivi des icebergs élaborée pour les Grands Bancs a été de diviser la région en trois secteurs, comme l'illustre la figure 5-6. Une stratégie semblable pourrait être employée à Old Harry :

- **Secteur régional.** Correspond à la zone située en amont d'une latitude donnée. Le secteur est surveillé par imagerie satellitaire et aéronefs à voilure fixe, par le Service canadien des glaces et

les navires de passage, et il fait l'objet d'une surveillance synergétique et de la surveillance internationale des glaces. Les données recueillies dans le secteur régional servent principalement à la planification des ressources.

- **Secteur stratégique.** Correspond à la zone située au sud de la latitude fixée, mais à l'extérieur du secteur tactique. Le secteur stratégique est principalement surveillé par des aéronefs à voilure fixe et des navires de l'industrie qui effectuent des missions de reconnaissance des glaces. Les données recueillies dans le secteur stratégique servent à évaluer la menace représentée par les icebergs et à affiner l'estimation des ressources requises.
- **Secteur tactique.** Englobe les installations en milieu marin et est défini par les exploitants. Le secteur tactique est surveillé à l'aide des radars des navires des installations et de l'industrie, d'aéronefs à voilure fixe et de navires de l'industrie effectuant des missions de reconnaissance des glaces. Les données recueillies dans le secteur tactique servent à évaluer la menace représentée par les glaces, à mettre en œuvre la gestion physique des glaces (si nécessaire) et à aider la prise de décision au sujet des interventions opérationnelles et des débranchements.



FIGURE 5-6. ILLUSTRATION DES SECTEURS RÉGIONAL, STRATÉGIQUE ET TACTIQUE POUR LA GESTION DES GLACES DANS LES GRANDS BANCS

Évaluation de la menace

L'évaluation de la menace porte en général sur les icebergs dérivant dans la zone stratégique, afin de déterminer la probabilité qu'ils pénètrent dans la zone tactique. Dès qu'une formation glacielle a été définie comme une menace potentielle, un des volets importants de l'analyse de la menace consiste à prévoir sa dérive. Des modèles prédictifs de la dérive des glaces océaniques, comme celui employé par

le Service canadien des glaces, ont été utilisés dans les Grands Bancs et pourraient être pertinents pour le soutien aux activités dans le golfe du Saint-Laurent. La collecte de données précises sur les conditions glacielles et météocaniques est précieuse pour obtenir les intrants nécessaires aux modèles de trajectoire des glaces. L'évaluation de la menace comprend habituellement les éléments généraux suivants :

- Prévision de la dérive;
- Mesure de la taille ou de la masse;
- Calcul du temps T et des dimensions de la zone;
- Densité d'icebergs (p. ex. nombre d'icebergs présents?);
- Ressources disponibles (p. ex. combien de navires sont présents?).

Cette information guide l'évaluation des besoins en ressources, la planification opérationnelle du soutien et la prise de décision au sujet de la gestion physique des glaces.

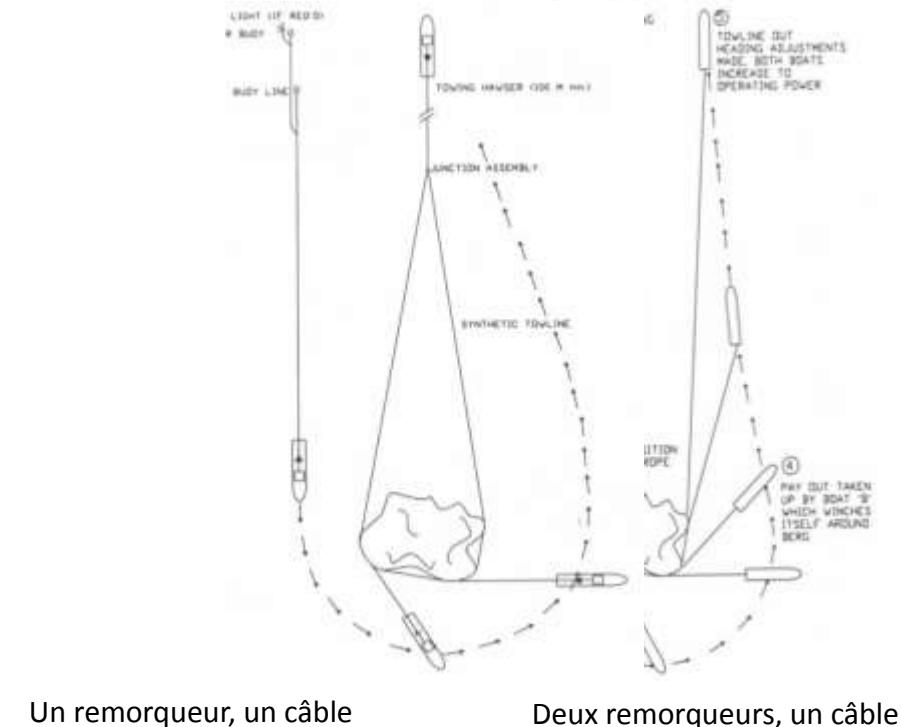
Gestion physique des icebergs

Lorsqu'elle se rapproche de la structure, une formation glacielle peut entrer dans la zone de gestion (examinée plus bas) dans laquelle elle continue à être suivie et où les besoins en gestion physique sont évalués. En fonction de cette évaluation, les ressources de gestion des glaces requises sont déployées et des procédures sont mises à exécution. La méthode de gestion des icebergs choisie dépend du type de glace, des conditions météorologiques et du temps et des ressources disponibles.

La gestion traditionnelle des icebergs dans les Grands Bancs s'effectue au moyen d'un navire de ravitaillement en mer qui vient encercler l'iceberg avec un câble de remorque flottant avant de le remorquer le long d'un trajet défini. Cette technique exige d'habitude un remorqueur disposant d'une puissance de traction de 70 à 140 tonnes et équipé de l'appareillage de gestion des glaces approprié, soit un treuil de remorquage, 100 à 400 mètres d'aussière de remorquage en acier et environ 1200 mètres de câble flottant synthétique (C-CORE, 1998).

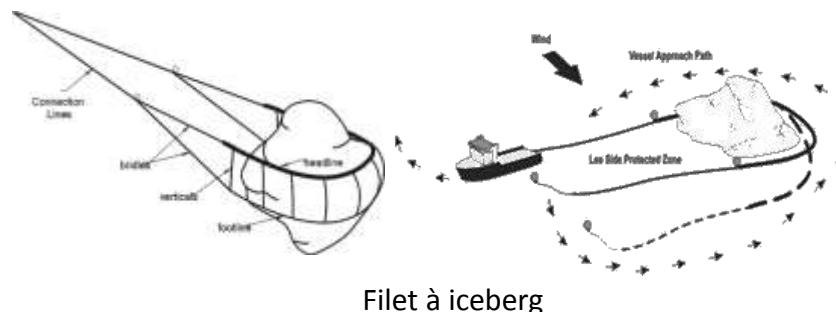
Comme le remorquage à un seul câble n'affiche pas toujours des taux de réussite acceptables, il peut être nécessaire de recourir à d'autres méthodes. Pour les gros icebergs, des configurations à deux remorqueurs (et plus) ont déjà été employées et pourraient être nécessaires dans les cas de formations tabulaires de très grandes dimensions. Pour le remorquage de petits icebergs difficiles à gérer avec la méthode traditionnelle, des filets spécialement conçus se sont révélés efficaces.

Les processus d'encerclement et d'accrochage, les configurations à un et deux navires et le remorquage par filet sont expliqués à la figure 5-7. Pour les fragments d'iceberg et les bourguignons, on a souvent recours au canon à eau et au remous d'hélice (illustrés à la figure 5-8). Pour en savoir plus sur les techniques de gestion des icebergs utilisées dans les Grands Bancs, se reporter à C-CORE (1998) et à McClintock et coll. (2007).



Un remorqueur, un câble

Deux remorqueurs, un câble



Filet à iceberg

FIGURE 5-7. GESTION PHYSIQUE DES GLACES : TECHNIQUES DE REMORQUAGE COURANTES

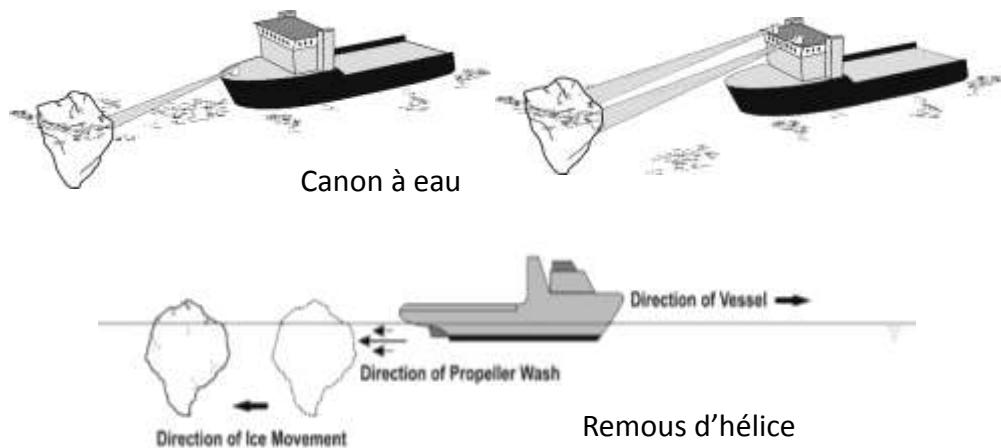


FIGURE 5-8. GESTION PHYSIQUE DES GLACES : CANON À EAU (EN HAUT) ET REMOUS D'HÉLICE (EN BAS)

Pour la région d'Old Harry, s'il est déterminé que le risque d'abordage d'iceberg est suffisamment faible, il peut être suffisant de doter les plateformes de dispositifs de surveillance et de débranchement pour réduire le risque à un niveau acceptable, et la gestion physique peut ne pas être nécessaire. Comme l'analyse C-CORE (2015), les rares icebergs signalés dans la région sont majoritairement des bourguignons et des fragments. Ces petites formations glaciaires peuvent être gérées au moyen des techniques présentées à la figure 5-8, lesquelles ne nécessitent généralement pas d'équipement dépassant les capacités des navires de soutien affectés aux plateformes.

Système de gestion des icebergs par zones

Dans le secteur tactique, une série de zones de sécurité ou d'alerte sont établies autour des installations extracotières pour prioriser les menaces d'iceberg selon les activités à ces mêmes installations et le mouvement des glaces. Ces zones aident à planifier les interventions opérationnelles à lancer pour assurer la sécurité des personnes, de l'équipement et de l'environnement. Les différentes zones d'un système de gestion des icebergs type pour une plateforme flottante sont illustrées à la figure 5-9 et décrites au-dessous.

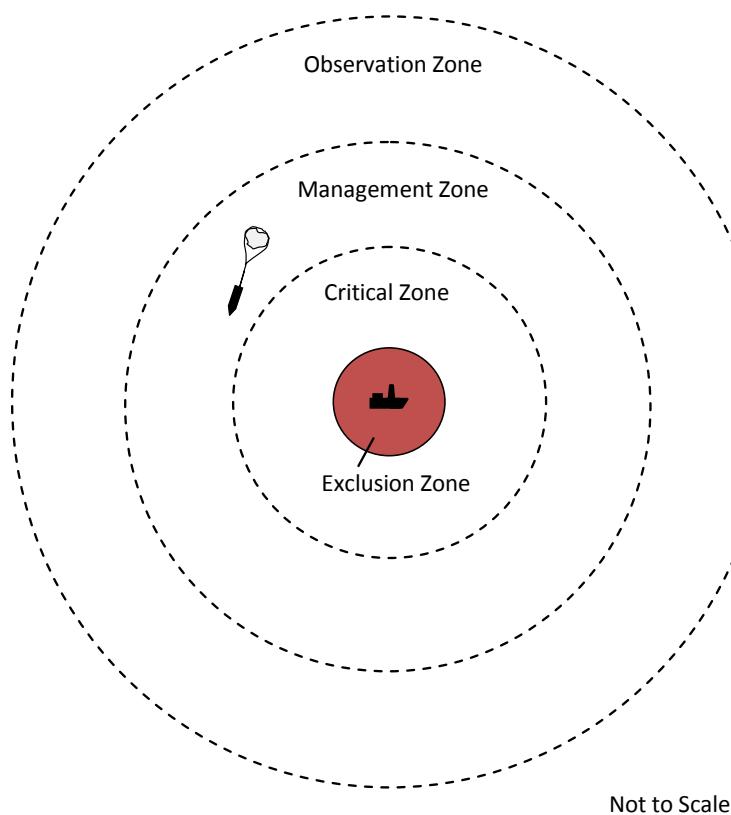


FIGURE 5-9. ZONES DE GESTION DES GLACES

Zone d'observation. Dans le secteur le plus à l'extérieur, les formations glaciaires sont détectées à l'aide de diverses techniques, dont la surveillance aérienne (visuelle ou radar) et par radars satellites ou

systèmes optiques. Les icebergs et les autres formations glaciaires sont suivis et leur mouvement est prévu selon les exigences de la plateforme et ses activités.

Zone de gestion. Il s'agit du secteur entourant la zone critique où s'effectuent le suivi et la gestion physique des icebergs. Quand un iceberg pénètre dans cette zone, les travaux de forage normaux peuvent se poursuivre, mais des activités de gestion des glaces sont exécutées pour éliminer les menaces. L'objectif de la gestion des icebergs est d'éloigner ces derniers de la zone critique et de la zone d'exclusion, afin qu'ils ne perturbent pas les activités.

Zone critique. Quand un iceberg franchit la limite de la zone critique, la plateforme réagit en se préparant à quitter son emplacement. En vue d'un éventuel débranchement, il est possible d'entreprendre une séquence graduelle de tâches préalables, par exemple fermer les puits, débrancher les colonnes montantes et dégager des lignes d'ancrage.

Comme chacune de ces étapes demande un certain temps, l'exploitant fait le suivi du temps total (temps T) requis pour les étapes restantes. Dans ce contexte le temps T est défini comme le temps total (en heures) requis pour suspendre le fonctionnement de l'installation et la préparer à quitter son emplacement. À mesure que chacune des étapes de la préparation est achevée, le temps T restant pour le débranchement diminue.

Pour cette raison, l'exploitant doit évaluer en permanence le temps T associé aux activités en cours et actualiser la taille de la zone critique en conséquence (la zone critique requise est plus large si le forage dans la zone d'hydrocarbures se poursuit que si la colonne montante a été débranchée de la tête de puits). L'information doit être continuellement communiquée à l'équipe de gestion des glaces.

Les dimensions de la zone critique sont déterminées en fonction du temps T de la plateforme et de la vitesse de dérive de l'iceberg en approche. Ces deux valeurs sont multipliées entre elles pour calculer la taille de la limite extérieure de la zone. Le personnel de l'installation tient les observateurs des glaces à bord informés du temps T associé aux activités en cours (différentes activités ont différents temps T). La gestion, la détection, le suivi et la prévision des glaces continuent tant que la formation dangereuse demeure dans la zone critique.

Zone d'exclusion. Cette zone, qui s'étend en général sur 500 mètres, procure un espace tampon de sécurité juste autour de la plateforme. Si un iceberg pénètre dans cette zone, la plateforme réagit en se déplaçant à une distance sécuritaire de la formation glacielle.

Pour calculer les limites de la zone, il faut bien coordonner les activités de gestion physique et les décisions opérationnelles. Il est essentiel que les rôles et les responsabilités des principales personnes participant aux activités – conseillers glaciologues, gestionnaires d'installations en milieu marin, superviseurs de forage et commandants de remorqueurs – et les communications entre elles soient clairs (ISO 19906, 2010).

Définition de la réussite en gestion des icebergs

Il importe de définir ce qu'est la réussite de la gestion des glaces. À ce sujet, les deux définitions suivantes ont été élaborées à l'occasion d'un atelier sur le remorquage des icebergs (C-CORE, 2002) :

- **Réussite opérationnelle** : Un remorquage peut être considéré comme réussi quand il évite un temps d'arrêt;
- **Réussite technique** : Un remorquage peut être considéré comme techniquement réussi si : a) il a amené un changement de cap démontré; b) l'iceberg remorqué a pris un cap adéquat après une ou plusieurs tentatives.

Dans son examen de l'expérience en gestion des icebergs sur la côte est du Canada, Rudkin et coll. (2005) signale des taux de réussite opérationnelle de 99,1 % avec des taux de réussite technique de 85,5 %. L'utilisation des meilleures pratiques de l'industrie, le recours à des exploitants expérimentés et la limitation des travaux de forage à des campagnes saisonnières, pour éviter la glace de mer, pourraient raisonnablement permettre d'atteindre des taux équivalents dans d'autres régions, bien que l'expérience des équipes soit un facteur important.

Étant donné que les activités de gestion des icebergs seraient moins fréquentes dans des régions comme Old Harry qu'elles le sont dans les Grands Bancs, pour des campagnes de forage sur plusieurs années ou des scénarios de production, on peut envisager des arrangements dans lesquels les équipes de cette région effectueraient aussi des rotations à intervalles réguliers dans les Grands Bancs pour rafraîchir leurs compétences. Il serait ainsi possible de maintenir la fiabilité d'exécution et donc de garantir une gestion extrêmement efficace des rares incursions d'icebergs.

Débranchement

Si la gestion des glaces se révèle infructueuse et que la menace persiste, tous les travaux de forage ou de production doivent être suspendus et la plateforme, débranchée. De même, si les formations glacielles sont multiples et si la menace dépasse la capacité de gestion, l'unité de forage doit être débranchée et déplacée.

Si plusieurs exploitants sont dans le secteur, ils peuvent se partager les navires et les ressources de gestion des glaces (p. ex. si un exploitant est aux prises avec un iceberg tandis qu'un autre n'a pas ce problème, ce dernier peut prêter un navire tant qu'il n'en a pas besoin ou jusqu'à ce que la situation soit maîtrisée) pour éviter le débranchement.

Les conditions pouvant rendre les formations glacielles ingérables sont le brouillard, l'obscurité, les vents forts, la forte mer et l'instabilité des icebergs. Le processus à suivre pour quitter son emplacement dépend du type de système de maintien en position de la plateforme (amarrage à tourelle, ancrage, positionnement dynamique). Si le débranchement est nécessaire, il est souhaitable de suivre une procédure planifiée plutôt que d'effectuer une opération d'urgence. Pour disposer du temps nécessaire en vue de faciliter un débranchement planifié en cas de nécessité, il est essentiel que la surveillance, la détection et l'évaluation de la menace, la communication et la prise de décision en amont soient adéquates.

Réflexions sur la gestion des glaces à l'avenir

L'expérience actuelle de l'industrie en matière de remorquage d'iceberg est limitée aux eaux libres. S'il peut être théoriquement possible de remorquer des icebergs dans une glace de mer peu dense, on ne dispose pas d'expérience pratique dans ce domaine et la présence de banquise devrait considérablement réduire l'efficacité des opérations de remorquage.

Comme la production demanderait que les travaux se poursuivent tout au long de l'année, il faudrait effectuer une étude détaillée des activités de gestion de la glace de mer et notamment une évaluation de la probabilité de survenue d'icebergs dans cette même glace.

En ce qui concerne les futures études d'évaluation et de planification en vue d'une exploitation à longueur d'année à Old Harry, l'expérience industrielle en gestion de la glace de mer dans la mer de Beaufort (p. ex. Wright, 2000), autour de l'île de Sakhaline (p. ex. Keinonen et Martin, 2008) et l'expérience relative à la gestion des banquises acquise dans les Grands Bancs (p. ex. Dunderdale et Wright, 2005) serait intéressante et devrait être considérée.

Outre les techniques de gestion physique des glaces employées et du nombre et de la capacité des navires requis pour les activités connexes, il est de plus essentiel de tenir compte de la disponibilité du personnel qualifié et expérimenté. Le recours à la gestion de la glace de mer pour, éventuellement, prolonger les saisons de forage est, lui aussi, un paramètre à étudier à l'avenir.

5.4 Santé, sécurité et environnement et préparation aux situations d'urgence

Le personnel est crucial pour toutes les activités pétrolières et gazières, et il est essentiel de prendre en considération l'ergonomie afin d'assurer sa sécurité et réduire les erreurs humaines, comme l'analyse abondamment la documentation (Larsen et coll., 1991; Al-Minhali, 1996; Curole et coll., 1999; Spigener, 1999; McCafferty et coll., 2002; Brannigan et coll., 2008; Kenefake et coll., 2009; Lauche et coll., 2009; Li et coll., 2014; Poblete et coll., 2014; Pray et coll., 2014; Tabibzadeh et Meshkati, 2014; St. John, 2015; Thorogood et coll., 2015).

La clarté des rôles, des responsabilités, de la chaîne de commandement et des communications entre la direction et le personnel est essentielle. Par exemple, les travaux de forage sont habituellement gérés par un directeur des opérations de forage basé dans le bureau principal de l'exploitant, et qui dispose des pouvoirs nécessaires pour gérer les aspects opérationnels des activités en milieu marin et prendre les décisions clés, alors que la gestion du forage au quotidien revient aux chefs de forage de l'exploitant.

L'équipe de direction en milieu marin se compose en général des superviseurs en chef du forage (qui représentent l'exploitant), des directeurs des installations en milieu marin et des capitaines des navires de ravitaillement ou de soutien. Dans les régions propices à la glace, les conseillers glaciologues jouent également un rôle essentiel.

Les employeurs (opérateurs, entrepreneurs, entreprises et organismes) sont chargés de la formation de leur personnel, et il incombe au responsable de l'emplacement en milieu marin d'accorder le temps

nécessaire pour la formation à suivre sur place. Selon ce que l'employeur juge approprié et acceptable, les instructions requises peuvent être fournies par le responsable ou par des prestataires tiers désignés.

Un dossier de formation doit être tenu pour chaque employé. Les certifications relatives à l'état de santé, à la sécurité, à la formation et à la compétence et autres requises du personnel doivent être vérifiées et documentés comme il se doit.

Il est par ailleurs essentiel que des plans de prévention et d'intervention d'urgence soient en place. Ces plans sont souvent rédigés pour le compte de l'exploitant par une organisation possédant une expertise en élaboration de plans et de procédures d'urgence, lesquels feront partie du système de gestion de la santé et de la sécurité. Ils feront en sorte que les ressources soient prévues et que les procédures soient mises en applications en cas de déversement.

Les mesures de préparation aux situations d'urgence comprennent en général le fait de s'assurer de disposer des installations adéquates de stockage, d'essais et d'entretien du matériel d'intervention en cas de déversement. Ces installations doivent être à une distance raisonnable des activités en milieu marin et pouvoir être mobilisées rapidement en cas de nécessité.

En ce qui concerne les activités sur le territoire de Terre-Neuve-et-Labrador, ces plans de contingence doivent être soumis au C-TNLOHE dans le cadre de la documentation à présenter avant la délivrance du permis d'exploitation, afin de garantir la conformité avec le *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* (DORS/2009), qui stipule que la préparation aux situations d'urgence doit tout d'abord figurer dans les plans de protection de l'environnement avant le début de ces activités.

Parmi les principaux aspects à considérer, notons :

- le type et la nature des situations d'urgence exigeant un plan de contingence;
- les procédures de notification et de signalement (internes et externes);
- l'organisation des interventions d'urgence, la chaîne de commandement et les principaux domaines de responsabilité;
- l'interface entre les procédures et les plans de l'exploitant et ceux des autres exploitants et des organismes gouvernementaux;
- l'équipement et le personnel requis pour différentes tâches d'intervention (coordination de la logistique et de l'intervention, fonctionnement de l'équipement de surveillance ou de suivi des déversements, opérations de confinement et nettoyage);
- les besoins en formation du personnel, y compris les certifications et la participation aux exercices d'intervention requis;
- l'évaluation de l'efficacité et des limites du programme de surveillance;
- l'évaluation de l'efficacité et des limites des contre-mesures (p. ex. matériel et techniques) et des conséquences;
- les exigences en matière de forage de puits d'intervention (volume, moment, solutions de remplacement [s'il y a lieu]);
- les plans d'élimination du pétrole, des débris et autres polluants récupérés;

- les possibilités d'amélioration de l'efficacité des interventions par la recherche-développement.

Les activités prévues pour des périodes dépassant la saison d'eau libre doivent tenir compte des questions touchant l'aménagement hivernal et l'exécution des mesures de réaction dans les conditions glaciellles et météocéaniques correspondantes, puisque les méthodes d'intervention utilisées dans les climats froids varient considérablement de celles qui fonctionnent en eau libre (p. ex. Potter et coll., 2012). L'analyse détaillée de la prévention des déversements de pétrole et de l'intervention dépassant la portée de la présente étude, il est suggéré qu'elle soit entreprise dans le cadre d'une étude ultérieure.

Cette analyse comporterait notamment l'évaluation des accidents possibles, l'étude de l'historique des déversements et des accidents en milieu marin, la détermination des sources d'information pertinente, l'évaluation des probabilités d'éruption et de déversement dans le secteur d'intérêt, l'évaluation du sort et du comportement des accidents, l'étude du comportement du pétrole déversé en eau libre et dans la glace de mer, la modélisation de la trajectoire du pétrole en eau libre et dans la glace de mer, l'étude des stratégies et des technologies d'intervention adaptées aux conditions d'eau libre et de glace de mer, la modélisation des déversements et la planification des interventions. D'autres études portant sur le milieu biologique, les effets environnementaux possibles et les répercussions des activités en milieu marin devraient aussi être envisagées.

La conception des systèmes de sortie, d'évacuation et de sauvetage des installations en milieu marin dans les secteurs recouverts de glace doit tenir compte de chacun des régimes des glaces rencontrés (Poplin et coll., 2011). Les précédentes études réalisées sur ces systèmes dans ces secteurs ont montré qu'un seul système de SES est insuffisant pour l'ensemble des conditions d'eau libre et de glace prévues durant les différentes périodes de l'année (p. ex. Wright et coll., 2002; Wright et coll., 2003).

Si les solutions classiques peuvent convenir quand les activités en mer sont limitées à la saison d'eau libre (p. ex. pendant l'exploration), d'autres stratégies de SES adaptées aux conditions glaciellles pertinentes doivent être envisagées pour les opérations dans le golfe du Saint-Laurent, qui s'étendent à la saison des glaces. Cela permet de garantir que le niveau de sécurité à une plateforme marine est constant tout au long de l'année pour toutes les conditions de glace et d'eau libre, comme l'exige la norme ISO 19906 (2010).

À cette fin, cette dernière recommande que le système de SES comprenne des stratégies d'évacuation privilégiée (en général par hélicoptère), primaire et secondaire, qui peuvent inclure des méthodes directes (au sec), indirectes (semi-sec) ou mouillées (Poplin et coll., 2011). Pour consulter une étude approfondie des éléments touchant la SES pour les activités en milieu glacial, se reporter par exemple à Bercha (2008), à ISO 19906 (2010) et à Poplin et coll. (2011).

5.5 Références

AL-MINHALI, A.A.N. (1996). *Human Factors and Risk Assessment*, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/35795-MS.

BAI, Y., ET Q. BAI (2012). *Subsea Engineering Handbook*, Elsevier. Sur Internet : <http://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpSEH00001/subsea-engineering-handbook/subsea-engineering-handbook>.

BEA, R.G. (2005). « Design for Reliability: Human and Organisational Factors », dans S. Chakrabarti (réd.), *Handbook of Offshore Engineering*, volumes n° 1-2, Elsevier, p. 939-970. ISBN 978-0-0805-2381-1.

BERCHA, F.G. (2008). « State of Art of Arctic EER », article n° 121-RF, actes du 8th International Conference and Exhibition on Performance of Ships and Structures in Ice (ICETECH 2008) tenu à Banff, Alberta.

BERCHA, F.G., C.J. BROOKS ET F. LEAFLOOR (2003). *Human Performance In Arctic Offshore Escape, Evacuation, And Rescue*, International Society of Offshore and Polar Engineers.

BRANNIGAN, J.C., D.M. VEENINGEN, M. WILLIAMSON ET Z. GANG (2008). *Human Factor Principles in Remote Operation Centers*, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/112219-MS.

CANADA (2009). *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, Ottawa, ministère de la Justice. Sur Internet : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2009-315/>.

CHAKRABARTI, S. (2005). *Handbook of Offshore Engineering*, volumes n° 1-2, Elsevier.

CUROLE, M.A., A. MCKINNEY ET D. MCCAFFERTY (1999). *Human and Organizational Factors in Deepwater Applications*, Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/10878-MS.

C-CORE (1998). *An Assessment of Current Iceberg Management Capabilities*, rapport PERD/CHC 20-33 rédigé à l'intention du Conseil national de recherches du Canada, C-CORE et B. Wright & Associates.

C-CORE, (2002). *Integrated Ice Management R&D Initiative-Year 2001*, rapport n° R-01-24-605 rédigé à l'intention de Chevron, ExxonMobil, Husky, Norsk Hydro, PERD et Petro-Canada.

C-TNLOHE, CNSOPB ET ONE (2011). *Directives relatives au plan de protection de l'environnement*, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Office national de l'énergie. Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/bts/ctrgrgnthr/drlngprdcnrg/nvrptctngd-fra.pdf>, consulté le 21 juillet 2015.

DEEPOCEAN (2012). *Vessels*. Sur Internet : <http://deepoceangroup.com/page/521/Vessels>.

DEKKER, G.F., ET E.A. VAN DEN BERGEN (1996). *Human Factors in E & P facility design, a participatory approach*, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/35792-MS.

DUNDERDALE, P., ET B. WRIGHT (2005). *Pack Ice Management on the Southern Grand Banks Offshore Newfoundland, Canada*, rapport PERD/CHC 20-76 à l'intention du Conseil national de recherches du Canada, Noble Denton Canada et B. Wright & Associates, mars 2005. Sur Internet : http://www.norskoljeoggass.no/Global/HMS-utfordringer%20i%20nordomr%C3%A5dene/Underlagsmateriale/Maritim%20logistikk,%20infrastruktur%20og%20beredskap/Noble%20Denton_Pack_Ice_Management_05.pdf.

ONE, OCNEHE ET C-TNLOHE (2008). *Directive sur l'environnement physique extracôtier*, Office national de l'Énergie, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, septembre 2008. Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/bts/ctrgrgnthr/2008ffshrpnsnrgd/2008ffshrpnsnrgd-fra.pdf>.

HEBER, H., A.M. ENOKSEN ET E. BJERKEBAK (2008). *Human Factors in Drill and Well Operations: The drillers work situation*, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/111961-MS.

HEILA (2015). *Offshore Cranes & AHC*, Heila Cranes SpA, 2011-2015. Sur Internet : <http://www.heila.com/products/25/Offshore-Cranes-&-AHC>.

HOIVIK, D., ET T.I. THRONDSEN (2005). *Human Factors - Health and Safety in Design: Experience from the Norwegian Petroleum Industry*, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/96455-MS.

HUSKY (2001). *White Rose Oilfield Development Application: Concept Safety Analysis*, volume 5, partie 2, Husky Oil Operations Limited, janvier 2001. Article présenté dans le cadre du plan d'exploitation de White Rose et obtenu auprès du C-TNLOHE en juillet 2015.

IACS (2011). *Requirements concerning POLAR CLASS*, IACS Req. 2011, International Association of Classification Societies. Sur Internet : http://www.iacs.org.uk/document/public/Publications/Unified_requirements/PDF/UR_1_pdf410.pdf.

IACS (2011). *CLASSIFICATION SOCIETIES – Their Key Role*, International Association of Classification Societies. Sur Internet : http://www.iacs.org.uk/document/public/explained/CLASS_KEY_ROLE.pdf.

ISO 19906 (2010). Industries du pétrole et du gaz naturel – Structures arctiques en milieu marin, norme internationale ISO19906:2010(fr), 1^{re} édition.

KEINONEN, A., ET E. MARTIN (2008). Ice Management Experience in the Sakhalin Offshore with Azimuth Icebreakers, Proc. Icetech 2008, Banff, Alberta.

KENEFAKE, D., C. VAUGHAN ET L.D. HARMS (2009). *Human Factors in Large Capital Projects*, International Petroleum Technology Conference. DOI: 10.2523/13926-MS.

LARSEN, F. P., J.E. WOOD ET A.J. PETHICK (1991). *Human Factor Considerations for Design of Drill Floors*, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/21923-MS.

LAUCHE, K., S.J. SAWARYN ET J.L. THOROGOOD (2009). *Human-Factors Implications of Remote Drilling Operations: A Case Study From the North Sea*, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/99774-PA.

LI, Y., J.J. CHO ET Y. REN (2014). *How Can the Petroleum Industry Benefit From Human Reliability Analysis?*, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/167983-MS.

MAERSK (2015). Site Web : www.maersksupplyservice.com/Activities/Fleet/Pages/default.aspx, Maersk Supply Service.

MCCAFFERTY, D.B., K.P. MCSWEENEY, M. MAWBY, G. CONNER ET T. DE KOKER (2002). *Human Factors Engineering Implementation Strategy: A Generic Approach*, Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/14294-MS.

MCCLINTOCK, J., R. MCKENNA ET C. WOODWORTH-LYNAS (2007). *Grand Banks Iceberg Management*, rapport PERD/CHC 20-84 à l'intention du Conseil national de recherches du Canada, AMEC Earth & Environmental, R.F. McKenna & Associates et Petra International.

PECKHAM, J. (2012). « New LNG-powered offshore supply vessels seen starting a trend », *Global Refining & Fuels Report*, vol. 16, n° 2, p. 10.

POBLETE, B.R., C.W. PARKER, S. RANASINGHE ET M.S. GANDHI (2014). *Human Factors in Hazard Analysis*, Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/25280-MS.

POPLIN, J., F. BERCHA, C. BRUMMELKAMP, D. DICKINS, S. KNIGHT, M. MANSUROV, M. MØRLAND, D. ONSHUUS, V. SANTOS-PEDRO, A. SIMÕES RE ET G. TIMCO (2011). « ISO 19906 – Implications for Arctic Offshore Escape, Evacuation and Rescue », *Proceedings of the 21st International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions*, Montréal, 10-14 juillet 2011.

POTTER, S., I. BUIST, K. TRUDEL, D. DICKINS ET E. OWENS (2012). *Spill Response in the Arctic Offshore*, rapport rédigé à l'intention d'American Petroleum Institute and Joint Industry Programme on Oil Spill Recovery in Ice.

- PRAY, J., K. MCSWEENEY ET C. PARKER (2014). *Implementing Human Factors Engineering in Offshore Installation Design*, Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/25167-MS.
- RS AQUA (2015). *LARS - Launch and Recovery System – Hawboldt: Engineered Launch and Recovery System (LARS) for oceanographic applications*. Sur Internet : http://www.rsaqua.co.uk/product_detail.php?p=51&m=16.
- RUDKIN, P., C. YOUNG, P. BARRON JR. ET G. TIMCO (2005). « Analysis and results of 30 years of iceberg management », *Proceedings of the 18th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions*, vol. 2, p. 595-604.
- SPIGENER, J. (1999). *Behavior-Based Safety & Human Factors - There is Synergy*, Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/10880-MS.
- ST.JOHN, M.F. (2015). Developing a Set of Human Factors Barriers for Deepwater Drilling Risk Assessment, Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/25765-MS.
- TABIBZADEH, M., ET N. MESHKATI (2014). A Risk Analysis Study to Systematically Address the Critical Role of Human and Organizational Factors in Negative Pressure Test for the Offshore Drilling Industry: Policy Recommendations for HSE Specialists, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/168559-MS.
- THOROGOOD, J.L., K. LAUCHE, M. CRICHTON, I. POLLARD, L.B. HVIID E B. VERWEIJEN (2015). *Getting to Grips with Human Factors in Drilling Operations*, Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/173104-MS.
- WRIGHT, B. (1999). *Evaluation of Full Scale Data for Moored Vessel Stationkeeping in Pack Ice (with Reference to Grands Bancs Development)*, rapport PERD/CHC 26-200 à l'intention du Conseil national de recherches du Canada, B. Wright & Associates.
- WRIGHT, B. (2010). Key Considerations related to the Use of Support Vessels for Personnel Evacuation from Offshore Structures in the Canadian Beaufort Sea, rapport à l'intention du Conseil national de recherches du Canada, Centre d'hydraulique canadien, B. Wright & Assoc., Canmore, Canada.
- WRIGHT, B., G. TIMCO, P. DUNDERDALE ET M. SMITH (2002). *Evaluation of Emergency Evacuation Systems in Ice Covered Waters*, rapport PERD/CHC 11-39 à l'intention du Conseil national de recherches du Canada, Centre d'hydraulique canadien, B. Wright & Assoc., Canmore, Canada.
- WRIGHT, B.D., G.W. TIMCO, P. DUNDERDALE ET M. SMITH (2003). « An Overview of Evacuation Systems for Structures in Ice-covered Waters », *Proceedings 17th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions*, vol. 2, Trondheim, Norvège, p. 765-774.

6. CONCLUSION

D'après les éléments analysés dans notre étude, nous concluons que bien que les conditions glacielles et météocéaniques prévalent dans le golfe du Saint-Laurent, et plus précisément au prospect Old Harry, permettent de considérer cette région comme un environnement marin rigoureux, l'industrie pétrolière et gazière a développé des techniques permettant d'opérer de façon sécuritaire et économique dans des conditions difficiles comparables ailleurs dans l'est du Canada et dans le monde, auxquelles on pourrait faire appel d'éventuels projets dans la région.

Pour combler les lacunes décelées et soutenir les activités futures dans ce secteur, nous formulons les suggestions suivantes :

- Effectuer une étude détaillée des besoins en matière de première réponse aux déversements, ainsi que des facteurs garantissant que des mesures et des protocoles de protection de l'environnement appropriés sont en place;
- Effectuer une analyse du cycle de vie de l'ensemble des activités à des fins de durabilité;
- Évaluer les divers types de boue de forage afin d'en optimiser la sélection;
- Évaluer l'adaptation aux conditions glacielles et météocéaniques du système de SES et des canots de sauvetage;
- Réaliser une étude détaillée des conditions glacielles et météocéaniques et de l'état du fond marin pour la grande région entourant le site Old Harry, Bancs de la Madeleine inclus;
- Recueillir et analyser les données permettant d'évaluer les courants de marée dans la région; voir aussi C-CORE (2015) pour d'autres suggestions au sujet des besoins en données environnementales;
- Mettre sur pied des programmes de collecte de données à long terme pour combler les lacunes de connaissances sur les conditions glacielles et météocéaniques et sur le plan géotechnique;
- Réaliser une évaluation détaillée de la fréquence des icebergs et de la probabilité de présence d'icebergs dans la glace de mer;
- Évaluer le risque d'abordage d'icebergs pour estimer les besoins en gestion physique des glaces à Old Harry;
- Évaluer les besoins en gestion de la glace de mer pour prolonger la durée du forage saisonnier;
- La planification des infrastructures de production devrait veiller à ce que les exploitants tiennent compte des méthodes de récupération assistée et de récupération améliorée des hydrocarbures dès la conception, et de procéder à des simulations périodiques des stratégies en la matière;
- Concevoir les installations de façon à prévoir davantage d'espace pour la récupération assistée et la récupération améliorée des hydrocarbures;
- Tenir compte des meilleures pratiques en matière de sous-surface (conception des puits, complétion, maintien du débit);

- Effectuer une évaluation des besoins en gestion de la glace de mer pour permettre des activités durant toute l'année (production);
- Effectuer de la recherche-développement pour améliorer la technologie des tourelles afin de faciliter le débranchement-rebranchement ordinaire dans la glace de mer, y compris sous de fortes charges;
- Effectuer une analyse détaillée des données relatives au pont de la Confédération (pour les structures à flancs inclinés) et au projet de phare STRICE (pour les structures à flancs verticaux) afin de réduire l'incertitude de l'estimation de la charge des glaces et élaborer des courbes de conception spécifiques aux conditions de la région;
- Étudier de façon plus détaillée la profondeur de l'eau, les courants marins et les vents afin que les installations de forage soient adaptées à ces conditions.

En résumé, en limitant les activités d'exploration et de forage à la saison d'eau libre et sen tenant compte des rares incursions d'icebergs, des tempêtes et des conditions environnementales en milieu marin, ainsi que des exigences réglementaires appropriées, on peut s'attendre à ce que les levés sismiques et les activités de forage d'exploration puissent aller de l'avant en employant les meilleures pratiques inspirées de celles actuellement employées dans les Grands Bancs de Terre-Neuve-et-Labrador. Pour les activités menées à longueur d'année, la présence prolongée de glace de mer pose des défis techniques à la conception des plateformes de production flottantes, surtout parce qu'elle entraîne des contraintes particulières en matière de débranchement-rebranchement, de gestion des glaces et de systèmes de SES. Il est donc nécessaire d'effectuer une autre étude pour analyser ces éléments de production de façon plus approfondie.

Dernière page du document