



EQUINOR CANADA LTÉE

PROJET DE MISE EN VALEUR DE BAY DU NORD

Résumé de la description de projet

Juin 2018



Table des matières

1	Introduction	1
1.1	Contexte et objectifs du projet	1
1.2	Renseignements sur le promoteur.....	4
1.3	Cadre réglementaire	5
1.3.1	Loi canadienne sur l'évaluation environnementale	5
1.3.2	Lois de mise en œuvre de l'Accord.....	6
1.3.3	Financement fédéral	7
1.3.4	Autres exigences réglementaires et intérêts.....	7
2	Description du projet	9
2.1	Zone du projet.....	9
2.2	Aperçu du projet.....	12
2.2.1	Composantes et activités du projet.....	14
2.2.2	Mise en valeur potentielle future	26
2.3	Calendrier du projet	26
2.4	Rejets, émissions et leur gestion	28
2.4.1	Émissions atmosphériques.....	28
2.4.2	Émissions sonores et lumineuses.....	29
2.4.3	Déblais de forage.....	30
2.4.4	Rejets liquides.....	30
2.4.5	Déchets solides dangereux et non dangereux.....	31
2.5	Accidents potentiels	32
3	Cadre environnemental	33
3.1	Études antérieures et information disponible : zone au large de la côte est de Terre-Neuve	33
3.2	Milieu physique	34
3.3	Milieu biologique	35
3.4	Milieu humain.....	37
3.4.1	Pêche commerciale	37
3.4.2	Activités de pêche commerciale communautaire des Autochtones.....	42
3.4.3	Autres utilisations de l'océan	43
4	Mobilisation	45
4.1	Autorités de réglementation.....	45
4.2	Groupes autochtones.....	46
4.2.1	Contexte.....	46
4.2.2	Stratégie de mobilisation.....	48
4.2.3	Préparation de l'EIE	51
4.2.4	Période suivant la présentation de l'EIE	51
4.2.5	Questions et préoccupations	52
4.3	Participation des intervenants.....	53



5	Interactions potentielles entre le projet et l'environnement.....	54
5.1.1	Composantes et activités prévues du projet.....	54
5.1.2	Événements imprévus potentiels.....	57
5.2	Considérations relatives à la portée aux fins de l'évaluation environnementale	60
6	Références.....	61

Liste de figures

Figure 1.1	Emplacement proposé du projet.....	2
Figure 1.2	Processus d'exécution d'Equinor	3
Figure 2.1	Zone du projet	11
Figure 2.2	Configuration sous-marine typique d'un projet de mise en valeur	12
Figure 2.3	Configuration potentielle du projet de mise en valeur principal de BdN.....	13
Figure 2.4	Schéma représentant un navire de forage (à gauche) et une plateforme semi-submersible (à droite)	16
Figure 2.5	FPSO typique utilisée pour le projet de White Rose de Husky Energy.....	18
Figure 2.6	Calendrier préliminaire du projet	28
Figure 3.1	Zones spéciales désignées à proximité de la zone du projet (désignations canadiennes).....	38
Figure 3.2	Zones spéciales désignées à proximité de la zone du projet (désignations internationales).....	39
Figure 3.3	Zones de pêche commerciale, toutes espèces confondues (2010-2016).....	40
Figure 3.4	Étendue des zones de pêche de l'OPANO et des pêches étrangères	41
Figure 3.5	Puits pétroliers et gaziers forés antérieurement (ne comprennent pas la totalité des puits forés).....	44
Figure 4.1	Communautés autochtones à Terre-Neuve-et-Labrador	49
Figure 4.2	Communautés autochtones dans les provinces maritimes et au Québec	50

Liste de tableaux

Tableau 2.1	Coordonnées du projet de BdN	9
Tableau 2.2	Coordonnées de la zone proposée du projet de mise en valeur principal de BdN.....	10
Tableau 2.3	Emplacement préliminaire – Installation de production	10
Tableau 2.4	Aperçu du projet de mise en valeur principal de BdN et des futures activités de mise en valeur	14
Tableau 2.5	Calendrier prévu des activités du projet	27
Tableau 3.1	Permis de pêche commerciale communautaire octroyés à des groupes autochtones de Terre-Neuve-et-Labrador pour des secteurs au large de la côte est de Terre-Neuve	42
Tableau 4.1	Groupes autochtones consultés par Equinor Canada à ce jour	46
Tableau 5.1	Composantes/enjeux environnementaux et possibles interactions visées par la LCEE 2012 et liées aux composantes et activités prévues du projet	54
Tableau 5.2	Composantes/enjeux environnementaux et possibles interactions visées par la LCEE 2012 et liées aux événements imprévus du projet	57



Acronymes et abréviations

2D	bidimensionnel
3D	tridimensionnel
4D	quadridimensionnel
ADI	attestation de découverte importante
AET	autorisation d'exécuter des travaux
API	American Petroleum Institute
AUV	véhicule sous-marin autonome
BA	boue aqueuse
BdN	Bay du Nord
BOP	bloc obturateur de puits
BP	basse pression
bp/j	baril de pétrole par jour
BS	boue synthétique
cm	centimètre
CO	monoxyde de carbone
CO ₂	dioxyde de carbone
COSEPAC	Comité sur la situation des espèces en péril au Canada
DTDE	<i>Directives sur le traitement des déchets extracôtiers</i>
EE	évaluation environnementale
EES	évaluation environnementale stratégique
EIE	étude d'impact environnemental
EMV	écosystème marin vulnérable
éq. CO ₂	équivalent en dioxyde de carbone
FFAW-Unifor	Fish, Food and Allied Workers-Unifor
FPSO	installation flottante de production, de stockage et de déchargement
HP	haute pression
km	kilomètre
km ²	kilomètre carré
LCEE 2012	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)</i> <i>Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtières</i>
LDSPC	
LEP	<i>Loi sur les espèces en péril</i>
m	mètre
m ³ /j	mètre cube par jour
m ³ std/j	mètre cube standard par jour
MARPOL	Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires
MODU	unité mobile de forage en mer
MPO	ministère des Pêches et des Océans
OCTNLHE	Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
OMI	Organisation maritime internationale

ONE	Office national de l'énergie
OPANO	Organisation des pêches de l'Atlantique Nord-Ouest
PD	point de décision
PE	permis d'exploration
PP	permis de production
PSV	profil sismique vertical
s	seconde
ROV	véhicule sous-marin téléguidé
T.-N.-L.	Terre-Neuve-et-Labrador
ZEE	zone économique exclusive
ZIEB	zone d'importance écologique et biologique



1 Introduction

Equinor Canada Ltée (anciennement Statoil Canada Ltée) et son partenaire Husky Oil Operations Ltée (Husky Energy) se proposent de mettre en valeur le champ d'hydrocarbures de Bay du Nord, ou BdN (qui comprend BdN, Bay de Verde et Bay de Verde Est) et les réserves découvertes à Baccalieu (désignés collectivement comme le projet de mise en valeur principal de BdN) et d'y produire du pétrole et du gaz dans la zone au large de la côte est de Terre-Neuve (Figure 1.1). Le projet de base de BdN comprend la construction, l'aménagement et le raccordement d'une installation en mer, sa mise en service, des forages de puits de développement, des activités de production, des activités d'entretien et de mise hors service, ainsi que des levés et des études, du travail de terrain, du ravitaillement et des réparations. Aucune activité terrestre n'est associée à ce projet. Il pourrait y avoir de futures activités de mise en valeur outre celles qui sont prévues dans le projet de base de BdN. Le projet comporte donc deux volets : le projet de base de BdN et les activités futures de mise en valeur.

Ce résumé de la description de projet a été planifié et élaboré conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* (LCEE 2012) et aux lignes directrices connexes (voir l'annexe A). Ce document fait également état des exigences en matière d'évaluation environnementale (EE) de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (OCTNLHE) et vise à lancer le processus d'examen de l'EE en vertu de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve-et-Labrador* et de la *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act* (désignés collectivement comme les lois de mise en œuvre de l'Accord).

1.1 Contexte et objectifs du projet

Le processus décisionnel de l'organisation mondiale Equinor (Equinor) s'appelle le processus d'exécution (*Capital Value Process* en anglais; voir la figure 1.2). Il s'agit d'une démarche structurée d'exécution d'un projet, de la première évaluation d'une nouvelle possibilité d'affaires jusqu'au début de l'exploitation. À mesure qu'il progresse, le projet passe par une série de points de décision (PD). Le projet de mise en valeur principal de BdN arrive actuellement au PD 1. À ce stade, il passera de l'étape de la planification opérationnelle à celle de la planification conceptuelle, laquelle vise à établir un fondement clair pour le projet d'investissement, à sélectionner le meilleur concept commercial et technique de mise en valeur et à faire avancer l'analyse de rentabilisation au stade requis pour le PD 2. Le PD 2 constitue le PD principal avant que des ressources externes considérables soient injectées. C'est à ce stade que l'on obtient l'approbation requise pour passer à l'étape de définition du projet. À l'étape de définition, le projet progresse jusqu'au stade requis, ce qui englobe l'ingénierie de base, pour qu'une décision définitive soit prise relativement aux investissements. Le PD 3 correspond à l'approbation organisationnelle d'un projet. Une fois que le projet est approuvé, le projet passe à l'étape d'exécution, où les activités détaillées en matière d'ingénierie, de conception, de fabrication,

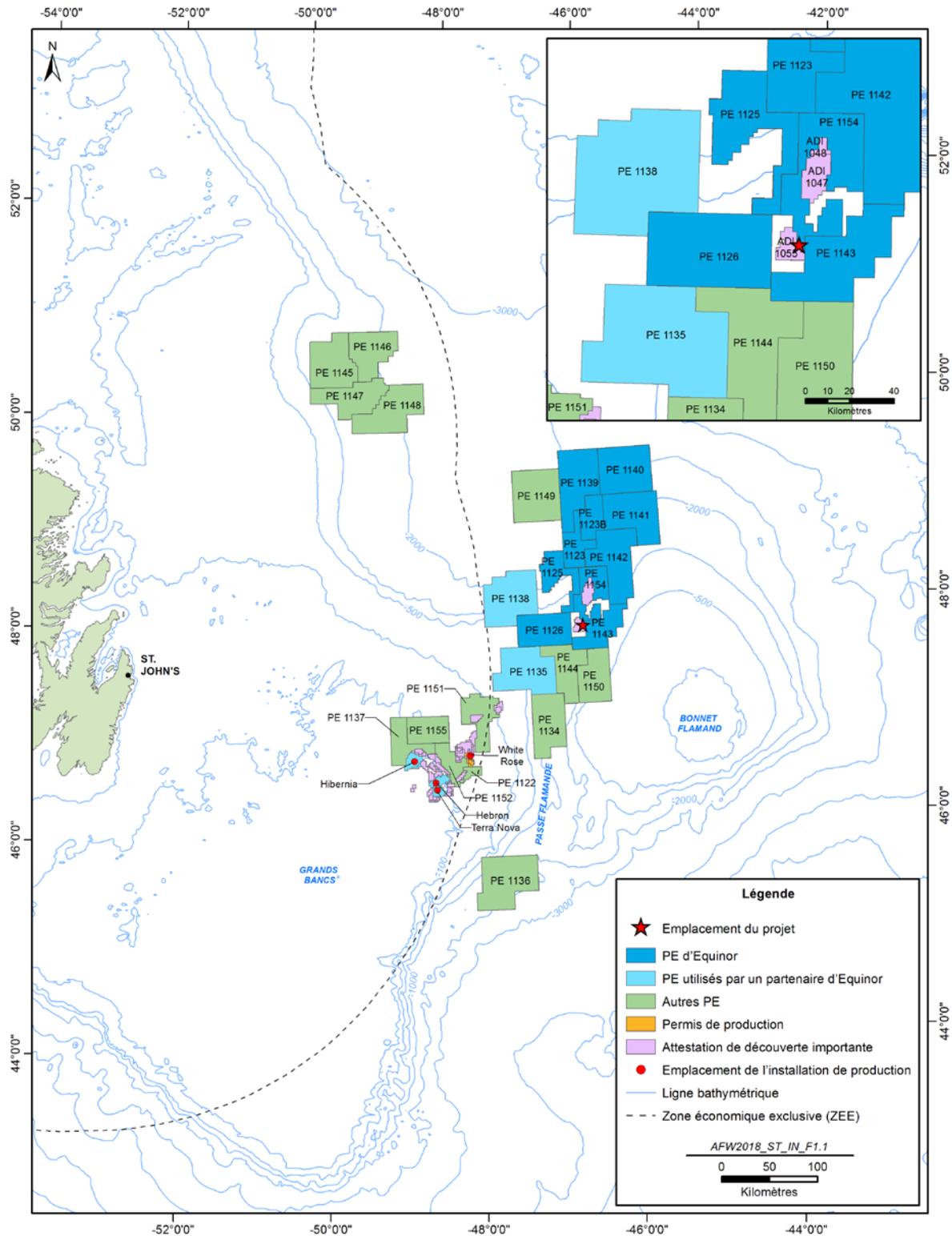


Figure 1.1 Emplacement proposé du projet

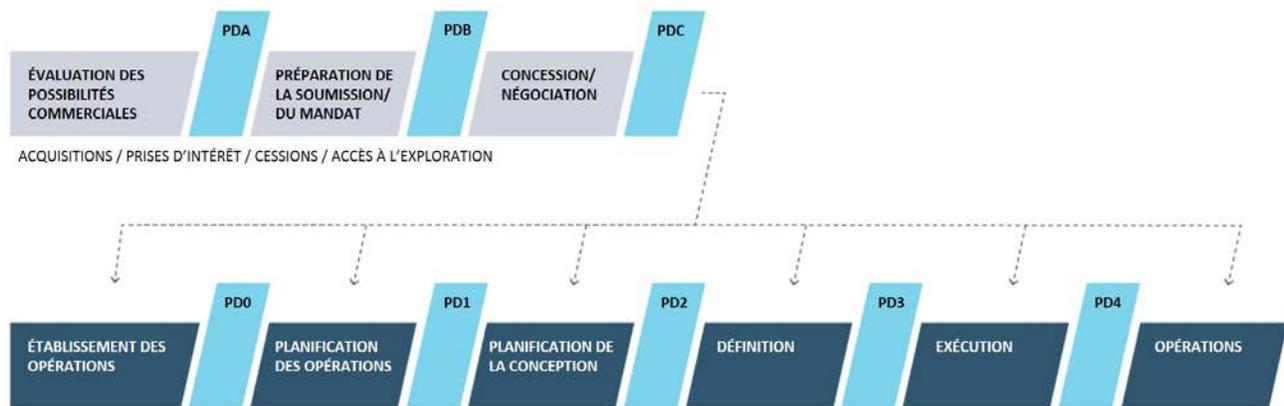


Figure 1.2 Processus d'exécution d'Equinor

d'installation et de mise en service sont réalisées. Le PD 4 survient lorsque les installations sont prêtes pour le début des opérations.

Le projet n'a pas encore reçu l'approbation officielle et en est à l'étape de la planification opérationnelle du processus d'exécution d'Equinor. Aux fins de l'EE, l'information présentée dans la description de projet est fondée sur l'hypothèse que le projet sera réalisé, même si aucune décision définitive n'a été prise.

Dans le cadre du processus d'exécution, Equinor évalue également les délais et le degré de certitude associés au processus réglementaire et aux exigences relatives à la délivrance de permis pour le projet. La capacité à réaliser le projet conformément à un échéancier établi avec certitude constitue un élément essentiel de cette évaluation.

Si le projet est approuvé, il s'agira du cinquième projet de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières au nord de Terre-Neuve-et-Labrador et sera un apport majeur aux économies de la province et du pays. Il s'ensuivra d'importantes retombées socioéconomiques, des occasions d'affaires pour la fourniture de biens et de services au cours des diverses étapes du projet, ainsi que des débouchés en recherche et développement et des occasions de formation. Pendant toute sa phase d'exploitation, le projet contribuera également à la diversification des sources et de l'offre d'énergie, en plus d'offrir des recettes fiscales et des redevances importantes aux gouvernements provincial et fédéral.

Le projet pourrait prolonger la durée de vie l'industrie pétrolière et gazière extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. Le fait d'ouvrir le bassin de la passe Flamande aux activités de mise en valeur est un prochain jalon d'importance pour l'établissement d'un secteur pétrolier et gazier solide et durable dans la province.



1.2 Renseignements sur le promoteur

Equinor, anciennement Statoil, est une société norvégienne qui exerce des activités dans plus de 30 pays. Depuis 1972, Equinor a mené des activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz sur le plateau continental norvégien, où elle est l'un des principaux exploitants. Depuis le début des années 1990, Equinor s'est établie ailleurs dans le monde, avec une forte présence en Europe, en Afrique, en Amérique du Nord et au Brésil. Equinor tient à s'imposer comme un chef de file dans l'industrie en matière de sécurité et à fournir des résultats à haute valeur ajoutée tout en maintenant une faible empreinte carbone. Equinor compte plus de 20 000 employés partout dans le monde et mise sur une organisation axée sur les valeurs, où les gens collaborent pour façonner l'avenir de l'énergie. Son but: devenir la société pétrolière et gazière ayant la plus faible empreinte carbone dans le monde et un moteur d'innovation dans le domaine de l'énergie éolienne en mer. Equinor est l'exploitant de 42 actifs dans la mer du Nord, la mer de Norvège et la mer de Barents, comptant plus de 50 ans d'expérience en exploration et en production pétrolières et gazières. Sur la scène internationale, Equinor exploite des actifs au Brésil, au Royaume-Uni et aux États-Unis, en plus de s'intéresser à divers pays, notamment l'Algérie, la Tanzanie, l'Angola et la Russie. Equinor ASA appartient à 67 % à l'État norvégien et est cotée aux bourses d'Oslo et de New York. Son siège social est situé à Stavanger, en Norvège.

En 1996, Equinor Canada Ltée (Equinor Canada) a établi un siège social canadien à Calgary, en Alberta, ainsi qu'un bureau local à St. John's, à Terre-Neuve. La société détient actuellement des droits dans la zone extracôtière Canada/T.-N.-L. En date d'avril 2018, Equinor Canada était l'exploitant de neuf permis d'exploration (PE) et cinq attestations de découverte importante (ADI), et détenait des intérêts pour deux PE, trente ADI et sept permis de production (PP), y compris les opérations de production de Terra Nova, d'Hibernia, du prolongement sud d'Hibernia et d'Hebron.

Equinor Canada détient 65 % des intérêts du projet de mise en valeur principal de BdN, et son partenaire Husky Energy en détient 35 %. Equinor Canada est l'exploitant du projet, et ses opérations au large des côtes de Terre-Neuve seront gérées depuis son bureau à St. John's (T.-N.-L.).

La stratégie d'Equinor en matière de durabilité est fondée sur les principes et thèmes suivants :

- Viser une efficacité optimale dans l'utilisation des ressources
- Prévenir les dommages causés aux milieux locaux
- Limiter le carbone – réduire l'empreinte CO₂ de l'organisation
- Générer de nouvelles possibilités à l'échelle locale
- Agir dans le respect des droits de la personne
- Faire preuve d'ouverture et de transparence

Pour toute information concernant ce projet et l'examen de l'EE, il faudrait communiquer avec les personnes suivantes :

Principale personne-ressource pour l'EE :

Stephanie Curran
Responsable des questions réglementaires

Equinor Canada Itée
2, rue Steers Cove
2^e étage
St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1C 6J5
Tél. : 709 726-9091
Télé. : 709 726-9053
Courriel : scurr@equinor.com

Principale personne-ressource pour le projet de mise en valeur de BdN et les opérations au large des côtes de Terre-Neuve

Einar Erjford – directeur du projet de BdN
Unni Fjaer – vice-présidente des opérations au large des côtes de Terre-Neuve
Equinor Canada Itée
2, rue Steers Cove
2^e étage
St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1C 6J5
Tél. : 709 726-9091

1.3 Cadre réglementaire

1.3.1 *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*

Les projets de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans la zone extracôtière Canada/T.-N.-L. sont assujettis à une EE, conformément aux exigences de la LCEE 2012 et de la réglementation connexe. Le processus d'EE en vertu de la LCEE 2012 porte principalement sur les incidences environnementales défavorables qui se manifestent dans une région de compétence fédérale et visent notamment les composantes suivantes : le poisson et son habitat, les oiseaux migrateurs, le territoire domaniale et d'autres changements à l'environnement qui sont directement associés ou qui se rapportent à une décision fédérale concernant un projet.

Le *Règlement désignant les activités concrètes* (le Règlement) afférent à la LCEE 2012 définit les activités concrètes réalisées dans le cadre des « projets désignés » qui peuvent être assujettis à une EE fédérale. L'article 11 du Règlement précise que les activités de mise en valeur de ressources de pétrole et de gaz extracôtières sont assujetties à une EE fédérale :

La construction, la mise sur pied et l'exploitation d'une nouvelle plateforme flottante ou fixe, d'un nouveau navire ou d'une nouvelle île artificielle au large des côtes utilisés pour la production de pétrole ou de gaz.

Il s'ensuit que le projet est un « projet désigné » au sens de la LCEE 2012 et qu'Equinor Canada est tenue de présenter le présent résumé de description de projet pour amorcer le processus d'EE. La société ne propose aucune autre activité considérée comme un « projet désigné » en vertu du Règlement qui pourrait nécessiter une EE fédérale. Ce document fera l'objet d'un examen par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et d'autres ministères, organismes, groupes autochtones, et le public, de manière à ce que le gouvernement puisse

prendre une décision éclairée et déterminer si un examen de ce projet au moyen d'une EE est exigé et le cas échéant, définir la nature de cette évaluation.

Equinor Canada croit comprendre que le projet ne pourra avoir lieu sur des territoires qui ont fait l'objet d'une étude régionale, tel qu'il est décrit dans les articles 73 à 77 de la LCEE 2012.

1.3.2 Lois de mise en œuvre de l'Accord

Les activités pétrolières et gazières au large des côtes de T.-N.-L. sont réglementées par l'OCTNLHE, un organisme fédéral et provincial responsable, au nom des gouvernements du Canada et de T.-N.-L., de la gestion des ressources pétrolières dans la zone extracôtière Canada/T.-N.-L. Les lois de mise en œuvre de l'Accord, administrées par l'OCTNLHE, régissent l'ensemble des activités pétrolières et gazières en zone extracôtière dans la région.

Comme il est mentionné sur le site Web de l'OCTNLHE, le rôle de l'organisme, en vertu des lois de mise en œuvre de l'Accord, consiste à réglementer l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz dans la zone extracôtière Canada/T.-N.-L., en assurant la conformité avec les exigences réglementaires relatives à la sécurité des travailleurs, à la protection de l'environnement, à la conservation de la ressource, au régime foncier et aux bénéfices pour le Canada et la province de T.-N.-L. Ces processus sont administrés en vertu de plusieurs lois, règlements, lignes directrices et protocoles d'entente différents.

L'OCTNLHE applique un régime foncier programmé pour l'octroi et l'administration de droits d'exploration et de production de pétrole dans la zone extracôtière Canada/T.-N.-L.

Les responsabilités réglementaires de l'OCTNLHE comprennent la délivrance de permis, d'autorisations et d'approbations pour les activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole et du gaz dans la zone extracôtière Canada/T.-N.-L. Les travaux et activités liés au pétrole dans cette zone requièrent dans tous les cas un permis d'exploitation et une autorisation d'exécuter des travaux (AET) octroyés par l'OCTNLHE. Les documents suivants doivent être soumis par un exploitant et approuvés par l'OCTNLHE pour qu'une AET soit octroyée : un plan de sécurité lié à l'EE, un plan de protection de l'environnement, un certificat d'aptitude pour l'installation proposée, un plan détaillant les bénéfices pour le Canada et T.-N.-L.

Parmi les autres autorisations requises par l'OCTNLHE, il peut y avoir l'approbation de plans, de procédures ou d'autres documents, comme pourront le préciser les textes législatifs ou les règlements pertinents. Une autre mesure de suivi de la protection et de la sécurité de l'environnement et des activités d'exploitation est offerte par les lignes directrices qu'émet l'OCTNLHE, seul ou conjointement avec l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers ou l'Office national de l'énergie (ONE), ou les deux, ainsi que par des règlements d'application des diverses lois qui régissent les activités pétrolières en zone extracôtière.

Les lois de mise en œuvre de l'Accord établissent des exigences que les promoteurs d'un projet de mise en valeur de ressources pétrolières extracôtiers doivent respecter pour faire approuver un plan de mise en valeur. Les rapports que voici sont exigés dans le cadre d'une demande de mise en valeur:

- Plan de mise en valeur

- Résumé du plan de mise en valeur
- Plan des retombées
- Étude d'impact environnemental
- Analyse et engagement en matière de sécurité
- Énoncé des retombées socioéconomiques et rapport sur la durabilité

Si une EIE est exigée pour le projet en vertu de la LCEE 2012, elle répondra aux exigences relatives à l'EIE concernant les formalités de demande de mise en valeur et d'autorisation d'exécuter des travaux auprès de l'OCTNLHE.

1.3.3 Financement fédéral

Aucun financement fédéral n'a été demandé ni fourni au promoteur par une autorité fédérale pour appuyer le projet.

1.3.4 Autres exigences réglementaires et intérêts

Selon la nature et l'emplacement d'un projet de mise en valeur de pétrole et de gaz extracôtiers, les organismes et ministères fédéraux et provinciaux peuvent assumer des responsabilités réglementaires ou fournir de l'information sur les dispositions législatives et les mandats dont ils assument la responsabilité. Une variété de permis, d'autorisations ou d'approbations qui se rapportent aux activités ou aux travaux associés au projet peuvent être exigés, notamment :

- Autorisation en vertu de la *Loi sur les pêches* – ministère des Pêches et des Océans (MPO)
- Permis de rejet en mer : Environnement et Changement climatique Canada
- Licence radio : Industrie Canada
- Permis de manipulation et de récupération des oiseaux de mer : Service canadien de la faune, Environnement et Changement climatique Canada
- Permis pour les espèces en péril : Environnement et Changement climatique Canada

Des permis et certificats seront également délivrés par Transports Canada ou la société de classification concernant la sûreté, la sécurité et la prévention de la pollution. Les certificats indiquent généralement la manière dont le navire est équipé ainsi que les limites applicables, contrairement à un permis ou à une autorisation pour une activité donnée.

D'autres lois et règlements connexes du Canada peuvent concerner les aspects environnementaux du projet de mise en valeur principal de BdN, notamment :

- *Loi sur les océans* (L.C. 1996, ch. 31)
- *Loi sur les pêches* (L.R.C. 1985, ch. F-14)
- *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (R.C. 1999, ch. 33)
- *Loi sur la protection de la navigation* (L.R.C. 1985, ch. N-22)
- *Loi sur les espèces en péril* (L.C. 2002, ch. 29)
- *Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs* (L.C. 1994, ch. 22)
- *Loi sur la marine marchande du Canada* (L.C. 2001, ch. 26)

Étant donné la nature, la portée et l'emplacement du projet, le promoteur estime qu'une EE provinciale et l'autorisation connexe en vertu de l'*Environmental Protection Act* de T.-N.-L. ne seront pas exigées. De même, il n'est pas prévu qu'un permis ou une autorisation du gouvernement provincial ou d'une municipalité seront exigés, ou qu'un plan d'aménagement du territoire ou de zonage des terres sera nécessaire.



2 Description du projet

2.1 Zone du projet

Le projet se trouve dans la zone de la passe Flamande dans la zone extracôtière Canada/T.-N.-L., environ 450 km à l'est et au nord-est de St. John's (Figure 2.1). La profondeur de l'eau dans la zone du projet de mise en valeur principal de BdN varie entre 1 100 m et 1 200 m, tandis que la profondeur de l'eau dans la zone élargie du projet varie approximativement entre 340 m et 1 200 m. La zone du projet comprend une partie ou la totalité des zones visées par les permis d'exploration (PE) 1125, 1126, 1143 et 1154 ainsi que par les attestations de découvertes importantes (ADI) 1047, 1048 et 1055 et toute ADI qui pourraient être octroyées dans le futur à l'intérieur des zones visées par les PE susmentionnés. Le projet de mise en valeur principal de BdN se déroulera surtout dans les zones visées par l'ADI 1055 et le PE1143, à l'intérieur de la zone du projet. Equinor Canada reconnaît que les activités de production sont conditionnelles à l'obtention des approbations et des droits requis par l'OCTNLHE et/ou les gouvernements (voir la section 1.3.3).

La figure 2.1 montre une zone de projet proposée, d'une superficie approximative de 4 900 km². La zone du projet de mise en valeur principal de BdN mesure environ 450 km². Il convient de mentionner que la surface occupée par les installations du projet sur le fond marin ne couvrira que 7 km² environ, selon les plans actuels. Les coordonnées de la zone du projet apparaissent au tableau 2.1 et celles de la zone du projet de mise en valeur principal sont fournies au tableau 2.2. Le tableau 2.3 contient les coordonnées préliminaires du projet, selon l'emplacement proposé de l'installation de production. Il convient de noter que l'emplacement général du projet peut varier, sachant que la conception du projet de mise en valeur et la stratégie d'exploitation du réservoir seront élaborées avec plus de précision. Dans les grandes lignes, l'emplacement demeurera vraisemblablement dans les limites de la zone du projet de mise en valeur principal de BdN et très certainement dans la zone du projet.

Tableau 2.1 Coordonnées du projet de BdN

Coin	Coordonnées – NAD 83 UTM ZONE 22N			
	Longitude (DMS)	Latitude (DMS)	Vers l'est (m)	Vers le nord (m)
A	46° 7' 2,400" O	48° 22' 42,619" N	417264	5358974
B	45° 56' 36,952" O	47° 58' 31,332" N	429579	5313994
C	46° 2' 55,932" O	47° 49' 59,642" N	421508	5298298
D	46° 2' 55,939" O	47° 43' 59,659" N	421357	5287184
E	47° 17' 48,813" O	47° 43' 55,569" N	327781	5289080
F	47° 17' 55,939" O	48° 4' 59,660" N	328795	5328108
G	46° 40' 25,909" O	48° 4' 59,682" N	375340	5326908
H	46° 15' 14,590" O	48° 24' 56,232" N	407208	5363256

Tableau 2.2 Coordonnées de la zone proposée du projet de mise en valeur principal de BdN

Coin	Coordonnées – NAD 83 UTM ZONE 23N			
	Longitude (DMS)	Latitude (DMS)	Vers l'est (m)	Vers le nord (m)
I	46° 7' 29,876" O	48° 1' 56,021" N	416135	5320494
J	46° 7' 38,691" O	47° 53' 36,363" N	415727	5305071
K	46° 31' 28,198" O	47° 53' 45,195" N	386052	5305854
L	46° 31' 23,225" O	48° 2' 5,004" N	386460	5321282

Tableau 2.3 Emplacement préliminaire – Installation de production

Installation de production – Coordonnées du point central – 83 NAD UTM ZONE 22N			
Longitude (DMS)	Latitude (DMS)	Vers l'est (m)	Vers le nord (m)
46° 23' 0,887" O	47° 57' 49,647" N	396720	5313202

Des activités secondaires et futures sont susceptibles de se dérouler dans la zone du projet pendant la durée de vie du projet.

La zone du projet comprend aussi des territoires à proximité de la zone principale de mise en valeur de BdN. Advenant la découverte d'autres ressources, ces secteurs seraient mis en valeur et en production à partir de l'installation de production de BdN, au moyen de l'ajout de conduites de raccordement sous-marines. Equinor Canada dispose d'une participation majoritaire dans les autres PE et ADI de la région (Figure 2.1), assortie de possibilités de futurs raccordements. Ces secteurs peuvent faire partie de futures activités de mise en valeur et ils seront donc inclus dans la zone de projet.

White Rose est l'installation de production de pétrole et de gaz extracôtiers la plus proche. Elle se trouve environ 240 km au sud-ouest de la zone de projet proposée.

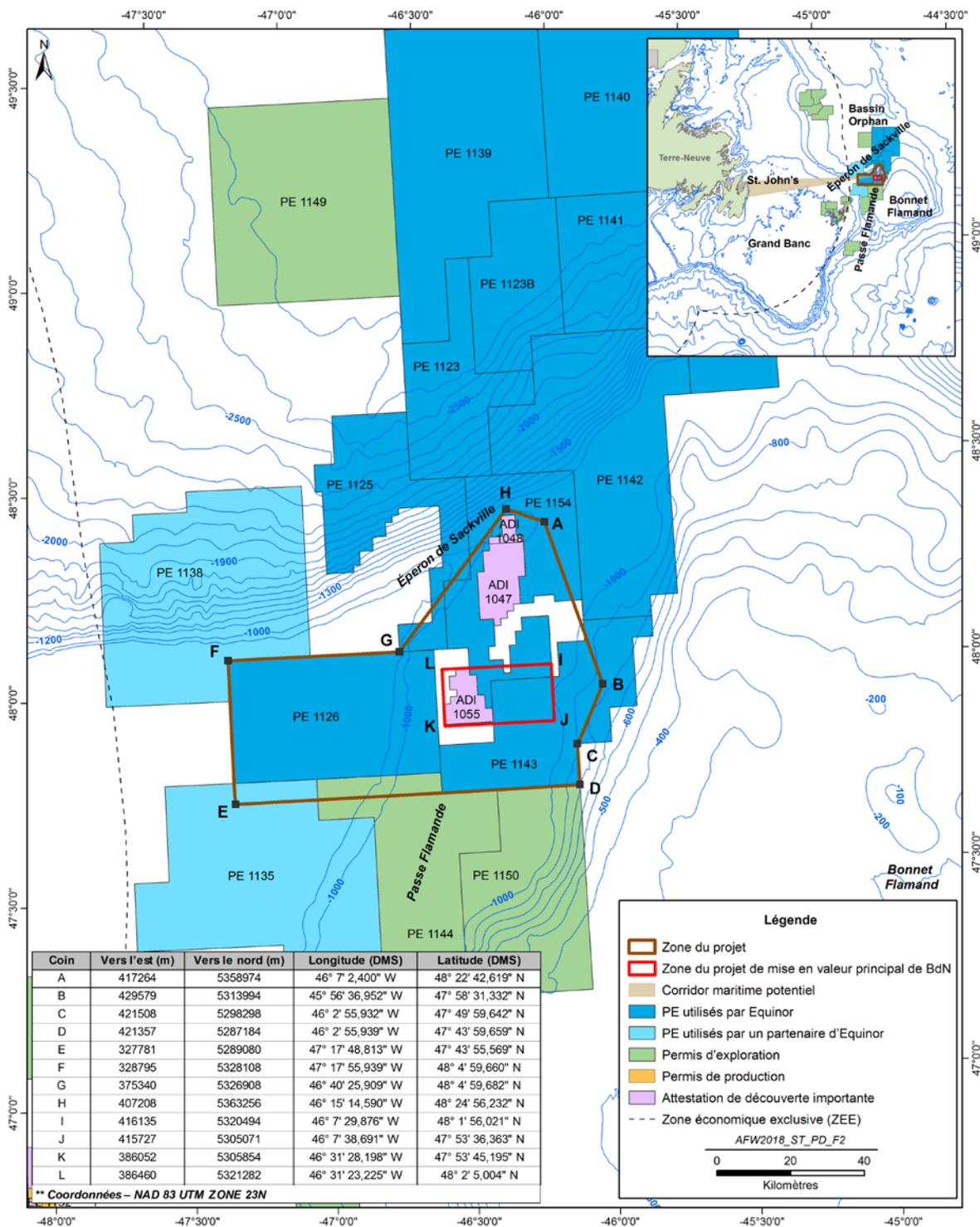


Figure 2.1 Zone du projet

2.2 Aperçu du projet

Le projet de mise en valeur principal de BdN englobe le champ de BdN ainsi que la ressource découverte de Baccalieu. Le projet de mise en valeur de BdN aurait une ressource exploitable sur les plans économique et technique d'environ 47,7 millions de mètres cubes (environ 300 millions de barils) de pétrole brut. Le pétrole brut dans la zone principale de BdN est du brut léger d'environ 36°API et qui présente un taux faible de gaz par rapport au pétrole.

Une stratégie de drainage pour le projet de mise en valeur principal de BdN est en cours d'élaboration. La stratégie de drainage fera appel à l'injection d'eau et de gaz produit pour aider à maintenir la pression. La société prévoit que la production du champ principal pourrait s'échelonner sur une période de 12 à 20 ans. Le projet de mise en valeur principal de BdN consistera en des aménagements sous-marins, ce qui peut comprendre des châssis d'ancrage multiples ou des puits satellites individuels, ou une combinaison des deux (entre cinq et dix châssis d'ancrage/puits satellites au total), raccordés par des conduites d'écoulement à une installation flottante de production, de stockage et de déchargement ayant la forme d'un navire, ou encore, une combinaison de châssis d'ancrage et de puits satellites. Le nombre total de puits pour le projet de mise en valeur principal de BdN devrait être de 10 à 30. Le schéma d'un aménagement sous-marin typique est fourni à la figure 2.2, qui représente bien le projet de mise en valeur principal de BdN.

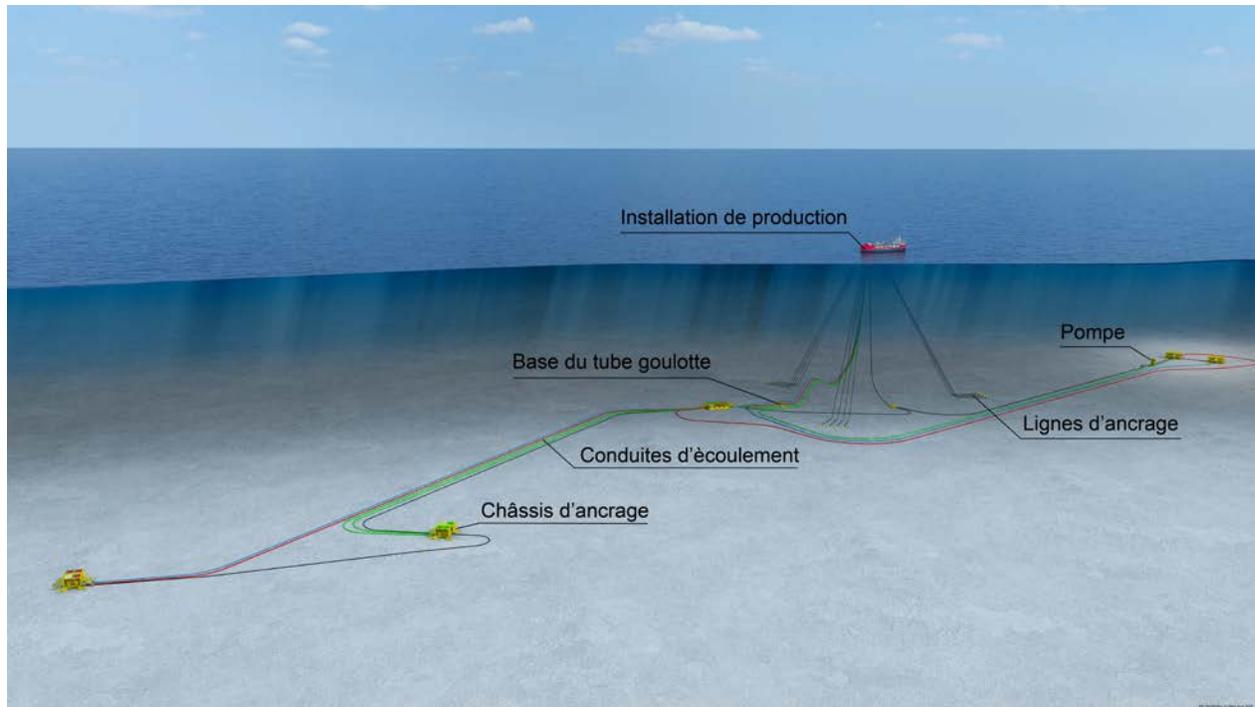


Figure 2.2 Configuration sous-marine typique d'un projet de mise en valeur

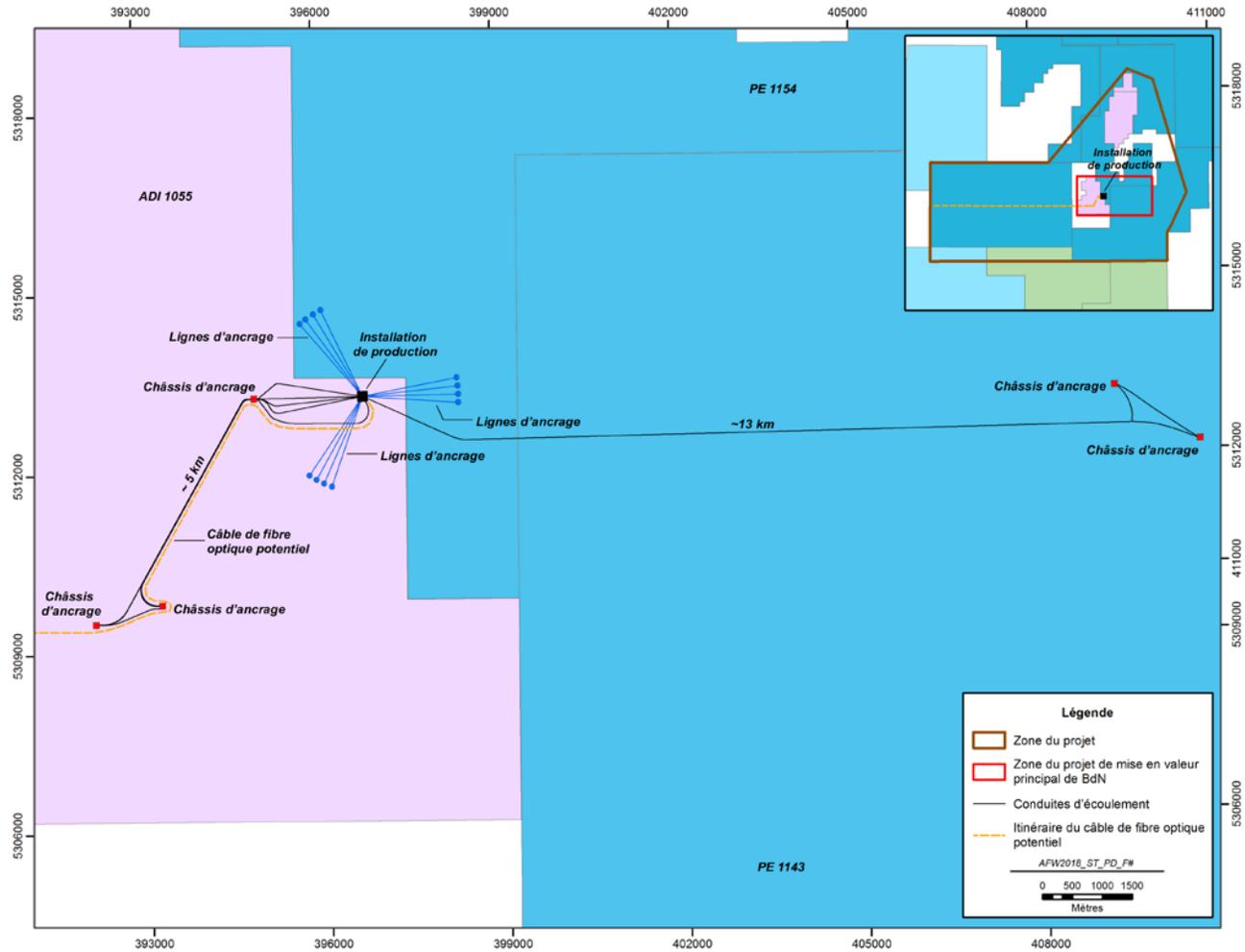


Figure 2.3 Configuration potentielle du projet de mise en valeur principal de BdN



Les futures activités de mise en valeur pourraient comprendre des raccordements de châssis d'ancrage sous-marins à l'installation de production en place ou à l'infrastructure sous-marine. Les futures conduites de raccordement ne permettraient pas d'augmenter les cadences de production maximales; elles serviraient plutôt à prolonger la durée de vie du champ et son exploitation, à mesure que les réserves d'hydrocarbures du projet de mise en valeur principal de BdN seraient mises en production et diminueraient.

Comme décrit ci-dessus, le projet de mise en valeur principal de BdN en est à la phase de conception de la planification, ce qui signifie que les détails entourant la conception du projet et la gestion du réservoir sont en cours d'élaboration et restent à définir. L'aperçu qui suit est donc un plan général, qui sera modifié au fur et à mesure de l'élaboration de la conception définitive. La figure 2.3 montre une configuration potentielle pour le projet de mise en valeur principal de BdN. La conception du projet étant toujours en cours, cette configuration pourrait changer à mesure que les plans seront mis au point et optimisés.

2.2.1 Composantes et activités du projet

Le projet de mise en valeur principal de BdN comprend les activités relatives à la construction, à l'installation, au raccordement et à la mise en production, au forage et soutien liés à la durée de vie du champ, à l'exploitation et à l'entretien, et à la mise hors service d'une installation de production de pétrole et de gaz. Le projet comprend toutes les activités liées aux installations de forage et de production extracôtières, comme les levés de profil sismique vertical (PSV), les levés 3D/4D, les activités de gestion des glaces, les programmes de plongée, l'utilisation d'un véhicule sous-marin téléguidé (ROV), d'un véhicule sous-marin autonome (AUV) ou de levés enregistrés sur film vidéo, les études environnementales et géotechniques, ainsi que toutes les activités de soutien connexes.

Le projet peut aussi comprendre de futures activités de mise en valeur comme des forages de puits de développement, des levés géophysiques, des études géotechniques et environnementales, et le possible raccordement sous-marin de châssis d'ancrage à l'installation de production en place à réaliser si de nouvelles activités de mise en valeur sont envisagées.

Comme il est décrit ci-dessus, le projet comprend la mise en valeur de BdN (projet de mise en valeur principal) et de futures activités de mise en valeur. Le tableau 2.4 contient un aperçu des principales activités et du calendrier de ces divers volets du projet.

Tableau 2.4 Aperçu du projet de mise en valeur principal de BdN et des futures activités de mise en valeur

Composante	Projet de mise en valeur principal de BdN	Futures activités de mise en valeur possibles
Durée de vie du champ	12 à 20 ans	Extension de la durée de vie du champ jusqu'à 30 ans
Forage	Entre 10 et 30 puits de développement	Jusqu'à 20 puits de développements supplémentaires

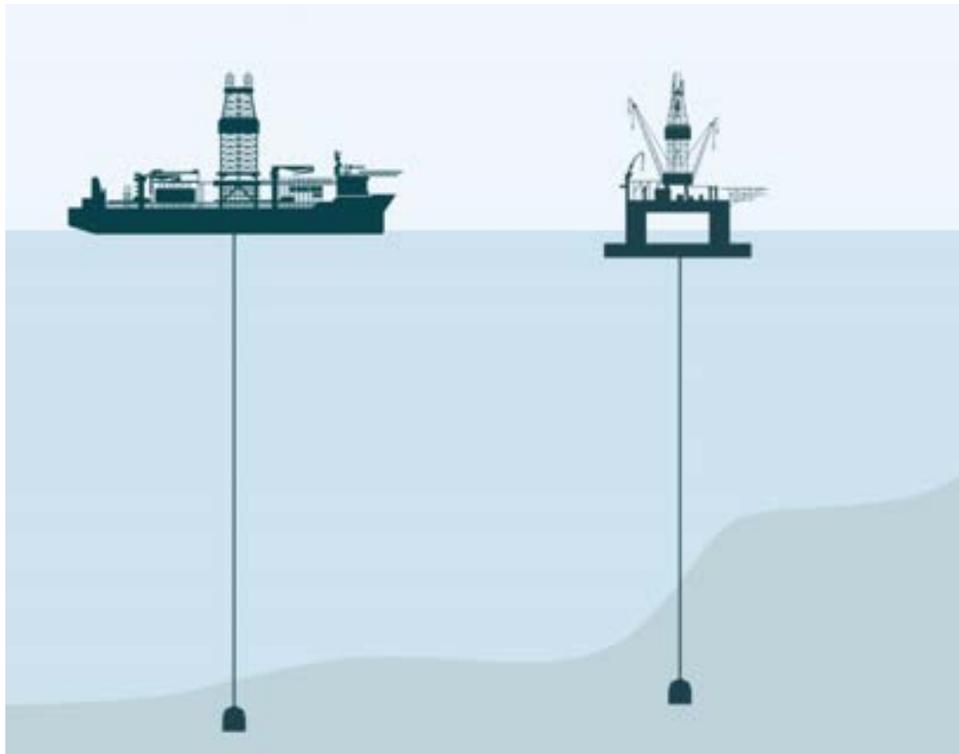


Composante	Projet de mise en valeur principal de BdN	Futures activités de mise en valeur possibles
Châssis d'ancrage sous-marins, y compris les puits satellites individuels	5-10	1-5
Construction, installation, raccordement et mise en service	Activités saisonnières, échelonnées sur 3 à 5 ans	Selon les besoins, si un raccordement est nécessaire
Activités de production et d'entretien	Durée de vie du champ – 12 à 20 ans	Activités prolongées, advenant l'extension de la durée de vie du champ
Activités de soutien	Pendant toute l'année, selon les besoins, pour toute la durée de vie du champ	Pendant toute l'année, selon les besoins et advenant l'extension de la durée de vie du champ
Installation de production	Nouvelle construction	Raccordement à l'installation ou à l'infrastructure sous-marine en place
Zone	Zone du projet de mise en valeur principal de BdN, voir la figure 2.1	Zone du projet, en dehors de la zone du projet de mise en valeur principal de BdN – voir la figure 2.1
Volume de production	Volume maximal décrit dans la section 2.2.1.2	Le volume maximal serait identique à celui de la zone du projet de mise en valeur principal de BdN

2.2.1.1 Forage de puits de développement

Le projet de mise en valeur principal de BdN pourrait comprendre le forage de 10 à 30 puits de développement, ces éléments se composant de puits de production et de puits d'injection. Le forage des puits fera appel à un châssis d'ancrage (plusieurs puits forés en un emplacement unique) ou au forage de puits individuels. Il se peut que des puits soient préforés avant que l'installation de production soit sur place. Une fois commencé, il est probable que le forage s'échelonne sur une période de trois à cinq ans. La détermination de l'emplacement des lieux de forage pour optimiser la récupération de la ressource se poursuit, d'où il s'ensuit que l'emplacement définitif des puits n'a pas encore été établi.

Le forage des puits fera appel à une ou plusieurs unités mobiles de forage en mer (MODU) qui conviennent aux forages pendant toute l'année et aux conditions environnementales observées dans la zone du projet. Une unité de forage semi-submersible ou un navire de forage sera utilisé (Figure 2.4). Les puits seront entretenus tout au long de la durée de vie du champ au moyen d'une ou de plusieurs MODU, d'un navire de forage, d'un navire léger destiné aux interventions dans les puits ou d'un navire d'inspection, d'entretien et de réparation. Puisque le promoteur se procure les unités de forage au moyen d'un appel d'offres concurrentiel, l'unité de forage qui sera retenue n'est pas encore connue. Les opérations de forage auront lieu pendant toute l'année. Selon la profondeur de l'eau dans la zone du projet de mise en valeur principal de BdN, l'unité de forage demeurera en place grâce au système de positionnement dynamique, sans le recours à un dispositif d'ancrage.



Source : adaptation de Maersk (aucune date)

Figure 2.4 Schéma représentant un navire de forage (à gauche) et une plateforme semi-submersible (à droite)

En règle générale, le forage des puits comporte deux étapes : 1) un premier forage sans tube goulotte est réalisé; 2) le forage se poursuit à l'aide d'un tube goulotte. En général, au cours du forage sans tube goulotte, les sections de surface et du tube guide sont forées par l'adjonction d'eau salée ou d'une boue aqueuse (BA), les déblais étant rejetés sur le fond marin, conformément aux *Directives sur le traitement des déchets extracôtiers* (DTDE). Après le forage des premières sections, un tube d'acier est mis en place et cimenté pour éviter l'affaissement du trou de forage et l'infiltration des boues et d'autres types de liquides. Le tube goulotte et le bloc obturateur de puits (BOP) sont ensuite installés sur la tête de puits. Le tube goulotte se compose d'un tube de fort diamètre qui sert de conduite de raccordement entre l'unité de forage et la tête de puits, par la colonne d'eau. La tête de puits garantit l'intégrité structurale requise pour installer le BOP, en plus de maintenir une pression uniforme pendant les opérations de forage. Un BOP est un ensemble de vannes haute pression qui empêche l'eau ou les hydrocarbures de se déverser dans l'environnement, advenant une urgence ou une défaillance du matériel. Les autres sections du puits sont ensuite forées à la profondeur établie au préalable, à l'aide de la BA ou d'une boue synthétique (BS). À intervalles périodiques dans le puits, le tubage externe est cimenté en place, à des profondeurs variées pour renforcer le trou de forage. Une fois les puits de développement forés jusqu'à la profondeur voulue, le BOP est retiré et un « arbre de Noël » est posé sur la tête de puits. L'arbre de Noël constitue un ensemble de vannes, de tambours et d'appareils utilisés pour différents types de puits, y compris les puits de production et d'injection. Il sert principalement à régler le débit entrant ou sortant d'un puits.



Les activités de forage peuvent aussi comprendre le forage en lots, qui consiste à forer successivement les parties supérieures de plusieurs puits. Au cours d'un forage en lots, la partie du trou creusée par le tube conducteur et la partie en surface du trou sont creusées sans tube goulotte à l'aide de BA et les déblais de forage sont rejetés sur le fond marin.

Le reconditionnement des puits et autres interventions dans les puits sont possibles tout au long de la durée de vie du champ et sont nécessaires pour maintenir les puits en bon état et en optimiser le rendement. Pour ces activités, il est possible d'utiliser une plateforme ou un navire de forage (tel qu'indiqué ci-dessus) pour examiner le ou les puits en question. Les travaux de ce genre peuvent être réalisés de trois à cinq fois au cours de la durée de vie du champ ou selon les besoins en matière de sécurité.

La section 2.4 contient de l'information sur les rejets et les émissions attendus associés aux activités de forage.

En règle générale, pour un forage de développement, il n'y a pas d'essai d'écoulement dans un puits et ce type d'activité n'est donc pas pris en considération dans le cadre du projet de mise en valeur principal de BdN. Equinor Canada reconnaît que si une ÉE est requise en vertu de la LCEE 2012, la portée du projet sera établie par l'ACEE.

2.2.1.2 Infrastructure sous-marine

Les devis actuels de l'infrastructure sous-marine du projet se composent de lignes d'ancrage et d'ancres, d'une série d'aménagements immergés à têtes de puits, de châssis d'ancrage, de conduites d'écoulement (similaires à des oléoducs) et de tubes goulottes (conduites d'écoulement verticales qui s'étendent du fond marin à l'installation de production). La figure 2.2 (ci-dessus) fournit la représentation générale de conduites d'écoulement, d'un tube goulotte et de lignes d'ancrage.

Pour le projet de mise en valeur principal de BdN, entre cinq et dix châssis d'ancrage pourraient être raccordés à l'installation de production. Puisque la profondeur de l'eau dans la zone du projet de mise en valeur principal de BdN se situe entre 1 000 m et 1 200 m, il y a peu de risques d'érosion par les icebergs. Il n'est donc pas envisagé de faire appel aux centres de forage creusés, comme c'est le cas dans la zone d'eau moins profonde du bassin Jeanne d'Arc, pour y loger les éléments sous-marins du puits. La nécessité de mesures de protection des éléments sous-marins contre la chute d'objets ou autres perturbations sera évaluée. Parmi les mesures de protection envisagées, il y a notamment le remblayage de roches par-dessus les conduites d'écoulement, l'installation de dispositifs de protection au-dessus de la tête de puits sous-marine, l'enfouissement des conduites d'écoulement dans des tranchées et l'utilisation de dalles de béton.

2.2.1.3 Installation de production

Le projet de mise en valeur principal de BdN comprendra une installation de production flottante pourvue d'une capacité de stockage de pétrole brut. Comme la profondeur de l'eau varie de 1 000 m à 1 200 m, l'utilisation d'une structure fixe ou montée directement sur le fond de l'océan

n'est pas envisageable. L'installation de production sera ancrée en mer à un endroit fixe (Figure 2.2).

Les installations de production pourront accommoder les besoins de la production, de l'entreposage et de l'exportation du pétrole brut, de gestion du gaz, de l'injection d'eau, et de la gestion de l'eau de forage et d'autres déchets pendant une période nominale de 30 ans. Selon les estimations, les taux de production de pétrole brut se situeraient entre 15 000 m³ std/j et 30 000 m³ std/j (entre 94 000 bp/j et 188 000 bp/j environ). La capacité de stockage de pétrole brut pourrait être de 143 000 m³ à 191 000 m³ (de 0,9 million à 1,2 million de barils). Encore selon les estimations, le taux de production d'eau produite serait de 30 000 m³/j à 50 000 m³/j.

L'installation de production et l'équipement sous-marin de forage seront construits aux chantiers navals actuels, soit au pays, soit à l'étranger, selon la capacité et les exigences en matière de fabrication. Les activités associées à la construction et à la fabrication de l'installation de production ou de l'équipement sous-marin ne font donc pas partie de la portée du projet. Celle-ci ne comprend pas l'aménagement d'installations de construction ou de fabrication qui se rapportent au projet. Equinor Canada reconnaît que si une ÉE est requise en vertu de la LCEE 2012, la portée du projet sera établie par l'ACEE.

La figure 2.5 montre une photo de l'installation flottante de production, de stockage et de déchargement (FPSO) de White Rose de Husky Energy, une installation flottante de production typique exploitée au large des côtes de Terre-Neuve.



Figure 2.5 FPSO typique utilisée pour le projet de White Rose de Husky Energy

2.2.1.4 Construction, installation, raccordement et mise en service en zone extracôtière

La construction, l'installation, le raccordement et la mise en service en zone extracôtière correspondent aux activités qui seront réalisées en mer dans la zone du projet de mise en valeur principal de BdN. Comme il est décrit ci-dessus, l'installation de production et l'infrastructure sous-marine seront construites dans les installations de fabrication existantes.

La construction et l'installation du matériel extracôtier comprennent l'installation des équipements sous-marins, y compris :

- châssis d'ancrage;
- conduites d'écoulement/oléoducs et éléments sous-marins y compris les cordons ombilicaux (y compris le raccordement de ces éléments);
- tubes goulottes;
- câble de fibre optique installé dans la zone du projet.

Le raccordement comprend les opérations de liaison et de connexion visant à joindre les conduites d'écoulement, les oléoducs et les cordons ombilicaux entre les châssis d'ancrage aux tubes goulottes et à l'installation de production. Les conduites d'écoulement et oléoducs seront inondées et des essais d'étanchéité seront effectués.

La construction, l'installation ainsi que le raccordement et la mise en production s'échelonneront vraisemblablement sur une période de trois à cinq ans, et se dérouleront seulement pendant l'été, eu égard aux limites imposées par les conditions météorologiques pour la construction en mer. Des mesures de protection de l'infrastructure sous-marine pourraient être prises au besoin.

Le service de télécommunications sera offert par un câble de fibre optique ou par satellite. Les options de fibre optique comprennent l'installation d'un système spécial à partir de la terre ou le branchement à un réseau existant au large de câble sous-marin de fibre optique. L'itinéraire d'un câble de fibre optique éventuel n'a pas encore été déterminé. La portée du projet comprend l'installation du câble de fibre optique dans la zone du projet de mise en valeur principal de BdN. Les câbles de fibre optique de télécommunications ont, par le passé, été exemptés des exigences en matière d'évaluation environnementale et d'octroi de permis canadiens. Les activités associées à l'installation du câble de télécommunications dans la zone du projet pourraient comprendre, entre choses, les éléments suivants :

- Grappin remorqué par bateau pour ouvrir le chemin au câble
- Navire servant à poser le câble
- Raccordement du câble sur le fond marin (par ROV) et à l'installation de production

Les activités connexes des activités mentionnées ci-dessus comprennent entre autres : des études d'approbation préalable, les préparatifs sur place, des études géotechniques ou géophysiques, des levés par ROV/AUV et des études environnementales. Les navires qui seront affrétés pour réaliser ou soutenir ces activités sont mentionnés dans la section 2.2.1.7 et comprennent un soutien en hélicoptère pour le transport du personnel et du matériel.

Equinor Canada reconnaît que si une ÉE est requise en vertu de la LCEE 2012, la portée du projet sera établie par l'ACEE.

Les rejets et les émissions associés aux activités de construction, d'installation, de raccordement et de mise en production en zone extracôtière mentionnées dans cette section sont décrits dans la section 2.4.

2.2.1.5 Activités de production et d'entretien

Selon les estimations, les taux de production de pétrole brut se situeraient entre 15 000 m³ std/j et 30 000 m³ std/j (entre 94 000 bp/j et 188 000 bp/j environ). La capacité de stockage de pétrole brut pourrait être de 143 000 m³ à 191 000 m³ (de 0,9 million à 1,2 million de barils). Encore selon les estimations, le taux de production d'eau produite serait de 30 000 m³/j à 50 000 m³/j. Les options de gestion de l'eau produite comprennent la réinjection dans le réservoir ou le rejet en mer après un traitement. Le gaz produit en trop sera réinjecté dans le réservoir.

Généralement, les activités que voici ont lieu au cours des activités usuelles de production et d'entretien :

- la production d'énergie;
- l'exploitation d'un système de services publics, dont le chauffage, le refroidissement, la ventilation, l'électricité, et des systèmes anticorrosion au besoin;
- le dessalement de l'eau de mer pour en faire de l'eau potable;
- la production et l'élimination de déchets;
- l'exploitation et la gestion d'un système d'assainissement de l'eau produite (réinjection ou rejet en mer);
- l'exploitation de systèmes à l'eau de mer (refroidissement et eau pour la lutte contre les incendies);
- approvisionnement en eau selon les besoins (eau potable, de lutte contre les incendies, de refroidissement, de procédé industriel);
- l'exploitation d'un système de stockage du pétrole et de déchargement de pétrole brut;
- les activités d'inspection et d'entretien, y compris l'inspection des soudures et aux rayons X;
- le brûlage à la torche dans le cadre des activités de démarrage, d'urgence et d'entretien (dépressurisation de navire et autres);
- la manutention de cargaison, de carburant et de produits chimiques.

L'énergie à bord de l'installation de production sera produite au moyen de génératrices à moteur alternatif mixte (gaz-diesel) ou de turbines mixtes.

L'entretien des procédés et des services publics comprend des arrêts et révisions majeurs conformes aux pratiques établies dans l'industrie ou la compagnie. De plus, les systèmes marins et les coques seront entretenus selon les sociétés de classification et les exigences de l'État du pavillon.

Les systèmes sous-marins, dont les conduites d'écoulement et les oléoducs, sous soumis à des essais de pressurisation et d'étanchéité au cours de la mise en service. Durant l'exploitation, aucun essai n'est prévu autre que les inspections régulières, celles-ci pouvant porter par exemple sur un couvercle manquant, une travée indépendante ou des signes d'une interaction avec la pêche. Les oléoducs permettront au besoin l'inspection « par ramonage intelligent », où un

instrument de télédétection, c'est-à-dire « une sonde », sera passé dans l'ensemble de la canalisation pour vérifier et confirmer le bon état et l'intégrité de l'oléoduc.

Durant la conception du projet, toujours en cours, diverses options seront évaluées pour réduire au minimum le brûlage à la torche. Il ne devrait y avoir aucun brûlage à la torche régulier de gaz produit par l'installation de production. Le gaz produit excédentaire (c.-à-d., le gaz qui n'est pas utilisé pour la production d'énergie) sera réinjecté dans le réservoir. Durant le démarrage et l'arrêt, ainsi dans les conditions de refoulement, la dépressurisation de segments de traitement pourrait être nécessaire pour des raisons de sécurité, auquel cas le gaz serait acheminé à la torche. Une tour de torche sera présente afin que le produit puisse être évacué et brûlé de manière sécuritaire. Les options de conception actuelles comprennent un système de torche séparé comprenant une torche à haute pression (HP) et une torche à basse pression (BP). Dans des conditions de fonctionnement normales, aucun gaz n'est brûlé par la torche HP. Les sources principales de gaz se rendant à la torche BP seraient l'eau produite provenant du dégazage de l'eau et de l'isolement de la cargaison en soute. Les possibilités de récupération de ces sources de gaz produit font actuellement l'objet d'une évaluation.

De l'eau potable sera produite à l'aide d'un système de dessalement à bord de l'installation de production.

Le pétrole brut sera déchargé dans des pétroliers-navettes au moyen d'un boyau flexible relié à l'installation de production, à un débit maximal de 8 000 m³/h. Le pétrole brut sera ensuite transporté à bord de ces pétroliers-navettes jusqu'à une installation de transbordement existante, ou entrera directement sur le marché par des voies d'expédition internationales. Une fois que le pétrolier-navette quitte la zone de sécurité du projet, le tiers propriétaire de ce navire en devient le seul responsable; Equinor Canada, Husky Energy et les responsables du projet n'ont plus la garde ni le contrôle du navire. Les pétroliers-navettes seraient assujettis aux exigences maritimes internationales (c.-à-d., de l'Organisation maritime internationale [OMI]) et devront respecter le cadre réglementaire de l'OMI et celui de l'État du pavillon. Les pétroliers-navettes emprunteront les routes maritimes internationales et canadiennes déjà établies. Si ces navires se déplacent à l'intérieur de la zone économique exclusive (ZEE), ceux qui en sont responsables devront prendre des dispositions avec un organisme d'intervention maritime canadien en cas de déversement. Le projet comprend le déchargement de pétrole brut dans des pétroliers-navettes ainsi que le déplacement, le raccordement et la déconnexion de ces navires à l'intérieur de la zone de sécurité du projet. Le transbordement de pétrole brut n'est pas compris dans la portée du projet. Equinor Canada reconnaît que si une ÉE est requise en vertu de la LCEE 2012, la portée du projet sera établie par l'ACEE.

La section 2.4 contient une description des rejets et des émissions associés aux activités de production et d'entretien.

2.2.1.6 Autres activités de soutien

Des activités et des études peuvent avoir lieu de temps à autre pour soutenir les forages et les activités de production, ce qui comprend notamment : une intervention dans un puits; des sondages sismiques 2D/3D/4D; un programme de PSV, des études géotechniques ou



géologiques, un levé de l'emplacement du puits, une étude des géorisques, des études environnementales et un levé par ROV/AUV. Le projet comporte également des installations et des activités secondaires généralement associées à la production de ressources pétrolières et gazières extracôtières. La section 2.2.1.7 contient la nomenclature des navires qui soutiendront ces activités.

Études géophysiques et sur les géorisques, levé de l'emplacement du puits et étude du fond marin. Ces études servent à délimiter des zones instables sous le fond de l'océan (gisements de gaz peu profonds) et des dangers (gros récifs, débris océaniques, épaves, coraux) dans le but de les éviter au moment du forage. Une étude peut généralement durer entre 5 et 21 jours, mais elle peut être plus courte (étude de coraux) ou plus longue, selon la zone d'étude et les conditions météorologiques et d'exploitation. Il peut s'agir de cartographier le fond de l'océan à l'aide d'une source sonore sismique, d'un échosondeur multifaisceaux, d'un sonar à balayage latéral, d'un transducteur, d'un enregistreur vidéo et d'autres instruments non invasifs. Ces instruments sont soit fixés sur la coque d'un navire, soit remorqués ou embarqués à bord d'un ROV/AUV. Une étude sur les géorisques peut ne pas s'imposer pour chaque emplacement de puits; les données géophysiques existantes peuvent servir à l'analyse des géorisques possibles. Ces études peuvent avoir lieu en tout temps de l'année pendant la durée du projet.

Levés 2D/3D/4D. Au cours de la durée de vie du projet, des levés sismiques pourraient être réalisés pour accéder à des données sismiques antérieures et confirmer la validité de celles-ci. Tout levé 2D/3D/4D requis aura lieu à l'intérieur de la zone du projet. Les programmes sismiques 2D couvrent souvent des zones géographiques relativement grandes et permettent ainsi de relever les sites ou les zones qui pourraient nécessiter des études plus poussées. Ils sont donc d'une durée relativement courte. Pour les levés de ce type, une grappe de sources sonores et, souvent, une seule flûte sismique sont utilisées. Habituellement, les levés 3D sont plus précis et couvrent des zones géographiques plus petites que les levés 2D. Pour ce type de levés, de multiples grappes de sources sonores sont généralement utilisées, et le navire peut remorquer entre 8 et 16 flûtes sismiques. Pour ce qui est des levés 4D, ou fondés sur la technique de la sismique répétitive, des ensembles de données de levés 3D successifs se rapportant à la même zone sont interprétés, ce qui permet de définir les changements dans le réservoir au fil du temps. Cette technique est souvent employée, par exemple, pour comparer des données sismiques 3D antérieures à des données sismiques 3D récentes. Les activités associées aux levés 4D sont donc semblables à celles qui sont menées pour les levés 3D (grappes de sources sonores et flûtes sismiques multiples), les données recueillies étant comparées aux données sismiques 3D antérieures pour la même zone. Pour les levés sismiques 3D et 4D, des hydrophones peuvent être disposés sur le fond marin, plutôt que remorqués derrière le navire.

Levés de PSV. Le PSV est un outil qui permet de mieux définir la profondeur des caractéristiques géologiques et la présence possible de réserves de pétrole, car il consiste à recueillir des images à haute résolution de la cible. Des levés de PSV seront réalisés au besoin pendant tout le cycle de vie du projet.

Un levé de PSV s'apparente à un levé géophysique de surface dans le sens où une source sonore et un récepteur (ou un hydrophone) doivent être utilisés pour mesurer la réfraction et la réflexion des ondes sonores, ce qui produit des données que l'on peut interpréter pour délimiter



des caractéristiques géologiques servant à définir les gisements possibles d'hydrocarbures. Un levé de PSV diffère cependant d'un levé géophysique de surface, dans la mesure où il a lieu dans un trou de forage vertical, par la mise en place d'un hydrophone dans le puits et d'une source sonore près de la surface ou proche du puits. Un levé de PSV est moins bruyant et plus localisé, comparativement à un levé géophysique de surface, compte tenu de sa taille et de son volume réduits. Jusqu'à 12 sources sonores de plus petite taille peuvent servir à un levé de PSV, chacune ayant un volume maximal de 250 po³. Elles sont généralement disposées entre 5 m et 10 m sous la surface de l'eau. De plus, un levé de PSV dure moins longtemps qu'un levé géophysique de surface; il peut généralement être réalisé en moins de 48 heures par puits pour la production du profil.

Au cours d'un programme de PSV, plusieurs configurations sont envisageables, selon les objectifs. Ainsi, un levé de PSV avec décalage est la configuration usuelle, où la source d'énergie se trouve directement au-dessus de l'hydrophone (des hydrophones), généralement à proximité du trou de forage. En ce qui concerne un levé PSV à déport croissant, la source sonore est remorquée à l'arrière d'un navire et s'éloigne progressivement des hydrophones, ce qui produit habituellement une meilleure résolution que les données en surface, en plus d'offrir une couverture plus uniforme qu'un levé de PSV avec décalage. Un levé de PSV peut avoir lieu en tout temps de l'année.

Les travaux géophysiques aux fins du projet seront prévus et réalisés en regard de *l'Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin* (MPO, 2007; annexé aux *Lignes directrices sur le programme d'activités géophysiques, géologiques, environnementales et géotechniques* [OCTNLHE, 2017]).

Études environnementales. Ce genre d'études sert à la collecte d'échantillons pour analyser les propriétés physiques, chimiques et biologiques de la zone d'étude. L'échantillonnage se fait généralement à partir d'un navire de soutien ou de ravitaillement ou d'un navire qui convient à ce genre d'étude. Une étude environnementale peut mettre à contribution des volets en océanographie et en météorologie et l'étude des glaces et des icebergs. Elle concerne aussi la collecte d'échantillons de biote, d'eau et de sédiments, ainsi qu'un enregistrement vidéo par ROV ou une étude par caméra immergée. Une étude environnementale peut survenir pendant toute la durée du projet et en tout temps de l'année, à bord d'un navire disponible affecté au projet, ce genre d'étude pouvant nécessiter entre 5 et 21 jours.

Études géotechniques. Ces études mesurent les propriétés physiques du fond marin et de son sous-sol, par la collecte d'échantillons de sédiments et des essais sur place. Les méthodes de prélèvement des échantillons comprennent généralement un trou de forage ou le carottage par gravité. Les essais sur place ont lieu au moyen d'un essai de pénétration au cône et d'une mesure de la pression d'eau interstitielle. Il est aussi envisageable d'installer des piézomètres dans les trous de forage pour mesurer les propriétés du sol. Un piézomètre pourrait demeurer en place et recueillir des données pendant une période de 12 mois ou davantage. Une étude géotechnique peut survenir pendant toute la durée du projet et à tout moment de l'année, au moyen d'un navire spécialisé fourni par une entreprise offrant des services spécialisés en géotechnique marine.

Études au moyen d'un ROV/AUV. Ces études servent à réaliser une inspection visuelle (à l'aide de caméras) des installations. Une étude par ROV/AUV peut aussi intervenir au cours d'un levé avant un forage pour déterminer la présence ou l'absence d'obstructions sur le fond marin. Ces appareils peuvent aussi servir au cours de l'une ou l'autre des études décrites ci-dessus, en guise de soutien aux activités de forage. Ces appareils peuvent être utilisés pendant toute la vie du projet et en tout temps de l'année, à partir d'un navire disponible affecté au projet.

2.2.1.7 Ravitaillement, entretien et réparations

Les forages et les activités de production en mer sont soutenus par diverses activités logistiques, y compris les bases de ravitaillement à terre, les navires de ravitaillement et de soutien en mer, et les hélicoptères.

Une base de ravitaillement offre un service d'entreposage temporaire, du ravitaillement en carburant, une aire de rassemblement et de chargement de matériaux et de fournitures pour le soutien des activités de forage et de production en zone extracôtière. Les bases terrestres de ravitaillement sont en activité sur l'île de Terre-Neuve depuis les années 1970, à l'époque où les activités d'exploration extracôtière ont commencé. Les installations de ravitaillement terrestres appartiennent à des fournisseurs de services tiers qui les exploitent également. Ces derniers offrent des services à de multiples clients, y compris pour des activités pétrolières et gazières continues. Les bases sont assujetties aux exigences réglementaires du gouvernement provincial ou des municipalités. L'exploitation de ces installations fait l'objet de divers permis et approbations exigés par le gouvernement et celles-ci sont agréées comme installations portuaires conformes en vertu de la *Loi sur la sûreté du transport maritime*. Equinor Canada n'a aucun droit de regard ou n'exerce aucun contrôle sur les activités ou les changements qui surviennent dans ces bases de ravitaillement à terre. Comme il s'agira du cinquième projet de mise en valeur au large des côtes de T.-N.-L., aucune construction ou modification importante ne devrait être nécessaire aux bases de ravitaillement retenues en appui au projet. La base de ravitaillement et les activités connexes ne font donc pas partie de l'étendue du projet. Equinor Canada reconnaît que si une ÉE est requise en vertu de la LCEE 2012, la portée du projet sera établie par l'ACEE.

Les navires de ravitaillement extracôtier soutiendront les activités du projet. Des fournisseurs tiers affréteront les navires de ravitaillement qui transporteront du matériel, des fournitures et du personnel. Equinor Canada doit encore affréter des navires de soutien pour le projet. Les navires de ravitaillement affrétés pour le projet devront avoir une certification maritime valide (la certification d'un navire de ravitaillement comme navire de passagers par Transports Canada) et se conformer aux exigences réglementaires énoncées par le Canada et des organismes internationaux, tout comme ils devront respecter les exigences d'agrément des navires d'Equinor Canada.

Les navires que voici affectés au projet seront vraisemblablement utilisés durant la vie du projet :

- Navires de construction en mer
- Navires d'intervention légers
- Navires d'inspection, d'entretien et de réparation
- Navires d'hébergement

- Navires de plongée
- Navires-câbliers, poseurs de conduite et d'oléoduc
- Navires de soutien et de ravitaillement
- Navires affrétés pour des études géotechniques et géophysiques, des levés du fond marin ou des études environnementales
- Navires de sondages sismiques 2D/3D/4D
- Soutien par hélicoptère
- Navires de levés par ROV/AUV
- Navires de gestion des glaces
- Navires de soutien et auxiliaires pour l'un des navires ci-dessus

Equinor Canada n'établira aucune nouvelle installation de fabrication ou de construction aux fins du projet. La société retiendra plutôt les services d'entrepreneurs sous-traitants, par le truchement d'un appel d'offres concurrentiel, pour les besoins de la fabrication et de la fourniture des composantes du projet. Ces services seront offerts à partir des installations de fabrication et de construction existantes dans la province, ailleurs au Canada ou dans un autre pays, lesquelles sont détenues et exploitées par des tiers. Aucune construction ou modification importante ne devrait être nécessaire aux installations de fabrication ou de construction aux fins du projet, et il ne devrait y avoir aucune activité substantiellement nouvelle dans ces installations, dont les exploitants possèdent les autorisations et permis requis du gouvernement.

2.2.1.8 Mise hors service

L'enlèvement des éléments d'infrastructure, y compris l'obturation et le scellement des puits se dérouleront conformément aux règles et à la réglementation en vigueur au moment de l'abandon. Un plan détaillé pour la fin des activités sera élaboré en temps voulu et contiendra une description des solutions envisagées pour les divers éléments du champ.

Les exigences de l'exploitation en ce qui concerne l'abandon et la mise hors service se fonderont minimalement sur les exigences d'exploitation de l'OCTNLHE. En vertu de la réglementation, il faut produire et présenter un plan de mise hors service et d'abandon qui accompagnera la demande du plan de mise en valeur. Le plan de mise en valeur devrait décrire les mesures qui seront prises et feront partie de la conception du projet pour faciliter la mise hors service et l'abandon de l'installation à la fin du cycle de production. Un plan succinct du programme de mise hors service et d'abandon et un document sur la faisabilité de la façon de procéder proposée devraient également accompagner le plan de mise en valeur. Il faudrait également inclure une description des mesures qui devraient être prises pour remettre les lieux dans un état qui permet de pratiquer la pêche et la navigation (OCTNLHE, 2009).

Minimalement, l'installation de traitement sera vidée et scellée avant l'enlèvement de l'installation de production du champ. Les oléoducs seront fermés, nettoyés et scellés. Les oléoducs et l'équipement sous-marin susceptibles de présenter un danger pour de futures activités seront recouverts ou retirés du fond marin. Les puits seront abandonnés de manière permanente, conformément aux exigences d'Equinor et à la réglementation en vigueur.

La section 2.4 contient une description des rejets et des émissions associés à une mise hors service.

2.2.1.8.1 Mise hors service des puits

L'arrêt et l'abandon des puits seront conformes aux exigences énoncées dans le *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* (SOR/2009-316). La suspension de l'exploitation et l'abandon d'un puits comprend l'isolement du trou de forage par l'injection d'une quantité de ciment ou la mise en place d'un bouchon mécanique à différentes profondeurs du trou, ce qui permet de séparer et d'isoler les zones sous la surface et de prévenir les liquides souterrains de s'échapper. Une situation pourra survenir où il sera nécessaire d'avoir à nouveau accès au trou de forage. Le cas échéant, le puits n'est pas abandonné, mais son exploitation est simplement suspendue. Les mêmes consignes concernant l'isolement du trou de forage sont mises en place.

2.2.2 Mise en valeur potentielle future

Au cours de la vie du projet, Equinor Canada peut décider de réaliser d'autres activités (forages de puits de développement, sondages sismiques 2D, 3D ou 4D) pour chercher et mettre possiblement en valeur des réserves récupérables de manière rentable. Ces activités seraient le résultat direct de l'exploitation de l'installation de production ou seraient autrement causées par celle-ci. Si d'autres réserves récupérables sur les plans économique et technique sont découvertes dans la zone du projet, elles pourraient se prêter à l'exploitation par l'installation de production et l'installation d'autres châssis d'ancrage et conduites d'écoulement aménagés sur le fond marin (matériel décrit dans la section 2.2.1.2). L'installation de production et les éléments d'infrastructure connexes seront conçus de façon à pouvoir accueillir entre un et cinq raccords de développement sous-marins à l'installation de production, ce qui pourrait permettre le forage de 20 puits additionnels au maximum. Les activités associées à de futures opérations de mise en valeur seraient les mêmes que celles décrites dans la section 2.2.1. Comme il est décrit ci-dessus, le projet de mise en valeur principal de BdN a un cycle de vie de 12 à 20 ans. Advenant de futures activités de mise en valeur, la durée de vie du projet s'en trouverait prolongée et les volumes de production quotidienne demeureraient inchangés.

Les raccords à l'installation de production demeureraient réalisables dans un rayon d'environ 40 km de l'installation de production. Les futures activités de mise en valeur pourraient donc inclure des activités de mise en valeur dans une zone dont les droits appartiennent à Equinor Canada.

2.3 Calendrier du projet

Le projet de mise en valeur principal de BdN étant à l'étape du devis initial, le calendrier précis des activités n'est pas encore connu. Les sections qui suivent contiennent un aperçu du



calendrier probable du début des activités. Ce calendrier peut changer au cours de la conception et de la construction du projet.

Le champ d'hydrocarbures visé par le projet de mise en valeur principal de BdN devrait avoir une durée de vie de 12 à 20 ans. Les installations du projet (installation de production, équipements sous-marins) devraient avoir une durée de vie nominale comprise entre 25 et 30 ans, ce qui signifie que le projet aura une durée de vie estimative de 30 ans. Les activités d'étude au large pourraient commencer dès 2020.

Les activités de construction et d'installation en mer pourraient commencer dès 2023, le raccordement et la mise en service pouvant survenir en 2024. La production de pétrole initiale pourrait survenir en 2025. La mise hors service et l'abandon surviendraient après l'épuisement du champ d'hydrocarbures. Les activités du projet décrites dans le présent document pourraient survenir en tout temps au cours de l'année.

Le tableau 2.5 contient un aperçu du calendrier prévu de chacune des phases d'activités du projet, selon la portée du projet. La figure 2.6 fournit un calendrier détaillé des activités proposées du projet.

Tableau 2.5 Calendrier prévu des activités du projet

Activités	Calendrier prévu
Levés préalables à l'installation Préparatifs sur place (au besoin) Construction, installation, raccordement et mise en service au large Installation du matériel sous-marin Installation de l'isolation des conduites d'écoulement et des oléoducs	Début des activités dès 2020 La construction au large devrait commencer dès 2023. Les activités se dérouleraient pendant toute l'année.
Forages (y compris la campagne préparatoire avant les forages ou les forages de puits de développement)	Début des forages dès 2023. Les forages du projet de mise en valeur principal de BdN auront lieu pendant toute l'année et dureront de trois à cinq ans environ.
Production, exploitation et entretien	Les activités devraient commencer en 2025. Elles se dérouleront pendant toute l'année et pour toute la durée du projet de mise en valeur principal de BdN (de 12 à 20 ans, en ce qui concerne le projet de mise en valeur principal de BdN).
Études sur les géorisques Études géotechniques Études géologiques Études environnementales Sondages sismiques (2D/3D/4D)	Les activités commenceraient dès 2020 et se dérouleraient durant toute l'année jusqu'à la fin du projet de mise en valeur principal de BdN.
Mise hors service	Activités qui commenceront à la fin du cycle de vie du champ de BdN; elles pourraient se dérouler pendant toute l'année jusqu'à la mise hors service finale.
Futures activités de mise en valeur possibles	Une ou la totalité des activités décrites ci-dessus, selon les besoins.



Les activités pourront avoir lieu pendant toute l'année selon la nature de l'activité, jusqu'à la fin du cycle de vie du projet.

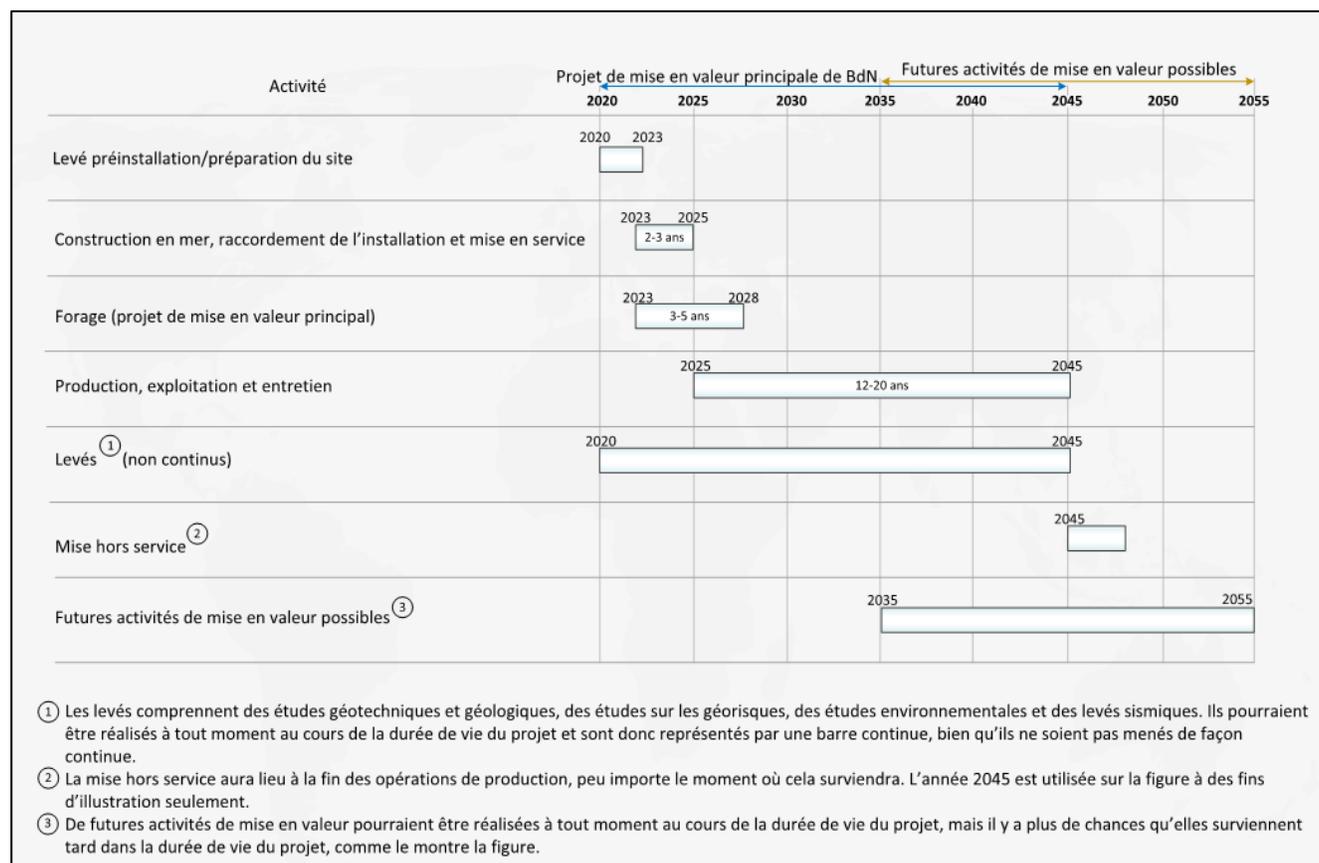


Figure 2.6 Calendrier préliminaire du projet

2.4 Rejets, émissions et leur gestion

Parmi les rejets et émissions dans l'environnement qui pourraient être associés au projet citons le bruit, la lumière, les émissions atmosphériques, les rejets liquides, les déblais de forage ainsi que les déchets solides associés. Les sections suivantes fournissent un aperçu des rejets, émissions et déchets qui pourraient être produits pendant les activités du projet, et des moyens prévus pour les gérer.

2.4.1 Émissions atmosphériques

Les émissions atmosphériques générées durant les activités du projet comprendront les gaz d'échappement provenant de l'installation de production, de l'unité ou des unités de forage, des navires, des aéronefs ainsi que du brûlage à la torche effectué durant la production, de même que les émissions produites durant la mise en service, la révision et la mise hors service. Ces



émissions seront composées de monoxyde de carbone, d'oxydes d'azote, de particules fines dont le diamètre est inférieur à 2,5 et 10 microns, de composés organiques volatils, de dioxyde de soufre et de gaz à effet de serre. Le type d'émission et le volume vont varier selon divers facteurs, y compris la conception de l'installation extracôtière et du système de production d'électricité, le type et le nombre de navires de soutien ainsi que la durée des activités et le moment où elles sont menées. Une estimation des émissions atmosphériques potentiellement liées au projet et une analyse de ces émissions seront fournies dans l'EIE, selon les exigences. Elles seront conformes aux exigences et normes réglementaires, y compris les dispositions de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, les objectifs nationaux de qualité de l'air ambiant et l'*Air Pollution Control Regulations* de T.-N.-L. ayant trait aux principaux contaminants atmosphériques, de même les exigences pertinentes en vertu de la *Convention internationale de 1973 pour la prévention de la pollution par les navires* (MARPOL).

D'après les estimations, les émissions d'équivalents en dioxyde de carbone (éq. CO₂) associées au projet de mise en valeur principal de BdN se situeraient entre 120 000 et 250 000 tonnes par année, une quantité pouvant varier selon le profil de production estimé et compte tenu de l'incertitude associée aux estimations à ce premier stade de planification. Les émissions annuelles d'éq. CO₂ attribuables aux travaux de forage devraient s'établir entre 70 000 et 85 000 tonnes. Encore selon les estimations, le total des émissions associées au déplacement des navires tout au long de la durée de vie du champ serait de 200 000 à 250 000 tonnes d'éq. CO₂. Si l'on présume que la durée de vie du champ du projet de mise en valeur principal de BdN serait de 12 à 20 ans, le total des émissions d'éq. CO₂ pourrait être de 2,5 millions à 4,5 millions de tonnes. Ces émissions représentent entre 1,2 et 2,4 % des émissions totales de GES à l'échelle de la province déclarées en 2015 (10 300 000 tonnes d'éq. CO₂ ou 10,3 Mt éq. CO₂) et entre 0,01 et 0,03 % des émissions totales à l'échelle nationale (722 000 000 tonnes d'éq. CO₂ ou 722 Mt éq. CO₂) (ECCC, 2017).

2.4.2 Émissions sonores et lumineuses

Les sons émis dans l'atmosphère durant un projet pétrolier et gazier en zone extracôtière comprennent ceux qui sont produits par le forage, la production, les navires et les hélicoptères.

Les émissions de lumière artificielle comprennent celles de l'éclairage de l'installation et des navires, ainsi que la lumière produite par le brûlage à la torche. Elles seront réduites au minimum, dans la mesure où cela ne nuit pas à la sécurité de l'équipage et du navire.

2.4.2.1 Bruit sous-marin

Les activités prévues dans le cadre du projet pourraient générer du bruit sous-marin. Cela comprend le bruit généré par l'installation de production (p. ex., utilisation des propulseurs pour maintenir la plateforme en place), les unités de forage (maintien en place de la plateforme et travaux de forage) et les navires. Du bruit sera également produit par les activités géophysiques (PSV ou levés sismiques 2D/3D/4D), de même que par les navires de ravitaillement et de soutien.

2.4.3 Déblais de forage

Les boues de forage sont des fluides qui servent à lubrifier et refroidir le trépan et le trou de forage, à déplacer les déblais et à les acheminer à la surface. Elles aident également à maintenir une pression hydrostatique adéquate dans le puits pour contrebalancer la pression de la formation, ce qui crée la barrière primaire pour le contrôle du puits (le BOP faisant partie de la barrière secondaire). Les premières sections « sans tube goulotte » du trou de forage sont généralement forées au moyen de BA, composées d'eau de mer principalement, à laquelle on ajoute de la bentonite (argile), de la baryte et du chlorure de potassium. D'autres substances chimiques sont ajoutées au mélange selon les besoins afin d'obtenir et de conserver une boue avec les propriétés requises. Les BA est les déblais de forage qui y sont associés sont rejetés sur le fond marin conformément aux DTDE. Lorsque les sections du trou-guide et du trou de surface sont terminées, et que le tube goulotte et le BOP sont installés, les sections plus en profondeur du trou de forage sont forées, habituellement avec des BS, qui retournent à l'unité de forage en passant par le tube goulotte. Une fois à bord de la plateforme de forage, les déblais de forage (rocheux) en sont retirés par étapes de séparation successives. Les boues sont reconditionnées et réutilisées, et les BS usées sont renvoyées à terre à des fins d'élimination dans une installation de gestion des déchets approuvée. Les déblais de forage associés aux BS, traités en conformité avec les DTDE, sont rejetés en mer depuis l'unité de forage. Le volume total des déblais pouvant être rejetés, y compris les BA et BS, devrait être de 300 m³ à 1 000 m³ par puits.

Le ciment forme une partie de l'enveloppe du puits et est utilisé pour l'installation du tubage et les activités d'obturation et d'abandon. Pour les premières sections sans tube goulotte d'un puits, un fluide de séparation est généralement pompé avant le ciment; vers le bas à l'intérieur du train de tiges et vers le haut à l'extérieur du tubage, le ciment (tout comme le fluide de séparation) étant donc retourné au fond marin dans les sections sans tube goulotte. Dans le cas des tubages où le tube goulotte est installé, le ciment et les fluides de forage retournent à la plateforme en passant par le tube goulotte. Dans la majorité des travaux de cimentation des tubages, le ciment, les fluides de séparation et les boues demeurent à l'intérieur de l'espace annulaire; sauf dans le cas des conduites et des obturations, où le ciment peut être retourné à la surface.

En l'absence d'un tube goulotte, le ciment foré (dur) pendant les travaux est rejeté sur le fond marin ou en mer. Si le tube goulotte est installé, le ciment foré est traité au moyen de tamis vibrants, puis est rejeté en mer, ou bien recueilli dans des bennes à déblais et transporté à terre.

2.4.4 Rejets liquides

Les rejets liquides générés par les activités prévues du projet peuvent comprendre ce qui suit :

- Eau produite
- Fluides d'essai (durant la mise en service et l'installation)
- Eau de refroidissement (eau de mer utilisée pour réduire la température pendant le traitement)
- Eaux de cale (eau qui s'accumule dans la cale des navires)
- Eaux de ballast (eau transportée dans les citernes de ballast des navires pour améliorer la stabilité et l'équilibre de ceux-ci)



- Liquides de drainage de pont (ruissellement des eaux de l'océan et de pluie recueilli par des drains)
- Eaux grises et noires
- Eau des systèmes de lutte contre les incendies (eau de mer employée dans les systèmes de lutte contre les incendies, lesquels sont mis à l'essai de manière intermittente)
- Fluides de traitement de puits (nécessaires pour maintenir les bonnes propriétés de fluide dans le puits)
- Saumure de dessalement (produit secondaire du dessalement de l'eau de mer pour l'approvisionnement en eau potable)
- Rejets de l'équipement sous-marin (BOP, tubes goulottes, conduites d'écoulement; rejets intermittents pendant la mise à l'essai de l'équipement)

Les DTDE fournissent des normes de rendement pour plusieurs de ces rejets et, dans certains cas, l'échantillonnage et l'analyse requis avant le rejet en mer. Les rejets liquides qui ne satisfont pas aux normes établies dans les DTDE pour l'élimination en mer sont retournés à terre pour que l'on puisse les éliminer dans une installation de gestion des déchets approuvée. Si elle est requise, l'EIE comprendra une description de ces rejets liquides ainsi qu'une estimation des volumes associés. L'eau produite représenterait la plus grande proportion du volume total de rejets liquides. Le volume des autres rejets liquides mentionnés ci-dessus serait sans doute mineur par rapport à l'eau produite.

Les produits chimiques employés dans les travaux de forage et de production et qui pourraient être rejetés en mer seront évalués préalablement et sélectionnés conformément au système de gestion des produits chimiques d'Equinor, lequel suit les exigences des *Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtières* (LDSPC) (ONE et coll., 2009). Les LDSPC fournissent une marche à suivre ainsi que des critères pour la sélection des produits chimiques à utiliser en zone extracôtière. Elles visent à favoriser la sélection de produits chimiques moins toxiques afin de réduire les effets environnementaux potentiels des rejets, là où il est possible de le faire sur le plan technique.

Les taux de rejets d'eau produite devraient être très faibles durant les premières étapes de la production, et augmenter au fil du temps pour atteindre une valeur maximale de 30 000 m³/j à 50 000 m³/j environ. Les autres rejets devraient généralement demeurer stables tout au long de la durée de vie du projet. Les volumes associés à ces autres rejets liquides (p. ex., eaux grises, eaux de ballast, eaux de cale, liquides de drainage, etc.) ne sont pas connus à cette étape de la planification du projet. L'EIE fournira de l'information additionnelle sur les rejets d'eau produite et autres rejets liquides.

2.4.5 Déchets solides dangereux et non dangereux

Les activités du projet généreront à la fois des déchets dangereux et des déchets non dangereux. Equinor s'engage à mettre en place des procédures sécuritaires et écoresponsables pour la

production, le stockage, la manipulation, le transport, le traitement et l'élimination de l'ensemble des déchets générés au cours du projet.

Les déchets dangereux peuvent comprendre des matières huileuses (filtres, chiffons, huiles usées), des substances chimiques et des conteneurs usés, des piles, des déchets biomédicaux, des produits dangereux rebutés et des matières radioactives naturelles. Ces déchets seront conservés dans des aires désignées, à l'intérieur de conteneurs et d'espaces confinés à des fins de transport à terre, conformément à la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* et à ses règlements d'application. Les déchets non dangereux, y compris les ordures ménagères, la ferraille, les matières recyclables et diverses autres matières, seront conservés dans des conteneurs appropriés à bord, puis transportés à terre, après quoi un tiers entrepreneur les récupérera et éliminera tout déchet dangereux et non dangereux, dans une installation approuvée et en conformité avec la réglementation et les exigences fédérales et provinciales applicables.

Les déchets alimentaires seront macérés jusqu'à la taille maximale des particules et jetés en mer conformément aux DTDE. Les navires servant à soutenir les activités du projet seront conformes aux exigences canadiennes et internationales (MARPOL 73/78), selon le cas, pour la manipulation et l'élimination des déchets des navires.

Un plan de gestion des déchets sera élaboré, dans lequel les critères applicables à la manipulation, au stockage et au rejet des déchets pour le projet de mise en valeur principal de BdN seront décrits.

2.5 Accidents potentiels

Equinor maintient un engagement ferme pour des opérations sécuritaires, sûres et durables. Un système organisationnel de gestion de la sécurité et de la durabilité est au cœur de cet engagement. Equinor a mis en place un système de gestion pour tirer profit des connaissances collectives et des pratiques exemplaires acquises au fil de nombreuses années. Le système de gestion contient l'information nécessaire pour amorcer les travaux de la bonne manière. C'est également ce système qui permet d'assurer la sécurité, la sûreté et la durabilité des activités et de gérer les risques de manière efficace. La démarche d'intervention en cas d'urgence d'Equinor consiste à réduire l'impact des situations d'urgence sur la population, l'environnement et l'intégrité des biens d'Equinor, de l'entrepreneur et des tiers.

L'objectif d'Equinor consiste à garantir la sécurité et l'efficacité des opérations. Au cours des travaux de forage et de production, des mesures de contrôle seront prises afin de prévenir les incidents. Ces travaux peuvent occasionner certains accidents, notamment des collisions de navires, la perte de maîtrise d'un puits (p. ex., éruption), des déversements ponctuels (p. ex., pétrole brut, diesel, BS), la chute d'objets et autres déversements ou rejets non courants des installations de forage et de production, de l'infrastructure sous-marine ou des navires de soutien.

Au besoin, l'EIE comprendra une étude de modélisation des déversements ponctuels et des pertes de maîtrise d'un puits, cela afin d'évaluer le risque d'effets néfastes sur l'environnement qui pourraient être causés par de tels accidents. Un aperçu des plans d'intervention en cas d'urgence d'Equinor, qui comprendra des mesures de prévention, de préparation et d'intervention pour les déversements, sera fourni dans l'EIE.

3 Cadre environnemental

Les sections suivantes fournissent une brève description du cadre environnemental actuel pour lequel il y a ou il pourrait y avoir une interaction avec le projet, y compris les composantes pertinentes des milieux physique (géologie, climat, océanographie, glaces), biologique (poisson et son habitat, oiseaux marins et migrateurs, mammifères marins, tortues marines) et humain (pêches et autres activités humaines) qui caractérisent la zone du projet et la zone environnante.

3.1 Études antérieures et information disponible : zone au large de la côte est de Terre-Neuve

Des activités d'exploration et de mise en valeur pétrolières et gazières sont menées au large des côtes de T.-N.-L. depuis plusieurs décennies. Certains secteurs de la zone extracôtière Canada/T.-N.-L., y compris la zone du projet, ont déjà fait l'objet d'études et d'évaluations environnementales dans le passé, lesquelles ont une pertinence pour le projet et pour toute EIE qui pourrait s'avérer nécessaire aux fins de celui-ci. Les EE et les études de suivi réalisées pour les activités pétrolières et gazières en zone extracôtière constituent des sources d'information importantes et fort utiles concernant le cadre environnemental actuel dans la région, ainsi que les problèmes environnementaux et interactions avec l'environnement qui pourraient être associés à ces activités. Il convient également de noter que les effets potentiels et les mesures d'atténuation en zone extracôtière sont bien connus, compte tenu de l'expertise d'Equinor à l'échelle mondiale en ce qui a trait aux activités extracôtières et des évaluations et études de suivi menées antérieurement dans la zone extracôtière de T.-N.-L.

L'évaluation environnementale stratégique (EES) réalisée par l'OCTNLHE en 2014 pour la zone extracôtière à l'est de Terre-Neuve (AMEC, 2014) est particulièrement pertinente pour le projet et l'examen de l'EE connexe. Cette étude fournit de l'information de base sur le milieu régional (conditions physiques, biologiques et socioéconomiques) dans la zone extracôtière à l'est de T.-N.-L. ainsi qu'un aperçu des problèmes environnementaux potentiels, des mesures d'atténuation et des stratégies en matière de planification. Cette information peut servir à de futures décisions concernant l'octroi de permis d'exploration par l'OCTNLHE pour ce secteur. À la fin de 2017, Equinor Canada a également préparé et soumis une EIE pour des travaux de forage exploratoire, intitulée *Environmental Impact Statement for Flemish Pass Exploration Drilling Program* (Statoil, 2017a) (l'EIE des travaux de forage). L'EIE des travaux de forage s'appuie sur l'information de base fournie dans l'EES susmentionnée et fournit une analyse des effets potentiels du forage dans le secteur de la passe Flamande. La zone du projet de mise en valeur principal de BdN se trouve à l'intérieur de la zone du projet définie de l'EIE des travaux de forage. Ensemble, ces documents constituent des sources d'information importantes sur le milieu régional aux fins de l'EIE du projet de BdN.

Des études de suivi des effets sur l'environnement pour des projets de mise en valeur en cours dans les eaux extracôtières de T.-N.-L. sont menées depuis 1998. Les données recueillies et les résultats fournissent de l'information sur les effets des projets de mise en valeur et seront d'une grande utilité aux fins de l'EIE, si celle-ci s'avère nécessaire.

Equinor Canada recueille depuis 2008 de l'information sur les sédiments ainsi que des données biologiques, physiques, météorologiques et océanographiques dans le cadre des travaux de forage et levés sismiques et géotechniques qu'elle mène dans la zone du projet et les alentours. La société entend inclure ces données dans l'EIE, sous réserve de l'approbation de ses partenaires.

3.2 Milieu physique

La géologie de la zone au large de la côte est de Terre-Neuve est complexe et dynamique, le substratum et les caractéristiques de surface actuels de la région ayant été façonnés par divers facteurs et processus au fil du temps.

La zone du projet se situe au-dessus de l'éperon de Sackville, de la partie nord de la passe Flamande et du nez des Grands Bancs, la profondeur dans la portion centrale de la zone du projet s'établissant à 1 100 m environ. L'éperon de Sackville prolonge le nez des Grands Bancs (au sud-ouest), où la profondeur est d'environ 500 m ou moins à 1 000 m vers le nord-est.

D'après l'information climatologique disponible pour la zone du projet (résumée dans Statoil, 2017), la température de l'air est à son plus bas en février, et à son plus haut en août. Les vents dominants dans la région soufflent du sud-ouest ou du nord-ouest en hiver et du sud et de l'ouest en été, et la vitesse horaire moyenne des vents varie d'environ 7 m/s en été à 12 m/s en hiver. Les observations régionales dans la zone du projet indiquent que la pluie et la bruine sont les précipitations les plus courantes, les épisodes de ce type survenant environ 10 % du temps annuellement. La fréquence mensuelle des épisodes de pluie atteint un minimum en juillet en août, et les épisodes de neige sont le plus fréquents en janvier et en février. La fréquence maximale des épisodes de pluie survient en octobre et en novembre. Les épisodes de pluie et de bruine verglaçantes sont relativement rares, survenant moins de 1 % du temps durant un mois donné. Le brouillard marin est fréquent dans la zone du projet, avec une visibilité variant de mauvaise (de 500 m à 1 km) à très mauvaise (moins de 500 m) 20 % du temps annuellement.

En moyenne, la hauteur de vague significative dans la zone du projet devrait s'établir à 2 m en été et 4,5 m en hiver, la hauteur de vague significative maximale atteignant 15 m en février et 7 m en juin. Les vagues les plus hautes proviennent du sud-ouest, de l'ouest et du nord-ouest. La circulation générale de l'eau au large de la côte est de Terre-Neuve est dominée par le courant du Labrador, un courant océanique froid. Le courant moyen varie généralement de 5 cm/s à 20 cm/s environ, la vitesse maximale s'établissant habituellement entre 30 cm/s et 70 cm/s, même si elle peut atteindre 100 cm/s environ. La température à la surface de l'eau varie normalement de 1,6 °C en mars à 5 °C environ en août et en octobre (Statoil, 2017).

La zone du projet, tout comme le reste de la zone au large de la côte est de Terre-Neuve, est exposée à la glace marine saisonnière (en hiver et au printemps), et les navires qui s'y déplacent s'exposent quant à eux à des risques de givrage dans certaines conditions météorologiques. La glace marine et les icebergs peuvent varier d'une année à l'autre et selon l'emplacement, et sont influencés par les conditions hivernales (temps plus froid ou plus doux) au-dessus des eaux de Terre-Neuve et des alentours, ainsi que par les régimes des vents saisonniers. Des icebergs sont présents au large de la côte est de Terre-Neuve habituellement de janvier à août, bien qu'ils



puissent être observés à l'occasion en automne. Dans la zone du projet, des icebergs ont été observés entre mars et juillet (Statoil, 2017). De la glace marine pourrait se trouver dans la zone du projet entre janvier et avril, la probabilité d'occurrence étant beaucoup plus grande dans les portions ouest et sud, et plus faible dans le nord-est.

3.3 Milieu biologique

Des poissons, mammifères marins, tortues marines et oiseaux marins sont présents dans la zone du projet. Cela comprend vingt-trois espèces de poissons, sept espèces de mammifères marins, deux espèces de tortues marines et deux espèces d'oiseaux marins considérés comme en péril ou présentant un intérêt sur le plan de la conservation (c.-à-d., espèces visées par la *Loi sur les espèces en péril* ou évaluées par le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada).

La présence, l'abondance et la distribution des espèces de poissons varient considérablement selon les caractéristiques de l'habitat (biotique et abiotique) et les conditions diverses de ce milieu marin, qui comprend certaines parties de la passe Flamande et les habitats adjacents du talus. À l'intérieur de ces zones et dans la région environnante plus vaste et les habitats associés, une grande variété d'espèces et d'assemblages de poissons peut être observée en succession : d'abord les assemblages « d'eau peu profonde » (p. ex., plie canadienne, plie grise, morue franche, sébaste, loup), puis les assemblages « des talus » (p. ex., flétan du Groenland, grenadier berglax, loup) et, enfin, les assemblages « des talus profonds et des abysses » (p. ex., flétan du Groenland, grenadier, hoki, aiguillat) (AMEC, 2014; Nogueira et coll., 2016). À ces profondeurs, la complexité des habitats peut également être déterminante pour la présence et la prévalence des espèces. En plus des espèces de poissons qui vivent dans la zone du projet, il y a également des espèces qui peuvent passer dans la région durant les migrations d'alimentation ou de reproduction (p. ex., anguille d'Amérique, saumon atlantique, thon, espadon).

Les invertébrés benthiques dont la présence est connue dans la zone du projet comprennent les polychètes, les buccins, les échinodermes, les isopodes, les crustacés et les mollusques. La présence d'éponges, de plumes de mer et de coraux d'eau profonde a été consignée dans la zone du projet, principalement à proximité de la passe Flamande et des bordures des Grands Bancs et du bonnet Flamand. Le chalutage par le fond et des levés vidéo ont permis de relever plus de 50 espèces de coraux et de plumes de mer le long du plateau de la passe Flamande, du bonnet Flamand et du talus nord-est des Grands Bancs (Wareham, 2009; Murillo et coll., 2011; Beazley et coll., 2013, Vázquez et coll., 2013; Baillon et coll., 2014a, 2014b; Beazley et Kenchington, 2015). La modélisation des distributions de coraux en fonction de paramètres environnementaux a indiqué un lien entre les espèces de coraux et des intervalles de profondeur précis, surtout sur le talus des plateaux (Guijarro et coll., 2016). La biomasse de coraux est répartie principalement le long des talus de la passe Flamande et du bonnet Flamand, les coraux se faisant plus rares sur le plateau du Grand Banc voisin et sur le dessus du bonnet Flamand (Murillo et coll., 2011). Des douzaines d'espèces d'éponges ont également été observées dans la zone du projet et à proximité (Murillo et coll., 2012, 2016a, 2016b; Beazley et coll., 2013; Knudby et coll., 2013; Beazley et Kenchington, 2015). Parmi les espèces relevées, bon nombre sont présentes à des profondeurs variées, soit de 100 m à 1 500 m, ce qui indique qu'elles peuvent se trouver à la fois sur les talus et les plateaux de la région. Ces organismes viennent accroître la



complexité des habitats et fournissent un habitat à des espèces de poissons à nageoires et de mollusques et crustacés. Ces espèces présentent un intérêt sur le plan de la conservation et sont désignées comme des écosystèmes marins vulnérables (EMV) en raison de leur rôle dans l'établissement d'un habitat marin et de leur sensibilité aux facteurs d'agression de l'environnement, y compris les activités humaines comme la pêche et les projets pétroliers et gaziers.

La zone du projet se trouve principalement dans le secteur de la passe Flamande, connu pour l'abondance d'espèces d'oiseaux marins qu'on y trouve. Un assemblage diversifié d'oiseaux marins peut être observé dans les eaux marines au large de la côte est de Terre-Neuve tout au long de l'année. Cela comprend des fous, des phalaropes, de grands goélands, des mouettes, des sternes, des alcidés (pingouins), des labbes, des labres, des fulmars, des pétrels et des puffins (AMEC, 2014). Les régions des Grands Bancs et du bonnet Flamand au large de la côte est de Terre-Neuve, des secteurs riches en nutriments, constituent une aire d'alimentation majeure pour des douzaines d'espèces d'oiseaux marins tout au long de l'année, mais surtout en été. De nombreux groupes d'oiseaux marins tels que les cormorans et les sternes présentent une distribution plus concentrée en zone côtière et sont donc moins souvent observés aussi loin des côtes. Des espèces de sauvagine sont présentes en grand nombre dans les habitats marins au large de la côte est de Terre-Neuve, surtout en hiver, mais elles préfèrent les eaux libres en zone côtière et sont donc peu susceptibles de fréquenter les milieux extracôtiers de la zone du projet (AMEC, 2014).

Les espèces marines présentes au large de la côte est de Terre-Neuve comprennent également quelque 20 espèces de mammifères marins et plusieurs espèces de tortues marines, bon nombre d'entre elles étant considérées comme en péril ou autrement préoccupantes sur le plan de la conservation. D'après l'information actuelle, les espèces de mammifères marins dont la présence au large de la côte est de Terre-Neuve est connue ou considérée comme probable comprennent plusieurs mysticètes (baleines à fanons), odontocètes (baleines à dents et marsouins) et pinnipèdes (phoques). Deux espèces de tortues marines ont également été observées sur une base régulière au large de la côte est de Terre-Neuve. Ces espèces de mammifères marins et de tortues marines diffèrent considérablement l'une de l'autre, que ce soit pour la probabilité d'occurrence, les secteurs et types d'habitats qu'elles utilisent ou les moments où elles se trouvent dans la région ou passent par celle-ci. Les aires d'alimentation clés comme les Grands Bancs sont particulièrement importantes pour les mammifères marins et les tortues marines, et plusieurs zones d'importance écologique et biologique (ZIEB) ont été établies, en partie en raison de leur importance connue pour plusieurs espèces de mammifères marins.

Plusieurs zones terrestres et côtières de l'est de Terre-Neuve, de même que des zones au large de la côte est de Terre-Neuve ont été désignées comme protégées en vertu de lois et de processus provinciaux, fédéraux ou autres, ou ont été autrement désignées officiellement comme spéciales ou vulnérables en raison de leurs caractéristiques et de leur importance sur le plan écologique, historique ou socioculturel. La zone du projet étant située environ 450 km au large des côtes, il n'y aura aucun chevauchement ni aucune interaction directe avec une aire protégée provinciale ou fédérale actuelle sur l'île de Terre-Neuve ou à proximité. De plus, la zone du projet ne chevauche aucun refuge marin canadien, aucune zone de fermeture désignée en vertu de la *Loi sur les pêches*, aucune zone d'importance écologique et biologique et aucune zone marine

représentative préliminaire qui auraient été désignés au large de la côte est de Terre-Neuve et à l'intérieur de la zone économique exclusive (ZEE) du Canada (Figure 3.1).

Comme l'indique la figure 3.2, la zone du projet chevauche en partie plusieurs zones spéciales de désignation internationale au large de la côte est de Terre-Neuve, y compris : une zone d'importance écologique et biologique aux termes de la Convention sur la diversité biologique (talus du bonnet Flamand et du Grand Banc), un EMV (éperon de Sackville) et une zone de fermeture de l'Organisation des pêches de l'Atlantique Nord-Ouest (OPANO) (nord-ouest du bonnet Flamand – 10). Aucune interdiction connue d'activités marines telles que celles qui sont proposées dans le cadre du projet n'est en vigueur dans ces zones.

3.4 Milieu humain

La zone du projet se situe en dehors de la ZEE de 200 milles marins du Canada, à la limite externe du plateau continental. La zone extracôtière de T.-N.-L., telle que définie dans les lois de l'Accord, comprend le territoire compris dans la ZEE, ou jusqu'à la marge continentale, selon le point le plus éloigné entre les deux. Selon la définition donnée dans la LCEE 2012, le « territoire domanial » comprend les eaux du plateau continental du Canada. Le projet sera donc mené sur le territoire domanial. L'OCTNLHE délivre des permis relatifs au régime foncier qui donnent au titulaire le droit exclusif d'effectuer des travaux d'exploration pour trouver des ressources pétrolières et les mettre en valeur.

3.4.1 Pêche commerciale

Le gouvernement du Canada a compétence en ce qui concerne les pêches commerciales d'espèces sédentaires et non sédentaires à l'intérieur de la ZEE de 200 milles marins, ainsi que les pêches commerciales d'espèces sédentaires jusqu'à la limite définie du plateau continental. La zone du projet comprend certaines parties des divisions 3LM de l'OPANO. Les données disponibles (voir la figure 3.3, qui montre les activités de pêche globales selon l'année) indiquent que les principales espèces visées par les pêches dans la zone du projet et à proximité au cours des dernières années comprennent, entre autres, les suivantes : crevette nordique, flétan du Groenland, sébaste, flétan atlantique, morue franche, crabe des neiges, grenadier berglax, plie grise. La pêche est pratiquée tout au long de l'année dans la région, mais de manière plus concentrée de mai à juillet. Au-delà de la ZEE, l'OPANO a compétence en ce qui concerne la gestion des espèces non sédentaires, et peut désigner des aires protégées (AMEC, 2014). La zone de pêche de l'OPANO couvre une superficie de 120 048 km². Son emplacement par rapport à la zone de projet actuelle est indiqué à la figure 3.4.

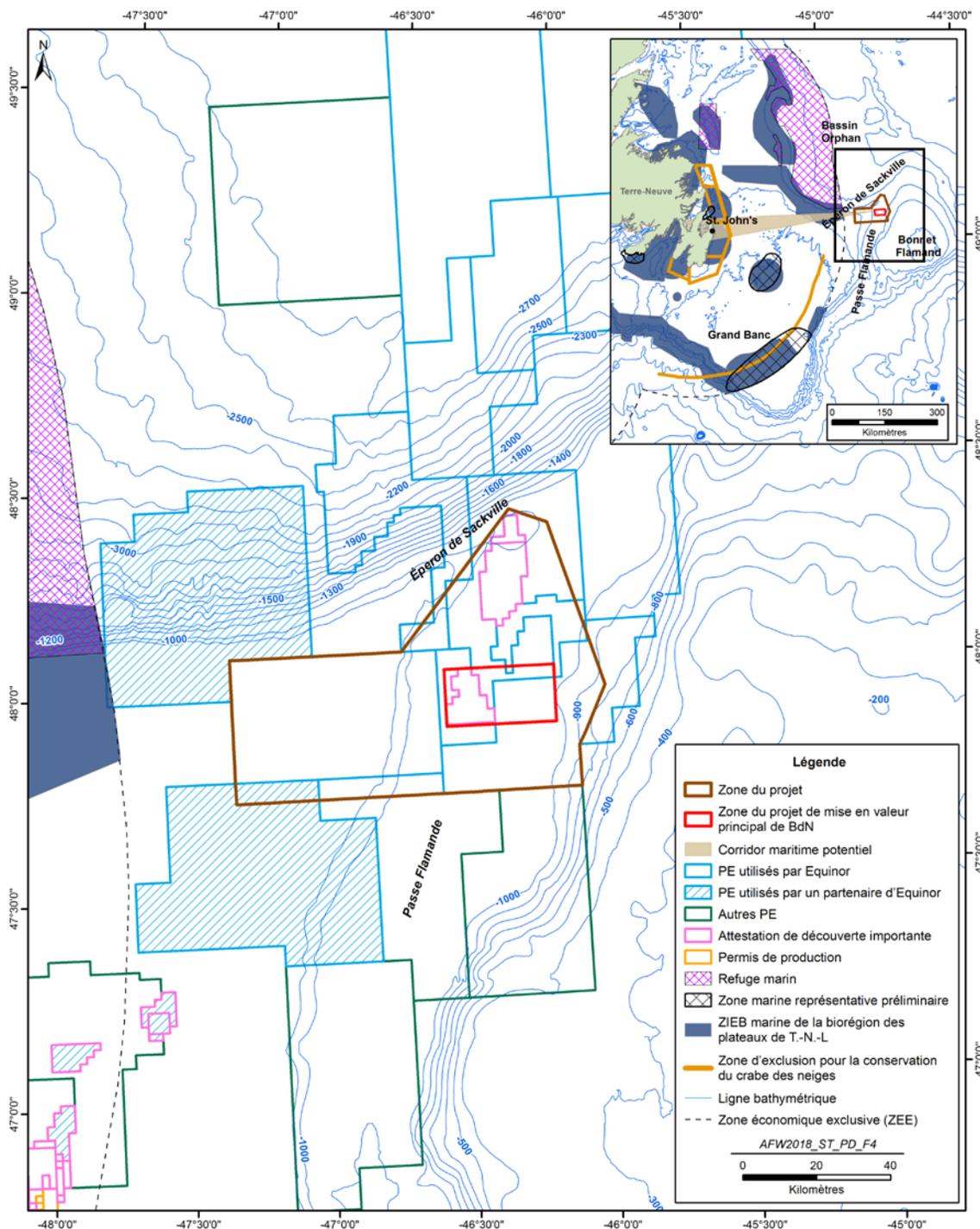


Figure 3.1 Zones spéciales désignées à proximité de la zone du projet (désignations canadiennes)

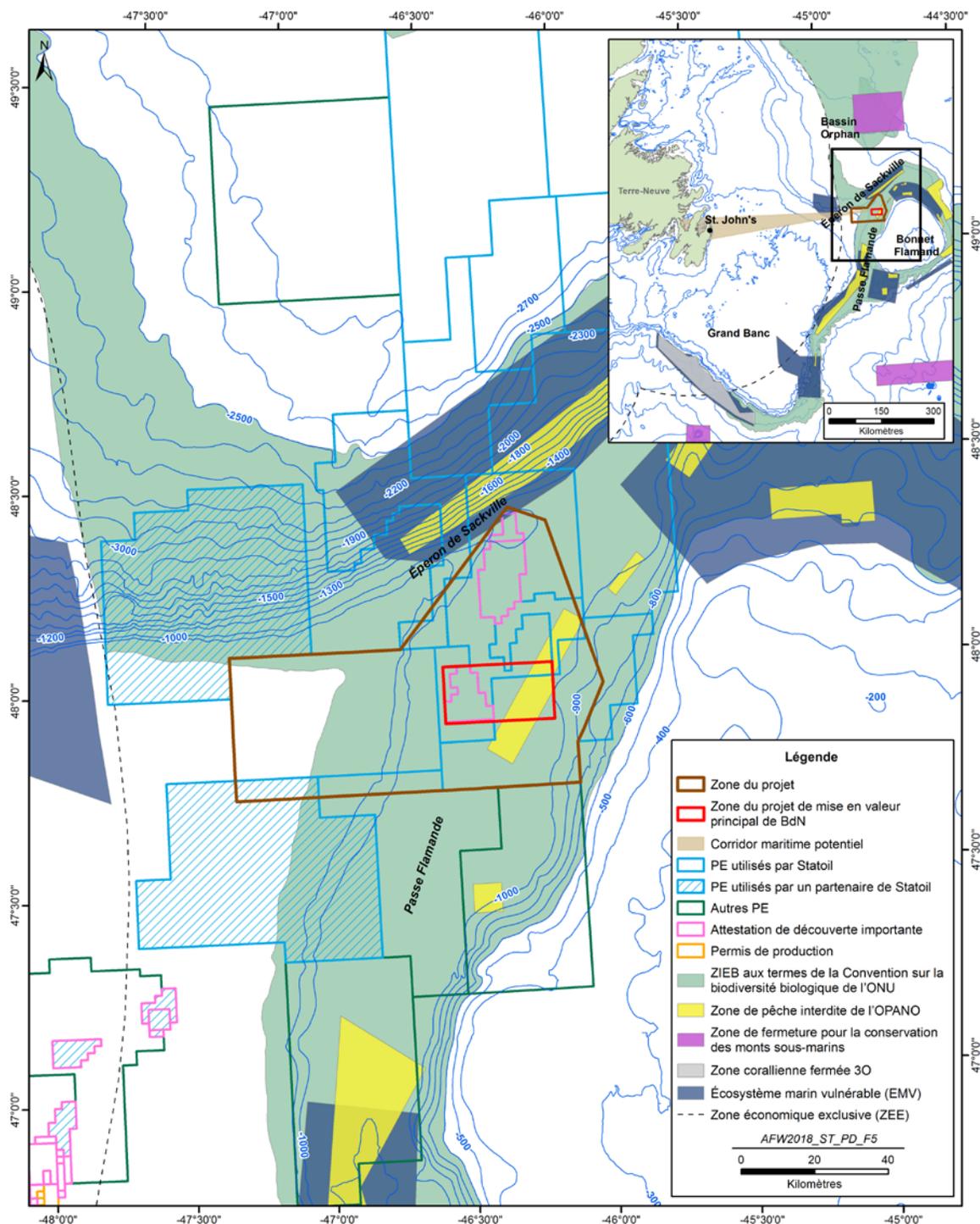


Figure 3.2 Zones spéciales désignées à proximité de la zone du projet (désignations internationales)

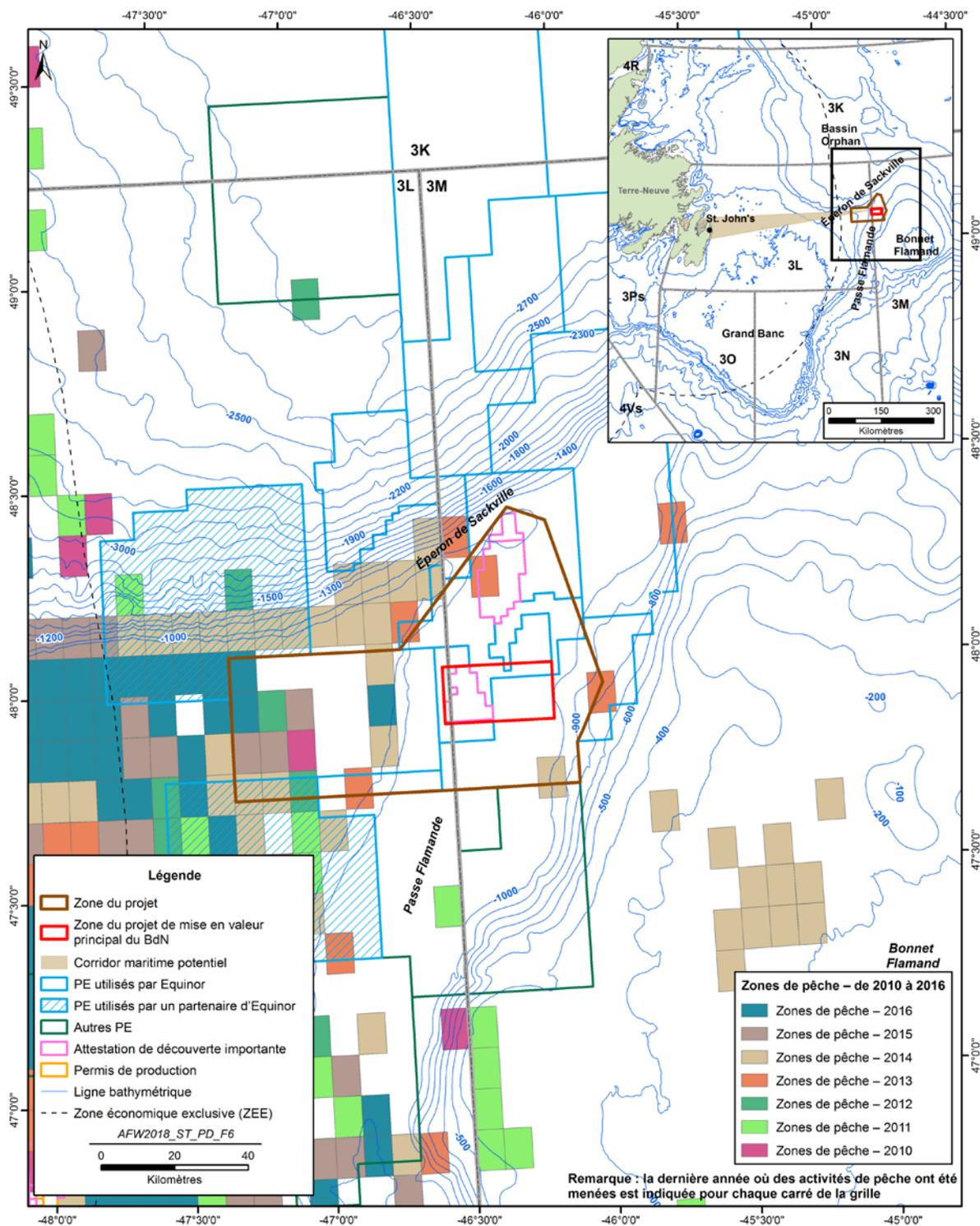


Figure 3.3 Zones de pêche commerciale, toutes espèces confondues (2010-2016)

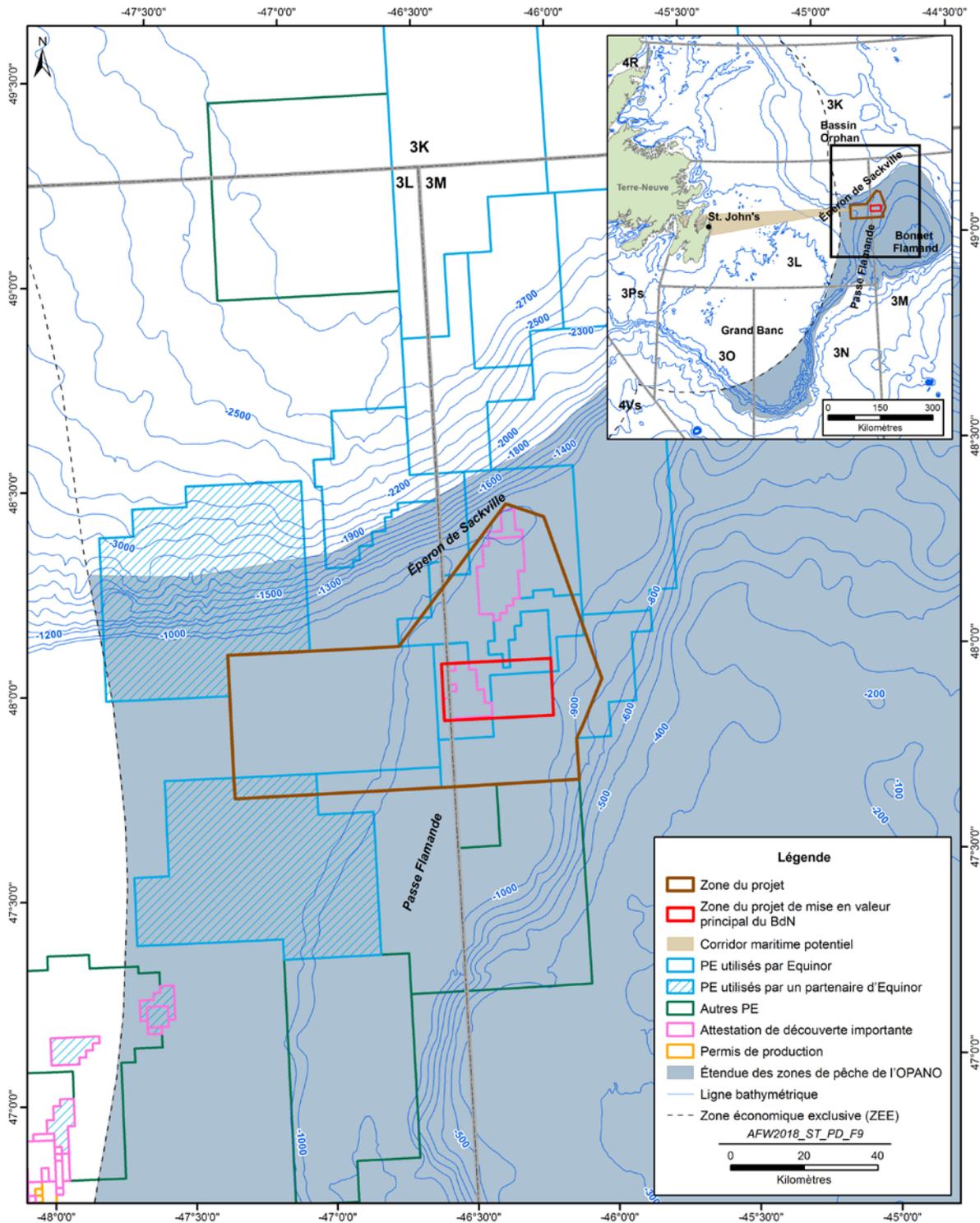


Figure 3.4 Étendue des zones de pêche de l'OPANO et des pêches étrangères

3.4.2 Activités de pêche commerciale communautaire des Autochtones

Plusieurs groupes autochtones de T.-N.-L. détiennent des permis de pêche commerciale communautaire pour des divisions de l'OPANO au large de la côte est de Terre-Neuve. Cela comprend des permis qui donnent accès à diverses espèces, dont des poissons de fond et pélagiques, la crevette, le thon, l'espadon, le crabe des neiges et le phoque dans divers secteurs des divisions 3KLMN0 (D. Ball, MPO, comm. pers.) (Tableau 3.1).

Tableau 3.1 Permis de pêche commerciale communautaire octroyés à des groupes autochtones de Terre-Neuve-et-Labrador pour des secteurs au large de la côte est de Terre-Neuve

Groupe autochtone	Permis de pêche commerciale communautaire
Inuits du Labrador (gouvernement du Nunatsiavut)	Entreprises de pêche côtière aux poissons de fond autorisées à exercer leurs activités dans les divisions 3KL et permis de chasse au phoque pour les zones de chasse au phoque 4-33 (à l'échelle de l'Atlantique).
Innus du Labrador (Nation innue)	Entreprise de pêche semi-hauturière (de 65 à 100 pieds) détenant un permis de pêche au poisson de fond qui donne accès à divers secteurs (à l'échelle de l'Atlantique), dont les divisions 3KLMN, ainsi qu'un permis de pêche à la crevette pour la zone 6 (division 3K); entreprise de pêche côtière détenant un permis de pêche au poisson de fond avec engin fixe et engin mobile pour les divisions 3KL.
Conseil communautaire de NunatuKavut	Entreprises multiples de pêche côtière ayant accès au poisson de fond des divisions 3KL; permis de pêche à la crevette dans la zone 6 (division 3K); permis de chasse au phoque pour les zones de chasse au phoque 4-33 (à l'échelle de l'Atlantique).
Première Nation de Miawpukek	Entreprises multiples et permis donnant accès aux divisions 3KL; permis de pêche au thon dans les divisions 3LN; un permis de chasse au phoque pour les zones de chasse au phoque 4-33; permis de pêche à l'espadon comprenant les divisions 3KLMNO.
Première Nation des Mi'kmaq qalipu	Entreprise de pêche côtière détenant un permis de pêche au poisson de fond pour la division 3K; un permis de pêche à la crevette pour la zone 6 (division 3K); accès à des espèces pélagiques (hareng, maquereau et capelan) présentes près de la côte dans les divisions 3KL; un permis de pêche au crabe des neiges pour la zone 4 (division 3K).

Plusieurs communautés et conseils des Premières Nations dans les régions des Maritimes et du Golfe du MPO détiennent des permis de pêche commerciale communautaire pour l'espadon visant des secteurs dans les divisions 3, 4 et 5 de l'OPANO. Cependant, les données géospatiales du MPO (2010-2016) ne révèlent aucune prise d'espadon dans la zone du projet ni à proximité durant la période visée.

Il n'existe aucun permis connu de pêche à des fins alimentaires, sociales ou cérémoniales (ASC) visant des secteurs dans la zone du projet ou à proximité. La réserve la plus proche de la zone du projet est celle de Conne River, laquelle est située sur la côte sud de Terre-Neuve, environ 635 km à l'ouest de la zone du projet.



La section 4.2 fournit une liste de divers groupes autochtones de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de l'Île-du-Prince-Édouard et du Québec, notamment ceux qui ont un intérêt connu en ce qui concerne les activités pétrolières et gazières au large de la côte est de Terre-Neuve et qui ont participé à des examens d'EE récents et toujours en cours en vertu de la LCEE 2012 pour des projets du même type menés dans la région.

3.4.3 *Autres utilisations de l'océan*

Plusieurs programmes de relevés des ressources halieutiques sont menés par le gouvernement et par l'industrie dans la zone extracôtière Canada/T.-N.-L. Les relevés plurispécifiques au chalut par navire de recherche du MPO comprennent des relevés au chalut de fond normalisés menés sur une base annuelle (au printemps et à l'automne) visant à recueillir de l'information pour la gestion et le suivi des ressources halieutiques dans la région de T.-N.-L. Il existe également un relevé collaboratif au casier d'après-saison mené conjointement par l'industrie et le MPO pour le crabe des neiges dans les divisions 2J3KLOPs4R de l'OPANO, pour lequel des casiers à crabe commerciaux et modifiés sont utilisés à des stations établies à compter de la fin du mois d'août ou du début du mois de septembre, après la fin de la pêche commerciale au crabe des neiges.

D'autres activités humaines sont menées dans la zone du projet ou à proximité soit tout au long de l'année, soit sur une base saisonnière. Les transporteurs maritimes présents dans la région ou qui la traversent comprennent des pétroliers et des navires de ravitaillement associés aux activités d'exploitation pétrolière et autres en cours dans la zone extracôtière, de même que des navires de charge, de pêche et autres. Des exercices de la force navale sont également menés dans le secteur, ce qui comprend l'utilisation de navires de surface et de sous-marins. L'océan Atlantique renferme également des sites connus ou probables contenant des engins explosifs non explosés, ce qui comprend des épaves et des sous-marins de même que des sites d'immersion de munitions au large de la côte est de Terre-Neuve (AMEC, 2014). Des câbles sous-marins traversent également la zone du projet.

La zone extracôtière Canada/T.-N.-L. est soumise à d'importantes activités d'exploration et de production pétrolières et gazières, y compris des levés géophysiques, des programmes de forage et des activités de production pétrolière et gazière (Figure 3.5). À ce jour, des milliers de kilomètres ont fait l'objet de levés sismiques à des fins de collecte de données. En date de mars 2018, 231 puits de développement, 57 puits de délimitation et 171 puits d'exploration avaient été forés au large des côtes de T.-N.-L. (site Web de l'OCTNLHE). Des activités de production pétrolière en zone extracôtière sont également menées depuis les années 1990. Quatre champs pétroliers sont exploités actuellement (Hibernia, Terra Nova, White Rose, Hebron). Soulignons que ces activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières comprennent diverses activités connexes et de soutien également.

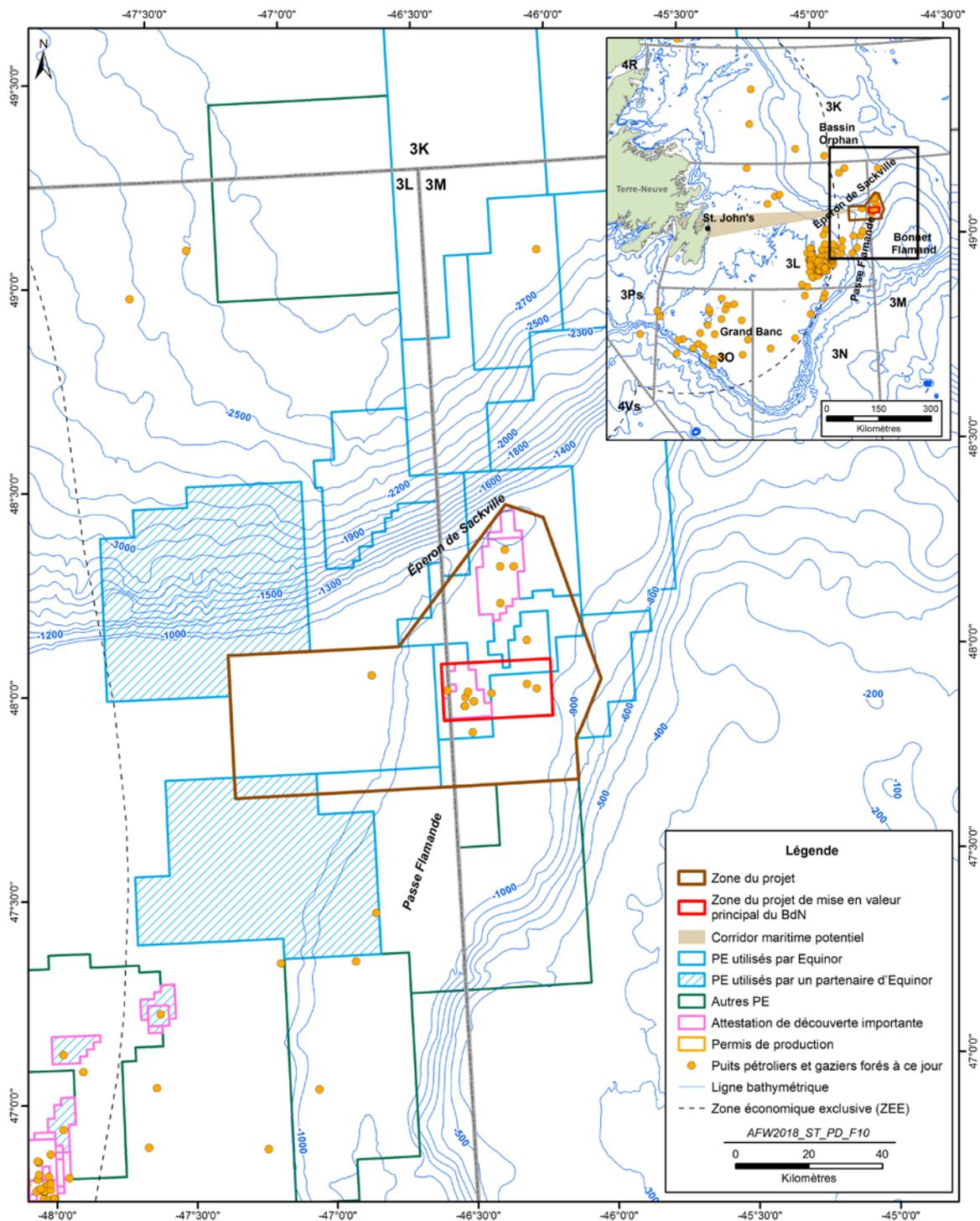


Figure 3.5 Puits pétroliers et gaziers forés antérieurement (ne comprennent pas la totalité des puits forés)

4 Mobilisation

La mobilisation est un élément clé de la démarche d'Equinor Canada pour la planification et la mise en œuvre de ses activités. Quelques initiatives liées au projet ont été amorcées, sont en cours ou font l'objet d'une planification, y compris des discussions avec les ministères et organismes gouvernementaux intéressés, des groupes autochtones, des intervenants et des membres intéressés du public.

Si une EIE s'avère nécessaire aux fins du projet, Equinor Canada élaborera et mettra en œuvre un programme de mobilisation qui fournira des mécanismes et des occasions variés aux autorités de réglementation, aux groupes autochtones et aux intervenants clés pour qu'ils puissent recevoir et examiner l'information appropriée et fournir une rétroaction sur le projet en ce qui a trait aux connaissances des populations locales et autochtones relativement à la zone du projet et toute préoccupation qu'il faudrait possiblement prendre en considération dans l'EIE ou traiter au moyen des mesures d'atténuation connexes.

Ce qui suit est un aperçu des activités de mobilisation en cours et prévues pour le projet.

4.1 Autorités de réglementation

Comme mentionné au chapitre 1, les ministères et organismes provinciaux et fédéraux peuvent avoir des responsabilités réglementaires en ce qui a trait au projet et aux effets potentiels de celui-ci sur l'environnement. Dans le cadre de la planification et de la préparation de l'EIE, Equinor Canada rencontrera les autorités de réglementation pour fournir de l'information sur le projet et déterminer les exigences réglementaires pour le projet de mise en valeur principal de BdN. Voici la liste des organismes fédéraux et provinciaux qui pourraient avoir un intérêt dans le projet :

- Agence canadienne d'évaluation environnementale
- OCTNLHE
- MPO
- Environnement et Changement climatique Canada
- Transports Canada
- Ministère de la Défense nationale
- Ressources naturelles Canada
- Ministère des Affaires municipales et de l'Environnement
- Ministère des Pêches et des Ressources terrestres de T.-N.-L.
- Ministère des Ressources naturelles de T.-N.-L.

L'examen fédéral de la présente description de projet permettra de déterminer les questions et enjeux environnementaux importants ayant trait au projet dont l'Agence canadienne d'évaluation environnementale tiendra compte pour déterminer si une EE est nécessaire (et si oui, l'étendue de cette EE) ainsi que la portée et l'orientation de cet examen. Si une évaluation plus poussée est jugée nécessaire, les ministères et organismes intéressés participeront également à l'élaboration et à la mise au point des lignes directrices relatives à la préparation de l'EIE, à l'examen de l'EIE du projet et à d'autres étapes du processus d'examen.



Equinor Canada continuera également de consulter directement les ministères et organismes gouvernementaux intéressés dans le cadre de la planification et de la préparation de toute EIE requise aux fins du projet, ainsi que dans tout processus d'autorisation après l'EE et les initiatives de gestion environnementale en général au moment de la mise en œuvre.

4.2 Groupes autochtones

4.2.1 Contexte

Conformément à ses valeurs organisationnelles (courage, ouverture, collaboration, attention), Equinor Canada s'engage à s'assurer que tous les groupes autochtones touchés par ses opérations sont bien informés et ont de réelles occasions de se faire entendre au sujet des activités en cours et prévues de la société.

Le projet sera réalisé dans la passe Flamande, à environ 450 km de St. John's, dans le même secteur que le programme de forage exploratoire dans la passe Flamande d'Equinor Canada (le programme de forage exploratoire) (Statoil, 2017a), qui fait actuellement l'objet d'un examen d'EE en vertu de la LCEE 2012. Compte tenu de la proximité et des similitudes entre les deux projets, Equinor Canada prévoit consulter les mêmes groupes que ceux qui avaient été consultés dans le cadre du programme de forage exploratoire et s'attend à ce que les questions soulevées dans le contexte du programme de forage exploratoire soient tout aussi pertinentes pour le projet.

Dans le cadre de l'EE du programme de forage exploratoire, Equinor Canada mène depuis deux ans des activités de mobilisation auprès de 41 groupes autochtones et plusieurs organisations autochtones représentatives de Terre-Neuve-et-Labrador, des autres provinces maritimes et du Québec (Tableau 4.1). Les figures 4.1 et 4.2 montrent l'emplacement de ces communautés autochtones par rapport à la zone du projet. Les distances qui les séparent de la zone du projet varient d'environ 635 km (Miawpukek, T.-N.-L.) et 1 000 km (Membertou, Nouvelle-Écosse) à plus de 1 500 km (Ekuanitshit, Nutashkuan, Québec). Les activités de consultation seront adaptées pour que les occasions de mobilisation soient proportionnelles au risque que présentent les effets éventuels.

Tableau 4.1 Groupes autochtones consultés par Equinor Canada à ce jour

Province	Groupes/organismes autochtones
Terre-Neuve-et-Labrador	Inuits du Labrador (gouvernement du Nunatsiavut)
	Innus du Labrador (Nation innue)
	Conseil communautaire de NunatuKavut
	Première Nation de Miawpukek
	Première Nation des Mi'kmaq qalipu
Nouvelle-Écosse	Onze groupes de Premières Nations des Mi'kmaq représentés par le bureau de négociation Kwilmu'kw Maw-klusuaqn (KMK) :
	• Première Nation d'Acadia
	• Première Nation de la vallée de l'Annapolis



Province	Groupes/organismes autochtones
	<ul style="list-style-type: none"> • Première Nation de Bear River • Première Nation d'Eskasoni • Première Nation de Glooscap • Première Nation de Membertou • Nation mi'kmaq Paqtnkek • Première Nation de Pictou Landing • Première Nation de Potlotek • Première Nation de Wagmatcook • Première Nation de Waycobah Première Nation de Millbrook Première Nation de Sipekne'katik
Nouveau-Brunswick	Huit groupes de Premières Nations des Mi'kmaq représentés par Mi'gmawe'l Tplu'taqnn inc. (MTI) : <ul style="list-style-type: none"> • Première Nation de Fort Folly • Première Nation d'Eel Ground • Première Nation de Pabineau • Première Nation d'Esgenoôpetitj • Première Nation de Buctouche • Première Nation d'Indian Island • Première Nation d'Eel River Bar • Première Nation des Mi'kmaq de Metepenagiag Première Nation d'Elsipogtog Cinq groupes de Premières Nations des Malécites représentés par la Nation Wolastoqey du Nouveau-Brunswick (NWNB) : <ul style="list-style-type: none"> • Première Nation de Kingsclear • Première Nation des Malécites de Madawaska • Première Nation d'Oromocto • Première Nation de Saint Mary's • Première Nation de Tobique Première Nation de Woodstock Nation des Peskotomuhkati à Skutik (Passamaquoddy)
Île-du-Prince-Édouard	Deux groupes mi'kmaq représentés par la Confédération des Mi'kmaq de l'Île-du-Prince-Édouard : <ul style="list-style-type: none"> • Première Nation d'Abegweit • Première Nation de Lennox Island
Québec	Trois groupes de Premières Nations des Mi'kmaq représentés par le Secrétariat Mi'gmawei Mawiyomi (SMM) :

Province	Groupes/organismes autochtones
	• Micmacs de Gesgapegiag
	• La Nation Micmac de Gespeg
	• Gouvernement Listuguj Mi'gmaq
	Les Innus d'Ekuanitshit
	Première Nation des Innus de Natashkuan

4.2.2 Stratégie de mobilisation

L'un des principaux objectifs des activités de mobilisation prévues par Equinor Canada consiste à favoriser la communication et la coopération grâce à un dialogue soutenu avec les groupes autochtones susmentionnés ainsi qu'avec tout autre groupe intéressé, selon les directives de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.

Pour atteindre cet objectif, Equinor Canada tablera sur ses activités de mobilisation continues afin de régler des questions soulevées précédemment dans le cadre du programme de forage exploratoire, ainsi que toute nouvelle question soulevée qui a trait au projet proposé. Dans ses activités de mobilisation prévues, Equinor Canada fournira sur une base continue de l'information liée au projet de façon opportune et adaptée aux particularités culturelles à chaque groupe ou organisation représentative, selon le cas, afin de mieux comprendre la manière dont ces groupes pourraient être touchés par les activités du projet, d'être à leur écoute, de répondre aux questions et aux préoccupations qu'ils soulèvent et pour travailler avec eux dans le but de définir et d'élaborer des mesures d'atténuation et des programmes de suivi potentiels aux fins du projet. Equinor Canada déploiera également des efforts raisonnables pour intégrer les connaissances des groupes autochtones à l'évaluation environnementale du projet, là où il y a lieu.

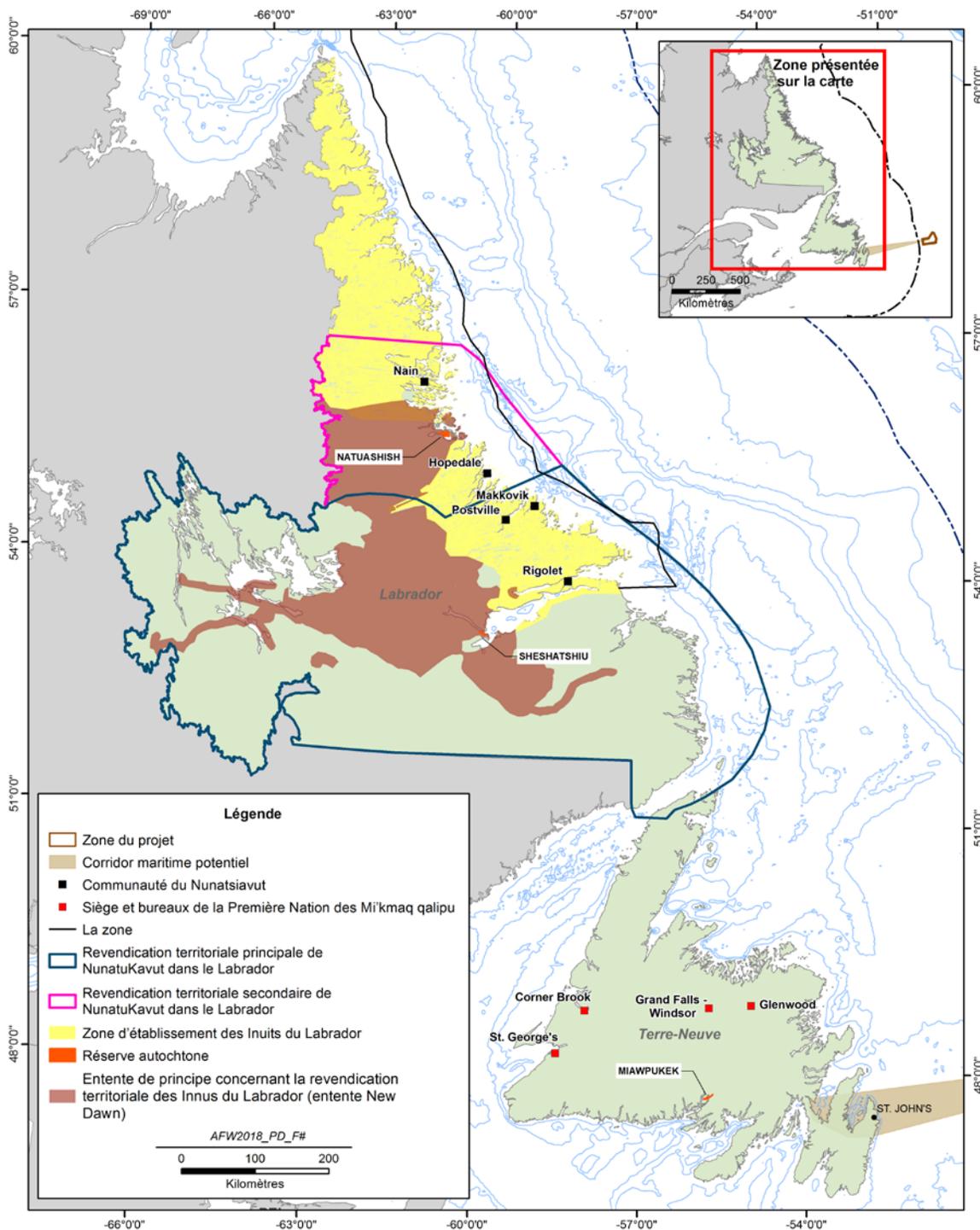


Figure 4.1 Communautés autochtones à Terre-Neuve-et-Labrador

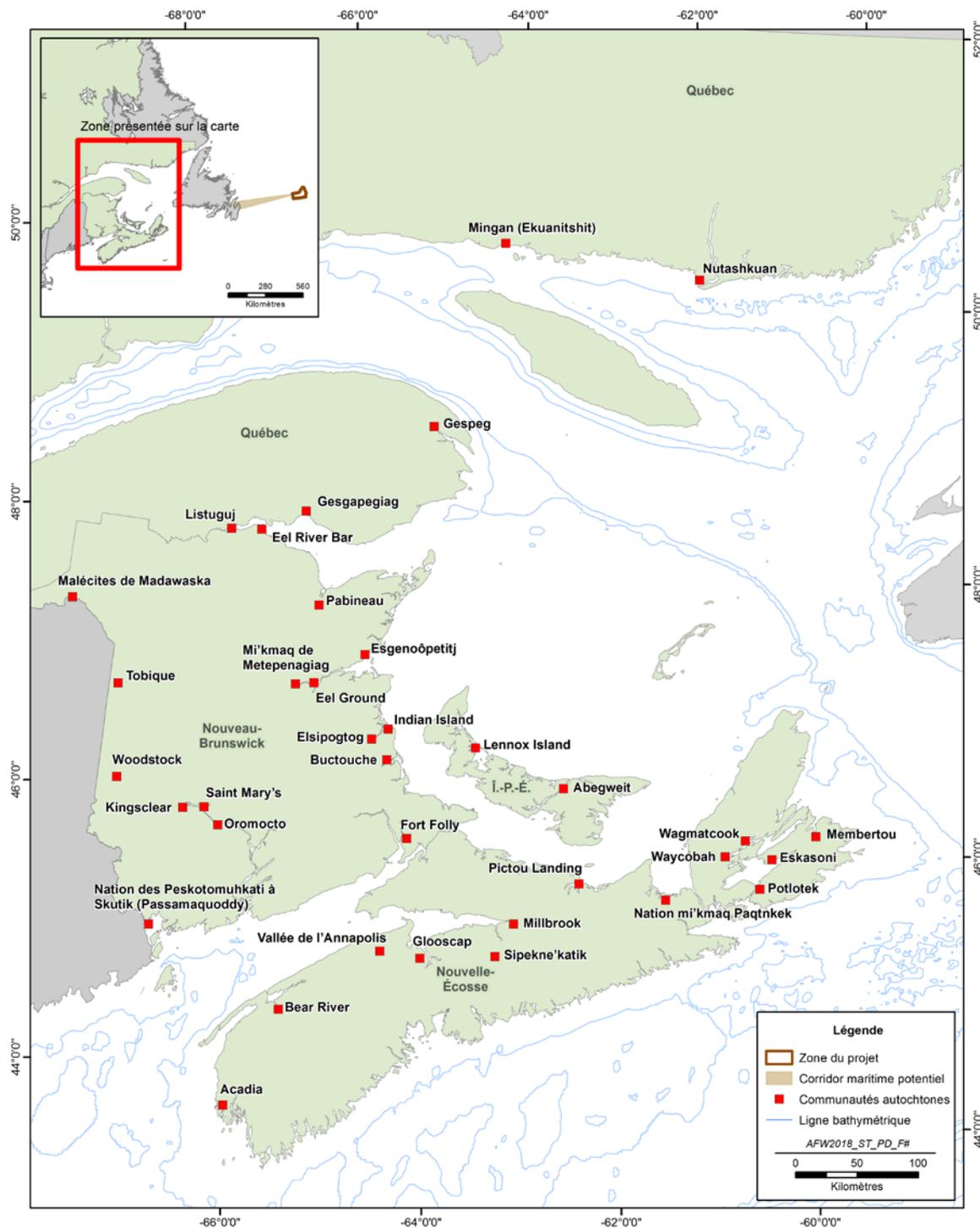


Figure 4.2 Communautés autochtones dans les provinces maritimes et au Québec

4.2.3 Préparation de l'EIE

Comme Equinor Canada aura vraisemblablement à consulter divers groupes autochtones établis dans cinq provinces différentes et ayant chacun leur langue, leur histoire et leur culture, la stratégie de mobilisation, y compris la nature des activités de mobilisation et le moment où elles seront tenues, devra être établie en discutant avec chacun des groupes. Les activités de mobilisation seront donc adaptées aux besoins, aux intérêts et à la situation de chacun de ces groupes, y compris aux exigences de tout protocole de consultation applicable. Toutefois, de façon générale durant la préparation de l'EIE, Equinor Canada :

- fournira en temps opportun de l'information pertinente liée au projet à chacun des groupes intéressés, que ce soit par correspondance écrite ou au moyen de présentations PowerPoint, de rapports ou de fiches de renseignements, avec une version traduite au besoin;
- déploiera des efforts raisonnables pour s'entretenir avec les différents groupes intéressés, à des moments et des endroits qui leur conviennent (en personne, par téléphone, par Skype ou par d'autres moyens qui conviennent à chacune des parties);
- fera en sorte, autant que possible, que les processus de mobilisation laissent suffisamment de temps aux groupes autochtones d'examiner l'information pertinente qui leur est fournie et de formuler des remarques au sujet de celle-ci.

Les groupes consultés seront invités à faire connaître à Equinor Canada leur avis sur :

- les répercussions des changements environnementaux potentiels sur leur santé et leurs conditions socioéconomiques, sur leur patrimoine matériel et culturel et sur leur utilisation actuelle du territoire et des ressources à des fins traditionnelles, aux termes de l'alinéa 5(1)c) de la LCEE 2012;
- les effets néfastes possibles du projet sur des droits potentiels ou établis en vertu de l'article 35.

Au cours de cette période, Equinor Canada travaillera également avec les groupes autochtones pour obtenir leurs connaissances et intégrera à l'EIE tout savoir autochtone pertinent auquel elle a accès ou qu'elle a acquis au cours des consultations.

La rétroaction obtenue au cours de cette étape de la mobilisation sera incorporée à l'EIE selon le cas et l'EIE (si une EIE s'avère nécessaire aux termes de la LCEE 2012) comprendra les préoccupations et priorités soulevées ainsi qu'une description de la manière dont ces éléments ont influé sur la planification du projet ou ont été pris en considération dans l'EIE.

4.2.4 Période suivant la présentation de l'EIE

Equinor Canada s'engage à établir et à maintenir des liens avec les peuples autochtones fondés sur le respect mutuel et la compréhension, et continuera d'offrir des occasions d'échange d'information dans la période suivant la présentation de l'EIE. Les activités de mobilisation précises seront déterminées au moyen d'un dialogue avec les groupes autochtones, mais au cours de cette période et jusqu'à ce que la décision relative à l'EE soit prise, Equinor Canada continuera de fournir des possibilités de mobilisation aux divers groupes qui souhaitent être tenus

au courant des activités du projet. Equinor Canada fournira des mises à jour sur le projet de manière continue, cela fin de traiter toute question ou préoccupation soulevées avant la soumission de l'EIE ou toute demande d'information suivant la soumission de l'EIE, et de fournir de l'information sur les mesures proposées d'atténuation et de suivi.

Les plans et stratégies de communication pour les étapes suivantes (p. ex., construction et opérations) seront préparés en collaboration avec les groupes autochtones.

4.2.5 Questions et préoccupations

Equinor Canada a eu la chance de travailler deux ans avec les groupes autochtones susmentionnés dans le cadre de l'EIE du programme de forage exploratoire (Statoil, 2017a). Grâce à ce travail, la société a acquis de l'information précieuse concernant les droits ancestraux ou issus de traités, revendiqués ou établis, de chacun des groupes, de même que sur l'utilisation actuelle du territoire et des ressources à des fins traditionnelles et les effets potentiels des opérations extracôtières sur les droits et intérêts des Autochtones.

D'après les résultats des activités de mobilisation passées et en cours menées dans le cadre du programme de forage exploratoire et l'examen de l'information publique à laquelle Equinor Canada a accédé, y compris l'information générée dans le cadre d'autres EE visant des activités extracôtières, la société comprend qu'aucun de ces groupes ne détient, ne revendique ou ne défend autrement des droits ancestraux ou issus de traités dans la zone du projet ou à proximité. La société comprend également qu'aucun de ces groupes n'utilise actuellement le territoire ou des ressources dans la zone du projet ou à proximité à des fins traditionnelles. Cependant, comme il est décrit à la section 3.3.2, Equinor Canada est consciente que des entreprises de pêche associées à plusieurs de ces organisations mènent ou pourraient mener des activités de pêche commerciale dans des divisions de l'OPANO qui chevauchent la zone du projet, aux termes de la *Loi sur les pêches*, du *Règlement sur les permis de pêche communautaires des Autochtones* afférent ainsi que d'autres politiques et stratégies gouvernementales visant à faire participer les personnes et communautés autochtones à la pêche commerciale au Canada.

Durant ses activités de mobilisation continue auprès des Autochtones, Equinor Canada a été informée des préoccupations suivantes associées aux travaux de forage en zone extracôtière :

- Poisson et son habitat : effets sur des espèces migratrices de poissons et de mammifères marins ayant une importance traditionnelle et culturelle pour les communautés autochtones (saumon atlantique, thon rouge, anguille d'Amérique) et qui pourraient passer par la zone du projet ou les alentours avant d'atteindre les territoires traditionnels (effets potentiels sur le poisson et son habitat, sur la distribution des populations et sur les sources de nourriture)
- Oiseaux migrateurs : hausse potentielle de la mortalité associée au brûlage à la torche
- Rejet de déchets : effets sur le poisson et les mammifères marins
- Présence accrue de navires : effets sur les mammifères marins et les pêcheurs (collisions avec des navires, perte d'équipement de pêche ou dommages causés à celui-ci)



- Effets cumulatifs : multiplication (en cours et prévue) des activités extracôtières et des effets sur le poisson et son habitat, sur les mammifères marins et sur les oiseaux migrateurs
- Événements imprévus liés au projet : effets des déversements accidentels et des éruptions et contamination qui en résulte (soit de manière directe ou par la chaîne alimentaire) chez les espèces ayant une importance culturelle, ainsi que la destruction de l'habitat des coraux, des éponges, des mammifères marins et des poissons

Ces questions et préoccupations sont prises en considération dans les interactions potentielles entre le projet et l'environnement décrites aux sections 5.1 et 5.2.

4.3 Participation des intervenants

Dans le cadre de ses activités d'exploration en cours, Equinor Canada travaille sur une base régulière avec les intervenants des pêches et les groupes environnementaux qui se sont impliqués par le passé ou ont un intérêt dans les opérations pétrolières et gazières au large des côtes de T.-N.-L.

Les pêcheurs et les transformateurs de poisson sont des intervenants importants, et Equinor Canada communique et travaille de façon continue avec eux pour les tenir au fait des activités pétrolières et gazières menées en zone extracôtière dans leur secteur d'activité et pour répondre à leurs préoccupations, s'il y a lieu. Les pêcheurs qui exercent leurs activités au large des côtes de Terre-Neuve sont représentés par Fish Food and Allied Workers-Unifor (FFAW-Unifor). Les transformateurs de poisson comprennent Ocean Choice International, l'Association of Seafood Producers et le Conseil des allocations aux entreprises d'exploitation du poisson de fond. One Ocean est l'organisme de liaison établi par et pour les industries de la pêche et du pétrole de T.-N.-L. Sa mission consiste à aider les industries de la pêche et du pétrole à comprendre les activités opérationnelles de chaque secteur. Les membres du groupe de travail et du conseil d'One Ocean comprennent des représentants de FFAW-Unifor, des transformateurs de poisson et des sociétés d'exploitation pétrolière et gazière en zone extracôtière.

Parmi les groupes non gouvernementaux qui s'impliquent activement dans les dossiers liés aux activités pétrolières et gazières au large des côtes de T.-N.-L., citons Nature Newfoundland and Labrador, la Fédération mondiale de la faune, la Société pour la nature et les parcs du Canada, la Protected Areas Association of Newfoundland et le Club Sierra (section de T.-N.-L.).

Equinor Canada tablera sur les résultats des activités de mobilisation passées et en cours avec ces intervenants importants pendant la préparation de l'EIE, si celle-ci est nécessaire, afin de leur fournir de l'information sur le projet et de répondre aux préoccupations et questions qu'eux et d'autres intervenants pourraient soulever.



5 Interactions potentielles entre le projet et l'environnement

Les activités du projet pourraient interagir avec l'environnement et ainsi entraîner des changements environnementaux. En vertu de la LCEE 2012, la description du projet doit comprendre les effets potentiels sur le poisson et son habitat, les espèces aquatiques et les oiseaux migrateurs qui pourraient être touchés par la réalisation du projet. Des effets environnementaux pourraient découler des activités prévues du projet, ainsi que de tout événement imprévu, comme un accident ou une défaillance.

5.1.1 Composantes et activités prévues du projet

Les activités prévues qui pourraient entraîner des changements à l'environnement sont décrites en détail au chapitre 2. Voici une liste qui résume ces activités :

- Forage
- Construction, installation, raccordement et mise en service
- Production et maintenance
- Activités secondaires et de soutien (ravitaillement, entretien, relevés)
- Mise hors service

Le tableau 5.1 fournit un aperçu des interactions ou changements environnementaux que pourraient engendrer les activités prévues du projet, aux termes de la LCEE 2012. Ces interactions potentielles ainsi que les effets associés seront pris en considération dans l'EIE, si celle-ci s'avère nécessaire.

Tableau 5.1 Composantes/enjeux environnementaux et possibles interactions visées par la LCEE 2012 et liées aux composantes et activités prévues du projet

Composantes/enjeux environnementaux	Dispositions applicables de la LCEE 2012	Possibles interactions ou changements
Poisson et son habitat et autres espèces aquatiques	5(1)a)(i) 5(1)a)(ii)	<ul style="list-style-type: none"> • Effets possibles sur la qualité de l'eau et dégradation des habitats benthiques attribuables à la perturbation physique du substrat (p. ex., installation et présence d'infrastructures sous-marines, rejet de déblais de forage) et au rejet de déchets liquides. • Perturbation causée par le son et la lumière associés à la présence et à l'exploitation des installations de production et de forage, aux navires et aux levés géophysiques, pouvant mener à un évitement ou à une attirance du biote marin (poissons, mammifères marins, tortues marines). • Effets directs (blessures ou mortalité) ou indirects (changements dans les activités et les besoins importants liés au cycle biologique, comme la migration, la reproduction, la communication et la



Composantes/enjeux environnementaux	Dispositions applicables de la LCEE 2012	Possibles interactions ou changements
		disponibilité et la qualité des sources d'alimentation) sur le biote marin.
Oiseaux migrateurs	5(1)a)(iii)	<ul style="list-style-type: none">• Attirance, perturbation/désorientation, risques de blessures/mortalité et de rester coincé.• Effets possibles sur la santé attribuables à la contamination d'individus ou de leur habitat.• Effets possibles sur les espèces proie et les sources d'alimentation.
Activités du projet sur le territoire domanial	5(1)b)(i)	<ul style="list-style-type: none">• La zone du projet proposée comprend des zones maritimes (territoire) au-delà de la ZEE du Canada, dans la zone externe du plateau continental. En revanche, certaines activités associées au projet (comme le déplacement des navires de ravitaillement) seront menées à l'intérieur de la ZEE du Canada.• Si des composantes ou activités prévues du projet surviennent sur le territoire domanial ou à proximité, tout effet environnemental qui en découle et qui est décrit dans la présente description de projet pourrait avoir une incidence sur les conditions environnementales qui y sont observées.
Effets au-delà des frontières	5(1)b)(ii)	<ul style="list-style-type: none">• Les activités prévues du projet ne devraient entraîner aucun changement environnemental en dehors de T.-N.-L. ou à l'extérieur des eaux marines qui relèvent de la compétence du Canada.• Même si la zone d'influence environnementale directe de toute composante et toute activité du projet à l'intérieur de la zone de compétence du Canada ne devrait pas s'étendre à d'autres territoires de compétence, il se pourrait que le projet influe sur des composantes environnementales (p. ex., poissons migrateurs et autres espèces aquatiques, oiseaux, qualité de l'air et des eaux) qui, elles, s'étendent ou se déplacent à la fois à l'intérieur et à l'extérieur des zones qui relèvent de la compétence du Canada.
Santé et conditions socioéconomiques des Autochtones	5(1)c)(i)	<ul style="list-style-type: none">• Changements socioéconomiques possibles sur les pêches autochtones (débarquements et valeur) et d'autres activités maritimes attribuables à des changements biophysiques (disponibilité, distribution et qualité des ressources), à des problèmes d'accessibilité ou d'interférence, à des dommages causés à l'équipement ou à d'autres interactions directes ou indirectes.• Interactions potentielles avec des aires marines protégées ou zones spéciales et effets associés



Composantes/enjeux environnementaux	Dispositions applicables de la LCEE 2012	Possibles interactions ou changements
		sur l'utilisation de ces aires par l'humain et leur valeur. <ul style="list-style-type: none">Les activités prévues du projet ne devraient avoir aucune incidence sur l'environnement susceptible d'avoir un effet sur la santé des Autochtones.
Santé et conditions socioéconomiques	5(2)b(i)	<ul style="list-style-type: none">Effets socioéconomiques potentiels sur les pêches (prises et valeur) et d'autres activités en mer attribuables à des changements biophysiques (disponibilité, répartition et qualité des ressources), à un manque d'accès, à des interférences, à des dommages causés aux engins ou à d'autres interactions directes ou indirectes.Interactions potentielles avec des aires marines protégées ou zones spéciales et effets associés sur l'utilisation de ces aires par l'humain et leur valeur.Les activités prévues du projet ne devraient pas causer de changements environnementaux qui auraient une incidence sur la santé.
Patrimoine matériel et culturel ou ressources ayant une valeur historique, archéologique, paléontologique ou architecturale	5(1)c(ii) 5(1)c(iv) 5(2)b(ii) 5(2)b(iii)	<ul style="list-style-type: none">Les activités prévues du projet ne devraient entraîner aucune interaction ni aucun effet négatif dans la zone du projet, qui est située à plusieurs centaines de kilomètres des côtes.
Utilisation actuelle du territoire et des ressources par les Autochtones à des fins traditionnelles	5(1)c(iii)	<ul style="list-style-type: none">Les activités prévues du projet ne devraient pas entraîner de changements environnementaux qui auraient une incidence sur l'utilisation actuelle du territoire et des ressources par les Autochtones à des fins traditionnelles, mis à part la pêche commerciale communautaire et les interactions socioéconomiques associées (décrites précédemment), compte tenu de la profondeur dans la zone du projet et de la distance de celle-ci par rapport à la communauté autochtone la plus près.La société n'a connaissance d'aucun permis autorisant la pêche à des fins alimentaires, sociales ou cérémoniales dans la zone du projet ou à proximité.
Autres changements dans l'environnement directement liés à l'exercice d'un pouvoir ou d'un devoir par une autorité fédérale ou à une fonction en appui au projet, ou accompagnant nécessairement	5(2)a	<ul style="list-style-type: none">Les activités prévues du projet autorisées par l'OCTNLHE pourraient entraîner des changements dans l'atmosphère en raison des émissions atmosphériques et du bruit générés par les travaux de forage et de production.



Composantes/enjeux environnementaux	Dispositions applicables de la LCEE 2012	Possibles interactions ou changements
cet exercice de pouvoir ou de devoir ou cette fonction		

Les mesures de planification, de gestion et d'atténuation environnementales seront prises en considération dans l'analyse des effets environnementaux faisant partie de l'EIE, le cas échéant, aux fins du projet.

5.1.2 Événements imprévus potentiels

Bien que leur probabilité soit faible, les activités non courantes du projet tout comme les événements imprévus qui pourraient survenir durant les activités de mise en valeur du pétrole en zone extracôtière englobent les pertes de maîtrise des puits (éruptions sous-marines), les déversements ponctuels (p. ex., pétrole brut, fluide hydraulique, boues de forage, diesel), les collisions de navires et la chute d'objets. Des études de modélisation de la trajectoire des déversements seront réalisées pour prédire les zones qui pourraient être touchées par une éruption et des déversements ponctuels. Des interactions ou changements environnementaux pourraient survenir dans la zone de déversement définie ou sous l'effet du passage d'espèces migratrices dans la zone touchée.

L'objectif d'Equinor consiste à assurer la sécurité et l'efficacité des opérations; la prévention des déversements constitue la priorité pour toutes les opérations. Un aperçu des plans d'intervention en cas d'urgence d'Equinor Canada, y compris les mesures de prévention, de préparation et d'intervention pour les déversements, sera fourni dans l'EIE, le cas échéant.

Le tableau 5.2 fournit un aperçu des possibles interactions environnementales entre les composantes et activités imprévues du projet et les composantes et enjeux environnementaux visés par la LCEE 2012.

Tableau 5.2 Composantes/enjeux environnementaux et possibles interactions visées par la LCEE 2012 et liées aux événements imprévus du projet

Composantes/enjeux environnementaux	Dispositions applicables de la LCEE 2012	Possibles interactions ou changements
Poisson et son habitat et autres espèces aquatiques	5(1)a)(i) 5(1)a)(ii)	<ul style="list-style-type: none"> Changements possibles dans la présence, l'abondance, la distribution ou la santé de poissons marins ou d'autres espèces aquatiques attribuables à une exposition à des déversements accidentels (ce qui englobe les blessures ou la mortalité causées par l'exposition physique, l'ingestion d'hydrocarbures ou les effets sur les espèces proie et la qualité des habitats et des eaux).



Composantes/enjeux environnementaux	Dispositions applicables de la LCEE 2012	Possibles interactions ou changements
Oiseaux migrateurs	5(1)a(iii)	<ul style="list-style-type: none">• Changements dans la présence, l'abondance, la distribution ou la santé d'oiseaux marins attribuables à une exposition à des déversements accidentels (ce qui englobe les blessures ou la mortalité causées par l'exposition physique, l'ingestion d'hydrocarbures ou les effets sur les espèces proie et les habitats importants).
Activités du projet sur le territoire domanial	5(1)b(i)	<ul style="list-style-type: none">• La zone du projet proposée comprend des zones maritimes (territoire) au-delà de la ZEE du Canada, dans la zone externe du plateau continental. En revanche, certaines activités associées au projet (comme le déplacement des navires de ravitaillement) seront menées à l'intérieur de la ZEE du Canada.• Si des composantes ou activités du projet et des événements imprévus associés (p. ex., déversement d'hydrocarbures) devaient survenir sur le territoire domanial ou à proximité, tout effet environnemental qui en découle et qui est décrit dans la présente description de projet pourrait avoir une incidence sur les conditions environnementales qui y sont observées.
Effets au-delà des frontières	5(1)b(ii)	<ul style="list-style-type: none">• Un accident pourrait entraîner des effets au-delà des frontières (p. ex., sur le poisson et son habitat, d'autres espèces aquatiques, les oiseaux migrateurs, la qualité de l'air, la qualité des eaux), en dehors des eaux marines qui relèvent de la compétence du Canada; aucune zone terrestre ne devrait être touchée.• Des essais de modélisation et des analyses de la trajectoire des déversements permettront d'évaluer la nature et l'étendue géographique d'un tel événement accidentel ainsi que les effets associés.
Santé et conditions socioéconomiques des Autochtones	5(1)c(i)	<ul style="list-style-type: none">• Effets possibles des déversements d'hydrocarbures en zone extracôtière sur les activités de pêche commerciale communautaire, y compris la fermeture de zones de pêche commerciale communautaire, la réduction de la capturabilité, les dommages causés aux engins et la baisse de la valeur marchande.• Risque d'altération, de baisse de la qualité ou de contamination de certaines espèces de poisson.• Interactions potentielles avec des aires marines protégées ou zones spéciales et effets associés sur l'utilisation de ces aires par l'humain et leur valeur.



Composantes/enjeux environnementaux	Dispositions applicables de la LCEE 2012	Possibles interactions ou changements
Santé et conditions socioéconomiques	5(2)b)(i)	<ul style="list-style-type: none">• Effets possibles des déversements d'hydrocarbures en zone extracôtière sur les activités de pêche commerciale, y compris la fermeture de zones de pêche commerciale, la réduction de la capturabilité, les dommages causés aux engins et la baisse de la valeur marchande.• Risque d'altération, de baisse de la qualité ou de contamination de certaines espèces de poisson.• Interactions potentielles avec des aires marines protégées ou zones spéciales et effets associés sur l'utilisation de ces aires par l'humain et leur valeur.
Patrimoine matériel et culturel ou ressources ayant une valeur historique, archéologique, paléontologique ou architecturale	5(1)c)(ii) 5(1)c)(iv) 5(2)b)(ii) 5(2)b)(iii)	<ul style="list-style-type: none">• Les activités imprévues du projet ne devraient entraîner aucune interaction ni aucun effet négatif dans ce milieu marin, qui est situé à plusieurs centaines de kilomètres des côtes.• Des essais de modélisation et des analyses des déversements permettront d'évaluer la nature et l'étendue géographique d'un tel événement accidentel ainsi que les effets potentiels associés.
Utilisation actuelle du territoire et des ressources par les Autochtones à des fins traditionnelles	5(1)c)(iii)	<ul style="list-style-type: none">• Restrictions des activités de récolte de poisson traditionnelles associées à des contaminations.• Changements dans la distribution, la taille des populations, le comportement ou la santé des poissons ou des oiseaux migrateurs.• Ces changements pourraient être causés par un déversement dans la trajectoire projetée ou par le passage d'espèces migratrices dans la zone touchée.• Des essais de modélisation et analyses des déversements d'hydrocarbures permettront d'évaluer la nature et l'étendue géographique des accidents de ce type et de leurs effets potentiels.
Autres changements dans l'environnement directement liés à l'exercice d'un pouvoir ou d'un devoir par une autorité fédérale ou à une fonction en appui au projet, ou accompagnant nécessairement cet exercice de pouvoir ou de devoir ou cette fonction	5(2)a)	<ul style="list-style-type: none">• Les accidents pouvant résulter des activités autorisées par l'OCTNLHE pourraient provoquer des changements temporaires et localisés dans le milieu marin et la qualité de l'air.

5.2 Considérations relatives à la portée aux fins de l'évaluation environnementale

La liste préliminaire suivante des composantes valorisées potentielles sur lesquelles toute EIE sera centrée s'appuie sur l'information dont on dispose et de l'analyse présentée précédemment, et sur les EE les plus récentes menées pour des projets similaires à T.-N.-L. et ailleurs :

- a) Milieu atmosphérique
- b) Poissons marins et leur habitat (y compris les espèces en péril)
- c) Oiseaux marins et migrateurs (y compris les espèces en péril)
- d) Mammifères marins et tortues marines (y compris les espèces en péril)
- e) Zones spéciales
- f) Collectivités et activités autochtones
- g) Pêches et autres utilisations de l'océan

Les activités en zone côtière, comme le ravitaillement, l'entretien, la construction et la fabrication, seront menées dans des installations déjà en place, qui doivent répondre à des exigences distinctes pour ce qui est de l'octroi de permis et de la réglementation.

Equinor Canada comprend que la portée et l'orientation de toute EIE pouvant être requise en vertu de la LCEE 2012, y compris la sélection définitive des composantes valorisées sur lesquelles elle sera fondée, dépendront des résultats des processus d'examen décrits précédemment, y compris les observations formulées par les groupes gouvernementaux, les organisations autochtones et autres intervenants, de même que par les membres du public intéressés, et qu'elles seront définies par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.



6 Références

- AMEC Environment and Infrastructure. *Eastern Newfoundland and Labrador Offshore Area Strategic Environmental Assessment*, document soumis à l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, St. John's, T.-N.-L., 2014.
- Baillon, S., J.-F. Hamel et A. Mercier. « Diversity, distribution and nature of faunal associations with deep-sea pennatulacean corals in the Northwest Atlantic ». *PLOS One*, vol. 9, n° 11, e111519, 2014a.
- Baillon, S., J.-F. Hamel, V.E Wareham et A. Mercier. « Seasonality in reproduction of the deep-water pennatulacean coral *Anthoptilum grandiflorum* ». *Marine Biology*, vol. 161, n° 1, p. 29-43, 2014b.
- Ball, D. Communication personnelle, ministère des Pêches et des Océans, 2017.
- Beazley, L.I., E.L. Kenchington, F.J. Murillo et M. del Mar Sacau. « Deep-sea sponge grounds enhance diversity and abundance of epibenthic megafauna in the Northwest Atlantic ». *ICES Journal of Marine Science*, vol. 70, n° 7, p. 1471-1490, 2013.
- Beazley, L.I. et E.L. Kenchington. « Epibenthic Megafauna of the Flemish Pass and Sackville Spur (Northwest Atlantic) Identified from In Situ Benthic Image Transects ». *Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, n° 1327, v + 496 p., 2015.
- ECCC [Environnement et Changement climatique Canada]. *Rapport d'inventaire national 1990-2015 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, 2017.
- Guijarro, J., L. Beazley, C. Lirette, E. Kenchington, V. Wareham, K. Gilkinson, M. Koen-Alonso et F.J. Murillo. « Species distribution modelling of corals and sponges from research vessel survey data in the Newfoundland and Labrador region for use in the identification of significant benthic areas ». *Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, n° 3171, vi + 126 p., 2016.
- Knudby, A., E. Kenchington et F.J. Murillo. « Modeling the distribution of *Geodia* sponges and sponge grounds in the Northwest Atlantic ». *PLOS One*, vol. 8, n° 12, e82306, 2013.
- MPO [ministère des Pêches et des Océans]. *Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin*, 2007. Disponible à : <http://www.dfo-mpo.gc.ca/oceans/publications/seismic-sismique/index-fra.html>.
- Murillo, F.J., P.D. Muñoz, A. Altuna et A. Serrano. « Distribution of deep-water corals of the Flemish Cap, Flemish Pass, and the Grand Banks of Newfoundland (Northwest Atlantic Ocean): interaction with fishing activities ». *ICES Journal of Marine Science*, vol. 68, n° 2, p. 319-332, 2011.
- Murillo, F.J., P.D. Muñoz, J. Cristobo, P. Ríos, C. González, E. Kenchington et A. Serrano. « Deep-sea sponge grounds of the Flemish Cap, Flemish Pass and the Grand Banks of Newfoundland (Northwest Atlantic Ocean): distribution and species composition ». *Marine Biology Research*, vol. 8, n° 9, p. 842-854, 2012.
- Murillo, F.J., E. Kenchington, J.M. Lawson, G. Li et D.J.W. Piper. « Ancient deep-sea sponge grounds on the Flemish Cap and grand Bank, northwest Atlantic ». *Marine Biology*, vol. 163, n° 63, 2016a.



- Murillo, F.J., A. Serrano, E. Kenchington et J. Mora. « Epibenthic assemblages of the Tail of the Grand Bank and Flemish Cap (Northwest Atlantic) in relation to environmental parameters and trawling intensity ». *Deep-Sea Research Part I: Oceanographic Research Papers*, vol. 109, p. 99-122, 2016b.
- Nogueira, A., D. González-Troncoso et N. Tolimieri. « Changes and trends in the overexploited fish assemblages of two fishing grounds of the Northwest Atlantic ». *ICES Journal of Marine Science*, vol. 73, n° 2, 345-358, 2016.
- OCTNLHE [Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers]. *Development Plan Guidelines*, 2009.
- OCTNLHE [Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers]. *Geophysical, Geological, Environmental and Geotechnical Program Guidelines*, vii + 57 p., 2017.
- ONE [Office national de l'énergie], Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers. *Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtières*, iii + 14 p., 2009. Disponible à : <https://www.nbo-one.gc.ca/bts/ctr/gnthr/2009ffshrchmclgd/2009ffshrchmclgd-fra.pdf>.
- Statoil [Statoil Canada Ltée]. *Flemish Pass Exploration Drilling Program – Environmental Impact Statement*, document préparé par Amec Foster Wheeler et Stantec Consulting, St. John's, T.-N.-L., novembre 2017.
- Vázquez, A., J.M. Casas, W.B. Brodie, F.J. Murillo, M. Mandado, A. Gago, R. Alpoim, R. Bañón et A. Armesto. *List of Species as recorded by Canadian and EU Bottom Trawl Surveys in Flemish Cap*, document de recherche 13/005 du Conseil scientifique de l'OPANO, p. 1-13, 2013.
- Wareham, V.E. « Updates on deep-sea coral distributions in the Newfoundland and Labrador and Arctic Regions, Northwest Atlantic: The ecology of deep-sea corals of Newfoundland and Labrador waters: biogeography, life history, biogeochemistry, and relation to fishes ». *Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, n° 2830, p. 4-22, 2009.