

MISE EN VALEUR DU GISEMENT DE GAZ EXTRACÔTIER DE DEEP PANUKE

RAPPORT D'ÉTUDE APPROFONDIE



Octobre 2002

**MISE EN VALEUR DU GISEMENT DE GAZ
EXTRACÔTIER DE DEEP PANUKE
RAPPORT D'ÉTUDE APPROFONDIE**

Produit par :
EnCana Energy Corporation
7^e étage, Centre Royal
516, rue George
Halifax (Nouvelle-Écosse)
B3J 1M7

Produit pour :
Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
6^e étage, Centre TD
1791, rue Barrington
Halifax (Nouvelle-Écosse)
B3J 3K9

Octobre 2002

SOMMAIRE

EnCana Corporation (EnCana) propose de développer le Projet de mise en valeur du gisement de gaz extracôtier de Deep Panuke (le Projet). Le Projet a pour objectif la mise en valeur d'un important réservoir de gaz naturel situé au large de la Plate-forme Scotian, à environ 175 km au sud-est de Goldboro (Nouvelle-Écosse) et à 250 km au sud-est de Halifax. Le Projet permettra à EnCana d'exercer les droits que lui accordent les licences obtenues en vertu de la *Loi de mise en œuvre de l'accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et de la loi intitulée *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act* (les lois de mise en œuvre). La proximité du gisement des infrastructures existantes desservant les marchés énergétiques en pleine expansion du Canada et des États-Unis est l'un des fondements du Projet.

Ce document constitue le rapport d'étude approfondie (REA) exigé pour ce Projet, en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). Les autorités responsables de ce Projet comprennent : l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) (autorité responsable principale), l'Office national de l'énergie, le ministère des Pêches et des Océans, Industrie Canada et Environnement Canada.

La préparation du REA a été confiée à EnCana, conformément à l'article 17 de la *LCEE*. Le REA a été préparé afin de répondre aux exigences en matière d'évaluation environnementale établies dans la *LCEE*, tout en satisfaisant à la portée de cette évaluation, élaborée dans le cadre d'un protocole d'entente entre les autorités responsables, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse.

Le REA s'appuie sur une série de documents joints à une demande déposée auprès de l'OCNEHE, et regroupés sous le nom de Demande plan de mise en valeur (DPMV). Bien qu'elle ne soit pas essentielle à la compréhension du REA, la DPMV renferme des détails supplémentaires susceptibles d'intéresser certains lecteurs. Elle est constituée de six volumes :

- Sommaire du projet (DPMV, volume 1);
- Projet de mise en valeur (DPMV, volume 2);
- Plan néo-écossais de retombées économiques (DPMV, volume 3);
- Énoncé des incidences environnementales (EIE) (DPMV, volume 4);
- Énoncé des répercussions socio-économiques (ERSE) (DPMV, volume 5);
- Rapport de consultation publique (RCP) (DPMV, volume 6).

Conformément au protocole d'entente et à la portée de l'évaluation environnementale, EnCana a remis, outre la DPMV, un REA préliminaire aux parties signataires et au public pour examen et commentaires. L'OCNEHE, en tant que principale autorité responsable, a coordonné les commentaires formulés par les autorités responsables et les autorités fédérales spécialisées, ainsi que les remarques exprimées par le public. Le ministère de l'Environnement et du travail de la Nouvelle-Écosse a coordonné les commentaires provinciaux et les a remis à l'OCNEHE. Ces commentaires ont ensuite été transmis à EnCana pour étude, dans le cadre de la préparation du REA révisé. Un document (addenda 1) a été préparé pour répondre particulièrement à ces commentaires, puis remis à l'OCNEHE en septembre 2002, en tant que document d'accompagnement de la DPMV. Le REA a été révisé en tenant compte de ces commentaires. Le REA s'appuie sur l'analyse présentée dans l'EIE (DPMV, volume 4) et l'ERSE (DPMV, volume 5). Il a été mis à jour de façon à refléter les modifications apportées au Projet et les commentaires formulés lors de l'étude de la DPMV et du REA préliminaire.

L'architecture du projet actuel consiste en trois plates-formes posées sur le fond marin à une profondeur d'environ 40 mètres (m). Une plate-forme de tête de puits recevra les têtes d'assèchement, le système de contrôle des têtes de puits et les collecteurs de production. La plate-forme de production accueillera l'équipement de génération électrique, ainsi que l'installation de traitement, prévue pour transformer 400 MMSCFD de gaz naturel durant la période d'exploitation de pointe et dont le débit pourra s'adapter à la diminution des capacités du champ de Deep Panuke. Une troisième plate-forme, la plate-forme d'hébergement, abritera les services, une hélisurface, une station de ravitaillement en carburant et les locaux de l'équipage. Ces trois structures seront reliées par des passerelles piétonnières et de service.

L'installation de traitement du gaz comprendra l'équipement nécessaire à la séparation, à la mesure, à la déshydratation et au contrôle du point de rosée des hydrocarbures. Le gisement de Deep Panuke contient du gaz acide d'une teneur de 0,2 % en hydrogène sulfuré (H₂S). Une installation d'adoucissement du gaz sera donc également nécessaire. Le traitement intégral sera réalisé en mer, au moyen d'une unité à amine chargée de l'élimination du H₂S et du dioxyde de carbone (CO₂) (gaz acide). Le gaz acide y sera injecté sous pression, à travers un puits d'élimination, dans une formation géologique approuvée. Le condensat produit durant le traitement extracôtier servira sur la plate-forme de production comme source principale de carburant; les excédents seront injectés dans le puits d'élimination.

Le gaz immédiatement commercialisable sera transporté, via un pipeline sous-marin, vers un point d'interconnexion avec le pipeline de transport principal de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP), situé à Goldboro (Nouvelle-Écosse). Il pourra ainsi rejoindre les marchés du Canada et du nord-est des États-Unis. Les installations côtières d'EnCana comprendront les éléments physiques nécessaires à l'interconnexion du pipeline de gaz naturel d'EnCana avec l'infrastructure de M&NP. La durée de production prévue du projet est de 11 ½ ans, avec une durée de vie nominale de 25 ans. Les détails du Projet, et notamment ses éléments, ses activités et son échéancier, se trouvent à la section 2. Certaines

alternatives au Projet, ainsi que des solutions de remplacement aux techniques utilisées dans le Projet sont également présentées à la section 2.10.

Le coût de construction du Projet est évalué à 1,1 milliard de dollars. Ses coûts d'exploitation annuels prévus s'élèveront à 60 millions de dollars, dont un peu plus de 31 millions de dollars pour l'achat de matériel. On estime que le Projet emploiera 2 805 années-personnes (environ 3 787 emplois à court terme, dont 40 % devraient revenir à des Néo-Écossais). La phase de production emploiera en moyenne 3 159 années-personnes (environ 312 emplois, dont 91 % pour des Néo-Écossais). Les retombées économiques régionales et locales sont exposées dans la section 7.2.

Il est prévu que le Projet proposé produira dans son fonctionnement courant des émissions et des rejets mineurs, typiques des autres projets pétroliers et gaziers actuellement proposés ou en exploitation au large des côtes canadiennes. Il s'agit notamment d'émissions atmosphériques provenant du groupe électrogène et du dispositif de torchage routinier, de résidus de forage, d'eau produite, d'eau de drainage du pont, d'eaux usées, du bruit et de la lumière. EnCana s'efforcera de réduire ses déchets et rejets, et d'améliorer ainsi l'efficacité du fonctionnement de ses installations. EnCana respectera les règlements et normes qu'elle a elle-même établis, et qui sont relatifs aux limites de rejets, y compris les règlements précisés dans les Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers (ONÉ *et coll.*, 1996, et mises à jour). Les émissions et les rejets routiniers du Projet sont décrits dans la section 2.7 ; les résultats de modélisation de la dispersion des émissions atmosphériques et de l'eau produite sont exposés à l'annexe C.

EnCana a procédé à l'analyse des divers accidents et défaillances susceptibles de se produire durant le Projet, notamment les déversements accidentels de plate-forme, la défaillance du système de gestion du gaz acide, les éruptions et les ruptures de pipeline. Les risques de déversement ont été modélisés afin de déterminer la probabilité et l'étendue de tels événements. EnCana a incorporé des solutions et des procédures permettant d'éliminer ou de minimiser presque tout risque de rejet important. EnCana élaborera et mettra en œuvre également des plans de sécurité, des plans d'intervention en cas de déversement, et des plans d'urgence permettant de limiter les conséquences sur l'environnement de tels incidents même si leur probabilité demeure faible. Les accidents et les défaillances potentiels, les risques de déversements et l'attitude à adopter quant aux déversements accidentels sont présentés à la section 3. Les engagements du Plan de mesures d'urgence sont décrits à la section 4 et à l'annexe D.

L'étude de l'impact biophysique (section 6) a été axée sur les questions environnementales les plus sensibles, regroupées sous l'appellation de *Composantes environnementales valorisées* (CEV). La pertinence des CEV a été déterminée lors d'un examen préalable. Cette évaluation a inclus la consultation des intervenants, l'étude des questions et des directives réglementaires, la recherche et le jugement professionnel de l'équipe d'étude.

La planification et l'évaluation du Projet se sont principalement appuyées sur un programme exhaustif de consultations publiques, qu'EnCana a mené avec les groupes d'intervenants, et de discussions avec les représentants des Premières nations et des Autochtones. Ce programme et les initiatives permanentes sont résumés à la section 5. Leurs objectifs étaient de fournir des renseignements sur le Projet de façon opportune, d'offrir des possibilités d'identification des problèmes et des préoccupations, d'obtenir des conseils techniques et d'établir des relations mutuellement avantageuses pour toute la durée du Projet. Le programme de consultations publiques s'est concentré sur les principaux intervenants, dont les organismes de réglementation, les municipalités et les organismes de développement locaux, les représentants de l'industrie de la pêche semi-hauturière, les représentants de l'industrie de la pêche hauturière, les résidents et les entreprises du comté de Guysborough, les scientifiques, les organisations non gouvernementales liées à l'environnement et le grand public. Le dialogue avec plusieurs organisations de Premières nations et d'Autochtones a également été amorcé, afin de déterminer leurs préoccupations face au Projet. Les problèmes identifiés au cours du processus de consultation et de discussion ont été pris en compte au cours de la planification, de la conception et de l'évaluation de l'impact du Projet.

L'évaluation de la portée des CEV a permis de retenir les composantes suivantes :

- Qualité de l'air;
- Qualité de l'eau de mer;
- Benthos marin;
- Poissons marins;
- Mammifères marins (baleines et phoques);
- Oiseaux marins;
- Île de Sable;
- Environnement côtier.

La méthodologie suivie lors de l'évaluation de l'impact, y compris l'établissement de la portée des questions et les critères de sélection des CEV, est décrite à la section 6.2. Les interactions potentielles du Projet, les limites de l'évaluation, les critères d'évaluation, l'analyse de l'impact, les mesures d'atténuation et de surveillance proposées sont exposés, pour chaque CEV, dans la section 6.3.

EnCana s'est engagée à assurer la protection de l'environnement, grâce à l'architecture du Projet et à des mesures d'atténuation. À ce titre, l'entreprise a pris certaines dispositions volontaires, dont les principales sont :

- l'injection de gaz acide résiduaire dans une formation géologique sûre, afin de réduire de façon drastique les émissions atmosphériques de gaz à effet de serre et de composés soufrés;

- la fixation d'un objectif d'hydrocarbures dispersés dans les rejets d'eau produite inférieur aux exigences réglementaires;
- l'absence de décharges marines de boues de forage non aqueuses et déblais rattachés;
- l'établissement de mesures d'économie d'énergie comprenant la récupération de chaleur et l'utilisation du condensat produit pour la génération d'énergie pour les plates-formes extracôtières;
- l'utilisation d'un couloir de pipeline extracôtier existant;
- la conception du pipeline de façon à limiter les ennuis causés aux activités de pêche;
- l'arrêt de la construction du pipeline à proximité de la côte pendant la saison de la pêche au homard (du 19 avril au 20 juin), qui couvre également la période habituelle de recherche de nid et de ponte de la sterne de Dougall, espèce menacée (du 1^{er} mai au 20 juin), sur l'île Country à proximité;
- le tracé de la partie côtière du pipeline permettant d'éviter les zones sensibles, telles que les marais et les passages des principaux cours d'eaux;
- la mise en œuvre de codes de pratique pour les régions écologiquement sensibles (île de Sable, île Country et le goulet de l'île de Sable).

Le tableau 9.1 de la section 9 résume les engagements pris par EnCana dans sa DPMV et dans son REA, et qui garantissent que le Projet de Deep Panuke n'aura aucun effet résiduel nuisible important sur l'environnement. EnCana diffusera également plusieurs documents concernant l'environnement, dont un plan de gestion de l'environnement, des plans de protection de l'environnement, un plan de surveillance des effets environnementaux, un plan de gestion des déchets, un plan de gestion des produits chimiques, un plan d'intervention en cas de déversement, un plan de mesures d'urgence, un plan d'indemnisation des pêches et un plan de déclassement.

En général, les effets néfastes potentiels sur l'environnement des activités routinières du Projet ne se feront sentir qu'à court terme, de manière localisée ou seront d'une amplitude très faible. Parmi les effets négatifs négligeables, notons l'impact sur la qualité de l'air des émissions dans l'atmosphère, l'incidence sur la qualité de l'eau des effluents routiniers, le dérangement temporaire de l'habitat benthique par le rejet des déblais de forage de BBE et l'installation du pipeline, et la perte et le dérangement minimes d'habitat associés à la construction des installations et du pipeline côtiers. Il est possible d'atténuer efficacement ces effets à des niveaux négligeables, par la mise en œuvre de mesures économiquement et techniquement réalisables, des procédures courantes de l'industrie pétrolière et gazière extracôtière, et par l'adhésion aux directives réglementaires. La section 4 et l'annexe D contiennent des renseignements sur le cadre de gestion de l'environnement d'EnCana et les grandes lignes des plans environnementaux. L'annexe E contient les codes de pratique environnementaux adoptés par EnCana pour l'île de Sable, le goulet de l'île de Sable, et l'île Country. Les conséquences sur les CEV des activités courantes de construction, d'exploitation et de déclassement du Projet devraient donc être négligeables.

Dans le cas improbable d'une éruption ou de la rupture du pipeline survenant à la suite du rejet massif de gaz brut ou de gaz acide, la qualité de l'air pourrait être touchée de façon considérable. Un tel événement pourrait mettre en danger la santé et la sécurité des travailleurs évoluant sur les plates-formes, et celles des passagers des navires se trouvant sous le vent. La conception de mesures de prévention, réduisant presque totalement la probabilité d'un incident de cette nature, et un plan de mesures d'urgence limiteront encore les risques pour les travailleurs d'être sérieusement touchés par les émissions. En général, la modélisation des déversements conclue que les rejets accidentels d'hydrocarbures du Projet se dissiperont rapidement avant que ses effets ne s'étendent. Par exemple, le déversement provoqué par une éruption n'atteindra pas l'île de Sable.

L'évaluation des répercussions socio-économiques s'est concentrée sur les sujets sensibles : l'économie, l'environnement, l'infrastructure et les facteurs sociaux. Ces questions ont été étudiées au niveau de chaque zone géographique susceptible d'être touchée, dont la municipalité régionale de Halifax (MRH), les communautés environnant les installations de services et le point d'arrivée à terre, et la zone extracôtière. Dans la mesure du possible, EnCana propose des mesures d'atténuation permettant de réduire les répercussions socio-économiques négatives potentielles.

Le Projet proposé fera bénéficier l'économie de la Nouvelle-Écosse de retombées significatives. En particulier, il créera 3 220 emplois directs et indirects et apportera des contributions de 154 millions de dollars au revenu familial seront apportées durant le développement. Le Projet offrira également de nombreux avantages socio-économiques à la MRH. Il est improbable que le Projet ait des conséquences socio-économiques néfastes, à la condition que les mesures d'atténuation mentionnées dans ce rapport soient mises en place. Pour accroître les retombées, en particulier pour les communautés entourant le point d'arrivée à terre et les installations de services, EnCana établira, avant et durant la période de construction, une procédure d'information sur les produits et services dont elle a besoin.

Les effets qu'aura le Projet sur l'environnement ne sont donc pas jugés importants. La conception et la construction des installations du Projet reposeront sur des critères environnementaux adéquats afin de garantir leur sécurité et leur intégrité en milieu exigeant. Des plans de surveillance et de mesures d'urgence permettront également de minimiser les effets néfastes.

En conclusion, il est peu probable que le Projet de Deep Panuke aura des effets nuisibles importants sur l'environnement. Par contre, il contribuera à l'essor de l'industrie d'hydrocarbures extracôtière du Canada atlantique, en bâtissant une installation et une exploitation rentables, qui abaisseront les effets dommageables pour l'environnement à des niveaux acceptables, au moyen de dispositifs et de mesures d'atténuation techniquement et économiquement réalisables.

1 INTRODUCTION

Ce rapport d'étude approfondie (REA) présente les effets environnementaux et sociaux-économiques potentiels du projet de mise en valeur du gisement extracôtier de gaz de Deep Panuke (Projet), proposé par EnCana Corporation (EnCana). Le Projet a pour objectif de mettre en valeur un important gisement de gaz naturel situé à environ 175 km au sud-est de Goldboro (Nouvelle-Écosse) et à 250 km au sud-est de Halifax (Nouvelle-Écosse), sur la plate-forme Scotian.

La préparation du REA a été confiée à EnCana, conformément à l'article 17 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). Le REA a été préparé afin de répondre aux exigences en matière d'évaluation environnementale et de sa portée établies dans la LCEE. Il s'appuie sur des renseignements plus détaillés contenus dans une série de documents joints à une demande déposée auprès de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE), et regroupés sous le nom de Demande plan de mise en valeur (DPMV). Le REA est plus particulièrement étayé par les documents suivants :

- Sommaire du projet (DPMV, volume 1);
- Projet de mise en valeur (DPMV, volume 2);
- Plan néo-écossais de retombées économiques (DPMV, volume 3);
- Énoncé des incidences environnementales (EIE) (DPMV, volume 4);
- Énoncé des répercussions socio-économiques (ERSE) (DPMV, volume 5);
- Rapport de consultation publique (RCP) (DPMV, volume 6);
- Réponses aux commentaires formulés lors de l'examen réglementaire et public (Addenda 1).

Ce rapport d'étude approfondie permettra au ministre fédéral de l'Environnement et aux autorités responsables précisées au paragraphe 1.3. d'étudier le projet de façon exhaustive et de prendre une décision conformément à la LCEE. Bien que ce rapport constitue un document à part entière, les renseignements contenus dans les éléments constitutifs de la DPMV, incluant l'Addenda 1, offrent un complément appréciable. Les références à ces documents sont indiquées tout au long du présent rapport, lorsqu'elles sont pertinentes.

1.1 Présentation du projet

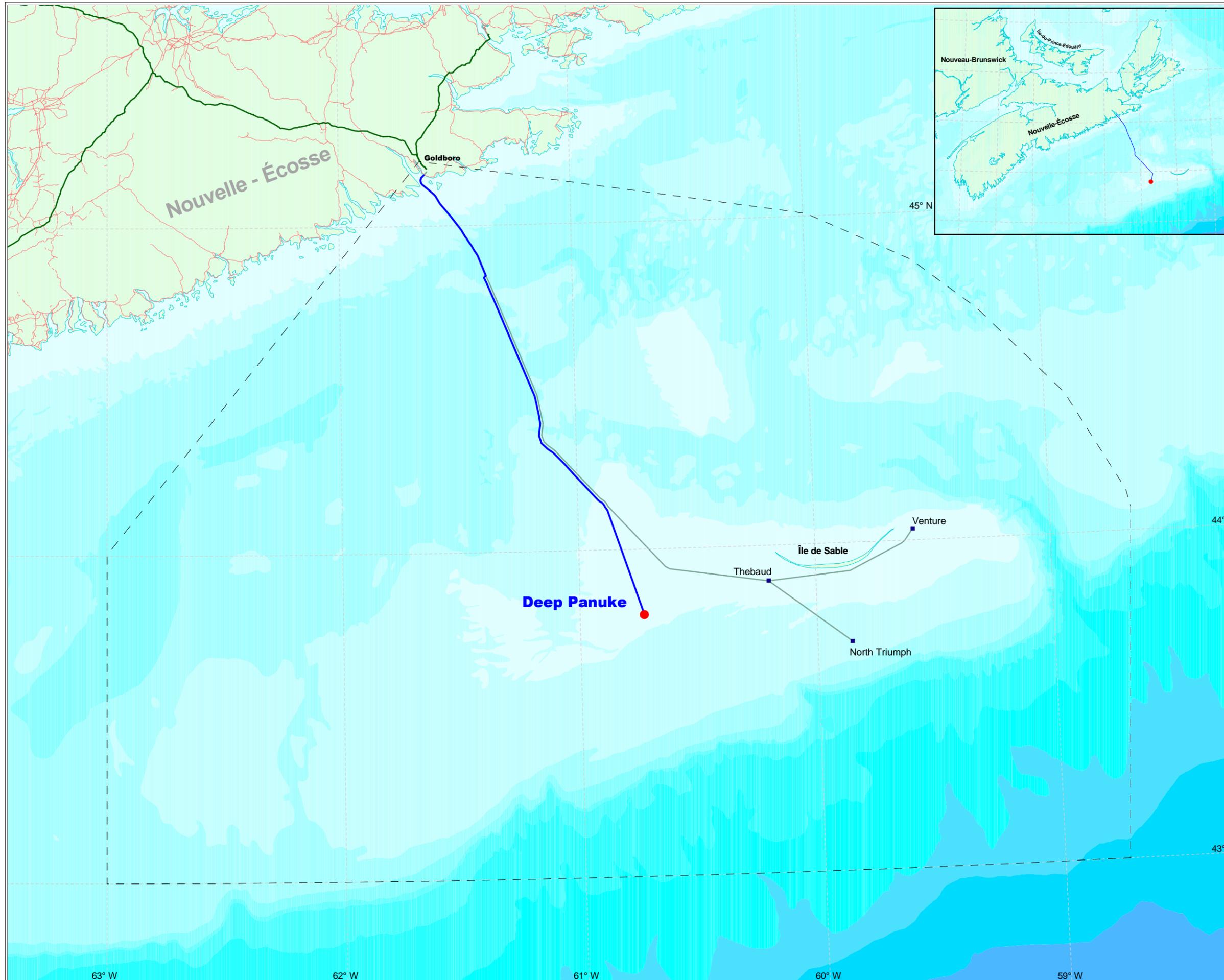
En 1996, la PanCanadian Energy Corporation (aujourd'hui EnCana) a acquis une participation de 50 % dans le projet Cohasset, près de l'île de Sable, et en est devenue l'exploitante. Tout en produisant du pétrole à partir de ce site, PanCanadian a procédé à des forages exploratoires dans la région, et en février 2000, la société annonçait la découverte d'un gisement potentiel de gaz naturel sur le site de Deep Panuke (figure 1.1). Les résultats des forages de délimitation subséquents ont mené PanCanadian à amorcer la préparation de la DPMV, soumise par la suite à l'OCNEHE, l'organisme réglementant les projets extracôtiers de mise en valeur en Nouvelle-Écosse. Le gisement de gaz de Deep Panuke est situé sur la licence de production 2902, dont EnCana détient une participation directe de 100 %.

L'architecture du projet actuel consiste en trois plates-formes posées sur le fond marin à une profondeur d'environ 40 mètres (m). Une plate-forme de tête de puits recevra les têtes d'assèchement, le système de contrôle des têtes de puits et les collecteurs de production. La plate-forme de production accueillera l'équipement de génération électrique et de traitement. Une troisième plate-forme, la plate-forme d'hébergement, abritera les services, une hélisurface, une station de ravitaillement en carburant et les locaux de l'équipage. Ces trois structures seront interconnectées par des passerelles piétonnières et de service.

L'installation de traitement du gaz comprendra l'équipement nécessaire à la séparation, à la mesure, à la déshydratation et au contrôle du point de rosée des hydrocarbures. Le gisement de Deep Panuke contient du gaz acide d'une teneur de 0,2 % en hydrogène sulfuré (H_2S). Une installation d'adoucissement du gaz sera donc également nécessaire. EnCana présente une demande pour pouvoir effectuer l'intégralité du traitement en mer, au moyen d'une unité à amine chargée de l'élimination du H_2S et du dioxyde de carbone (CO_2) (gaz acide). Le gaz acide y sera injecté sous pression, à travers un puits d'élimination, dans une formation géologique approuvée. Le condensat produit durant le traitement extracôtier servira sur la plate-forme de production comme source principale de carburant; les excédents seront injectés dans le puits d'élimination.

Figure 1.1
Projet de Deep Panuke

Carte du site et
 zone d'étude



Tracé proposé du Pipeline d'EnCana

Bathymétrie

- 0 - 50
- 51 - 100
- 101 - 200
- 201 - 400
- 401 - 500
- 501 - 1000
- 1001 - 2000
- 2001 - 3000
- 3001 - 3500
- 3501 - 4000
- 4001 - 4500
- 4501 - 5000
- 5001 - 5500

Zone d'étude de l'évaluation environnementale



Caractéristiques de la carte
 Projection: Transversale universelle de Mercator (TUM)
 Zone: 20
 Plan de comparaison: NAD 83
 Echelle: 1:1 250 000
 Quadrillage: 1° en lat./long.
 Projet n°: NSD15999

La durée de production prévue du projet est de 11 ans 1/2, avec une durée de vie nominale de 25 ans. Le gaz immédiatement commercialisable sera transporté, via un pipeline sous-marin, vers un point d'interconnexion avec le pipeline de transport principal de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP), situé à Goldboro (Nouvelle-Écosse). Il pourra ainsi rejoindre les marchés du Canada et du nord-est des États-Unis. Les installations côtières d'EnCana comprendront les éléments physiques nécessaires à l'interconnexion du pipeline de gaz naturel d'EnCana avec l'infrastructure de M&NP. La portion côtière du pipeline devrait mesurer environ 3 à 4 km. L'installation côtière comprendra probablement l'équipement de comptage et de contrôle de la qualité, l'équipement de contrôle de la pression, la gare de réception des racleurs temporaires, un système de télésurveillance et d'acquisition de données (TAD) et un petit bâtiment abritant ce système et l'équipement de comptage. Cette installation devrait occuper une zone de 50 x 40 m. Une route d'accès, dont le tracé sera parallèle à celui du pipeline, devra être construite.

Le Projet est détaillé à la section 2.

1.2 Objectif et nécessité du Projet

Le Projet a pour objectif principal de permettre à EnCana d'exercer les droits que lui accordent les licences obtenues en vertu de la *Loi de mise en œuvre de l'accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act* (les Lois de mise en œuvre), et d'en tirer des retombées économiques. Grâce aux revenus générés par le gisement dont elle a obtenu les droits d'exploitation conformément aux lois de mise en œuvre, EnCana pourra offrir à ses actionnaires un retour sur le capital investi dans le Projet. La valeur du gisement de Deep Panuke sera assurée par la demande considérable et croissante de gaz naturel et autres formes d'énergie des marchés du Canada et des États-Unis. La proximité du gisement des infrastructures existantes desservant ces marchés énergétiques en pleine expansion est en effet l'un des fondements du Projet. Le Projet contribuera à l'essor de l'industrie pétrolière et gazière extracôtière du Canada atlantique par la construction d'un deuxième pipeline reliant les champs de gaz sous-marins situés sur la plate-forme Scotian à la Nouvelle-Écosse continentale. Les Néo-Écossais, ainsi que les autres Canadiens, se verront ainsi présenter une nouvelle occasion de prendre part à cette industrie, et d'en tirer avantage, participant ainsi à la prospérité des économies de la Nouvelle-Écosse et du Canada.

1.3 Contexte réglementaire et de planification

En vertu des Lois de mise en œuvre, l'OCNEHE réglemente les activités de l'industrie du pétrole et du gaz. Plus particulièrement, elle exige des promoteurs de projets de mise en valeur la présentation d'une DPMV. La LCEE exige que les projets de mise en valeur de gisements extracôtiers de pétrole et de gaz

soient soumis à une évaluation environnementale. L'OCNEHE et l'Office national de l'énergie (ONE) requièrent également que la procédure d'approbation inclue une évaluation environnementale. Des modifications apportées en janvier 2001 au *Règlement sur l'autorité fédérale*, défini par la LCEE, désignent l'OCNEHE comme autorité fédérale (AF). En vertu de cette révision, l'OCNEHE constitue donc une autorité responsable, et il a été désigné comme principale autorité responsable pour le Projet.

Une description de projet a été présentée à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE), à l'OCNEHE et à l'ONE le 23 juillet 2001 (PanCanadian 2001a), afin de répondre aux dispositions du *Règlement sur la coordination fédérale*, en vertu de la LCEE. En vertu de la LCEE, la mise en application du *Règlement sur la coordination fédérale* exige que les ministères fédéraux ayant des responsabilités de prise de décision (selon cette même loi) ou des «renseignements ou des connaissances spécialisées» de déclarer leur intérêt dans le projet. La liste suivante énumère les autorités fédérales et leur niveau de décision résultant de la mise en application du *Règlement sur la coordination fédérale* :

- OCNEHE (exigera probablement une évaluation environnementale; assure la concession des intérêts fonciers en vertu de la *Loi de mise en œuvre de l'accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et de la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act* et conformément à l'alinéa 5(1)(c) de la LCEE);
- Ministère des Pêches et des Océans (MPO) (exigera probablement une évaluation environnementale; autorisation exigée conformément au paragraphe 35(2) de la *Loi sur les pêches*);
- Environnement Canada (détient des renseignements ou des connaissances spécialisées; autres renseignements nécessaires pour déterminer si un permis d'immersion est requis en vertu de la partie 7 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*);
- ONE (exigera probablement une évaluation environnementale; certificat exigé en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, qui se rapporte aux pipelines);
- Industrie Canada (exigera probablement une évaluation environnementale; approbation requise en vertu de l'alinéa 5(1)(f) de la *Loi sur la radiocommunication*);
- Transport Canada (détient des renseignements ou des connaissances spécialisées);
- Développement des ressources humaines Canada (n'exigera probablement pas d'évaluation environnementale);
- Ministère de la Défense nationale – Forces maritimes de l'Atlantique (détient des renseignements ou des connaissances spécialisées);
- Santé Canada (détient des renseignements ou des connaissances spécialisées);
- Agence des douanes et du revenu du Canada (n'exigera probablement pas d'évaluation environnementale).

Les approbations requises au niveau provincial peuvent comprendre les permis et licences définis par la *Pipeline Act* de la Nouvelle-Écosse. De plus, l'*Environmental Assessment Regulations* de l'*Environment Act* de la Nouvelle-Écosse, exige l'enregistrement des pipelines de longueur supérieure à 5 km. D'autres permis provinciaux et municipaux peuvent également être exigés.

Outre les exigences réglementaires, le Projet devra également respecter les diverses directives fédérales et provinciales applicables. La pertinence de ces règlements, politiques et directives à l'égard du Projet est examinée dans le Rapport, et étudiée en détail dans l'EIE (DPMV, volume 4) et dans l'ERSE (DPMV, volume 5).

Les autorités responsables (OCNEHE, ONE, MPO, Industrie Canada et Environnement Canada), ainsi que l'ACEE et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse (représenté par le ministère de l'Environnement et du travail de la Nouvelle-Écosse (la Province)) ont conclu un protocole d'entente (décembre 2001) (OCNEHE et coll. 2001a) (annexe A). Le protocole d'entente a pour objectif de garantir que l'évaluation environnementale tienne compte des intérêts des ministères et agences fédéraux et provinciaux et de coordonner les responsabilités des parties en ce qui a trait à l'évaluation des effets environnementaux du Projet. Le protocole décrit l'entente conclue entre les parties selon laquelle la préparation du REA sera confiée à EnCana. À cette fin, les signataires ont également préparé un document d'orientation (18 décembre 2001; révisé le 15 février 2002) (OCNEHE et coll. 2001b) (annexe B) décrivant les questions à étudier dans le REA.

Conformément au protocole d'entente et au document d'orientation, EnCana a remis un REA préliminaire aux parties signataires pour examen et commentaires. L'OCNEHE, en tant que principale autorité responsable, a coordonné les commentaires formulés par les autorités responsables et les autorités fédérales spécialisées. La Province a coordonné les commentaires provinciaux et les a remis à l'OCNEHE. Ces commentaires ont ensuite été transmis à EnCana pour étude dans le cadre de la préparation du REA révisé. La réponse d'EnCana à ces commentaires comprend l'addenda 1. Le REA sera revu par les parties signataires, afin de s'assurer de son intégralité en ce qui a trait à leurs exigences légales respectives. Une fois approuvé, ce rapport sera transmis au ministre fédéral de l'Environnement et à l'ACEE. Conformément à l'article 22 de la LCEE, l'ACEE invitera alors le public à formuler et à transmettre des commentaires sur le rapport. Les avis de début des audiences publiques réglementaires tenues par l'OCNEHE et l'ONE seront publiés après que le REA définitif aura été soumis au ministre fédéral de l'Environnement. Les avis de début des audiences publiques réglementaires tenues par la Province seront publiés après que le REA définitif aura été soumis au ministre provincial de l'Environnement et du travail. Dès que le ministre fédéral de l'Environnement aura pris une décision conformément à l'alinéa 23(a) de la LCEE, l'OCNEHE conviendra que le REA fait partie de la demande de plan de mise en valeur déposée par EnCana, en vertu de la procédure d'approbation (OCNEHE et coll. 2001a).

1.4 Portée de l'évaluation

La portée de l'évaluation environnementale (OCNEHE et coll. 2001b) décrit les exigences auxquelles est soumise l'évaluation du projet de Deep Panuke. Le tableau 1.1 indique l'endroit où chaque exigence d'orientation est traitée dans le REA et dans les documents d'accompagnement, le cas échéant.

Tableau 1.1 Concordance du document avec la portée de l'évaluation environnementale (OCNEHE et coll. 2001b)	
	Référence applicable
A. Portée du Projet	
Actions proposées par le promoteur, ou qui seront probablement mises en oeuvre par rapport aux travaux physiques proposés par le promoteur.	
Construction, exploitation et déclassement de : trois nouvelles plates-formes posées sur le fond marin abritant l'installation de traitement du gaz, la centrale électrique, les services, l'hélicoptère, la station de ravitaillement en carburant et les locaux de l'équipage.	REA, section 2
Une installation extracôtière de traitement du gaz, comprenant : l'équipement de séparation, de mesure, de déshydratation et de contrôle du point de rosée des hydrocarbures, et l'équipement de traitement complet du gaz acide.	REA, sections 2.3.1 et 2.4.1
Un pipeline sous-marin reliant la plate-forme à la côte, et une partie côtière la reliant à Goldsboro (Nouvelle-Écosse).	REA, sections 2.2.2, 2.3.2 et 2.5
Une installation côtière comprenant : l'équipement de comptage et de contrôle de la qualité, l'équipement de contrôle de la pression, et des gares de lancement et de réception de racleurs, et les bâtiments associés.	REA, sections 2.2.4, 2.3.3, 2.4.4 et 2.5
Autres actions mises en oeuvre par rapport aux travaux physiques décrits ci-dessus, dont la construction et la mise en place du pipeline, l'érection et le forage d'un puits d'injection, l'installation des conduites de collecte sous-marines, de l'infrastructure de soutien des navires et des hélicoptères, du matériel de communication, des aires de travail et de dépôt, la construction des routes d'accès, et le transport et l'installation de l'infrastructure côtière.	REA, section 2
B. Facteurs à prendre en compte	
Les facteurs suivants, et décrits aux alinéas 16(1) et (2) de la LCEE, seront pris en compte durant l'évaluation.	
Effets du Projet sur l'environnement, y compris les défaillances et les accidents, et tout effet cumulatif qui résultera probablement du projet et d'autres projets en cours.	REA, sections 6.3, 7.3 et 7.4 EIE, sections 6 et 8 ERSE, sections 6 et 7
L'importance des effets sur l'environnement, dans la perspective du développement durable.	REA, sections 6.3, 7.3 et 7.4 EIE, section 6 ERSE, sections 6, 7
Commentaires du public	REA, section 5 EIE, section 4 ERSE, sections 5, 7 RCP, section 6 Addenda 1
Mesures techniquement et économiquement réalisables, et destinées à atténuer les effets nuisibles significatifs sur l'environnement, selon un ordre hiérarchique et avec une nette priorité donnée à la prévention	REA, sections 5, 6.3 et 7.3, et tableau 9.1 EIE, section 6.3 ERSE, sections 6 et 7

Tableau 1.1 Concordance du document avec la portée de l'évaluation environnementale (OCNEHE et coll. 2001b)

	Référence applicable
Nécessité du Projet et alternatives	REA, sections 1.2 et 2.10
Objectif du Projet	REA, section 1.2
Autres moyens réalisables sur les plans technique et économique de mener le Projet à bonne fin, et effets sur l'environnement de telles alternatives, dans un contexte de développement durable, des meilleures pratiques de gestion et du respect des lois en vigueur	REA, section 2.10.2
Nécessité et exigences des programmes de suivi du Projet	REA, sections 6.3, 7.3 et tableau 9.1 EIE, section 6
Capacité en ressources renouvelables probablement et notablement réduite par le projet, afin de répondre aux besoins actuels et futurs	REA, section 6.3 EIE, section 6
C. Portée des facteurs à prendre en compte	
L'évaluation environnementale prendra en compte les effets potentiels du Projet proposé, dans des limites spatiales et temporelles englobant les périodes et les zones dans lesquelles le Projet proposé peut interagir et avoir des répercussions sur l'environnement. Ces limites varieront en fonction du problème et des facteurs considérés (ex. : courants océaniques, vent, habitudes migratoires des espèces, etc.) et incluront, sans s'y limiter, les éléments suivants :	
<i>Principaux milieux</i>	
Milieux physique, biologique et chimique marins extracôtiers	REA, section 6.1 EIE, sections 5.1 et 5.2
Milieux physique, biologique et chimique côtiers et littoraux (ex. : communautés intertidales, aquaculture, etc.)	REA, section 6.1 EIE, sections 5.1 et 5.2 ERSE, section 4.2
Milieux aquatique et terrestre côtiers	REA, sections 6.1.3 et 6.3.8 EIE, section 5.3
Milieu atmosphérique	REA, sections 6.1.1.2 et 6.3.1 EIE, section 5.1.2
Milieu géologique (ex. : géomorphologie, sédiments marins, qualité des sédiments, etc.)	REA, section 6.1.1 EIE, section 5.1.5
<i>Composantes valorisées de l'écosystème (Les CVE du candidat à prendre en compte dans tous les milieux pertinents) :</i>	
Qualité de l'air	REA, sections 6.1.1.2 et 6.3.1 EIE, sections 6.1
Qualité de l'eau	REA, sections 6.1.1.4 et 6.3.2 EIE, sections 6.2
Qualité des sédiments	REA, sections 6.1.1.5 et 6.3.3 EIE, sections 6.2
Qualité et capacités du sol	EIE, sections 6.1.3 et 6.3.8
Poissons et habitat du poisson	REA, sections 6.1.3, 6.3.4 et 6.3.8 EIE, sections 6.2, 6.3 et 6.7
Mammifères	REA, sections 6.1, 6.3.5 et 6.3.8 EIE, sections 6.4, 6.6 et 6.7
Ressources archéologiques et patrimoniales	REA, section 7.3 ERSE, section 7
Benthos	REA, sections 6.1.2.1 et 6.3.3 EIE, sections 6.2
Végétation (terrestre et marine)	REA, sections 6.1, 6.3.3 et 6.3.7 EIE, sections 5.2.1, 5.2.7, 5.3.3 et 5.3.5
Plancton	REA, sections 6.1.2 et 6.3.4 EIE, section 6.3
Amphibiens et reptiles	REA, sections 6.1.2, 6.1.3 et 6.3.8 EIE, sections 5.2.4, 5.3.4 et 6.7

Tableau 1.1 Concordance du document avec la portée de l'évaluation environnementale (OCNEHE et coll. 2001b)

	Référence applicable
Oiseaux et habitat de l'oiseau	REA, sections 6.1.2, 6.1.3, 6.3.6, 6.3.7 et 6.3.8 EIE, sections 5.3.4, 6.5, 6.6 et 6.7
Lieux particuliers (île de Sable, le goulet de l'île de Sable et autres zones écologiquement sensibles ou protégées)	REA, sections 6.1.2.6 et 6.3.7 EIE, sections 5.2.5, 5.2.6, 6.5 et 6.6
Espèces en péril	REA, sections 6.1.4 et 6.3 EIE, sections 5.2, 5.3, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6 et 6.7
Ressources en eau souterraine	REA, section 6.1.3 EIE, section 5.3.2.3
Ressources en eau de surface	REA, sections 6.1.3 et 6.3.8 EIE, sections 5.3.5, 5.3.6 et 6.8
Terres humides et fonctions des terres humides	REA, sections 6.1.3 et 6.3.8 EIE, sections 5.3.5, 6.7 et 8.3.7
<i>Éléments socio-économiques :</i>	
Utilisation de la terre (parcs et autres utilisations récréatives, foresterie, agriculture, zones minières, dépôts de gravier, sites d'enfouissement, proximité des zones résidentielles, futurs plans de mise en valeur, gestion de l'accès et traversée de zones contaminées)	REA, sections 7.2 et 7.3 ERSE, sections 4.4.1.4, 7.2.4.1 et 7.4.4.1
Santé et sécurité publiques, rejets et effluents du projet, émissions radioélectriques, bruit, poussière, intégrité du pipeline, feu, alimentation en eau, traitement des eaux usées)	REA, sections 7.2 et 7.3 EIE, sections 2.3.3.11, 2.5 et 3, 9 ERSE, sections 7.4.4.5 et 7.5.4.2
Utilisation des ressources marines (pêche commerciale et zones d'exclusion des pêches, aquaculture, navigation commerciale et récréative, pétrole et gaz, communications et câbles sous-marins, défense maritime, science et technologie marine)	REA, sections 7.2.6 et 7.3.5 EIE, section 2.3.5 ERSE, sections 4.3.2, 4.6, 7.4.1.6 et 7.5
Intérêts des Micmacs (chasse et pêche traditionnelle ou commerciale, lieux culturels)	REA, sections 5.3, 7.2 et 7.3 EIE, section 5.3 ERSE, sections 4.3.2.4, 4.4.1.1 et 7.4.4
<i>Activités du projet (ayant des effets possibles sur l'environnement) :</i>	
Rejets normaux et fugitifs dans l'air	REA, section 2.7 EIE, section 2.5.1
Décharges dans l'océan (ex. : eau produite, liquides et déblais de forage, biocides, eaux ménagères, eaux usées, déchets de cuisine)	REA, section 2.7 EIE, sections 2.5.4 et 2.5.5
Injection de gaz acide	REA, section 2.4.1.4
Stockage et utilisation de condensat extracôtier	REA, section 2.4.1
Émissions électromagnétiques (radio)	REA, section 2.7.2 ERSE, section 7.5.4.2
Bruit (sous-marin et atmosphérique)	REA, section 2.7.2 EIE, section 2.5.2
Élimination des déchets côtiers	REA, section 2.7 EIE, section 2.5.6
Érosion et sédimentation	REA, section 6.3.8 EIE, section 7.7
Trafic maritime	REA, section 2.4.2 EIE, section 2.4.2
Activités aéronautiques	REA, section 2.4.2 EIE, section 2.4.2
Dragage/excavation/dynamitage et élimination des matières de dragage	REA, section 2.3 EIE, sections 2.3.2 et 2.2.2

Tableau 1.1 Concordance du document avec la portée de l'évaluation environnementale (OCNEHE et coll. 2001b)

	Référence applicable
Défaillances et accidents (ex.: débordements ou fuites d'hydrocarbures ou de produits chimiques, éruptions)	REA, sections 3, 6.3 et 7.3 EIE, sections 3, 6.1.4.4, 6.2.4.4, 6.3.4.4, 6.4.4.4, 6.5.4.4, 6.6.4.4 et 6.7.4.4
<i>Influences de l'environnement (facteurs pouvant influencer sur la conception ou le fonctionnement du Projet) :</i>	
Météorologie et océanographie (ex. : vents extrêmes, vagues, courants et précipitations, brouillard, embruns verglaçants)	REA, section 8 EIE, sections 5.1.1, 5.1.3 et 7
Activité sismique	REA, section 8.6 EIE, section 7.6
Glace	REA, sections 8.2 et 8.3 EIE, sections 5.1.1.6, 5.1.3.3, 7.2 et 7.3
Corrosion	REA, sections 2.3.2 et 8.8 EIE, section 7.8
Dolines	REA, section 6.1.3 EIE, section 5.3.2.1
Clé EIE = Énoncé des incidences environnementales RCP = Rapport de consultation publique ERSE = Énoncé des répercussions socio-économiques	

1.5 Zone d'étude du projet

La zone d'étude correspondant au REA (figure 1.1) a été délimitée de façon à englober la totalité du territoire dans lequel il est raisonnable de penser que la plupart des interactions entre le Projet et l'environnement auront lieu. Elle inclut également les aires de préoccupation environnementale et socio-économique pertinentes, notamment les bancs Middle, Sable, Western et Emerald, et les secteurs sensibles tels que l'île de Sable et le goulet de l'île de Sable.

La limites de la zone d'étude reprennent également les bornes fixées pour l'évaluation des précédents projets de mise en valeur de gisements extracôtiers (Projet Cohasset et le projet énergétique extracôtier Sable (PEES)). Le territoire correspondant à l'étude de Deep Panuke est entièrement inclus dans le périmètre d'étude de ces deux projets.

Il est malheureusement impossible de fixer des limites uniques traduisant exactement les caractéristiques spatiales de toutes les interactions entre le Projet et l'environnement. Toutefois, l'analyse de l'impact biophysique et socio-économique (section 6 et 7) permet de dresser des limites spatiales et temporelles plus précises en ce qui concerne les éléments environnementaux et socio-économiques valorisés.

2 DESCRIPTION DU PROJET

Cette section donne un aperçu sur les considérations techniques et opérationnelles relatives au Projet Deep Panuke. Une description détaillée des aspects techniques du Projet se trouve dans la demande de plan de mise en valeur (DPMV, volume 2) qui a été transmise à OCNEHE.

2.1 Description du gisement

Le Projet Deep Panuke prévoit la production de gaz naturel à partir d'un gisement de carbone poreux, situé entre 3 500 et 4 000 m au-dessous du plancher océanique. Le gisement s'est produit en marge de la plate-forme de carbone (formation abénaquis, voir fig. 2.1) qui s'est formée le long de la côte est de l'Amérique du Nord durant l'ouverture de l'océan Atlantique, entre le milieu et la fin de la période jurassique, il y a environ 178 à 128 millions d'années. Le gisement de gaz de Deep Panuke a été découvert par PanCanadian (maintenant EnCana) lors d'un forage en 1998. Un autre forage dans la formation abénaquis en 1999 et en 2000 a confirmé la présence d'une accumulation considérable de gaz. Une description géologique et géophysique détaillée du gisement se trouve dans la demande de plan de mise en valeur (DPMV, volume 2).

Le gaz brut de Deep Panuke est très pauvre (c.-à-d. qu'il a de faibles volumes de liquides extraits associés) et contient un faible pourcentage de dioxyde de carbone (CO₂), environ 3,6 %. Il contient de l'hydrogène sulfuré (H₂S) et c'est la raison pour laquelle on l'appelle « gaz corrosif ». La concentration de H₂S dans le gaz brut est probablement 0,2 % environ ou 2000 parties par million (ppm) et qui ne doit pas dépasser 46,1 kgmole/h (approximativement l'équivalent de 2200 ppm à un taux de production de 11,3x10⁶ m³/jour ou 400 MPCSJ de gaz de vente).

Composants du gaz brut de Deep Panuke :

- Aromatiques : le gaz brut de Deep Panuke contient de faibles teneurs de benzène, de toluène, d'éthylbenzène et de xylène, appelés généralement BTEX. On prévoit une concentration de BTEX dans le gaz brut de 0,14 % mole ou 1400 ppm.
- Microconstituants : la présence du mercure dans le gaz brut a été analysée par la méthode de fluorescence atomique à vapeur froide durant le test de puits. Le gaz brut de Deep Panuke contient de faibles teneurs en mercure (Hg) mesurées à une concentration moyenne de 0,18 µg/m³ (microgramme/m³).
- Métaux : une analyse du métal par la méthode ASTM D5185 a été effectuée sur un nombre d'échantillons de condensat et de métaux lourds produits, tels que le baryum et le vanadium; les concentrations de plomb ont été inférieures au seuil de détection.

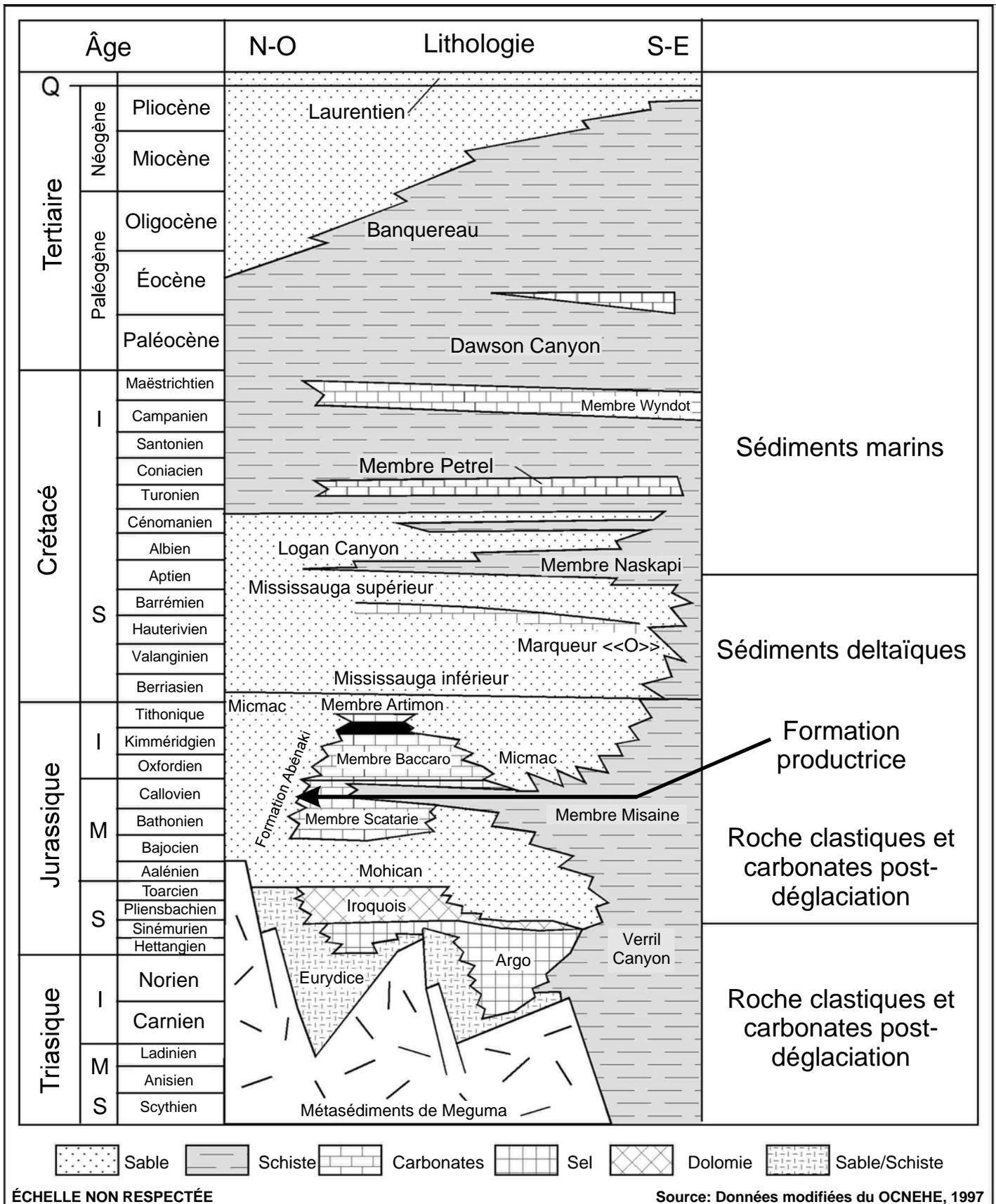


Figure 2.1 Stratigraphie généralisée de la plate-forme Scotian

Composants potentiellement radioactifs : on a mesuré à l'aide d'un détecteur de radon RDA-200 la présence du radon, un élément radioactif naturel (ERN), durant le test de puits. Le gaz brut de Deep Panuke contient une faible teneur en radon (Rn), en moyenne 52,3 Bq/m³, soit l'équivalent de 1,4 pCi/litre (facteur de conversion : 1Bq = 27,027 pCi).

Les sections suivantes décrivent le procédé par lequel EnCana entend développer ce gisement et produire du gaz immédiatement commercialisable.

2.2 Composants de l'infrastructure du Projet

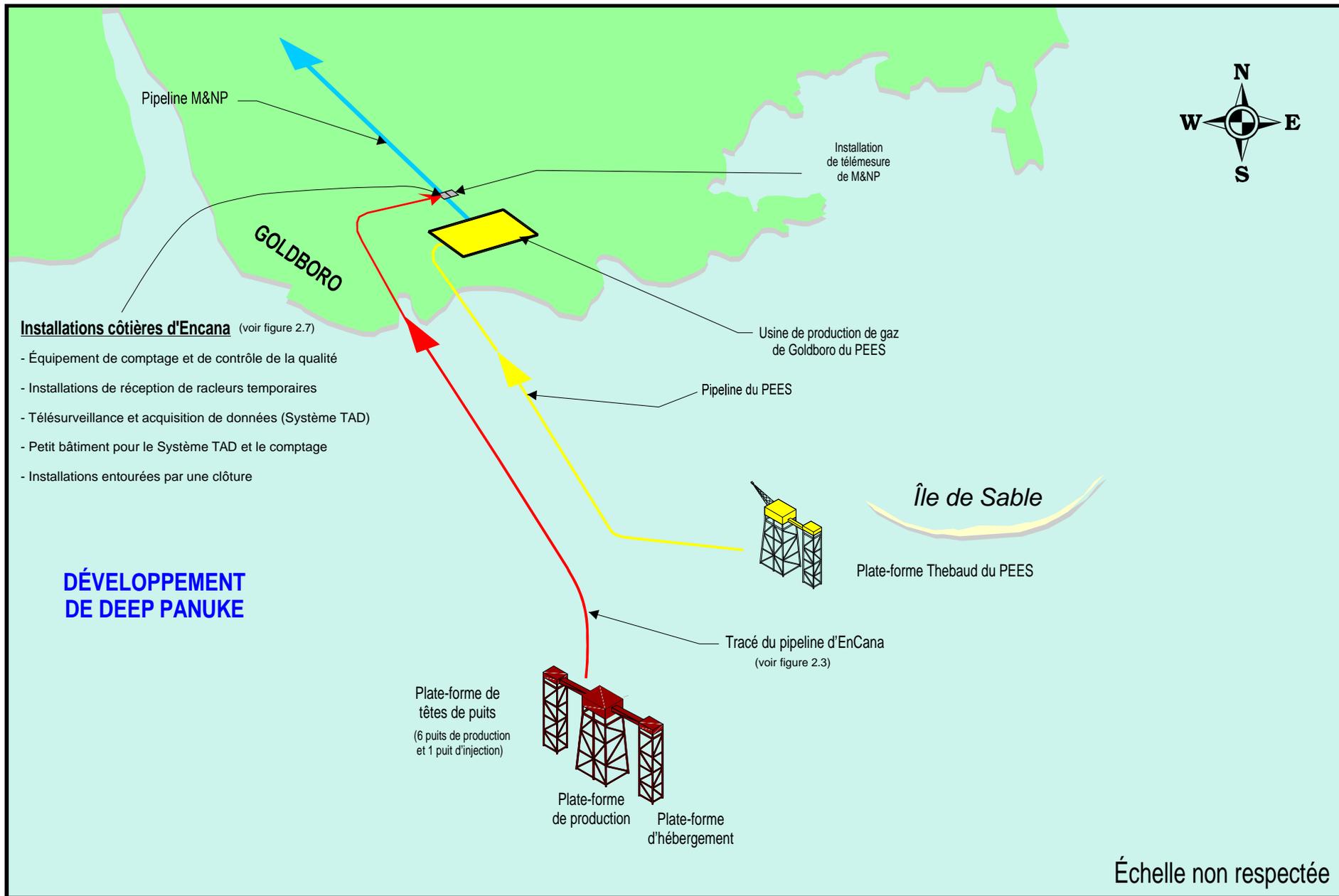
Les composants principaux de l'infrastructure du Projet sont les trois plates-formes extracôtières en acier, posées sur fond marin, (une plate-forme de tête de puits, une plate-forme de production et une plate-forme de service) reliées par des passerelles et un pipeline sous-marin pour transporter du gaz naturel non corrosif vers les installations côtières. La plate-forme de tête de puits est localisée à 43°47'57"N et 60°43'45"O. Voir plan simple sur la figure 2.2.

2.2.1 Plates-formes extracôtières

Plate-forme de tête de puits

La plate-forme de tête de puits servira pour les têtes de puits au sec, la production et les collecteurs de test. Elle sera reliée à la plate-forme de traitement par l'intermédiaire d'une passerelle pour piéton et un système de service, avec la tuyauterie correspondante, pour expédier du gaz de la tête de puits à la plate-forme de production et transporter les commodités (eau, air, azote, etc.) vers la plate-forme de tête de puits.

La plate-forme de tête de puits a six puits de production et un puits d'injection qui sont tous des nouveaux puits. La compagnie EnCana a examiné la possibilité de réutilisation de deux puits de délimitation suspendus (H-08 et M-79A). Toutefois l'évaluation a montré que les risques techniques et commerciaux correspondants pour convertir ces puits sont inacceptables. La conversion des puits suspendus existants à des puits productifs sous-marins aurait nécessité la réentrée du vieux forage pour nettoyer les tubes en passant une rame de complétion et en installant l'arbre de production sous-marin. Cet arbre devrait être raccordé aux plates-formes en utilisant une conduite d'écoulement sous-marine et des ombilicaux de commande. En plus des frais d'exploitation éventuellement très élevés des puits convertis, les risques techniques associés à la corrosion des tubes et à la réentrée des puits, qui n'ont pas été à l'origine des puits de production de long terme, ont conduit EnCana à prendre la décision de ne pas réutiliser les puits existants.



P:\EnvSci\15xxx\15999 PanCan\200 Environmental Impact Assessment\Report\Report January\Figures\Fig2_2_July_2k2.cdr

Figure 2.2 Éléments du projet proposé

En se basant sur les travaux effectués durant l'étude de conception technique préliminaire (ECTP), il apparaît qu'il est techniquement et économiquement possible d'injecter aussi bien le gaz acide que le condensat superflu dans le même puits d'injection; par conséquent, le Projet nécessite un seul puits d'injection. Tous les puits du Projet, puits de production et d'injection, seront fixés sur la plate-forme de tête de puits.

Plate-forme de production

La plate-forme de production est la plus grande des trois plates-formes. Elle comportera l'installation de production d'énergie et l'installation de traitement nécessaire à séparer, mesurer, adoucir, déshydrater, comprimer le gaz brut et contrôler son point de rosée. Les équipements nécessaires à la manipulation du gaz acide (gaz perdu, essentiellement H₂S et CO₂, générés durant l'adoucissement), du condensat (liquide retiré du gaz brut durant le traitement) et de l'eau sont aussi installés sur la plate-forme de production. L'installation de traitement est conçue pour produire 11,3 x 10⁶ m³/jour (400 MPCSJ) et maintenir la production à une capacité réduite à 1,7 x 10⁶ m³/jour (60 MPCSJ) avec le déclin du champ de Deep Panuke. Le pipeline de gaz immédiatement commercialisable est conçu pour transporter 12,7 x 10⁶ m³/jour (450 MPCSJ) avec compression. Actuellement aucune extension de la capacité n'a été prévue dans le Projet.

Plate-forme de service

La plate-forme de service (commodités et logement) compte un bloc d'hébergement capable de loger 68 personnes avec les commodités nécessaires, une salle de contrôle, un groupe électrogène de secours et les systèmes de sécurité relatifs. Elle comprend aussi un hélipont avec système de ravitaillement.

2.2.2 Équipement sous-marin

Comme il a été mentionné plus haut, les deux puits sous-marins existants ne seront pas utilisés dans ce Projet. Par conséquent, le seul équipement sous-marin du Projet est le pipeline et l'ensemble de vanne d'isolement sous-marin (VISM) correspondant, qui est fixé sur le pipeline à 500 m de la plate-forme.

2.2.3 Pipeline extracôtier

La compagnie EnCana envisage de transporter le gaz immédiatement commercialisable de l'installation de traitement extracôtière vers Godboro, Nouvelle-Écosse, au moyen d'un pipeline sous-marin. Le diamètre nominal du pipeline est 610 mm (24 po.)

Le pipeline sous-marin est conçu conformément au *Règlement des installations de la Nouvelle-Écosse des Hydrocarbures Extracôtiers*. Des tubes en acier, enveloppés dans du béton pour réduire la flottabilité et améliorer la stabilité sur le fond, sont posés sur le fond marin par un navire poseur de canalisation. Un essai non destructif est effectué à bord du navire.

Le pipeline est posé dans des tranchées, enterré et/ou traverse un trou foré dirigé aux endroits où la profondeur de l'eau est moins que 85 m. Ce procédé est requis pour la protection et la stabilité dans les régions proches du rivage. On réduit aussi de cette façon la correction de la portée et la possibilité d'affouillement de sédiments sous le pipeline. Le pipeline est conçu de manière à résister aux impacts causés par les engins de pêche traditionnels, mobiles, conformément à la directive N° 13, Interférence entre Engin de chalutage et Pipelines, septembre, 1997, de Det Norske Veritas (DNV).

La figure 2.3 montre le tracé envisagé du pipeline extracôtier (y compris l'examen de certaines possibilités au moment de la conception détaillée). Les figures 2.4 et 2.5 montrent les détails du tracé du pipeline. Les principaux critères de choix du tracé envisagé prennent en considération la réduction des effets sur la pêche (conformément à la Stratégie de l'énergie provinciale), la géologie et la topographie du fond de mer. Les autres critères incluent la longueur de la travée indépendante du pipeline, les caractéristiques du sol (capacité d'excavation du fond de mer), le coût et la facilité de pose du pipeline, et les affleurements rocheux sur le fond de mer. Les critères suivants ont été spécifiquement utilisés pour déterminer le tracé envisagé du pipeline :

- Réduction des effets environnementaux, de la perturbation du fond de mer et des effets sur la pêche causés par la pose et la mise en service du pipeline.
- Réduction de la longueur du tracé du pipeline, là où c'est possible, tout en respectant les autres critères du tracé.
- Réduction du nombre d'intersections de pipelines sous-marins avec des câbles. Lorsque les intersections sont inévitables, l'acheminement du pipeline doit avoir, là où c'est possible, un angle d'intersection supérieur à 30°.
- Prise en considération de la pose ultérieure d'autres manifestes pipelines.
- Prise en considération des problèmes soulevés par la Municipalité et les intérêts de la pêche.
- Le tracé du pipeline doit être établi de façon à ce que les manœuvres «normales» du navire poseur de canalisation ne soient pas entravées et à ce qu'un rayon de courbure approprié, minimal, horizontal (à définir durant la conception détaillée, en fonction de la dimension du tube et de la profondeur de l'eau) soit gardé.
- Prise en considération de l'approche à proximité du nouveau treillis de tête de puits (qui peut être installé avant la pose du pipeline) afin de satisfaire les conditions de sécurité et de pose requises.

Nouvelle-Écosse

Figure 2.3

Projet de Deep Panuke

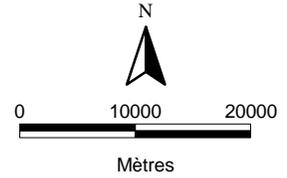
Tracé proposé du pipeline extracôtier

Point de raccordement
côtier (KP 0)
607 777.10 E
5 001 293.69 N

Goldboro

5 000 000 N

Voir figure 2.4



Voir figure 2.5

KP 50

-100m

Câble CANTAT 2

Tracé proposé du pipeline

KP 100

-100m

-100m

4 900 000 N

KP 133.5

Plate-forme de
production (PP)
682 655.11 E
4 851 995.72 N

Caractéristiques de la carte
Projection: Transversale universelle de Mercator (TUM)
Zone: 20
Plan de comparaison: NAD 83
Échelle: 1:650 000
Quadrillage: 1° en lat./long.

600 000 E

700 000 E

Figure 2.4
Projet de Deep Panuke
Tracé proposé du pipeline extracôtier
Détail n° 1

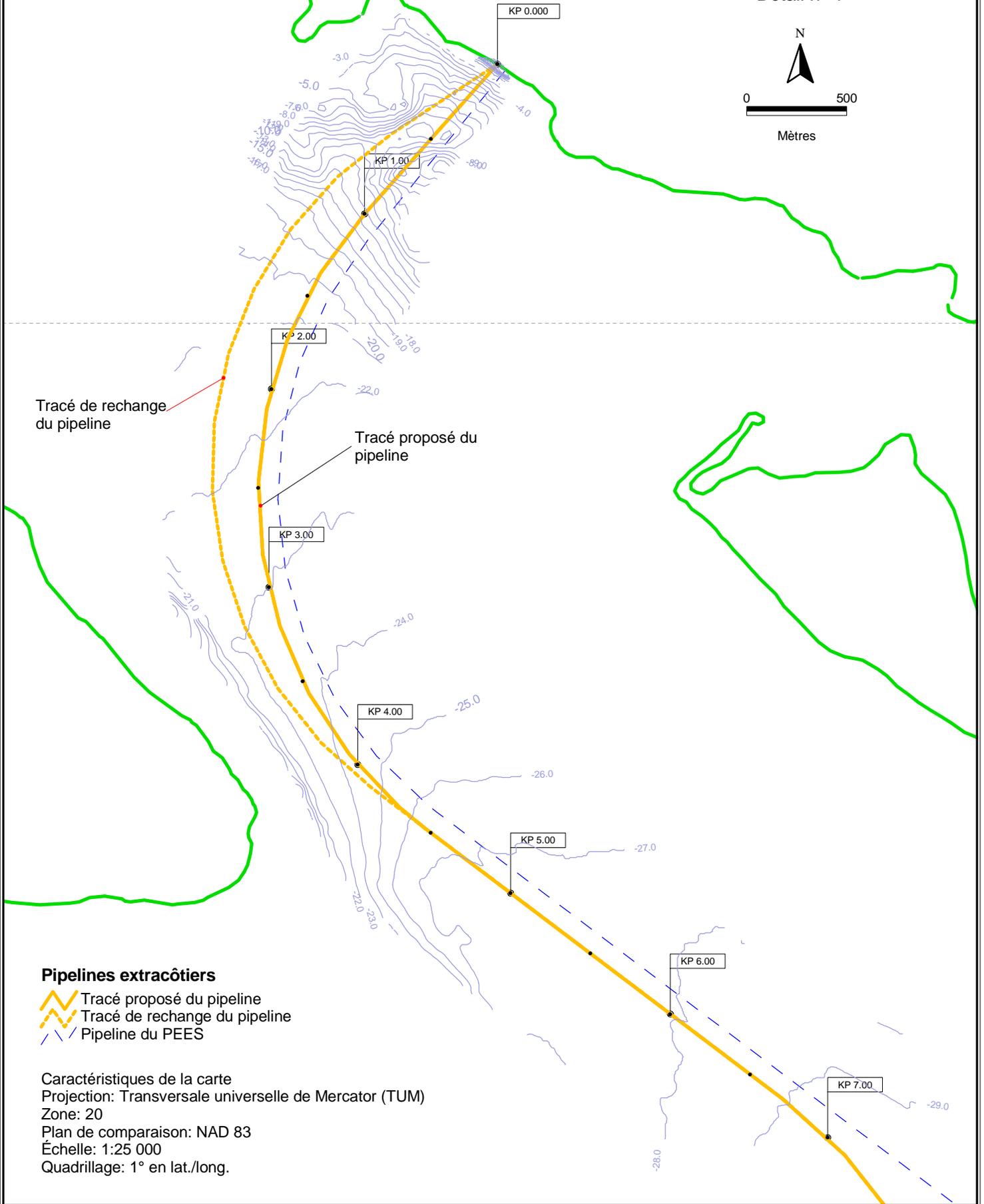
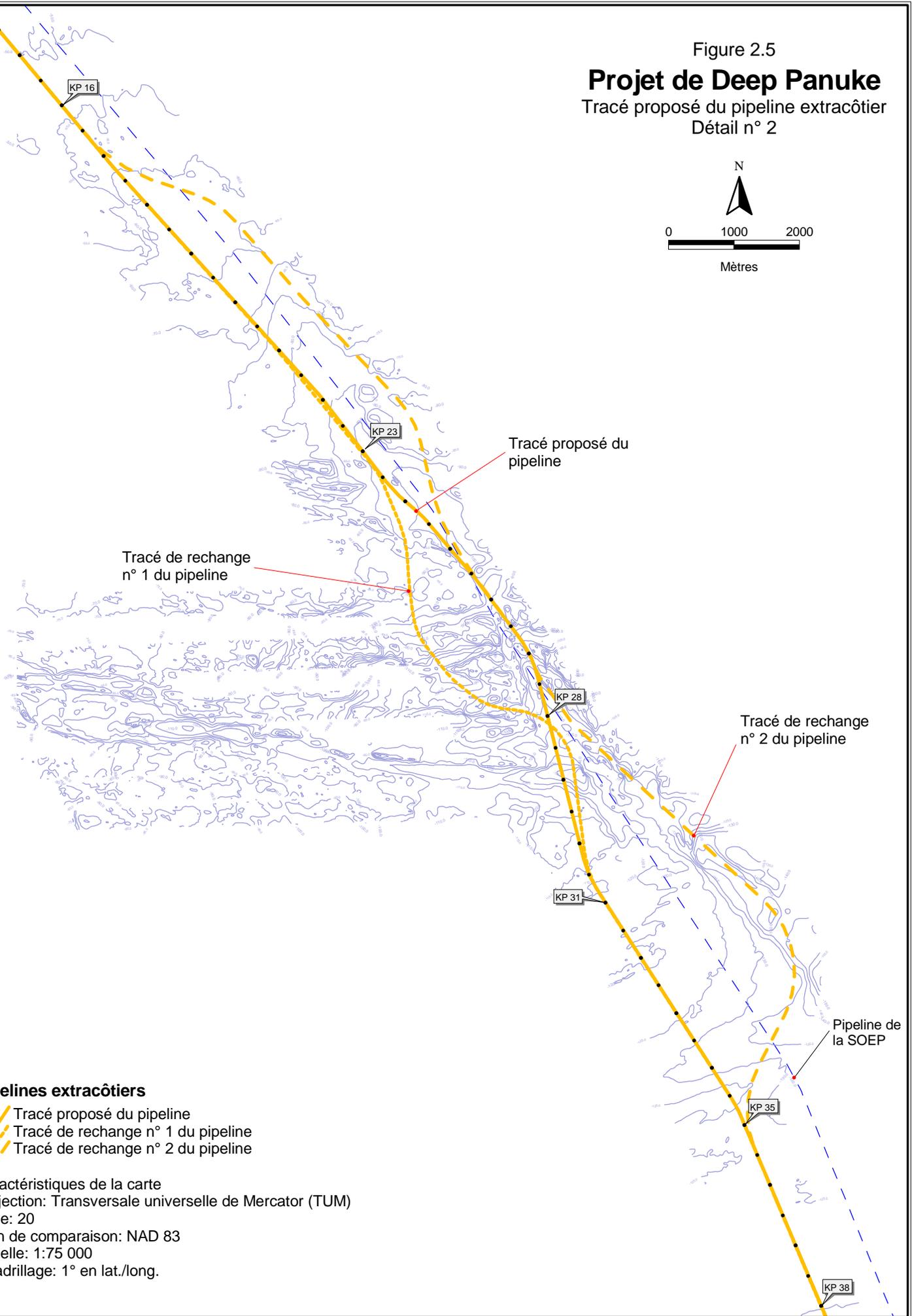
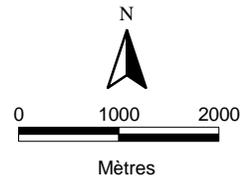


Figure 2.5

Projet de Deep Panuke

Tracé proposé du pipeline extracôtier
Détail n° 2



Pipelines extracôtiers

- Tracé proposé du pipeline
- Tracé de rechange n° 1 du pipeline
- Tracé de rechange n° 2 du pipeline

Caractéristiques de la carte

Projection: Transversale universelle de Mercator (TUM)

Zone: 20

Plan de comparaison: NAD 83

Échelle: 1:75 000

Quadrillage: 1° en lat./long.

- L'acheminement au voisinage du rivage doit permettre l'utilisation de systèmes de remorquage les plus simples. Prise en considération particulière du pipeline existant de PEES proche de la zone portuaire.
- Dans les limites des exigences de proximité du couloir de pose et du pipeline de PEES, le choix du tracé doit nécessiter un minimum de travaux possibles de pré-pose (pré-balayage, etc.) et tenir compte des exigences de rectifications de pré-pose pour les travées indépendantes.

De tracé envisagé du pipeline extracôtier s'étend sur 175 km et suit de près le pipeline existant de PEES. Le tracé débute au niveau du site de débarquement de Godboro, à environ 50 m au nord-ouest du pipeline de gaz de PEES, au KP0 (point d'arrivée à terre). Il s'étend ensuite vers le sud-ouest parallèlement au pipeline de PEES, équidistant par rapport à ce dernier de 100 m environ, en direction de KP1.5. Il dévie au niveau de KP1.5 pour se diriger vers l'est jusqu'au cap sud-est (cap 127°). La distance de séparation entre le pipeline SOPE et le tracé augmente de 500 m au moins aux alentours de KP8.3.

Le tracé de Deep Panuke suit parallèlement le pipeline PEES entre KP7.2 et KP23.7. Afin d'éviter les affleurements rocheux, des déviations mineures sont indispensables dans la zone située entre ces deux points. La tranche du tracé située entre KP8.1 et KP23.7 est équidistante du pipeline de PEES de 300 m au minimum. Actuellement, le tracé croise le pipeline de PEES au niveau de KP25.3 pour accéder au passage à travers un large affleurement rocheux. Le tracé du pipeline continue à se diriger le long du côté est du pipeline de PEES, avec un intervalle de séparation de 100 à 150 m entre les deux, jusqu'au point KP27.6, le point où le tracé recroise le pipeline de PEES.

Entre KP27.6 et KP30.5, le tracé se dirige vers le sud-est à travers une zone de ravins raides, jusqu'à ce qu'il rejoigne le tracé originalement envisagé; il continue dans la direction sud-est parallèlement au pipeline de PEES et équidistant de lui de 1000 m.

Le tracé du pipeline continue en direction du sud-est (à l'exception de quelques déviations mineures) parallèlement au pipeline PEES jusqu'à KP96; à ce point, il dévie à l'est d'une pente raide ($>12^\circ$). À cet endroit, l'intervalle de séparation entre le pipeline de PEES et le tracé de Deep Panuke est de 450 m minimum. Après la déviation, le pipeline rejoint ensuite le tracé original envisagé et continue encore dans sa direction parallèlement au pipeline de PEES équidistant de lui de 1000 m.

Au point KP102.3, le pipeline est acheminé le long du bord (à l'ouest) du Bassin Brindal, parallèlement au pipeline de PEES et équidistant de lui de 1000 m. Le tracé maintient le cap sud-ouest parallèlement au pipeline de PEES jusqu'à KP133.5, le point à partir duquel il change de direction pour s'orienter et continuer vers le sud-est jusqu'à l'arrivée à la plate-forme de Deep Panuke au point KP175.

2.2.4 Pipeline et installations côtières

Les installations côtières de EnCana sont constituées uniquement de composants physiques indispensables aux raccordements du pipeline aux installations de la compagnie Maritime & Northeast Pipelines (M&NP). Le pipeline de EnCana sera raccordé à la canalisation principale de M&NP à Goldboro, Nouvelle-Écosse, en aval de l'usine de traitement de gaz de PEES. Le pipeline côtier sera placé à l'intérieur du corridor de pipeline indiqué sur la figure 2.6.

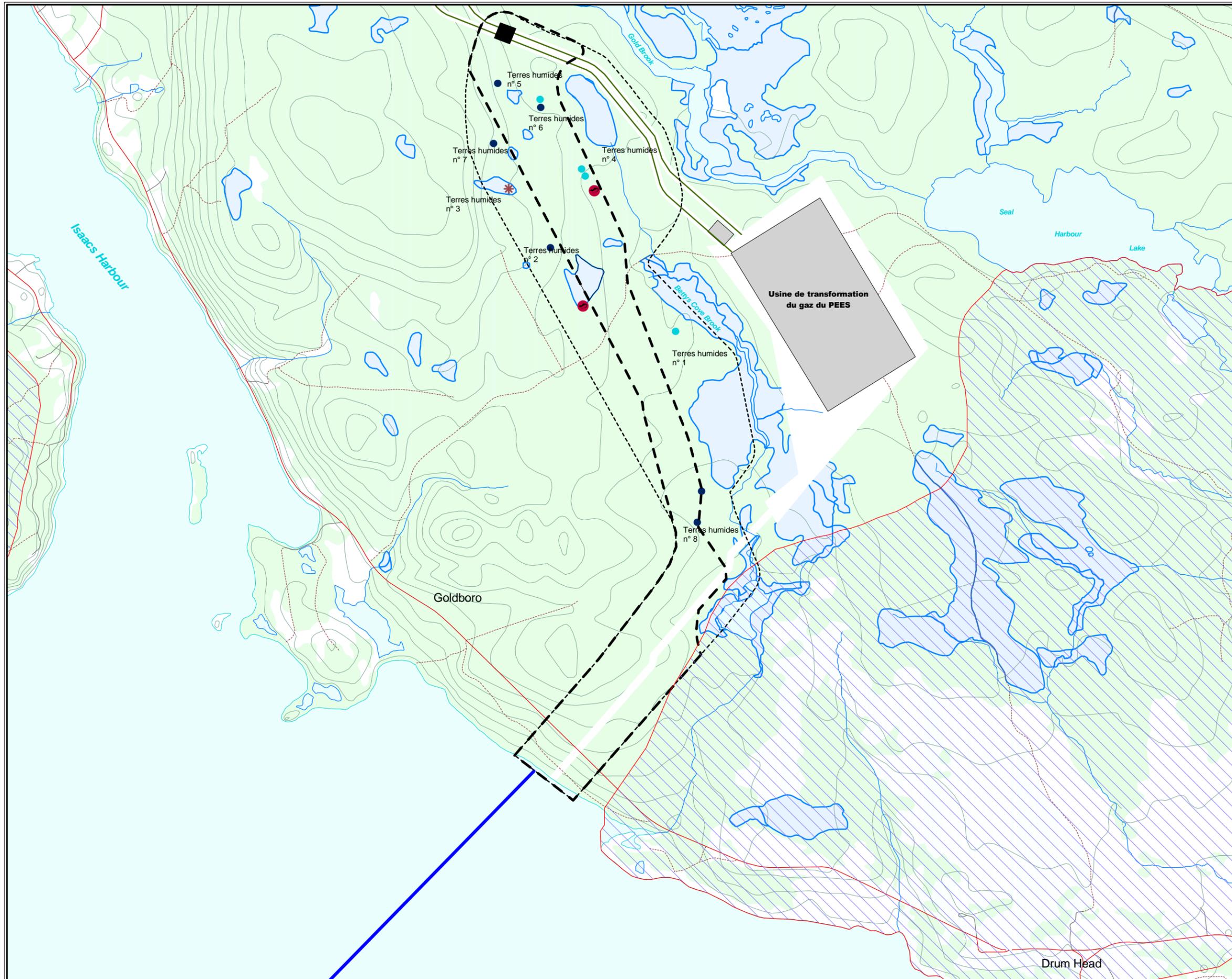
L'acheminement au voisinage du rivage doit permettre l'utilisation de systèmes de remorquage les plus simples. Prise en considération particulière du pipeline existant de Sable Offshore Energy Project (PEES) proche de la zone portuaire.

La tranche côtière du pipeline mesure 3 à 4 km de longueur environ. La conception du pipeline côtier doit répondre aux critères suivants :

- Prise en considération des caractéristiques physiques du terrain tels que les affleurements rocheux;
- Réduction des conséquences sur l'environnement en évitant :
 - les zones humides;
 - Bettys Cove Brook;
 - les parcs d'hivernage des cerfs;
- Réduction de la longueur du pipeline;
- Prise en considération des restrictions relatives à la pose, telles que le rayon horizontal minimal de courbature;
- Réduction des effets sur les propriétés foncières que le pipeline traverse;
- Garantie pour un meilleur usage du terrain du parc industriel en compatibilité avec le plan conceptuel du parc de la Municipalité.

L'Appel d'Offre de la pose du pipeline côtier inclura les contraintes environnementales relatives au tracé du pipeline et les mesures d'atténuations probables pour gérer ces contraintes. En plus, les contraintes environnementales côtières sont prises en considération dans le Plan de protection de l'environnement (PPE) pour les constructions côtières du Projet.

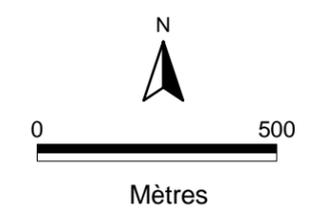
Figure 2.6
Projet de Deep Panuke
 Couloir proposé du pipeline côtier



- EnCana**
- Zone d'étude côtière
 - Couloir proposé du pipeline côtier
 - Tracé proposé du pipeline extracôtier d'EnCana
- Pipeline existant**
- Pipeline de M&NP

- Caractéristiques terrestres**
- Petit ruisseau
 - Petit ruisseau - (intermittent / subsurface)
 - Bon habitat pour la salamandre à quatre doigts
 - Terres humides
 - Aire d'hivernage du chevreuil
 - Distribution du comandre livide
 - Comandre livide (~29 tiges)

- Caractéristiques topographiques**
- | | |
|-----------------------------|-----------------|
| Couverture terrestre | Route |
| Cours d'eau | Principale |
| Plan d'eau | Secondaire |
| Sans couverture | Service/Camions |
| Forêt | Abandonnée |



Caractéristiques de la carte
 Projection: Transversale universelle de Mercator (TUM)
 Zone: 20
 Plan de comparaison: NAD 83
 Échelle: 1:15 000
 Quadrillage: 1° en lat./long.
 Projet n°: NSD15999

Les unités côtières peuvent comprendre l'équipement de comptage et de contrôle de qualité, les gares temporaires de réception de racleurs, un système de télésurveillance et d'acquisition de données (TAD) et un petit bâtiment nécessaire pour loger les systèmes TAD et l'équipement de comptage. La zone des installations occupe une superficie de 50 m x 40 m environ, et il est prévu que l'installation doit se faire sur le terrain de M&NP ou à un endroit proche des installations de télémessure de ce dernier, au niveau du point de raccordement au pipeline existant. Une route de service parallèle au nouveau pipeline est nécessaire. L'emplacement final des unités côtières dépendra de l'acheminement et de l'accès définitifs du pipeline et des contraintes environnementales, socioéconomiques et conceptuelles. Lorsque les travaux d'un lever de plan supplémentaire seront achevés, EnCana consultera les propriétaires du parc industriel de Goldboro pour déterminer l'emplacement des installations côtières et du tracé du pipeline côtier.

Même si actuellement le plan d'implantation des installations est inachevé, la figure 2.7 représente un plan de terrain typique pour des installations côtières qui serait nécessaire pour développer un projet comme le Projet Deep Panuke.

2.3 Construction et Installation

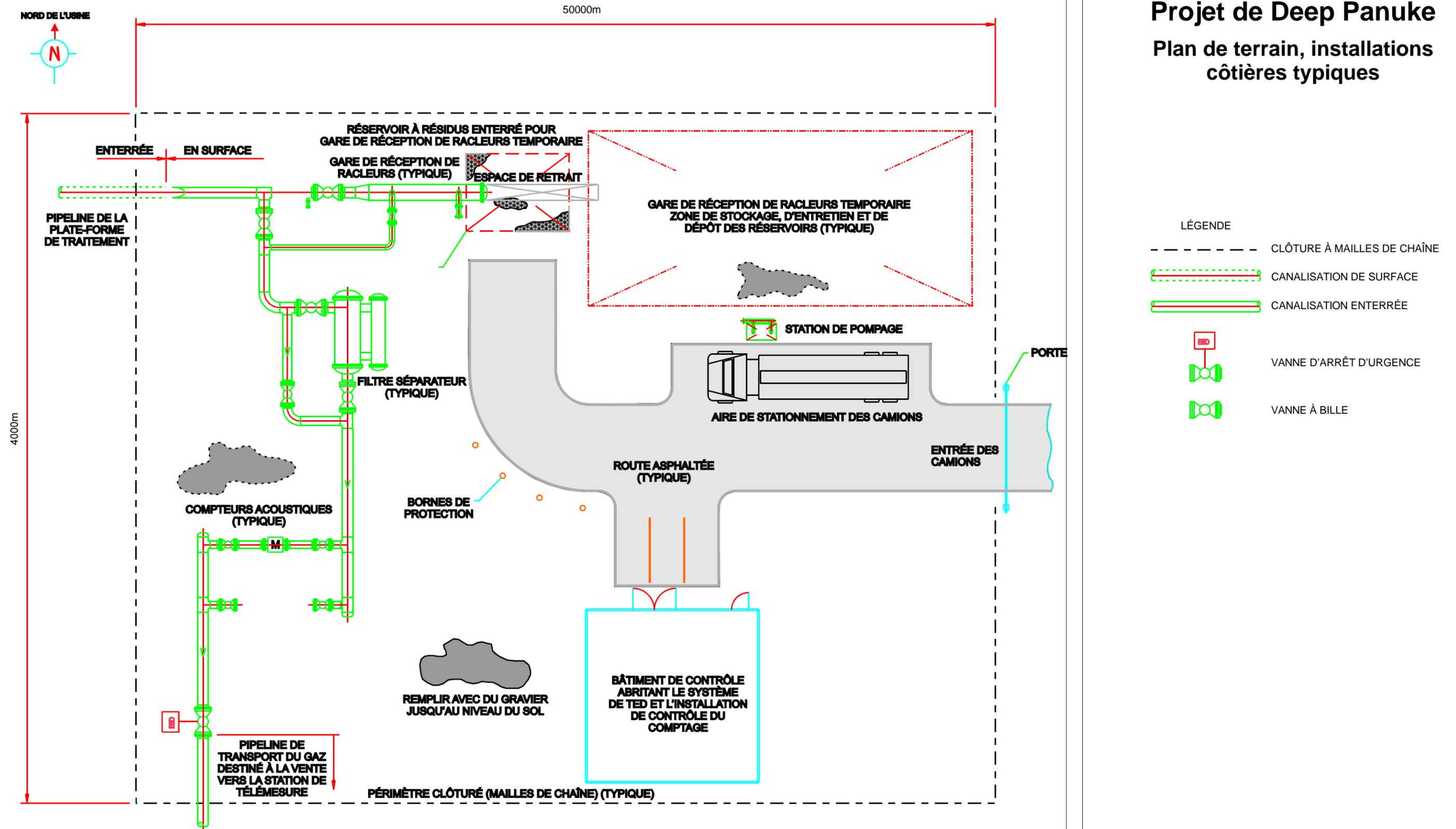
2.3.1 Installation de production côtière

Le Projet vise à porter au maximum la construction, l'achèvement et la mise en service côtières et à réduire le raccordement et la mise en service extracôtiers. Chaque composant de superstructure est conçu de manière à ce qu'il puisse être posé en une seule opération de levage extracôtier. Dans la mesure pratiquement possible, tous les composants de l'équipement sont montés sur des pattes et arrivent sur site à 100 % montés, entièrement testés et mis en service.

Il y aura différents chantiers particuliers de construction sur le parc de fabrication à utiliser durant la phase de construction du Projet. Composants individuels du Projet :

- Superstructures de la plate-forme de production;
- Superstructure de la plate-forme de service (hébergement et commodités);
- Superstructure de la plate-forme de tête de puits;
- Treillis;
- Ponts
- Torche.

Figure 2.7
Projet de Deep Panuke
Plan de terrain, installations
côtières typiques



Construction

La méthode générale de construction des structures est basée sur la préparation et l'assemblage partiel des composants au niveau des installations existantes, principalement dans les ateliers spécialisés dans un environnement protégé, et sur l'assemblage final au point du chargement pour le transport par bateau.

Les treillis des plates-formes de tête de puits, de production et de service sont fabriqués dans les parcs de fabrication côtiers existants; ils sont ensuite remorqués par barge vers le lieu d'installation extracôtier où ils sont posés sur le plancher océanique. Ils sont fixés sur les piles enfoncées au fond de la mer. L'opération d'enfoncement des piles durera probablement de 4 à 7 jours, mais elle peut être effectuée par intermittence sur une période plus longue. Les ponts intégrés sont aussi fabriqués dans les parcs côtiers et remorqués par barge vers le lieu extracôtier où ils sont installés. L'installation des treillis et des superstructures nécessite un vaisseau de chargement lourd.

La philosophie de construction relative aux superstructures est, en général, basée sur la philosophie de construction «pancake» (c'est le terme donné pour décrire la méthode d'accomplissement des différents niveaux de superstructures, en empilant un pont au-dessus d'un autre, après avoir placé l'équipement à chaque niveau). Les ponts sont construits à partir de poutres à âme pleine préfabriquées, de profilés laminés et de tubes pré-roulés. Le but recherché est l'exploitation maximale des possibilités pour l'installation d'équipement et les subséquentes opérations de montage de tuyauterie, de pose de chemins de câbles et de charpente métallique de support avant les opérations d'empilage des ponts.

L'achèvement mécanique signifie que tous les travaux de construction, d'inspection et d'essais statiques sont terminés avant de procéder aux essais dynamiques et au démarrage sous-tension et avec des fluides. Les travaux d'achèvement mécanique devant être effectués au parc de fabrication avant le transport des équipements sur le site :

- Tout équipement «étiqueté» doit être repéré, installé, connecté et testé.
- Tous les systèmes de canalisation doivent être posés, avoir subi les essais non destructifs (END), testés et nettoyés sous pression, séchés et restaurés.
- Tout le nettoyage chimique doit être achevé.
- Tout rinçage à l'huile doit être achevé.
- Tous les systèmes électriques doivent être installés et testés.
- Tous les systèmes d'instrumentation doivent être installés et testés.
- Tous les essais d'étanchéité doivent être achevés.

Installation

Les travaux d'installation comprennent le transport et l'installation des composants des plates-formes extracôtières, à savoir les treillis, les piles et les éléments de superstructures incluant les passerelles et les torches. Les travaux de pose de canalisation font partie aussi de l'installation, voir les détails à la section 2.3.2.

Les dimensions des composants des plate-formes imposent l'utilisation d'un vaisseau de chargement lourd (VCL) spécifique pour les soulever, les mettre en position et les fixer en pleine mer. Les superstructures de la plate-forme de production doivent être posées à l'aide de pontons-grues semi-submersibles (PGSS), qui sont capables de soulever de pareilles structures. Les conditions environnementales extracôtières de l'Est du Canada peuvent être défavorables et la période d'installation peut être envisagée entre le mois d'avril et le mois de septembre.

Les composants achevés de chaque plate-forme sont transportés du chantier de construction vers les lieux extracôtiers sur des barges plates. Séquence de transportation typique pour chaque barge :

- mobilisation du chaland de charge au niveau du chantier de fabrication;
- installation du support en grillage, chargement et attachement nautiques des composants fabriqués;
- remorquage du chaland de charge et des structures fabriquées vers l'emplacement d'installation;
- levage et pose du composant;
- remorquage du chaland de charge vers le parc de nettoyage/port d'attache; et
- démobilitation du remorqueur et du chaland de charge.

La pose des unités aux endroits extracôtiers est un exercice difficile sur lequel les intempéries peuvent avoir un impact. Les complexités techniques peuvent être atténuées en faisant appel à un entrepreneur expérimenté dans le domaine.

La pose est conforme aux directives des Manuels de pose de Deep Panuke, qui fournissent tous les détails des séquences et le contenu de chaque opération. La suite résume l'étendue et la stratégie générale, nécessaires pour l'exécution de grands travaux de pose extracôtiers :

Travaux de préparation

- livrer le treillis, le pont et le gréage des piles au chantier de fabrication sélectionné pour la pré-pose;
- mobiliser un chaland de charge pour le chantier de fabrication des plates-formes;

Travaux de pose

- mobiliser un VCL (vaisseau de chargement lourd) pour effectuer des essais en mer;
- remorquer les chalands de charge du treillis et des superstructures vers le site extracôtier;
- soulever et placer le treillis sur le fond de la mer, effectuer un lever de plan et dégréer;
- soulever, guider et enfoncer les piles dans les pénétrations cibles;
- injecter du coulis sur les joints des manchettes de piles;
- effectuer un lever de plan et couper les jambes du treillis qui sont prêtes à recevoir les superstructures, retirer la plate-forme de gréage et effectuer les diverses complétions du treillis;
- soulever, poser et dégréer la plate-forme conformément aux procédures de pose;
- souder le pont au treillis et effectuer des essais de solidité de la soudure;
- démobiliser le chantier extracôtier.

Raccordement

Il est prévu que la mise en service des plates-formes doit être complètement effectuée dans la mesure du possible sur les chantiers côtiers. Ainsi, l'étendue probable des travaux de raccordement doit être limitée aux activités suivantes :

- soudage de l'interface treillis-superstructures;
- raccordement de la structure de torche;
- retrait des charpentes d'acier temporaires;
- raccordement du tube prolongateur de pipeline de 610 mm de diamètre;
- raccordement des pompes de reprise et des caissons d'eau de mer;
- pose des passerelles et services de liaison;
- vérification de l'alignement des équipements;
- mise en service finale.

La phase de raccordement sera prise en charge par le bureau du Projet de Halifax et par la base d'approvisionnement existante de la même ville. Une barge d'hébergement flottante sera stationnée sur les lieux extracôtiers durant les grands travaux de raccordement pour loger le personnel et fournir les services essentiels.

2.3.2 Pipeline sous-marin

Un corridor de pipeline envisagé, décrit dans la section 2.2.3 et montré dans la figure 2.3, a été sélectionné; les améliorations du tracé de pipeline envisagé doivent être achevées durant la conception détaillée. Les paragraphes suivants décrivent les méthodes à employer pour la pose du pipeline.

Préparation du point d'arrivée à terre

Bien avant l'arrivée du navire poseur de canalisation sur le site, le point d'arrivée à terre sera préparé pour la réception du pipeline. Le point d'arrivée à terre est constitué d'une classique construction de tranchée à ciel ouvert et d'une section draguée proche du rivage (peut-être une section déviée proche du rivage).

La zone du point d'arrivée sur terre doit être aplanie en préparation pour le pipeline, le treuil et les dévidoirs de traction. Il est prévu, à cause des conditions du sol du site, que quelques opérations de dynamitage seront nécessaires dans la zone de basse mer avant l'installation du treuil. Le dynamitage est actuellement envisagé dans certaines zones locales, situées strictement dans les limites de 300 à 500 m du littoral. Les exigences relatives aux opérations de dynamitage seront précisées durant la phase de conception détaillée, après l'exécution du lever de plan géotechnique proche du rivage. Le dynamitage nécessite une autorisation du MPO et doit être effectué conformément aux directives d'utilisation des explosifs dans les eaux de pêche canadiennes ou proches d'elles (Wright and Hopky 1998). Les opérations de dynamitage doivent être aussi conformes à la *réglementation générale sur les explosifs*, prévue par l'*Acte d'hygiène et sécurité de travail* de la Nouvelle-Écosse.

Il est prévu que le dispositif de traction doit être constitué d'un seul treuil linéaire d'une capacité de 300 tonnes, attaché par l'arrière soit à une pile temporaire soit à un bloc d'ancrage. Les derniers détails et procédures opérationnelles doivent être confirmés aussitôt qu'un sous-traitant est engagé pour accomplir les travaux et qu'une inspection détaillée du site et du sol est effectuée.

Aussitôt le pipeline posé à l'intérieur, la tranchée est remblayée à l'aide d'engins mécaniques pour assurer sa protection et une couverture assez épaisse. Le reste du site du point d'arrivée à terre doit être restauré.

Pré-pose à proximité du rivage

Avant l'arrivée du navire poseur de canalisation, le tracé du pipeline doit subir un pré-dragage sur une distance de 1 km environ du littoral. Un équipement flottant capable de creuser dans le till doit être utilisé et il est peut-être nécessaire aussi d'effectuer un forage localisé et des opérations de dynamitage à proximité du littoral. Dès que l'opération de traction du pipeline est complétée, la section est mécaniquement remblayée. Des filtres à limon sont utilisés durant les travaux de dragage. Les représentants des intérêts de la pêche doivent être avisés bien avant les travaux de pose des tubes par une note aux marins et contact direct avec les principaux représentants de la pêche. Des navires de pêches régionaux sont utilisés pour exercer la surveillance de la conformité environnementale (c.-à-d. mesures de la turbidité) durant les travaux de dragage ou, le cas échéant, d'escorter les bateaux durant les opérations de pose de tubes.

Forage dirigé

Un examen axés sur les solutions possibles pour la pose du pipeline à proximité du rivage a permis de conclure que le forage dirigé est une méthode possible à employer pour ramener le pipeline à la côte. Le forage directionnel horizontal (FDH) nécessiterait le perçage d'un trou de diamètre nominal de 910 mm (36 po.) allant du rivage jusqu'au point de raccordement extracôtier, approximativement 1 km en mer (KP1). En employant cette méthode, le pipeline pourrait être tracté à partir du navire poseur de canalisation, au niveau de KP1, à travers le trou percé jusqu'au rivage. Ou bien, le pipeline pourrait être préparé sur le rivage et poussé du rivage vers le point de rupture à KP1. Les composants de la partie côtière du pipeline à partir de ce point jusqu'au pipeline de M&NP seraient posés selon la manière traditionnelle décrite dans la section 2.3.3.

Le FDH emploie une grande foreuse côtière autonome avec des équipements d'énergie et de support qui sont transportés sur le site côtier dans des modules conteneurisés. Le système de forage est établi sur un endroit aménagé (nivelé) à proximité du rivage. La foreuse est ancrée dans le lit rocheux pour bien sécuriser les pieds durant le forage angulaire dirigé vers le bas du lit rocheux. La foreuse est guidée le long d'une voie courbée, prédéterminée, sous le fond de mer au niveau de KP1. Le trou atteindrait une profondeur de 25 m environ au-dessous du plancher océanique.

Généralement, un trou pilote d'un diamètre convenable est foré jusqu'à un point sans toutefois atteindre la rupture. Ainsi, les déblais de forage et la boue demeurent confinés dans le trou et dans les réservoirs côtiers de re-circulation de boue. Aussitôt que le diamètre du trou est atteint, le trou est achevé par la rupture sur le plancher océanique. Cette méthode permet de réduire l'évacuation des fluides de forage (boue à base d'eau constituée d'eau douce et de bentonite) dans l'environnement marin. À la rupture, quelques 1-3 m³ de boue de forage peuvent être évacués du trou. Cette boue possède une grande densité relative et s'entasse autour du point de rupture sur une aire relativement petite.

Lors du forage, un volume d'eau douce de 25 m³/jour environ est nécessaire pour mélanger la boue de forage (bentonite). Cette eau est obtenue à partir des puits forés ou d'un approvisionnement d'eau de surface approuvé. Elle est recyclée durant tout le programme de forage à l'aide d'une unité de traitement de fluides de forage côtière. Les déblais et la boue de forage sont recueillis sur le chantier et la boue est recyclée durant le forage.

L'opération de forage côtier se déroule 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24. L'équipement est pourvu d'un éclairage extérieur destiné à éclairer le chantier durant la nuit. L'équipement mécanique est enfermé dans des conteneurs insonorisés pour réduire l'impact de bruit.

Les éventuels impacts environnementaux résultant du forage directionnel sont essentiellement le bruit et l'éclairage de chantier de forage, durant le programme de forage, ainsi que l'évacuation limitée d'eau

et de bentonite durant la rupture au niveau de KP1. Selon des indications préliminaires, les déblais, qui sont séparés de la boue, peuvent être utilisés comme remblai sur chantier tel qu'il est exigé à la fin du Projet. Les roches acides et drainages qui pourraient apparaître, subiraient un traitement conformément aux directives de EPP.

Une analyse de l'option FDH permet de comparer les éventuels effets environnementaux et coût résultant de cette méthode avec ceux résultant des procédures de dragage du fond de mer et de pose traditionnelle de pipeline pour la pose de pipeline à proximité du rivage. Ces aspects relatifs aux solutions possibles pour la pose proche du rivage font actuellement l'objet d'examen et d'évaluation.

Lever de plan de pré-pose et de pose-conforme

Un navire hydrographique indépendant, équipé d'un ROV (engin télécommandé) de classe pleinement actionnée, est mobilisé pour prendre des levers de plan et fournir l'aide nécessaire durant la pose de pipeline. Juste avant la mobilisation du chantier de pose de pipeline, le navire hydrographique est mobilisé pour effectuer un lever de plan de pré-pose du tracé du pipeline.

Durant la pose du pipeline, le navire hydrographique exécute des levers de plan de pré-pose et de pose-conforme, et fournit de l'aide et la surveillance d'amerrissage durant les opérations cruciales. De telles opérations sont anticipées : posage à travers les chaos de boules, posage à travers les affleurements rocheux et les intersections de pipelines.

Dès que le pipeline est complètement posé, le navire hydrographique finit le lever de plan de pose-conforme. Le lever de plan de pose-conforme fournit aussi un lever de plan visuel du pipeline.

Traction de pipeline

Avant l'arrivée du navire poseur de canalisation, le câble de traction est pré-installé dans le chenal dragué et maintenu à flot à un certain point extracôtier convenable.

Une fois le navire poseur de canalisation arrivé sur les lieux, le câble de traction est récupéré par l'un des navires mouilleurs de support et est transféré au navire poseur de canalisation. Une fois le câble récupéré par le navire poseur, il est attaché à l'extrémité du pipeline à remorquer.

Le navire poseur arrive sur le site en tenant un «train» de tubes sur la ligne de tir avec le bout de pipeline à poser au sommet de la rampe du navire. Le treuil linéaire tire le pipeline vers la plage tandis que la barge de pose soude simultanément d'autres tronçons de tubes au train. Le processus continue jusqu'à ce l'extrémité du pipeline atteigne le point désigné. Le treuil maintient alors la tension sur l'extrémité du pipeline tandis que le navire poseur de canalisation procède à la pose tout en s'éloignant du site de traction côtier. Le treuil maintient la tension sur l'extrémité jusqu'à ce qu'il y ait suffisamment de tube

posé sur le fond de la mer pour donner assez de tension de retenue et permettre au câble de remorquage d'être libéré.

Il y a un nombre très limité de navires de pose de canalisation capables de poser le pipeline sous-marin. La sélection finale du navire est basée sur la capacité technique, la disponibilité et le coût. Le navire sélectionné est placé au niveau du site de traction de la plage à 1 km environ du point d'arrivée à terre et le pipeline sera remorqué sur la plage selon la méthode décrite ci-dessus.

Une fois le pipeline remorqué, le navire commence l'opération de pose par éloignement et en poursuivant l'opération tout le long du tracé du pipeline. Durant les opérations sur les endroits de pose complexes, tels que les affleurements rocheux, le navire hydrographique spécialisé fournit de l'aide nécessaire. Le navire hydrographique exécute la surveillance d'amerrissage à l'aide d'un ROV et vérifie le tracé en avant du navire de pose de canalisation.

Pose de tube

La méthode de pose est la pose en forme de S du pipeline à partir d'un navire de pose de canalisation traditionnel. Actuellement, le navire à utiliser réellement n'a pas été désigné; il peut être soit un navire de pose de canalisation traditionnel, contrôlé par l'emploi des ancres, soit un navire à positionnement dynamique, contrôlé par l'emploi de propulseurs placés au niveau de la proue et de la poupe. Le navire au mouillage typique est équipé de 12 ancres de 25 tonnes, chacune d'entre-elles reliée à un treuil au moyen d'un câble de 3 pouces (7,6 cm) de diamètre. Le positionnement des ancres nécessite l'utilisation d'un navire mouilleur distinct. Une fois à poste, le navire mouilleur fait descendre l'ancre au fond de la mer à l'aide d'un treuil. Les ancres peuvent reposer à 1 km du navire de pose de canalisation. Lorsque le navire avance, une partie du câble de l'ancre vient toucher le fond de l'océan. La distance sur laquelle il y a contact dépend de la profondeur de l'eau et de la tension du câble. Chaque ancre couvre une surface de plancher océanique de 4 m carrés environ. La mise en application d'un plan de mouillage d'ancres incluant l'évitement des régions sensibles (ex. : habitat côtier des homards et des pétoncles), lorsque c'est possible, et la pose de bouées à mi-câble lorsque ces zones ne peuvent être complètement évitées, réduira l'impact sur le benthos marin de l'utilisation d'un navire de pose de canalisation au mouillage.

Une zone d'exclusion doit être établie durant les opérations de pose à proximité du pipeline de PEES pour ne pas courir le risque de causer des dommages au pipeline. En plus, une bouée doit être placée sur le câble d'ancrage aux endroits où ce dernier croise le pipeline de PEES. Dans le cas improbable où le câble se brise, la bouée ne le laissera pas tomber et par conséquent endommager le pipeline de PEES.

Au fur et à mesure que le navire poseur de canalisation approche des endroits d'intersection, le navire hydrographique spécialisé place un nombre de balises acoustiques sous-marines au niveau des extrémités du corridor d'intersection. Le navire poseur de canalisation place ensuite les balises sur le

tube situé avant les endroits d'intersection et conduisant vers ces derniers. Ces balises donnent des informations sur la position du pipeline par rapport au corridor d'intersection. Ce système permet au navire poseur de canalisation de faire une intersection précise et à tout changement de cap du pipeline d'avoir lieu bien avant l'intersection réelle. S'il est jugé nécessaire, la surveillance d'amerrissage par le navire hydrographique doit être exécutée durant les opérations d'intersection.

Dès que les intersections sont achevées, le navire hydrographique doit effectuer, à l'aide de ROV, un lever de plan vidéo de l'intersection et retirer les balises des intersections et du pipeline.

Le pipeline doit être scellé avec un chapeau temporaire à l'extrémité du tube et allongé proche de l'emplacement de la plate-forme.

Stabilisation du pipeline

Pour stabiliser le pipeline sur le fond de la mer, il faut appliquer au tube un revêtement lourd en béton, avant de le livrer au navire poseur de canalisation. Il est prévu que le pipeline doit être enterré dans les zones où la profondeur de l'eau mesure moins de 85 m. Les travaux doivent être effectués à l'aide d'équipement d'excavation maritime en creusant des tranchées de 2 m de profondeur environ, de façon que l'épaisseur de la couche de remblai couvrant le pipeline enterré dans la tranchée soit égale à 1 m environ. Le pipeline doit être enterré dans la tranchée et remblayé dans les limites de 1 km du rivage.

Il y a deux méthodes possibles pour créer des tranchées d'enterrement de pipeline. La première consiste en l'emploi d'une charrue tractable. Avec cette méthode, la charrue est déployée à partir d'un vaisseau hôte et abaissée sur le pipeline. Ce dernier est monté sur le châssis de la charrue et les socs se ferment au-dessous de lui. Au fur et à mesure que la charrue commandée par le navire hôte avance, elle crée une tranchée en forme de V dans laquelle le pipeline y est descendu. La seconde méthode consiste en l'utilisation d'un outil d'excavation sous-marin autotracté. Ce genre d'engin est positionné sur le pipeline et se déplace vers l'avant sans toucher ce dernier. Des bras d'excavation hydrauliques sont utilisés pour creuser la tranchée au-dessous du pipeline. En plus, des jets d'eau puissants sont utilisés pour fluidiser les déblais meubles, situés au-dessous du pipeline, pour s'assurer que le tube est descendu le plus profondément possible dans la tranchée en forme de V. Dans les deux cas, le remblai naturel du sol provenant des côtés escarpés de la tranchée va couvrir le pipeline. Les particules meubles de sable commencent à se déposer en quelques minutes, les matériaux plus denses prennent plus de temps. Sans exagération, la conception permet au pipeline d'être enterré graduellement sur une période allant jusqu'à une année, après laquelle la tranchée est complètement remblayée. Un programme de suivi sera mis en place, après consultation avec Environnement Canada, pour permettre la vérification du remblayage naturel des tranchées par le sédiment. Si, après un an, le remblayage naturel ne s'est pas produit, il faudra mettre en œuvre de nouvelles options de remblayage ou envisager la demande d'un permis d'immersion en mer.

L'option de stabilisation du pipeline avec des roches dans les zones d'affleurement rocheux, où l'excavation pourrait être impossible, doit être examinée durant la conception détaillée. En outre, la rectification de la portée à l'aide de roches peut être effectuée dans tout emplacement où le pipeline subirait autrement des contraintes causées par des ondulations excessives sur le fond de la mer. Les roches doivent provenir sans doute d'une carrière côtière existante, telle que celle qui se trouve à Mulgrave, en Nouvelle-Écosse.

Les organismes de réglementation concernés (c.-à-d. EC et MPO) sont actuellement avisés en ce qui concerne les conditions spécifiques requérant un permis (le cas échéant) en relation avec la pose du pipeline.

Essai hydrostatique

Le pipeline doit subir un essai hydrostatique durant la mise en service avec de l'eau de mer traitée, provenant d'un endroit situé à proximité du point d'arrivée à terre du pipeline à Goldboro. Toute la quantité d'eau introduite dans la conduite doit être totalement filtrée à 50 microns. Durant le remplissage, le nettoyage, le calibrage et l'essai hydrostatique du pipeline, un nombre d'inhibiteurs chimiques doit être régulièrement injecté dans l'eau de mer. Le temps nécessaire prévu pour le remplissage du pipeline et les opérations correspondantes ne doit pas dépasser 10 jours. Le nombre des inhibiteurs peut inclure : un colorant qui aide à détecter les fuites, un biocide qui contrôle les organismes marins et la bactérie mangeuse de soufre, un inhibiteur de corrosion et un absorbant d'oxygène dissous qui minimise la corrosion à l'intérieur du pipeline. Durant les phases de remplissage, il est possible qu'un certain volume de cette eau se déverse au niveau de la gare de réception de racleurs extracôtière. Cela arrive en cas de besoin de surplus d'eau hydrostatique indispensable pour pousser le racleur à l'intérieur de la gare de réception de racleurs à l'extrémité du pipeline.

Il est nécessaire de traiter l'eau de mer introduite à l'intérieur du pipeline avec des inhibiteurs de corrosion et des biocides, puisque ces produits chimiques protègent la surface interne du pipeline. Le temps écoulé entre la pose du pipeline et sa mise en service peut durer jusqu'à une année, ce qui dépasse le délai qui permet de laisser de l'eau de mer non traitée à l'intérieure du pipeline. Laisser de l'eau de mer non traitée à l'intérieur du pipeline pour une période dépassant un mois peut créer des conditions favorables à une corrosion prématurée du pipeline vers la fin de sa vie. L'introduction des éléments chimiques de traitement est une mesure de sécurité permettant d'empêcher la corrosion durant toute la vie du pipeline.

La méthode envisagée pour faire évacuer l'eau hydrostatique consiste dans le fait de ramoner à partir du rivage en utilisant une station de compression d'air temporaire afin de lancer le racleur et l'eau hydrostatique à travers le pipeline vers la sortie au niveau de la plate-forme de production. Une conduite temporaire située au niveau de la plate-forme de production doit diriger l'eau d'essai hydrostatique

évacuée vers le caisson d'évacuation d'eau de refroidissement où elle est mélangée avec l'eau de mer avant d'être évacuée vers l'environnement marin. L'utilisation de l'air comprimé à partir du rivage permet d'avoir des degrés variables de débit d'évacuation. L'air comprimé qui sert à sécher le pipeline est purgé avec de l'azote. Une charge d'azote de 5 à 6 lb/po² environ doit être conservée dans le pipeline. L'azote sera ventilé durant la mise en service de l'ensemble des installations par le «premier gaz».

Une étude a été entreprise en vue d'optimiser la méthode d'évacuation d'eau d'essai hydrostatique du pipeline et d'identifier les éléments chimiques les plus convenables pour l'essai et l'évacuation dans l'environnement. Il s'agit d'une évacuation unique. On estime à 47 000 m³ environ le volume d'eau d'essai hydrostatique nécessaire pour remplir le pipeline et à plus de 4 à 5 jours la période nécessaire pour le vider. Le débit d'évacuation d'eau doit être environ 470 m³/h. On évalue à 3 050 m³/h l'évacuation d'eau de mer à partir de la plate-forme. Par conséquent, il y a un rapport de sept à un (7:1) de dilution de l'eau d'essai hydrostatique avec l'eau de refroidissement avant l'évacuation.

Les éléments chimiques utilisés dans cette application doivent être considérés à partir des Directives de sélection chimique extracôtières (ONE *et coll.* 1999) et sélectionnés à partir d'une liste d'éléments chimiques approuvés au Canada. Étant donné que le programme de pose du pipeline est encore en voie de développement et que le fournisseur n'a pas été encore choisi, les éléments chimiques de traitement définitifs ne peuvent pas être précisés.

Une étude sur deux composants doit être entreprise pour évaluer l'impact des éléments chimiques sélectionnés qui sont évacués dans l'environnement. Un programme de bio-essais sur la toxicité (premier composant d'étude) sera entrepris avant l'évacuation de ces composés. Le bio-essai doit utiliser des échantillons de l'élément chimique proposé, dilué dans l'eau de mer, pour reproduire les mélanges des éléments chimiques et concentrations envisagés pour le programme d'essai hydrostatique. Les résultats doivent être appliqués dans un modèle de dispersion du nuage de particules (second composant d'étude) pour confirmer que l'impact est minimal sur l'environnement marin autour de la plate-forme. Avant d'entreprendre cette étude, les paramètres et l'étendue de l'étude bio-essais doivent être discutés avec EC et MPO.

La section côtière du pipeline nécessite aussi un essai hydrostatique, qui peut être effectué facilement avec la section extracôtière du pipeline suivant la procédure mentionnée ci-dessus, utilisant la même source d'eau de mer et les mêmes éléments chimiques de traitement.

En cas de changement de calendrier de la pose du pipeline de la section côtière, à ce moment-là un essai hydrostatique peut être effectué séparément. Dans ce cas, l'eau d'essai hydrostatique pourrait être laissée à l'intérieur du pipeline côtier jusqu'à ce que l'essai hydrostatique extracôtier soit terminé et les eaux des deux essais hydrostatiques doivent être évacuées ensemble.

En cas de nécessité d'effectuer des essais séparément et d'évacuer l'eau d'essai hydrostatique du pipeline côtier, il faut évacuer cette eau dans des citernes vers une unité de traitement d'eau agréée. Prenant en compte les considérations relatives à l'environnement et au coût, cette option serait considérée uniquement comme cas exceptionnel.

2.3.3 Installations et pipeline côtiers

Le pipeline côtier doit être construit et posé conformément aux codes de conception applicables (c.-à-d. Systèmes de canalisation de pétrole et de gaz ACNOR Z662-99), les exigences réglementaires (c.-à-d. *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*) et la norme industrielle. D'autres installations côtières doivent comprendre des équipements de comptage et de contrôle de la qualité, des gares de réception de racleurs temporaires, un système TAD et un petit bâtiment nécessaire pour abriter les systèmes de comptage et de TAD.

Toutes les activités de construction et d'installation côtières sont effectuées en conformité avec ACNOR Z662-99. Données générales et description de la construction d'une installation côtière type (sauf pipelines) :

- Raccorder au pipeline de transport de M&NP, monter les installations de raccordement (c.-à-d. comptage, etc.), effectuer un essai hydrostatique et isoler les installations;
- Préparer les sections de canalisation et les ouvrages associés (c.-à-d. tubes de surface, gare de réception de racleur temporaire);
- Remplir les canalisations, nettoyer et calibrer les sections de canalisation et les ouvrages associés;
- Vérifier les sections de canalisation côtières et les ouvrages associés;
- Raccorder la canalisation aux installations de M&NP;
- Déshydrater et sécher les sections de canalisations côtières et les ouvrages associés;
- Exécuter le raccordement au pipeline.

La figure 2.6 montre un corridor de pipeline côtier envisagé et sélectionné. Le tracé final du pipeline doit être déterminé en collaboration avec la Municipalité et conformément aux critères de conception énumérés dans la section 2.2.4.

On emploie généralement pour la pose du pipeline côtier la méthode de distribution de tâches décrite ci-dessous. Étant donné la longueur relativement courte du pipeline à poser, il est nécessaire d'avoir une seule équipe pour chaque «distribution» (c.-à-d. une équipe pour chaque activité). La conception détaillée de la distribution dépend de la particularité de l'entrepreneur de construction, de son équipement et de la nature du terrain, mais d'une manière générale, les équipes peuvent être réparties de la manière suivante :

- Équipe de géomètres;
- Équipe spéciale de reconnaissance des services existants;
- Équipe de préparation de l'emprise de travail;
- Équipe de clôture;
- Équipe de décapage de terre végétale;
- Équipe de courbure sur le terrain;
- Équipe de soudeurs;
- Équipe d'inspection;
- Équipe de revêtement;
- Équipe d'excavation;
- Équipe de descente et de pose;
- Équipe de remblaiement;
- Équipe de rétablissement;
- Équipe d'essai hydrostatique;
- Équipe de mise en service préliminaire.

Il y aura en plus des équipes spéciales pour des travaux, tels que les intersections routières et maritimes, qui participeront aux travaux en cas de nécessité constatée.

L'emprise de travail destinée aux activités de construction est constituée généralement d'une emprise routière (ER) de 25 m et d'une aire de travail temporaire (ATT) de 25 m de largeur, selon qu'il est nécessaire. L'emprise de travail, une combinaison de l'ER permanente avec l'ATT, doit être acquise avec l'accord des propriétaires fonciers concernés. Lors de l'application de techniques spéciales d'intersection (c.-à-d. au niveau des intersections de route et de cours d'eau), il est nécessaire d'augmenter l'emprise de travail pour faciliter le passage des équipes et le stockage du surplus de déblais. Pour la pose du pipeline au point d'arrivée à terre, l'emprise de travail totale nécessaire pour les équipements et matériel de pose, est de 100 m environ de largeur.

À l'intérieur de l'emprise de travail, la ligne médiane du pipeline doit être jalonnée et les arbres et arbustes supprimés. On évitera dans la mesure du possible d'abattre les arbres établis. Les fossés sont aménagés avec des buses et des rampes d'accès de façon à assurer la continuité de la route.

Les souches et les débris situés sur le passage de la tranchée sont supprimés et dégagés durant l'opération de déblaiement. Les trous de souches doivent être remblayés avec un matériau convenable et compactés. Les opérations de déblaiement effectuées par des bulldozers sont limités à l'emprise de travail et en conformité avec les conditions environnementales requises.

La terre végétale est ensuite décapée d'un bout à l'autre de l'aire de travail et entassée sur un côté. Une surface de l'aire de travail adjacente à la terre entassée est désignée comme piste destinée au mouvement des véhicules.

Les tubes sont transportés du parc à tube à l'emprise de travail et placés sur des dormants longeant la ligne parallèle à la tranchée envisagée. Des espaces vides sont laissés entre les trains de tubes pour permettre l'accès de part et d'autre à l'emprise de travail. Dans les endroits où le tracé négocie un virage, on pose des tubes cintrés à l'usine et là où les virages sont moins accentués, les tubes sont cintrés sur-le-champ. Les sections de pipeline sont ensuite soudées entre elles, et tous les joints soudés subissent une inspection radiographique afin de détecter les anomalies. Les parties défectueuses sont soit corrigées soit coupées.

L'extrémité ouverte du pipeline est capuchonnée durant la nuit pour empêcher l'infiltration de tout matériau dans le tube et/ou l'entrée de petits animaux.

Les soudures et toutes les parties nues du tube sont ensuite revêtues de façon à ce que le revêtement de protection soit continu. Avant la pose dans la tranchée, le revêtement est vérifié pour s'assurer qu'il ne comporte aucun défaut.

Le pipeline est enterré dans une tranchée supposément plus large de 300 à 600 mm que le diamètre du tube, assez profonde pour assurer une couverture minimale. Dans les endroits rocheux, où le terrassement de mise à niveau du fond de la tranchée est difficile, un lit de sable de 100 mm d'épaisseur au moins est aménagé pour le pipeline. Dans les endroits où le pipeline doit croiser un pipeline existant, la profondeur de la tranchée doit être augmentée afin de laisser un intervalle de séparation entre les deux pipelines. L'épaisseur finale de la couverture doit être déterminée par les codes de conception et en fonction des conditions locales; elle dépend de l'usage du terrain, des contraintes propres au tube et des considérations sécuritaires (c.-à-d. des effets tiers). Il est généralement prévu une couverture de l'ordre de 1 m d'épaisseur; cependant, cette dernière pourrait atteindre un minimum de 600 mm à cause des contraintes conceptuelles, telles que l'intersection avec un pipeline existant.

La descente du pipeline dans la tranchée se fait à l'aide d'un tracteur à flèche latérale avec un maximum de précaution pour éviter d'endommager le revêtement. La tranchée est ensuite remblayée avec du matériau de remblai de qualité pour éviter d'endommager le revêtement du pipeline. Il faut placer environ 150 mm de matériau de remblai de qualité autour du pipeline. Ces matériaux dont les particules ne doivent pas dépasser 6 mm, doivent être compactés manuellement afin de procurer au tube un renforcement grâce au remblayage et de réduire d'éventuels affaissements.

Le reste du matériau de remblai est ensuite jeté dans la tranchée. Sur les pentes raides, des systèmes anti-affouillement, appelés des rejeteaux, sont placés dans le sous-sol de part et d'autre de la tranchée pour réduire l'effet d'éventuels problèmes d'érosion causée par le ruissellement de l'eau de surface. On utilise à cet effet des sacs de sable ou des remparts de bentonite. Les autres moyens typiques de contrôle d'érosion sur les pentes raides sont les fossés de dérivation, les tapis anti-érosion et les talus. Pour les détails sur l'essai hydrostatique, voir section 2.3.2.

Avant de procéder à l'essai de la canalisation, l'emprise de travail est rétablie. Le terrain est aménagé à l'aide d'un cultivateur à sillon profond pour ameublir tout compactage et la terre végétale stockée est ensuite remise sur le terrain déformé. À moins qu'elles ne soient expressément indispensables pour plus de protection, les clôtures de restauration doivent également être enlevées. L'emprise routière doit être semée et remise en végétation. Les décombres sont transportés vers un dépotoir approuvé.

Les exigences relatives au dynamitage côtier ne peuvent être connues avant que le lever de plan géotechnique, prévu pour l'automne 2002, ne soit achevé. Si le dynamitage s'avère indispensable, toutes les activités de dynamitage seront effectuées conformément à la *réglementation générale sur les explosifs*, prévue par l'*Acte d'hygiène et sécurité de travail* de la Nouvelle-Écosse. Les activités de dynamitage seront aussi effectuées conformément aux Directives d'emploi des explosifs dans les Eaux de pêche canadiennes ou à proximité d'elles (Wright et Hopky 1998).

Le Projet nécessite une base temporaire d'approvisionnement pour le pipeline avant et après la pose de pipeline extracôtier. Un site riverain de 15 à 40 ha, incluant des quais de profondeur d'eau assez suffisante, est indispensable. Il doit être établi près du tracé du pipeline et disposer d'un accès facile aux réseaux routier et de chemin de fer. Le site doit comprendre probablement une aire d'entreposage, des ateliers d'entretien et de réparation, des bureaux et un parc de revêtement et de stockage de tubes. Un quai de 300 m de longueur environ est nécessaire pour permettre de charger et de décharger simultanément les barges d'approvisionnement en tubes et les navires de soutien. Cet établissement existant doit ressembler à l'établissement de Sheet Harbour, utilisé durant la phase 1 de PEES.

2.3.4 Construction des puits de développement

L'ensemble des puits de développement comprend six puits de production et un puits d'injection; tous les puits se trouvent sur la plate-forme de tête de puits. On emploie pour le forage des puits une installation de forage autoélevatrice à partir de la plate-forme de tête de puits. Une installation de forage autoélevatrice est une unité mobile de forage en mer (MODU) aux pieds ajustables à l'aide de vérins. Une fois l'unité remorquée sur place, ses pieds descendent jusqu'à ce qu'ils touchent le plancher océanique, ensuite la plate-forme de forage s'élève jusqu'à 25 m environ au-dessus de la surface de l'eau. Une installation de forage autoélevatrice est placée à côté de la nouvelle plate-forme de tête de puits pour forer les puits de développement indispensables au Projet. L'installation demeure sur place

durant les opérations de forage et de complétion et elle est retirée par la suite. On prévoit 450 jours environ pour compléter totalement la construction des puits de développement.

Le programme normal de forage pour tous les puits de Deep Panuke comprend un trou de forage et un ensemble tubage/tube de dimensions ordinaires. Toute la conception de tubage est basée sur le *Règlement du forage de pétrole en mer* de OCNEHE. Des renseignements supplémentaires relatifs à la conception de tubage et au programme de forage se trouvent dans le plan de développement (DPMV volume 2).

Pour les nouveaux puits forés à partir de la plate-forme, le tube conducteur (premier train de tubes) doit être placé à environ 75 m au-dessous du plancher océanique par l'utilisation de la procédure « forer et enfoncer ». Cette procédure est utilisée pour placer les conducteurs sur les plates-formes dont le fond marin est meuble, et affouillerait si les conducteurs étaient forés en place. En plus, l'enfoncement des conducteurs est une méthode efficace pour installer les conducteurs sur la plate-forme (comparé à l'exploration), puisque les conducteurs sont guidés vers le fonds de mer par le treillis. Le transfert de l'énergie appliquée à la surface est transmis de façon efficace à l'extrémité inférieure du tube pour qu'il pénètre dans le sol.

On extrait le bouchon de terre formé à l'intérieur du tube enfoncé en transperçant et en dégagant la boue à la surface à l'aide de l'eau de mer. On peut ajouter des améliorants de viscosité (polymères) à l'eau de mer pour faciliter l'extraction de déblais. Les déblais sont évacués dans le fond de la mer. Le volume de déblais extrait est égal au volume de déblais de l'intérieur du tube conducteur de 610 mm.

Les tubes conducteurs sont installés après la pose de la plate-forme de tête de puits et doivent faire figure de première barrière météorologique pour prendre la charge environnementale et protéger les premiers trains de tubage (tronçon de tube). Les conducteurs supportent aussi la charge de surface appliquée par les autres trains de tubage qui sont retournés à la surface dans le puits sous-pression situés sur la plate-forme. Le tubage de surface de tous les puits est placé dans la formation Wyandot (voir figure 2.1) à environ 900 m au-dessous du fond de la mer, dans la direction générale de l'emplacement du fond du puits (voir figure 2.8).

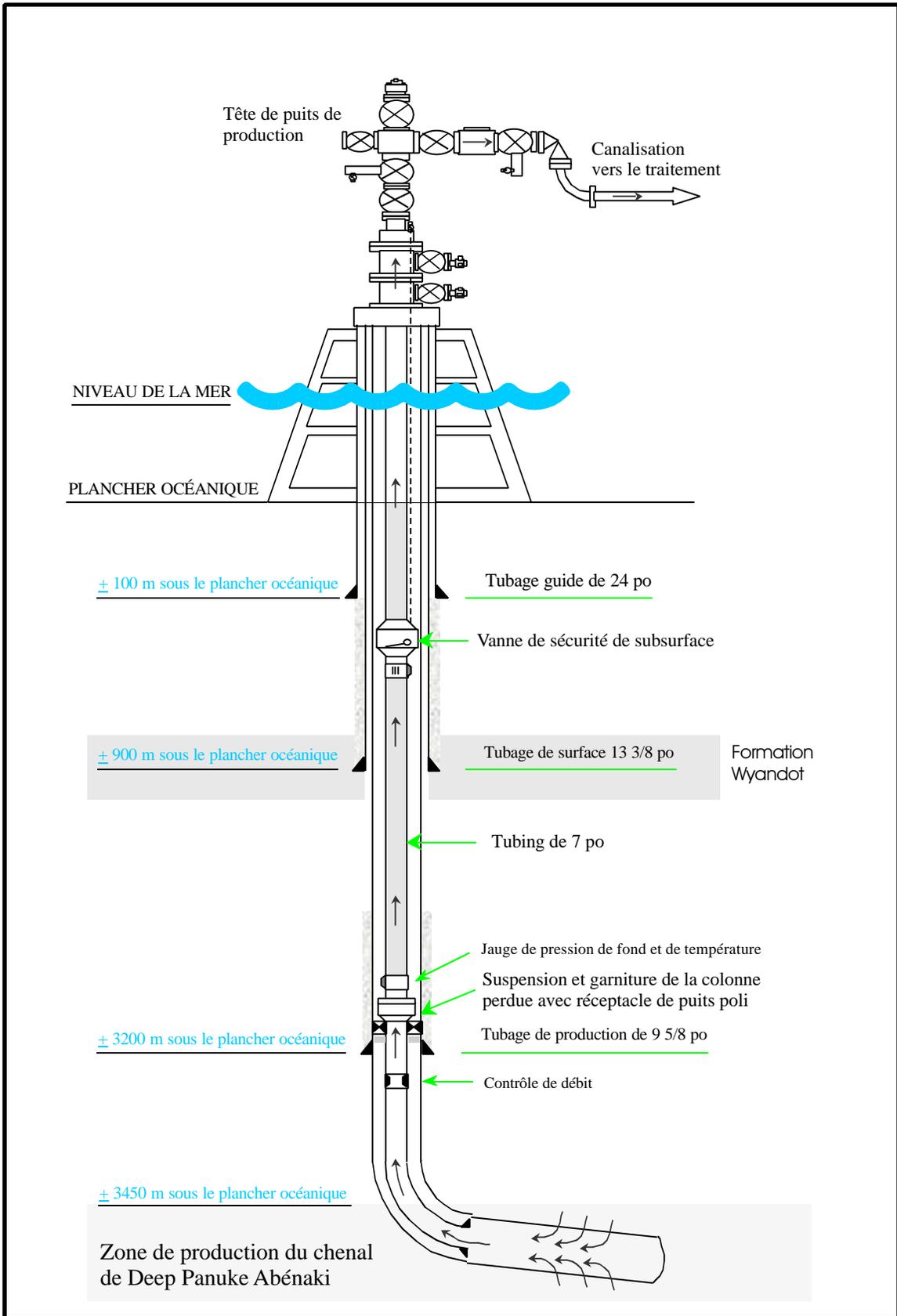


Figure 2.8 Schéma typique d'un puits de production

Pour les puits de production forés dans la formation Abénaquis, la section du trou intermédiaire est forée après la pose du tubage de surface dans la formation Wyandot. Les blocs obturateurs de puits (BOP) doivent être installés (même chose pour le puits d'injection), et le puits est foré jusqu'à peine au-dessus de la formation Abénaquis (3 450 m de profondeur verticale réelle, PVR). Le puits doit subir un forage dirigé pour orienter correctement son trajet vers l'entrée du gisement à l'endroit souhaité. Un train de tubage de production est placé à cet endroit. Un équipement supplémentaire doit être installé en vue de l'exploitation des techniques de forage de contrôle de vitesse annulaire (CVA) et la section principale du trou doit être forée à travers l'intervalle productif du récif carbonaté. Une colonne perdue (train de tubes) doit être installée dans cette section principale qui est forée en quasi-horizontal à travers le sommet de la formation Abénaquis. De la même façon que le puits d'injection, le puits de production serait complété avec une garniture d'étanchéité de fond (avec d'autres équipements auxiliaires de fond), un tubing de production, une vanne de sécurité de fond commandée de la surface, un collier à coins pour tubes de production et un arbre de production. Une fois tous les essais hydrostatiques et opérationnels effectués, les puits d'injection et de production sont prêts pour l'exploitation.

Actuellement, il est prévu d'injecter le surplus de condensat et le gaz acide dans l'unique puits d'injection qui doit être foré à partir de la nouvelle plate-forme de tête de puits. On utilise les pompes d'injection de la plate-forme principale pour pomper le condensat à l'intérieur du puits, en appliquant les pressions nécessaires pour l'injection dans la zone de rejet de fond.

Le puits d'injection du condensat et du gaz acide est foré dans une zone poreuse et perméable. Les schistes imperméables, situés immédiatement au-dessus de la zone potentielle d'admission, éliminent toute possibilité de migration du condensat et du gaz acide qui sont injectés dans le puits. La zone désignée doit être capable de contenir la totalité du volume de gaz acide et de surplus de condensat produits durant toute la vie du Projet. Le choix de la zone doit garantir l'absence de toute brèche d'injection de fluides à la surface, soit à travers un autre forage de puits ou espace annulaire, soit à travers une fracture à l'intérieur de la roche. Il doit aussi tenir compte des puits existants et ultérieurs, situés dans la région, et garantir que le puits d'injection ne leur cause aucun danger. Des formations convenables pour l'évacuation du gaz acide et du condensat sont actuellement examinées. La zone doit être située soit dans la partie inférieure du canyon Logan ou les sables «P» soit dans les sables de Missasauga.

La figure 2.9 montre un schéma du système d'injection. Le puits d'injection doit être probablement foré à l'aide d'un trépan de 216 mm et d'un train de tubage de 245 mm x 178 mm. Le puits est ensuite complété en tant que puits injecteur utilisant une garniture d'étanchéité de fonds (barrière interne), un train de tube d'injection de 89 mm, une vanne de sécurité de fond commandée de la surface (barrière interne de fermeture d'urgence à sécurité intégrée), un collier à coins pour tubes et un arbre d'injection (barrières de surface internes).

On utilise probablement pour le forage de puits de développement des boues à base d'eau (BBE) et des boues à base d'huile sous forme de boues à base d'huile synthétique (BBHS) ou des boues à base d'huile minérale améliorée (BBHMA). Les boues servent à protéger et à nettoyer le trou de forage, à établir un contre-poids excessif contre les pressions de formation et à faire remonter en surface les déblais de forage. Le choix du fluide de forage est basé sur des facteurs tels que l'angle du trou, le type de formation forée (c.-à-d. pierre de boue, grès, argile), et la durée d'exposition. Une étude de stabilité du forage en cours donnera des renseignements supplémentaires sur les paramètres déterminants qui exposent les grandes lignes du procédé de sélection.

Les boues à base d'huile peuvent avoir un fluide de base qui est l'huile synthétique (BBHS) ou l'huile minérale améliorée (BBHMA). La BBE est une suspension de solides et de matériaux dissous dans un fluide transporteur de base qui est l'eau (pour les constituants typiques, voir tableau 2.1). La BBE est généralement utilisée dans les puits qui présentent peu de déviation ou qui ne rencontrent pas de grands obstacles géologiques. Les BBHS/BBHMA augmentent la cohésion de la boue liée aux déblais de forage et une inhibition de formation supérieure pour une meilleure efficacité de forage.

Tableau 2.1 Composition type des boues de forage pour Deep Panuke	
Boue à base d'eau (Type eau de mer et gel de boue)	Boue à base d'huile (Boue à base synthétique ou boue à base d'huile minérale améliorée)
Barytine	Fluide ¹ de base
Bentonite	Eau
Chlorure de potassium (KCl)	Émulsifiants
Polymères	Chlorure de calcium
Eau	Chaux
Ethylène glycol	Barytine
Soude de commerce/ Bicarbonate de soude/chaux	Adjuvant de perte de liquide
Soude caustique	Mouillant d'huile
Sel (Chlorure de sodium ou chlorure de calcium)	Améliorant de viscosité
¹ Le fluide de base est l'huile minérale améliorée (comme dans BBHMA) ou l'huile minérale à base synthétique (comme dans BBHS).	

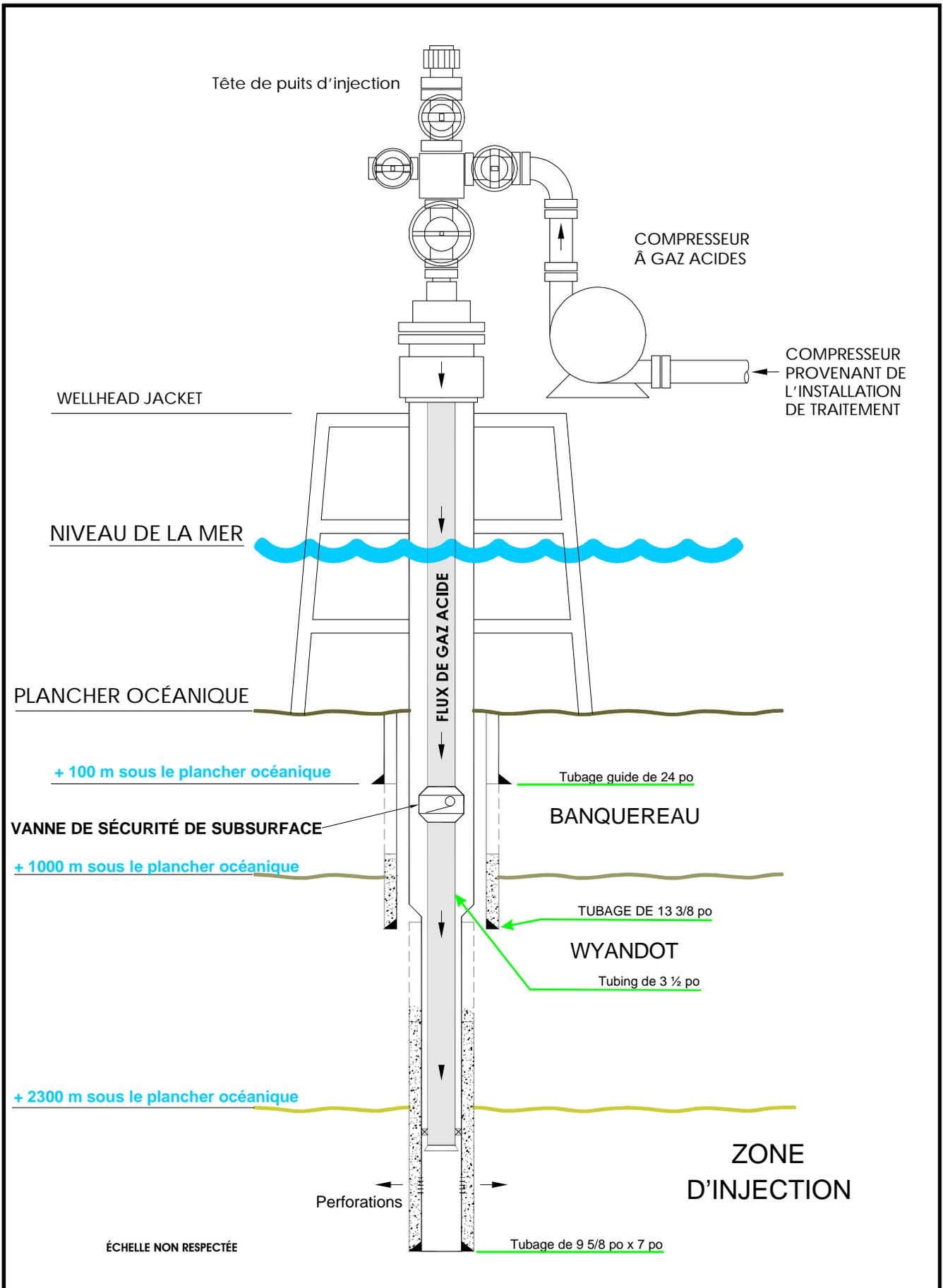


Figure 2.9 Schéma typique d'un puits d'injection de gaz acide

Comme il a été noté précédemment, il y a trois sections de trous au-dessous du conducteur de 610 mm, dont chacune nécessite un type différent de boue : la section du trou de surface qui va du fond de mer (± 75 m au-dessous du fond de mer (DFM)) jusqu'à la formation Wyandot (± 900 m de profondeur verticale réelle [PVR] (DFM)), la section intermédiaire qui va de la formation Wyandot jusqu'au sommet de la formation Abénaquis et la section principale qui va du sommet de la formation Abénaquis jusqu'à la zone de production ($\pm 3 400$ m de PVR DFM).

On utilise la BBE pour le forage du trou de surface pour différentes raisons : les angles des sections supérieures ne sont pas vraisemblablement très grands, par conséquent il n'est pas nécessaire d'avoir l'inhibition qui caractérise la BBHS/BBHMA. La section du trou se perce très rapidement et il n'est pas nécessaire dans ce cas non plus d'avoir un grand degré d'inhibition. Mais le plus remarquable, c'est que le potentiel pour la percée de surface (plancher océanique) du fluide de forage, durant le forage de cette section de trou, est relativement important. Du point de vue perspective environnementale et économique, cette percée serait inacceptable. Pour la section intermédiaire, on utilise la BBE ou la BBHS/BBHMA. Le fluide de forage du trou intermédiaire est principalement choisi en fonction de l'angle du trou, le type de formation forée et la durée d'exposition. Le choix du fluide de forage est arrêté définitivement durant la conception détaillée. Enfin, on utilise la BBE pour la section principale s'il est nécessaire d'avoir un forage de contrôle de vitesse annulaire (CVA) avec une perte de boue totale.

La compagnie EnCana a l'intention d'utiliser la BBE dans les conditions où il est techniquement pratique, et utiliser uniquement la BBHS/BBHMA là où il est autrement exigé par les conditions relatives au trou (c.-à-d. angles de trou supérieurs pour les puits déviés de longue portée). Cependant, il apparaît très invraisemblable que la BBE puisse être utilisée pour les sections intermédiaires de tous les puits.

Durant l'opération de forage, la boue est mise en circulation en bas de la tige de forage pour se déplacer de l'unité de forage vers le fond du trou de forage et retourner vers l'unité de forage, à l'intérieur de l'espace annulaire (entre la tige de forage et le trou/tubage ouvert), transportant les déblais du puits. Chaque section de trou d'un puits de forage nécessite des fluides de propriétés différentes pour la boue. Ainsi après chaque section de trou, la boue est modifiée ou changée. La BBE qui n'est plus nécessaire est jetée à la mer avec les déblais de BBE, conformément aux directives de traitement de déchets extracôtiers (DTDE) (ONE *et coll.* 1996 et ses mises à jours). Dans les cas d'utilisation de la BBHS/BBHMA, elle est renvoyée à la base côtière pour être re-conditionnée ou rejetée. Les déblais provenant de la BBHS/BBHMA ne sont pas jetés à la mer, ils sont par contre évacués selon l'une des méthodes suivantes :

- injection annulaire dans une zone de rejet ou injection dans un puits spécial;

- chargement des déchets dans des skips et expédition vers une installation de traitement côtière approuvée.

Voir section 2.7.4 pour plus de renseignements concernant la gestion des déchets de forage.

Pendant l'essai et le nettoyage du puits, les gaz et les liquides contenus dans le réservoir sont transformés dans des unités de traitement temporaires à échelle réduite, sur l'appareil de forage. Les produits gazeux et liquides sont, eux, brûlés sur la torche de ce même appareil de forage. Ces essais sont menés avant le début de l'exploitation, et de façon distincte.

Durant toute la vie du champ, il est indispensable d'effectuer des travaux de reconditionnement des trous de forage. Les différents équipements indispensables sont transportés en mer pour effectuer des travaux de fond. Les processus engagés peuvent nécessiter des saumures de complétion. Ces saumures seraient composées d'eau et de préparation de sel gardée en suspension à l'aide d'un améliorant de viscosité (polymère).

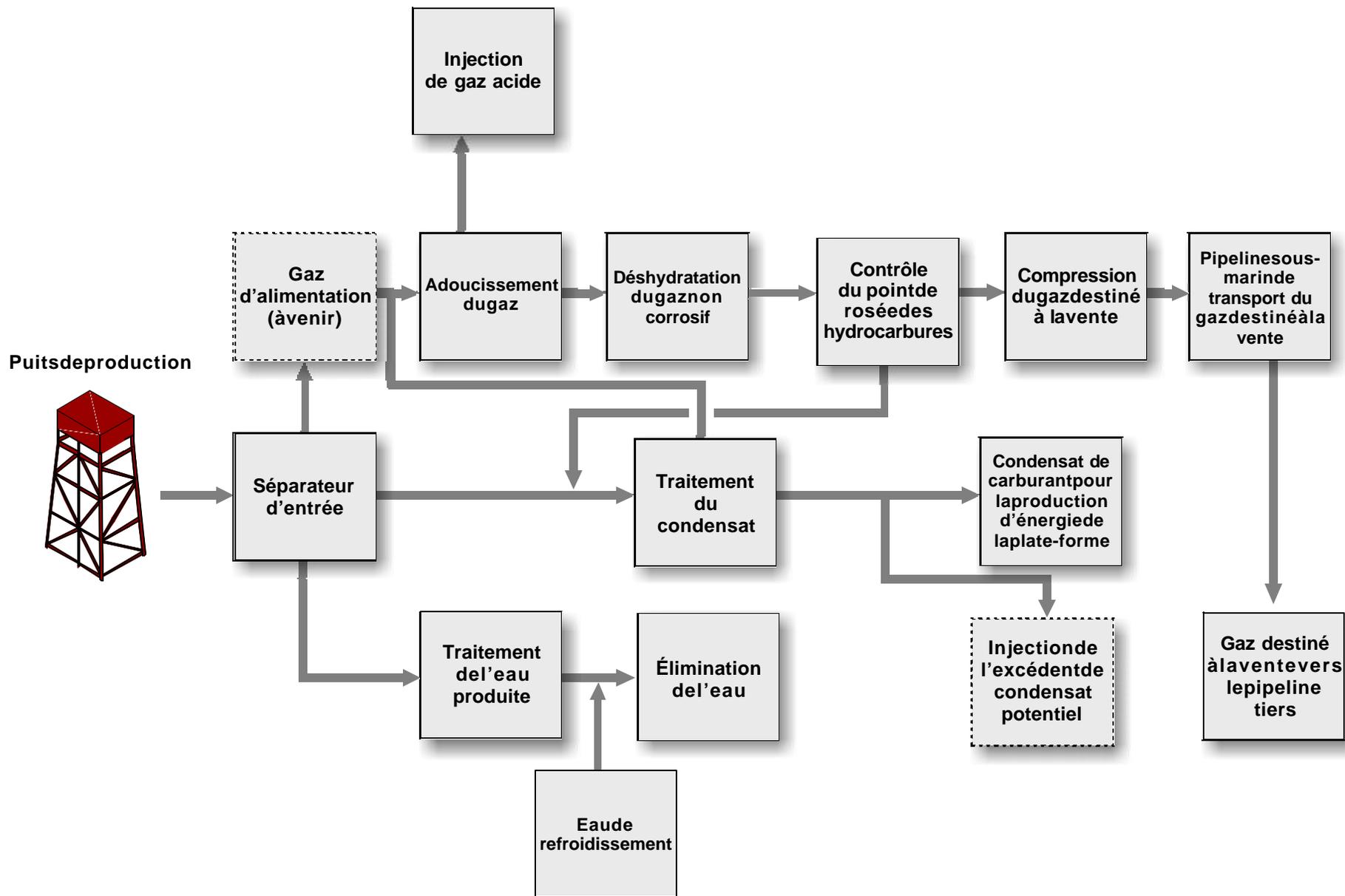
2.4 Opérations

2.4.1 Production

L'installation de production est exploitée de façon à optimiser la production tout en assurant la protection de l'environnement, des normes supérieures de sécurité et en réduisant l'impact environnemental. Elle est dotée de personnel organisé sur la base de travail de 24 heures. Un système de gestion d'entretien, qui emploie des méthodes proactives et prédictives, ainsi que d'intelligentes techniques de surveillance des conditions d'exploitation de l'installation, gère les installations d'entretien et les inspections obligatoires.

Composition de l'installation : équipement de séparation, de comptage, d'adoucissement par l'amine, d'injection de gaz acide, de déshydratation, de contrôle du point de rosée de l'hydrocarbure, de traitement et d'évacuation de l'eau produite, de traitement de condensat pour le carburant, d'injection de surplus de condensat, de compression et de commodités. La figure 2.10 montre un simple schéma de circulation des fluides.

Toutes les installations de production et de traitement sont établies en mer. Le gaz destiné à la vente introduit dans le pipeline d'exportation doit être conforme, en ce qui concerne le point de rosée et la teneur en eau de l'hydrocarbure au niveau du poste de comptage de gaz, aux spécifications requises pour le pipeline de MN&P. Par conséquent, il n'est pas nécessaire d'avoir un traitement côtier (tel que la récupération de l'éthylène glycol). Les installations côtières concernent uniquement le comptage et la vanne d'isolement.



P:\EnvSci\15xxx\15999PanCan\500RASCoordination\DevelopmentPlanApplication\DPAReportJanuary\Figures\Fig5_5.cdr

Figure 2.10 Organigramme de traitement simplifié

2.4.1.1 Séparation

Les fluides des puits sont traités dans un séparateur de production ou un séparateur de test pour la séparation du gaz, du condensat et de l'eau.

2.4.1.2 Comptage

Les courants individuels du séparateur de production et du séparateur de test sont mesurés aux fins de gestion du gisement selon la réglementation de OCNEHE.

2.4.1.3 Adoucissement par l'amine

Le système d'adoucissement par l'amine est conçu pour éliminer l'hydrogène sulfuré (H_2S) contenu dans le gaz brut. L'élimination de H_2S et de CO_2 du gaz brut engendre un courant de déchets de gaz acide composé principalement de H_2S et de CO_2 .

Alors que le gaz de Deep Panuke contient jusqu'à 3,6 % molaire de CO_2 et environ 2 000 ppm de H_2S , l'unité d'adoucissement par l'amine est conçue pour être alimentée de gaz qui contient jusqu'à 3,7 % molaire de CO_2 et 3 000 ppm de H_2S . La spécification de gaz de vente exige que la teneur en H_2S ne dépasse pas 6 mg/m³ (environ 4 ppm) et 3,0 % molaire de CO_2 . La sortie de l'unité actuelle est conçue pour une teneur en H_2S de 2 ppm à 2,8 % molaire.

L'unité d'adoucissement par l'amine est basée sur l'absorption physique au moyen d'un solvant qui absorbe les impuretés (H_2S et CO_2). Le solvant est ensuite régénéré par la chaleur pour dégager les impuretés absorbées. Le processus est cyclique; il réside dans le fait que la solution d'amine circule sans arrêt à travers l'absorbeur/contacteur pour recueillir les impuretés et se dirige ensuite vers le régénérateur pour les libérer. La suite est une brève description du processus.

Le gaz riche (forte teneur en H_2S et CO_2) provenant du coalesceur du filtre d'alimentation d'amine est introduit dans le surchauffeur à gaz d'amine, où la chaleur de surchauffe augmente sa température de 4° C environ. Le gaz chauffé est alimenté ensuite dans le contacteur d'amine et se met en contact avec une légère solution d'amine introduite dans le contacteur par la pompe d'amine du second étage. Le gaz traité quitte le sommet de la colonne et l'amine riche quitte le fond de la colonne. Le liquide est ensuite refoulé à travers une soupape de contrôle de niveau dans le ballon de gaz de détente. Le gaz détendu est acheminé vers le compresseur de distillat de tête du stabilisateur pour rejoindre le flux du gaz du processus principal. L'amine riche provenant du ballon de gaz de détente est introduite, au moyen d'un contrôle de niveau, à travers le filtre d'amine riche et l'échangeur alimentation/effluent du régénérateur d'amine, dans la colonne de régénération.

Les gaz corrosifs quittent les amines de la colonne du régénérateur. Les distillats provenant de la colonne de régénération sont refroidis dans le condenseur des distillats de tête du régénérateur, ensuite la vapeur et le liquide sont séparés dans le ballon de reflux. Le gaz acide est alimenté au moyen de contrôle de pression dans l'unité du compresseur d'injection de gaz acide. Le liquide refroidi est alimenté en retour dans la colonne de régénération à l'aide de la pompe de reflux du régénérateur, par le contrôle de niveau du ballon de reflux. Le liquide du plateau de fond du régénérateur est alimenté dans le rebouilleur. Le débit de retour de liquide et de vapeur dépend du flux du milieu chauffant dans le rebouilleur, qui est contrôlé pour atteindre la température désirée de distillat de tête du régénérateur, donnant de cette façon un produit convenable d'amine légère.

Le courant d'amine légère part du fond de la colonne, passe par l'échangeur alimentation/effluent du régénérateur et le refroidisseur d'amine légère et entre dans le ballon-tampon de l'amine légère. Le débit d'amine légère des deux échangeurs est déterminé par une vanne de régulation, fixée en amont du refroidisseur, sur la base du niveau du liquide dans la colonne du régénérateur.

L'amine légère provenant du ballon-tampon est alimentée dans la pompe d'amine du premier étage, alimentant ainsi la pompe à amine du second étage, la cartouche filtrante d'amine légère et le filtre de charbon. Le flux traversant la pompe à amine du second étage passe par régulation de débit dans le contacteur d'amine. L'écoulement glissant restant à travers la cartouche filtrante et le filtre de charbon, représente la capacité restante de la pompe à amine du premier étage. Une dérivation autour des filtres est prévue pour le démarrage, etc., lorsque l'écoulement glissant est fort et que le flux du contacteur et de l'absorbeur est faible.

Les déchets résiduels non éliminés durant le processus d'adoucissement par l'amine (H_2S et CO_2) restent dans le gaz destiné à la vente, qui est transporté vers le marché. L'unité d'adoucissement par l'amine est un système à boucle fermée.

Le solvant aminé utilisé dans l'unité d'adoucissement est soit le méthyl-diéthanolamine (MDEA), soit une version stériquement encombrée de ce produit, qui améliore la sélectivité entre l'absorption de H_2S et de CO_2 . Le processus cyclique peut conduire à une accumulation d'impuretés dans le solvant aminé au fil du temps. Si le solvant aminé nécessite un changement total ou partiel (dilution des impuretés), il est retiré du processus et expédié vers la côte pour le retraitement (nettoyage et recyclage chez le fabricant)

2.4.1.4 Injection du gaz acide

Le gaz acide provenant du régénérateur d'amine est comprimé à environ 15 000 kPa à l'aide d'un compresseur à plusieurs étages. L'eau qui se condense entre les étages de compression est recyclée dans les installations de traitement. Le gaz acide comprimé est injecté dans un réservoir souterrain approprié.

Le tableau 2.2 décrit la conception du flux et la composition du système d'injection de gaz acide. La figure 2.9 indique un schéma du système d'injection.

Voir section 2.3.4 pour plus de détails sur le puits d'injection.

Tableau 2.2 Système d'injection de gaz acide – Composition et flux	
Description	Données de conception
Débit massique (kg/h)	12 180
Débit de gaz étalon (m ³ /h)	7 325
Débit molaire (kgmole/h)	307
Pression (kPa)	200
Température (C)	45
Fraction de masse du composant (%)	
CO ₂	78,02
H ₂ S	17,30
Cl ⁺	1,41
H ₂ O	3,24
Note: le flux représente l'alimentation totale du système de gestion de gaz acide, y compris le gaz acide provenant du système aminé et H ₂ S retiré du carburant de condensat.	

2.4.1.5 Déshydratation

Le gaz adouci provenant de l'unité d'adoucissement par l'amine contient de l'eau qui doit être éliminée. L'unité de déshydratation de gaz adopte un processus à déshydratant liquide, qui utilise un solvant pour absorber l'eau. Le solvant, triéthylène glycol (TEG), est ensuite régénéré par la chaleur pour libérer l'eau absorbée. C'est un processus cyclique, dans lequel le TEG circule en permanence à l'intérieur de l'absorbeur/contacteur, absorbe l'eau et la libère au niveau du régénérateur. Les paragraphes suivants décrivent brièvement le processus.

Le gaz traité de l'unité d'amine est acheminé vers le système du TEG pour la déshydratation. Il est d'abord acheminé vers le contacteur du TEG dans lequel le gaz d'entrée coule en sens inverse du TEG léger. Le TEG léger absorbe l'eau entraînée dans le courant de gaz et réduit la teneur en eau du gaz.

Le TEG riche sortant du contacteur refroidit les distillats de tête du régénérateur et se dirige vers le ballon de détente du TEG. Le gaz détendu du ballon de détente est acheminé vers la torche. Les liquides du ballon de détente passent alors à travers le filtre de charbon du TEG (pour éliminer les hydrocarbures de trace) et le filtre du TEG (pour éliminer le charbon) avant d'être chauffés dans l'échangeur de chaleur alimentation/effluent du régénérateur du TEG et avant d'entrer dans le régénérateur.

Les résidus du régénérateur sont chauffés pour éliminer l'eau du TEG riche. Une petite quantité de gaz de revaporisation est utilisée pour améliorer l'élimination d'eau du régénérateur. Les distillats de tête du régénérateur sont refroidis pour contrôler la température du sommet de la colonne, et le courant de gaz des distillats de tête est acheminé vers le bras de torche. Le courant de gaz est partiellement condensé par refroidissement à l'intérieur du système de torche.

L'eau recueillie dans le processus de déshydratation de gaz adouci est retirée du sommet du régénérateur du TEG de l'intérieur du courant de gaz des distillats de tête et elle est acheminée vers le collecteur de torche de basse pression (BP). Une quantité importante de l'eau du courant de gaz des distillats de tête est condensée dans la tuyauterie ou le ballon de la torche. Les liquides du ballon de torche sont pompés soit dans le séparateur d'entrée soit dans le séparateur de test et la quantité d'eau des liquides dans ces séparateurs est acheminée à l'unité de traitement d'eau produite. Les hydrocarbures non condensables sont brûlés à la torche.

L'éthylène glycol léger quitte la colonne du régénérateur, entre dans le ballon-tampon du TEG et il est ensuite refroidi dans l'échangeur de chaleur alimentation/effluent du régénérateur du TEG. Le TEG léger est encore refroidi dans le refroidisseur du TEG léger (refroidisseur à fluide frigoporteur) avant d'entrer dans le contacteur du TEG.

Le gaz sec provenant du contacteur TEG traverse un coalesceur pour récupérer toute quantité de TEG entraîné à l'intérieur du courant de gaz des distillats de tête, à la sortie du contacteur. Le TEG retourne au ballon de détente. Le processus de déshydratation est un système à boucle fermée. Le TEG du circuit engendre des contaminants, principalement des sels. Lorsque le niveau d'accumulation de contaminants atteint une certaine valeur, les risques de corrosion et/ou de dépôt de sédiment augmentent jusqu'à un point où il faudrait retirer partiellement ou totalement le TEG et en ajouter du nouveau. Le taux d'accumulation varie en fonction de la qualité d'alimentation, par conséquent il est difficile de prévoir la période avant que cela n'arrive.

Le TEG consommé ne contient pas de H₂S mesurable et il est déversé dans un endroit approuvé.

2.4.1.6 Contrôle du point de rosée de l'hydrocarbure

Le gaz adouci qui provient du système TEG est refroidi sous l'effet Joule-Thompson (JT) dû à la chute de pression du gaz. Une partie du courant de gaz se condense et puis se sépare du reste. Cette étape est nécessaire pour satisfaire les conditions requises par les spécifications du gaz de pipeline.

2.4.1.7 Traitement et évacuation des eaux produites

L'eau de formation extraite avec du gaz brut, et isolée durant les étapes initiales du traitement, s'appelle eau produite. Cette eau contient des hydrocarbures résiduels et d'autres contaminants qui doivent être éliminés jusqu'à un certain degré avant de la déverser dans l'océan. L'eau produite n'était pas disponible pour l'essai lors de la découverte du gisement de Deep Panuke. Les renseignements relatifs aux constituants de l'eau sont recueillis à partir des modélisations chimiques de l'eau provenant du voisinage immédiat de la formation Musquodoboit. Ils sont interprétés par les géochimistes de la compagnie EnCana en vue d'être appliqués pour la conception du Projet de Deep Panuke.

Le tableau 2.3 résume la composition chimique de l'eau provenant des essais aux tiges d'un forage sauvage (Temp. 120°C, 37 Mpa, CO₂ 3,5% (gaz), H₂S 2 000 ppm (gaz), densité 1,067 (96,933 mg/l MTD, (matière totale dissoutes)).

Tableau 2.3 Composition chimique de l'eau produite des essais aux tiges de Musquodoboit					
Propriété	Moyenne	Propriété	Moyenne	Propriété	Moyenne
Ions Ca	5 070	Ions CaCO ₃	1,11 e-5	Ions MgOH	0,05
Ions Mg	523	Ions CaHCO ₃	0,085	Ions MgSO ₄	5,37 e-4
Ions Na	26 050	Ions CaOH	0,012	Ions NaCl	0,08
Ions Cl	54 688	Ions CaSO ₄	0,003	Ions NaCO ₃	5
Ions SO ₄	1 871	Ions H ₂ CO ₃	0,11	Ions NaHCO ₃	0,003
Ions HCO ₃	781	Ions CO ₃	0,024	Ions Na ₂ CO ₃	2,95 e-8
Ions H	0,014	Ions HS	22,6	Ions NaSO ₄	1440
Ions OH	0,0035	Ions S	1,23 e-9	Ions NaHS	6,36 e-5
Ions Ba	5,3	Ions HSO ₄	0,73	Ions SrOH	1,42 e-4
Ions Sr	395	Ions KCl	0,02	Ions SrCO ₃	1,2 e-7
Ions H ₂ S	0,015	Ions KCO ₃	0,02	Ions SrHCO ₃	149
Ions BaCO ₃	1,04 e-10	Ions KHSO ₄	8,5 e-6	Ions SrSO ₄	2,97 e-5
Ions BaHCO ₃	2,1	Ions KSO ₄	95,6	Ions CaCl ₂	0,006
Ions BaOH	1,5 e-6	Ions MgCO ₃	4,6 e-7	pH	4,94
Ions BaSO ₄	1,32 e-7	Ions MgHCO ₃	58,3		
Toutes les unités sont en mg/l, sauf pour le pH.					

L'utilisation d'un échantillon d'eau de la formation Musquodoboit comme substitut est une démarche opportune, parce que le puits de Musquodoboit a été foré tout près de la structure du gisement de Deep Panuke. Le puits est foré sur une formation similaire qui, en se basant sur l'interprétation par EnCana des résultats des données sismiques et de forage d'exploration, apparaît être un prolongement de Deep Panuke au niveau profond de formation. Par conséquent, la formation posséderait une eau de formation similaire. L'eau de formation du gisement de Deep Panuke sera recueillie durant le forage des puits de production et sera soumise à l'analyse chimique. Le système de traitement et d'évacuation de l'eau produite sera à ce moment-là réexaminé pour s'assurer qu'il aborde les constituants spécifiques trouvés dans l'eau de formation du Projet.

Le tableau 2.4 prévoit le taux de production d'eau produite selon l'actuel profil de production

Tableau 2.4 Taux de production d'eau produite			
Année	Production cumulative d'eau	Débits de production d'eau	
	(m³)	(m³/jour)	(m³/h)
0	39 069	107	4,5
1	303 183	724	30,2
2	666 898	996	41,5
3	1 059 170	1 075	44,8
4	1 346 411	787	32,8
5	1 564 535	598	24,9
6	1 730 362	454	18,9
7	1 857 557	348	14,5
8	1 958 034	275	11,5
9	2 033 020	205	8,6
10	2 094 427	168	7,0

L'eau produite traitée est déversée dans la mer conformément aux directives de traitement de déchets extracôtiers (DTDE) (ONE *et coll.* 1996 et ses mises à jours). Le processus de traitement est brièvement décrit dans les paragraphes suivants.

L'eau qui provient du séparateur d'entrée, du séparateur de test, du ballon-tampon du stabilisateur du condensat et des coalesceurs du filtre d'alimentation du stabilisateur est accumulée et puis acheminée directement vers le ballon d'alimentation d'eau produite. L'eau qui provient d'autres récipients de basse pression (BP) est généralement acheminée vers le collecteur de drainage le plus proche, qui mène vers le

ballon de torche de basse pression. Les liquides qui viennent des ballons de torche de haute et de basse pression sont acheminés vers l'un des deux séparateurs.

Le ballon d'alimentation d'eau sert à emmagasiner l'eau produite jusqu'à l'obtention d'un volume assez suffisant pour l'acheminer vers les hydrocyclones. La petite quantité de gaz contenue dans ce ballon est brûlé à la torche. Au début de l'exploitation du champ, de très faibles proportions d'eau sont prévues, ce qui justifie vraisemblablement l'application du traitement discontinu dans les hydrocyclones. Au fur et à mesure que les proportions augmentent, le flux devient continu.

Les hydrocyclones enlèvent tout sauf les teneurs négligeables d'hydrocarbures liquides. La sortie d'huile des hydrocyclones conduit vers des drains fermés. L'eau est continuellement acheminée vers des filtres de polissage à cartouches d'eau produite afin de réduire davantage les teneurs négligeables d'hydrocarbures liquides.

L'eau est ensuite chauffée dans le préchauffeur de charge du revaporisateur d'eau produite avant d'entrer dans le revaporisateur. La quantité de chaleur est ajustée de façon à améliorer la capacité de suppression de H₂S de la colonne de revaporisation. La colonne du revaporisateur d'eau produite est une colonne à garnissage et à contre-courant gaz/liquide, dans laquelle le gaz carburant adouci coule vers le haut, à contre courant de l'eau, pour supprimer le H₂S. Le gaz provenant du revaporisateur est acheminé vers le compresseur d'injection de gaz acide. Le flux qui se dirige vers la colonne de vaporisation change énormément au fil de la vie du champ. Il peut s'avérer nécessaire de prévoir un flux par recyclage ou par traitement discontinu durant les périodes de faible flux.

Une indication préliminaire suggère que le revaporisateur d'eau produite soit une colonne de revaporisation à garnissage et à contre-courant gaz/liquide, dans laquelle le gaz carburant adouci coule vers le haut, à contre courant de l'eau, pour supprimer le H₂S jusqu'à une concentration de 1 à 2 ppm. Une approche similaire est utilisée dans les usines de traitement de gaz et/ou les raffineries côtières bien que la vapeur soit utilisée comme source de chaleur. Les plates-formes extracôtières n'ont généralement pas de vapeur, c'est pourquoi le gaz adouci est utilisé pour la revaporisation et l'eau est chauffée au moyen d'un préchauffeur ou bien d'un rebouilleur. Une brève description de cette application se trouve dans la section de fractionnement et absorption du recueil de données techniques de l'association des fournisseurs des équipements de traitement de gaz (*Gas Processors Suppliers Association*).

Une prise d'échantillon d'huile et de H₂S est effectuée à la sortie d'eau du revaporisateur, ensuite l'eau est déversée dans la mer. Il n'y a pas de gaz résiduaire provenant de l'unité de revaporisation destiné à la torche. Le gaz résiduaire provenant du revaporisateur d'eau produite est acheminé vers le compresseur d'injection de gaz acide pour être injecté. Il s'agit là d'un mode opérationnel normal. L'usine est bien capable de dériver le gaz du revaporisateur d'eau produite vers le bras de torche en cas de défaillance du

puits d'injection de gaz acide. Si le gaz du revaporisateur d'eau produite devait être brûlé à la torche il y aurait à peu près 350kg/h de 20,1 MW de gaz contenant 2,0 % molaire de H₂S.

La concentration d'amine dans l'eau produite est généralement de l'ordre de 40 à 75 ppm. La gamme de ppm de la première année atteint seulement 400 à 500 ppm à cause de la quantité relativement petite d'eau produite. La concentration du triéthylène glycol (TEG) qui reste dans l'eau produite est généralement de l'ordre de 30 à 60 ppm. Là encore, la gamme de ppm de la première année atteint seulement 350 à 400 ppm. Il s'agit là du pire des scénarios, car la concentration est calculée en se basant sur le fait que toutes les pertes de traitement par l'amine et le TEG sont acheminées vers l'eau produite. Il n'y a pas de traitement de métaux.

Les concentrations d'amine et de TEG dans l'eau produite, à la sortie vers la mer, sont inférieures aux concentrations qui pourraient avoir un impact sur les espèces marines. Des études sur l'écotoxicité du MDEA (méthyldiéthanolamine) et du TEG (triéthylène glycol), menées par les fabricants, indiquent que ces substances possèdent une faible écotoxicité pour le poisson et les invertébrés avec leurs concentrations présentes dans l'évacuation d'eau produite et que toutes ces substances sont immédiatement biodégradables (voir Woodburn and Scott, non daté). Les concentrations à l'évacuation sont respectivement 100 à 10 000 fois environ pour le MDEA et le TEG inférieures aux limites de létalité aiguë (LC50).

Actuellement le plan de conception envisage une surveillance d'huile en ligne soutenue par un laboratoire, situé sur la plate-forme, destiné à la vérification des relevés de mesure d'eau produite.

L'eau produite est acheminée vers la mer au moyen d'un caisson d'évacuation, où elle est mélangée à environ 3 050 m³/h d'eau de mer.

2.4.1.8 Traitement du condensat en combustible

Le condensat récupéré est utilisé comme combustible principal sur la plate-forme de production. Afin de réduire les émissions dans l'atmosphère, on supprime l'hydrogène sulfuré résiduel (H₂S), contenu dans le condensat, par la chaleur dans le stabilisateur du condensat. Ainsi, le H₂S libéré est recyclé dans le courant du gaz brut en vue d'être éliminé par la solution d'amine. Le condensat est utilisé comme combustible durant la vie du Projet et sera complété par le gaz naturel, le cas échéant, pour conserver des niveaux de combustibles adéquats.

La production de condensat est basée sur le profil de production du Projet. Le profil de production a été calculé pour toute une gamme de compositions de gaz du gisement dans le but de concevoir une plate-forme capable de satisfaire au mieux toute la gamme. Une extrémité de la gamme illustre l'absence d'excédent de condensat (c.-à-d. l'utilisation maximale du condensat produit et le manque est complété

par du gaz combustible) et l'autre extrémité de la gamme (cas d'excès) prévoit un excédent au cours des premières années comme l'illustre le tableau 2.5.

Tableau 2.5 Excédent de condensat		
Année	Cas d'excédent	
	Production (m³/jour)	Excédent (m³/jour)
0	392,4	143,8
1	397,7	147,4
2	398,6	148,3
3	382,6	101,0
4	281,8	37,7
5	218,6	11,8

Après 5 ans, le condensat produit est utilisé comme combustible et le manque est complété par du gaz de combustion.

Il n'est pas prévu que la composition du gaz variera énormément en dehors de la gamme de conception, mais il faut souligner qu'il faut garder le taux de production au maximum (amélioration des réserves et/ou ajout d'autres réserves). À ce titre, le volume prévu d'excédent de condensat peut faire l'objet d'un changement si la production de gaz ne baisse pas suivant le schéma prévu.

Le dimensionnement du Projet inclut un puits d'injection dans lequel sont réinjectés le surplus de condensat et le gaz acide. La probabilité d'un défaut de fonctionnement et de mise hors service du puits d'injection est très faible (<1%). L'entretien du puits devrait être programmé durant les arrêts planifiés. Parfois lorsque le puits d'injection est hors service, le surplus de condensat peut être consommé par la turbine à combustible ou le compresseur de réserve via leur mise en marche. On pourrait aussi ralentir la production pour réduire la quantité de condensat produit et réduire, par conséquent, le surplus de condensat (c.-à-d. réduire la cadence de production de l'usine de façon à équilibrer la consommation du condensat avec la production). Il n'est pas possible de brûler à la torche le condensat dans ce Projet. La plate-forme de production possède un entrepôt de stockage d'une quantité minimale de condensat d'environ 55 m³, ce qui représente environ 5 heures de consommation à plein régime. Cette provision sert à couvrir les périodes de dérangements périodiques de production et permet d'allouer assez de temps pour effectuer un dépannage rapide et/ou changer de combustible, en passant du condensat au gaz ou bien au diesel. Le réservoir de stockage est un récipient sous-pression; il est pressurisé avec du gaz inerte, et l'excédent de pression est envoyé à la torche.

2.4.1.9 Compression

Le gaz destiné à la vente est comprimé sur la plate-forme et puis expédié vers la côte avec une pression de refoulement prévisible de 13 000 kPa, nécessitant une puissance de compression maximale d'environ

18 MW. En considérant la baisse de pression du réservoir pour les années ultérieures, un maximum d'environ 9 MW de compression de gaz d'alimentation est prévu. On prévoit un système de compression constitué de trois unités : deux compresseurs pour le gaz destiné à la vente et un pour le gaz d'alimentation.

2.4.1.10 Commodités

La production d'énergie électrique nécessaire aux plates-formes du Projet est fournie par un groupe tubogénérateur à redondance multiple et à triple alimentation. Pour le premier démarrage de la production, il y a une quantité suffisante de carburant diesel disponible pour la production d'énergie. Des batteries de secours sont prévues pour les services essentiels.

Le condensat est le carburant utilisé sur les plates-formes. Le gaz combustible est une source complémentaire, qui est utilisée lorsque la production du condensat diminue. L'eau de refroidissement des systèmes de traitement et de commodités est assurée par un système d'eau de mer/agent de refroidissement indirect. L'eau de mer est pompée à travers un filtre et un échangeur de chaleur. L'échangeur refroidit un mélange d'eau et d'éthylène glycol (agent de refroidissement). L'agent de refroidissement est distribué ensuite à l'usine et aux équipements qui nécessitent un refroidissement.

Durant la période de construction et d'installation, le drainage de pont est déversé dans la mer. Il est possible que l'eau de drainage de pont contienne des traces d'hydrocarbures pétroliers, tels que les huiles de lubrification, le carburant hélicoptère et le carburant diesel. Aucun effort ne sera ménagé pour empêcher la contamination chimique des ponts de se répercuter sur le drainage de ponts. Les aires de stockage des chariots contenant des composants chimiques et des produits pétroliers possèdent un confinement secondaire qui empêche tout déversement sur les surfaces de ponts.

Durant la phase d'exploitation, les effluents de drainage des ponts sont collectés et traités conformément aux Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers (LDTDE) (ONE *et coll.* 1996 et ses mises à jours). Les effluents de drainage provenant des endroits des plates-formes occupés par les équipements sont acheminés, à travers un système collecteur, vers un bac de collecte, ensuite vers une unité de séparation huile/eau, située sur la plate-forme de production. Les hydrocarbures pétroliers et la boue du séparateur huile/eau sont placés dans des conteneurs et expédiés vers la côte pour y être déversés. L'eau du séparateur huile/eau est traitée au moyen de filtres de polissage d'eau, de type cartouche, et testée avant d'être évacuée conformément aux critères d'évacuation : 15 mg/l ou moins. Le système de drainage de ponts possède en effet des déversoirs qui permettent d'acheminer l'eau directement à la mer en cas d'averse ou d'un excédent d'eau de pluie, conformément aux conditions de conception.

L'alimentation de secours est assurée par un groupe électrogène, conformément à la réglementation de OCNEHE. La conception de la plate-forme exige l'utilisation du carburant diesel dans les situations d'urgence (groupe électrogène de secours et pompes d'eau d'extinction d'incendie) dans certaines situations de démarrage (gaz de reprise indisponible) et dans certains cas d'entretien (utilisation du bloc-électrogène en cas d'indisponibilité de gaz de reprise). L'installation possède actuellement deux réservoirs de carburant diesel de 75 m³.

Le transfert du carburant diesel des navires aux deux réservoirs se fait au moyen d'un tuyau de remplissage. Les procédures de transfert en masse et de manipulation du tuyau sont décrites dans le PPE.

2.4.1.11 Systèmes de secours, de sécurité et de protection contre les incendies

Les systèmes et dispositifs de sécurité sont conçus pour répondre aux normes du Projet et aux exigences de l'ensemble des normes applicables, des codes et de la réglementation régionale, y compris :

- norme API B31.3 : tuyauterie;
- norme API 14C : cause et effets;
- norme API 520, 521 : soupapes de sécurité/disques de rupture;
- norme IEC 61508 : système de sécurité fonctionnelle;
- norme ANSI/ISA-84.01-1996 : systèmes d'instrumentation de sécurité;
- norme NFPA 72E : détecteurs d'incendie; et
- norme NORSOK-1-002 : système de sécurité et d'automatisation.

Dans tous les cas, la satisfaction du règlement régional est garantie sauf pour les exceptions auquel cas on applique des solutions de rechange de même niveau de sécurité.

Les principaux composants du système de débit et de secours comprennent les limiteurs de pression, la tuyauterie de torche, le séparateur de torche, le bras de torche, et la torche. La torche est placée sur le bras de torche, qui mesure 70 m de longueur. Ce dernier est posé sur la plate-forme de production sous un angle de 45°. Selon la présente configuration, le bec de torche de brûlage est placé à 50 m environ au-dessus du pont exposé, vers l'extérieur de la plate-forme et à 92 m du niveau de la mer. La conception de la torche sera complétée durant la conception détaillée du Projet. Tous les codes pertinents sont appliqués à la conception du système. Le système prend en considération le blocage des systèmes d'extinction, l'exposition au feu, la rupture de tube, la défaillance de la vanne de régulation, la dilatation thermique et les pannes des commodités.

Le Projet comprend un système de gaz inerte, qui est utilisé pour la mise en service, les exercices de démarrage et les opérations en cours. Il peut servir aussi comme gaz d'étouffement ou de purge pour déplacer les vapeurs d'hydrocarbure et réduire le risque d'explosion et d'incendie.

L'air d'instrumentation est utilisé pour les systèmes d'instrumentation et de commande. Le Projet prévoit un système d'air respirable dans la conception. L'air respirable est indispensable pour les urgences et les activités d'entretien de routine.

Voir la section 2.9 pour plus de renseignements relatifs aux systèmes de sécurité et de protection de l'environnement.

2.4.2 Soutien et entretien

Le Projet utilise des navires et des hélicoptères pour ravitailler le personnel de la plate-forme en carburant, en nourriture, en équipements de construction des puits et en autre matériel nécessaire pour maintenir la production, la construction et les opérations de construction de puits. On utilise généralement des hélicoptères pour les relèves régulières des équipes, les visites des organismes de réglementation, le personnel de service et d'autres visiteurs qui ont besoin d'être transportés à destination et en provenance des installations extracôtières.

2.4.2.1 Navires de soutien

Les navires de soutien servent à fournir du matériel nécessaire aux opérations de plate-forme. Ils maintiennent en attente la boue liquide de forage, l'eau de forage, l'eau potable, la baryte, (alourdisants), le carburant, le ciment, la bentonite (gel d'eau douce), la tige de forage, le tubage et d'autres équipements nécessaires aux opérations de construction des puits, aux opérations de production et à la construction. Il est prévu que les navires de soutien doivent effectuer en temps normal, deux ou quatre fois par semaine, des trajets aller-retour périodiques à partir d'une base portuaire côtière de Nouvelle-Écosse vers la plate-forme. Il est prévu aussi qu'il y aura environ six trajets par semaine durant la construction et les périodes d'entretien intense. En outre, un navire de réserve est réquisitionné en permanence près de la plate-forme, conformément au règlement de l'OCNEHE.

2.4.2.2 Hélicoptères

Le personnel est transporté à destination et en provenance des installations côtières en hélicoptère, à partir de l'héliport de l'aéroport international de Halifax. Durant la pose du pipeline et les activités d'élevage du matériel lourd, l'hélicoptère effectuera environ deux à trois trajets par semaine, alors que pendant le raccordement et la mise en service, il y aura environ entre sept et dix trajets par semaine. La fréquence est réduite à une dizaine de trajets par mois environ durant l'exploitation. On utilise

principalement les hélicoptères pour transporter les membres des équipes, le personnel de la compagnie et le personnel de service. Dans certain cas, on utilise le transport aérien pour transporter des petits équipements et des pièces.

2.4.3 Zones de sécurité du Projet

EnCana consultera les organismes de réglementation concernés en vue de développer une zone de sécurité autour des installations de Deep Panuke, conformément au *Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse* et au *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*. La zone doit sans doute couvrir une aire de 500 m de rayon autour du périmètre de chacun des trois treillis; il est tenu compte aussi d'une aire de recouvrement temporaire de 500 m autour de l'appareil de forage, lorsque ce dernier est en place. La marine sera avisée et des cartes marines seront mises à jour pour les installations par l'intermédiaire du Service hydrographique du Canada.

Des procédures d'exploitation normales seraient développées en vue d'amoindrir les risques de collision entre les navires et l'infrastructure du Projet. Elles comprennent, sans en exclure d'autres, les points suivants :

- la présence des zones de structures et de sécurité serait signalée sur les cartes de navigation;
- une note de la garde côtière aux marins serait mise en application durant la construction;
- des opérateurs radio informeraient les navires des alentours de la présence des structures. La distance à partir de laquelle les marins seraient avisés dépendrait de plusieurs facteurs parmi lesquels la direction et la vitesse du navire qui s'approche, et les conditions météorologiques.

Bien qu'aucun règlement établissant des zones de sécurité similaires autour du navire poseur de canalisation n'ait été prévu par l'OCNEHE, la compagnie EnCana adressera une note aux marins durant cette activité de construction temporaire. Les marins seront informés sur l'état d'exécution de pose de canalisation et sur les navires qui participent à cette activité. La conception du pipeline prend en considération les activités de pêche dans la zone, à savoir qu'une fois le pipeline posé il n'y a aucune restriction sur les zones de sécurité situées au-dessus du pipeline. Comme pour l'installation, les cartes du Service hydrographique du Canada (SHC) seront mises à jour par le SHC.

Les détails sur les procédures en question sont développés dans le cadre des procédures d'exploitation du Projet. En outre, EnCana possède un plan de mesures d'intervention en cas d'alertes et d'urgences déposé auprès de OCNEHE (voir section 4). L'un des volets de ce plan concerne les moyens employés pour éviter les collisions, et les procédures de communications avec les navires. La procédure réglementaire relative aux moyens d'évitement de collisions sert à déterminer l'emplacement actuel, le chemin et la vitesse du navire qui s'approche et ensuite le suivi dans le cas où le navire se dirigerait vers

la plate-forme. EnCana prend contact avec tous les navires en voisinage des plates-formes pour les informer des opérations du Projet et leur donner des explications sur la zone de sécurité de 500 m établie autour de la plate-forme. Le PMIAU serait appliqué au cas invraisemblable de collision.

2.4.4 Installations côtières

En plus du pipeline côtier, les autres installations côtières comprennent l'équipement de comptage et de surveillance de la qualité, les gares temporaires de réception de racleurs, le système SCADA et un petit bâtiment pour abriter les systèmes de comptage et de SCADA. Un entretien mécanique, électrique et en instrumentation, ainsi qu'une tenue des lieux, sont effectués périodiquement. Par exemple, les vannes, la tuyauterie ou l'éclairage général nécessitent un entretien de routine. Le site est inspecté une fois par semaine.

EnCana évitera soigneusement l'utilisation des espèces envahissantes dans ses efforts de remise en végétation post-construction et donnera une priorité absolue à l'utilisation des espèces indigènes. La végétation qui pousse sur l'emprise routière du pipeline et autour des installations de surface sera coupée périodiquement avec des moyens mécaniques.

2.5 Déclassement et abandon

Le Projet prévoit onze ans et demi de production alors qu'il est conçu pour une durée de vie de 25 ans. La vie de l'installation pourrait être prolongée au-delà de 25 ans grâce à des activités techniques et d'entretien appropriées, advenant que la productivité du gisement ou l'arrivée d'un gisement additionnel prolongent la vie du Projet.

Les installations suivantes nécessitent le déclassement et l'abandon :

- plate-forme de production;
- plate-forme de tête de puits;
- plate-forme de commodités et d'hébergement;
- puits de production et d'injection;
- pipeline sous-marin;
- pipeline côtier; et
- installations côtières.

Le déclassement et l'abandon des installations sont effectués conformément aux exigences réglementaires, applicables au moment où ces activités auront lieu. Un plan d'action de déclassement est

soumis aux autorités concernées en vue d'être approuvé avant le commencement des activités de déclassement et d'abandon.

Les exigences relatives à la suppression éventuelle des installations sont prises en considération durant la conception. Pour l'abandon des plates-formes et des treillis extracôtiers, il est prévu pour le moment le sectionnement des jambes du treillis et/ou des piles au-dessous du plancher océanique et le transport des treillis et des plates-formes vers un endroit convenable pour la récupération et le rejet. La présence possible de contaminants, qui pourraient apparaître durant la récupération et le rejet des installations, est prise en compte. La réutilisation possible des plates-formes et des treillis est économiquement prise en considération.

Les puits et les pipelines sont abandonnés conformément aux règlements applicables au forage extracôtier et aux pratiques industrielles courantes.

Les installations côtières sont supprimées et le terrain est restauré conformément aux règlements applicables. Les pipelines côtiers, enterrés, sont rincés, fermés avec des bouchons et abandonnés sur place. L'emprise routière côtière du pipeline reprend son état végétal naturel par succession naturelle. Toute structure de surface ayant un lien avec le pipeline côtier est supprimée. Le Projet développe un plan de déclassement pour fournir des procédures détaillées de déclassement des installations côtières.

2.6 Échéancier de projet

Le Projet a achevé l'étude de CTP (conception technique préliminaire) depuis le 30 juin 2002. Cette phase initiale est suivie d'une étude technique détaillée et de l'approvisionnement. La fabrication consécutive aura lieu sur les installations côtières existantes avant l'installation extracôtière.

Les installations et le pipeline côtiers seront installés sur une période de quatre mois, avant l'été 2005. L'échéancier de la pose du pipeline et le défrichage correspondant seront complétés en harmonie avec les calendriers de tous les travaux du Projet et aussi avec les mesures d'atténuation indiquées dans la section 6 du REA.

L'installation extracôtière commencera avec la pose de la plate-forme de tête de puits, vers la fin du printemps et le début de l'été 2004. Le pipeline sous-marin sera posé durant l'été 2004. La plate-forme de service (commodités et logement) et la plate-forme de production seront installées durant l'été 2005.

Le Projet comporte un nombre total de seize piles qui doivent être enfoncées. La plate-forme de tête de puits comporte quatre piles, dont chacune nécessite quatre à six heures pour être enfoncée; la période totale nécessaire pour enfoncer les quatre piles est approximativement un à deux jours. C'est le même scénario pour la plate-forme de service (commodités et logement) qui possède aussi quatre piles. La

plate-forme de production possède huit piles dont chacune nécessite quatre à six heures pour être enfoncée; la période totale nécessaire pour enfoncer toutes les piles est approximativement deux à trois jours.

La construction du puits de développement s'échelonnera tout probablement sur une période de 450 jours. Les raccordements du pipeline seront effectués durant l'été 2005. La mise en service des installations et l'inauguration de la production de gaz sont prévues pour l'automne 2005.

Les mesures d'atténuation relatives au choix du moment des activités de construction du Projet seront suivies dans la mesure du possible sauf s'il y a des contraintes de la part du vendeur/fournisseur, qui portent préjudice à l'échéancier. Si les contraintes du vendeur/fournisseur sont incompatibles avec les mesures d'atténuation décrites aux présentes, EnCana travaillera avec les autorités de réglementation correspondantes en vue de réduire les effets environnementaux.

2.7 Émissions et déversement

EnCana adhère aux (LDTDE) (ONE *et coll.* 1996 et ses mises à jours) et à tout règlement pertinent à la gestion des émissions et des déchets. En l'absence de normes existantes, la meilleure pratique industrielle sera adoptée là où il est possible de le faire. EnCana réduit, dans la mesure du possible, aussi bien les volumes de déchets à évacuer que la concentration des contaminants pénétrant dans l'environnement. Un plan de gestion de déchets (PGD) est développé pour le Projet; il s'applique à toutes les phases du Projet, à savoir la construction, l'installation, la pose, l'exploitation, le déclassement et l'abandon. Le but de l'élaboration de ce plan est de réduire les déchets extracôtiers, les déversements et les émissions, et d'identifier les mesures d'atténuation pertinentes.

La tableau 2.6. résume les quantités prévues de déchets, de déversements et des émissions, qui sont générées par les phases de construction, d'installation, de forage et de production/exploitation du Projet. Elle inclut aussi une description sommaire des caractéristiques des rejets de déchets et des procédures de rejet qui doivent satisfaire les normes conformément au règlement.

2.7.1 Émission dans l'atmosphère

La construction et l'exploitation routinières du Projet seront accompagnées d'émissions de sources et de types variés, dont :

- effluents gazeux des navires de soutien et de réserve;
- torchage à court terme du fluide produit par les puits de production durant le nettoyage;
- effluents gazeux des équipements fixés sur la plate-forme (c.-à-d. turbines à gaz);
- émissions fugitives (c.-à-d., émission des composants organiques volatiles provenant des vannes, des nécessaires de filtres, des stockages d'hydrocarbures, etc.);
- effluents gazeux liés à l'exploitation, tels que le torchage continu pour le traitement des sous-produits du TEG et des systèmes de traitement d'eau;
- torchage de tout le flux de gaz acide durant l'entretien de routine du système de gestion de gaz acide (environ 2% du temps d'exploitation).

Le gaz ventilé du régénérateur du TEG doit être toujours brûlé à la torche pour empêcher les émissions d'hydrocarbures aromatiques (BTEX) du système dans l'atmosphère. S'il est nécessaire que l'unité de revaporisation d'eau produite doive éliminer le H₂S résiduel avant le déversement, alors le gaz résiduaire provenant de cette unité sera réinjecté dans le puits d'injection. Le débit maximum de gaz résiduaire est de 326 m³/h (moins de 0,1% du débit de gaz d'alimentation).

Voir l'annexe C pour les détails sur la modélisation de l'atmosphère effectuée pour le Projet. Le tableau 2.6 et la section 6.3.1 donnent plus de renseignements sur les émissions routinières dans l'atmosphère, incluant les taux de génération. La section 6.3.1 donne des renseignements sur les émissions dans l'atmosphère durant les défaillances techniques et en cas d'accident.

Tableau 2.6 Émissions/Effluents de routine du Projet				
Type	Émission/Effluent	Quantité estimée	Caractéristiques	Norme d'évacuation ou d'élimination des effluents
<i>Construction/Installation/Forage</i>				
Émissions dans l'atmosphère	Effluents gazeux de générateur, de moteur et de commodités	Temporaire, faible	CO ₂ , SO ₂ , NO _x , MPTS	Les émissions atmosphériques sont conformes au <i>Règlement sur la qualité de l'air (Loi sur l'environnement</i> de la Nouvelle-Écosse) et les objectifs de qualité de l'air ambiant (<i>LCPE</i>).
	Torchage durant l'essai et la complétion de puits	Prévue ~1/2 jour par puits de production, sauf indication contraire par norme d'exploitation.	Possible NO _x , CH ₄ , MPTS, SO ₂ , CO ₂ , TPH, H ₂ S	En conformité avec le <i>Règlement sur la production et la rationalisation</i> de l'OCNEHE (Section 32), le <i>Règlement sur la qualité de l'air (Loi sur l'environnement</i> de la Nouvelle-Écosse) et les objectifs de qualité de l'air ambiant (<i>LCPE</i>).
Rejet de déchets de forage	BBE	Le volume de rejet à la surface est environ 1 075 m ³ de BBE pour le puits de production et 685 m ³ pour le puits d'injection. La BBE des déblais est estimée à 182 m ³ pour chaque puits de production et 120 m ³ pour le puits d'injection.	Constituants typiques : baryte, bentonite, KCl, polymères, NaHCO ₃ , chaux, soude caustique, sel, et eau	La BBE est jetée dans la mer. ^{1,2}
	Déblais liés à la BBE	Environ 412 m ³ de déblais liés à la BBE sont rejetés à la surface pour chaque nouveau puits de production à forer et 270 m ³ pour le puits d'injection.	Déblais de roches imprégnés de BBE	Les déblais liés à la BBE sont jetés dans la mer. ^{1,2}
	BBHS/BBHMA	Les BBHS/ BBHMA ne sont pas jetées dans la mer.	Constituants typiques : fluide à base d'huile, eau, émulsifiant, CaCl, chaux, baryte, adjuvant «oil wetter», adjuvant de perte de fluide, améliorants de viscosité	Les BBHS/ BBHMA non utilisées ou périmées sont retournées à la côte en vue d'être stockées et réutilisées à une date ultérieure.

Tableau 2.6 Émissions/Effluents de routine du Projet				
Type	Émission/Effluent	Quantité estimée	Caractéristiques	Norme d'évacuation ou d'élimination des effluents
	Déblais liés aux BBHS/ BBHMA	Les déblais liés aux boues ne sont pas jetés dans la mer.	Déblais de roches imprégnés de BBHS/ BBHMA	Les déblais sont injectés dans une zone appropriée : un puits spécial ou injection annulaire, ou ils sont chargés dans des skips et expédiés.
<i>Construction/Installation/Forage</i>				
Rejet de déchets de forage (suite)	Saumure de complétion	Environ 300 m ³ de saumure de complétion sont rejetés à la surface pour chaque nouveau puits de production et 300 m ³ pour le puits d'injection.	Saumure à base d'eau, possibilité de présence d'améliorants de viscosité	Le fluide de complétion est jeté dans la mer dans la mesure permise par l'OCNEHE. ¹
Effluents liquides à déverser dans l'océan	Déchets sanitaires et de cuisine	Un effectif maximum de 68 personnes environ, avec un volume estimé à 20 l par personne par jour durant l'exploitation de l'unité; le volume augmente durant la phase de construction avec la présence croissante de navires et d'équipages.	Nourriture macérée, eaux ménagères et déchets sanitaires	Les déchets sanitaires et de cuisine sont macérés en particules de 6 mm de dimension ou moins, avant d'être déversés dans l'océan. ¹
	Drainage de ponts	Tel que produit	Possibilité de mélange d'eau et d'hydrocarbures avec quelques matières particulières.	Le drainage des toits se jette directement dans la mer. ¹ Les effluents de drainage de ponts sont traités en vue de réduire leur concentration d'huile conformément aux exigences réglementaires relatives au déversement dans l'océan. ¹
	Eau de fond de cale/ ballast (Construction/ Navires de soutien)	Selon les besoins	Eau contenant des hydrocarbures	Les eaux de fond de cale/ballast sont traitées selon qu'il sera nécessaire pour réduire leur concentration d'huile à 15 mg/l ou moins avant leur déversement dans l'océan. ¹

Tableau 2.6 Émissions/Effluents de routine du Projet				
Type	Émission/Effluent	Quantité estimée	Caractéristiques	Norme d'évacuation ou d'élimination des effluents
	Eau de fond de cale/ ballast (pose de plate- forme)	Pas de déversement durant la pose ou l'opération.	Le biocide et l'inhibiteur de corrosion dans l'eau sont enfermés dans les jambes de treillis	Lors du déclassement de la plate-forme, l'eau à l'intérieur des jambes du treillis est testée pour déterminer les solutions d'élimination.
	Fluides d'essai hydrostatique (eau de mise en service de pipeline)	47 000 m ³ (une seule fois, sur une période de 4 à 5 jours)	Eau de mer contenant biocide et inhibiteurs de corrosion	Le déversement des fluides d'essai hydrostatique nécessite un agrément préalable d'Environnement Canada.
Déchets solides	Divers déchets solides (transportés à la côte)	Selon les besoins	Matériaux de construction, composants d'équipement cassé, matériel d'emballage et d'expédition, conteneurs endommagés, débris ordinaires et déchets de construction	Les déchets sont triés et rejetés conformément au régime de réglementation régional de la base côtière, incluant le <i>Règlement sur la gestion des ressources-déchets solides pour la Nouvelle- Écosse</i> et les exigences municipales. Le métal est récupéré.
<i>Production/Opération</i>				
Émissions dans l'atmosphère	Torchage (suite)	Voir le tableau 6.13	H ₂ S, SO ₂ , NO _x , CO ₂	Les émissions atmosphériques sont conformes au <i>Règlement sur la qualité de l'air (Loi sur l'environnement</i> de la Nouvelle- Écosse) et les objectifs de qualité de l'air ambiant (LCPE).
	Torchage (gaz acide durant l'entretien de routine)	Voir le tableau 6.13	H ₂ S, SO ₂ , NO _x , CO ₂	Les émissions atmosphériques sont conformes au <i>Règlement sur la qualité de l'air (Loi sur l'environnement</i> de la Nouvelle- Écosse) et les objectifs de qualité de l'air ambiant (LCPE).
	Production d'énergie	Voir le tableau 6.13	SO ₂ , NO _x , CO ₂	Les émissions atmosphériques sont conforme au <i>Règlement sur la qualité de l'air (Loi sur l'environnement</i> de la Nouvelle- Écosse) et les objectifs de qualité de l'air ambiant (LCPE).

Tableau 2.6 Émissions/Effluents de routine du Projet				
Type	Émission/Effluent	Quantité estimée	Caractéristiques	Norme d'évacuation ou d'élimination des effluents
Effluents liquides à déverser dans l'océan	Eau produite	Voir le tableau 2.4	Hydrocarbure, H ₂ S dans l'eau (eau acide)	L'eau produite est traitée en vue d'obtenir des concentrations cibles d'huile dispersée de 25 mg/l (moyenne pondérée de 30 jours). Les LDTDE spécifient une moyenne pondérée de 30 jours de 30 mg/l. ¹
	Eau de refroidissement	3 050 m ³ /h	Eau chlorée; température 20EC au-dessus de la température ambiante (avant le mélange dans le caisson)	Mélangée avec de l'eau produite avant l'évacuation. Le total du chlore libre résiduel dans l'eau de refroidissement ne doit pas normalement dépasser 0,25 ppm.
	Drainage de ponts	Le débit de pompe est 150 m ³ /h	Eau de pluie et d'averse, peut contenir de l'eau huileuse avec quelques particules	Le drainage des toits se jette directement dans la mer conformément aux directives de OCNEHE. ¹ Les effluents de drainage de ponts sont traités de façon à réduire les hydrocarbures à <15 mg/l. ¹
	Eau de fond de cale/ballast	Selon les besoins	Eau contenant des hydrocarbures	Les eaux de fond de cale /ballast sont traitées selon qu'il sera nécessaire pour réduire leur concentration d'huile à 15 mg/l ou moins avant son déversement dans l'océan. ¹
	Fluides de traitement de puits / fluides de complétion de puits et de reconditionnement	Selon les besoins	Les fluides de complétion de puits ont des propriétés similaires à celles de la BBE	Les fluides sont traités en vue de réduire leur concentration d'huile à 40 mg/l ou moins avant le déversement. ¹
<i>Production/Opération</i>				
Effluents liquides à déverser dans l'océan (suite)	Déchets sanitaires et de cuisine	L'effectif d'exploitation est environ 30 à 40 personnes. L'effectif maximum de l'unité est environ 68 personnes avec un volume estimé à 201 par personne par jour.	Nourriture macérée, eaux ménagères et déchets sanitaires	Les déchets sanitaires et de cuisine sont macérés en particules de 6 mm de dimension ou moins avant d'être déversés dans l'océan. ¹

Tableau 2.6 Émissions/Effluents de routine du Projet				
Type	Émission/Effluent	Quantité estimée	Caractéristiques	Norme d'évacuation ou d'élimination des effluents
	Eau d'essai du réseau d'incendie	Suivant les besoins	Surplus d'eau de drainage des ponts	Déversement dans la mer sans traitement. ¹
	Saumure de dessalement	13 m ³ /h	Salinité d'environ 35-40 parties par billion	Déversement dans la mer sans traitement. ¹
Liquides dangereux, à éliminer sur un site côtier	Déchets fluides et sous-produits de production	Selon les besoins	Résidus de déchets dans le système de production comprenant boue huileuse, écaille, filtres et résidus de filtre, et résidus chimiques.	Les déchets dangereux sont accumulés dans des conteneurs conformes et puis placés dans des conteneurs d'expédition appropriés afin d'être retournés à des lieux côtiers en vue d'être éliminés; ils sont collectés par une entreprise spécialisée dans le transport de déchets. Le règlement provincial en matière de stockage, d'élimination, de transport et de gestion des produits pétroliers usagés est suivi, ainsi que la <i>Loi sur le transport des marchandises dangereuses</i> selon le cas.
Déchets solides	Divers déchets solides (transportés vers la côte)	Selon les besoins	Ordures ménagères et solides non-dangereux tels que le matériel d'emballage.	Les déchets sont triés et rejetés conformément au régime de réglementation régional de la base côtière, incluant le <i>Règlement sur la gestion des ressources-déchets solides pour la Nouvelle-Écosse</i> et les autres exigences municipales.
Références :				
1. Lignes directrices de traitement de déchets extracôtiers (ONE <i>et coll.</i> 1996 et ses mises à jours)				
2. Office Canada –Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, politique sur les boues à base d'huile (en vigueur à partir du 1 ^{er} janvier 2000) (OCNEHE 200a)				

2.7.1.1 Polluants de l'atmosphère

Les paragraphes suivants décrivent les principaux polluants atmosphériques (c.-à-d., critères réglementés par les directives fédérales ou les limites d'émission provinciales) émis par le Projet, bien que certains polluants soient possiblement émis en quantité infime et qu'ils ne produisent pas nécessairement les effets décrits ci-après, sauf dispositions contraires mentionnées dans la section 6.3.1.

Oxydes d'azote

Les oxydes d'azote sont produits dans la plupart des processus de combustion. Ils sont totalement constitués de monoxyde d'azote (NO) et du dioxyde d'azote (NO₂). L'ensemble des deux est souvent désigné par NO_x. Le NO₂ est un gaz corrosif, irritant, de couleur orange à rougeâtre. La plupart des NO₂ émis dans l'atmosphère résultent de l'oxydation du NO, qui est émis directement par les processus de combustion, particulièrement les processus de haute température et pression comme ceux qui se déroulent dans les moteurs diesel. Le NO₂ est la forme contrôlée de NO_x. Le NO est un gaz sans couleur qui n'a pas d'effet direct sur la santé ni la végétation à des teneurs ambiantes. Les teneurs de NO et de NO₂ et la relation des deux gaz, conjointement avec la présence d'hydrocarbures et de lumière de soleil, sont les plus importants facteurs dans la formation de l'ozone de la troposphère et d'autres oxydants. Une oxydation plus poussée en combinaison avec de l'eau dans l'atmosphère forment une partie des «pluies acides».

En général, le NO₂ constitue 5 à 6 % des émissions totales initiales de NO_x, et la conversion de la majorité de NO survient après les émissions dans l'atmosphère. Les informations d'émission sur les rebouilleurs renvoient souvent et seulement à la quantité totale de NO_x, en partie parce que le taux de conversion de NO à NO_x est d'une certaine manière spécifique au site. Il y a plusieurs méthodes approuvées par les organismes de réglementation pour l'évaluation des effets de NO_x. Les méthodes les plus généralement acceptées sont ou bien l'utilisation d'un taux de conversion simple tel que 30 % ou bien l'emploi de la méthode de limitation d'ozone.

La méthode de limitation d'ozone est fondamentalement plus précise par rapport à l'hypothèse d'un taux de conversion fixe. Elle considère qu'un peu de NO₂ est émis directement à partir de la cheminée, et le NO₂ supplémentaire est formé dans l'atmosphère par l'oxydation directe de NO, mole par mole, par O₃. Si l'ozone est illimité, tout le NO est considéré convertible à NO₂. Si comme le stipule la norme, l'ozone est limité, la conversion du NO doit être limitée par la quantité de O₃. L'hypothèse souvent avancée (EPA des États-Unis, Alberta, Ontario) que 10% de la quantité du NO_x émis initialement est du NO₂. La teneur en ozone provient des données de surveillance en temps réel.

Dans ce Projet, les oxydes d'azote proviennent principalement de la production d'énergie nécessaire aux charges électriques et aux compresseurs. On estime que les charges de compression de 27 MW et les charges électriques de 8 MW sont obtenues par l'utilisation de multiples turbines à combustion.

Dioxyde de soufre

Le dioxyde de soufre (SO₂) est un gaz sans odeur ayant une distinctive odeur piquante de soufre. Il est produit au cours des processus de combustion par l'oxydation du soufre dans le carburant. Avec de très fortes teneurs, le SO₂ peut causer des dommages à la végétation et à la santé par ses effets sur l'appareil respiratoire. Le SO₂ peut aussi s'oxyder davantage et se combiner avec de l'eau pour former le composant acide sulfurique de «pluie acide».

Le Projet comporte un système de gestion de soufre qui élimine le H₂S du courant gazeux et le réinjecte dans le puits d'injection. Dans le cas où l'on aurait besoin d'un temps de panne pour l'entretien ou en cas de défaillance du système d'injection de gaz acide, le flux gazeux est dirigé vers la torche, ce qui provoque une émission de SO₂.

Matières particulaires totales en suspension

Matières particulaires totales en suspension (MPTS) : c'est une mesure de particules qui se trouvent dans l'atmosphère, qui sont trop petites pour se déposer rapidement et qui demeurent suspendues durant des périodes de temps importantes. D'une façon générale, cela désigne les particules ayant un diamètre aérodynamique de moins de 44 µm. Les MPTS sont produites par un processus mécanique tels que l'abrasion des pneus de voitures sur des routes non revêtues, et par le processus de combustion. La plupart des matières particulaires formées par combustion sont ou bien des cendres minérales de carburant ou bien des hydrocarbures formés par une combustion incomplète.

Le présent Projet donne lieu à des émissions de matières particulaires en relation avec les travaux de construction des installations côtières. Ces émissions sont similaires, en ce qui concerne le type et l'échelle, à celles créées par d'autres milieux pour les grands projets de construction. En zones extracôtières, les effluents d'échappement des navires contiennent quelques matières particulaires; ces émissions ne sont pas plus dangereuses que celles des navires similaires utilisés pour des tâches quotidiennes.

Matières particulaires fines et respirables

Bien que les MPTS représentent une excellente mesure de charges de matières particulaires dans l'atmosphère, cette mesure ne reflète pas nécessairement les risques sur la santé que représente la matière particulaire. Les particules dynamiques de tailles larges sont emprisonnées dans les voies

respiratoires supérieures et ne peuvent pas pénétrer dans les poumons, par contre les particules de petit diamètre peuvent s'y introduire et même y rester. Au cours des dernières années, ces particules fines ont suscité un grand intérêt qui avait conduit à des travaux de recherches aboutissant à de nouveaux critères et méthodes d'échantillonnage. En juin 2000, le Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME) avait adopté en principe les normes pan-canadiennes pour les matières particulaires. Bien que ces normes ne soient pas encore applicables, elles joueront un rôle important dans l'avenir. Ces normes prévoient l'établissement d'un étalon proposé PM_{2,5} de particules de poussière de 30 µg/m³ pour les particules de dimension inférieure ou égale à 2,5 µm., dans le but de satisfaire la norme d'ici 2010. Il faut noter que les MTPS incluent la fraction PM_{2,5}; si les MTPS mesurent moins de 30 µg/m³, la norme PM_{2,5} est obtenue selon toute probabilité par une marge importante. La question de la matière particulaire fine est l'objet de discussions conclusives; toutefois, les émissions totales de matière particulaire dans l'atmosphère, causées par les activités du Projet, sont faibles et ne posent pas de problèmes sérieux.

Hydrogène sulfuré

Le H₂S est un gaz toxique, sans couleur, caractérisé par une odeur d'œufs pourris à de faibles concentrations. Les êtres humains sont particulièrement sensibles à l'odeur de H₂S à de faibles concentrations; toutefois, le gaz cause une fatigue sensorielle rapide de l'appareil olfactif à de fortes concentrations. Les expositions dans l'environnement sont généralement dues aux odeurs nuisibles. Durant les expositions de forte intensité, telles que dans les industries, les faibles concentrations du gaz peuvent causer l'irritation des yeux et de l'appareil olfactif, et les fortes concentrations peuvent causer l'asphyxie. Le H₂S est un sous-produit de décomposition de la matière organique contenant du soufre; il est aussi associé à certains dépôts de gaz naturel, comme c'est le cas du présent Projet. Le H₂S a été géré sans risque dans le secteur des nappes gazières, et le système de gestion du gaz acide du présent Projet est conçu pour retirer et éliminer le H₂S du courant gazeux. En cas de panne du système d'injection et de l'extinction de la torche, il peut y avoir une courte période d'émissions contrôlées de H₂S dans l'atmosphère provenant de ce Projet. En cas d'éruption du puits d'injection, scénario très peu probable, il y aura émission de H₂S dans l'environnement. En cas d'éruption d'un puits de production, le H₂S sera émis comme composant du gaz brut.

2.7.1.2 Modélisation des émissions dans l'atmosphère

Afin de prévoir la dispersion et les effets subséquents des émissions atmosphériques en relation avec ce Projet, une simulation sur ordinateur a été effectuée à l'aide d'un modèle mathématique du transport atmosphérique. Cette méthode donne des résultats quantitatifs et permet une comparaison directe des effets simulés du Projet avec les critères réglementaires. En ce qui concerne certaines sources dont les émissions quantitatives sont très difficiles à prédire, une évaluation basée sur la probabilité relative des

émissions et les conséquences éventuelles a été effectuée. L'annexe C et la section 6.3.1 montrent les résultats de modélisation et les effets environnementaux liés à d'importantes émissions atmosphériques.

2.7.2 Émissions du bruit

2.7.2.1 Bruit extracôtier

Les émissions de bruit sont essentiellement générées durant l'enfoncement des piles, le dynamitage et les opérations de forage. Les autres activités génératrices de bruit sont les circulations aériennes et maritimes durant le transport du matériel et du personnel vers les installations extracôtières.

La mer est naturellement un milieu bruyant. Le bruit d'ambiance naturel a souvent un rapport avec l'état de la mer. Il tend à augmenter avec l'augmentation de la vitesse du vent et de la hauteur de vague (tableau 2.7). Dans beaucoup de domaines, les activités d'expédition contribuent largement au bruit d'ambiance. Le tableau 2.7 indique des exemples de niveaux sonores sous-marins du bruit d'ambiance, de bruit n'ayant pas de rapport avec le Projet, et des émissions de bruit générées par les activités prévues dans le cadre du Projet.

Tableau 2.7 Niveaux sonores sous-marins naturels et développés			
Source	Niveau de bruit à large bande (dB re 1 FPa ¹)	Niveaux de source en fréquences dominantes	
		Hz	Niveau du bruit dB re 1 FPa ¹
Bruit d'ambiance			
État de la mer ² (EM) 0	-	100	60
EM 3	-	100	97
EM 5	-	100	102
Bruit de ressac	-	100-700	
Bruit sans rapport avec le Projet			
Chalutier de pêche	191	-	-
Navire de charge	172	-	-
Bruit ayant rapport avec le Projet			
Enfoncement de piles à EM 3 (distance de 1 Km)	131-135	-	-
	-	5	119-127
Perçage pour les structures posées sur le fond marin (autoélévatrice de forage)	170-180	100	174
Navires de soutien	105	-	-
Hélicoptère (Sikorsky @ 305 m au-dessus de l'eau)			
Note : le tableau des unités légales relatives au son sous-marin utilise une pression de référence de 1 FPa. Par conséquent, les niveaux de pression acoustique sous-marine sont donnés en dB re 1 FPa.			
¹ 1/3 niveau de bande d'octave			
² EM 0 = vitreux, vent < 1,8 km/h; EM 3 = petite vague à crête blanche, vent 20,4 à 29,7 km/h; EM 5 = mod. vagues, quelques embruns, vent 40,8 à 60,0 km/h			
Source : Richardson <i>et coll.</i> 1995; SOEI 1997 (IR 3.13)			

2.7.2.2 Bruits côtiers et des régions proches du rivage

La compagnie EnCana prévoit la nécessité d'effectuer quelques travaux de dynamitage pour la pose du pipeline dans la région proche du rivage. L'étendue des travaux de dynamitage nécessaires ne sera connue qu'après la fin de la phase de conception détaillée. Le bruit côtier est principalement limité à la construction du pipeline et d'autres installations côtières. Le bruit est similaire à celui des constructions de projets ordinaires utilisant du matériel lourd. Le tableau 2.8 présente les émissions sonores du matériel ordinaire utilisé dans la construction (mai 1978). Le matériel de construction a généralement des émissions allant de 68 à 105 dBA. Durant l'évaluation des niveaux sonores dans l'atmosphère, les mesures sont basées sur la réponse de l'ouïe humaine. Le filtrage appliqué aux niveaux sonores basés sur les réponses de l'ouïe humaine est désigné par décibel A. Le bruit aérien est par conséquent donné en dBA. Le niveau du bruit varie en fonction du type et du niveau d'activité de la construction. L'exploitation normale des installations côtières ne génère pas prévisiblement de bruit audible à l'extérieur de la propriété des installations. Un bruit périodique est généré durant l'entretien de l'emprise routière, en relation avec le déblaiement mécanique de la végétation et l'accès des véhicules.

Tableau 2.8 Bruit typique du matériel de construction	
Matériel entraîné par des moteurs à combustion interne	Niveau du bruit dBA à 4,5 m
Travaux de terrassement	
Compacteurs (rouleau compresseur)	72-75
Chargeuses frontales	72-85
Pelles rétrocaveuses	72-94
Tracteurs	76-96
Décapeuses, niveleuses	80-94
Manutention	
Grues (mobiles)	75-86
Grues (Derrick)	86-88
Stationnaire	
Pompes	68-72
Générateurs	72-82
Compresseurs	75-86
Matériel à impact	
Marteau perforateur et perforatrices de roche	82-98
Sonnettes à impact	95-105
Source : Mai 1978	

Le ministère de l'environnement et du travail de la Nouvelle-Écosse (NSDEL) a établi les critères suivants concernant les Lignes directrices provinciales sur les mesures et l'évaluation du bruit de l'environnement (NSDOE 1989) relativement aux récepteurs sensibles (c.-à-d. zones résidentielles, écoles etc.) :

- An L_{eq} de 65 dBA entre 700 et 1 800 heures;
- An L_{eq} de 60 dBA entre 1 900 et 2300 heures;
- An L_{eq} de 55 dBA entre 2 300 et 700 heures.

Le niveau acoustique équivalent (L_{eq}) est une moyenne logarithmique des niveaux du bruit provoqués par toutes les sources de bruit dans un endroit donné sur une période de temps fixée.-

2.7.3 Émissions électromagnétiques

Lumière

Les émissions de lumière comprennent les feux de position et les signalisations lumineuses. Les zones de travail sont éclairées par des projecteurs. L'hélicoptère est également éclairé par des projecteurs et possède des feux de guidage omnidirectionnels. Ces derniers sont indispensables pour la sécurité de la navigation et des travailleurs. Les autres sources lumineuses potentielles sont les torches et les feux des navires et des hélicoptères.

Champs électromagnétiques

Le Projet Deep Panuke comporte des dispositifs électriques, tels que les générateurs, les transformateurs et les câbles à haute tension, qui sont capables de produire des champs électromagnétiques (CEM). Les CEM sont omniprésents, à des amplitudes variables, dans les maisons et sur les lieux de travail. Leur incidence sur la santé humaine est l'objet de discussions et les effets de l'exposition aux CEM ne sont pas certains. Les dispositifs électriques capables de générer des CEM à bord des plates-formes sont conçus et blindés de façon à réduire l'exposition des travailleurs. L'intensité des CEM autour de ces appareils sera mesurée pour s'assurer qu'elle est conforme aux normes de santé et de sécurité, telles que celles relatives à la surveillance des radiations et des champs magnétiques, établies par l'*American Conference of Governmental Industrial Hygienists* (ACGIH 2001).

Rayonnement radiofréquence et micro-onde

Le rayonnement radiofréquence et micro-ondes (rayonnement RF) se trouve dans le spectre électromagnétique au-dessous de la fréquence de la lumière visible et au-dessus de la fréquence produite par les dispositifs électriques à haute tension. Un règlement a été établi pour limiter à des niveaux inoffensifs l'exposition des travailleurs aux champs RF produits par les appareils de chauffage bien connus (c.-à-d. les fours à micro-ondes). Les sources de rayonnement RF situées sur des installations similaires aux plates-formes de Deep Panuke peuvent comprendre l'antenne radar et les appareils de télécommunication sans fil et à micro-ondes. Tous les dispositifs produisant un rayonnement RF, qui sont censés faire partie du Projet, sont conçus et construits de manière à satisfaire les dispositions et les

normes d'AGGIH 2001 et du Code de sécurité 6 de Santé Canada. En plus ils seront contrôlés durant la mise en service et l'exploitation pour assurer la sécurité des travailleurs.

2.7.4 Rejet de déblais de forage

Emploi des boues de forage

Tous les fluides (boues) passent par un processus cyclique durant le forage d'un puits. Avant de procéder au forage d'une section spécifique, il faut préparer le type de boue nécessaire. Ou bien on prépare la boue sur la côte et on l'apporte sur la plate-forme de forage, ou bien on fait venir les produits de base nécessaires sur la plate-forme et on prépare la boue à bord. Une fois que la boue est prête à être utilisée, l'opération de forage commence pour la section concernée. Le paragraphe suivant décrit le cycle simple parcouru par tous les fluides de forage :

1. Une pompe achemine la boue dans de la tige de forage jusqu'au trépan qui se trouve au fond du puits;
2. La boue sort de l'extrémité inférieure de la tige de forage et ramasse les déblais que le trépan avait produits pour les faire remonter, sur son trajet de retour, à l'extérieur de la tige de forage;
3. Une fois arrivés au niveau de l'appareil de forage, les déblais (matériaux solides) sont séparés de la boue de forage à l'aide d'un équipement de contrôle de solides, dont les principaux composants sont le tamis vibrant linéaire et les décanteuses qui sont utilisées périodiquement;
4. La boue est acheminée vers les bacs originaux afin de subir de légères modifications (ajout de produits) avant de reprendre son cycle;
5. Le cycle se poursuit jusqu'à ce que la section ait atteint la profondeur définitive.

Dès que la profondeur définitive de la section est atteinte, la boue est nettoyée pour être réutilisée dans la section suivante, ou elle est retirée de l'appareil de forage pour céder la place au fluide de forage utilisé pour l'opération suivante. Le forage par lots permet de réduire les rejets de boue en bloc. Dans le cadre du Projet, seuls les rejets de BBE sont déversés dans la mer; les BBHS/BBHMA et les déblais correspondants ne le sont pas.

Construction type d'un puits :

1. Forage du trou de surface, insertion du tubage et changement de boue et d'outils de forage;
2. Forage de la section intermédiaire, insertion du tubage et changement de boue et d'outils de forage;
3. Forage de la section principale et insertion du tubage;
4. Nettoyage du puits et complétion;
5. Déplacement vers le puits suivant et répétition de la procédure.

L'équipe du Projet espère employer le procédé de forage par lots pour forer toutes les sections. Avec ce procédé, les sections de surface de tous les puits sont forées l'une après l'autre. Une fois les sections de surface percées, la boue et les outils de forage sont alors changés. Ensuite, la section suivante est forée pour tous les puits, suivie, comme dans le cas précédent, du changement de boue et d'outils de forage. Ce processus se poursuit jusqu'à ce que tous les puits soient achevés. En conséquence, le changement de boue a lieu une fois que la même section a été forée dans tous les puits, et non après l'achèvement d'une section dans chaque puits.

Il n'est pas toujours possible d'utiliser le forage par lots, pour plusieurs raisons. Par exemple, tout le matériel peut ne pas être livré à temps pour le forage simultané de toutes les sections (autrement dit, le matériel permettant d'achever trois puits peut arriver, mais pas le matériel permettant d'achever toutes les sections de surface). Il y a aussi des problèmes relatifs à l'incertitude du gisement. Il est peut-être préférable d'achever le premier puits avant de passer au forage du second, pour mieux comprendre les risques liés à l'exploitation du gisement et de permettre les rectifications nécessaires avant de terminer le programme de forage.

Les BBHS/BBHMA ne sont généralement pas évacuées après la complétion d'un puits; elles sont plutôt acheminées vers la côte pour y être nettoyées et stockées jusqu'à leur réutilisation. En règle générale, les BBHS/BBHMA, qui sont les plus chères, permettent un forage plus rapide et plus efficace que les BBE, et elles peuvent être réutilisées pour plusieurs puits, puisqu'elles permettent d'être conservées en entrepôt durant de longues périodes sans subir de dégradation substantielle.

EnCana examine tous les produits chimiques utilisés à la fois dans la BBE et les BBHS/BBHMA conformément aux Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques extracôtiers (LDSPCE) (ONE *et coll.* 1999).

Exigences relatives au rejet de déchets de forage

L'évacuation des BBE périmées et des déblais de forage s'effectue conformément aux LDTDE (ONE *et coll.* 1996 et leurs mises à jour). EnCana a l'intention d'utiliser les BBE lorsqu'il est techniquement possible de le faire, et d'utiliser uniquement les BBHS/BBHMA là où il est autrement exigé par les conditions relatives au trou. Dans les cas d'utilisation de BBHS/BBHMA, ces boues sont renvoyées à la base côtière pour le reconditionnement ou le rejet. Les déblais provenant des BBHS/BBHMA ne sont pas jetés dans la mer, mais ils sont évacués selon l'une des méthodes suivantes :

- Injection annulaire dans une zone de rejet ou injection dans un puits spécial;
- Chargement des déchets dans des skips et expédition vers une installation de traitement côtière approuvée.

Les déblais expédiés vers la côte pour leur élimination doivent suivre un manifeste strict, conformément au règlement sur les TMD applicable. Ils sont chargés dans des conteneurs qui sont transportés par un navire de soutien vers les installations de la base de soutien de EnCana. Une entreprise de transport de déchets achemine ensuite les conteneurs vers une installation d'élimination approuvée par le NSDEL, pour la restauration. Le PPE décrit le transport de ces déchets.

La Nouvelle-Écosse possède actuellement deux installations côtières d'élimination de déblais qui sont approuvées par le NSDEL. L'une se trouve à Darmouth et l'autre à Antigonish. La première utilise une unité de désorption thermique pour éliminer les hydrocarbures des déblais et la deuxième emploie des techniques de bio-restauration pour décomposer les hydrocarbures des déblais. Pour l'instant, EnCana n'a pas encore choisi l'installation d'élimination pour le Projet de Deep Panuke.

Le volume exact de boue (BBHS/BHMA) nécessaire au forage sera confirmé lors de l'élaboration des détails du Projet. Étant donné que le Projet exclut le rejet de déblais BBHS/BHMA dans la mer, le plan d'action modélisé est le forage de tous les puits avec la BBE et le rejet des déblais dans la mer, comme l'indique le tableau 2.9. Le modèle présume également que le forage par lots ne pourra pas être utilisé et que toutes les sections des puits sont forées au moyen de BBE. Le plan d'action le plus vraisemblable consiste à forer plusieurs sections intermédiaires à l'aide de BBE (avec rejet des déblais dans la mer), puis de forer les puits restants à l'aide des BBHS/BHMA (pas de rejet de déblais dans la mer).

L'hypothèse prudente des huit puits utilisant la BBE pour toutes les sections a été modélisée; ses résultats sont présentés à la section 6.3.3.

Comportement et modélisation des rejets de déblais de forage

Lorsque la boue et les déblais sont rejetés, les matériaux fins des déversements forment un panache de turbidité au voisinage de la surface de la mer, mais le gros des matériaux (déblais) tombe au fond de l'océan, en même les matériaux fins sont extraits du panache au fur et à mesure de sa descente. Les déblais forment un tas sur le fond de l'océan, près du point de rejet. À l'issue de la période de forage, ce tas prend généralement une forme elliptique dont l'axe principal est défini par les courants dominants et leur variabilité. La dimension définitive du tas de déblais dépend du type de boue, du volume de déblais et de boue, de la profondeur et du remaniement des vagues et des courants subséquents. Dans les milieux à haute énergie, comme c'est le cas du site de Deep Panuke, les déblais, les particules fines et les métaux correspondants, tels que le baryum, vont vraisemblablement se disperser (voir section 6.3.3).

Tableau 2.9 Deep Panuke – Sommaire des volumes potentiels de rejet de déblais de forage					
	Chaque puits de production	Total des 6 puits de production	Puits d'injection	Autre puits	Rejet total
Rejet en surface de déblais liés à la BBE (m ³)	412	2 472	270	412	3 154
Rejet en surface de BBE dans les déblais (m ³)	182	1 092	120	182	1 394
Rejet en surface de BBE (rejet de boue en bloc) (m ³)	1 075	6 450	685	1 075	8 210
Rejet en surface de fluide de complétion (m ³)	300	1 800	300	300	2 400
<p>Remarques :</p> <p>Tous les volumes sont des approximations qui représentent les rejets de déblais de chaque puits.</p> <p>L'approche prudente de la modélisation de la dispersion s'appuie sur l'hypothèse selon laquelle le forage de six nouveaux puits de production, d'un puits d'injection et d'un autre puits est effectué au moyen de BBE, rejetée ensuite dans la mer. Voir la justification ci-dessous, au paragraphe «Rejets de déblais de forage et modélisation» de la section 2.7.4. Cette approche illustre le cas le plus défavorable avec le rejet dans la mer de tous les déblais, c'est-à-dire l'utilisation de la BBE pour toutes les sections de tous les puits.</p> <p>Le fluide de complétion est une saumure destinée à des fins de nettoyage.</p> <p>Il n'y a pas de rejet de déblais au niveau du fond de l'océan, puisque le procédé de forage et enfoncement est utilisé pour tous les conducteurs. L'eau de mer provenant des fluides de gel est utilisée pour nettoyer 30 m³ de déblais provenant de chaque conducteur, plus de 14 m³ de boue rejetés sur ces déblais. Le volume de rejet de BBE après l'installation de tous les conducteurs sera approximativement de 250 m³.</p>					

La modélisation du panache océanographique des rejets de boue et de déblais au niveau de la mer a été effectuée pour les déversements de surface de BBE. Il s'agit d'une mesure prudente, puisqu'il est improbable que la BBE puisse être utilisée pour toutes les sections des puits. Pour plus de renseignements, voir la section 2.3.4. La modélisation des déversements de boues et de déblais de forage s'appuie sur les processus et les volumes opérationnels présumés indiqués dans le tableau 2.9.

- Comme noté précédemment, le Projet comprend un total de sept puits (six puits de production et un puits d'injection) à forer. Toutefois, sachant que la modélisation précédente du Projet comprenait huit puits, c'est cette modélisation prudente qui est reprise pour l'évaluation de la boue et des déblais de forage.
- Les sections structurales des conducteurs (diamètre présumé de 762 mm) sont obtenues à l'aide de la méthode de forage et enfoncement, avec l'utilisation limitée de boues. L'eau de mer provenant des fluides de gel est utilisée pour nettoyer les 30 m³ de déblais provenant de chaque conducteur, sur lesquels 14 m³ de boue sont rejetés. Le volume de rejet de BBE après l'installation de tous les conducteurs sera approximativement de 250 m³.
- Les trous de 445 mm et de 216 mm de chaque puits sont forés avec des BBE, dont la boue et les déblais sont ramenés à la surface à travers le tube prolongateur pour y être traités et rejetés. Le volume total de déblais est évalué à 228 m³, auxquels s'ajoute un volume de boue de 101 m³. Le volume du rejet en bloc de BBE après la complétion des sections devrait être d'environ 775 m³; ce volume peut être réduit grâce à l'utilisation du forage par lots ou du forage AVC, le cas échéant.
- Aux fins de modélisation, on présume que le trou de 311 mm de chaque puits est foré avec des BBE. Les déblais sont estimés à 184 m³, avec un volume de boue correspondant de 81 m³. Le volume du rejet de BBE après la complétion des sections est estimé à environ 300 m³; ce volume peut être réduit grâce à l'utilisation du forage par lots ou du forage AVC, le cas échéant.
- Pour chaque phase de complétion (trou de 178 mm), environ 300 m³ de fluides sont déversés à la surface de l'océan. Ces fluides sont utilisés pour nettoyer le trou avant la pose du tubing et de l'équipement de production.

La section 6.3.3 présente les résultats de la modélisation du rejet dans l'océan des déblais de forage.

S'il est nécessaire d'utiliser les BBHS/BHMA pour la section intermédiaire, les déblais seront transportés vers la côte dans des skips en vue d'être éliminés (au cas où la procédure de skip et expédition est retenue), ou seront supprimés par injection. Il y a deux possibilités d'élimination côtière pour les déblais de forage : la bio-restauration ou la désorption thermique à basse température (DTBT).

EnCana choisira une installation néo-écossaise de traitement approuvée par le NSDEL, pour l'élimination à terre des déblais de forage selon les besoins.

2.7.5 Rejet d'effluents

2.7.5.1 Eau produite

La section 2.4.1.7 et le tableau 2.4 décrivent la gestion de l'eau produite. L'eau produite traitée est déversée dans la mer conformément aux LDTDE (ONE *et coll.* 1996 et leurs mises à jour). Se reporter à l'annexe C pour les résultats de la modélisation de la dispersion de l'eau produite.

2.7.5.2 Eau de refroidissement

Le circuit de refroidissement utilise l'eau de mer pour refroidir indirectement le liquide en circulation, constitué d'une solution de 40 % d'éthylène glycol et de 60 % d'eau. Le débit de l'eau de mer, à la température maximale de calcul de 15 °C, est de 3050 m³/h et la température de l'eau de mer au moment du déversement dans ces conditions est d'environ 33 °C. Ces valeurs correspondent au refroidissement maximal.

L'eau de mer est traitée avec du chlore produit par un générateur d'hypochlorite de sodium, pour empêcher ou réduire la croissance de salissure marine. La teneur en chlore de calcul à l'entrée de la pompe de reprise est de 2 ppm (1 ppm durant le fonctionnement normal, avec augmentation lors des périodes de grandes concentrations de moules au stade larvaire). La concentration résiduaire du chlore libre à la sortie est normalement inférieure à 0,25 ppm.

2.7.5.3 Drainage du pont

Durant la période de construction et d'installation, avant la mise en route du circuit de drainage, l'eau issue du drainage du pont est déversée dans la mer. Il est possible que cette eau contienne des traces d'hydrocarbures pétroliers, telles que de l'huile de lubrification, du carburant hélicoptère et du carburant diesel. Aucun effort ne sera ménagé pour empêcher la contamination chimique des ponts d'atteindre l'eau de drainage des ponts. Les aires de stockage des caisses contenant des composants chimiques et des produits pétroliers sont munies d'une deuxième enveloppe de sécurité qui empêche tout déversement sur la surface des ponts.

Durant la phase d'exploitation, les effluents de drainage des ponts sont collectés et traités conformément aux LDTDE (ONE *et coll.* 1996 et leurs mises à jour). Les effluents de drainage provenant des endroits des plates-formes occupés par les équipements sont acheminés, à travers un système collecteur, vers un bac de collecte, puis vers une unité de traitement de séparation huile/eau, située sur la plate-forme de

production. Les hydrocarbures pétroliers et la boue du séparateur huile/eau sont placés dans des conteneurs et expédiés vers la côte pour y être éliminés. L'eau du séparateur huile/eau est traitée au moyen de filtres à polissage d'eau, à cartouche, et testée avant d'être rejetée, pour respecter le critère d'évacuation: 15 mg/l ou moins. Le système de drainage des ponts possède des déversoirs qui permettent d'acheminer l'eau directement à la mer en cas d'averse ou d'excédent d'eau de pluie, conformément aux conditions de conception.

Le déversement de tout produit pétrolier (ou autre produit chimique) est nettoyé immédiatement et signalé. Les trousseaux de lutte contre les déversements, situés dans des endroits stratégiques des plates-formes, contiennent des tampons absorbants d'huile et des composés « sèche-huile » disponibles à tout moment, pour éliminer les produits pétroliers déversés sur les surfaces de ponts. Les absorbants utilisés et tout autre déchet d'huile sont placés dans des conteneurs hermétiquement fermés et retournés sur la côte en vue d'être traités et éliminés dans une installation de gestion de déchets approuvée.

EnCana développera un Plan d'intervention en cas de déversement (voir annexe 4), qui sera soumis aux autorités de réglementation pour examen et approbation. Il est de la responsabilité de tous les travailleurs et entrepreneurs de EnCana de signaler tout accident, incident ou déversement au directeur de l'installation extracôtière, pour qu'il réagisse immédiatement. Le navire de réserve, qui se trouve sur place, a la mission, dans le cadre de ses tâches régulières, d'observer et de signaler tout déversement survenu dans les installations.

2.7.5.4 Autres déversements dans l'océan

Le tableau 2.6 résume les autres déversements dans l'océan (eaux de fond de cale/ballast, sanitaire/ménagère, déchet/test, etc.) pouvant survenir lors des phases de construction et de production du Projet. Ces déchets, qui sont identifiés dans les LDTDE (ONE *et coll.* 1996 et leurs mises à jour) et les autres règlements, sont également soumis aux normes de conformité. Tous les écoulements de déchets seront traités ou gérés pour s'assurer que les rejets sont conformes aux limites réglementaires et à la politique de protection de l'environnement de EnCana.

2.7.6 Matières radioactives naturelles (MRN)

Les matières radioactives naturelles (MRN), qui proviennent des formations géologiques d'hydrocarbures, sont généralement ramenées à la surface par l'eau produite. Au fur et à mesure que l'eau approche de la surface, les changements de température et de pression incitent des éléments radioactifs à se séparer de la solution. Le radium (tartre), le radon (gaz) et leurs produits de désintégration sont généralement les éléments radioactifs qui préoccupent particulièrement la production pétrolière et le traitement de gaz. La probabilité de contamination du Projet par des MRN est faible, que ce soit pour le radon ou pour le radium, car l'analyse a montré que la teneur en radon et en fractions

d'éthane/propane du gaz de Deep Panuke était infime. EnCana possède un plan de gestion de la qualité pour les MRN. Des contrôles périodiques de radiation gamma sont effectués et des procédures d'intervention appropriées seront également mises en œuvre en cas de détection de contamination par MRN.

2.7.7 Déchets solides non dangereux

Le tableau 2.6 résume les sources potentielles de déchets solides et la gestion de ceux-ci. Conformément à la loi, la gestion des déchets solides s'appuie sur le principe de réduction, réutilisation et recyclage, lorsque c'est possible. Les déchets solides sont séparés selon leur catégorie (recyclables, carton, détritux, déchets de métaux) à la source, au niveau de l'installation, transportés vers la côte dans des conteneurs appropriés à chaque type de déchet et traités ou éliminés conformément au *Règlement de gestion des ressources liées aux déchets solides* provincial.

2.8 Matériaux et déchets dangereux

Des matériaux dangereux sont utilisés dans les installations du Projet. EnCana adhère à tous les codes et règlements provinciaux et fédéraux applicables pour la manipulation et le transport des matériaux dangereux, y compris le Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail (SIMDUT), et la *Loi* et le *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*.

Tous les produits et substances chimiques de forage et de production, utilisés par EnCana dans des zones extracôtières, doivent être approuvés, conformément aux Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques extracôtiers (ONE *et coll.* 1999), avant d'être expédiés sur les installations extracôtières. Ces lignes directrices ont pour objectif de réduire ou d'éliminer l'utilisation de tout produit chimique susceptible de mettre en danger la vie humaine et l'environnement. À cette fin, elles utilisent un système d'arbre de décision. Si un produit ne se trouve pas sur les listes, une analyse du risque est menée sur le produit chimique, puis soumise à l'OCNEHE pour obtenir son avis. En outre, tous les produits chimiques expédiés vers les installations extracôtières doivent être conformes au SIMDUT et aux règlements de TMD appropriés.

Tout le personnel travaillant sur les installations du Projet, et qui est appelé à manipuler, à stocker et à éliminer les matériaux dangereux, reçoit une formation appropriée. Les matériaux dangereux dont l'utilisation est prévue pendant la durée de vie du Projet comprennent, sans s'y limiter :

- Les fluides de forage;
- Les amines;
- Les glycols;

- Le méthanol;
- Les inhibiteurs de corrosion;
- Les inhibiteurs de tartre;
- Les peintures et solvants;
- Les produits de nettoyage industriel;
- Les huiles de lubrification et les carburants (carburant avion, carburant diesel);
- Les anti-mousses (souvent à base d'hydrocarbures);
- Les biocides d'inhibiteurs de salissure marine;
- Les sources radioactives (forage).

EnCan s'efforcera de réduire la nécessité d'éliminer des produits chimiques à terre. Cependant, lorsque le besoin s'impose, les déchets dangereux seront transportés vers la côte pour y être traités et éliminés. Le transport et le stockage des déchets seront effectués en conformité avec le *Dangerous Goods Management Regulations* de la Nouvelle-Écosse et la *Loi* et le *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*. L'entreprise aura uniquement recours à des entreprises de transport homologuées. Les déchets côtiers seront manipulés, traités et éliminés dans des installations de manipulation de déchets approuvées.

Tous les employés recevront une formation au SIMDUT, qui sera mis en place. Un PGD sera mis sur pied pour orienter toutes les activités relatives au stockage, au transport et à l'élimination des déchets dangereux. EnCana choisira une entreprise spécialisée, et approuvée par le NSDEL, pour l'élimination des déchets dangereux. La conformité de cette entreprise avec les règlements et le PGD sera régulièrement inspectée par le personnel de EnCana.

2.9 Systèmes de protection de l'environnement et de sécurité

2.9.1 Inspection et entretien de l'équipement

Tous les équipements du Projet répondent aux exigences des normes industrielles et sont certifiés comme étant sécuritaires et adaptés à leur utilisation projetée. Tout au long de la construction et de la mise à l'essai, le strict respect de ces normes et des règlements définis par l'OCNEHE, sera rigoureusement contrôlé, pour chaque commande de tels équipements. Lorsque c'est nécessaire, l'organisme de certification (OC) pourra procéder à un contrôle supplémentaire. L'équipement installé est exploité et entretenu conformément aux procédures établies. À cette fin, EnCana soumettra à l'approbation de l'OC des programmes d'inspection et de surveillance, un programme d'entretien et un programme de contrôle du poids. L'objectif de ces programmes d'inspection et d'entretien périodiques est d'assurer la fiabilité et l'intégrité constantes de l'équipement. En outre, des exemplaires de remplacement des pièces essentielles sont conservés en cas de défaillance. Enfin, des programmes

d'inspection sous-marine permettent le contrôle régulier des éléments sous-marins clés, tels que les pipelines.

Afin de maintenir en vigueur le certificat de conformité d'une installation donnée (plate-forme de tête de puits, plate-forme de production, etc.), l'OC devra mener des inspections et des études (études annuelles) durant la phase d'exploitation du Projet. Ces études auront pour objet de vérifier que les installations sont exploitées conformément aux programmes approuvés indiqués plus haut, et de confirmer que la sécurité et la protection de l'environnement sont assurées.

2.9.2 Prévention des fuites de pipeline

Conformément au règlement établi par l'OCNEHE, la conception du pipeline inclut des mesures de confinement de la pression interne, et de protection contre la chute d'objets, la fatigue, l'éloignement des points d'appui et les forces de crochitage, de traction ou d'accrochage causées par les activités de pêche. Le pipeline est conçu de manière à supporter les impacts avec les engins de pêche mobiles conventionnels, conformément à la directive n° 13 de Det Norske Veritas (DNV), *Interference Between Trawl Gear and Pipelines*, septembre 1997. Pendant la phase d'exploitation, des inspections menées dans le cadre de l'étude annuelle permettront de vérifier l'intégrité du pipeline.

Le pipeline acheminant le gaz naturel à la côte est équipé de systèmes de sécurité et de protection de l'environnement (dispositifs de détection des fuites, vannes d'arrêt d'urgence, etc.). Il est en outre muni d'une vanne d'arrêt d'urgence et d'un clapet antiretour dans sa portion côtière, afin d'empêcher le gaz de revenir vers la plate-forme. Le délai de fermeture des clapets antiretour en cas de rupture du pipeline est d'environ 30 secondes, ce qui correspond au temps de réaction d'une vanne d'isolement sous-marine installée à environ 500 m de la plate-forme. Ce dispositif permet donc de réduire le volume de gaz perdu avant que l'on parvienne à arrêter les compresseurs d'exportation.

La détection des fuites du pipeline est assurée par la mesure du bilan massique. Cette méthode calcule la masse de gaz entrant et sortant du pipeline, à partir des conditions opératoires prévalant à chaque extrémité du pipeline et de la composition du gaz. La masse sortant du pipeline sera calculée à partir des relevés de débit, de température et de pression effectués à terre au moyen du système de télémessure de M&NP et des instruments situés sur place, ainsi que de la composition du gaz extrait. Ces mêmes paramètres seront mesurés sur la plate-forme, et également utilisés conjointement à la composition du gaz pour déterminer la masse entrant dans le pipeline. La méthode du bilan massique convient bien dans un tel cas, car il s'agit d'un pipeline unique et non d'un groupe de canalisations ou d'un réseau de distribution, pour lesquels les algorithmes sont plus adaptés.

La pression dans le pipeline est également surveillée, de manière à ce qu'elle ne dépasse pas le maximum.

2.9.3 Mesures de protection contre les éruptions

De nombreuses mesures sont prévues pour empêcher les éruptions ou les déversements accidentels d'hydrocarbures durant les diverses phases du cycle de vie des puits. Les équipements de forage, de complétion et de reconditionnement sont pratiquement identiques d'un type de puits à l'autre (production ou injection). Mais il existe aussi un ensemble distinct d'équipements permanents utilisés lors des phases de production et d'injection.

L'objectif du forage est de pratiquer dans le réservoir des puits à intervalles prédéterminés, de la façon la plus sûre et la plus efficace possible. À cette fin, on dispose plusieurs rangées de tuyaux (tubage) à des profondeurs croissantes. La première section, le conducteur, est posée à environ 75 m sous le fond de l'océan, sans dispositif de contrôle de puits ou de prévention des éruptions. Pour Deep Panuke, il est prévu d'insérer ce tuyau de forte section à l'aide d'un marteau de battage (procédure «forer et enfoncer»). À la section suivante (section de surface), un grand déflecteur est monté au sommet du tubage conducteur. Cette approche permet de dévier de façon contrôlée le gaz rencontré à faible profondeur de part et d'autre de l'espace annulaire, jusqu'à ce que le poids des boues permette de régulariser le débit. La probabilité de trouver du gaz à faible profondeur au niveau de cette section est cependant faible, puisque la plate-forme est positionnée de façon à éviter les problèmes liés au gaz de faible profondeur d'origine sismique, déterminés à la suite d'une étude.

Une fois le tubage de surface posé, des dispositifs anti-éruptions sont installés. Ils doivent pouvoir supporter ou contenir les pressions prévues dans le réservoir durant le forage, en cas de problème de contrôle de puits. La principale façon de contrôler un puits consiste à employer la pression hydrostatique exercée par la colonne de boue dans le puits. La densité de la boue utilisée pour le forage est calculée de manière à empêcher l'entrée d'hydrocarbures dans ce puits. Lorsque la densité de ce mélange est trop faible, il se produit une venue, c'est-à-dire qu'une quantité du fluide contenu dans le réservoir pénètre dans le puits. Dès que cette venue est détectée, le puits est fermé et inspecté de façon à en déterminer la cause. Les dispositifs anti-éruptions servent à fermer le puits. Une fois le puits fermé, on fait circuler la boue afin de ramener à la surface les fluides contenus dans le réservoir. Les hydrocarbures sont ventilés ou brûlés à la torche, sous surveillance. La densité de la boue est augmentée de la valeur adéquate et le forage reprend.

Ces méthodes de protection contre les éruptions sont des procédures opérationnelles bien connues pour lesquelles il existe des pratiques normalisées. Le manuel de contrôle de puits de EnCana traite de ces types de situations; il est constamment actualisé de manière à refléter les toutes dernières innovations technologiques. Le personnel est formé en permanence et des exercices sont régulièrement exécutés pendant l'exploitation de la plate-forme de forage.

Durant le cycle de vie de production ou d'injection d'un puits, plusieurs mesures de sécurité sont prises pour garantir qu'aucun rejet accidentel d'hydrocarbures ne se produit. Le principal dispositif employé à cette fin sur un puits extracôtier est la vanne de sécurité de fond contrôlée en surface. La vanne à fermeture sur défaillance est munie d'une ligne de contrôle raccordée à la surface et pressurisée en permanence afin de conserver la vanne ouverte. En cas d'incident, la procédure d'arrêt d'urgence ferme la vanne dès que la pression hydraulique dans la ligne chute. Les fluides du réservoir sont alors confinés dans l'arbre de production ou d'injection, au-dessus de la tête de puits. Cet arbre (constitué d'un ensemble de vannes de surface à fermeture sur défaillance) et relié au tubing du puits servant au transport des fluides vers le réservoir ou à partir du réservoir. La vanne de sécurité de fond contrôlée en surface fait, elle, intégralement partie du tubing habituellement inséré plus en profondeur sous le fond de l'océan. Au fond de la rangée de tubings, une garniture d'étanchéité de production est insérée entre le tubing et le tubage afin d'empêcher le déplacement des fluides du réservoir dans l'espace annulaire (cavité entre le tubing et le tubage). Ce dispositif constitue une canalisation adaptée à l'extraction ou à l'injection des fluides dans le réservoir.

2.10 Solutions pour le Projet

2.10.1 Solutions pour le Projet

L'examen des autres solutions de mise en valeur s'est appuyé sur l'utilisation des infrastructures en place et des économies qu'elle procurerait. L'exploitation du réseau existant de M&NP permettrait à EnCana de mettre rapidement en service un Projet économiquement viable. Par contre, les solutions basées sur le gaz naturel liquéfié (GNL), le gaz naturel comprimé (GNC) et la production d'énergie électrique nécessiteraient la construction de nombreuses installations, en plus de l'infrastructure décrite à la section 2.2. Le budget et l'échéancier du projet de Deep Panuke en seraient d'autant touchés. Ces options ont donc été jugées non avantageuses d'un point de vue économique, comparativement à la solution choisie et décrite dans ce document.

2.10.2 Autres moyens de réaliser le Projet

Plusieurs concepts ont tout d'abord été définis pour la mise en valeur du site de Deep Panuke. Ensuite, chacun d'entre eux a été évalué par rapport à une liste de critères, et un concept a été retenu.

Avant d'entreprendre l'évaluation formelle des diverses solutions de mise en valeur, selon les critères sélectionnés, il était nécessaire de dresser les grandes lignes du principe central guidant le Projet. Le plan de mise en valeur du site de Deep Panuke s'articule autour de l'idée selon laquelle le Projet doit, en raison de la taille des réserves, tirer parti au maximum de l'infrastructure existante. Il faut savoir que EnCana a signé des ententes commerciales conditionnelles pour le transport d'un volume maximal de $11,3 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$ (400 MMBtu/j) de gaz provenant de ce site par le réseau de M&NP, avec livraison à

Goldboro. Par conséquent, les plans de mise en valeur ne permettant pas à EnCana d'exploiter l'infrastructure mise en place par M&NP n'ont pas été examinés, car ils ne sont pas jugés économiquement réalisables. Parmi les possibilités ne respectant pas le principe central du Projet (et qui n'ont donc pas été jugées économiquement réalisables), se trouvaient les concepts utilisant un point d'arrivée à terre autre que Goldboro et exploitant des technologies nécessitant la construction de nombreuses autres installations, telles que les technologies à GNL et à GNC. Les évaluations ont porté sur les éléments suivants :

- Type de substructure;
- Type de superstructure;
- Nombre total de plates-formes;
- Réutilisation de la plate-forme de Panuke existante;
- Emplacement de traitement;
- Traitement du gaz acide;
- Élimination de l'eau produite;
- Traitement du condensat;
- Élimination des déblais de forage et des boues synthétiques/à base d'huile minérale améliorée.

Le choix du plan de mise en valeur s'est basé sur l'évaluation des diverses solutions reliées à ces éléments, selon les critères suivants (les Critères d'évaluation) :

- Pertinence technique (comprend les facteurs opérationnels);
- Coût;
- Risque commercial;
- Facilité de livraison du concept;
- Sécurité;
- Impact environnemental.

Bien que toutes les options aient été évaluées selon les mêmes Critères d'évaluation, la pertinence et le poids de chaque critère ont varié selon la solution. Par exemple, bien que le coût en capital de la construction d'une plate-forme distincte pour l'hébergement était important, il a été jugé acceptable en comparaison de l'augmentation du risque en matière de sécurité qu'entraînait l'utilisation d'une structure commune pour les logements de l'équipage et l'unité de production.

Lorsqu'il était déterminé qu'un plan était irréalisable techniquement et économiquement, l'examen ultérieur portant sur la facilité de livraison, la sécurité et l'effet sur l'environnement n'était pas pris en compte. Dans le cas contraire, les solutions sont exposées dans le REA.

2.10.2.1 Type d'infrastructure

Les infrastructures envisagées comprenaient les coques semi-submersibles en acier, les systèmes à embase-poids en béton, les structures autoélévatrices à piles moyennes et hautes, et les treillis en acier. L'évaluation de ces solutions par rapport aux Critères d'évaluation est résumée au tableau 2.10.

La coque semi-submersible en acier a été éliminée en raison de son manque de pertinence technique, car ce concept n'a pas fait ses preuves dans les eaux peu profondes et difficiles baignant le site de Deep Panuke. En outre, la conception des lignes d'ancrage et du tube prolongateur aurait été très complexe. Enfin, cette solution a été peu testée avec une structure d'acier semi-submersible telle qu'une plate-forme de production de gaz.

Les quatre autres possibilités (embase-poids en béton, structure autoélévatrice à piles hautes, et treillis) ont été tout d'abord comparées sur le plan de la pertinence technique, du coût et du risque commercial, leurs effets sur l'environnement et sur la sécurité n'étant pas notablement différents. La structure à embase-poids a été rejetée en raison du risque commercial et des coûts élevés découlant de l'utilisation d'un fournisseur unique, qui ne rendaient pas cette option économiquement réalisable.

La structure autoélévatrice à piles hautes a également été rejetée en raison de son manque de faisabilité économique, dû à son coût, et du risque commercial élevé qu'elle présentait. De plus, on ne disposait que de peu d'expérience à l'échelle mondiale avec des plates-formes de production de gaz autoélévatrices de cette taille. Les risques de dépassement du budget et de non-respect de l'échéancier étaient donc importants.

L'étude préliminaire a démontré que le coût en capital des plates-formes auto-élévatrices à piles moyennes et des infrastructures à treillis étaient très proches. L'analyse de la facilité de livraison a révélé que des projets employant des plates-formes autoélévatrices similaires avaient subi d'importants retards liés au transport et au raccordement, rendant le coût réel d'une telle option supérieur de 10 % à celui de la solution à treillis. La taille de la superstructure de la plate-forme de production aurait constitué une première, car elle aurait été l'une des plus importantes jamais réalisée au moyen de cette technologie dans des conditions aussi difficiles que celles de Deep Panuke. La plate-forme auto-élévatrice à piles moyennes a donc été rejetée pour des raisons techniques et économiques.

En résumé, le treillis d'acier classique a été sélectionné selon une évaluation basée sur les critères de faisabilité économique et technique.

Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Treillis	<ul style="list-style-type: none"> Technologie éprouvée pour un site tel que Deep Panuke 	<ul style="list-style-type: none"> Le plus bas 	<ul style="list-style-type: none"> Le plus bas – achat concurrentiel Le meilleur résultat en matière de coûts de raccordement extracôtier 	<ul style="list-style-type: none"> Oui 	<ul style="list-style-type: none"> La meilleure 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> Dérangement local du fond de l'océan et battage nécessaire
Coque semi-submersible en acier	<ul style="list-style-type: none"> Préoccupations techniques reliées à la conception du tube prolongateur et des lignes d'ancrage, et à la proximité des autres plates-formes et colonnes montantes Manque d'expérience en eaux peu profondes et difficiles Une seule infrastructure de ce type utilisée pour la production de gaz (eaux plus profondes) 	<ul style="list-style-type: none"> 10 % supérieur au treillis 	<ul style="list-style-type: none"> Supérieur au treillis 	<ul style="list-style-type: none"> Non 			
Embase-poids en béton	<ul style="list-style-type: none"> Système largement utilisé – six exemples dans des eaux de cette profondeur L'analyse à terre de la superstructure évite le recours à de grosses grues Stockage du condensat sans frais 	<ul style="list-style-type: none"> La plus chère d'environ 100 M\$ 	<ul style="list-style-type: none"> Un seul fournisseur, donc risque d'augmentation des coûts 	<ul style="list-style-type: none"> Non 			
Structure autoélévatrice à piles moyennes	<ul style="list-style-type: none"> Aucun ponton-grue semi-submersible (PGSS) requis Co-implantation des installations obligatoires en raison de la taille des piles Préoccupations au sujet des bases La taille des piles dépasse le cadre des technologies éprouvées 	<ul style="list-style-type: none"> 10 % supérieur au treillis 	<ul style="list-style-type: none"> Risque de gestion de contrat supérieur Possibles problèmes d'assemblage (Siri et Harding) Même risque que pour les piles hautes Les coûts de raccordement auraient probablement dépassé ceux du treillis (PGSS) 	<ul style="list-style-type: none"> Non 			

Tableau 2.10 Solutions pour l'infrastructure							
Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Structure autoélevatrice à piles hautes	<ul style="list-style-type: none"> • Toutes les installations situées sur un même pont • Aucun PGSS requis • Certaines inquiétudes au sujet de l'assemblage et problème de force de souffle sur un pont triangulaire 	<ul style="list-style-type: none"> • 15 % supérieur au treillis 	<ul style="list-style-type: none"> • Risque significatif de dépassement des coûts (Ex. : Elgin) • Coûts de raccordement extracôtier élevés • Une seule plateforme autoélevatrice en service (Elgin) 	<ul style="list-style-type: none"> • Non 			

2.10.2.2 Type de superstructure

La superstructure de la plate-forme de production prendra la forme d'un pont intégré, monté en mer en une seule opération de levage, à l'aide d'un ponton-grue semi-submersible (PGSS).

La faisabilité d'une superstructure de plate-forme de production utilisant le principe du fractionnement du pont en plusieurs modules, a été analysée lors de l'étude FEED. Au départ ce concept était perçu comme offrant de nombreux avantages potentiels, dont l'élargissement du choix des entrepreneurs en levage de charges lourdes et le coût. La modularisation des plates-formes de logements/commodités et de tête de puits n'a cependant pas été évaluée, car la taille de leur pont ne limitait pas le choix de ces entrepreneurs.

Pour la modularisation, plusieurs scénarios ont été pris en compte et les options suivantes ont été étudiées en détail :

- Deux gros modules, un pour la séparation/traitement du gaz, l'autre pour les commodités/compression du gaz, avec groupe électrogène et plateaux supplémentaires de récupération d'énergie de l'air d'évacuation sur le pont supérieur;
- Quatre modules moyens, pour la séparation, les commodités, le traitement du gaz et la compression du gaz, avec groupe électrogène et plateaux de récupération d'énergie de l'air d'évacuation supplémentaires sur le pont supérieur;
- Six petits modules : un pour la séparation, un pour les commodités, deux pour le traitement du gaz et deux pour la compression du gaz.

Les résultats de l'analyse des types de superstructures sont résumés au tableau 2.11.

L'étude de la modularisation de la plate-forme de production a montré que la différence de coûts de montage en mer entre les diverses solutions était minime. En effet, bien que le tarif journalier des petits navires capables d'assembler les modules de tailles moyenne et réduite soit inférieur, l'avantage offert est atténué par l'allongement du temps d'installation, car l'opération est davantage exposée aux interruptions liées aux conditions météorologiques dans le milieu difficile entourant la plate-forme Scotian.

Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Pont intégré	<ul style="list-style-type: none"> • Solution la plus pertinente du point de vue technique 	<ul style="list-style-type: none"> • Le plus faible 	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessite un des deux navires de transport lourd au monde 	<ul style="list-style-type: none"> • Oui 	<ul style="list-style-type: none"> • Offre le meilleur contrôle d'échéancier 	<ul style="list-style-type: none"> • Temps minimal pour le raccordement extracôtier 	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre de navires nécessaires plus faible, donc pollution inférieure
Deux gros modules	<ul style="list-style-type: none"> • À cause de la modularité, la disposition du pont est moins efficace et le coût est supérieur • Complexité de construction supérieure 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts d'installation de chantier supérieurs • Le tarif journalier des navires d'assemblage est inférieur, mais les temps d'arrêts prévus sont supérieurs, en raison des conditions prévalant sur le site de Deep Panuke • Coûts de raccordement extracôtier et de mise en service supérieurs • Moins économique que la solution à quatre modules 	<ul style="list-style-type: none"> • Plusieurs entrepreneurs, donc tâches de gestion et risque de retard supérieur (rythme déterminé par le chantier le plus lent) – plus de logistique • Davantage de navires d'assemblage requis que pour le pont intégré • Le nombre de chantiers accroît le risque de retard de transport et de déchargement lié aux conditions météorologiques • Pas de soumissionnaires supplémentaires 	<ul style="list-style-type: none"> • Non 			
Quatre modules moyens	<ul style="list-style-type: none"> • Semblable à la solution à deux gros modules 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts d'installation de chantier supérieurs • Le tarif journalier des navires d'assemblage est inférieur, mais les temps d'arrêts prévus sont supérieurs en raison des conditions prévalant sur le site de Deep Panuke • Coûts de raccordement extracôtier et de mise en service supérieurs • Coûts (capital, raccordement et mise en service) supérieurs de 20 % à ceux du pont intégré 	<ul style="list-style-type: none"> • Plusieurs entrepreneurs, donc tâches de gestion et risque de retard supérieur (rythme déterminé par le chantier le plus lent) – plus de logistique • Davantage de navires d'assemblage requis que pour le pont intégré • Le nombre de chantiers accroît le risque de retard de transport et de déchargement lié aux conditions météorologiques • Ne permet qu'un seul soumissionnaire supplémentaire 	<ul style="list-style-type: none"> • Non 			

Tableau 2.11 Solutions pour la superstructure							
Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Six petits modules	<ul style="list-style-type: none"> • Semblable à la solution à deux gros modules 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts d'installation de chantier supérieurs • Le tarif journalier des navires d'assemblage est inférieur, mais les temps d'arrêts prévus sont supérieurs en raison des conditions prévalant sur le site de Deep Panuke • Coûts de raccordement extracôtier et de mise en service supérieurs • Moins économique que la solution à quatre modules 	<ul style="list-style-type: none"> • Plusieurs entrepreneurs, donc tâches de gestion et risque de retard supérieur (rythme déterminé par le chantier le plus lent) – plus de logistique • Davantage de navires d'assemblage requis que pour le pont intégré • Le nombre de chantiers accroît le risque de retard de transport et de déchargement lié aux conditions météorologiques 	<ul style="list-style-type: none"> • Non 			
Combinaison de deux ou trois modules sur un site d'intégration côtier	<ul style="list-style-type: none"> • Semblable à la solution à deux gros modules 	<ul style="list-style-type: none"> • Le coût de l'option à deux modules est supérieur de 20 % • Le coût de l'option à trois modules est supérieur à celui de la solution à deux modules 	<ul style="list-style-type: none"> • Plusieurs entrepreneurs, donc tâches de gestion et risque de retard supérieur (rythme déterminé par le chantier le plus lent) – plus de logistique • Le nombre de chantiers accroît le risque de retard de transport et de déchargement liés aux conditions météorologiques 	<ul style="list-style-type: none"> • Non 			

Le pont intégré est une solution plus pertinente du point de vue technique que les options à ponts modulaires. La modularisation limite l'efficacité de la disposition de la plate-forme en augmentant le nombre de conduites, le câblage et la quantité de charpentes d'acier. La structure est donc plus lourde et plus coûteuse. De plus, la modularisation complique la construction à terre et la logistique, car elle requiert davantage de navires pour transporter les éléments de la plate-forme. La différence de coûts de raccordement et de mise en service est significative, sans compter les heures-personnes en mer et autres coûts associés. Enfin, l'augmentation du nombre de navires accroît les risques liés à la sécurité et à la pollution, rendant cette solution (relativement) moins intéressante sur le plan environnemental.

Bien qu'avec la modularisation, davantage de chantiers dans le monde seraient susceptibles de construire le pont, cette technique augmenterait également le coût du Projet. De plus, elle accroîtrait les risques de dépassement de l'échéancier en raison de retards liés aux conditions météorologiques et associées au transport et au déchargement de plusieurs chantiers de construction. L'option à quatre modules a été jugée comme offrant le plus d'avantages, bien que tous comptes faits, son coût reste supérieur d'environ 20 % à celui du pont intégré sélectionné pour le plan de mise en valeur.

La modularisation a été analysée plus en profondeur, afin d'évaluer la faisabilité d'une infrastructure à treillis supportant deux ou trois modules construits séparément, puis réunis sur un site d'intégration et soudés en un pont unique. L'étude a révélé que cette alternative serait d'un coût supérieur d'environ 20 % à celui du pont unique intégré et présenterait un risque de dépassement de l'échéancier.

En résumé, après avoir pris en compte le supplément de coût et de travail pour le raccordement en mer et la mise en service nécessaire à cette méthode, il a été déterminé que la modularisation n'était pas économiquement et techniquement réalisable.

2.10.2.3 Nombre total de plates-formes

Plusieurs configurations de plates-formes ont été évaluées, afin de déterminer la meilleure option pour le Projet. La meilleure solution consiste en trois plates-formes séparées – une plate-forme de production (PP), une plate-forme de commodités/logements (PCL) et une plate-forme de tête de puits (PTP). Cependant, il est également techniquement et économiquement possible de combiner ces structures. L'étude a donc aussi inclus les agencements suivants :

- Solution n° 1 : PP, PCL et PTP distinctes;
- Solution n° 2 : Combinaison PP/PCL et PTP distincte;
- Solution n° 3 : Combinaison PP/PTP et PCL distincte.

Bien que chaque solution ait été analysée à l'aide des Critères d'évaluation figurant au tableau 2.12, l'étude de la disposition des plates-formes a principalement tenu compte de la sécurité du personnel,

notamment de la séparation des zones dangereuses et des zones non dangereuses. Le choix était basé sur le principe du «aussi faible que raisonnablement pratique», en ce qui concerne l'analyse de la sécurité relative.

Le risque de sécurité associé à l'emplacement des commodités et des logements a été déterminé selon une analyse quantitative. Cette méthode utilise les renseignements détaillés sur l'installation et les données génériques relatives à la défaillance des équipements (brides, vannes, compresseurs, etc.) pour évaluer les paramètres de risque de sécurité suivants :

- Potentiel de perte de vie : Représente le nombre de décès statistiques ayant de fortes probabilités de survenir sur une installation au cours d'une année;
- Risque individuel par année : Représente la probabilité pour une personne de décéder, sur une période d'un an;
- Fréquence de défaillance du refuge temporaire : Représente la probabilité pour que le refuge temporaire soit endommagé (ainsi que les dispositifs de secours et d'évacuation associés) sur une période d'un an.

Les configurations à plate-forme de logements distincte (solutions n° 1 et n° 3) sont les plus sécuritaires, car le personnel se trouve plus éloigné des dangers que constituent les éruptions, les rejets de tube prolongateur ou de pipeline, et les rejets de la superstructure de traitement, susceptibles de causer incendies et explosions, ou les rejets de gaz contenant du H₂S. Alors que les coûts nécessaires pour placer les logements avec d'autres installations sont très inférieurs (28 M\$) à ceux des solutions consistant à les disposer sur une plate-forme distincte, l'augmentation du risque de sécurité que cette solution entraîne a dicté le choix d'une option avec PCL séparée.

En ce qui concerne l'impact environnemental, il y a peu de différences entre les configurations à deux ou trois plates-formes. La solution à trois plates-formes requiert un encombrement extracôtier supérieur; son impact sur la communauté benthique et la zone d'exclusion (sécurité) est donc plus important. Son incidence sur l'environnement n'est cependant pas significative.

La solution n° 3, où la PP et la PTP sont réunies, a été rejetée en raison des critères liés à la livraison, la flexibilité de forage et d'assemblage réduite, et au manque de sécurité. Par conséquent, la configuration retenue pour Deep Panuke est celle à trois plates-formes distinctes (solution n° 1).

Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Trois plates-formes distinctes : logements/commodités, traitement et tête de puits	<ul style="list-style-type: none"> • Équivalente 	<ul style="list-style-type: none"> • Supérieur d'environ 28 M\$ (de 15 M\$ à 38 M\$) 	<ul style="list-style-type: none"> • Supérieur à la co-implantation, en raison du risque lié au déchargement et au transport, et aux coûts de raccordement extracôtier et de mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • Oui 	<ul style="list-style-type: none"> • Équivalente 	<ul style="list-style-type: none"> • Risque bien moindre pour le personnel en mer que dans les deux autres options 	<ul style="list-style-type: none"> • Le plus grand nombre de plates-formes causera un léger accroissement du dérangement de l'environnement benthique • Zone d'exclusion (sécurité) relativement plus étendue
Deux plates-formes : logements et installation de production coimplantés (plate-forme unique) et plate-forme de tête de puits séparée	<ul style="list-style-type: none"> • Équivalente 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût inférieur 	<ul style="list-style-type: none"> • Inférieur à la solution à trois plates-formes distinctes 	<ul style="list-style-type: none"> • Oui 	<ul style="list-style-type: none"> • Équivalente 	<ul style="list-style-type: none"> • Risque plus élevé pour le personnel en mer 	<ul style="list-style-type: none"> • Moins de dérangement de l'environnement benthique qu'avec la solution à trois plates-formes • Zone d'exclusion réduite par rapport à la solution à trois plates-formes
Deux plates-formes : installation de production et tête de puits coimplantées (plate-forme unique) et logements séparés	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilité de forage et d'assemblage réduite 	<ul style="list-style-type: none"> • Inférieur à la solution à plates-formes de logements et de traitement distinctes 	<ul style="list-style-type: none"> • Inférieur à la solution à trois plates-formes distinctes 	<ul style="list-style-type: none"> • Oui 	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilité de forage et d'assemblage réduite 	<ul style="list-style-type: none"> • Faible risque pour le personnel en mer 	<ul style="list-style-type: none"> • Moins de dérangement de l'environnement benthique qu'avec la solution à trois plates-formes • Zone d'exclusion réduite par rapport à la solution à trois plates-formes

2.10.2.4 Réutilisation de la plate-forme existante

L'utilisation de la structure de Panuke existante, reliée par un pont à la plate-forme de production principale, pour recevoir la tête de puits a été examinée. La plate-forme Panuke a été conçue pour le projet Cohasset et construite en 1991. Elle comporte cinq ouvertures de puits à partir desquels ont été forés le puits de découverte initial de Deep Panuke (PP-3C) et le premier puits de délimitation (PI-1A/B). L'utilisation de ces puits a été suspendue lors de la première phase de déclassement du projet Cohasset, avec l'intention de les remettre en service dans le cadre du Projet de Deep Panuke. D'ailleurs, l'éventualité d'exploiter à nouveau ces puits était un critère essentiel de l'évaluation de la possibilité de réutiliser la plate-forme de Panuke. On a également cherché à savoir si le reconditionnement de cette structure serait plus économique ou pas que la construction d'une nouvelle structure.

L'examen des deux puits existants de la plate-forme de Panuke a indiqué que PP-3C devait être foré de nouveau et que des modifications devaient être apportées au fond du trou de PI-1B.

Un programme d'inspection de la plate-forme de Panuke a été mis en place à l'été 2001, afin d'étudier sa pertinence en tant que plate-forme de tête de puits pour le Projet. La conclusion en a été que le treillis pouvait être réutilisé, mais que le pont devait être remplacé ou modifié en mer. Les modifications permettraient de réduire le poids de la superstructure, afin qu'elle puisse supporter le pont la reliant à la plate-forme de production et qu'elle puisse recevoir les installations nécessaires à Deep Panuke.

La plate-forme de Panuke se déplace énormément lors des tempêtes, soulevant des inquiétudes quant à savoir si les raccordements de canalisations seraient capables de résister à de grands mouvements différentiels entre les deux plates-formes.

À l'issue de l'analyse préliminaire de la pertinence technique d'une réutilisation de la plate-forme de Panuke, les deux solutions, réutiliser la structure de Panuke et utiliser une nouvelle plate-forme de tête de puits, ont été comparées au moyen des Critères d'évaluation. Les résultats de cette étude sont résumés dans le tableau 2.13.

Comme l'illustre le tableau 2.13, la mise en place d'une nouvelle plate-forme de tête de puits est la solution technique la mieux adaptée. Le facteur décisif est le risque relatif de sécurité et le risque environnemental associés à la réutilisation de la structure existante, par rapport à la mise en place d'une nouvelle plate-forme. L'assemblage d'une nouvelle plate-forme supprime l'incertitude reliée au mouvement excessif de la structure de Panuke et les préoccupations associées concernant les raccordements de canalisations entre la plate-forme de production et la plate-forme de Panuke. En résumé, la réutilisation de la plate-forme de Panuke existante a été rejetée pour des raisons de sécurité, et de facteurs environnementaux et techniques.

Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Nouvelle plate-forme de tête de puits	<ul style="list-style-type: none"> La conception et l'assemblage d'une nouvelle plate-forme de tête de puits sur mesure sont la meilleure solution technique 	<ul style="list-style-type: none"> Coût supplémentaire d'une nouvelle plate-forme et des puits 	<ul style="list-style-type: none"> La livraison d'une nouvelle plate-forme de tête de puits présente certains risques commerciaux 	<ul style="list-style-type: none"> Oui 	<ul style="list-style-type: none"> Équivalente 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> Davantage de dérangement de l'environnement benthique qu'avec la réutilisation d'une plate-forme existante Nouvelle zone d'exclusion (sécurité) pour les navires et la pêche
Réutilisation de la plate-forme existante de Panuke pour la tête de puits	<ul style="list-style-type: none"> Seulement cinq ouvertures de forage disponibles pour le Projet Inquiétudes quant aux mouvements excessifs de la plate-forme de Panuke D'importantes modifications en mer nécessaires 	<ul style="list-style-type: none"> Plus économique (en matière de forage), car elle permet la réutilisation de puits existants La plate-forme de Panuke nécessitera des modifications et des améliorations en mer; donc des navires d'hébergement seront requis 	<ul style="list-style-type: none"> Très faible, mais ne comble pas le risque d'avoir à forer de nouveaux puits La construction en mer peut annuler les avantages reliés au coût EnCana ne possède que 50 % de la plate-forme 	<ul style="list-style-type: none"> Oui 	<ul style="list-style-type: none"> Équivalente 	<ul style="list-style-type: none"> Inquiétudes quant aux mouvements excessifs, reliées aux raccordements du pipeline et aux raccordements de la plate-forme 	<ul style="list-style-type: none"> Risque de débordement en raison des mouvements excessifs, relié aux raccordements du pipeline La réutilisation de la plate-forme occasionnera un dérangement moindre de l'environnement benthique que l'installation d'une nouvelle plate-forme Les pêcheurs et les navires habitués à la zone d'exclusion actuelle de Panuke

2.10.2.5 Emplacement de traitement

Le Projet nécessite le traitement en mer, afin que le gaz naturel transporté sur la côte dans le pipeline sous-marin soit directement commercialisable. Il a été décidé de traiter le gaz brut en mer, à la suite d'une analyse basée sur les Critères d'évaluation, dont les résultats sont résumés au tableau 2.14. Les solutions examinées étaient les suivantes :

- Traitement en mer;
- Traitement à terre;
- Solution intermédiaire.

La solution retenue est le traitement en mer. Cette technique comprend l'adoucissement du gaz, l'injection du gaz acide, la déshydratation au triéthylène glycol (TEG), l'abaissement du point de rosée, la compression du gaz, le traitement et l'élimination de l'eau produite, et le traitement du condensat et son utilisation comme carburant sur la plate-forme extracôtière. Le gaz naturel directement commercialisable est expédié sur la côte dans un pipeline sous-marin.

La solution terrestre n'exige qu'un traitement minimal du gaz, de façon à pouvoir le transporter avec le condensat dans un pipeline multiphase commun, pour le raffiner ensuite à terre. Cette option requiert tout de même l'exécution en mer d'un traitement comprenant la déshydratation du gaz et l'extraction de l'eau du condensat, afin que le pipeline ne transporte pas d'eau; l'élimination de l'eau étant nécessaire pour le contrôle de la corrosion et la prévention des hydrates.

Le troisième procédé examiné constitue une solution intermédiaire. Il inclut la déshydratation et l'élimination du H_2S en mer, le transport à terre dans un pipeline multiphase, alors que la séparation, l'abaissement du point de rosée et le traitement du condensat sont effectués à terre. Au fur et à mesure de l'évaluation de cette solution, il est devenu évident que le condensat devait également être traité en mer, afin que le H_2S soit éliminé, puisque le pipeline et l'installation côtière étaient conçus pour recevoir du gaz adouci. Cette constatation a entraîné l'abandon de cette option, le traitement du condensat en mer nécessitant la même installation que la solution à traitement intégral en mer, tout le dédoublement de l'installation à terre. La recombinaison du gaz et du condensat pour le transport dans un pipeline multiphase n'apporte aucun avantage technique ou économique, puisque cette méthode exige une autre installation de séparation et de traitement du condensat à terre. Le rejet de cette solution a donc été motivé par des considérations techniques et économiques.

Tableau 2.14 Solutions pour l'emplacement du traitement

Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Traitement en mer	<ul style="list-style-type: none"> La meilleure solution technique (élimination du H₂S et du condensat à la source de production du gaz naturel) 	<ul style="list-style-type: none"> Coût légèrement inférieur au traitement à terre Le traitement en mer du condensat améliore la faisabilité économique 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> Oui 	<ul style="list-style-type: none"> Équivalente 	<ul style="list-style-type: none"> Traite le H₂S à la source, donc minimise le risque de sécurité relié au transport de substances inutiles 	<ul style="list-style-type: none"> Traite le H₂S à la source, donc minimise le risque environnemental relié au transport de substances inutiles Moins de récepteurs environnementaux sensibles et d'impact potentiel en mer par rapport aux rejets de soufre
Traitement à terre	<ul style="list-style-type: none"> Plus risqué que le traitement en mer, en matière d'intégrité du pipeline 	<ul style="list-style-type: none"> Coût légèrement supérieur au traitement en mer 	<ul style="list-style-type: none"> Risque économique substantiel en cas de corrosion du pipeline, entraînant sa mise hors service durant une longue période Risque économique supérieur concernant l'intégrité du pipeline 	<ul style="list-style-type: none"> Oui 	<ul style="list-style-type: none"> Équivalente 	<ul style="list-style-type: none"> Transport de H₂S vers une zone habitée (risque de sécurité supérieur) 	<ul style="list-style-type: none"> Plus de récepteurs environnementaux sensibles et impact potentiel supérieur à terre en ce qui concerne les rejets de soufre Plus grand risque de corrosion lié au transport de H₂S dans un pipeline de 175 km, donc plus grand risque de fuite de gaz
Solution intermédiaire	<ul style="list-style-type: none"> Dédoublent de certaines installations à terre et en mer 	<ul style="list-style-type: none"> Le plus élevé – exige le dédoublement des installations à terre et en mer 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> Non 			

Bien qu'il existe des moyens efficaces pour atténuer ces inquiétudes environnementales et de sécurité, EnCana a choisi pour ce Projet de traiter le gaz acide à la source, afin de minimiser le risque potentiel pour l'environnement. L'évaluation environnementale a permis de déterminer que le traitement côtier du gaz acide augmentait les possibilités d'impact sur l'environnement côtier à cause des dépôts acides, du stockage du soufre élémentaire et des émissions de cheminée que cette solution impliquait. En outre, les récepteurs environnementaux sensibles à l'acidification causée par les émissions normales et fugitives de soufre (ex. : habitat d'eau douce, sols) sont généralement bien plus nombreux à terre qu'en mer, le milieu marin servant de tampon.

Pour le traitement à terre, on a également tenu compte du risque accru pour la sécurité et la santé que faisait courir la manipulation de gaz acide près de zones habitées. La probabilité d'un déversement accidentel à grande échelle de gaz acide d'une installation de traitement est faible, mais elle n'est toutefois pas nulle. Bien que l'industrie pétrolière et gazière ait démontré sa capacité de gestion du gaz acide dans des zones habitées, EnCana pense que l'approche la plus prudente pour le Projet, lorsqu'elle est suffisamment économique, est de maintenir le gaz acide loin des zones peuplées, pour réduire ainsi le risque.

Le traitement à terre fait également surgir des inquiétudes opérationnelles quant à l'intégrité du pipeline. Il est en effet difficile de garantir que l'eau ne pénétrera pas dans le pipeline d'exportation, et en présence d'eau, les hydrocarbures et le H₂S peuvent former des hydrates. De plus, la combinaison d'eau et de H₂S peut causer la corrosion interne localisée, ce qui présente un risque pour l'intégrité du pipeline. Bien que ce risque puisse être atténué de façon acceptable par l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion, il constitue toujours une préoccupation importante, à cause de la longueur du pipeline sous-marin et de la durée du temps d'arrêt qu'entraînerait un problème de cette nature. La possibilité d'appliquer un revêtement sur les parois internes du pipeline a aussi été envisagée, mais l'augmentation des coûts que l'opération entraînerait rendrait l'option du traitement à terre non réalisable économiquement.

L'utilisation du condensat comme carburant principal améliore également la faisabilité économique du traitement en mer. Elle maximise le volume de gaz commercialisable envoyé sur la côte, tout en minimisant le coût en capital du traitement du condensat.

Enfin, un facteur important venant appuyer le choix du traitement en mer est le transport dans le pipeline de gaz non corrosif. Selon le profil de production du Projet de Deep Panuke, le débit maximal de production chutera vraisemblablement après trois ou quatre ans. Si le pipeline achemine du gaz non corrosif vers la côte, d'autres projets mis en place après Deep Panuke pourront utiliser le surplus de capacité du pipeline de EnCana pour transporter à terre leur gaz. Cet excédent de capacité permettrait à d'autres projets, au budget limité, d'être développés à l'aide de l'infrastructure existante, tout en réduisant la prolifération d'installations à Goldboro.

En résumé, le traitement en mer a été choisi sur les principes suivants :

- Le traitement et l'élimination du gaz acide le plus près possible de la source (et l'éloignement du gaz acide des zones habitées pour réduire les risques);
- L'injection de gaz en mer réduit l'impact environnemental;
- Le risque relié à l'intégrité du pipeline est limité par l'élimination de l'eau et du H₂S en mer;
- Le traitement du condensat en mer améliore la faisabilité économique du projet;
- La possibilité d'exploitation d'un pipeline d'acheminement de gaz non corrosif vers la côte par d'autres producteurs extracôtiers lorsque la production de EnCana commencera à décliner.

2.10.2.6 Traitement du gaz acide

Lorsque le gaz est traité en mer, l'élimination du H₂S dans le courant gazeux entrant provoque la concentration du flux de déchets à transformer au large. L'étude FEED a examiné quatre méthodes de traitement du gaz acide en mer, dont le torchage, l'épuration à l'eau de mer, la récupération en mer du soufre et l'injection de gaz acide. La solution sélectionnée pour le Projet est l'injection de gaz acide. Un aperçu de l'étude est donné ci-dessous; ses résultats sont résumés au tableau 2.15.

Torcher du gaz acide consiste à diriger le flux sur une torche où il sera brûlé et se diluera dans l'atmosphère. Il s'agit d'une opération à coût relativement faible, mais le SO₂ qui en résulte peut être balayé par la pluie ou subir une nouvelle oxydation et se transformer en particules de sulfate, qui peuvent à leur tour contribuer aux retombées acides. Pour l'instant, la quantité de SO₂ rejeté respecte les directives sur la qualité de l'air, mais il se peut que les émissions à long terme soient touchées par les ententes fédérales-provinciales sur la réduction des pluies acides. Cette option a été écartée au profit d'autres solutions plus économiques.

L'épuration à l'eau de mer à recours à un incinérateur et à un épurateur-laveur. Le gaz acide passe dans l'incinérateur où le H₂S est transformé en SO₂. Il est ensuite acheminé à l'épurateur-laveur où le SO₂ est éliminé par absorption par l'eau de mer, dans une tour à garnissage. En quittant l'incinérateur, le gaz acide pénètre dans la colonne où il rencontre l'eau de mer à contre-courant. L'eau de mer usée descend ensuite par gravité vers un mélangeur dans lequel elle sera combinée aux autres eaux usées (eau de refroidissement, eau produite, etc.), pour finalement retourner à l'océan.

Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Injection de gaz acide	<ul style="list-style-type: none"> Méthode éprouvée Énormément utilisée dans le Canada de l'Ouest – EnCana exploite déjà des installations de ce type 	<ul style="list-style-type: none"> Environ 26 M\$ 	<ul style="list-style-type: none"> Les coûts réels peuvent être supérieurs aux coûts prévus en raison de difficultés de forage 	<ul style="list-style-type: none"> Oui 	<ul style="list-style-type: none"> Risque moyen – les délais de livraison de l'équipement spécialisé sont longs, mais le matériel peut être acheté au Canada 	<ul style="list-style-type: none"> Risque supérieur au torchage, en raison de la manipulation de gaz acide à haute pression 	<ul style="list-style-type: none"> Réduit notablement les émissions dans l'atmosphère et les déversements marins, en comparaison des autres options
Torchage	<ul style="list-style-type: none"> Méthode éprouvée Utilisée partout dans le monde 	<ul style="list-style-type: none"> Environ 1 M\$ Nécessite du gaz de combustion pour en garantir l'efficacité 	<ul style="list-style-type: none"> Sans objet 	<ul style="list-style-type: none"> Oui 	<ul style="list-style-type: none"> Le risque le plus faible – l'équipement est facilement disponible au Canada 	<ul style="list-style-type: none"> Un certain risque associé à la manipulation de gaz acide 	<ul style="list-style-type: none"> Les plus importantes émissions dans l'atmosphère
Épuration à l'eau de mer	<ul style="list-style-type: none"> Méthode relativement nouvelle en mer – deux installations maritimes existent 	<ul style="list-style-type: none"> Environ 13 M\$ Nécessite 90 % moins de gaz de combustion que le torchage pour en garantir l'efficacité 	<ul style="list-style-type: none"> Sans objet 	<ul style="list-style-type: none"> Oui 	<ul style="list-style-type: none"> Le risque le plus élevé – les délais de livraison de l'équipement sont longs, et le matériel sera probablement acheté à l'étranger 	<ul style="list-style-type: none"> Risque supérieur au torchage, en raison de la manipulation d'effluent à faible pH 	<ul style="list-style-type: none"> Déversements marins supérieurs en comparaison des autres options, émissions dans l'atmosphère inférieures par rapport au torchage
Récupération du soufre en mer	<ul style="list-style-type: none"> L'encombrement en mer nécessaire rend cette solution non économique 	<ul style="list-style-type: none"> Très élevé 	<ul style="list-style-type: none"> Sans objet 	<ul style="list-style-type: none"> Non 			

La méthode à épuration par eau de mer est employée avec succès dans de nombreuses installations dans le monde, dont deux plates-formes maritimes (bien que ces dernières soient de construction récente et que le rendement n'ait pas encore été mesuré). Le coût en capital de cette solution est notablement inférieur à celui de l'injection de gaz acide. Bien que l'évaluation environnementale de cette méthode ait démontré qu'elle n'avait que peu d'impact sur l'environnement, certaines émissions dans l'atmosphère et déversements marins se sont révélés supérieurs à ce qu'ils sont dans les autres options. La solution d'épuration à l'eau de mer entraîne également des déversements marins (pH inférieur, demande en oxygène chimique) absents des autres propositions. Cette solution a été rejetée en raison du manque d'information quant au rendement, et des rejets dans l'atmosphère et dans la mer supérieurs.

La récupération du soufre en mer était considérée comme une solution pour le traitement du gaz acide. À l'issue de l'étude préliminaire, elle a été jugée comme non réalisable économiquement en raison de la taille de la plate-forme nécessaire au processus.

L'injection de gaz acide dans un réservoir s'appuie sur une technologie couramment employée sur les champs d'exploitation pétroliers et gaziers, notamment sur certains champs exploités par EnCana. Des compresseurs injectent du gaz dans le réservoir par un puisard. En général, l'injection de gaz acide réduit les émissions dans l'atmosphère et les déversements marins, grâce à des techniques éprouvées. En plus de minimiser les émissions de SO₂, l'injection de gaz acide réduit les émissions de CO₂ à un niveau inférieur à celles des autres possibilités. Se référer à la section 6.3.1 pour d'autres renseignements sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre associée à l'injection de gaz acide.

En résumé, l'injection de gaz acide a été retenue en raison à l'expérience dont on dispose sur cette technologie, même s'il s'agit de la solution la plus coûteuse. L'injection de gaz acide offre également d'importants avantages pour l'environnement, car elle permet de réduire les émissions dans l'atmosphère et les déversements marins.

2.10.2.7 Élimination de l'eau produite

EnCana a déterminé quatre solutions potentielles pour l'élimination de l'eau produite dans le Projet de Deep Panuke : le traitement et le rejet à la mer, l'injection dans un puits dédié, l'injection simultanée dans le puits à condensat/gaz acide et l'injection dans l'espace annulaire d'un puits existant. Bien que ces quatre options semblent réalisables du point de vue technique, elles présentent chacune pour le Projet des risques de type et d'ampleur variés (le tableau 2.16 contient plus de détails à ce sujet). Après une étude exhaustive, le traitement et le rejet à la mer ont été retenus comme étant le meilleur procédé du point de vue technique et économique.

Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Traitement et rejet à la mer	<ul style="list-style-type: none"> • Méthode éprouvée • Actuellement utilisée dans le monde entier, sur des installations pétrolières et gazières maritimes • Respecte les directives publiées par l'OCNEHE 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution de base pour le coût en capital • Coûts annuels d'exploitation pour la surveillance de l'environnement 	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> • Oui 	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> • L'EIE n'a révélé aucun impact significatif sur l'environnement • L'eau sera traitée et rejetée selon les règlements en vigueur
Injection dans un puits dédié	<ul style="list-style-type: none"> • Méthode éprouvée à terre • La zone d'injection a été identifiée • Nécessitera le dédoublement de l'équipement de rejet à la mer en cas d'écroulement du puits 	<ul style="list-style-type: none"> • Le coût en capital supplémentaire est de ~23 M\$ • Coûts d'exploitation notablement plus élevés pour les interventions sur les puits et les produits chimiques d'injection 	<ul style="list-style-type: none"> • Grande incertitude en ce qui concerne les caractéristiques du réservoir et l'acceptation du courant d'eau produite (ne seront confirmées qu'après forage du puits) 	<ul style="list-style-type: none"> • Techniquement réalisable • Non économiquement réalisable 			

Tableau 2.16 Solutions d'élimination de l'eau produite

Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Injection simultanée dans un puits à condensat et à gaz acide	<ul style="list-style-type: none"> Le concept est techniquement réalisable, mais présente un risque important Si un problème survient, il entraînera la fermeture du système d'injection de gaz acide 	<ul style="list-style-type: none"> Semblable à la solution de base en ce qui concerne le coût en capital, car utilisation du puits d'injection de gaz acide et de condensat Coûts d'exploitation semblables au puits d'injection dédié, en presumant que les courants sont compatibles 	<ul style="list-style-type: none"> Bien que le concept soit techniquement réalisable, il n'est pas recommandé, en raison de la séparation de phases, des hydrates et de la corrosion Risque significatif d'arrêt du Projet si la capacité d'injection de gaz acide est réduite 	<ul style="list-style-type: none"> Oui. Cependant, les risques commerciaux et techniques sont trop élevés pour rendre cette solution acceptable 	<ul style="list-style-type: none"> Problèmes techniques reliés à la pertinence du réservoir et au mélange des flux 	<ul style="list-style-type: none"> Risque pour les travailleurs en raison des conduites d'eau à haute pression 	<ul style="list-style-type: none"> L'injection d'eau produite réduit les interactions marines avec la phase d'exploitation Si le puits d'injection de gaz acide s'écroule, le gaz acide devra être torché jusqu'à ce que le puits soit reconditionné (5 mois) Même commentaire pour le condensat
Injection dans l'annulaire	<ul style="list-style-type: none"> Le concept est techniquement réalisable, mais présente un risque technique important Si un problème de corrosion survient, il entraînera la fermeture du puits de production 	<ul style="list-style-type: none"> Coût en capital supérieur de ~2 M\$ par rapport à la solution de base pour l'équipement d'injection, la tuyauterie supplémentaire et la modification de la tête de puits Coûts d'exploitation supplémentaires pour les produits chimiques d'injection (~18 M\$) 	<ul style="list-style-type: none"> Risque de fermeture du puits de production dans lequel l'injection a lieu (corrosion) Incertitude quant à la zone d'injection appropriée (ne peut pas être confirmée avant le forage du puits) Aucun reconditionnement possible Plusieurs puits doivent être préparés 	<ul style="list-style-type: none"> Oui. Cependant, les risques commerciaux et techniques sont trop élevés pour rendre cette solution acceptable 	<ul style="list-style-type: none"> Problèmes techniques liés à la corrosion du puits de production et à la sélection de la zone d'injection 	<ul style="list-style-type: none"> Risque pour les travailleurs en raison des conduites d'eau à haute pression 	<ul style="list-style-type: none"> L'injection d'eau produite réduit les interactions marines avec la phase d'exploitation

Le traitement et le rejet à la mer sont une technique employée sur les installations pétrolières et gazières maritimes partout dans le monde, y compris en Nouvelle-Écosse. La méthode de traitement proposée garantit le respect des limites de rejet d'eau produite fixées par l'OCNEHE.

L'injection de l'eau produite dans un puits spécifique est une méthode éprouvée sur les structures pétrolières maritimes, où elle est utilisée pour maintenir la pression du réservoir. Bien qu'intéressante sur le plan environnemental, cette solution présente des coûts en capital et d'exploitation considérablement plus élevés que ceux de l'option à rejet à la mer; cette possibilité n'a donc pas été retenue pour le Projet de Deep Panuke. Il subsiste également une importante incertitude technique en ce qui concerne la pertinence des réservoirs d'injection, qui ne sera résolue qu'après le forage et le test du puits d'injection.

L'injection simultanée de l'eau produite dans le puits à condensat/gaz acide n'est pas pratique en raison des risques associés à la séparation des phases (la formation d'un bouchon de gaz acide dans le puits réduirait (ou même empêcherait) l'injection), à la formation d'hydrates et à la corrosion. Cette solution peut être mise en œuvre, comme l'a prouvé EnCana sur l'installation du lac Thompson, en Alberta. Cependant, le succès de ce processus n'est assuré que si le gaz acide se dissout complètement dans l'eau, afin d'empêcher la séparation des deux phases. Mais le taux d'eau produite à Deep Panuke ne sera pas suffisant pour dissoudre le courant de gaz acide; il sera impossible techniquement d'injecter un volume d'eau suffisant pour empêcher la séparation des phases.

L'injection dans la cavité annulaire d'un puits existant n'est pas non plus très employée, à cause de la possibilité de corrosion majeure des rangées de tubages. EnCana a réussi à introduire la technologie d'injection de déblais de forage sur la Côte Est en 1998-1999, mais ce procédé n'est pas directement transférable à l'injection d'eau produite, car le volume pouvant être injecté est limité. De plus, la corrosion peut obliger la fermeture du puits de production ou le puits d'injection de condensat/gaz acide, si le problème survient dans l'espace annulaire. Des matériaux résistants à la corrosion sont toutefois offerts sur le marché pour ce type d'application, mais leurs coûts sont équivalents à l'important coût en capital d'un puits d'injection dédié. Par conséquent, cette option n'est pas réalisable.

2.10.2.8 Traitement du condensat

Trois solutions de traitement du condensat ont été évaluées pour le Projet : l'utilisation d'un pipeline dédié à l'acheminement vers la côte, l'utilisation du condensat comme carburant et le stockage et l'expédition du condensat par navire-pétrolier. Deux de ces options ont été jugées réalisables techniquement et économiquement, avec des risques de type et d'ampleur variés (voir le tableau 2.17). La troisième possibilité (stockage sous-marin) n'a pas été jugée économiquement réalisable. Après analyse de ces solutions, c'est l'utilisation du condensat comme carburant principal qui a été retenue pour le Projet.

Tableau 2.17 Solutions de traitement du condensat							
Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Pipeline dédié à l'acheminement vers la côte	<ul style="list-style-type: none"> Méthode éprouvée 	<ul style="list-style-type: none"> Coût en capital supérieur à l'utilisation du condensat comme carburant 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun 	<ul style="list-style-type: none"> Oui 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> Le pipeline doit être enterré pour le protéger des engins de pêche 	<ul style="list-style-type: none"> Préoccupations environnementales associées à la rupture du pipeline de condensat, bien que la probabilité soit faible
Utilisation du condensat comme carburant	<ul style="list-style-type: none"> L'utilisation de trois carburants (gaz/condensat/diesel) n'est pas très répandue dans la production extracôtière, mais réalisable 	<ul style="list-style-type: none"> Le moins élevé 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> Oui 	<ul style="list-style-type: none"> Équipement spécialisé non disponible au Canada et dont les délais d'approvisionnement sont longs 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> Transferts de diesel réduits (nécessaire comme carburant de secours), puisque trois carburants seront utilisés
Stockage et expédition par navire-pétrolier	<ul style="list-style-type: none"> Méthode éprouvée 	<ul style="list-style-type: none"> Coût en capital très supérieur à l'utilisation du condensat comme carburant 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> Non 			

Le volume potentiel maximal de condensat produit par Deep Panuke sera inférieur à 400 m³/jour. Il s'agit d'une quantité très faible, comparée à celle générée par la PEES (environ 3000 m³/jour).

L'utilisation d'un pipeline dédié au condensat nécessiterait la construction d'installations côtières de transformation du condensat, telle que des réservoirs, avec des coûts reliés élevés. De plus, le pipeline devrait être enterré sur toute sa longueur pour le protéger des engins de pêches conventionnels. L'incertitude environnementale associée à la rupture du pipeline de condensat est également un facteur dont il faut tenir compte.

L'utilisation du condensat comme carburant principal sur la plate-forme de production a également été envisagée. Cette solution éliminerait les coûts en capital et d'exploitation importants rattachés au pipeline d'acheminement du condensat sur la côte et aux installations côtières de traitement du condensat. L'utilisation du condensat comme carburant permettrait d'économiser les ressources énergétiques, grâce à l'exploitation de la composante non marchande du gisement de Deep Panuke, tout en augmentant le volume de gaz naturel commercialisable.

La possibilité d'un réservoir de stockage sous-marin recevant la totalité du condensat a également été examinée. Cette méthode a été évaluée en tenant compte d'un intervalle de vidage optimal d'environ six mois, adapté au volume relativement faible de condensat produit. Bien que des réservoirs de stockage sous-marin soient utilisés dans d'autres installations, la faible profondeur relative des eaux entourant le site de Deep Panuke fait courir un risque d'érosion du fond marin, rendant nécessaire l'ajout de quantités considérables de roches de protection. En raison de ses coûts d'installation prohibitifs, cette solution n'était pas économiquement réalisable.

Élimination des déblais de forage et de boue synthétique/boue à base d'huile minérale améliorée (BS/BBHMA)

Il est possible d'éliminer les déblais de forage de diverses manières, que l'on peut regrouper en trois catégories principales : le rejet à la mer, l'injection, ou l'utilisation de skips et l'expédition. Ces trois solutions ont été jugées techniquement et économiquement réalisables, avec des risques de type et d'ampleur variés (voir tableau 2.18). Après analyse, il a été décidé que les déblais de boue synthétique (BS) et de boue à base d'huile minérale améliorée (BBHMA) ne seraient pas rejetés à la mer; ils seront injectés ou chargés dans des skips et expédiés à terre. Les déblais de boue à base d'eau (BBE) seront, eux, rejetés à la mer.

Solution	Pertinence technique	Coût	Risque commercial	Faisabilité technique et économique	Facilité de livraison	Sécurité	Impact environnemental
Rejet à l'eau (évite le souverse de décautage)	<ul style="list-style-type: none"> • Méthode éprouvée • Respecte les directives en évitant le souverse de décautage 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution de base 	<ul style="list-style-type: none"> • Le souverse de décautage et les produits hors spécification doivent être chargés dans des skips et expédiés sur la côte • Arrêt improbable, car les volume extraits et expédiés sont inférieurs (volumes inférieurs à éliminer à l'installation approuvée) 	<ul style="list-style-type: none"> • Oui 	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation de grues et de camions nécessaires • Problèmes de SSE associés à la manipulation des BS/BBHMA 	<ul style="list-style-type: none"> • Certains déblais sont acheminés sur la côte pour y être éliminés • La technologie actuelle atteint le COR à <6,9 % • Impact environnemental probablement faible (taux de dispersion semblable aux BBE), mais nécessité d'utilisation du programme SSE pour le vérifier
Injection	<ul style="list-style-type: none"> • Méthode employée avec succès dans le projet Cohasset 	<ul style="list-style-type: none"> • À peu près identique à la solution de base, si aucun puits dédié n'est nécessaire 	<ul style="list-style-type: none"> • Perte d'espace sur le pont, qui peut limiter les critères de choix de l'appareil de forage • Peut entraîner d'autres coûts, selon l'équipement du puisard • Risque de dépassement de coût 	<ul style="list-style-type: none"> • Oui 	<ul style="list-style-type: none"> • Seulement utilisable pour le forage de reconnaissance 	<ul style="list-style-type: none"> • Tête de puits pressurisée en fonctionnement durant le forage • Problèmes de SSE associés au traitement des BS/BBHMA 	<ul style="list-style-type: none"> • Impact environnemental limité
Chargement dans des skips et expédition	<ul style="list-style-type: none"> • Méthode éprouvée • Utilisée par la SOEI et d'autres sociétés d'exploitation de la Côte Est 	<ul style="list-style-type: none"> • Plus élevé que la solution de base (jusqu'à 4 M\$) 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilité d'arrêt du forage dans le trou à percement rapide ou dans la section de grand diamètre si le rythme de l'extraction est trop lent ou à cause du mauvais temps • Le forage de contrôle coûte très cher (si nécessaire) 	<ul style="list-style-type: none"> • Oui 	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun problème particulier 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation importante de grues et de camions nécessaire • Problèmes de SSE liés au traitement des BS/BBHMA 	<ul style="list-style-type: none"> • Options d'élimination à terre pour les installations de traitement approuvées par le ministère de l'Environnement et du travail de la Nouvelle-Écosse

Les trous creusés pour chaque puits comprennent trois sections, chacune d'entre elles présentant des exigences particulières quant au type de boue à utiliser : la section de surface (entre le fond marin et la formation Wyandot), la section intermédiaire (entre la formation Wyandot et la partie supérieure de la formation Abenaki) et la section principale (de la partie supérieure de la formation Abenaki à la zone de production).

La BBE sera utilisée pour le forage du trou de surface et ce, pour plusieurs raisons. Tout d'abord, l'angle du trou correspondant à la section supérieure ne sera probablement pas très important; l'inhibition assurée par les BS/BBHMA ne sera donc pas nécessaire. De plus, le forage du trou sera très rapide; il ne sera donc pas besoin, là non plus, d'avoir recours à l'inhibition. Mais, plus important, il est très probable que le fluide de forage perce à la surface (fond marin) durant cette opération. D'un point de vue environnemental et économique, cette remontée serait inacceptable. Pour la section intermédiaire, on utilisera la BBE ou les BS/BBHMA. Le choix du fluide de forage pour le trou de la section intermédiaire s'appuiera sur des critères similaires : angle du trou, types de formations percées (ex. : boue durcie, grès, argile) et temps d'exposition. Une étude en cours sur la stabilité du puits fournira des indications supplémentaires sur les paramètres essentiels du processus de sélection. Enfin, en ce qui concerne le trou de la section principale, on optera très probablement pour la BBE, en cas de forage AVC.

EnCana prévoit utiliser la BBE chaque fois que ce sera techniquement possible, et utiliser les BS/BBHMA uniquement là où les conditions de forage (ex. : angle important pour les puits à grande déviation) l'exigent. Cependant, il est improbable que la BBE puisse être employée pour tous les puits.

Lorsque les BS/BBHMA seront utilisées, la totalité de la boue sera retournée à la base côtière pour y être recyclée ou éliminée, alors que les déblais seront éliminés selon l'une des méthodes suivantes :

- Injection dans une zone d'élimination (espace annulaire ou puits dédié);
- Chargement dans des skips et expédition vers la côte pour leur traitement et leur élimination dans une installation approuvée (EnCana n'a pas l'intention de rejeter à la mer les déblais de BS/BBHMA).

Le transport à terre des déblais, pour leur élimination, sera accompagné d'un manifeste précis et respectera l'ensemble des règlements sur le transport des matières dangereuses. Les déblais seront déversés dans des conteneurs et chargés sur un navire-ravitailleur, pour rejoindre ensuite la base d'approvisionnement de EnCana. Un entrepreneur spécialisé dans la gestion des déchets convoiera ensuite les conteneurs vers une installation d'élimination approuvée par le ministère de l'Environnement et du travail de Nouvelle-Écosse, où ils seront transformés par désorption thermique à basse température ou par biorestauration.

Une étude déterminera le meilleur type de boue à utiliser pour le Projet. Certains puits pourront être forés avec de la BBE, alors que d'autres nécessiteront des BS/BBHMA. Tous les puits pourraient être forés à l'aide de BS/BBHMA, mais pour un coût supérieur à l'utilisation de la BBE. Enfin, la boue à base d'eau offre le risque le plus faible pour la santé et la sécurité, alors que les boues synthétiques et à base d'huile minérale améliorée présentent le moindre risque de forage.

3 DÉFECTUOSITÉS ET ÉVÉNEMENTS ACCIDENTELS

Cette section présente une vue d'ensemble des défauts potentiels et des événements accidentels qui peuvent survenir pendant le projet, en mettant l'accent sur les événements qui auront probablement des effets sur l'environnement. Le risque et les caractéristiques d'un déversement ont été modélisés pour déterminer la probabilité et l'étendue des impacts. Un exposé détaillé concernant le risque et les probabilités d'un déversement apparaît à la Section 3 et à l'Annexe B de l'EIE (Énoncé des incidences environnementales), Volume 4 de la DPMV (Demande de plan de mise en valeur). Bien que l'occurrence d'un déversement ou d'un rejet de gaz majeur soit extrêmement improbable, on doit comprendre les conséquences potentielles d'un tel événement pour permettre de procéder à la planification des mesures de sécurité, des services d'intervention d'urgence, et des plans d'intervention afin de s'assurer de réduire le niveau de risque encore davantage.

3.1 Défauts potentiels et événements accidentels

Les défauts et les incidents ayant des effets potentiels sur l'environnement incluent : les déversements mineurs, les défauts du système de gestion des gaz acides, les éruptions subites et les ruptures de pipeline, et les collisions. Les accidents les plus graves sont probablement les éruptions d'un puits faisant intervenir des rejets importants de gaz brut (incluant les condensats) et/ou l'injection de gaz acide. On estime que la probabilité d'un tel événement est très faible (se référer à la Section 3.5). EnCana a intégré des caractéristiques de conception et des procédures pour minimiser et pour éliminer virtuellement cette possibilité (référer à la section 2.9). Les mesures de sécurité, les services d'intervention d'urgence et les plans d'intervention seront mis en place pour limiter les effets néfastes si un tel événement devait se produire (se référer à la Section 4).

On peut effectuer des opérations courantes en prévoyant des mesures d'atténuation adéquates pour s'assurer que les effets sur la qualité de l'air, et par conséquent, les effets sur la santé et sur la sécurité des gens, seraient négligeables. Il est possible que des effets néfastes importants sur l'environnement surviennent dans l'éventualité très peu probable d'une éruption subite d'un puits d'injection ou d'un puits de production, ou d'une rupture d'une canalisation de gaz acide. Des programmes de conception, d'inspection, d'entretien et d'assurance de l'intégrité, de même que des techniques d'ingénierie éprouvées seront mis en place pour éviter que de tels événements se produisent. Toutes les procédures de sécurité seront documentées et mises en place avant le début des opérations courantes.

Tous les combustibles, tous les produits chimiques et tous les déchets seront manipulés de façon à minimiser ou à éliminer les déversements et les accidents routiniers. Les plans de protection environnementale (PPE) d'EnCana incluront les procédures sécuritaires de manipulation et d'entreposage des produits chimiques (se référer à l'Annexe D). Le plan d'intervention en cas de déversement

d'EnCana contiendra des mesures détaillées de préparation et d'intervention en cas de déversements, incluant l'utilisation des équipements de nettoyage, la formation du personnel et l'identification des personnes pour diriger les efforts de nettoyage, les liens de communication et les organismes qui pourraient contribuer aux opérations de nettoyage (se référer à l'Annexe D).

3.1.1 Déversements causés par les plates-formes

Les fuites et les déversements mineurs sont les plus susceptibles de se produire aux vannes et aux raccords de tuyaux. On retrouve plusieurs vannes installées partout sur les plates-formes. Un système d'évacuation à ciel ouvert doté de plateaux collecteurs permet de contenir les fuites et les déversements mineurs. Les procédures de transfert en vrac et de manipulation de tuyaux seront également incluses dans le PPE (Plan de protection environnementale) pour minimiser les déversements pendant les transferts de matériaux entre les navires d'approvisionnement et la plate-forme. Les travailleurs seront formés pour accomplir d'autres tâches spécifiques afin de réduire encore davantage les probabilités de déversement. On procédera immédiatement au nettoyage des déversements qui se produiront pendant les activités d'entretien périodique.

Le Tableau 3.1 indique les volumes de liquides déversés par industrie du pétrole et du gaz dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse selon les rapports soumis à « Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) ».

Les informations concernant le risque et la probabilité de déversement en milieu marin sont présentées à la Section 3.2.

3.1.2 Collisions

On prévoit que le risque de collision entre les plates-formes et les navires sera extrêmement faible en se basant sur la conformité aux procédures courantes. Une zone de sécurité sera établie conformément aux règlements de l'OCNEHE; cette zone sera très probablement fixée à un rayon de 500 mètres autour du périmètre de chacun des trois treillis en prévoyant un chevauchement temporaire de 500 mètres par rapport à l'appareil de forage lorsque celui-ci sera sur place. Se référer à la Section 2.4.3 pour obtenir des renseignements supplémentaires. Les installations de surface incluront des aides à la navigation, et un radar anti-collision générera un signal d'alerte rapide de danger potentiel de collision. Dans l'éventualité peu probable où une collision ne pourra être évitée, on devra se référer aux procédures d'intervention du plan d'alerte et d'intervention d'urgence d'EnCana.

Seulement cinq déversements de pétrole se sont produits entre 1971 et 1990 suite à une collision entre un navire et une plate-forme. Selon les services de gestion des minéraux des États-Unis (U.S. Minerals Management Service - MMS), on estime que la probabilité d'un accident similaire associé au projet

Deep Panuke est de $2,78 \times 10^{-4}$ déversements par année, c'est-à-dire un accident similaire à tous les 3,600 ans. On considère donc que la probabilité d'un tel événement est très faible.

3.1.3 Défectuosité du système de gestion des gaz acides

Dans les conditions normales d'exploitation, les déchets de gaz acides seront injectés dans un puits d'élimination (injection). Les défectuosités des compresseurs ou des autres dispositifs associés à la gestion des gaz acides pourraient entraîner des conditions nécessitant le torchage des gaz acides. On devra également arrêter l'équipement et procéder au torchage au cours de l'entretien périodique; on estime que ces activités nécessiteront peu de temps (p. ex. quelques jours ou une semaine). Dans l'éventualité peu probable de défectuosités majeures de l'équipement, le temps d'arrêt et les activités de torchage connexes pourraient nécessiter jusqu'à 5 mois de travail (dans l'éventualité où on devrait forer un nouveau puits d'injection, et sujet à l'approbation de l'OCNEHE). Le torchage des gaz acides génère habituellement des émissions de SO_2 ; cependant, une défectuosité reliée au torchage suite à une panne du dispositif d'allumage générera des émissions de H_2S . Une description détaillée des émissions dans l'atmosphère générées pendant les incidents apparaît à la Section 6.3.1.

Tableau 3.1 Rapports concernant les volumes de déversement causés par l'industrie du pétrole et du gaz dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse (1994-2001)

Type de produit	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Totaux
Pétrole brut	1 m ³ - cb								1 m ³
Pétrole produit	0,6 m ³ - ls	1,8 m ³ - cb							2,4 m ³
Pétrole			0,0835 m ³ -r/p	0,1 m ³ - ls	0,001 m ³ -r/p	0,832 m ³ - ls 0,005 sv	0,0001 m ³ -r/p		1,0216 m ³
Mazout						1,7 m ³ - ls			1,7 m ³
Fluide compensateur						0,015 m ³ - ls			0,015 m ³
Diesel						0,038 m ³ - ls 0,15 m ³ -r/p 0,003 m ³ -sv	0,39 m ³ -r/p	0,0007 m ³ -r/p	0,5817 m ³
Huile de préservation						0,00015 m ³ - ls			0,00015 m ³
Huile hydraulique			0,03 m ³ - ls			0,005 m ³ - ls 0,022 m ³ -r/p	0,08 m ³ -r/p		0,137 m ³
Condensat/ Léger brut		0,02 m ³ - r/p	0,08 m ³ - r/p			0,055 m ³ - r/p	0,128 m ³ -r/p		0,283 m ³
Pétrole/Eau			0,1057 - r/p		0,1077 m ³ - r/p				0,2127 m ³
Boue à base d'huile		35 m ³ - r/p	3,4 m ³ -r/p	0,49 m ³ - r/p	0,881 m ³ - r/p 6- sv	0,154 m ³ - r/p 0,025 -sv	0,027 m ³ -r/p		45,977 m ³
Boue synthétique					0,001 m ³ -r/p	0,717 m ³ -r/p	0,45 m ³ -r/p	0,04 m ³ -r/p	1,208 m ³
Huile légère					0,001 m ³ -sv				0,001 m ³
Huile synthétique						0,02 m ³ -sv			0,02 m ³
Huile pour câbles							0,008 m ³ -sv		0,008 m ³
Totaux annuels	1,6 m³	36,82 m³	4,6505 m³	0,59 m³	6,9917 m³	3,74115 m³	1,083 m³	0,0407 m³	55,51705 m³

Légende : cb = calm buoy (bouée calme); ls = large ship (grand navire) ; r/p = rig/platform (appareil de forage/plate-forme); sv = seismic vessel (navire de sismologie)

Source: E. Theriault, comm. pers. 2001

Le puits d'injection de gaz acides sera foré dans une formation géologique perméable. Le réservoir du puits prévu pour éliminer les gaz acides ne contient pas de soufre; on estime donc qu'une éruption subite pendant le forage du puits d'injection ne contiendrait pas de quantités appréciables de H₂S. Les vannes de régulation de tête du puits et les vannes de sécurité de fond constituent les deux niveaux de protection contre les éruptions subites pendant la production. La vanne sous-marine est installée dans le puits à une profondeur d'environ 200 à 300 mètres sous le plancher océanique. C'est une vanne à sécurité intégrée qu'on doit maintenir ouverte par pression hydraulique sur une canalisation à partir de la surface. Lorsque cette vanne n'est pas sous pression, suite à une action de commande à partir de la plate-forme ou suite à un événement accidentel, celle-ci se ferme rapidement. Ceci empêcherait le rejet potentiel du volume de gaz contenu dans le tuyau. La Figure 2.9 de l'EIE (Énoncé des incidences environnementales) montre le schéma typique d'un puits d'injection de gaz acides. La Section 3.5.2.1 décrit la condition et les caractéristiques d'une éruption subite d'un puits d'injection de gaz acides.

3.1.4 Rejets d'une éruption subite

Le scénario de déversement le plus sérieux, bien que la probabilité soit extrêmement faible, pour le Projet est associé aux éruptions subites du puits. Il y a deux types de base d'éruption subite d'un puits extracôtier d'hydrocarbures. Le premier type est une éruption sous-marine subite dans laquelle les rejets d'hydrocarbures émanent d'un point au fond de l'océan et montent dans la colonne d'eau jusqu'à la surface de l'eau. L'autre type est une éruption subite au-dessus de la surface dans laquelle le pétrole et le gaz sont rejetés dans l'atmosphère à partir d'un point quelconque de la plate-forme au-dessus de la surface de l'eau, et qui retombent ensuite à la surface de l'eau dans la direction du vent à une certaine distance de la plate-forme.

La probabilité de déversement est abordée dans la Section 3.2, incluant les éruptions subites. Le comportement d'un déversement est décrit dans la Section 3.5. Une description détaillée des émissions dans l'atmosphère concernant une éruption subite d'un puits apparaît dans la Section 6.3.1. Les caractéristiques de la conception qu'utilisera EnCana pour prévenir ou pour minimiser considérablement les possibilités de déversement grave sont traitées dans la Section 2.9.

3.1.5 Rejets d'un pipeline

Le pipeline sous-marin reliant la plate-forme et la côte transportera le gaz immédiatement commercialisable; les liquides extraits du gaz naturel (condensats) et le H₂S seront éliminés pendant le traitement sur la plate-forme de production. Le pipeline sera conçu pour résister aux impacts des engins de pêche mobiles conventionnels conformément à la directive DNV n° 13 (Det Norske Veritas), « Interférence entre un engin de chalutage et les pipelines, septembre 1997 ».

Les fuites du pipeline seront détectées en effectuant périodiquement un équilibrage statique. Cette méthode est considérée comme étant une pratique acceptée par l'industrie pour un pipeline unique. En outre, on surveillera indépendamment la pression du pipeline à des fins de contrôle de façon à ne pas excéder la pression maximale de fonctionnement autorisée. Les fuites importantes qui auraient un impact sur l'environnement seront détectées immédiatement par des procédés d'instruments. Des personnes seront présentes 24 heures par jour, 7 jours par semaine, dans la salle des commandes pour surveiller les installations.

Dans l'éventualité peu probable d'une rupture du pipeline, le gaz naturel montera à la surface à une vitesse variant entre 5 et 10 mètres par seconde (le temps de montée dépendra de la profondeur de l'eau à l'emplacement du rejet) et il se dissipera dans l'atmosphère. Cette phase gazeuse est principalement composée de méthane, mais elle contient également, en quantité moindre, des hydrocarbures (éthane, propane et butanes), et des contaminants inorganiques (dioxyde de carbone, nitrogène et sulfate d'hydrogène) en quantités variables.

Le pipeline est doté d'une vanne d'arrêt et de clapets de retenue sur la côte pour empêcher le reflux du gaz. Le pipeline est également doté d'un ensemble de VISM (vanne d'isolement sous-marine) installé à environ 500 mètres de la plate-forme. Les clapets de retenue et la VISM devraient se refermer en moins de 30 secondes après la rupture du pipeline pour minimiser les rejets de gaz.

Les risques associés aux rejets d'un pipeline terrestre et d'un pipeline sous-marin sont décrits dans la Section 3.3 et la Section 3.4 respectivement.

3.1.6 Effets de l'environnement sur le projet

Les effets de l'environnement sur le projet (p. ex. les vagues gigantesques, la glace marine) pouvant provoquer des incidents sont décrits dans la Section 8.

3.2 Risque et probabilité de déversement en milieu marin

Un exposé détaillé concernant le risque et la probabilité de déversement associé au Projet apparaît à l'Annexe B de l'EIE (Énoncé des incidences environnementales), Volume 4 de la DPMV (Demande de plan de mise en valeur). Un sommaire du calcul de la fréquence des déversements concernant le Projet apparaît au Tableau 3.2.

Tableau 3.2 Estimation du nombre d'éruptions subites et de déversements concernant le projet Deep Panuke

Événement	Fréquence historique	Exposition du projet Deep Panuke	Nombre d'événements	Probabilité annuelle
ÉRUPTIONS SUBITES				
1. Éruption subite d'un puits de gaz profond causée par le forage au cours du développement	$2,4 \times 10^{-4}$ /puits forés	8 puits forés pendant 15 mois ²	$1,92 \times 10^{-3}$	1 dans 650
2. Éruption subite d'un puits de gaz pendant la production	$1,17 \times 10^{-4}$ /puits-années	92 puits-années	$1,08 \times 10^{-2}$	1 dans 1 100
3. Éruption subite pendant la production incluant certains rejets de pétrole >1 baril	$1,04 \times 10^{-5}$ /puits-années	92 puits-années	$9,57 \times 10^{-4}$	1 dans 12 000
4. Éruption subite causée par le forage au cours du développement incluant un déversement de pétrole >10 000 barils	$5,3 \times 10^{-5}$ /puits forés	8 puits forés pendant 15 mois	$4,24 \times 10^{-4}$	1 dans 2 400
5. Éruption subite causée par le forage au cours du développement incluant un déversement de pétrole > 150 000 barils	$2,7 \times 10^{-5}$ /puits forés	8 puits forés pendant 15 mois	$2,16 \times 10^{-4}$	1 dans 5 800
6. Éruption subite pendant la production ou le reconditionnement incluant un déversement de pétrole >10 000 barils	$2,0 \times 10^{-5}$ /puits-année	92 puits-années	$1,84 \times 10^{-3}$	1 dans 6 300
7. Éruption subite pendant la production ou le reconditionnement incluant un déversement de pétrole > 150 000 barils	$8,0 \times 10^{-6}$ /puits-année	92 puits-années	$7,36 \times 10^{-4}$	1 dans 16 000
DÉVERSEMENTS CAUSÉS PAR LES PLATES-FORMES (incluant les éruptions subites)				
8. Déversement de pétrole > 10 000 barils	$5,5 \times 10^{-6}$ /puits-année	92 puits-années	$5,06 \times 10^{-4}$	1 dans 23 000
9. Déversement de pétrole > 1 000 barils	$1,5 \times 10^{-5}$ /puits-année	92 puits-années	$1,38 \times 10^{-3}$	1 dans 8 300
10. Déversement de pétrole - 50-999 barils	$4,8 \times 10^{-4}$ /puits-année	92 puits-années	$4,4 \times 10^{-2}$	1 dans 260
11. Déversement de pétrole - 1-49 barils	$1,0 \times 10^{-2}$ /puits-année	92 puits-années	0,92	1 dans 13
Remarques :				
<p>1. Les calculs de la fréquence des déversements causés par les plates-formes sont basés sur les résultats des États-Unis concernant la zone externe du plateau continental et les calculs de la fréquence des éruptions subites de gaz sont basés sur les résultats des États-Unis concernant la zone externe du plateau continental et sur les dossiers de la mer du Nord. Les calculs concernant les déversements causés par les éruptions subites pour les déversements excédant 10 000 barils sont basés sur les données sur les puits à travers le monde. Le résultat relativement meilleur aux États-Unis explique le fait que la fréquence des déversements excédant 10 000 barils causés par les plates-formes soit inférieure à la fréquence des déversements excédant 10 000 barils causés par les éruptions subites. Également, les calculs de la fréquence des éruptions subites pour les déversements majeurs sont basés sur les données sur les puits à travers le monde, et ils ne tiennent pas compte des tendances à la baisse qui sont difficiles à calculer à cause d'un manque de données. Il est probable que les fréquences des déversements majeurs causés par les éruptions subites estimées pour Deep Panuke (articles 4 à 7) seraient sensiblement moindres que celles indiquées au tableau, en se basant sur les tendances observées par les États-Unis concernant la zone externe du plateau continental et concernant la mer du Nord. De plus amples informations sur les sources de données apparaissent à l'Annexe B de l'EIE (Énoncé des incidences environnementales), Volume 4 de la DPMV (Demande de plan de mise en valeur).</p> <p>2. Par prudence, on a considéré un total de huit puits de développement.</p>				

3.2.1 Déversements causés par les plates-formes

Les déversements mineurs et moyens causés par les plates-formes pourraient contenir du carburant diesel, du fluide hydraulique, des lubrifiants, d'autres types d'huiles raffinées, de l'huile minérale ou de la boue de forage non-aqueuse. Les fréquences les plus élevées de déversement concernent les déversements mineurs causés par les plates-formes. Un déversement de l'ordre de 1 à 49,9 barils pourrait survenir pendant la durée du projet, bien qu'on estime que le volume moyen sera inférieur à 10 barils. On estime que la probabilité d'un déversement excédant 50 barils pouvant être causé par les plates-formes pendant la durée totale du projet peut aller de 4 % à 5%.

Les probabilités annuelles de déversements importants (>1 000 barils) ou de déversements majeurs (>10 000 barils) causés par un accident sur une plate-forme sont évaluées à 1 dans 8 300 ans et à 1 dans 23 000 ans respectivement. Ces calculs sont basés sur les résultats des États-Unis concernant la zone externe du plateau continental. Ainsi, si le Projet devait se poursuivre indéfiniment, un déversement important excédant 1 000 barils pouvant être causé par les plates-formes pourrait se produire à tous les 8 300 ans. Dans le même ordre d'idées, des déversements majeurs (> 10 000 barils) pouvant être causés par les plates-formes pourraient se produire à tous les 23 000 ans.

3.2.2 Éruptions subites

Au cours des 15 mois requis pour forer 8 puits, les probabilités d'une éruption subite extrêmement importante (>150 000 barils) et majeure (>10 000 barils) d'un puits de pétrole causée par le forage au cours du développement sont extrêmement faibles. Si ce rythme de travaux de forage devait se poursuivre indéfiniment, on pourrait prévoir, sans exagérer, qu'un déversement extrêmement important pourrait se produire à tous les 5 800 ans, et qu'un déversement majeur pourrait se produire à tous les 2 400 ans. Pour des éruptions subites de même ampleur causées pendant les activités de production et de reconditionnement qui pourraient se produire pendant la période de production de 11,5 années, on pourrait prévoir une éruption subite extrêmement importante d'un puits de pétrole à tous les 16 000 ans, et une éruption majeure d'un puits de pétrole à tous les 6 300 ans de production. Ces prédictions sont basées sur les données concernant les éruptions subites à travers le monde, et celles-ci sont largement influencées par les éruptions subites qui se sont produites au Mexique, en Afrique et au Moyen-Orient, où les règlements concernant le forage et la production peuvent être moins rigoureux.

Compte tenu des résultats obtenus lors des activités dans la mer du Nord et des activités dans la région des États-Unis et du golfe du Mexique, et de la tendance vers des éruptions subites de plus en plus rares, on prévoit que la probabilité d'une éruption subite importante (une éruption faisant intervenir du gaz corrosif) pour Deep Panuke est de 0,19 % par année (1 dans 650 ans) pendant les 15 premiers mois où huit puits seront forés. Dans le même ordre d'idées, pendant les activités de production à Deep Panuke, on prévoit que des éruptions subites de gaz pourraient se produire à tous les 1 100 ans, et on prévoit que

des éruptions subites faisant intervenir des rejets de pétrole en petites quantités (<1 baril) pourraient se produire à tous les 12 000 ans.

3.3 Risques associés aux pipelines terrestres

Une évaluation détaillée des risques concernant la section terrestre du pipeline a été effectuée par EnCana : « Analyse de risque quantitative de PanCanadian concernant le pipeline terrestre de Deep Panuke » (Bercha Engineering Limited 2002). Les informations ci-dessous résument certaines des principales constatations de cette évaluation.

3.3.1 Scénarios d'accident

Les seuls scénarios d'accident associés au pipeline terrestre qui constituent une menace quelconque pour la sécurité ou pour la qualité de l'environnement sont les pertes accidentelles des confinements. Bien que les pertes accidentelles des confinements soient extrêmement improbables, il est important de comprendre les conséquences potentielles d'un tel événement pour permettre de procéder à la planification des mesures de sécurité, des services d'intervention d'urgence et des plans d'intervention afin de s'assurer de réduire le niveau de risque encore davantage.

Un rejet accidentel de gaz naturel produirait une dispersion ou une inflammation retardée du gaz inflammable. Les pertes des confinements ont été caractérisées comme étant des fuites (trou très petit), des trous ou des ruptures. Voici la probabilité de chacune de ces pertes :

Fuites - 1 dans 500 ans

Trous - 1 dans 3 000 ans

Ruptures - 1 dans 10 000 ans

3.3.2 Dangers

Les rejets de gaz ne deviennent dangereux que lorsqu'ils s'enflamment. Vu la très faible densité et le très faible niveau d'activité industrielle à proximité du pipeline, on est virtuellement certain que le gaz provenant des fuites ne s'enflammera pas, et qu'il se dispersera donc sans causer de dommage, alors que la probabilité que le gaz s'enflamme dans le cas des trous ou des ruptures est évaluée à environ 20 %. Une grande partie de cette probabilité d'inflammation du gaz serait associée à l'auto-inflammation causée par l'énergie et par les étincelles possiblement générées lorsque le pipeline est perforé ou lorsque la rupture se produit.

Dans le cas où le gaz s'enflammerait immédiatement, un jet de feu apparaîtrait en produisant une flamme d'une longueur de plusieurs centaines de mètres. Si l'inflammation du gaz est retardée, dans les

conditions atmosphériques et de rejet les plus défavorables, un nuage de gaz naturel pourrait s'étendre sur une distance de plusieurs centaines de mètres jusqu'à son inflammation provoquée accidentellement par une source quelconque. Le nuage de gaz s'enflammerait ensuite jusqu'à la source, ce qui produirait un jet de feu qui persisterait jusqu'à ce que la section de pipeline se vide.

Les probabilités que les fuites s'enflamment sont négligeables, alors que la probabilité que les jets de feu mentionnés précédemment ou que des inflammations instantanées causées par des trous ou par des ruptures se produisent est beaucoup moindre que la probabilité associée aux pertes de confinement ayant effectivement causé le problème, compte tenu des probabilités associées aux scénarios potentiellement nuisibles (c.-à-d. les probabilités associées aux feux) comme suit :

Trous - 1 dans 20 000 ans

Ruptures - 1 dans 30 000 ans

3.3.3 Risques

Dans l'éventualité peu probable de pertes associées au confinement du pipeline, c'est encore plus improbable qu'une personne quelconque soit blessée, puisque personne ne devrait se trouver à proximité du pipeline lorsqu'un tel événement se produira. Cependant, les dommages à l'environnement dans le cas d'un jet de feu ou d'une inflammation instantanée prendraient probablement la forme d'un feu de végétation. Cependant, de tels dommages seraient limités à la zone immédiatement touchée par le jet de feu ou par l'inflammation instantanée, à moins que les conditions de vent et d'humidité favorisent l'apparition d'un incendie secondaire qui pourrait éventuellement prendre de l'ampleur. Puisque le pipeline contient uniquement du gaz immédiatement commercialisable, le pipeline ne peut pas produire des rejets faisant intervenir des liquides extraits du gaz naturel qui pourraient se combiner et affecter les éléments des écosystèmes tels que les ruisseaux et les terres humides.

En ce qui concerne la sécurité du public, la combinaison de la probabilité qu'un accident soit à l'origine d'un bris du pipeline, de la probabilité d'inflammation du gaz et de la probabilité qu'une personne soit exposée représente un niveau de risque de l'ordre de 1 dans 5 millions d'années pour les individus, et un niveau de risque beaucoup moindre (1 dans 100 millions d'années) pour les groupes de personnes.

En résumé, on peut affirmer que le risque associé à la section de pipeline terrestre proposée, qui représente une combinaison des probabilités d'effets néfastes, est très faible en ce qui concerne la sécurité du public et les dommages potentiels à l'environnement.

3.4 Risques associés aux pipelines sous-marins

Au niveau international, en ce qui concerne les accidents faisant intervenir les pipelines sous-marins extracôtiers, on se concentre sur les pipelines transportant du pétrole à cause des risques de déversements de pétrole. Il existe donc des bases de données exhaustives (concernant les États-Unis et la mer du Nord) sur les déversements causés par les pipelines de pétrole, mais il existe moins de données sur les accidents et les rejets concernant les pipelines de gaz. Une analyse détaillée des risques associés aux pipelines extracôtiers apparaît à l'Addenda 1 (Annexe D). Voici un résumé de cette analyse.

3.4.1 Risques associés au projet de Deep Panuke

Le gaz immédiatement commercialisable qui ne contient pas de gaz corrosif et de condensat sera transporté vers la côte en utilisant un pipeline sous-marin d'un diamètre nominal de 610 mm (24 pouces). La section extracôtère du pipeline de Deep Panuke a une longueur d'environ 175 km. La profondeur de l'eau le long du tracé extracôtier varie, mais elle excède toujours 25 mètres, sauf à proximité de la côte, au point d'arrivée à terre.

3.4.2 Comparaison générale entre les fréquences des accidents concernant les pipelines de gaz et les pipelines de pétrole

Il est difficile de comparer les déversements associés aux pipelines de gaz extracôtiers aux déversements associés aux pipelines de pétrole extracôtiers puisqu'on manque d'information sur les canalisations de gaz; cependant, il existe suffisamment d'information sur les déversements de pipelines terrestres.

La fréquence moyenne globale concernant les fuites de pipeline terrestres en Europe de l'Ouest est de l'ordre de 0,4 à 0,6 rejet par 10^4 km-années (E&P Forum 1996 / Oil Industry International Exploration and Production Forum). La fréquence des fuites causées par la corrosion est deux à trois fois plus élevée pour les canalisations de pétrole comparativement aux canalisations de gaz. Les autres modes de défaillance affichent des fréquences similaires pour les deux types de canalisation puisque tous les modes de défaillance qui ne sont pas liés à la corrosion sont des défaillances mécaniques, et celles-ci peuvent porter atteinte autant à l'intégrité des canalisations de gaz qu'à celle des canalisations de pétrole.

Une analyse des déversements associés aux pipelines sous-marins de la mer du Nord entre 1970 et 1991 révèle que les fuites causées par la corrosion sont beaucoup moins fréquentes pour les canalisations de gaz que pour les canalisations de pétrole, comme c'est le cas pour les pipelines terrestres. On note que seulement une fuite de canalisation de gaz est survenue sur une période d'environ 81 000 km-années (0,125 fuite/ 10^4 km-années). La fréquence moyenne globale de tous les accidents liés aux pertes de confinement des pipelines est évaluée à 0,80 fuite/ 10^4 km-années (E&P Forum 1996 / Oil Industry International Exploration and Production Forum).

Bercha (rapport préliminaire de 2001) utilise les rapports de déversement du MMS (Minerals Management Service) à propos des accidents liés aux pipelines sous-marins, et les données sur les pipelines basées sur les résultats des États-Unis concernant la zone externe du plateau continental expriment les fréquences de déversement en fonction de plusieurs variables. Si on applique ces calculs de fréquence au projet de Deep Panuke (diamètre de pipeline = 610 mm, profondeur > 10 mètres, et longueur de segment > 5 km), alors la fréquence des déversements (ou des pertes de confinement) serait de l'ordre de 0,74 à 1,35 déversement/10⁴ km-années.

3.4.3 Prédiction pour Deep Panuke

En considérant les canalisations de gaz et de pétrole, et en comparant les expériences récentes concernant le golfe du Mexique et la zone externe du plateau continental à l'expérience de la mer du Nord, on constate qu'une fréquence de perte de confinement d'environ 0,8 fuite/10⁴ km-années est appropriée. C'est la fréquence qu'on utilisera pour le projet Deep Panuke. C'est une estimation prudente puisqu'elle surestime l'effet de la corrosion (puisque'il s'agit d'une canalisation de gaz à Deep Panuke) et puisqu'elle suppose que les accidents causés par les opérations de dragage d'ancre, le chalutage et les autres effets liés à la pêche seront aussi fréquents que les accidents observés dans le golfe du Mexique et dans la mer du Nord, même si des précautions spéciales sont planifiées dans le cadre du projet Deep Panuke pour minimiser de tels effets.

Comme la durée de la période de production du projet Deep Panuke est estimée à 11,5 années, la fréquence des fuites de gaz causées par les accidents pendant la période de 11,5 années est estimée à 0,8 fuite/10⁴ km-années x 175 km x 11,5 années = 0,16 fuite de gaz.

Cela équivaut à 0,014 fuite par année (0,16/11,5). En d'autres termes, si le projet devait se poursuivre indéfiniment, on pourrait prévoir une fuite de gaz du pipeline sous-marin à tous les 71 ans (1/0,014).

3.5 Comportement des rejets concernant les déversements en milieu marin

On trouvera ci-dessous un résumé des résultats de la modélisation des rejets provenant des déversements présentés à la Section 3.3 de l'EIE (Énoncé des incidences environnementales), Volume 4 de la DPMV (Demande de plan de mise en valeur). Se référer à l'EIE pour obtenir une description détaillée des données environnementales et de la technique de modélisation utilisée.

3.5.1 Déversements causés par les plates-formes

Il est possible qu'on constate de petits déversements ponctuels de carburant diesel ou de condensats causés par les ruptures de tuyaux pendant les opérations de transfert d'un navire d'approvisionnement ou des installations de stockage des plates-formes. On considère que ces déversements représentent des

événements instantanés et on les modélise en tenant compte de l'étendue du déversement, de l'évaporation, de la dispersion, de l'émulsification et de la dérive d'une flaque ou nappe unique de pétrole.

On a effectué la modélisation de la condition d'un déversement ponctuel de carburant diesel et de condensat (scénarios de déversement de 10 et 100 barils dans les deux cas). On a noté très peu de différence entre le comportement des scénarios de déversement de pétrole pendant l'hiver et pendant l'été. Les faibles différences qui existent sont causées par les températures plus chaudes en été et par les quantités d'évaporation légèrement plus élevées avant la dispersion complète des nappes. Les résumés qui suivent présentent les descriptions de la condition des différents scénarios de déversement qui s'appliquent aux deux saisons.

Diesel

Le déversement ponctuel de 10 barils de diesel enregistrera une perte d'environ 30 % par évaporation; celui-ci persistera comme nappe pendant une période d'environ 13 heures, et il dérivera sur une distance d'environ 18 km avant la disparition complète du pétrole de surface. La concentration maximale du pétrole dispersé pour ce déversement sera d'environ 2 ppm et celle-ci s'abaissera à 0,1 ppm en moins de 16 heures. La concentration de 0,1 ppm d'hydrocarbure pétrolier total est le niveau d'exposition sous lequel on ne prévoit pas d'effet biologique important en se basant sur l'historique des recherches en laboratoire. Le nuage de pétrole dispersé dérivera sur une distance d'environ 20 km, et il aura une largeur maximale d'environ 1 200 mètres.

Le déversement ponctuel de 100 barils de diesel enregistrera également une perte d'environ 30 % par évaporation; celui-ci persistera comme nappe pendant une période d'environ 19 heures, et il dérivera sur une distance d'environ 27 km avant la disparition complète du pétrole de surface. La concentration maximale du pétrole dispersé pour ce déversement sera d'environ 4 ppm et celle-ci s'abaissera à 0,1 ppm en moins de 42 heures. Le nuage de pétrole dispersé dérivera sur une distance d'environ 35 km, et il aura une largeur maximale d'environ 3 800 mètres.

Les résultats de cette modélisation ont été obtenus en utilisant un vent d'une vitesse hypothétique de 20 nœuds (37 km/h). En accroissant la vitesse du vent à 40 nœuds (74 km/h) et en utilisant 3 % de dérive due au vent, les résultats de la modélisation indiquent qu'un déversement de 100 barils se disperserait en 6,5 heures et dériverait sur une distance de 14,4 km.

Condensat

Les déversements ponctuels de condensats de 10 barils et de 100 barils s'évaporeront et se disperseront très rapidement. Il est probable que les déversements ponctuels persisteront à la surface pendant une période de moins de 30 minutes et ils dériveront sur une distance de seulement 400 à 700 mètres du point de rejet avant de se dissiper sous des conditions de vents moyens. On estime que les concentrations maximales de condensats provenant de ces déversements seront de 30 à 45 ppm. La concentration du pétrole dispersé pour le déversement de 10 barils s'abaissera à 0,1 ppm en moins de 15 heures approximativement. Le nuage de condensats dispersés dérivera sur une distance d'environ 5 km, et il aura une largeur maximale d'environ 1 200 mètres. La concentration du pétrole dispersé pour le déversement de 100 barils s'abaissera à 0,1 ppm en moins de 42 heures approximativement. Le nuage de condensats pour le rejet plus important dérivera sur une distance d'environ 15 km, et il aura une largeur maximale d'environ 3 700 mètres.

3.5.2 Éruptions subites

La modélisation préliminaire du comportement et de la condition des condensats provenant d'éruptions subites sous-marines et d'éruptions subites de surface a été effectuée pour le Projet. On a noté peu de différence entre les comportements des deux scénarios de déversement pendant l'hiver et pendant l'été. Les faibles différences qui existent sont causées par les températures plus chaudes en été et par les taux d'évaporation légèrement plus élevés des nappes de condensats pendant cette période. Dans le même ordre d'idées, on ne prévoit pas que les condensats atteindront les rives de l'île de Sable ou la terre ferme de la Nouvelle-Écosse.

3.5.2.1 Condition et comportement d'une éruption subite sous-marine

Les résultats de la modélisation d'une éruption subite sous-marine du puits de production de Deep Panuke indiquent que de légères nappes ou traces de condensat se formeront au début sur une largeur d'environ 2 km. Les nappes auront une épaisseur d'environ 6 µm et elles se disperseront en quelques minutes sous des conditions de vents moyens. Au début, on estime que les concentrations initiales de condensats dans l'eau provenant de ces rejets seront de 0,5 ppm. Les concentrations de condensats s'abaisseront à 0,1 ppm en moins de 22 heures si les taux d'évaporation (17 % à 24 %) de la modélisation sont utilisés. Si on présume que 50 % des condensats s'évaporeront (une estimation plus réaliste), alors les concentrations de condensat dans l'eau s'abaisseront à 0,1 ppm en moins de 13 heures approximativement. La largeur du nuage de condensats atteindra 3 à 4 km lorsque le niveau de concentration s'abaissera à 0,1 ppm.

Dans l'éventualité peu probable où une éruption subite d'un puits sous-marin d'injection de gaz acides se produisait, du gaz H₂S pourrait s'échapper du réservoir. On prévoit que ce gaz s'échappera à un taux de

1,616 g/s (50 moles/s) à une température approximative de 85 °C. Sous l'effet de l'eau, un panache entièrement sphérique se développera et le gaz montera à la surface à une vitesse estimée à environ 1 m/s. Le temps de montée à la surface dépendra de la profondeur de l'eau et de l'emplacement du rejet sous-marin.

Vu la profondeur relativement faible de l'eau au site de Deep Panuke (approximativement 40 mètres) et la vitesse des bulles qui montent à la surface (1 m/s), il est très probable qu'un rejet important de gaz produira un panache d'eau ascendant et très léger puisqu'il sera constitué de bulles de gaz, ce qui accélérera la vitesse de montée du H₂S à la surface (approximativement 40 secondes pour atteindre la surface).

Une éruption subite sous-marine rejetant de grandes quantités de gaz acide provenant du puits d'injection aurait des effets néfastes importants sur la qualité de l'air sous plusieurs aspects, ce qui pourrait avoir des conséquences graves pour la santé et pour la sécurité des travailleurs oeuvrant sur les plates-formes et sur les navires se trouvant dans un rayon de 4 km. Cependant, on estime que la probabilité d'un tel événement serait extrêmement faible et de courte durée; la probabilité qu'un tel événement se produise serait réduite encore davantage en adoptant des méthodes efficaces de conception et d'entretien (se référer à la Section 2.9). Les éruptions subites sous-marines pourraient persister pendant plusieurs mois advenant une panne des dispositifs de sécurité, qui est jugée extrêmement peu probable.

3.5.2.2 Condition et comportement d'une éruption subite de surface

Les éruptions subites de surface associées à un puits de production généreront des nappes relativement étroites (largeur d'environ 200 mètres) et relativement minces (< 15 µm). De 70 % à 75 % environ des condensats s'évaporeront dans l'air avant d'atteindre la surface de l'eau, et les condensats qui resteront se disperseront dans l'eau en quelques minutes sous des conditions de vents moyens. Les nuages de condensats dispersés ainsi formés se diffuseront à une concentration de 0,1 ppm en 6 à 7 heures, et ils auront une largeur d'environ 600 à 700 mètres à cet endroit. Les nappes de surface persisteront seulement pendant quelques minutes avant de se disperser.

Les éruptions subites de surface d'un puits d'injection de gaz acides seront plus étroites et plus épaisses que les éruptions subites d'un puits de production à cause de la densité plus élevée de condensats et des débits de gaz plus faibles. Au début, les nappes auront une largeur d'environ 100 mètres et une épaisseur de 260 à 390 µm. De 60 % à 72 % environ des condensats s'évaporeront dans l'air avant d'atteindre la surface de l'eau, et les condensats qui resteront se disperseront dans l'eau en moins de 30 minutes approximativement. Les nuages de condensats dispersés ainsi formés se diffuseront à une concentration de 0,1 ppm en 21 à 25 heures, et ils auront une largeur de 1 760 à 2 100 mètres à cet endroit.

On ne prévoit pas que les condensats atteindront les rives de l'île de Sable (à une distance d'environ 50 km) ou la terre ferme de la Nouvelle-Écosse. La distance parcourue par la nappe de surface de condensat dépendra des taux d'évaporation et de dispersion, et de la vitesse de déplacement de la nappe en surface. Les rejets de condensat générés lors de l'incident au puits Uniacke G-72 constitue un exemple d'un événement accidentel où il n'y avait pas de condensat (nappes de surface, aérosols ou condensat immergé) à des distances supérieures à 10 km de la source (Martec Limited 1984).

L'éruption subite au puits Uniacke s'est produite le 22 février 1984 et elle a persisté durant 10 jours. On estime que le panache de vapeurs de gaz et de condensats s'est élevé à environ 10 mètres au-dessus du point d'éruption de la tableau de rotation du plancher de forage. La nappe générée par les retombées de condensats avait une largeur d'environ 300 mètres près de la source et elle s'est étendue sur une largeur d'environ 500 mètres. On estime que de 50 % à 70 % environ du volume de condensats s'est évaporé dans l'air avant d'atteindre l'eau. On estime que l'épaisseur de la nappe atteignait 1,8 µm sur 75 % de la zone touché. On a détecté des condensats dans la section supérieure de 20 mètres dans la colonne d'eau, jusqu'à une distance de 10 km du puits, avec une concentration généralement inférieure à 100 ppb. La concentration maximale de condensats mesurée dans l'eau s'élevait à 1,5 ppm. Après avoir bouché le puits, on a pu observer que la nappe s'est dissipée physiquement. De plus, aucune nappe résiduelle n'a pu être observée lors des survols effectués le lendemain après avoir bouché le puits (11 jours après l'éruption subite) (Martec Limited 1984).

4 SANTÉ, SÉCURITÉ ET GESTION DE L'ENVIRONNEMENT

La protection de l'environnement oriente l'ensemble des activités d'EnCana et constitue une partie intégrante du système de gestion de la santé, la sécurité et l'environnement (SSE) de l'entreprise. Sur la côte Est, EnCana s'engage à se conformer aux exigences de la norme ISO 14001, la norme mondiale applicable aux systèmes de gestion de l'environnement.

L'engagement social d'EnCana en matière de santé, de sécurité et de gestion de l'environnement est résumé ci-dessous. L'accent a été mis sur la gestion environnementale du projet Deep Panuke. La figure 4.1 illustre le cadre de gestion environnementale mis en place par EnCana et met les plans propres au projet dans le contexte du cadre organisationnel d'EnCana.

Ces plans seront élaborés et revus continuellement au cours des différents stades du projet (conception, construction, installation, production et déclassement). Inhérente à ce système de gestion est une disposition sur l'amélioration continue de l'environnement, la participation continue des intéressés et l'adaptabilité de ces documents en réponse aux préoccupations environnementales. Le système de gestion SSE d'EnCana a été conçu de sorte à pouvoir être adapté selon l'évolution de la situation, permettant ainsi une gestion efficace des effets prévus et réels.

Un résumé détaillé de chacun des plans suivants, y compris la raison d'être, la portée, les objectifs, les exigences et les responsabilités, se trouve à l'annexe D :

- plan de gestion environnementale (PGE);
- plan de protection environnementale (PPE);
- PPE – construction extracôtière;
- PPE – construction côtière;
- plan de surveillance des effets environnementaux (PSEE);
- plan de surveillance de l'environnement physique (PSEP);
- plan de gestion des déchets (PGD);
- plan de gestion des produits chimiques (PGPC);
- plan de mesures d'intervention en cas de déversement;
- plan de mesures d'intervention en cas d'alertes et d'urgences (PMIAU);
- plan d'indemnisation des pêcheries;
- plan de déclassement.

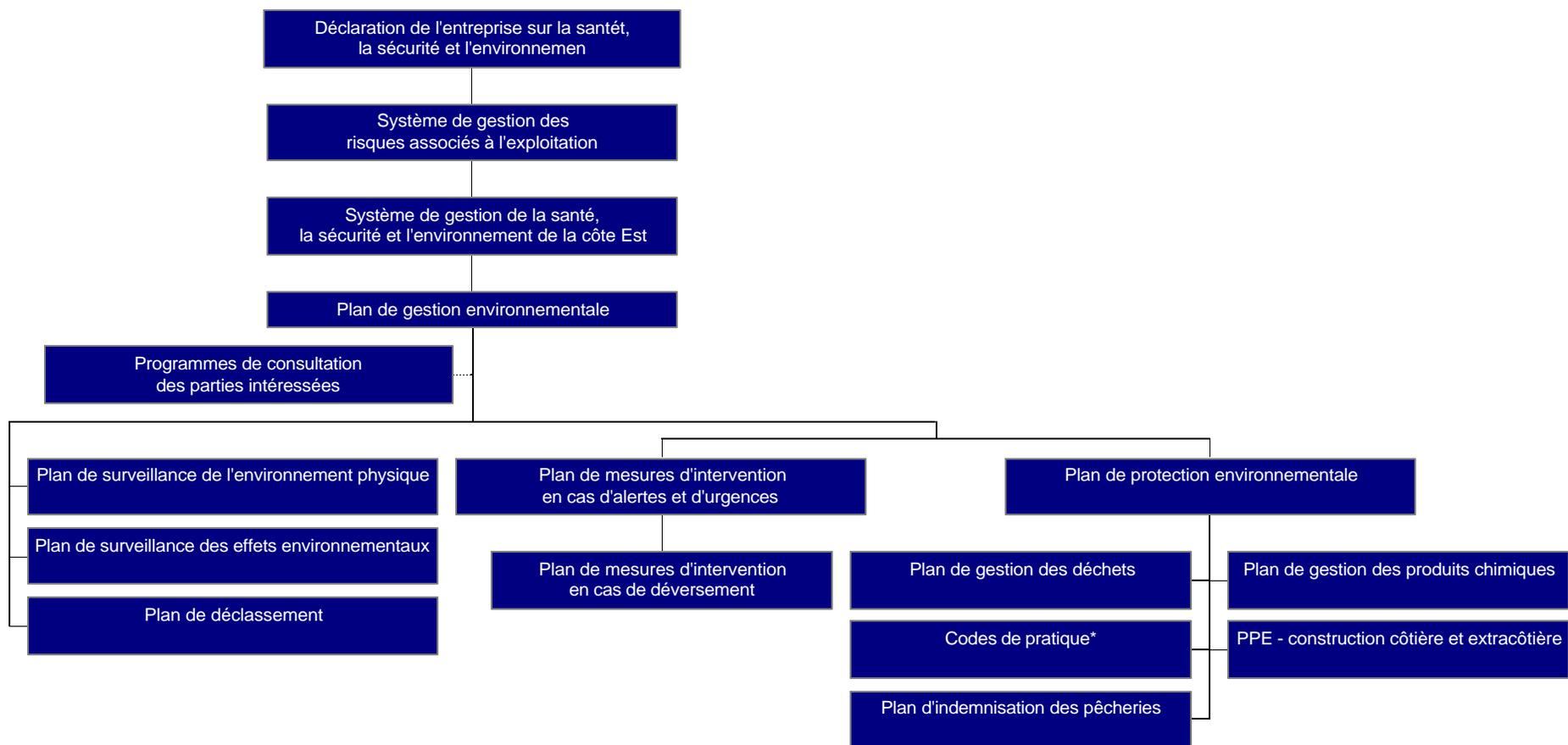


Figure 4.1 Cadre de gestion environnementale du projet Deep Panuke

* Des codes de pratique ont été adoptés pour l'île de Sable, l'île Country et Le Gully (voir l'annexe E).

Les détails de ces plans ne pourront être finalisés qu'une fois que le concept du projet lui-même aura été finalisé. Ces plans seront élaborés en consultation avec divers organismes de réglementation pour s'assurer que le processus de planification aborde leurs préoccupations. La version intégrale de chacun de ces plans sera remise à l'organisme de réglementation approprié pour fins d'étude avant que le projet ne démarre.

Dans le cadre de son engagement à la gestion adaptative, EnCana élaborera un programme de suivi qui sera mené tout le long de la vie du projet et qui tiendra compte des prévisions d'incidences dans le REA, des nouvelles conclusions du programme SEE, des mesures d'atténuation adoptées et des nouveaux enjeux pouvant survenir. Des questions propres au suivi et à la surveillance ont été définies par des organismes de réglementation pendant leur étude de l'ébauche du REA, des documents DPMV et de l'addenda 1. Ces questions devant être abordées par EnCana incluent, sans toutefois s'y limiter :

- la définition des principes du programme de suivi;
- l'amélioration du programme SEE en y mettant à jour les données sur les oiseaux marins;
- la gestion de déversements et de leurs répercussions sur les oiseaux marins;
- l'influence de l'éclairage et la combustion sur les oiseaux;
- l'élaboration d'un programme de suivi des répercussions du projet sur les sternes de Dougall;
- l'élaboration d'un programme visant à décourager la circulation des véhicules tout-terrain sur l'emprise routière du pipeline;
- la vérification de l'absence d'espèces présentant un intérêt particulier;
- la vérification des répercussions des boues et des déblais de forage;
- l'applicabilité de l'Inventaire national des rejets de polluants;
- la vérification des répercussions des rejets d'eau d'exploitation;
- la prise en considération des organismes vivant à proximité du projet et du transport des contaminants.

Des programmes propres à aborder ces questions seront élaborés en consultation avec les organismes de réglementation pertinents. Ce processus de planification sera géré par l'OCNEHE.

4.1 Déclaration de l'entreprise sur la santé, la sécurité et l'environnement

EnCana Offshore & International Operations et EnCana Offshore & New Ventures Exploration s'engagent à protéger l'environnement et à minimiser les risques associés à leurs activités pour la santé et la sécurité de leurs employés, leurs fournisseurs et les collectivités où elles sont présentes. EnCana maintient une politique d'amélioration continue des mesures prises pour protéger l'environnement ainsi que la santé et la sécurité de ceux et celles qui peuvent être touchés par ses activités. Un rendement élevé

en matière de SSE est la clé du succès d'EnCana, et les stratégies de SSE sont d'ailleurs intégrées aux décisions de gestions.

EnCana assurera une gestion rationnelle de l'environnement, la santé et la sécurité en :

- intégrant un système de gestion de l'environnement, de la santé et de la sécurité dans toutes ses activités commerciales. Ce système sera conforme aux politiques et aux procédures de l'entreprise, reflétera les meilleures pratiques de l'industrie et sera conçu de façon à respecter, voire dépasser, les exigences stipulées dans tous les règlements et toutes les lois en vigueur là où l'entreprise dirige des activités;
- s'assurant que chaque employé, fournisseur et tiers fournisseur de services comprend ses responsabilités en matière de SSE et a reçu une formation pertinente à cette fin;
- établissant, évaluant et assurant une gestion efficace des risques et en mettant en œuvre des processus pour réévaluer les risques à la suite de modifications apportées aux exigences, aux activités, aux installations et au personnel;
- consultant toutes les parties intéressées dans ses secteurs d'activités en matière de SSE et en étudiant toutes les questions de SSE avant d'entreprendre de nouvelles activités;
- protégeant activement l'environnement dans tous ses secteurs d'activités et en cherchant continuellement à faire une utilisation de plus en plus efficace des ressources énergétiques et naturelles;
- établissant des objectifs et des cibles de rendement en matière de SSE et en mesurant le progrès réalisé à ce chapitre à intervalles réguliers;
- mettant en place un processus de révision du programme de SSE qui assure la réalisation de l'objectif visant l'amélioration continue du rendement en matière de SSE.

La culture d'EnCana gravite en partie autour de l'engagement de l'entreprise en matière de SSE, et tous les employés sont tenus de respecter leurs responsabilités en matière de SSE. EnCana demeurera une société respectueuse de l'environnement et continuera de voir à la santé et à la sécurité de ses employés, ses fournisseurs et les collectivités où elle est présente. Sa politique en matière de SSE forme une partie intégrante de son plan d'action et est accessible au grand public.

4.2 Système de gestion des risques associés avec les activités

Le système de gestion des risques associés aux activités (SGRA) d'EnCana est officiellement entré en vigueur en 2000. Ce système appuie l'engagement d'EnCana à protéger la santé et la sécurité des personnes et de l'environnement par la mise en place d'une approche structurée qui assure des activités sécuritaires et fiables. Le SGRA sert de cadre général aux politiques, aux pratiques et aux lignes directrices sur la santé, la sécurité et l'environnement mises en application par EnCana. Plus

précisément, le SGRA fournit une approche structurée pour assurer la sécurité et la fiabilité des activités de sorte à prévenir les incidents pouvant nuire aux personnes et à l'environnement. Le SGRA est axé sur 11 composants clés nécessaires à la gestion efficace des risques potentiels associés aux activités d'EnCana. Il précise également les attentes pour chaque échelon de l'organisation en matière de respect des principes et de réalisation des objectifs liés à chaque composant. Les 11 composants du SGRA sont les suivants :

1. leadership, engagement et responsabilisation;
2. gestion des risques;
3. conception, construction et démarrage des installations;
4. exploitation et entretien;
5. compétence et formation des employés;
6. relations commerciales avec des tiers;
7. gestion du changement;
8. déclaration et gestion d'accidents;
9. documentation;
10. préparation aux situations d'urgence;
11. évaluation et amélioration continue.

De plus, le SGRA précise les attentes établies pour chaque échelon de l'organisation – notamment les cadres supérieurs, les cadres intermédiaires et le personnel de première ligne – en ce qui concerne le respect des principes et des objectifs de chaque composant.

4.3 Système de gestion de la santé, la sécurité et l'environnement (SSE)

EnCana a mis au point un Système de gestion de SSE pour la côte Est qui peut servir de guide aux employés d'EnCana et les tiers agissant au nom de l'entreprise sur la côte Est pour mener leurs activités de façon sécuritaire et respectueuse de l'environnement. EnCana a harmonisé son Système de gestion de SSE à son Système de gestion des risques associés avec les activités (SGRA) (se reporter à la section 4.2), la réglementation de l'OCNEHE et les lignes directrices sur la santé, la sécurité et l'environnement de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP).

Les principaux composants du Système de gestion de SSE sont les suivants :

- une structure organisationnelle ainsi que des responsabilités en matière de SSE définies pour le personnel;
- un système d'objectifs de rendement en matière de sécurité qui prévoit un mécanisme pour mesurer et améliorer la sécurité ainsi que le progrès réalisé en matière de rendement sécuritaire;

- un plan de gestion qui permet d'assurer la conformité aux règlements, buts et objectifs;
- l'obligation pour les entrepreneurs d'établir les normes minimales d'un programme de sécurité et de protection de l'environnement à l'intention des entrepreneurs, et de l'interaction entre EnCana et le programme de sécurité et de protection de l'environnement de l'entrepreneur;
- de la documentation sur les pratiques et les procédures de travail sécuritaires qui décrit les principales mesures de prévention d'accidents, de blessures ou de maladies au travail;
- des pratiques et des procédures environnementales qui établissent des normes minimales pour toutes les activités pouvant nuire à l'environnement;
- l'établissement de normes minimales de formation sur la sécurité pour s'assurer que l'ensemble du personnel est sensibilisé aux dangers potentiels et connaît les pratiques de travail sécuritaires et les procédures d'urgence;
- un programme de gestion des services médicaux et de la santé au travail qui encouragera le maintien et la préservation de la bonne santé et du bien-être des employés;
- une structure intégrant une réunion sur la sécurité et un comité mixte sur la santé, la sécurité et l'environnement pouvant servir de forum au personnel cadre et non cadre en leur permettant de travailler ensemble à l'identification et à la résolutions des problèmes potentiels pour la santé, la sécurité et l'environnement sur le lieu de travail;
- un système de déclaration des accidents pour rendre obligatoire la déclaration rapide de toute blessure, tout dommage matériel, tout incident environnemental et tout quasi-incident;
- un système d'enquête des accidents pour mettre en place des procédures d'enquête des différents types d'accidents;
- un comité d'examen des opérations de SSE pour sensibiliser la direction d'EnCana et les responsables des entrepreneurs aux dangers réels et potentiels, leur permettant ainsi d'appuyer ou de modifier les mesures correctives;
- une étude des impacts sur la sécurité pour s'assurer que les installations non seulement assurent un niveau de protection adéquat du personnel et de la propriété mais qu'elles sont aussi conformes à toutes les exigences réglementaires;
- des procédures établissant comment faire l'examen des dangers importants pour s'assurer que les impacts des principaux scénarios d'accident pouvant nuire aux installations demeurent à l'intérieur de limites acceptables;
- des procédures établissant comment mener les études des dangers et de l'exploitabilité, une technique d'ingénierie systématique pour analyser les risques que l'exploitation ou l'entretien d'une installation entraîne des dommages matériels ou environnementaux, des blessures et des décès;
- une procédure établissant comment mener les vérifications de la sécurité et les contrôles environnementaux des activités du personnel et des entrepreneurs d'EnCana pour s'assurer qu'elles sont conformes aux plans et aux procédures approuvés, aux spécifications des systèmes et/ou à toute autre exigence stipulée par contrat;

- une procédure établissant comment mener des inspections de sécurité opérationnelle et environnementales afin de vérifier que toutes les activités sont conformes aux exigences d'EnCana et de l'organisme de réglementation en plus d'être menées de façon sécuritaire, efficace et respectueuse de l'environnement;
- l'identification de matières et d'expositions potentiellement dangereuses gérées par le SIMDUT (Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail);
- des procédures et une organisation permettant de réagir de façon organisée à une urgence ou une urgence potentielle, y compris la tenue périodique d'exercices;
- un système de gestion des données de sécurité qui permet d'enregistrer et d'analyser les données de sécurité et de produire des rapports pertinents en temps opportun.

Le composant environnemental du Système de gestion de SSE sur la côte Est chapeautera les activités de planification de protection de l'environnement, de surveillance de l'environnement et de consultation des parties intéressées. Le composant environnemental assurera un cadre, à l'intérieur même du Système de gestion de SSE, pour documenter, évaluer et diffuser le rendement d'EnCana sur le plan environnemental. Les gestionnaires d'EnCana utiliseront le système pour documenter l'approche stratégique globale de l'entreprise à la performance environnementale. De plus, le composant environnemental représente un moyen qui permettra à EnCana de démontrer sa conformité à toutes les mesures d'atténuation et les exigences réglementaires en vigueur.

Le Système de gestion de SSE est appuyé par divers documents de planification tel que l'illustre la figure 4.1. D'autres documents appuient, sans toutefois s'y limiter, le Système de gestion de SSE, dont les suivants :

- Guide de formation et de compétences d'EnCana;
- Guide sur les pratiques et les procédures de travail sécuritaires d'EnCana;
- Guide sur la sûreté parasismique extracôticière d'EnCana;
- Guide de procédures de contrôle de puits d'EnCana;
- Grille de contrôle des risques d'EnCana;
- American Petroleum Institute, « Model Environmental, Health & Safety (EHS) Management System and Guidance Document », API 9100 A et B;
- Protocole de vérification du programme de sécurité de base du Petroleum Safety Council

4.4 Programmes de consultation des parties intéressées

Une disposition prévoyant la consultation des intéressés en ce qui concerne les questions environnementales est inhérente au Système de gestion de SSE d'EnCana. Les intéressés au projet Deep Panuke incluent des organismes de réglementation, l'industrie des pêches, des organisations non gouvernementales et le grand public. Quant à la gestion environnementale, une consultation efficace est essentielle pour ce qui est de questions telles que l'évaluation environnementale, l'étude de suivi des effets sur l'environnement (ESEE), la protection de l'environnement, l'intervention en cas d'urgence et l'indemnisation.

Le programme de consultation dans le cadre du projet Deep Panuke vise à :

- transmettre de l'information au public et aux parties intéressées sur le projet proposé de manière opportune;
- permettre au public de formuler des commentaires sur le projet proposé dans le but de préciser les questions et les préoccupations qu'il soulève;
- d'aviser à l'avance et de façon adéquate des possibilités de participer au projet et de le commenter;
- solliciter les conseils de la communauté scientifique pour assurer une gestion plus efficace de l'environnement;
- tisser des relations avec les premières nations et les peuples autochtones ainsi qu'avec les parties intéressées pouvant s'ouvrir, là où c'est approprié, sur des relations mutuellement avantageuses tout au long du projet en plus de contribuer aux communications sur d'autres activités d'EnCana.

Le rapport sur la consultation publique menée par EnCana (DPMV, volume 6) décrit le programme de consultation publique menée dans le cadre du projet au cours des différents stades de son élaboration ainsi que du processus menant à sa mise en application (se reporter également à la section 5 de ce REA).

5 PROGRAMME DE CONSULTATION PUBLIQUE

5.1 Objectifs du programme de consultation

Le programme de consultation pour le projet Deep Panuke a été élaboré à la suite de deux séries préliminaires de consultations auprès de différentes parties intéressées et à partir de certaines des observations et des préférences ainsi formulées. Le programme de consultation publique a été orienté vers les groupes-clés de parties intéressées, comme suit :

- les organismes de réglementation;
- les municipalités locales et les administrations de développement régional;
- les intervenants du milieu de la pêche semi-hauturière;
- les intervenants du milieu de la pêche hauturière;
- les populations locales et les entreprises du comté de Guysborough;
- les scientifiques;
- les organisations non gouvernementales de l'environnement (ONGEs);
- le grand public.

Des discussions avec les Premières nations et les groupes autochtones ont aussi eu lieu ainsi qu'il en est fait mention dans la section 5.3.

Le programme de consultation a pour objectif :

- de fournir de façon opportune l'information concernant le projet proposé au public et aux parties intéressées;
- d'offrir au public les possibilités de faire des observations sur le projet pour en identifier les questions et les enjeux;
- de fournir un avis préliminaire et approprié pour ces possibilités de participation et d'observation;
- de recueillir l'avis de la communauté scientifique pour améliorer la gestion du milieu;
- de développer, le cas échéant, des liens avec les organisations autochtones et les intervenants du projet afin d'établir des relations mutuellement profitables tout au cours du projet;
- de contribuer aux communications concernant les activités d'EnCana.

5.2 Activités de consultation

5.2.1 Phases de la consultation publique

Les consultations pour le projet ont commencé en juillet 2000 et se sont poursuivies jusqu'en octobre 2002. Le programme de consultation s'est effectué en quatre phases :

- Phase I Communications préliminaires aux parties intéressées (juillet 2000 – juin 2001);
- Phase II Consultation sur la description et la portée des enjeux du projet (juillet 2001 – novembre 2001);
- Phase III Consultation sur l'évaluation environnementale et les révisions du projet (décembre 2001 - octobre 2002);
- Phase IV Communication continue (octobre 2002).

5.2.2 Phase I – Communications préliminaires aux parties intéressées

Approche

Les observations préliminaires des parties intéressées ont permis d'établir le programme de consultation. Le programme de consultation préliminaire d'EnCana (juillet 2000 – juin 2001) s'est déroulé avec les principaux organismes de réglementation et un échantillonnage des parties intéressées tout au début du processus de planification et avant le début officiel de l'évaluation environnementale. Cette consultation nécessitait :

- d'établir un premier contact avec les parties intéressées;
- de recueillir les observations sur le choix des méthodes et du calendrier de la consultation auprès des parties intéressées potentiellement concernées;
- de partager l'information sur le projet, comme la nature du projet et sa portée préliminaire;
- d'aviser suffisamment tôt des prochaines possibilités de consultation sur le projet, notamment sur sa portée, son emplacement, ses installations et son évaluation;
- de prendre en compte les observations et les intérêts des intervenants au début de la phase de planification du projet.

Activités

L'objectif initial de cette étape était de recueillir des suggestions sur les formules des consultations ultérieures et le calendrier appropriés. Les entrevues téléphoniques avec les parties intéressées ont eu lieu en juin et en juillet 2000. EnCana a aussi tenu une réunion d'information avec les représentants des

pêcheries concernées le 28 novembre 2000. En mars et en avril 2001, une deuxième série d'entrevues téléphoniques a été entreprise par EnCana pour mettre à jour l'information déjà recueillie, la vérifier et la compléter avant d'effectuer d'autres consultations.

La liste des parties intéressées contactées au cours de la phase I se retrouve au tableau 5.1.

Tableau 5.1 Parties intéressées contactées durant la phase I	
Aquaculture Association of Nova Scotia	Municipalité du district de Guysborough
Area 19 Crab Fisherman's Association	Municipalité du district de St. Mary's
Atlantic Herring Co-operative	Compagnie nationale des produits de la mer Ltée
Clean Nova Scotia Foundation	Nova Scotia Environmental Network
Clearwater Fine Foods Inc.	Association des poissonneries de la Nouvelle-Écosse
Coastal Communities Network	Nova Scotia Women's Fish Net
Country Harbour Sea Farms	Bureau de la mise en œuvre de la <i>Loi sur les océans</i>
Deep Sea Trawlers Ltd.	Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE)
Eastern Nova Scotia Mobile Gear Association	Regional Oceans Industry Liaison Officer
Eastern Shore Fishermens Protection Association	Richmond County Economic Development
Ecology Action Centre	Sable Island Preservation Trust
Enviro-Clare	Save Our Seas
Federation of Gulf Nova Scotia Groundfishermen	Scotia-Fundy Mobile Gear Fishers's Association
Fixed Gear Association	Association des producteurs de fruits de mer de la Nouvelle-Écosse
Conseil des allocations des entreprises d'exploitation du poisson de fond	Sable Environmental Effects Monitoring Advisory Group
Gulf of Nova Scotia Herring Foundation	Shelburne County Fixed Gear Association
Guysborough County Inshore Fisherman's Association (GCIFA)	Snow Crab Association (Canso area)
Guysborough County Regional Development Authority (GCRDA)	Strait-Highlands Regional Development Authority
High Liner Fine Foods Inc. – National Sea Products	South West Nova Fixed Gear Association
Inverness South Fishermen's Association	South West Nova Scotia Tuna Association
Isaacs Harbour-Goldboro Wharf Committee	Swordfishers Association
Marine Invertebrate Diversity Initiative	Fonds mondial pour la nature
Maritime Fisherman's Union Local 6	

L'information établie à partir des entrevues téléphoniques et du courrier a été prise en compte par EnCana avant de poursuivre l'élaboration des activités de consultation publique.

5.2.3 Phase II – Consultation sur la description et la portée des enjeux du projet

L'objectif initial de cette phase de consultation publique (juillet 2001 – novembre 2001) était d'examiner la description du projet et d'amener les parties intéressées à faire des observations sur la description du projet ainsi que sur la portée de l'évaluation environnementale et socio-économique. Ce volet du programme de consultation publique a donné la possibilité aux Premières nations et aux groupes d'intervenants (la communauté locale potentiellement concernée, les groupes de pêcheurs, les principaux organismes gouvernementaux et le grand public) d'examiner le projet et d'exprimer leurs intérêts et leurs points de vue suffisamment tôt dans le processus afin qu'ils soient pris en compte dans les plans du projet, comme la conception, l'emplacement des aménagements et le choix du tracé du pipeline. Ils ont également pu faire des observations sur la portée de l'évaluation environnementale et socio-économique.

La consultation sur la description du projet et sur la portée des enjeux a nécessité diverses activités, notamment : la distribution de la description du projet, le suivi des entretiens téléphoniques et des réunions, la distribution d'un bulletin d'information, l'organisation de portes ouvertes à l'intention de la communauté, l'organisation de réunions avec les pêcheurs semi-hauturiers et hauturiers ainsi que des réunions avec les municipalités locales et les administrations de développement régional. Il y a eu également des communications et une réunion pour discuter de l'épurateur d'eau de mer avec les organismes de réglementation.

Activités

Le résumé des activités de consultation se trouve ci-après. Une description détaillée des activités se trouve dans le Rapport des consultations publiques (RCP) (DPMV volume 6).

- La consultation sur la version préliminaire de la description du projet a été effectuée avec les organismes de réglementation, les parties intéressées et les organisations des Premières nations par le biais de lettres, d'appels téléphoniques et de réunions.
- EnCana a pris en compte les observations reçues au cours de cette consultation pour réviser et compléter la description du projet.
- Des portes ouvertes ont été annoncées et ont eu lieu à Goldboro, à Guysborough et à Port Bickerton en septembre 2001. Les participants y sont venus au nombre de 300. Ils ont reçu de l'information sur le projet et ont eu la possibilité de faire des commentaires et de donner leur point de vue.
- Le 26 septembre 2001, une réunion a eu lieu avec les pêcheurs semi-hauturiers dans le comté de Guysborough pour discuter du projet et de la formation d'un comité de liaison des pêcheurs semi-hauturiers.

- Durant cette phase, deux réunions, l'une à Halifax et l'autre à Yarmouth, ont eu lieu avec les représentants des pêcheurs hauturiers afin de présenter une description initiale du projet et d'identifier les questions d'intérêt.
- Le 4 juillet, le 22 août et le 7 novembre 2001, des réunions ont eu lieu avec la municipalité et la Guysborough County Regional Development Authority (GCRDA) pour discuter des plans du projet, particulièrement de l'évaluation des options d'exploitation, de l'accessibilité locale potentielle au gaz pour un futur développement industriel, du tracé du pipeline côtier et de la formation possible d'un nouveau Comité de liaison de l'industrie d'énergie (CLIE).
- Le 25 octobre 2001, des présentations ont été faites aux organismes de réglementation et aux scientifiques par EnCana et les membres du groupe d'étude de l'évaluation environnementale, concernant l'utilisation proposée de l'épurateur d'eau de mer pour la gestion des gaz acides.
- Le 29 octobre 2001, l'OCNEHE a publié le Protocole d'entente (OCNEHE *et coll.* 2001a) et la version préliminaire de la Portée de l'évaluation environnementale (OCNEHE *et coll.* 2001b) pour l'évaluation environnementale et socio-économique du projet. Ces documents ont été annoncés publiquement et distribués à différents endroits afin de solliciter l'avis du public et ses commentaires.
- En septembre et octobre 2001, EnCana a préparé une fiche d'information résumant les activités planifiées et les exigences pour l'étude sur le pipeline extracôtier et sollicitant les questions et les commentaires du grand public.

5.2.4 Phase III – Consultation sur l'évaluation environnementale et les révisions du projet

Approche

L'objectif initial de cette phase de consultation publique (décembre 2001 – septembre 2002) était de présenter les révisions et les mises à jour du projet, des plans, des échéanciers et de l'évaluation environnementale. Depuis la présentation de la version originale de la description du projet, celui-ci a évolué à la suite de l'étude ICP, de l'étude scientifique, des observations des intervenants et du public, des analyses financières et des évaluations de faisabilité. Fait significatif : EnCana a réévalué la technologie de l'épurateur d'eau de mer pour l'élimination des gaz acides en fonction d'analyses plus poussées et des questions soulevées durant le processus de consultation. EnCana a plutôt opté pour l'injection de gaz acide dans un puits extracôtier comme méthode d'élimination des gaz acides (se référer à la section 2.10).

Activités

Un résumé des activités de consultation se trouve dans cette section ainsi que des détails supplémentaires sur les activités qui ont eu lieu à la suite de la soumission du rapport des consultations

publiques en mars 2002. De plus amples renseignements concernant les activités d'avant mars 2002 se trouvent dans le rapport des consultations publiques (DPMV, volume 6).

- Le 11 janvier 2002, EnCana a rencontré l'OCNEHE pour discuter des modifications de conception qui ont découlé d'un examen interne effectué durant les mois de novembre et décembre 2001.
- En janvier 2002, EnCana a entrepris une deuxième série de portes ouvertes à Goldboro, à Guysborough et à Port Bickerton afin de présenter la description révisée du projet et de recueillir davantage de commentaires sur le projet révisé et son évaluation : 281 participants.
- Le 7 février 2002, une deuxième réunion a eu lieu à Goldboro avec les pêcheurs semi-hauturiers. Les modifications de la description du projet ainsi que les questions de compensation ont été examinées.
- EnCana offrira une compensation pour atténuer les pertes économiques provoquées de façon probante par des déversement accidentels, des dommages aux bateaux ou aux engins de pêche et la perte de possibilité de pêche.
- Le 12 février 2002, une réunion a eu lieu à Halifax avec les représentants des organisations de pêche hauturière pour présenter les modifications à la description du projet et obtenir une rétroaction. La discussion portait sur le besoin d'un programme d'observation des pêches et la nécessité d'un accord entre EnCana et les groupes d'intérêts de pêche hauturière, accord similaire à celui négocié pour le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable.
- À la suite des discussions avec les pêcheurs hauturiers, EnCana a engagé l'Oil and Gas Observers Program (OGOP) afin de diriger le programme d'observation des pêches pour les activités extracôtières d'EnCana.
- Des réunions supplémentaires ont eu lieu le 11 juin et le 11 septembre 2002 pour discuter de la version préliminaire du Protocole d'entente entre les groupes d'intérêts de la pêche et EnCana ainsi que pour présenter plus particulièrement les questions de compensation reliées aux dommages causés aux bateaux et engins de pêche.
- Le 8 et le 14 février 2002, EnCana a tenu des séances d'information et des discussions sur divers aspects environnementaux et techniques du projet à l'intention des représentants du Sable Island Preservation Trust, du Marine Invertebrate Diversity Initiative, de l'Ecology Action Centre, de la Clean Nova Scotia Foundation et du Fonds mondial pour la nature.
- Le 6 décembre 2001, EnCana a rencontré la municipalité du district de Guysborough, le GCRDA et les représentants de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP) afin de discuter de l'expansion du pipeline de M&NP. EnCana a aussi présenté une mise à jour du projet à la première réunion du CLIE le 10 avril 2002.
- Le 11 septembre 2002, une réunion de suivi a eu lieu avec le GCRDA et la municipalité pour examiner le projet mis à jour, le statut du tracé du pipeline, l'accès aux terrains de parcs industriels et les questions de zone de points d'arrivée à terre.

- Le 1^{er} mars 2002, la version préliminaire du Rapport d'étude approfondie (REA) et les documents justificatifs ont été soumis aux organismes de réglementation, puis publiés et mis à disposition du public pour examen durant une période de six semaines, du début mars à la mi-avril 2002. L'OCNEHE a reçu près de 1300 commentaires et questions émanant de dix-sept organisations, notamment des organismes de réglementation, des groupes autochtones et des intervenants. Les réponses aux observations et aux questions sont présentées dans l'addenda 1 soumis aux autorités responsables en septembre 2002 et ont été intégrées au REA s'il y avait lieu.
- Au cours du mois de mai 2002, à la suite des demandes pour de plus amples informations sur la formation et l'emploi dans le secteur des hydrocarbures, EnCana a entrepris une série de présentations dans trois écoles secondaires du comté de Guysborough et dans une du comté d'Antigonish. Les écoles ont aussi été dotées d'ordinateurs personnels par EnCana.
- En réponse aux questions concernant l'emploi et la formation, EnCana a mis au point une base de données de diversification pour établir de meilleurs liens entre les compagnie de ravitaillement hauturier et les compagnies de service, et les groupes qui sont traditionnellement sous-représentés dans l'industrie énergétique. Parmi les groupes traditionnellement sous-représentés on retrouve les Autochtones, les minorités visibles, les personnes ayant une déficience et les femmes dans des rôles non traditionnels.
- Le 3 octobre 2002, une présentation a été faite au comité consultatif sur l'environnement des pêches pour une mise à jour du projet et fournir de l'information sur le tracé du pipeline ainsi que sur les méthodes de canalisation.
- Le 10 octobre 2002, une réunion a eu lieu avec les pêcheurs semi-hauturiers pour discuter du tracé du pipeline ainsi que des options de canalisation et de construction côtière.
- Le 11 octobre 2002, une réunion a eu lieu avec les représentants de la municipalité pour discuter des détails du tracé du pipeline, des méthodes de canalisation extracôtière et des méthodes de construction côtière.

5.2.5 Phase IV - Communication continue

Approche

EnCana passe maintenant à la phase IV, phase de Communication continue. L'examen réglementaire de l'OCNEHE et de l'ONÉ constitue l'un des éléments du processus. EnCana continuera à consulter les parties intéressées sur le projet tout au long du processus. L'objectif d'EnCana est de traiter les questions par le biais d'une communication continue et des mises à jour auprès de l'OCNEHE et de l'ONÉ, au besoin.

Activités

Les activités permanentes comporteront les éléments suivants :

- liaison continue avec les pêcheurs semi-hauturiers par des réunions à tribune libre, coordonnées par les pêcheurs locaux et le GCIFA;
- création d'un comité local de liaison des pêcheurs semi-hauturiers à la période rapprochée de la construction;
- réunions avec les représentants des pêcheurs hauturiers, au besoin;
- liaison continue avec les ONGEs, le cas échéant;
- réunions suivies avec les groupes autochtones;
- discussions suivies avec les municipalités locales et les administrations de développement régional;
- participation continue à CLIE, selon la demande de la municipalité du district de Guysborough municipalité du district de Guysborough;
- distribution de bulletins d'information sur les mises à jour du statut du projet aux résidents du comté de Guysborough, aux parties intéressées et à d'autres membres concernés du grand public (Note: quatre bulletins d'information ont été préparés et distribués durant le processus de consultation);
- mise à disposition de l'information sur le site Web;
- mise à disposition de fiches d'information de base sur des aspects spécifiques du projet;
- mise à disposition d'un numéro d'appel sans frais qui permettra aux gens de faire part de leurs questions d'intérêt spécial ou de demander de l'information;
- discussions avec les parties concernées par le dynamitage;
- possibilités courantes d'obtenir davantage de commentaires durant le processus de révision du REA;
- participation continue au NS Petroleum Fisheries Liaison Group (NSPFLG).

5.3 Communications avec les autochtones

La communication avec les groupes autochtones a pour but d'établir des liens, de fournir de l'information sur le projet et de répondre aux questions qui peuvent concerner la communauté autochtone. Reconnaisant son besoin d'assistance, EnCana a engagé cinq cabinets de consultation autochtones (quatre contrats – plus un avec à la fois un consultant principal et un sous consultant autochtones) durant les trois premières phases du programme de communication destiné aux Autochtones.

5.3.1 Phase I – Communications préliminaires

La première phase du programme de communication destiné aux Autochtones établi par EnCana, a nécessité l'identification des groupes autochtones qui peuvent être concernés par le projet et d'établir un

premier contact avec les principaux représentants de ces groupes. Pour l'aider dans cette phase du projet, EnCana a passé un contrat avec un cabinet autochtone, ARC Group (Aboriginal Resource Consultants). Eskasoni Fish & Wildlife Services a fourni la première liste de contacts à établir dans la communauté autochtone. Des lettres d'introduction ont été envoyées aux organisations suivantes en septembre 2000 :

- The Confederacy of Mainland Micmacs (CMM);
- l'Union of Nova Scotia Indians (UNSI);
- le grand chef Wycocomagh.

EnCana n'a reçu aucune réponse à ses lettres et n'en a pas fait le suivi à la suite de l'amélioration du projet.

5.3.2 Phase II – Communication sur la description et la portée des enjeux du projet

En juillet 2001, une deuxième tentative est effectuée par l'envoi de lettres contenant la version préliminaire de la description du projet au président exécutif de l'UNSI et au directeur exécutif de la CMM. Ces lettres demandaient de transmettre la version préliminaire à d'autres personnes et indiquaient que des commentaires seraient fort appréciés. Une invitation à une rencontre complétait aussi cet envoi. L'objectif de cette phase de consultation était de fournir de l'information sur le projet et d'obtenir une rétroaction. En plus de la description du projet, EnCana a fourni de l'information générale sur le projet et un exemplaire de la politique de l'entreprise chez les Autochtones.

En septembre 2001, EnCana a passé un contrat avec Membertou Corporate Division pour l'assister dans ses discussions avec les Autochtones. Au cours de l'automne 2001, des séances d'information ont été organisées par Membertou Corporate Division pour le compte d'EnCana :

- le 5 septembre 2001, Tripartite Committee on Economic Development;
- le 1^{er} octobre 2001, Native Employment Officers;
- le 5 octobre 2001, Aboriginal Alliance of Companies;
- le 2 novembre 2001, Assembly of Mi'kmaq Chiefs Technical Committee (Tech Team).

Nombre de questions soulevées durant ces séances ont reçu immédiatement leurs réponses. Des questions de droits ancestraux des Autochtones ont été soulevées tout au cours des discussions avec la communauté autochtone. EnCana a répondu régulièrement que les questions de droit et de titre autochtone ne sont pas des questions à régler entre EnCana et la communauté autochtone, mais entre les gouvernements (fédéral, provincial et les Mi'kmaq). Toutefois, un nouveau forum existe pour la discussion de ces sujets. Le 7 juin 2002, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse, le gouvernement fédéral et les Mi'kmaq de Nouvelle-Écosse ont signé un accord-cadre qui engage les parties à travailler

ensemble de bonne foi afin de régler les questions les concernant mutuellement. L'un des principaux éléments de cet accord-cadre est le début d'un large processus de négociation afin de prendre en compte les droits des Mi'kmaq protégés par la Constitution conformément aux droits ancestraux, aux droits autochtones et aux revendications du titre autochtone par les Mi'kmaq.

Membertou Corporate Division a aussi fourni de l'information sur la pêche autochtone et en matière socio-économique. Cette information a été intégrée dans l'Énoncé des répercussions socio-économiques (volume 5 du DPMV) et dans le REA. Un exemplaire du rapport préparé par Membertou Corporate comporte un résumé des réunions dans l'annexe B du ERSE (DPMV volume 5).

5.3.3 Phase III – Révisions du projet et évaluation environnementale

Des exemplaires de la version préliminaire de la Portée de l'évaluation environnementale et du Protocole d'entente ont été envoyés par l'OCNEHE aux organisations suivantes :

- le Native Council of Nova Scotia (NCNS);
- The Confederacy of Mainland Micmacs (CMM);
- l'Union of Nova Scotia Indians (UNSI);
- Eskasoni Fish & Wildlife Commission.

La CMM et le Conseil des Indiens ont soumis des commentaires sur la version préliminaire des documents. Le 14 décembre 2001, l'OCNEHE a rencontré le Conseil des Indiens pour examiner le projet à la suite de la publication de la version préliminaire de la Portée de l'évaluation environnementale en novembre 2001. Des exemplaires du document final de la Portée de l'évaluation environnementale ont été envoyés le 18 décembre 2002.

En février 2002, EnCana a tenu une réunion préliminaire avec le Conseil des Indiens pour partager l'information sur le projet et mieux comprendre les questions soulevées. Par la suite, quatre réunions ont eu lieu : en mai, en juillet et en août. Le Conseil des Indiens et EnCana sont en processus d'élaboration d'un protocole d'entente et de coopération qui guidera le processus de communication.

Le 1^{er} mars 2002, des exemplaires de la version préliminaire du REA ont été envoyés par l'OCNEHE au Conseil des Indiens, à la CMM, à l'UNSI et à Eskasoni Fish & Wildlife Commission. Des réponses sont arrivées de la CMM et du Conseil des Indiens. De plus, EnCana a financé une étude de la version préliminaire du REA par l'Unama'ki Institute of Natural Resources. Le rapport détaillé de cette étude effectuée par Trevor Kenchington a été endossé par les cinq chefs du Cap Breton et soumis à l'OCNEHE le 24 avril 2002. Les réponses aux questions et enjeux soulevés par ces trois organisations se trouvent dans l'addenda 1 et sont incorporées dans le REA.

Des réunions avec le CMM se sont tenues le 19 juillet et le 12 septembre 2002, pour débattre des questions relatives aux connaissances écologiques traditionnelles. EnCana poursuivra les discussions avec le CMM, afin de s'assurer que de nouvelles études sont réalisées avant le début de la construction.

À la suite du dépôt de la version préliminaire du REA, EnCana a envoyé plusieurs lettres à la CMM et à l'UNSI sollicitant une rencontre pour discuter du projet et présenter toutes les questions et les enjeux reliés au projet. En septembre 2002, le comité technique de l'Assembly of Nova Scotia Mi'kmaq Chiefs a tenu son assemblée ordinaire et a étudié la réponse aux demandes provenant du secteur des hydrocarbures. Au cours de l'automne 2002, EnCana rencontrera des représentants de l'UNSI et de la CMM pour discuter du projet. À la suite de cette rencontre, des présentations seront faites à l'équipe technique et à l'Assembly of Nova Scotia Mi'kmaq Chiefs.

En juin 2002, EnCana a entrepris divers projets pour traiter les questions soulevées concernant les possibilités de contrats et d'emploi durant le projet. EnCana a engagé un cabinet à direction autochtone, le Diversity Management Group, et son sous-traitant, Lafford Business Services, pour créer une base de données des compagnies possédées par des membres de groupes traditionnellement sous-représentés (les Autochtones, les minorités visibles, les personnes ayant une déficience et les femmes dans des rôles non traditionnels) afin de faciliter les possibilités d'approvisionnement et de contrat.

5.3.4 Phase IV – Communication continue

Les activités permanentes avec la communauté autochtone comporte les éléments suivants :

- rencontre avec les représentants de l'UNSI et de la CMM;
- présentation à l'équipe technique;
- présentation à l'Assembly of Nova Scotia Mi'kmaq Chiefs;
- discussions permanentes avec le CMM au sujet de l'utilisation à des fins traditionnelles de la terre et de l'eau au voisinage du point d'arrivée à terre;
- réunions suivies avec le Conseil des Indiens pour mettre au point le processus d'élaboration d'un protocole d'entente et de coopération, partager l'information et travailler dans le but d'établir des liens mutuellement profitables;
- discussions suivies avec la communauté autochtone concernant les possibilités de formation, d'emploi, et de contrat;
- distribution de bulletins d'information comportant les dernières nouvelles du statut du projet à la communauté autochtone;
- mise à disposition d'un numéro d'appel sans frais qui permettra aux gens de faire part de leurs questions d'intérêt spécial ou demander de l'information;
- mise à disposition de l'information sur le site Web;

- possibilités courantes d'obtenir des commentaires durant la dernière période de révision du REA;
- discussions suivies sur le projet selon la demande de la communauté autochtone.

5.4 Intégration des questions et des enjeux dans la planification du projet

Par le biais des communications préliminaires, des rencontres avec les parties intéressées, des deux séries de portes ouvertes, des réunions avec les pêcheurs et des séances avec les ONGEs, EnCana a recueilli une grande diversité de questions, d'observations et de points de vue. En envisageant les questions et les enjeux plus largement qu'ils n'apparaissaient, EnCana a été en mesure d'identifier les principales questions nécessitant de l'attention et une évaluation. Parmi les principales questions soulevées on retrouve :

- la technologie de de l'épurateur d'eau de mer;
- la technologie d'injection de gaz;
- le traitement extracôtier par opposition au traitement côtier;
- le gaz acide;
- le tracé du pipeline extracôtier;
- le tracé du pipeline côtier et l'emplacement des installations;
- les effets sur la pêche;
- les effets cumulatifs;
- l'emploi et la formation;
- les enjeux pour les autochtones;
- et des sujets d'ordre général.

Les questions et les enjeux identifiés au cours du processus de consultation ont été examinés de près et acheminés aux départements concernés d'EnCana ainsi qu'à des consultants compétents afin d'être pris en compte lors de la planification et de la conception du projet ainsi que pour l'évaluation environnementale et socio-économique. EnCana a répondu aux questions et aux enjeux de diverses manières, notamment en répondant immédiatement par des portes ouvertes et des réunions, des communications complémentaires, et également dans le cadre de l'évaluation environnementale et socio-économique. Par exemple, l'injection de gaz acide a été choisie comme option plutôt que l'épurateur d'eau de mer bien que le coût en soit plus élevé, puis une solution technique d'utilisation des condensats a éliminé le besoin d'un pipeline de condensats, diminuant ainsi le nombre de pipelines et minimisant les impacts de la construction.

5.5 Intégration dans la planification du projet

Le processus de communication et de consultation publique entrepris et en cours pour le projet Deep Panuke a permis d'identifier diverses questions, enjeux et points de vue reliés à ce projet. Ces observations ont été mises à profit par les planificateurs du projet et les équipes d'évaluation environnementale et socio-économique dans le but :

- d'identifier les questions et les enjeux en matière environnementale et socio-économique et de les intégrer dans les évaluations;
- de faire ressortir ces questions et de les porter à l'attention de l'équipe du projet pour qu'elles soient prises en compte lors de la planification afin d'améliorer la conception du projet;
- de compléter l'information et la connaissance sur l'environnement, les caractéristiques naturelles et les composantes environnementales valorisées pour faciliter le tracé, l'implantation et la conception afin de minimiser les effets néfastes pour l'environnement.

EnCana a répondu aux questions et aux préoccupations soulevés par les intervenants durant le processus de consultation publique de diverses façons. Les réponses aux sujets et aux questions particulières soulevées durant l'examen de la version préliminaire du REA sont mentionnées dans l'addenda 1. Le tableau 5.2 présente les moyens par lesquels les questions et les préoccupations ont été traités. Tel qu'il est mentionné dans les rapports de planification, EnCana s'est engagé à continuer la discussion avec la communauté autochtone et la consultation avec les intervenants et le public.

Tableau 5.2 Résumé de l'intégration des principales questions	
<i>Question et enjeux fondamentaux</i>	<i>Réponse</i>
Technologie de l'épurateur d'eau de mer	
<ul style="list-style-type: none"> • Décharge des substances délétères • Impact sur les poissons et autres organismes aquatiques • Exemples antérieurs démontrés 	<ul style="list-style-type: none"> • Les experts techniques et scientifiques ont sérieusement étudié les prévisions des effets et les améliorations reliées à la technologie. D'autres technologies et moyens de traitement des gaz acides ont été aussi évalués. À la suite de ces évaluations, la technologie de l'épuration d'eau de mer a été remplacée par celle de l'injection de gaz acide.
Technologie d'injection de gaz	
<ul style="list-style-type: none"> • Sécurité et fiabilité de la technologie à court et à long terme • Possibilité d'infiltration ou de fuite accidentelle de gaz acide 	<ul style="list-style-type: none"> • L'injection de gaz acide est une technologie bien connue et bien éprouvée. Une ingénierie adéquate garantira la sécurité et la fiabilité durant le cycle de vie complet de l'injection et du stockage des gaz acides. La formation géologique où l'injection aura lieu sera choisie dans le but d'éliminer les possibilités de fuites accidentelles. L'information sur ces détails sera offerte au public et aux autorités de réglementation dès qu'elle sera finalisée.
Traitement extracôtier par opposition au traitement côtier	

Tableau 5.2 Résumé de l'intégration des principales questions

<i>Question et enjeux fondamentaux</i>	<i>Réponse</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Raisons de la décision du traitement extracôtier, transparence du processus décisionnel d'EnCana • Questions relatives à l'environnement, à la santé et à la sécurité • Moins d'avantages en matière d'emplois et d'installations sur la côte 	<ul style="list-style-type: none"> • Discussion prolongée avec les intervenants lors des portes ouvertes et des réunions. EnCana a identifié le traitement extracôtier comme l'option choisie. Se référer à la section 2.10.2.5 du REA pour des détails supplémentaires. • D'autres scénarios et les impacts reliés, les risques et les avantages ont été évalués. L'information se trouve dans la section 2.10 du REA. • Des emplois seront offerts sur la plate-forme maritime de forage et dans l'industrie de service.

Gaz acide

<ul style="list-style-type: none"> • Sécurité, fiabilité et impacts environnementaux reliés au traitement et à l'élimination • Questions spécifiques reliées au gaz acide et concernant l'île de Sable 	<ul style="list-style-type: none"> • Information fournie par des portes ouvertes, des séances d'information sur l'épurateur d'eau de mer, des séances avec l'ONGE et les pêcheries, et le CLIE • Information supplémentaire offerte par le biais du site web, de bulletins d'information, de fiches de renseignement et d'articles de journaux. • Les sujets santé et sécurité, et planification des mesures d'urgence seront traités en détail dans les procédures d'EnCana, formation et mesures d'urgences. • Continuer à rencontrer le Sable Island Preservation Trust pour discuter des plans d'urgence.
--	---

Tracé du pipeline extracôtier

<ul style="list-style-type: none"> • Perte d'accessibilité et de possibilité de pêche • Emplacement du pipeline • Méthodes de construction du pipeline • Impact sur les habitats sensibles sur le plan écologique et/ou commercial • Effets de la construction et de l'opération du pipeline 	<ul style="list-style-type: none"> • Réunions avec les pêcheurs semi-hauturiers et hauturiers pour comprendre les questions et en discuter. • Continuera à rencontrer les intervenants pour discuter du tracé du pipeline et des méthodes de construction dès que les informations seront disponibles. • EnCana a aussi discuté avec les intervenants sur le besoin de minimiser les impacts de la «corridorisation» du pipeline et de la prise en compte des contraintes en matière écologique. • EnCana négociera des accords de compensation avec les pêcheurs indépendants pour atténuer les pertes financières prouvées à la suite de déversements et de dommages aux bateaux et engins de pêche et de la perte de possibilité de pêche. • Travail avec NSPFLG pour établir un plan standard de compensation pour l'industrie.
---	--

Tracé du pipeline côtier et emplacement des installations

Tableau 5.2 Résumé de l'intégration des principales questions

<i>Question et enjeux fondamentaux</i>	<i>Réponse</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Intégration aux plans municipaux pour le parc industriel • Impacts sur les résidents locaux • Droits miniers le long du tracé du pipeline 	<ul style="list-style-type: none"> • Consultation en cours avec la municipalité concernant les exigences du tracé choisi dans le parc industriel. • Une construction côtière PPE sera développée (voir l'annexe D du REA). • Le processus du choix de l'emplacement prendra en compte les contraintes en matière d'ingénierie, d'environnement et de socio-économie. • Les questions de droits miniers ont été envoyées au conseil juridique.
Effets sur la pêche	
<ul style="list-style-type: none"> • Perte de possibilité de pêche • Dommages aux bateaux et engins de pêche : compensation • Impacts sur les espèces et l'habitat • Effets de la canalisation sur la pêche semi-hauturière et l'aquaculture • Échéancier de la construction • Oil and Gas Observer Program Canada (OGOP) • Soutien pour une surveillance côtière efficace • Possibilités de fournir des services au projet pour les pêcheurs locaux • Concentration des effets dans une zone : pourrait être considérée encore comme une pénalité supplémentaire pour le même groupe de pêcheurs. • Bruit du pipeline : effets sur le thon et le crabe • Consultation : devrait être organisée de façon efficace «direct au but» et ne devrait pas exiger beaucoup de temps 	<ul style="list-style-type: none"> • EnCana compensera les pêcheurs indépendants touchés. • Des réunions suivies avec les pêcheurs locaux, organisées par GCIFA pour discuter du tracé du pipeline et des techniques de construction. • Établir un comité de liaison avec les pêcheries locales et travailler avec lui avant le début de la construction. • La construction n'aura pas lieu durant la saison du homard • OGOP engagé en janvier 2002. • EnCana s'est engagé à rendre toutes les données de SEE disponibles au public. Consulter l'annexe D du REA pour avoir plus de renseignements sur PSEE. • EnCana utilisera des bateaux locaux autant que possible. • La stratégie énergétique provinciale identifie le besoin de mettre au point des corridors de services pour rassembler le pipeline et les autres commodités sous l'eau afin de minimiser la quantité de terrain utilisée pour ces activités. • Continuer à rechercher l'avis des intervenants concernant des méthodes de consultation et de communication plus efficaces et rentables. • Soutien de l'étude ESRF pour la surveillance du bruit/interaction du pipeline. • L'information relative à la contribution de l'industrie de la pêche à l'économie du comté de Guysborough County a été incorporée dans ERSE. • S'efforcer de développer un accord de principe de coopération avec les représentants de la pêche hauturière.
Effets cumulatifs	

Tableau 5.2 Résumé de l'intégration des principales questions

<i>Question et enjeux fondamentaux</i>	<i>Réponse</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Sur les éléments écologiques et commerciaux de valeur de l'environnement marin. • Du développement du pétrole et du gaz : les facteurs économiques et sociaux côtiers et extracôtiers. • Besoin d'une planification régionale extracôtère intégrée avant d'autre développement extracôtier • L'ONGE ne peut passer du temps en consultation projet par projet : préférerait concentrer ses efforts sur les effets cumulatifs et l'utilisation de la planification côtière régionale intégrée. • Augmentation du trafic maritime et de l'activité sismique 	<ul style="list-style-type: none"> • Donner suite à l'évaluation des effets cumulatifs conformément à la <i>LCEE</i>. L'information sur les effets cumulatifs se trouve dans les sections 6.3.9 et 7.4 du REA. • Collaborer avec les autres exploitants par le biais de CAPP pour les futures initiatives reliées aux effets cumulatifs. • Participer avec MPO par CAPP à un programme de planification et de gestion intégrée des océans.
Emploi et formation	
<ul style="list-style-type: none"> • Maximiser les avantages locaux et provinciaux • Préparer de la main-d'œuvre pour les possibilités offertes par le projet 	<ul style="list-style-type: none"> • 2 M \$ de financement pour un projet de formation en mer par l'intermédiaire du Nova Scotia Community College (NSCC) • Soutien permanent pour les projets de formation bâtisseurs des compétences • Offrir l'information sur les exigences de travail et les besoins de formation, dès que c'est possible. • Des présentations ont été faites aux écoles secondaires des comtés de Guysborough et d'Antigonish sur les possibilités de carrière dans le secteur des hydrocarbures. • Lancement d'un projet à l'intention des groupes sous-représentés. • Participation avec CLIE, selon la demande de la municipalité.
Questions reliées aux Autochtones	
<ul style="list-style-type: none"> • Consultation • Historique de l'engagement d'EnCana envers les groupes autochtones • Droits ancestraux des Autochtones • L'étude sur les connaissances écologiques traditionnelles (CET) • Étude archéologique marine autochtone au large 	<ul style="list-style-type: none"> • EnCana s'est engagé à travailler avec les groupes autochtones pour déterminer les meilleurs moyens d'aboutir à des relations mutuellement profitables • Les deux compagnies PanCanadian Energy et l'Alberta Energy Company, fusionnées en avril 2002 pour former EnCana, ont un long historique de travail avec les communautés autochtones • Les questions de droits ancestraux des Autochtones ne sont pas des questions à résoudre entre EnCana et la communauté autochtone, mais une question entre les gouvernements (fédéral, provincial et les Mi'kmaq). Le 7 juin 2002, la Nouvelle-Écosse, le gouvernement fédéral et les Mi'kmaq de Nouvelle-Écosse ont signé un accord-cadre qui engage les parties à travailler ensemble de bonne foi pour résoudre les questions d'intérêt

Tableau 5.2 Résumé de l'intégration des principales questions

<i>Question et enjeux fondamentaux</i>	<i>Réponse</i>
	<p>mutuel. L'un des principaux éléments de l'accord-cadre est le début d'un vaste processus de négociation pour prendre en compte les droits des Mi'kmaq protégé par la Constitution conformément aux droits issus d'un traité, aux droits ancestraux et les revendications des Mi'kmaq au titre autochtone.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Une étude CET a été effectuée dans le même secteur pour le PEES. Une étude du rapport a été effectuée par les Autochtones et a déterminé qu'une petite zone aura besoin d'être étudiée. EnCana effectuera cette étude.
Sujets d'ordre général	
<ul style="list-style-type: none"> • Activités de développement économique • Effet sur l'infrastructure locale • Sites de stockage militaire non marqués 	<ul style="list-style-type: none"> • EnCana fournit les moyens d'accéder à l'information sur les exigences du projet par le biais d'une ligne sans frais et d'annonces dans le futur. • Les impacts sur les infrastructures sont traités dans la section 7.3.4 du REA. • Le ministère de la défense nationale et la Base des Forces canadiennes Halifax (BFC) Halifax, ont confirmé que les installations du projet ne seront pas situées à proximité d'emplacements connus de munition explosive non explosée (UXO). Des études géophysiques en eau peu profonde entreprises sur le site de Deep Panuke et le long du tracé du pipeline l'ont confirmé.

6 ÉVALUATION BIOPHYSIQUE

6.1 Cadre écologique

Les sections qui suivent fournissent une vue d'ensemble du cadre écologique du projet Deep Panuke, y compris l'environnement physique marin, l'environnement biologique marin et l'environnement côtier. L'information dans cette section provient de sources diverses : études sur le terrain, documentation existante, expérience tirée du projet Cohasset et données du PEES EEM (Programme de surveillance des effets environnementaux du PEES) à la disposition du public dans les comptes rendus du SEEMAG (Groupe consultatif de surveillance des effets environnementaux de la compagnie Sable Offshore Energy Inc.).

À la section 5, l'énoncé des incidences environnementales (EIE) de la Mise en valeur du gisement Deep Panuke présente une description plus détaillée de l'environnement biophysique de la région, avec de l'information supplémentaire dans le Document réponse (addenda 1).

6.1.1 Environnement physique marin

6.1.1.1 Climatologie

La période d'enregistrement d'une station du Service météorologique du Canada (SMC) située dans l'île de Sable est suffisamment longue pour calculer les valeurs normales du climat. Le climat de l'île de Sable est vraisemblablement typique des régions côtières de la Nouvelle-Écosse, y compris la région visée par le projet, bien qu'on ait remarqué une vitesse des vents légèrement inférieure à celle observée sur les navires en mer (Walker et Wilson 1984).

La température moyenne quotidienne de l'île de Sable est de 7,5 °C, allant de &1,3 °C en février à 17,6 °C en août. La température maximale quotidienne varie de 1,4 °C (février) à 20,3 °C (août) et la température minimale quotidienne, de &4,2 °C (février) à 14,8 °C (août). Des températures extrêmes à l'île de Sable ont atteint près de %30 °C en été et peuvent descendre au-dessous de &20 °C en hiver (SMC 2001). Ce cycle des températures est d'environ 10 °C inférieur à celui des stations côtières en raison de l'influence régulatrice de l'océan. Pendant l'hiver, les cycles de gel-dégel sont courants et peuvent entraver les activités de construction.

La précipitation annuelle moyenne dans l'île de Sable se situe autour de 1411 mm et varie de 99,6 mm en mai à 148,4 mm en janvier. La pluviosité annuelle totale est d'environ 1281 mm, allant de 81,7 mm en février à 141,5 mm en novembre. La pluie est courante au cours de l'hiver, et le passage d'un cyclone s'accompagne généralement de neige précédant le front chaud, de pluie verglaçante pendant le

passage du front et de pluie dans le secteur chaud du système. La précipitation annuelle de neige est d'environ 122,4 cm et elle tombe habituellement de novembre à mai. Le nombre de jours de précipitation mesurable par année dans l'île de Sable est normalement de 183, allant de 12 en août-septembre à 20 en décembre-janvier. Le nombre de jours de précipitation verglaçante par année est normalement de cinq (généralement de décembre à juin), et il y a 130 jours de brouillard par année, allant de quatre en décembre à 22 en juillet (SMC 2001).

Les vents dominants de la région sont de l'ouest, en provenance surtout de l'ouest ou du sud-ouest. La vitesse moyenne des vents varie de 18 km/h du sud-ouest en juillet/août à 32 km/h de l'ouest en janvier. La vitesse de pointe varie de 74 km/h de l'est en juillet à 130 km/h de l'ouest en novembre, avec des rafales allant de 100 km/h de l'est en juillet à 174 km/h de l'ouest en novembre (MSC 2001).

6.1.1.2 Qualité de l'air

En général, la qualité de l'air des zones extracôtières de Nouvelle-Écosse est excellente. À l'exception de sources isolées comme les émissions provenant des moteurs de navires en transit dans la région et de quelques plate-formes d'exploration et de production, il n'y a aucune source locale de pollution de l'air. Le faible niveau de polluants atmosphériques observé dans la région étudiée peut être attribué au transport interurbain le long de la côte de l'Atlantique et dans le nord-est des États-Unis.

Il est probable que la qualité de l'air dans la région étudiée soit conforme aux objectifs souhaitables de la classification fédérale et bien à l'intérieur des limites provinciales, comme en témoignent les résultats du Programme de surveillance côtière des effets environnementaux du Projet énergétique de l'île de Sable à l'usine de traitement de gaz de Goldboro (SOEI 2001a). Ces résultats indiquent des concentrations détectables, et certaines non détectables, de NO_x lorsque le vent soufflait de l'usine vers la station de surveillance. Le niveau de ces concentrations était en général semblable au niveau de NO_x lorsque la direction du vent était différente, c'est-à-dire très bas, et probablement dû à la circulation automobile sur la route locale. La population locale a déjà manifesté certaines inquiétudes au sujet du panache visible de la torche de l'usine de traitement de gaz; toutefois, la surveillance de la pollution atmosphérique n'a permis de détecter aucun effet important (SOEI 2001a).

6.1.1.3 Océanographie physique

Les sources les plus récentes et les plus complètes de données sur les vagues à Panuke ont été analysées en détail par EnCana (2001b). Les données sur les vagues du champ Cohasset recueillies au cours de son exploitation entre 1993 et 2000 fournissent de l'information sur les hauteurs maximales moyennes des plus grosses vagues bien formées par mois (Hsig). Ces données indiquent que la moyenne mensuelle Hsig varie de 1,3 m en juin-juillet à 3,4 m en janvier. Les Hsig maximales varient de 4,0 m

en juin à 11,8 m en janvier. Quant aux vagues extrêmes annuelles, les Hsig maximales pour les périodes de retour de 1, 10 et 100 ans sont de 16,3 m, 20,0 m et 23,7 m respectivement.

Les composantes de la marée de l'île de Sable, rapportées par le Service hydrographique du Canada, indiquent une marée maximale de 1,6 m au-dessus du niveau de référence. Quant aux marées de tempêtes au-dessus du niveau moyen de la mer, le niveau annuel maximal des eaux à Halifax semble indiquer une houle centenaire de 0,7 m, avec une hauteur de crête de l'onde de retour de 16,3 m sur 100 ans.

Les raz de marée (tsunamis), ou ondes de longue période créées par des mouvements à grande échelle du plancher océanique causés par un tremblement de terre, un glissement de terrain ou une éruption volcanique, peuvent causer des dommages dans les régions côtières peu profondes. Un tel événement est considéré extrêmement peu probable (environ 1 tous les 10 000 ans).

Le courant dominant est un flot du sud-ouest le long de l'accroche du plateau qui varie avec les saisons, dont l'origine remonte à des événements dans les mers du Labrador et du Groenland. Ce courant de l'accroche du plateau est prédominant en toutes saisons, avec un flot maximum près de la surface de 30 cm/s pendant la saison hivernale, et des taux plus bas au cours de l'été. Le flot le plus puissant est à environ 200 m de profondeur et diminue en allant vers la côte. Plus loin sur la côte, le courant du sud-ouest provenant de la Nouvelle-Écosse est prédominant en toutes saisons, avec des vitesses de pointe près de la surface de 30 cm/s. Une caractéristique persistante du flot saisonnier est le tourbillon partiel dans le sens des aiguilles d'une montre autour de l'île de Sable et du banc Western. Ce flot a une forte composante saisonnière, mais la modélisation numérique indique que le tourbillon global est à son plus faible et le moins fermé au printemps, et sa partie ouest ainsi que son centre s'étendent le plus à l'ouest en hiver. Les vitesses se situent en général entre 5 et 15 cm/s. Les courants associés aux marées semi-diurnes et diurnes sont de force modérée, allant principalement dans le sens des aiguilles d'une montre et tournant à des vitesses moyennes ne dépassant pas 25 cm/s.

Les icebergs proviennent des glaciers du Groenland d'où ils dérivent avec le courant du Labrador, se décomposant généralement sur les Grands Bancs de Terre-Neuve. Les données d'observation des icebergs provenant des rapports de la Patrouille internationale des glaces pour la période de 1960 à 2000 indiquent la présence d'un iceberg de classe moyenne (16 à 45 m au-dessus du niveau de l'eau; 61 à 120 m de largeur ou de longueur) juste au large du cap de Canso et un iceberg de petite taille (5 à 15 m au-dessus du niveau de l'eau; 15 à 60 m de largeur ou de longueur) à l'extrémité ouest des bancs de l'île de Sable.

Au site de Deep Panuke, la fréquence de présence de la glace est inférieure à 1 %. Dans la région côtière autour Country Harbour, la fréquence de présence de la glace peut s'élever jusqu'à 33 % pendant la première semaine de mars et se situer entre 1 % et 15 % en février et le reste de mars. La

médiane de 30 ans du type prédominant de glace est la glace jeune ou blanchâtre (moins de 30 cm d'épaisseur) en février, la glace grise (moins de 15 cm d'épaisseur) durant la première semaine de mars, et la glace de première année (jusqu'à 70 cm d'épaisseur) pour le reste de mars (Environnement Canada 2000).

6.1.1.4 Qualité de l'eau

La qualité des eaux de mer désigne l'état de l'environnement physique et chimique que représente le milieu aquatique qui assure le maintien de la faune et la flore marine. L'annexe F fournit les données disponibles sur la qualité de l'eau pour la région de Deep Panuke.

La composition chimique de l'eau de mer est complexe, toutefois les concentrations relatives des ions principaux sont généralement constantes dans tous les océans (Culkin 1965). Environ 86 % de la teneur totale en sel dans l'eau de mer est dû aux ions sodium et chlorure, les ions magnésium et sulfate apportant une contribution additionnelle de 11 %. D'autres ions sont présents en concentrations beaucoup plus faibles.

Le pH de l'eau de mer est relativement constant dans tous les océans et varie de 7,5 à 8,4 (moyenne = 7,8) (Wilson 1975). Les valeurs mesurées de pH dans les eaux de surface de la région du projet varient de 8,05 à 8,11, dans les eaux intermédiaires (environ 30 m de profondeur) de 8,03 à 7,96 et dans les eaux de fond (>60 m de profondeur) de 8,02 à 7,89 (base de données BIO BioChem 2001).

L'oxygène dissous est essentiel à la respiration des organismes aquatiques. La solubilité de l'oxygène dans l'eau de mer dépend de la salinité, de la température et de la pression. On attribue les sources principales d'oxygène dissous dans l'eau de mer aux échanges avec l'atmosphère et à la production par les plantes marines. Les eaux dans la région du projet sont peu profondes même si elles présentent une stratification thermique de mai à octobre, (Petrie et coll. 1996). En conséquence, les concentrations d'oxygène dissous seront probablement au niveau de saturation ou près de celui-ci, avec des valeurs de l'ordre de 8 à 10 mg/L. Il n'y a aucune indication selon laquelle la demande d'oxygène dans une des zones de la plate-forme Scotian est assez élevée pour épuiser l'oxygène dissous au point où la faune et la flore marine en serait affectée (Fornier et coll. 1977).

Il n'existe que peu de valeurs publiées sur les particules en suspension pour la région de Deep Panuke. Les données recueillies au banc d'Émeraude en 1970 indiquent une variation de 5,5 mg /L à la surface, augmentant à 10,1 mg /L à 20 m puis diminuant à 4,0 mg /L au-dessous de cette profondeur. Les données reflètent la forte influence de l'activité biologique pendant et après la prolifération printanière. Toutefois, les observations semblent indiquer que les concentrations de particules en suspension du banc de l'île de Sable sont beaucoup plus basses que celles mesurées au banc d'Émeraude (SOEP 1996a).

Des données sur la concentration de substances nutritives dans la région de Deep Panuke et les régions adjacentes ont été rendues disponibles à la suite du Programme d'étude de l'ichthyoplancton de la plateforme Scotian (SSIP) et d'autres programmes (O'Boyle et coll. 1982; Petrie et coll. 1996). On a observé des concentrations de nitrite (sous la forme de $\text{NO}_2\text{-N/L}$) dans la zone euphotique variant de 5,0 à 10,0 μg au début du printemps, diminuant par la suite et demeurant faibles entre 0,5 et 1,5 μg pendant l'été, avant de remonter lentement au cours de l'automne de 0,5 à 10,0 μg . Des concentrations de phosphate (sous la forme de $\text{PO}_4\text{-P/L}$) varient de 0,6 à 0,9 μg au début du printemps, diminuent au cours de l'été dans l'intervalle de 0,1 à 0,2 μg et demeurent autour de ce niveau au cours de l'automne (annexe F).

L'apport de métaux à l'état de traces dans la région de Deep Panuke varie en fonction des apports naturels et humains en provenance de la Nouvelle-Écosse, du golfe Saint-Laurent et, dans une moindre mesure, du transport atmosphérique du centre et de l'est de l'Amérique du Nord. Les concentrations prévues de métaux à l'état de traces dans la région du SOEP varient de 0,002 Fg /L (mercure) à 25 Fg /L (baryum) (annexe F).

Comme la température, la salinité est un facteur important de la qualité de l'eau de mer. Les données fournies dans Petrie et coll. (1996) montrent que la salinité moyenne en surface varie d'une valeur minimale de 31,30 en décembre à une valeur maximale de 32,34 en avril. À une profondeur de 10 m, la salinité moyenne est à son plus bas en novembre (30,96) et atteint son maximum en avril à (32,30). À une plus grande profondeur, autour de 50 m, la salinité moyenne est à son plus bas en février (31,69) et de nouveau à son plus haut en avril à (32,65) (Petrie et coll. 1996).

Les hydrocarbures de sources biosynthétiques récentes ainsi que de sources pétrogénétiques sont toujours présents dans l'environnement marin. Il est raisonnable de supposer que les concentrations dans la colonne d'eau se situeront au seuil de détection à cause de la grande distance de tout centre à forte densité de population et très industrialisé. Cependant, on pourrait trouver quelquefois des quantités détectables à cause de l'évacuation illégale d'eau de cale par les navires dans la région.

La température, de même que de nombreux processus chimiques et biologiques, influe sur presque toutes les propriétés de l'eau de mer. La température annuelle de la mer dans les environs du projet varie d'un minimum de 1,55 °C en février à un maximum de 16,36 °C en septembre, à une profondeur de 10 m (Petrie et coll. 1996).

Bien que la présence de biphényles polychlorés (BPC) et de différents pesticides organohalogénés (surtout le DDT) a été largement étudiée, il n'existe pas de données sur ces composants pour les eaux de la région de Panuke. Néanmoins, il n'y a aucune raison de s'attendre à des concentrations importantes de ces composants ou de substances apparentées dans la région.

6.1.1.5 Qualité des sédiments

Des études sur la qualité des sédiments ont été entreprises antérieurement dans l'ensemble de la région. La qualité des sédiments dans le champ de Cohasset, à environ 1400 m au SSE de la Plate-forme existante de Panuke, a été caractérisée en 1993 (John Parsons & Associates 1994) et en 2000 (JWEL 2000b).

La qualité des sédiments à l'emplacement du puits de Deep Panuke a été caractérisée en décembre 2001 (JWEL 2002). Le tableau 6.1 fournit l'intervalle et les concentrations moyennes des paramètres de qualité des sédiments. Le sable est le sédiment prédominant à l'emplacement du puits. Des concentrations de carbone et de métaux à l'état de traces dans les sédiments sableux à l'emplacement du puits se situent à des taux caractéristiques du substratum du banc de l'île de Sable. La concentration de baryum à l'emplacement du puits varie de 150 à 230 mg/kg, ce qui se situe dans les limites des niveaux naturels sur le banc de l'île de Sable. Dans seize des vingt stations d'échantillonnage à l'emplacement du puits de Deep Panuke, les concentrations d'hydrocarbures pétroliers totaux étaient inférieures à la limite de détection de la méthode d'analyse en laboratoire. Quatre stations présentaient des quantités détectables d'hydrocarbures dans les limites des niveaux naturels pour la plate-forme Scotian (JWEL 2002).

Paramètre	LEQ	Unité	Min	Max	Moyenne	Écart type
Carbone total	0,1	g/kg	0,2	0,7	0,24	0,11
Carbone organique total	0,1	g/kg	0,1	0,2	0,19	0,03
Carbone inorganique total	0,1	g/kg	< 0,1	0,5	0,18	0,16
Benzène	0,025	mg/kg	< 0,025	< 0,025	0,00	0,00
Toluène	0,025	mg/kg	< 0,025	< 0,025	0,00	0,00
Éthylbenzène	0,025	mg/kg	< 0,025	< 0,025	0,00	0,00
Xylènes	0,05	mg/kg	< 0,05	< 0,05	0,00	0,00
>C10-C21 (Combustible)	0,25	mg/kg	< 0,25	0,533	0,16	0,10
>C21-C32 (Lubrifiant)	0,25	mg/kg	< 0,25	0,642	0,08	0,14
Aluminium	10	mg/kg	10 000	15 000	12 318,18	1170,53
Antimoine	2	mg/kg	<2	<2	0,00	0,00
Arsenic	2	mg/kg	2	2	2,00	0,00
Baryum	5	mg/kg	150	230	196,82	19,12
Béryllium	5	mg/kg	< 5	< 5	0,00	0,00
Cadmium	0,3	mg/kg	< 0,03	< 0,03	0,00	0,00
Chrome	2	mg/kg	2	6	3,73	1,03
Cobalt	1	mg/kg	1	1	1,00	0,00
Cuivre	2	mg/kg	< 2	2	1,05	0,22
Fer	20	mg/kg	2100	3700	2704,55	504,72
Plomb	0,5	mg/kg	3,6	5,1	4,35	0,42
Lithium	2	mg/kg	2	3	2,64	0,49
Manganèse	2	mg/kg	24	84	44,50	16,94

Tableau 6.1 Composition des sédiments au site du puits de Deep Panuke						
Paramètre	LEQ	Unité	Min	Max	Moyenne	Écart type
Molybdène	2	mg/kg	< 2	< 2	0,00	0,00
Nickel	2	mg/kg	< 2	2	1,45	0,51
Sélénium	2	mg/kg	< 2	< 2	0,00	0,00
Strontium	5	mg/kg	41	58	49,36	4,77
Thallium	0,1	mg/kg	0,1	0,2	0,12	0,04
Étain	2	mg/kg	< 2	< 2	0,00	0,00
Uranium	0,1	mg/kg	0,2	0,4	0,21	0,05
Vanadium	2	mg/kg	5	9	6,45	1,14
Zinc	2	mg/kg	5	9	6,05	0,90
HAP	0,05	mg/kg	< 0,05	< 0,05	0,00	0,00
LEQ – Limite estimée de quantification (limite de détection en laboratoire)						
Source : JWEL (2002)						

La majeure partie du couloir du pipeline se situe sur un lit de gros sable et de gravier, contenant des traces de limon et d'argile. La teneur en matière organique des sédiments sableux du banc de l'île de Sable est relativement faible. Les concentrations d'organohalogénés et d'autres contaminants lipophiles dans les sédiments de surface sont donc faibles. Le long du couloir du pipeline, les métaux à l'état de traces dont les concentrations étaient les plus fortes sont l'aluminium, le baryum, le fer, le manganèse et le strontium. Il existe une corrélation entre les concentrations de métal et la teneur en limon. Les concentrations d'hydrocarbures pétroliers totaux variant de < 0.25 mg/kg à 5.3 mg/kg le long du couloir du pipeline sont représentatives des concentrations de pétrole du niveau naturel dans les sédiments extra-côtiers de la plate-forme Scotian (JWEL 2002).

Le substratum du fond dans la région proche du rivage se compose principalement de roche allant du gravier à des rochers disséminés dans des bandes de substratum sableux. Les concentrations de carbone sont constantes dans toute la région. Les métaux à l'état de traces dans la région proche du rivage ayant les plus fortes concentrations sont l'aluminium, le baryum, le chrome, le strontium, le vanadium, le zinc et le manganèse. Des sources biogénétiques et pétrogénétiques contribuent à l'apport en hydrocarbures dans les sédiments marins. À l'exception d'un échantillon, les concentrations d'hydrocarbures pétroliers dans la région proche du rivage se situent sous la limite de détection en laboratoire (JWEL 2002).

6.1.1.6 Géologie marine et géomorphologie

La géologie du soubassement de la plate-forme Scotian consiste en deux composants principaux : les métasédiments (socle acoustique) du Cambro-Ordovicien (600 à 440 millions d'années) et le prisme d'accrétion des sédiments du Mésozoïque (225 à 65 millions d'années) et du Cénozoïque (moins de 65 millions d'années) qui forment le bassin Scotian. La croûte du socle acoustique a subi un étirement et un amincissement pendant le fractionnement mésozoïque de Pangée avant le début de l'étalement du

plancher océanique dans le nord de l'océan Atlantique. L'affaissement et l'érosion de la croûte continentale côtière que ce morcellement a entraîné a créé l'accumulation épaisse des sédiments mésozoïques et cénozoïques, qui composent le bassin Scotian.

Les quatre formations quaternaires principales dans la région étudiée recouvrent le socle acoustique et consistent en sédiments glaciaires de la plate-forme Scotian, en limon émeraude, en sable de Sambro, en argile de Lahave et en sable et gravier de l'île de Sable. La formation de sable et de gravier de l'île de Sable est constituée d'un sable fin à grossier, bien disposé, étalé graduellement latéralement jusqu'à du gravier arrondi à très gros grains avec des rochers arrondis. La lithologie des clastes du gravier et des rochers est semblable aux sédiments glaciaires de la plate-forme Scotian. L'épaisseur de l'unité varie jusqu'à 40 m sur le banc de l'île de Sable (Amos et Nadeau 1988).

L'emplacement de Deep Panuke se trouve sur du sable et du gravier de l'île de Sable. La majeure partie des 175 km du pipeline se trouve également sur du sable et du gravier de l'île de Sable, avec de courts passages traversant un affleurement de limon émeraude, de sable de Sambro et d'argile de Lahave. Un équivalent de la zone littorale composé d'argile de Lahave riche en sable se trouve à l'intérieur Country Harbour. Là où la route elle-même croise la plate-forme intérieure, il est probable que le sable et le gravier de l'île de Sable se composent principalement de gravier allant jusqu'à des matières rocheuses, avec des affleurements fréquents de roche-mère.

Des vagues et des courants de tempêtes influent fortement sur le plancher océanique de la plate-forme Scotian, ce qui est très important pour une évaluation géologique superficielle, une gestion du milieu benthique et le développement extracôtier (Amos et Judge 1991).

6.1.2 Environnement biologique marin

6.1.2.1 Benthos marin

La section qui suit décrit l'environnement benthique marin. Cette information provient de l'information existante présentée dans le EIE du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (SOEP 1996a 1996b), données recueillies pour le projet Cohasset (John Parsons & Associates 1994) et dans des levés de terrain menés pour EnCana (JWEL 2000a, 2000b; JWEL 2002).

Les organismes benthiques constituent la source principale de nourriture des espèces commerciales de poissons et sont extrêmement diversifiés. L'établissement et la survie d'assemblages de communautés benthiques marines dans la région du projet de Deep Panuke sont largement imposés par la nature des types de substratum présents dans la région du projet. La présence d'espèces benthiques particulières dépend également des courants, du type de sédiments, de la température, de la salinité et de la qualité et de la quantité de l'approvisionnement alimentaire. Le succès d'un établissement dépend de facteurs

physiques, tels que la température, le niveau de productivité biologique dans les eaux sus-jacentes, le courant de fond, l'énergie des vagues et la stabilité du plancher océanique. Dans les environnements infratidaux proches de la côte, il peut y avoir une variété d'algues marines et une faune correspondante, par exemple, des oursins verts (*Stronglyocentrotus droebachiensis*), des moules, des gastropodes, des étoiles de mer (*Asterias sp*) et des anatifes (*Balanus sp.*).

Ce qui suit décrit l'habitat et les communautés benthiques à l'emplacement du puits du projet, le long du pipeline et au point d'arrivée à terre.

Habitat et communautés benthiques dans l'environnement extracôtier

Trois explorations benthiques ont été menées dans les champs de pétrole et de gaz EnCana à l'ouest de l'île de Sable (John Parsons & Associates 1994; JWEL 2000a et 2000b; JWEL 2002).

La faune benthique du banc de l'île de Sable se caractérise, sur une grande échelle, par un assemblage de plancher océanique de clypéastres (*Echinarachnius parma*), de quahogs nordiques (*Arctica islandica*), de mactres d'Amérique (*Spisula solidissima*) et de pitots (*Solemya velum*) (Mobil Oil Canada 1983).

La tableau 6.2 présente la liste des organismes benthiques présents dans les environs des champs de Cohasset, de Panuke et de Deep Panuke. Le substratum dans ces champs est principalement du sable fin à moyen, bien réparti. Des vidéos subaquatiques des trois levés de terrain montrent que la communauté épifaunique dans ces champs est clairsemée, et le meilleur mot pour définir l'habitat est «stérile»; la communauté de l'endofaune est plus diversifiée. Des assemblages semblables d'espèces sont présents dans ces trois sites. Selon les explorations menées par EnCana en 2001, la majorité des organismes sur ou dans le substratum sont des polychètes (représentant 59,3 à 71,5 % des taxa) suivis des nématodes (21,1 à 36,7 %), des crustacés (1,5 à 4,8 %), des échinides (0,9 à 3 %), des bivalves (0,5 à 2,4 %) et des gastéropodes (0,5 à 1,9 %). Les espèces benthiques endofaunes (c.-à-d., vivant ou se cachant dans les sédiments) qui forment la communauté sont relativement constantes dans les limites de 1000 m de la plate-forme de production proposée de Deep Panuke (JWEL 2000b). La méga-épifaune (c.-à-d. les espèces habitant à la surface des sédiments) observée à l'emplacement du puits de Cohasset comprend des chabots, des natices (*Lunatia triseriata*), des bernards l'hermite (*Pagurus sp.*), des crabes nordiques (*Cancer borealis*) et des anémones de mer (JWEL 2000a). Dans toutes les stations recensées, l'organisme endofaune prédominant dans les limites de 500 m de la plate-forme de Cohasset est le quahog nordique. D'autres bivalves et gastéropodes sont présents et mélangés à des débris de coquillages. Dans le treillis existant de Panuke (dans les limites de 50 à 100 m) des grappes denses de moules bleues (*Mytilus edulis*) sont tombés et fournissent une source de nourriture pour les étoiles de mer, les holothuries (*Cumcumaria frondosa*) et les limandes à queue jaune, dont on a observé le rassemblement dans ces régions (JWEL 2000a). D'autres espèces de mégafaune observées

comprennent des bernards l'hermite et des crabes nordiques. Les organismes communs de l'endofaune dans les limites de 500 m de la structure de Panuke sont les quahogs nordiques, les mactres d'Amérique et les polychètes. La méga-épifaune dans les limites de 500 m du puits H-08 observée comprend des poissons plats et des bernards l'hermite, mais ceux-ci ne sont pas courants (JWEL 2000b).

Tableau 6.2 Macro-invertébrés benthiques observés dans les champs du projet Cohasset et sur l'emplacement du puits de Deep Panuke	
Taxa	Espèces
Nématodes	Aucune espèce observée
Gastéropodes	<i>Cylichana alba</i> (Bulle) <i>Diaphana minuta</i> <i>Lunatia heros</i> (Natrice) <i>Lunatia triseriata</i> <i>Nassarius trivittatus</i> (Nasse de Nouvelle-Angleterre) <i>Oenopota reticulata</i> (Buccin)
Bivalves	<i>Astarte borealis</i> <i>Astarte montagui</i> (astarté) <i>Cyrtodaria siliqua</i> (pitot) <i>Ensis directus</i> (couteau) <i>Mytilus edulis</i> (moule bleu) <i>Serripes groenlandicus</i> <i>Spisula solidissima</i> (mactre d'Amérique) <i>Modiolus modiolus</i> (modiole) <i>Macra</i> (bénitier) <i>Pandora gouldiana</i> <i>Yoldia myalis</i> (amande de mer) <i>Hiatella arctica</i> (pholade arctique) <i>Arctica islandica</i> (palourde américaine) <i>Lunatia triseriata</i> (natrice tachetée) <i>Mactromeris polynyma</i> (mactre de Stimpson)
Polychètes	<i>Ammotrypane cylindricaudatus</i> (vers Opheliid) <i>Anobothrus gracilis</i> <i>Aricidae wassi</i> <i>Asebellides siberica</i> <i>Capitella capitata</i> (Nématodes Capitellid) <i>Cheatozone setosa</i> <i>Clymenella torquata</i> <i>Eteone</i> <i>Euchone elegans</i> <i>Eunicidae</i> <i>Exogone hebes</i> <i>Exogone sp. A</i> <i>Glycera</i> (vers de vase) <i>Glycera dibranchiata</i> (vers de vase)

Tableau 6.2 Macro-invertébrés benthiques observés dans les champs du projet Cohasset et sur l'emplacement du puits de Deep Panuke

Taxa	Espèces
	<p> <i>Goniada maculata</i> <i>Lumbrineris acuta</i> (Nématodes Lumbrinerid) <i>Lumbrineris fragilis</i> (Nématodes Lumbrinerid) <i>Lumbrineris</i> (Nématodes Lumbrinerid) <i>Maldanidae</i> (Clymenella torquata) <i>Nephtys buccera</i> <i>Nephtys discors</i> <i>Nephtys neotenus</i> <i>Nephtys sp.</i> <i>Nereis</i> (Néréides) <i>Nereis zonata</i> <i>Ophelina</i> (Vers Opheliid) <i>Orbibia swani</i> <i>Orbinia ornata</i> (Vers Orbiniid) <i>Parougia caeca</i> <i>Pectinaria granulata</i> <i>Pholoe minuta</i> <i>Phyllodoce groenlandica</i> <i>Polyhysia crassa</i> (Vers en T) <i>Polynoidae</i> (Polychètes) <i>Scolecopsis squamata</i> <i>Scoloplos armiger</i> (Vers Orbiniid) <i>Scoloplos sp.</i> <i>Sigalionidae</i> (Polychètes fouisseurs) <i>Spio filicornis</i> <i>Spionidae</i> (Vers à boue) <i>Spiophanes bombyx</i> (Vers à boue) <i>Syllis sp.</i> <i>Sylliade</i> (Vers Syllid) </p>
Crustacés	<p> <i>Acanthohaustotius millsii</i> <i>Edotea triloba</i> <i>Erichthonius difformis</i> (amphipodes tubicoles) <i>Haustorius arenarius</i> (amphipodes enfouisseurs) <i>Hippomedon serratus</i> <i>Photis macrocoxa</i> <i>Podoceropsis nitida</i> (amphipodes) <i>Psammonyx nobilis</i> <i>Psammonyx sp.</i> <i>Pseudoleptocuma minor</i> <i>Tmetonyx quadratus</i> (amphipodes) <i>Unciola irroratus</i> (amphipodes) <i>Chirodotea tuftsi</i> (idothées) </p>

Tableau 6.2 Macro-invertébrés benthiques observés dans les champs du projet Cohasset et sur l'emplacement du puits de Deep Panuke

Taxa	Espèces
	<i>Cirolana polita</i> (isopodes avars) <i>Diastylis quadrispinosa</i> (cumacés) <i>Eudorellopsis deformis</i> (cumacés) <i>Leptocuma minor</i> (cumacés) <i>Pagurus</i> (bernards l'hermite) <i>Pagurus acadianus</i> (bernards l'hermite d'Acadie) <i>Photis reinhardii</i> (amphipodes) <i>Cirolana polita</i> (isopodes maigres) <i>Aeginella longicornis</i> (cumacés à longue corne) <i>Caligus curtus</i> (poux de poisson) <i>Crangon septemspinosa</i> (crevettes de sable) <i>Lamprops quadriplicata</i> (cumacés) <i>Cancer borealis</i> (crabes nordiques)
Echinides	<i>Echinarachnius parma</i> (clypéastres) <i>Strongylocentrotus droebachiensis</i> (oursins verts) <i>Asterias vulgaris</i> (étoiles de mer) <i>Cumcumaria frondosa</i> (grandes holothuries nordiques)
Source : John Parsons & Associates 1994; JWEL 2000a, 2000b, 2002	

Habitat et communautés benthiques le long du passage du pipeline extracôtier

Une étude des communautés et de l'habitat benthiques extracôtiers a été entreprise par EnCana le long du passage entier du pipeline extracôtier et près des côtes de Deep Panuke. Il existe également un établissement de cartes de l'habitat pour le couloir du pipeline du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (SOEP 1996a; Mobil Oil Canada 1983).

Le tracé proposé du pipeline extracôtier de Deep Panuke mesure 175 km de long et devrait être parallèle au couloir du pipeline existant du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable sur environ 70 à 75 % du tracé. L'EIE du Projet (SOEP 1996a) identifie les communautés benthiques, selon les espèces dominantes, que traversera le pipeline EnCana. La majeure partie du tronçon extracôtier du pipeline projeté sur le banc de l'île de Sable passera à travers une communauté en eau peu profonde qui comprend des clypéastres (*Echinarachinus parma*), des quahogs nordiques et des mactres d'Amérique. Plus près de la côte se trouve une communauté dominée par des modioles (*Modiolus modiolus*) et des ophiures, ce qui coïncide avec le sable pierreux de la formation de sable de Sambro. Tout près de la côte, la communauté benthique est dominée par des modioles et des algues rouges (SOEP 1996b).

Le long du passage du pipeline de Deep Panuke, la distribution d'organismes dépend du type de substratum. Un total de 155 espèces dans 13 classes taxonomiques ont été identifiées à partir des 33

échantillons recueillis le long du tracé. La densité moyenne par station d'échantillonnage est faible et varie entre 1,2 et 7,7 organismes/0,1 m²; toutefois, la diversité (indice de Shannon) est élevée et varie de 1,2 à 0,4 avec une moyenne de 0,90 ($\pm 0,2$).

Habitat et communautés benthiques dans l'environnement proche du rivage

Au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, la région rocheuse infratidale s'étend normalement à environ 15 m sous la laisse de basse mer moyenne et se transforme progressivement en fond sédimentaires de sable ou de gravier. La région intertidale et infratidale à 1 km du point d'arrivée à terre du pipeline consiste en substratum rocheux composé de galets et de rochers avec du sable et du gravier interstitiel.

Le substratum rocheux proche du rivage est important pour l'habitat du goémon, dominé par des anatifes, des bigorneaux (*Littorina littoria*), des buccins, des bernards l'hermite, des oursins verts, des homards (*Homus americanus*), des crabes nordiques (*Cancer irroratus*), des moules bleus et des modioles, des petits crustacés, des polychètes, des bryozoaires, des éponges, des tuniciers et autres invertébrés. Les algues marines sont limitées à des eaux relativement peu profondes en fonction de la disponibilité de la lumière. L'étude du tracé du pipeline de Deep Panuke a révélé un substratum benthique dominé par des peuplements d'algues brunes, des algues filamenteuses rouges et des algues coralliennes proches du rivage. Les plantes marines à fleur (zostères marines et herbes de marais salé) se trouvent principalement dans les régions côtières peu profondes et protégées. La communauté rocheuse infratidale (dans les limites d'environ 100 m de la côte) comprend des crabes nordiques, des homards, des étoiles de mer, des poissons de fond (c.-à-d. des chabots, des limandes à queue jaune, des tanches-tautogues (*Tautogolabrus* sp.) et des moules. Une étude particulière au site le long du tronçon du couloir du pipeline proche du rivage a déterminé que les animaux les plus courants étaient les étoiles de mer et les bivalves.

Le substratum Country Harbour (environ 1 km du point d'arrivée à terre) consiste principalement en roches qui varient du gravier à des rochers disséminés de zones sableuses. La distribution de la communauté épibenthique est éparse avec une forte biodiversité par endroits, et stérile ailleurs; elle est généralement décrite comme un environnement rocheux côtier typique de la côte Atlantique.

La tableau 6.3 présente la liste les espèces observées le long du tracé du pipeline dans la région proche du rivage au cours d'une étude du couloir proposé pour le pipeline.

Tableau 6.3 Espèces observées le long du couloir du pipeline proche du rivage	
Taxa	Espèces
Algues	<i>Laminaria longicuris</i> (goémon)
	<i>Laminaria saccharina</i> (goémon)
	<i>Laminaria digitata</i> (laminaire géante)
	<i>Alaria esculaenta</i> (goémon ailé)
	<i>Agarum cribrosum</i> (passoire de mer)
	<i>Corallina officinalis</i> (algues coralliennes)
	<i>Lithothamnium</i> sp.
	<i>Phymatolithon</i> sp.
	<i>Clathromorphum</i> sp.
	<i>Ascophyllum nodosum</i> (ascophylle noueuse)
	<i>Fucus</i> spp. (fucus bifide)
Echinides	<i>Stronglyocentrotus droebachiensis</i> (oursin vert)
	<i>Asterias</i> spp. (étoile de mer)
Crustacés	<i>Polyplacophora</i> sp. (chiton)
	<i>Cancer irroratus</i> (crabe nordique)
	<i>Homarus americanus</i> (homard)
	<i>Balanus</i> sp. (anatifes)
	<i>Hyas</i> spp. (crabe araignée)
Bivalves	<i>Mytilus edulis</i> (moule bleu)
	<i>Placopecten magellanicus</i> (pétoncle géant)
Gastropodes	<i>Littorina littoria</i> (bigorneau)
	<i>Patella uulgata</i> (patelle)
Source : JWEL 2002	

6.1.2.2 Poissons de mer

Les poissons forment le groupe de vertébrés le plus abondant et le plus diversifié de l'océan; ils comportent 538 espèces enregistrées dans la seule région canadienne de l'Atlantique. Les trois groupes principaux de poissons sont représentés dans les eaux de la Nouvelle-Écosse : poissons sans mâchoire, cartilagineux et osseux (NSM 1997). Les espèces commerciales familières de poissons de mer en Nouvelle-Écosse ne constituent qu'une petite proportion du nombre total d'espèces. De nombreuses espèces moins connues, mais dans certains cas abondantes, vivent dans les divers habitats marins et estuariens.

Des modifications dans les assemblages d'espèces ont donné naissance aux tendances suivantes au cours des deux dernières décennies :

- le nombre de poissons de fond a diminué abruptement;
- le nombre d'invertébrés a augmenté;
- il y a eu un virage total vers des activités de récolte des niveaux trophiques inférieurs (c.-à-d., les invertébrés).

Habitat et occurrence

On peut diviser les poissons de mer susceptibles de se trouver dans les eaux au large de la Nouvelle-Écosse en cinq groupes : les poissons des estuaires et des ruisseaux côtiers; les poissons de fond; les espèces pélagiques; les espèces infrapélagiques (profondeur intermédiaire); les espèces exotiques d'eaux chaudes et de l'Arctique de l'Est. Les environnements dans les eaux peu profondes offrent davantage d'occasions de spécialisation et abritent donc une grande diversité d'espèces. Plus au large, la diversité des espèces est moins grande mais la biomasse est élevée (NSM 1997).

Espèces côtières et estuariennes

On trouve couramment jusqu'à 20 espèces de poissons dans les estuaires autour de la côte de la Nouvelle-Écosse. Elles comprennent des espèces qui demeurent dans les estuaires pour leur cycle de vie entier ou qui migrent vers l'eau fraîche pour de courtes périodes de frai. Les poissons anadromes qui passent par les estuaires en route vers les frayères en eau fraîche comprennent le gaspareau (*Alosa pseudoharengus*), le saumon atlantique (*Salmo salar*), l'éperlan (*Osmerus mordax*) et l'alose savoureuse (*Alosa sapidissima*). Les espèces, telles que la truite de mer (*Salmo trutta*), l'omble de fontaine (*Salvelinus fontinalis*) et quatre espèces d'épinoches (*Gasterosteus* sp.), qui vivent normalement en eau fraîche, se nourrissent souvent dans les estuaires côtiers pendant certaines périodes de l'année en raison de l'abondance de nourriture et des températures favorables. Les jeunes de plusieurs poissons de fond et pélagiques (haute mer), comme la morue (*Gadus morhua*), la goberge (*Pollachius virens*) et le hareng (*Clupea harengus harengus*), se nourrissent également dans des environnements côtiers (NSM 1997).

Espèces de poissons de fond

Les poissons de fond se trouvent au large des côtes de même que dans les ruisseaux et estuaires côtiers. Ils habitent près du fond pendant la majeure partie de leur vie adulte. Les eaux peu profondes près de l'île de Sable sont une aire de croissance importante pour beaucoup de jeunes poissons. Les lançons et les jeunes poissons de fond constituent également une source de nourriture pour les phoques et les oiseaux de mer.

Des études sur la Pente Scotian ont classifié les poissons dans divers assemblages. Dans les eaux peu profondes du talus continental (plus de 200 m), les sébastes (*Sebastes* sp.) prédominent. On trouve

également dans ces eaux des merluches blanches (*Urophycis tenuis*), rouges (*Urophycis chuss*) et argentées (*Merluccius bilinearis*), des plies canadiennes (*Hippoglossoides platessoides*), des plies grises (*Glyptocephalus cynoglossus*) et des grandes argentines (*Argentina silus*). Les poissons, plus caractéristiques des eaux du talus continental, se trouvent à plus de 800 m de profondeur (Markle et coll. 1988).

Espèces pélagiques

Les poissons pélagiques voyagent surtout en grands bancs, se nourrissant principalement dans les eaux de surface ou à des profondeurs moyennes. La plupart des espèces font leur proie d'autres poissons pélagiques et sont des visiteurs saisonniers de la région étudiée. Les espèces commerciales clés sur la plate-forme Scotian comprennent le hareng, le maquereau (*Scomber scombrus*), le thon, l'espadon (*Xiphias gladius*) et le requin-taupe commun (*Lamna nasus*). Les autres espèces pélagiques comprennent le capelan (*Mallotus villosus*), dont l'abondance semble avoir augmenté pendant la récente période de température décroissante de l'eau, tout comme de nombreuses espèces côtières et estuariennes.

Espèces infrapélagiques

Les espèces infrapélagiques, y compris les poissons-lanternes (*Myctophidae*), vivent sur le talus continental et on ne les verra vraisemblablement pas dans les eaux côtières. Plusieurs de ces espèces en eau profonde migrent verticalement vers la surface pendant la nuit et vers le fond pendant le jour.

Les données sur les espèces infrapélagiques dans la région étudiée ont été compilées à partir de levés de plan le long de la Pente Scotian de 1984 à 1989 par Halliday et coll. (1995). Plus de 200 espèces de poissons infrapélagiques ont été trouvés. Bon nombre ont une distribution principalement australe, avec un grand nombre d'expatriés provenant des eaux tropicales. Les poissons-lanternes dominaient; les autres espèces prédominantes comprennent les cyclothones (*Gonostomatidae*), les chauliodes (*Chauliodontidae*), les haches d'argent (*Sternoptychidae*), les dragons à écailles (*Stomiidae*), les serrivomers (*Serrivomeridae*), les avocettes (*Nemichthyidae*), les chiens de mer (*Squalidae*), les anguilles à col (*Derichthyidae*) et les grandgousiers (*Eurypharyngidae*).

Espèces exotiques et transitoires

La diversité de l'ichtyofaune côtière au large de la Nouvelle-Écosse est augmentée par nombre de visiteurs exotiques amenés par les courants d'eau chaude de la pente continentale. Des études dans la baie de St. Margarets et dans la baie Prospect ont dénombré 31 espèces provenant d'eaux chaudes, y compris les poissons volants, les hippocampes (*Hippocampus* sp.), les priacanthes et les mulets (*Mugilidae* sp.). Plusieurs espèces de requins sont également présents dans les eaux chaudes du Gulf

Stream. De plus, plusieurs espèces provenant de l'est, comme l'ogac (*Gadus ogac*), le faux-tringle armé (*Triglops murrayii*) et la lycode arctique (*Lycodes reticulatus*), ont été enregistrées dans les régions d'eaux froides sur les bancs et la côte est. Les espèces transitoires dont la répartition géographique est généralement australe et qui migrent chaque saison vers la région étudiée comprennent des espèces comme le thon rouge (*Thunnus thynnus*), l'espadon, le poisson-lune (*Mola mola*) et le requin-pèlerin (*Cetorhinus maximus*). Il y a occasionnellement des espèces côtières, comme le saumon, l'esturgeon (*Acipenser* sp.) et des espèces provenant des eaux profondes comme le grenadier (Macrouridae). Ces visiteurs occasionnels n'ont pas d'importance commerciale locale.

Espèces en péril

Seulement deux espèces de poissons trouvés dans la région globale de la plate-forme Scotian sont actuellement inscrites par le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada (COSEPAC). Ce sont la morue, catégorisée comme une espèce préoccupante et le corégone atlantique (*Coregonus huntsmani*), inscrit comme espèce en danger de disparition (COSEPAC 2002). Le corégone atlantique est un poisson anadrome vivant dans les régions estuariennes et d'eau fraîche du chenal d'écoulement de Tusket River dans le sud-ouest de la Nouvelle-Écosse. Il n'existe aucune preuve que cette espèce migre vers, ou à travers, la région étudiée.

Reproduction et début du cycle vital

Le complexe île de Sable-banc Western est particulièrement important pour les jeunes morues et aiglefin (Frank et coll. 1997). Les bancs et leurs limites sont aussi des frayères pour les morues, les maquereaux, les merlus argentés, les merluches blanches, les aiglefin, les plies rouges, les limandes à queue jaune et les pétoncles géants (*Placopecten magellanicus*) (Davis et coll. 1998). On rapporte que les harengs frayent sur le banc central de l'île de Sable à l'automne (Harris et Stephenson 1999).

Les bancs de l'île de Sable, Western et du Milieu sont des régions de frai et des aires de croissance. Un tourbillon relativement constant permet la rétention des œufs et des larves au-dessus des bancs où les conditions sont favorables à leur développement. Certaines espèces frayent plus ou moins à l'année longue sur le banc de l'île de Sable et sur la majorité de la Pente Scotian.

Le tableau 6.4 résume les périodes de fraie et les emplacements des habitats des principales espèces.

Tableau 6.4 Stades des espèces de poissons se produisant dans la région à l'étude

Espèce	Régions de fraie	Zones de concentration des adultes
Morue	Le banc de l'île de Sable de septembre à mai, période de pointe en novembre et tout l'hiver, une autre période de pointe en mai/juin	Le banc de l'île de Sable (été); partie supérieure de la pente continentale (hiver) à des profondeurs de 65 à 135 m et à des températures de 2 à 10 °C
Flétan de l'Atlantique	Février à mai à des profondeurs d'au moins 183 m. L'emplacement de la fraie est incertain mais se situe sans doute dans la région de la pente	Accore du plateau continental; on en trouve certains dans la partie nord-est du banc de l'île de Sable, en été. Les adultes vivent à des profondeurs de 200 à 500 m; les jeunes poissons vivent en bancs. Températures près de 5 °C.
Aiglefin	Banc de l'île de Sable en avril et en mai	Banc de l'île de Sable et accore du plateau continental à des profondeurs de 50 à 350 m et où le fond est en sable dur ou en gravier.
Goberge	Une partie de la fraie sur le banc de l'île de Sable à la fin de l'été et en automne	Banc de l'île de Sable; rebord de la plate-forme continentale, surtout les zones près du chenal Laurentien à des profondeurs d'environ 185 m.
Sébaste	Accore du plateau continental d'avril à juillet. Donne naissance à des bébés vivants.	Pente Scotian, présent à des profondeurs de 100 à 700 m et à des températures de 3 à 8 °C
Limande à queue jaune	Hauts-fonds du banc de l'île de Sable d'avril au début octobre avec une période de pointe en mai/juin.	Banc de l'île de Sable, généralement à des profondeurs de 37 à 91 m (plus profond en hiver) et à des températures de 2 à 6 °C
Plie grise	plate-forme Scotian et pente continentale de mai à octobre avec période de pointe en juillet/août	Courante sur la pente de la plate-forme continentale à des profondeurs de 50 à 300 m (bien que présente à des profondeurs beaucoup plus grandes) et à des températures de 1 à 11 °C
Plie rouge	Banc de l'île de Sable de mars à juillet	Banc de l'île de Sable
Plie canadienne	Banc de l'île de Sable et certaines régions de la pente de mars à juin généralement à des profondeurs inférieures à 183 m.	Dans toute la région à l'étude à des profondeurs de 73 à 274 m, présente à plus de 700 m et à des températures de 0 à 1,5 °C
Merlu argenté	Hauts-fonds du banc de l'île de Sable de juin à septembre	Banc de l'île de Sable (été) et accore (hiver et printemps). Températures de 7 à 10 °C
Merluche blanche	La fraie se produit probablement dans la région de la pente pendant le printemps et le début de l'été, ainsi qu'à la fin de l'été et au début de l'automne.	Pente de la plate-forme continentale; y compris la région de la pente près du chenal Laurentien. Profondeurs de 50 à 200 m et températures de 3 à 10 °C
Lançon	île de Sable et bancs du Milieu vers la fin novembre et en décembre	Un peu partout sur la plate-forme Scotian reliée à la plupart des bancs extracôtiers, à des profondeurs inférieures à 50 m et à des températures de 1 à 5 °C.
Hareng	Banc de l'île de Sable d'août à octobre	Parties du nord du banc de l'île de Sable
Maquereau	Quelques sites de fraie sur les hauts-fonds du banc de l'île de Sable de juin à août	Migration à travers le banc de l'île de Sable. Quelques-uns dans la région de la pente en hiver.

Adapté de l'OCNEHE 2000b.

Distributions saisonnières

La discussion qui suit sur les déplacements des principales espèces de poissons dans la région à l'étude a été largement adaptée du PEES (SOEP 1996a). Les principaux déplacements saisonniers de poissons comprennent la migration de plusieurs espèces de poissons de fond, y compris la morue et l'aiglefin, à partir des eaux plus profondes et plus chaudes autour des accores des bancs en hiver, vers la surface des bancs en été. Le hareng et le maquereau effectuent également des déplacements importants au

printemps et en automne; les principales concentrations de hareng passent l'hiver dans la baie de Chedabouctou. Les requins se déplacent également vers la plate-forme Scotian lorsque les eaux se réchauffent au printemps, retournant vers le sud en automne. Les grands poissons pélagiques, thon et espadon, présentent des habitudes migratoires également reliées à la température de l'eau; les poissons suivent le Gulf Stream au printemps puis se déplaçant vers le plateau-talus en été. La distribution des pêches offre une bonne indication des régions où les poissons peuvent se trouver à différentes périodes de l'année.

Hiver

Au cours de l'hiver, la plupart des espèces de poissons de fond se déplacent du haut des bancs vers des eaux plus profondes et plus chaudes aux limites des bancs et dans les bassins adjacents (Scott et Scott 1988). Parmi ces espèces, on compte la morue (au large des bancs d'Émeraude, de l'île de Sable et Banquereau), l'aiglefin, le merlu argenté et le maquereau (au large des bancs Western et d'Émeraude), la plie canadienne (au large du banc Banquereau), le sébaste, le loup de mer (*Anarhichas lupus*) et la grande argentine (au large des bancs de l'île de Sable et Banquereau). D'autres espèces plus tolérantes aux températures froides, notamment la limande à queue jaune (bancs Western, de l'île de Sable et du Milieu) et la plupart des espèces de raies (bancs Banquereau et de l'île de Sable), demeurent sur les bancs en hiver. Il faut noter la présence de la plie rouge sur le banc de l'île de Sable. La plie grise, le loup de mer et la baudroie (*Lophius americanus*) semblent demeurer à peu près dans le même emplacement tout au long de l'année (Kulka et Stobo 1981). Les rapports de la pêche d'hiver du hareng indiquent que les poissons ont migré des aires traditionnelles de séjour d'hiver dans la baie Chedabouctou vers une région au large de Halifax (Stephenson et coll. 1995). Les mois d'hiver sont les périodes de pointe de fraie pour plusieurs espèces y compris le lançon d'Amérique (bancs de l'île de Sable, du Milieu et Banquereau) et la goberge (bancs d'Émeraude et Western). On ne trouve pas, en hiver, d'espèces migratoires comme le thon et l'espadon, dans la région à l'étude.

Printemps

Au fur et à mesure que les eaux de surface se réchauffent au printemps, les poissons de fond comme la morue, l'aiglefin, le merlu argenté et la plie canadienne se déplacent vers les eaux peu profondes des bancs. Les espèces d'eaux plus profondes, comme la grande argentine, la merluche blanche et le sébaste, demeurent dans les zones plus profondes à l'accore du plateau. Au printemps, de nombreuses espèces migrent vers les sites de fraie et les aires d'alimentation en passant par la plate-forme Scotian. Le printemps est la période de pointe de la fraie pour les espèces comme le hareng (baie Chedabouctou, Eastern Shore), l'aiglefin (bancs d'Émeraude et Western), la plie canadienne (banc d'Émeraude, banc Banquereau nord), la grande argentine et le sébaste (banc d'Émeraude, accore du plateau). Au cours des dernières années, l'importante période traditionnelle de fraie du printemps de la morue (y compris les régions des bancs de l'île de Sable-Banquereau et d'Émeraude-Western) a presque disparu.

Été

En été, la plupart des poissons de fond sont dispersés sur la partie supérieure des bancs. Les espèces présentes sur les bancs comprennent : la morue (région ouest du banc de l'île de Sable, banc Banquereau), l'aiglefin (banc de l'île de Sable), le merlu argenté, la plie rouge (bancs Western et de l'île de Sable), la plie canadienne, la raie épineuse et le loup de mer (banc du Milieu), la limande à queue jaune (bancs de l'île de Sable et du Milieu), le flétan (banc du nord-est de l'île de Sable), la raie tachetée (régions de l'ouest et du nord-est du banc de l'île de Sable), la grande raie (*Dipturus laevis*) (partie isolée de l'est du banc de l'île de Sable), le lançon (nord de l'île de Sable et banc du Milieu), le maquereau et le calmar (Bancs Western et du Milieu).

Automne

Au début de l'automne, des espèces migratrices présentes sur la plate-forme Scotian se déplacent au large des côtes, vers le Sud. Le maquereau migre vers le Sud en passant par la région des aires d'hivernage le long de la plate-forme au large du banc de l'île de Sable, à partir du mois d'octobre. Le thon, l'espadon et le requin quitte la plate-forme en novembre. Le calmar se déplace au large des côtes vers le Gulf Stream en octobre et en novembre. À la fin de l'automne, alors que la température de surface diminue, les adultes de la plupart des espèces de poissons de fond se déplacent vers des eaux plus profondes aux accores des bancs et des bassins. La morue se déplace vers les frayères de l'île de Sable et du banc Western. L'aiglefin se déplace le long des bancs du Milieu, Western et de l'île de Sable. Le sébaste se déplace vers les accores au sud du banc de l'île de Sable. Les alevins (par exemple, le merlu argenté et l'aiglefin) se déplacent vers des eaux plus profondes. La plie rouge demeure dans les eaux peu profondes des bancs de l'île de Sable et Western.

6.1.2.3 Tortues marines

La tortue bâtarde et la caouane de l'Atlantique, à un moindre degré, sont habituellement confinées aux eaux plus méridionales et ne sont pas aussi fréquentes sur la plate-forme Scotian que la tortue luth. En effet, la tortue bâtarde et la caouane n'ont pas de mécanisme de circulation biophysique à contre-courant propre aux tortues luths actives et qui permet à ces dernières de se réchauffer dans des eaux très froides. Certains pensaient que la fréquence moyenne des cacouanes dans le nord était beaucoup plus au sud (38E 20 min N) que celle des tortues luths (40E 05 min N) (Shoop et Kenney 1992). Cependant, les taux de prises accidentelles récents dans le cadre des activités pélagiques de lignes de fond dans les eaux du Canada atlantique indiquent que les cacouanes sont plus fréquentes, du moins depuis quelque temps, que par le passé (Smith 2001, dans Breeze et coll. 2002). Les navires de lignes de fond américains signalent avoir attraper dans leurs filets 3000 cacouanes sur les côtes de Terre-Neuve de 1992 à 1995 (McAlpine 2001, dans Breeze et coll. 2002).

La tortue luth, qui cherche à se nourrir de méduses (habituellement des *Cyanea* ou *Rhizostoma*, surtout dans les eaux tempérées, et peut-être des amphipodes vivant sur ces méduses), emprunte les eaux près de la plate-forme Scotian à la fin du printemps et au début de l'été, puis se dirige vers le nord en direction du Cap-Breton et de Terre-Neuve. Bien qu'elle soit une espèce à sang froid comme tout autre reptile, la tortue luth est capable de vivre dans des eaux froides en raison d'une épaisse couche de gras, de son important rapport volume-surface et de son mécanisme de circulation biophysique à contre-courant susmentionné (Davenport et coll. 1990, dans Breeze et coll. 2002). De telles adaptations physiologiques permettent aux grosses tortues luths de maintenir leur température corporelle à 18 °C de plus que la température des eaux environnantes (CWS 2001, dans Breeze et coll. 2002). De la fin de l'été au milieu ou à la fin de l'automne, elles se dirigent vers le sud, dans les eaux côtières ou éloignées (M. James, groupe de travail sur la tortue luth, comm. pers. 2001; C. Clark, spécialiste en tortues marines, comm. pers. 2001).

Parce qu'elles pondent sur terre, les tortues marines sont particulièrement vulnérables aux perturbations causées par des activités humaines. La survie de la ponte est non seulement menacée par les prédateurs naturels, mais elle est aussi diminuée par des facteurs anthropiques variés, notamment la cueillette d'œufs, la perte de plages de nidification au profit du développement commercial, l'illumination de plages de nidification, la pollution côtière, l'ingestion de débris de plastique ou d'autres types, la chasse illégale et l'enchevêtrement dans les filets de poissons. Les tortues, particulièrement les tortues marines, mûrissent lentement et semblent se reproduire de façon modérée. Le taux de mortalité naturelle est considérable sur le plan des oeufs et des jeunes tortues. La mort d'adultes reproducteurs, autrement que par l'activité naturelle des prédateurs et la maladie, peut mener à d'importants déclin dans la taille des populations de tortues et éventuellement à leur disparition ou extinction.

Dans les eaux de la Nouvelle-Écosse, les adultes et les jeunes tortues plus grosses peuvent rester prises dans les débris ou les ingérer. Des tortues ont été trouvées entremêlées aux lignes de pêche, aux cordes de casiers à homards et à d'autres équipements de pêche. Il n'est pas rare de voir des tortues marines prises dans les lignes de fond destinées au thon, à l'espadon et autres larges poissons pélagiques. Souvent, ces tortues ont avalé l'hameçon par erreur et plutôt que d'avoir été accrochées. Elles sont relâchées vivantes (J. Brett, photographe local de la nature, comm. pers. 2002); on ignore le taux de survie après la prise et la relâche (Breeze et coll. 2002). Peu d'information a été recueillie concernant les effets directs de l'industrie pétrolière et gazière en mer sur les tortues marines. La présence de structures, le bruit et les perturbations qu'entraînent les navires et les installations de forage sous l'eau, le déversement d'eaux de cale ou d'eaux usées, la décharge d'eaux de refroidissement et d'autres émissions de plates-formes et les déversements accidentels d'hydrocarbures peuvent avoir des répercussions sur les tortues marines (Thomson et coll. 2000). Cependant, la majorité de ces interactions potentielles ne semblent présenter que des effets à court terme.

Selon Thomson et coll. (2000) et Husky Oil (2001), les effets des activités d'exploration et de production routinières sont censées être les mêmes pour les tortues marines que pour les mammifères marins, c'est-à-dire négligeables.

Le déversement accidentel d'hydrocarbures pourrait entraîner des effets néfastes si des tortues marines étaient présentes dans la région. Une exposition prolongée au pétrole pourrait perturber les habitudes alimentaires de ces reptiles, provoquer des lésions globales et histologiques sur la peau, réduire la capacité de diffusion pulmonaire, réduire la consommation d'oxygène et endommager les tissus du nez et des paupières (Thomson et coll. 2000). Cependant, dans le cadre du projet, on prévoit utiliser un condensat qui se dissiperait rapidement lors d'explosions (voir Chapitre 3). Les autres déversements accidentels de la plate-forme ou des navires seraient minimes et localisés. L'interaction potentielle du projet Deep Panuke avec les tortues marines a été jugée négligeable en raison de la très faible probabilité d'un déversement majeur se produise, du Plan de mesures d'urgence (PMU) et du Plan d'intervention en cas de déversement (PID) mis en place et de la gestion efficace des déchets solides. Par conséquent, les tortues marines n'ont pas été l'objet d'une analyse plus approfondie.

6.1.2.4 Mammifères marins

Baleines

Environ 14 espèces de baleines fréquentent régulièrement ou occasionnellement la plate-forme Scotian (tableau 6.5) (Sutcliffe et Brodie 1977; Kenney 1994; Reeves et Brown 1994; Whitehead et coll. 1998; Lucas et Hooker 2000; Palka 2001). Les 14 espèces de cétacés ont fait partie de la zone d'étude, près de l'île de Sable.

Tableau 6.5 Cétacés observés sur la plate-forme Scotian (estimation du nombre moyen par 100 km²)¹			
		Région Est	Région Ouest
Cétacés à fanons (filtreurs)			
Petit rorqual	<i>Balaenoptera acutorostrata</i>	0,23 (0,47)	0,26 (0,53)
Rorqual commun*	<i>Balaenoptera physalus</i>	0,71 (0,40)	1,42 (0,48)
Rorqual bleu ⁺	<i>Balaenoptera musculus</i>	0 -	0 -
Baleine de Bryde	<i>Balaenoptera borealis</i>	0 -	0 -
Rorqual à bosse *	<i>Megaptera novaeangliae</i>	0,74 (0,74)	0,80 (0,56)
Dauphin à dos lisse ⁺	<i>Eubalaena glacialis</i>	0 -	0,62 (0,81)
Cétacés à dents : taille moyenne à grande			
Cachalot à grosse tête	<i>Physeter macrocephalus</i>	0,06 (1,06)	0,37 (0,84)
Globicéphale noir de l'Atlantique	<i>Globicephala melas</i>	3,23 (0,57)	3,59 (0,73)
Baleine à bec commune ^{2*}	<i>Hyperoodon ampullatus</i>	0 -	0 -

Tableau 6.5 Cétacés observés sur la plate-forme Scotian (estimation du nombre moyen par 100 km²)¹

		Région Est	Région Ouest
Cétacés à dents : plus petite taille			
Dauphin à flancs blancs	<i>Lagenorhynchus acutus</i>	25,88 (0,54)	8,56 (0,47)
Dauphin commun	<i>Delphinus delphis</i>	1,30 (0,98)	22,94 (0,71)
Dauphin à gros nez	<i>Tursiops truncatus</i>	1,56 (0,76)	0 -
Dauphin bleu	<i>Stenella coeruleoalba</i>	0 -	0 -
Marsouin commun**	<i>Phocoena phocoena</i>	0 -	0,17 (0,52)
Remarques :			
¹ L'estimation des densités moyennes par 100 km ² (CV [DS/moy.]) sur la côte Est et Ouest de la plate-forme Scotian est basée sur les relevés aériens de 1995 et de 1998 (Palka 2001).			
² La population de baleines à bec commun dans le goulet est désignée comme espèces préoccupantes.			
Légende : Désignation des espèces par le COSEPAC (2002)			
* Espèces préoccupantes			
+ Espèces en péril			
** Espèces menacées			

La distribution générale des baleines sur la plate-forme Scotian définit les régions importantes de production marine, qui sont souvent associées aux limites des bancs, au flanc de la Plate-forme et aux bras ou canyons (Sutcliffe et Brodie 1977). Les dynamiques océaniques associées avec ces caractéristiques sous-marines donnent lieu à des degrés plus élevés de production biologique. Les cétacés à fanons, filtreurs, sont attirés par les zones à densité élevée de larges copépodes et euphausiacés dont ils peuvent facilement se nourrir (Brodie et coll. 1978). Les copépodes (McLaren et coll. 2001) et les euphausiacés de plus grande taille (Herman et coll. 1981) se trouvent en plus grand nombre dans les eaux les plus profondes des bassins et du rebord de la plate-forme Scotian en raison de l'advection et de la migration verticale et saisonnière. La plate-forme Scotian est également une région de grande diversité pour ce qui est des proies, et les cétacés à fanons ont adapté leurs stratégies alimentaires saisonnières et leur stockage de gras en conséquence (Brodie 1975).

Les cétacés à dents de plus grande taille (le cachalot à grosse tête et la baleine à bec commune) sont associés aux eaux plus profondes, aux bras et canyons, où ils se nourrissent de calmars et de poissons d'eaux profondes. L'association de la baleine à bec commune avec le goulet est bien connue, même si des études récentes (Gowans 1999) indiquent que seulement le tiers de la population de 130 cétacés est présente dans le goulet, quelle que soit la période de l'année. Certains pensent que les autres sont dispersés au sud et au nord, le long du flanc de la Plate-forme. Le cachalot à grosse tête a plus tendance à s'aventurer dans les eaux profondes que la baleine à bec commune et se rend parfois sur les bancs de la plate-forme Scotian (Sutcliff et Brodie 1977). Le globicéphale noir de l'Atlantique, un cétacé à dents de taille moyenne, se nourrit de la grande diversité de la plate-forme Scotian, comme en témoigne sa réputation d'espèce s'échouant le plus souvent sur les plages de l'île de Sable (Lucas et Hooker 2000). Au printemps et à l'été, ils se nourrissent de calmars et de poissons sur le rebord de la Plate-forme. Il

arrive parfois qu'on les voie sur les rives ou qu'ils traversent la Plate-forme pour rejoindre les côtes à la fin de l'été (Kenney 1994). Ces baleines se trouvent en très grand nombre sur les côtes de l'île du Cap-Breton, suivant des bancs de maquereaux et s'échouant parfois en groupes (P. Brodie, chercheur océanographique, comm. pers. 2001).

Les dauphins fréquentent l'ensemble de la plate-forme Scotian, dans les eaux profondes de son rebord et dans les bras et les ports côtiers. Durant l'été, des groupes de dauphins à flancs blancs pénètrent occasionnellement le bassin de Bedford pour s'y nourrir pendant plusieurs semaines (P. Brodie, chercheur océanographique, comm. pers. 2001).

Phoques

Le phoque gris (*Halichoerus grypus*) et le phoque commun (*Phoca vitulina*) sont souvent présents dans la zone à l'étude. Les deux espèces fréquentent l'île de Sable et y sont plus nombreuses pendant leurs saisons de reproduction respectives (l'hiver pour le phoque gris; l'été pour le phoque commun). La population de phoques gris au Canada atlantique est d'environ 174 000 (Hammill et Stenson 2000). Environ 25 000 bébés phoques sont nés dans l'île de Sable en 1997 (Bowen et coll. 1999) et probablement de 30 000 à 35 000 en 2000 (D. Bowen, MPO, comm. pers. 2001), alors que, au début des années 60, leur nombre s'élevait à 500. La taille de la population de phoques communs au Canada atlantique est moins connue, mais on pense qu'elle est passée de 13 000 au début des années 1970 à 32 000 en 1996 (Hammill et Stenson 2000). Cependant, la population qui se reproduit dans l'île de Sable a récemment baissé. Environ 600 bébés phoques sont nés en 1989, par rapport à 40 en 1997.

La présence de phoques à crête (*Cistophora cristata*) et de phoques du Groenland (*Phoca groenlandica*) sur les rives de l'île de Sable, surtout en hiver et au printemps, a fortement diminué depuis le milieu des années 90 (commentaires de Lucas et Daoust).

Espèces en péril

Le COSEPAC (2002) juge comme espèces préoccupantes la population de rorquals à bosse de la région septentrionale de l'Atlantique Nord, la population de baleines à bec communes du goulet et la population de rorquals communs de l'océan Atlantique. Toujours selon le COSPEAC (2002), le dauphin à dos lisse et le rorqual bleu sont des espèces en péril. À l'exception du marsouin commun, classé comme espèce menacée, les cétacés à dents présents dans la zone à l'étude ne sont pas désignés comme espèces en péril (COSEPAC 2002). Il n'y a pas d'espèces de phoques à statut spécial dans la zone à l'étude.

6.1.2.5 Oiseaux marins

La zone étudiée inclut les zones extracôtières et côtières habitées par plusieurs espèces d'oiseaux migratoires ou résidents. Dans l'étude portant sur la zone extracôtière, on remarque que les espèces dominantes en été sont les oiseaux marins non nicheurs provenant des hémisphères nord et sud alors que les dominantes en hiver sont les oiseaux marins qui nichent dans l'Arctique canadien de l'Est et au Groenland de l'Est. Les milieux côtiers, y compris les grèves et les dunes, les étangs saumâtres et les eaux côtières peu profondes sont très importants pour les oiseaux qui nichent près des côtes, qui hivernent dans ces eaux côtières ou encore qui migrent le long des côtes. L'information quant à la répartition, l'abondance et la saisonnalité des espèces à l'étude a été tirée de Tufts (1986), McLaren (1981a et b), la revue régionale *Nova Scotia Birds* et de Lock et coll. (1994). Huettmann et Diamond (2000) recensent (méthode des plans quadrillés) les principaux renseignements relatifs à la mue et aux habitudes migratoires des espèces immatures d'oiseaux marins.

Le canard de mer

L'espèce la plus commune parmi les canards de mer qui habitent les milieux salés toute l'année demeure le canard noir (*Anas rubripes*). On le retrouve en très grande partie dans les marais salés et les baies intérieures. Il y a aussi l'eider à duvet (*Somateria mollissima*) et le bec-scie à poitrine rousse ou harle huppé (*Mergus serrator*) que l'on retrouve dans les baies, le long des côtes et autour des îles. On retrouve aussi, l'hiver, un grand nombre de canards plongeurs : le grand morillon (*Aythya marila*), le canard à longue-queue (*Clangula hyemalis*), la macreuse (*Melanitta* spp.), le garot à œil d'or (*Bucephala clangula*) et le petit garot (*Bucephala albeola*).

Les oiseaux de rivage

Considérant que la majorité des oiseaux de rivage de la zone à l'étude migrent à l'automne, le pluvier kildir (*Charadrius vociferus*), le chevalier semi-palmé (*Catoptrophorus semipalmatus*) et le chevalier branlequeue (*Tringa erythropus*) nichent le long des côtes continentales. Le bécasseau minuscule et le chevalier branlequeue, quant à eux, nichent dans l'île de Sable. Les oiseaux de rivage migrateurs peuvent se déplacer à des distances de près de 12 000 km du banc de ponte à la zone d'hivernage. À leur passage sur les sites d'escale, ces derniers sont en perpétuelle quête de nourriture, laquelle saura répondre à leur grand besoin énergétique. La plupart des oiseaux de rivage migrateurs des côtes de la Nouvelle-Écosse s'arrêtent dans les marais salés ou les slikkes. Les bécasseaux sanderlings (*Calidris alba*) se retrouvent fréquemment sur les rives sablonneuses. Le bécasseau violet (*Calidris maritima*) se présente l'hiver le long du littoral rocheux et exposé et des volées de phalaropes roux (*Phalaropus fulicaria*) ont été aperçues au large de l'île de Sable au printemps (McLaren 1981a et b).

Oiseaux de mer

Plus de 25 espèces d'oiseaux de mer ont été vues sur la plate-forme Scotian. Leur répartition dépend de la disponibilité et de la répartition des proies et des conditions de reproduction des espèces. Des oiseaux comme le grand cormoran ou la mouette se retrouvent dans les eaux côtières. La plupart des espèces des eaux du large sont pélagiques, ne séjournant jamais au sol dans la zone à l'étude. Les mouettes et les sternes nicheuses de l'île de Sable se retrouvent aussi sur la partie extérieure de la plate-forme Scotian.

Des données sur les oiseaux marins ont été récoltées de mai à septembre, de 1998 à 2000, à l'aide de méthodes de prospection sismique conjointement avec l'OGOP. La plupart des oiseaux observés se retrouvaient dans l'île de Sable ou au sud de la zone de Projet envisagée. Les espèces les plus communes observées dans les zones extracôtières à l'étude étaient le fulmar boréal (*Fulmarus glacialis*), le grand puffin (*Puffinus gravis*) et le puffin fuligineux (*P. griseus*), le pétrel océanite (*Oceanites oceanicus*) et le pétrel cul-blanc (*Oceanodroma leucorhoa*), le fou de Bassan (*Morus bassanus*), le goéland argenté (*Larus argentatus*), le goéland à manteau noir (*L. marinus*) et la mouette tridactyle. Un nombre moins important d'alcidés et de sternes a été aperçu. Ces dernières se font rares durant l'été alors que les alcidés s'éloignent peu de l'île de Sable. Ces observations concordent avec les études exhaustives de Lock et coll. (1994) et avec les compte rendus de Thomson et coll. (2000).

Les oiseaux marins extracôtiers qui se trouvent sur la plate-forme Scotian sont surtout des puffins et des pétrels, l'été. En hiver, on y verra surtout des mouettes tridactyles, des fulmars et des alcidés tels que le mergule nain (*Alle alle*), la marmette de Troïl (*Uria aalge*) et la marmette de Brünnich (*Uria lomvia*), le petit pingouin (*Alca torda*), le macareux moine (*Fratercula arctica*) et le guillemot à miroir (*Cephus grylle*) que l'on peut voir, quoique très rarement, dans les zones extracôtières (Lock et coll. 1994). Dès la fin de l'automne, et ce, jusqu'au printemps, les mergules nains et les marmettes sont les alcidés que l'on voit le plus fréquemment près de l'île de Sable. Après cette période, ils migrent vers les colonies de nidification du nord à Terre-Neuve et au Labrador, dans l'archipel Arctique canadien, le Groenland et l'Islande. De nombreux pétrels culs-blancs arrivent dans les eaux canadiennes en mai. Ils nichent dans les îles côtières, y demeurent en très grand nombre, puis migrent vers le sud à l'automne. La majorité de ces oiseaux nichent dans l'île Country et d'autres petites îles alentour. Quelques-unes ont récemment été aperçues nichant dans l'île de Sable (Z. Lucas, île de Sable, comm. pers. 2001). L'espèce la plus nombreuse, le pétrel océanite, niche dans l'hémisphère sud, en Antarctique ou dans les îles avoisinantes, où il y passe l'hiver austral.

Autour de l'île de Sable, les fous de Bassan y sont beaucoup plus nombreux de mars à mai ou de septembre à novembre. Quelques fous de Bassan immatures y passent tout l'été. Les puffins migrateurs arrivent dans l'île en avril et y nichent jusqu'à tard dans l'année. Les grands puffins font leur apparition

en juillet et août, et les puffins fuligineux, en mai et juin. La plupart migrent vers le sud pour rejoindre les colonies de nidification dans l'Atlantique Sud en août (Thomson et coll. 2000).

Autour de l'île de Sable, on peut voir des fulmars boréaux toute l'année. C'est cependant d'octobre à décembre qu'ils s'y retrouvent en plus grand nombre et de janvier à avril, qu'on en dénombre le moins (Thomson et coll. 2000).

Les grands puffins et goélands argentés sont les espèces d'oiseaux de mer nicheurs les plus nombreuses recensées dans la zone du Projet. Elles s'y trouvent toute l'année, mais c'est d'avril à septembre, qu'on en dénombre le plus dans les colonies de nidification dans l'île de Sable. Les mouette tridactyles s'y retrouvent d'octobre à avril, mais sont peu nombreuses de mai à septembre puisqu'elle se déplacent vers les colonies de nidification au nord de la zone d'étude. La sterne pierregarin et la sterne arctique nichent le long des côtes de la Nouvelle-Écosse, de l'île Country et de l'île de Sable. Elles sont présentes dans la zone d'étude durant la saison de la couvaison de mai à août. Après quoi, leurs petits prennent leur envol et migrent à leur tour hors de la zone d'étude.

L'île Country est située à proximité du rivage de la zone d'étude, à 5 km au sud de Goldboro. Il s'agit d'un des seuls sites de nidification de la sterne de Dougall (*Sterna dougallii*), espèce très menacée au Canada. La sterne de Dougall niche avec les sternes arctiques et les sternes pierregarins durant les mois d'été. Après une chute marquée du nombre de sternes en 1997, on a réussi à rétablir la population de la sterne de Dougall dans l'île Country en contrôlant les prédateurs. Ainsi, on a pu voir la population s'accroître de 3 couples en 1998 à 16 en 1999, puis à 53 en 2000. Aucun effet mesurable associé au SOEP n'a été noté à la suite de la pose de canalisations dans Country Harbour pendant la saison de la couvaison de 1999 (Smith et coll. 2001). Toutefois, on a remarqué, au printemps de 2001, un abandon complet du site pour des raisons qu'on ignore (M. Leonard, Université Dalhousie, comm. pers. 2001). Les sternes de Dougall sont extrêmement sensibles aux perturbations de leur site de nidification, mais, comme toutes les sternes, elles préfèrent quitter les sites déjà habités pour aller nicher ailleurs. De tels événements peuvent être reliés à des changements en matière d'hydrographie locale ou de disponibilité de la nourriture. La colonie de sternes de Dougall qui niche le plus près de l'île Country se trouve dans la baie St. Margarets. Il en est ainsi depuis une dizaine d'année (Leonard et coll.).

Le tableau 6.6 présente la répartition temporelle probable des espèces d'oiseaux de mer les plus communes dans la zone d'étude extracôtière.

Tableau 6.6 Répartition temporelle d'oiseaux de mer susceptibles de se retrouver dans la zone d'étude extracôtière

	JAN	FÉV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUL	AOÛ	SEP	OCT	NOV	DÉC
Fulmar boréal												
Four de Bassan												
Grand puffin												
Puffin fuligineux												
Pétrel océanite												
Pétrel cul-blanc												
Goéland argenté												
Goéland à manteau noir												
Goélands bourmestre et arctique												
Mouette tridactyle												
Sterne arctique												
Sterne pierregarin												
Mergule nain												
Marmotte de Troile												

Note : les espèces de plus petit nombre peuvent se présenter en dehors des périodes indiquées.
Source : Thompson et coll. 2000

Espèces en péril

Deux espèces pourraient être victimes d'extinction (COSEWIC 2002) dans la zone d'étude à un moment précis de leur cycle biologique : la sterne de Dougall et le pluvier siffleur (*Charadrius melodus melodus*). La sterne de Dougall niche dans l'île Country et dans l'île de Sable. Le pluvier siffleur nichait autrefois dans l'île de Sable (McLaren 1981). La revue *Nova Scotia Birds* n'a publié aucun rapport sur les migrateurs des zones d'étude principale. Le *Passerculus sandwichensis princeps*, répertorié parmi les espèces d'intérêt particulier (COSEWIC 2002), niche quasi exclusivement dans l'île de Sable. Aucun canard arlequin (*Histrionicus histrionicus*), aussi classé parmi les espèces d'intérêt particulier (COSEWIC 2002), n'a été aperçu près Country Harbour au cours d'un sondage sur les canards de mer réalisé par la NSDNR au cours de l'hiver 1997. Il est toutefois indéniable que les canards arlequins y migrent en petit nombre, car on retrouve des gîtes d'hivernage et de repos sur la côte extérieure.

D'autres espèces d'oiseaux observées dans la zone d'étude ont été reconnues comme étant sensibles aux perturbations par la NSDNR (code jaune). Il s'agit du phalarope roux, de la sterne arctique, de la sterne pierregarin, du macareux moine, du huard à collier (*Gavia immer*) et du pinson à queue aiguë de l'ouest (*Ammodramus nelsoni*). La *Pterodroma feae*, une espèce menacée à l'échelle mondiale (aucune classification COSEWIC ou provinciale), pourrait se retrouver dans la zone d'étude (un cas recensé dans le goulet) (Hooker et Baird 1999).

Les autres oiseaux côtiers sensibles aux perturbations dans la zone d'étude sont le grand héron (*Ardea herodias*), le balbuzard (*Pandion haliaetus*) et le martin-pêcheur d'Amérique (*Ceryle alcyon*). Toutes

ces espèces migrent vers le sud l'hiver. Le huard, le sorcier d'eau, le cormoran et l'aigle à tête blanche (*Haliaeetus leucocephalus*) résident toute l'année.

6.1.2.6 Endroits particuliers

L'île de Sable

L'île de Sable est une zone protégée par les instances fédérales (plate-forme Scotian) et est une zone reconnue comme refuge d'oiseaux migrateurs contrôlé par le Service canadien de la faune. Les opérations dans l'île sont contrôlées par la Fiducie de conservation de l'île de Sable et largement financées par les gouvernements fédéral et provinciaux et par l'industrie pétrolière et gazière extracôtière. EnCana possède des installations de ravitaillement en combustible pour hélicoptère conformes sur place pour parer aux urgences.

La géologie de l'île de Sable est particulière à la Nouvelle-Écosse en ce sens que la séquence complète des matériaux de surface est formée de particules de la grosseur de grains de sable. Il n'existe pas d'affleurement de substratum rocheux ni de gisement de glaiser dans l'île, et les profils pédologiques, y compris les paléosols, sont minces (JWEL 2000c). L'île de Sable est la seule portion exposée au large du plateau continental de l'Atlantique nord-ouest. Le corps de l'île est essentiellement marqué par deux systèmes de dunes mettant en parallèle les plages nord et sud (Hennigar 1976).

Près de 35 % de la superficie de l'île est couverte de végétation (Stobo et McLaren 1975; Catling et coll. 1984). Le reste de l'île (65 %) est sablonneux. La végétation est subdivisée en sept grandes communautés végétales : l'arénaria, les plantes ammophiles (*Marram-Forb*, *Marram-Sparse Grassland*, *Marram-Fescue*), des arbustes éricacées, des airelles rouges, des communautés de plantes d'étang herbacées (Catling et coll. 1984). On a répertorié six taxons végétaux dans l'île de Sable, rares en Nouvelle-Écosse : *Centunculus minimus*, *Coeloglossum viride* var. *virescens*, *Epilobium nesophilum* var. *sabulonense*, *Juncus bulbosus*, *Juncus pelocarpus* var. *sabulonense*, *Potamogeton oblongus*, *Senecio pseudo-arnica* et *Tillaea aquatica*.

Plus de 330 espèces d'oiseaux ont été recensées dans l'île même ou à proximité, et quelque 25 espèces y nichent (McLaren 1981a; *Nova Scotia Birds*). Parmi ces espèces nicheuses, seuls le canard noir, le canard pilet (*Anas acuta*), le bec-scie à poitrine rousse (*Mergus serrator*), le pluvier semi-palmé (*Charadrius semipalmatus*), le bécasseau minuscule, le goéland argenté, le goéland à manteau noir, la sterne arctique, la sterne pierregarin et l'étourneau sansonnet y nichent en permanente. Le pluvier siffleur (espèce menacée) n'y a pas niché depuis 1964. On a aussi vu la sterne de Dougall nicher dans l'île de Sable (quatre couples en 2000 et un en 2001).

Il n'y a aucun mammifère terrestre dans l'île de Sable. On y a autrefois introduit une variété d'espèces, mais seuls les chevaux (*Equus caballus*) demeurent aujourd'hui. La population chevaline fluctue, elle varie de 200 à 220, selon les années. Les chevaux sauvages sont protégés depuis 1961 par le *Règlement dans l'île au Sable* de l'article 258 de la *Loi sur la marine marchande du Canada* (Wright 1989).

Les phoques gris et communs se reproduisent sur les plages de l'île, comme c'était autrefois le cas pour les morses (*Odobenus rosmarus*). C'est dans l'île de Sable qu'on recense la plus importante population de phoques gris reproducteurs du monde (Bowen et coll. 1999).

Les eaux adjacentes sont typiques du banc de l'île de Sable. Le substrat est surtout constitué de sable uniforme, le même que l'on retrouve sur les plages de l'île. Les courants et tempêtes font que la colonne d'eau reste faiblement stratifiée. Comme les sables se déplacent beaucoup, la vie benthique est plutôt clairsemée et homogène. Les espèces de poissons sont peu nombreuses.

Goulet de l'île de Sable

Le goulet de l'île de Sable est situé à environ 40 km à l'est de l'île de Sable sur le bord de la plateforme Scotian. Le goulet est le plus grand canyon sous-marin de la côte Est de l'Amérique du Nord : 80 km de longueur sur 40 km de largeur (WWF 1986). Au nord, on retrouve une grande dépression et au sud, un canyon faisant près de 2000 m de profondeur. Il se distingue des autres canyons de la bordure est du Canada par sa profondeur, ses falaises abruptes et son extension arrière s'étendant jusqu'au plateau continental (MPO 1998).

Le goulet se veut un gîte d'une grande diversité pour les mammifères marins, poissons de fond, poissons pélagiques, espèces invertébrées, populations benthiques et planctoniques. Les coraux de mer font aussi partie de la faune benthique du goulet. Il est également un important site pour les cétacés en quête de nourriture (calmars) et pour les quelque 280 baleines à long nez qui y vivent. Le goulet accueille aussi une douzaine d'espèces de cétacés (Faucher et Weilgart 1992; Whitehead et coll. 1992; 1997a; 1997b).

En 1994, le ministère des Pêches et des Océans (MPO) a reconnu le canyon comme étant une zone de conservation des baleines (aujourd'hui un sanctuaire de baleines) dans un but ultime de diminuer le nombre de collisions de baleines avec les bateaux et de réduire les perturbations sonores. En 1997, le MPO a élaboré une stratégie de conservation du goulet de l'île de Sable afin de répondre aux besoins et préoccupations sans cesse grandissants en matière de conservation (MPO 1998). Il est actuellement reconnu comme une «zone d'intérêt» en vertu du programme de désignation des zones de protection marine du MPO, et un projet de règlement existe à cet effet.

L'île Country

L'île Country, d'une superficie de 19 hectares, est située à environ 8 km au large de Drum Head en Nouvelle-Écosse. Elle abrite une importante colonie de sternes pierregarins et arctiques. De plus, l'île se veut l'un des rares sites de nidification canadiens pour la sterne de Dougall. L'aspect qui touche l'île Country en tant que gîte pour les espèces est abordé à 6.1.2.5.

Il n'existe aucune restriction officielle sur le plan touristique en ce qui concerne cette île. Le complexe de l'île Country est mondialement reconnu comme un important site d'oiseaux et une proposition pour la désigner refuge d'oiseaux migrateurs a été présentée en vertu de la *Loi sur la convention relative aux oiseaux migrants*.

6.1.3 Environnement côtier

6.1.3.1 Relief et topographie

Le terrain de la région de Goldboro a un relief à prédominance en bosses et creux avec des dorsales légèrement ondulées et des vallées parsemées de plaines côtières basses et de vastes tourbières hautes, de lacs ouverts associés à des cours d'eau à débit intermittent et à des tourbières hautes. Le terrain s'élève à un niveau de 50 m à 75 m au-dessus de la mer près d'un kilomètre de la ligne de côte et l'élévation régionale atteint 120 m. La topographie de la zone paraît être le résultat de l'érosion glaciaire et du dépôt de reliefs glaciaires. La ligne de côte est submergée, bordée de caps et de longues criques avec quelques îles.

6.1.3.2 Géologie et sols

La zone voisine de Goldboro se compose surtout de formation de Goldenville avec des bandes de formation de Halifax. Le groupe de Meguma de l'âge cambro-ordovicien (O'Reilly et coll. 1992) se compose de la formation de Goldenville la plus ancienne (grauwacke, quartzite, siltite et un peu d'ardoise) et de la formation de Halifax la plus récente (ardoise, siltite et un peu de schiste). La tectonique de la zone est relativement complexe avec un substratum de hautement à intensivement fracturé. Le substratum est aussi très faillé. Même si la formation de Goldenville n'est pas susceptible de former des dissolutions souterraines ou des gouffres, il existe quand même une possibilité d'affaissement associé à des activités d'exploitation aurifère dans la zone de Goldboro.

Le sous-sol de la majeure partie de la zone située juste autour de Goldboro est constitué de pierre, de sable silteux et de couches de till de quartzite. L'épaisseur de cette moraine de fond est généralement de 3 m en moyenne, mais peut atteindre plus de 20 m. La ligne de côte dans les environs immédiats du point d'arrivée à terre du pipeline prévu est une plage de galets de Webbs Cove qui va jusqu'à Drum

Head avec une courte section (200 m) de plage de blocs rocheux juste avant Drum Head. Au-delà de Drum Head la ligne de côte se compose surtout de substrat rocheux et de structures construites par l'humain (bois et pierre). La zone intertidale inférieure de la région se compose de graviers mixtes de plage (pas de sable) et de plates-formes résistantes en substrat rocheux associées à un quai et à un brise-lames dans Drum Head Harbour.

Pour ce qui est de l'hydrologie, selon une carte topographique (échelle de 1:10 000) de la zone d'étude, aucun puits ne paraît être à l'intérieur d'un périmètre de un km du point d'arrivée à terre. Le puits pour usage industriel le plus proche (l'usine à gaz du PEES) se trouve à plus de 500 m du point le plus proche du corridor du pipeline terrestre près de son point de raccordement au pipeline de M&NP. Le puits à usage résidentiel le plus près se trouve approximativement à 900 m de toute activité du pipeline terrestre. Par conséquent, il n'y a probablement pas d'interaction entre le projet et l'approvisionnement en eau des puits dans la zone.

Trois types majeurs de sol se retrouvent à l'intérieur de la zone d'étude : Halifax, Aspotogan, organique. Les sols de Halifax sont associés au terrain des vallons jusqu'aux terrain montagneux de la zone d'étude. Ces sols sont bien drainés et accueillent des peuplements de forêt mixte de bons à passables (Hilchey et coll. 1964). Les sols d'Aspotogan sont peu profonds, des sols mal drainés situés dans les zones les plus basses du relief de la zone d'étude. Ils proviennent de till de quartzite qualifié de sableux à graveleux qui est souvent très pierreux. Les sols Aspotogan sont classés comme des podzols ferro-humiques gleyifiés (SOEI 2000). Les sols organiques se trouvent dans des zones mal drainées de la zone d'étude soit près de l'eau ou dans des dépressions du terrain. Ils se composent de matières brunes fibreuses semi-décomposées, essentiellement de la sphaigne. La profondeur de la matière organique peut atteindre jusqu'à deux mètres.

6.1.3.3 Végétation

La végétation du corridor d'étude côtier peut se diviser en quatre grandes catégories : les forêts; les taillis et les fourrés; les zones humides; les zones perturbées (SOEI 2000). Ces catégories peuvent être subdivisées à leur tour en un certain nombre d'associations végétales.

Dans le corridor d'étude, les forêts sont boréales de nature et se caractérisent par un nombre limité d'espèces. Toutes les associations végétales de la forêt présentes dans le corridor d'étude sont dominées par un mélange divers d'épinette noire (*Picea mariana*), de sapin baumier (*Abies balsamea*), de mélèze laricin (*Larix laricina*) et de bouleaux à feuilles cordées (*Betula cordifolia*). Cinq forêts composées d'associations végétales distinctes se retrouvent dans le corridor d'étude, notamment : la forêt composée de sapin baumier, de bouleau à feuilles cordées et d'épinette noire; la forêt composée d'épinette noire, de sapin baumier et de mélèze laricin; la forêt composée d'épinette noire, de mélèze

laricin et de sapin baumier; la forêt composée d'épinette noire, de mélèze laricin; la forêt composée de mélèze laricin, d'épinette noire et de sapin baumier.

Les taillis et les fourrés se retrouvent à divers endroits dans le corridor d'étude, des endroits bien drainés jusqu'à des endroits moins bien drainés. Cette association végétale se compose d'un couvert d'arbrisseaux dense dont la base est constituée par un sous-étage d'arbustes bien développé. Composée d'arbres de diverses espèces dispersés, la strate d'arbres est très clairsemée. L'étage dominant des arbrisseaux se composent généralement de viorne nue (*Viburnum nudum*), de faux houx (*Nemopanthus mucronata*), d'aulne vert (*Alnus viridis*) et de cerisier de Pennsylvanie (*Prunus pensylvanica*). Le sous étage d'arbustes est généralement constitué de Kalmia à feuilles étroites (*Kalmia angustifolia*), de ronce du Canada (*Rubus canadensis*), de rhododendron du Canada (*Rhododendron canadense*) et de thé du Labrador (*Ledum groenlandicum*). La strate de végétation au sol se compose surtout de cornouiller du Canada (*Cornus canadensis*), d'hypne de Schreber, de grande fougère (*Pteridium aquilinum*), de dryoptère à sores marginaux (*Dryopteris intermedia*) et d'hypne éclatante.

Le corridor d'étude comporte des tourbières hautes et des mares vaseuses; on y retrouve huit tourbières hautes. Selon le système de classification des terres humides du Canada (Groupe de travail national sur les terres humides 1987), une vaste tourbière haute près du ruisseau Betty's Cove est classée comme une tourbière oligotrophe littorale. Les sept autres tourbières sont classées comme des tourbières oligotrophes de bassin. Le marécage de ruisseau est le seul type de marécage qui se trouve dans la zone d'étude. Le marécage de ruisseau se trouve le long des berges du ruisseau Betty's Cove dans la partie sud du corridor d'étude.

La majeure partie de la zone d'étude a connu une activité d'exploitation forestière au cours des dernières années et des coupes à blanc se retrouvent dans la majeure partie de la partie sud de la zone. La construction de l'usine à gaz et du pipeline du PEES ainsi que du pipeline de M&NP ont été les causes les plus récentes de perturbation.

Un total de 155 espèces de plante vasculaire a été relevé dans la zone d'étude durant l'étude sur le terrain, notamment neuf espèces d'arbre, 36 espèces d'arbrisseau et 110 espèces de végétation de sol. L'une de ces espèces, le comandre livide (*Geocaulon lividum*) est considérée comme rare en Nouvelle-Écosse (Pronych and Wilson 1993) mais n'est pas considérée comme rare au Canada (COSEPAC 2002; Argus and Pryer 1990). Deux autres espèces rares, le *Betula michauxiit* et la prêle panachée (*Equisetum variegatum*), ont été relevées à approximativement un km de la zone d'étude (SOEI 2000), mais n'ont pas été identifiées à l'intérieur de la zone d'étude durant l'étude sur le terrain. Ces deux espèces sont considérées comme rares en Nouvelle-Écosse, mais pas au Canada.

6.1.3.4 Faune

Des études sur les oiseaux, les mammifères et l'herpétofaune ont été effectuées dans la zone d'étude en septembre 2001 et en juin 2002 comme éléments des études sur le terrain pour l'évaluation environnementale. On a utilisé d'autres sources d'information dont les données recueillies pour d'autres évaluations environnementales effectuées dans la zone pour l'usine à gaz et les pipelines du PEES (SOEP1996b; 1996c). Ces études ont conclu qu'il n'y avait pas d'espèces d'oiseaux, de mammifères, de reptiles ou d'amphibiens dont la reproduction est en péril dans le corridor prévu du pipeline. Aucune des espèces de plantes ou d'animaux listées dans l'*Endangered Species Act* de la Nouvelle-Écosse n'a été identifiée dans le corridor. Vous trouverez davantage de détails par la suite.

Oiseaux

Les évaluations environnementales pour l'usine à gaz et le pipeline (SOEP1996b; 1996c) n'avaient pas relevé la présence d'espèces d'oiseaux rares ou vulnérables dans la zone adjacente à l'usine à gaz du PEES. Très peu de données sont disponibles dans l'atlas des oiseaux nicheurs pour le corridor d'étude (Erskine 1992). Seulement trois espèces d'oiseaux, le plongeon huard, le canard noir et le junco ardoisé, ont été relevées dans la section de 10 km² de l'atlas ornithologique à l'intérieur duquel le corridor d'étude est situé.

Des observations sur l'avifaune effectuées durant l'étude sur le terrain début septembre 2001 ont relevé 32 espèces d'oiseaux. Aucune de ces espèces n'est considérée comme rare en Nouvelle-Écosse (Scott 1994; Erskine 1992) ou au Canada (COSEPAC 2002). Les espèces les plus abondantes, par ordre décroissant étaient : le jaseur d'Amérique (*Bombycilla cedrorum*), la corneille d'Amérique (*Corvus brachyrhynchos*), la paruline masquée (*Geothlypis trichas*), le bruant à gorge blanche (*Zonotrichia albicollis*), la mésange à tête brune (*Parus hudsonicus*), la paruline à couronne rousse (*Dendroica palmarum*), le geai bleu (*Cyanocitta cristata*), le junco ardoisé (*Junco hyemalis*) et le bruant des marais (*Melospiza georgiana*).

En juin 2002, un relevé des oiseaux nicheurs a été effectué à l'intérieur du corridor du pipeline. Ce relevé a indiqué que les espèces d'oiseaux les plus abondantes dans les habitats forestiers sont : la paruline à tête cendrée (*D. magnolia*), la paruline à joues grises (*Vermivora ruficapilla*), la paruline à croupion jaune (*D. coronata*), le roitelet à couronne rubis (*Regulus calendula*), la grive à dos olive (*Catharus ustultus*) et la moucherolle à ventre jaune (*Empidonax flaviventris*). Ce relevé a indiqué qu'il n'y avait pas d'espèces d'oiseaux nicheurs en péril dans le corridor.

Mammifères et habitat essentiel

Aucune espèce de mammifères rares ou particulièrement vulnérables n'a été relevée dans les environs du corridor d'étude (Fuller 1998). Huit espèces de mammifères ont été détectées durant les études sur le terrain : l'écureuil roux (*Tamiasciurus hudsonicus*), le campagnol des champs (*Microtus pennsylvanicus*), le porc-épic d'Amérique (*Erethizon dorsatum*), le lièvre d'Amérique (*Lepus americanus*), le renard roux (*Vulpes vulpes*), le coyote (*Canis latrans*), l'ours noir (*Ursus americanus*), et le cerf de Virginie (*Odocoileus virginianus*). Aucune de ces espèces n'est considérée en péril en Nouvelle-Écosse (Scott 1994) ou au Canada (COSEPAC 2002).

On prévoit trouver d'autres espèces de mammifères dans la zone générale dont le raton laveur (*Procyon lotor*), l'hermine (*Mustella erminea*), le lynx roux (*Lynx rufus*), la chauve-souris brune (*Myotis lucifugus*), le grand polatouche (*Glaucomys sabrinus*), le campagnol à dos roux de Gapper (*Clethrionomys gapperi*), la souris sylvestre (*Peromyscus maniculatus*), la musaraigne (*Sorex cinereus*), la grande musaraigne (*Blarina brevicauda*) et la musaraigne fuligineuse (*Sorex fumeus*).

Les chauves-souris brunes sont considérées comme une espèce vulnérable aux perturbations durant l'hiver, lorsqu'elles se regroupent en grand nombre dans leurs gîtes d'hibernation (*hibernacula*). Des puits de mines abandonnés sont fréquemment utilisés comme gîtes d'hibernation. Une inspection des puits de mines effectuée dans la zone au début juin 2002 a révélé peu de possibilités d'hibernacula pour les chauves-souris brunes. Même si la distribution des trois espèces de chauve-souris (la chauve-souris rousse, chauve-souris cendrée et la chauve-souris argentée) est mal comprise en Nouvelle-Écosse, il n'existe pas de relevé d'observation connu de ces espèces effectué dans les environs du corridor du pipeline terrestre.

Herpétofaune (amphibiens et reptiles)

Une étude de S. Fuller (1998) n'a relevé aucune espèce rare d'amphibiens ou de reptiles dans les environs du corridor d'étude. Toutefois, l'évaluation environnementale effectuée pour l'usine à gaz du PEES (SOEP1996b) a identifié six espèces herpétologiques présentes et peut être en péril dans les environs de l'usine à gaz : la salamandre à points bleus (*Ambystoma laterale*), la salamandre rayée (*Plethodon cinereus*), la salamandre à quatre doigts (*Hemidactylium scutatum*), la grenouille du Nord (*Rana septentrionalis*), la tortue des bois (*Clemmys insculpta*) et la couleuvre à collier (*Diadophis punctatus edwardsi*). De ces six espèces, le Comité sur la situation des espèces péril au Canada (COSEPAC 2002) désigne seulement la tortue des bois comme une espèce préoccupante.

Une étude herpétologique a été effectuée comme élément de l'étude sur le terrain pour l'évaluation de l'habitat terrestre côtier du projet Deep Panuke. Cette étude indique la présence de quatre espèces d'amphibiens et deux de reptiles : la salamandre rayée (*Plethodon cinereus*), la grenouille des bois

(*Rana sylvatica*), grenouille verte (*Rana clamitans melanota*), la rainette faux-criquet du Nord (*Pseudacris crucifer*), la couleuvre rayée (*Thamnophis sirtalis pallidula*) et la couleuvre à ventre rouge (*Storeria occipitomaculata*). Aucune de ces espèces préoccupantes n'a été trouvée durant l'étude sur le terrain. La zone d'étude n'offre pas d'habitat approprié pour quatre des espèces concernées (la salamandre rayée, la salamandre à points bleus, la grenouille du Nord et la tortue des bois), alors que la disponibilité de l'habitat est marginale pour les couleuvres à collier.

La zone d'étude comporte un habitat de reproduction convenable pour la salamandre à quatre doigts. Cette dernière est listée actuellement comme une espèce vulnérable (statut = jaune) aux activités anthropogéniques, (NSDNR 2001a), alors que le musée de la Nouvelle-Écosse et le NSDNR ont indiqué que la salamandre à quatre doigts est plus abondante et plus largement répandue qu'on ne le pensait auparavant et la réévaluation de son statut aboutira probablement à lui assigner un statut «vert» (pas considéré comme vulnérable ou en péril). Le COSEPAC (2002) a désigné la salamandre à quatre doigts comme «non en péril» en Nouvelle-Écosse. Les zones identifiées comme ayant un potentiel d'accueil élevé pour la salamandre à quatre doigts durant l'étude de septembre 2001 ont été explorées intensivement par un herpétologiste expérimenté en juin 2002 afin de déterminer si la salamandre à quatre doigts était présente. Comme cette espèce a des exigences très spécifiques en ce qui concerne l'habitat de reproduction (monticules de sphaigne lâche en bordure des flaques ou des cours d'eau lents), il a été possible de déterminer s'il existait un fort potentiel de reproduction pour la salamandre à quatre doigts dans les zones humides. On n'a trouvé aucune salamandre à quatre doigts, ce qui indique que cette espèce n'est pas présente à l'intérieur du corridor.

6.1.3.5 Zone humides

L'information concernant les zones humides dans le corridor d'étude a été obtenue à partir de plusieurs sources dont le Programme de cartographie, de désignation et de protection des zones humides (Service canadien de la faune 1984), une carte topographique à l'échelle de 1:10 000, l'interprétation de photo aérienne et des études sur le terrain. Les données de l'atlas des zones humides consistent en des numéros d'identification d'une zone humide, de la taille et du type de la zone humide et de la cote Golet pour les zones humides (qui aide à fournir une indication de sa valeur en tant qu'habitat faunique). Les zones humides dont la cote Golet est plus élevée que 65 sont considérées importantes comme habitat faunique. Seulement trois des huit zones humides présentes dans le corridor d'étude apparaissent sur la carte de l'atlas des zones humides. Sur la carte de l'atlas des zones humides, deux zones humides ont une cote Golet de 60, ce qui indique qu'elles ont une valeur probablement limitée en tant qu'habitat faunique. La troisième zone humide n'a pas de cote Golet associée, ce qui indique qu'elle a une cote Golet inférieure à 60. Par conséquent, aucune des zones humides de la zone d'étude n'a une valeur élevée ou une valeur potentielle d'après leurs cotes Golet. Toutefois, trois des zones humides abritent des espèces rares ou ont un potentiel élevé pour les abriter qui doit être pris en compte.

Aucune des zones humides n'offre d'importantes fonctions hydrologiques et seulement l'une paraît avoir une valeur socio-économique. Le ruisseau Betty's Cove, qui traverse cette zone humide, peut fournir des possibilités de pêche à la ligne pour les amateurs.

6.1.3.6 Habitat des poissons d'eau douce

On trouve trois petits ruisseaux dans le corridor d'étude et plusieurs courants à débit intermittent ou en sub-surface. Le ruisseau Betty's Cove est le seul cours d'eau important dans le corridor d'étude (Figure 2.6). Le ruisseau Betty's Cove est un cours d'eau de premier niveau qui s'écoule jusqu'à Betty's Cove et puis jusqu'à Country Harbour.

Les espèces de poisson ayant la valeur la plus importante dans la région sont le saumon atlantique, l'omble de fontaine et la truite de mer. Le MPO considère le ruisseau Betty's Cove important pour l'omble de fontaine mais pas pour le saumon atlantique. Les limitations de l'habitat autour du ruisseau Betty's Cove comprennent un bassin de drainage limité, une faible vitesse du courant et de fines particules de substrat, même si la profondeur de l'eau est un refuge adéquat pour de gros poissons en été et que la qualité de l'eau paraît acceptable pour les salmonidés (SOEP 1996b). Des taux élevés d'arsenic ont été trouvés lors d'analyse de tissus de poissons provenant de Gold Brook et de Seal Harbour Lake, où des déchets de mine ont pollué l'eau (SOEP 1996b).

6.1.4 Sommaire des espèces ayant un statut spécial

Certaines espèces, dont on a tenu compte pour l'obtention d'un statut spécial soit par le gouvernement provincial soit par le gouvernement fédéral, ou par les deux, ont été présentées dans les sections précédentes. Le tableau 6.7 fournit un sommaire de ces espèces.

Tableau 6.7 Espèces ayant un statut spécial et qu'on peut trouver dans la zone étudiée	
ESPÈCES	STATUT
<i>Poisson de mer</i>	
Morue (<i>Gadus morhua</i>)	Espèce préoccupante (COSEPAC 2002)
Corégone atlantique (<i>Coregonus huntsmani</i>)	En péril (COSEPAC 2002)
Bar d'Amérique (<i>Morone saxatilis</i>)	Extrêmement rare dans toutes ses variétés en Nouvelle-Écosse (ACCDC 2000)
<i>Reptiles marins</i>	
Tortue luth (<i>Dermochelys coriacea</i>)	En péril (COSEPAC 2002; NMFS)
Tortue bâtarde (<i>Lepidochelys kempii</i>)	En péril (USFWS et NMFS 1992)
Carette (<i>Caretta caretta</i>)	Menacée (NMFS et USFWS 1991)
<i>Mammifères marins</i>	
Rorqual (<i>Balaenoptera physalus</i>)	Espèce préoccupante (COSEPAC 2002)
Rorqual bleu (<i>Balaenoptera musculus</i>)	En péril (COSEPAC 2002)

Tableau 6.7 Espèces ayant un statut spécial et qu'on peut trouver dans la zone étudiée

ESPÈCES	STATUT
Jubarte (<i>Megaptera novaeangliae</i>)	Espèce préoccupante (COSEPAC 2002)
Dauphin du Nord à dos lisse (<i>Eubalaena glacialis</i>)	En péril (COSEPAC 2002)
Marsouin commun (<i>Phocoena phocoena</i>)	Menacée (COSEPAC 2002)
Baleine à bec commune (<i>Hyperoodon ampullatus</i>)	Espèce préoccupante (COSEPAC 2002)
Oiseaux marins	
Sterne de Dougall (<i>Sterna dougallii</i>)	Listée rouge (NSDNR 2001a); En péril (COSEPAC 2002)
Pluvier siffleur (<i>Charadrius melodus</i>)	Listée rouge (NSDNR 2001a); En péril (COSEPAC 2002)
Arlequin plongeur (<i>Histrionicus histrionicus</i>)	Listée rouge (NSDNR 2001a); Espèce préoccupante (COSEPAC 2002)
Phalarope à bec large (<i>Phalaropus fulicaria</i>)	Listée jaune (NSDNR 2001a)
Sterne arctique (<i>Sterna paradisaea</i>)	Listée jaune (NSDNR 2001a)
Sterne pierregarin (<i>Sterna hirundo</i>)	Listée jaune (NSDNR 2001a)
Macareux moine (<i>Fratercula arctica</i>)	Listée jaune (NSDNR 2001a)
Plongeon huard (<i>Gavia immer</i>)	Listée jaune (NSDNR 2001a)
Pinson à queue rouge (<i>Ammodramus nelsoni</i>)	Listée jaune (NSDNR 2001a)
Pétrel gongon (<i>Pterodroma feae</i>)	Globalement menacée (pas de désignation officielle)
Grand héron (<i>Ardea herodias</i>)	Vulnérable à la perturbation par l'homme
Balbusard pêcheur (<i>Pandion haliaetus</i>)	Vulnérable à la perturbation par l'homme
Martin-pêcheur d'Amérique (<i>Ceryle alcyon</i>)	Vulnérable à la perturbation par l'homme
Grèbes (<i>Podiceps</i> spp.)	Vulnérable à la perturbation par l'homme
Cormorans (<i>Phalacrocorax</i> spp.)	Vulnérable à la perturbation par l'homme
Pygargue à tête blanche (<i>Haliaeetus leucoplasies</i>)	Vulnérable à la perturbation par l'homme
Bruant «d'Ipswich» (<i>Passerculus sandwichensis princeps</i>)	Listée jaune (NSDNR 2001a); Espèce préoccupante (COSEPAC 2002)
Flore côtière	
Comandre livide (<i>Geocaulon lividum</i>)	Rare en Nouvelle-Écosse
Jonc bulbeux (<i>Juncus bulbosus</i>)	Rare en Nouvelle-Écosse
Potamot à feuilles obtuses (<i>Potamogeton oblongus</i>)	Rare en Nouvelle-Écosse
Bouleau nain de Terre-Neuve (<i>Betula michauxii</i>)	Rare en Nouvelle-Écosse
Tillée aquatique (<i>Crassula aquatica</i>)	Rare en Nouvelle-Écosse
Orchis à feuilles rondes (<i>Coeloglossum viride</i>)	Rare en Nouvelle-Écosse
Chaffweed (<i>Centunculus minimus</i>)	Rare en Nouvelle-Écosse
Prêle panachée (<i>Equisetum variegatum</i>)	Peu commune en Nouvelle-Écosse
Faune côtière	
Chauve-souris brune (<i>Myotis lucifugus</i>) ¹	Vulnérable à la perturbation; Listée jaune NSDNR (2001a)
Salamandre à points bleus (<i>Ambystoma laterale</i>) ²	Peu commune en Nouvelle-Écosse
Salamandre rayée (<i>Plethodon cinereus</i>) ²	Phase de couleur rare en Nouvelle-Écosse
Salamandre à quatre doigts (<i>Hemidactylum scutatum</i>) ¹	Listée jaune NSDNR (2001a)

Tableau 6.7 Espèces ayant un statut spécial et qu'on peut trouver dans la zone étudiée	
ESPÈCES	STATUT
Tortue des bois (<i>Clemmys insculpta</i>) ²	Listée jaune NSDNR (2001a); Espèce préoccupante (COSEPAC 2002)
<i>Poisson d'eau douce</i>	
Saumon atlantique (<i>Salmo salar</i>)	Listée rouge (NSDNR 2001a); Populations de l'intérieur de la baie de Fundy En péril (COSEPAC 2002)
Ombre de fontaine (<i>Salvelinus fontinalis</i>)	Listée jaune NSDNR (2001a)
Truite de mer (<i>Salmo trutta</i>)	Vulnérable à la perturbation de l'habitat
¹ L'étude sur le terrain a indiqué que la présence de cette espèce est peu probable dans la zone d'étude.	
² La zone d'étude ne comporte pas d'habitat approprié pour cette espèce.	

Certaines espèces sont traitées plus en détail en tant que partie du CEV pris en compte dans cette évaluation environnementale.

6.2 Méthodologie de l'évaluation de l'impact

Cette évaluation environnementale a été préparée afin de répondre aux exigences réglementaires de la *LCEE*, ainsi qu'à la portée de l'évaluation environnementale (OCNEHE et coll. 2001b). L'évaluation présente surtout les exigences spécifiques pour une étude approfondie dans le cadre de la *LCEE*.

6.2.1 Établissement de la portée des impacts et sélection des composantes environnementales importantes

Une grande partie du processus d'évaluation consiste en un repérage rapide des composantes environnementales importantes (CEV) sur lesquelles l'évaluation se concentrera (Beanlands et Duinker 1983). En effet, les CEV peuvent représenter une « espèce-clé » ou une espèce « indicatrice », des communautés, des groupes d'espèces ou des écosystèmes aussi bien que des « voies d'entrée » (ex : air, eau) qui ont une incidence directe sur l'environnement. Les CEV peuvent aussi désigner des questions de valeurs sociales, culturelles ou économiques. D'ailleurs, cette section décrit les différentes étapes entreprises et requises pour qu'une CEV soit considérée au cours de l'évaluation.

6.2.1.1 Établissement de la portée des impacts des activités

L'établissement de la portée des impacts des activités constitue une importante partie du processus d'identification des CEV. L'établissement de la portée de l'évaluation des activités dans le cadre de cette analyse de l'environnement incluait : une consultation avec les intervenants, une consultation avec les organismes de réglementation (comprenant la révision de la version préliminaire du REA); une recherche préliminaire, incluant un examen d'évaluations environnementales similaires; le jugement professionnel du groupe d'étude.

Le chapitre 5 de ce REA donne un aperçu du programme de consultation publique mis en oeuvre par EnCana en rapport avec la présente évaluation environnementale ainsi que les résultats du présent processus. Par ailleurs, les renseignements obtenus lors de ce processus ont permis d'aider à identifier et à établir les impacts des CEV dans le cadre de cette évaluation environnementale. La phase finale du programme de consultation publique d'EnCana exige une communication constante et des consultations entre les parties sur le plan de l'examen réglementaire au cours de la demande d'examen ainsi que du processus de suivi après la demande. On peut trouver de plus amples informations en rapport avec le programme de consultation Deep Panuke dans le PCR de EnCana (au volume 6 de l'APF) et dans le document réponse (addenda 1).

De plus, les réglementations et directives, ainsi que les consultations avec les organismes de réglementation et d'autres représentants du gouvernement, constituent elles aussi une grande partie du processus de l'établissement de la portée des impacts. Comme il a en a été discuté à la section 1.3, un protocole d'entente entre les divers organismes de réglementation sous la *LCEE*, l'organisme d'EEC et la province de la Nouvelle-Écosse (telle que représentée par le NSDEL) a été négocié, selon la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, en vue d'assurer l'intérêt des ministères des gouvernements provinciaux et fédéraux et des organismes. Ce protocole est inclus dans la présente évaluation environnementale dans le but de coordonner leurs attributions et processus environnementaux respectifs. Ces parties signataires ont préparé un document d'orientation (18 décembre 2001, révisé le 15 février 2002) (OCNEHE et coll. 2001b) décrivant les préoccupations et questions devant être abordées dans le cadre de cette évaluation environnementale. Ce REA a été préparé selon le document d'orientation.

En plus des exigences présentées dans les documents d'orientation, l'établissement de la portée de l'évaluation tient compte des réglementations et directives municipales, provinciales et fédérales pertinentes. D'une part, les éléments étudiés dans cette évaluation, ainsi que les approches méthodologiques utilisées, sont tirés de la *LCEE* en ce qui concerne les divers documents de politique générale de l'organisme d'ECC. D'autre part, les questions et préoccupations sur le plan de la réglementation ont également été identifiées par le biais de divers communiqués et d'assemblées tenues par la société EnCana et le groupe d'étude de concert avec les représentants des organismes de réglementation compétents.

La recherche préliminaire consistait en un examen des publications de recherche scientifique et des documents de réglementation appropriés. Ces derniers comprenaient des évaluations environnementales d'autres projets de mise en valeur de pétrole et de gaz tels que l'Évaluation environnementale initiale de Cohasset-Panuke (LASMO 1990a); le PEES (SOEP 1996a); l'Étude approfondie du développement de champ de pétrole White Rose (Husky Oil 2000); de divers LASMO (ancien exploitateur du Projet Cohasset) ainsi que des études effectuées par EnCana (JWEL 2002; 2000a, 2000b; John Parsons & Associates 1999). Par ailleurs, le jugement professionnel et l'avis autorisé du personnel EnCana et du

groupe d'étude de cette évaluation environnementale a également joué un rôle très important lors de l'établissement de la portée de l'évaluation.

6.2.1.2 Sélection des composantes environnementales importantes

La section 6.2.1.1 décrit les questions et les facteurs qui déterminent la portée de l'évaluation environnementale. Les questions environnementales devant être traitées, telles que décrites dans le document d'établissement de la portée de l'évaluation et énumérées au tableau 6.8, ainsi que l'exposé des motifs visant l'inclusion et l'exclusion de CEV (composante environnementale importante) ont été effectuées selon un jugement professionnel.

Tableau 6.8 Sélection des composantes environnementales importantes		
Composante environnementale	Considérations à prendre pour une étude ultérieure	CEV sélectionnée
Qualité de l'air	Porte sur les émissions atmosphériques extra côtières d'une source potentiellement importante (comme le traitement de gaz), bien que l'on considère aussi des émissions terrestres associées à la construction.	<ul style="list-style-type: none"> • Qualité de l'air
Qualité des eaux	En raison des commentaires spécifiques et des demandes des organismes réglementaires, la qualité de l'eau de mer est considérée comme une CEV dans le REA. La qualité de l'eau est une voie critique pour des effets potentiels sur l'écosystème, inhérents à plusieurs CEV, comme les poissons de mer, les benthos marins, les mammifères marins et tout genre d'oiseaux marins.	<ul style="list-style-type: none"> • Qualité de l'eau de mer
Qualité des sédiments	Les sédiments marins sont une voie critique pour des effets potentiels sur l'écosystème des communautés benthiques.	<ul style="list-style-type: none"> • Benthos marin
Qualité et possibilité des sols	Les conditions de sol sont décrites dans la section 6.1 du REA. En raison des aptitudes limitées du sol à la production forestière et à la production agricole et du manque d'interaction avec le projet lors des exploitations, cette composante n'a pas été choisie à titre de CEV.	s.o.
Poissons et habitat des poissons	Porte sur les espèces marines commerciales extracôtières et celles du littoral ainsi que sur l'interaction potentielle avec le ruisseau Betty's Cove.	<ul style="list-style-type: none"> • Poissons marins • Environnement côtier (dans la partie sur l'habitat dulcicole)
Mammifères	Porte sur les perturbations potentielles par le projet dans les zones cotières et extra côtières. Zone extra côtière : porte sur les baleines, plus particulièrement les cétacés à dents en raison des effets du bruit. Zone côtière : porte sur les ravages des cerfs de Virginie et les zones d'hivernages des espèces rares et sensibles (p. ex. : petites chauves-souris brunes).	<ul style="list-style-type: none"> • Mammifères marins • Environnement côtier (dans discussion sur les mammifères terrestres et leurs habitats)
Ressources patrimoniales et archéologiques	Elles sont traitées comme des composantes socio-économiques et sont comprises dans la section 7 et dans le volume 5 de DPMV (L'accord relatif au programme de forage)	voir la section 7 et le volume 5 de DPMV

Tableau 6.8 Sélection des composantes environnementales importantes

Composante environnementale	Considérations à prendre pour une étude ultérieure	CEV sélectionnée
Benthos	Porte sur les effets de la construction sur les benthos marins (p. ex. : creusage de tranchée, déblais de forage). Les algues marines, comprises dans cette CEV, ont été considérées.	<ul style="list-style-type: none"> • Benthos marins
Végétation (plantes, arbres, forêts)	Porte sur une interaction potentielle des installations côtières avec le milieu. Les algues marines sont traitées sous la CEV benthos marins.	<ul style="list-style-type: none"> • Environnement côtier
Plancton	Le zooplancton et le phytoplancton sont des éléments importants dans l'écosystème marin, cependant, en raison de leur abondance et de leur distribution ubiquiste et du manque de mécanismes de concentration océanographique pour le plancton dans la zone du projet (Hannah et coll. 2001), ces composantes de l'écosystème ne seront pas affectées défavorablement au niveau de la population et ne sont pas considérées comme des CEV. Le contrôle des déversements d'hydrocarbures causés par l'éruption d'un puits n'a démontré jusqu'ici aucun effet nuisible aux communautés de plancton (Riley 1984) L'ichtyoplancton est inclus dans la CEV des poissons marins. Ici, nous traitons des interactions potentielles associées aux événements accidentels.	<ul style="list-style-type: none"> • Poisson marins (dans discussion portant sur l'ichtyoplancton)
Amphibiens et reptiles	Porte sur les espèce terrestres rares. Les tortues luth et les carettes peuvent être présentes dans la zone d'étude pendant l'été. Ce qui menace surtout les populations adultes (stériles) dans les eaux canadiennes, ce sont les risques d'enchevêtrement dans l'équipement de pêche, les débris et l'ingestion de sacs en plastique. Aucun débris solide ne sera rejeté à partir d'installations extracôtières. Rien n'indique que l'exploration de pétrole sur la plate-forme ou la pente Scotian n'ait eu précédemment des effets néfastes importants sur les tortues de mer (Thomson et coll. 2000), donc exclues comme CEV. La section 6.1 comporte d'autres discussions au sujet des tortues de mer en voie de disparition. Les amphibiens et reptiles sont traités sous Environnement côtier des CEV à la section 6.3.8 du REA.	<ul style="list-style-type: none"> • Environnement terrestre (dans la partie sur les reptiles rares et sensibles)
Oiseaux et habitats d'oiseaux	Porte sur les oiseaux côtiers et oiseaux de mer aussi bien que les espèces migratrices. Une attention particulière aux oiseaux pélagiques et aux activités saisonnières; aux petits déversements et aux décharges chroniques pouvant affecter les oiseaux marins, ils ont donc été inclus à titre de CEV.	<ul style="list-style-type: none"> • Oiseaux marins • Environnement côtier
Endroits spéciaux (île de Sable, le goulet et les régions écologiquement vulnérables)	<p>L'île de Sable est incluse comme CEV en raison des préoccupations de groupe d'intérêts et de son état de zone de conservation pour les oiseaux migrateurs.</p> <p>On a considéré le goulet lors de l'établissement de la portée de l'incidence, cependant l'information disponible indique que le potentiel d'interaction entre le goulet et les activités du projet est pratiquement nul. Cet énoncé est fondé sur les informations recueillies lors de la surveillance de la plate-forme Venture. Les changements dans la chimie des sédiments ne semblent pas importants à l'extérieur de 1000 m du treillis de Venture. Par ailleurs, des hydrocarbures de pétrole n'ont pas été détectés durant l'automne 1998 ou au printemps 1999 à des niveaux excédant 10 000 ppm ou même de 1000 ppm, selon une étude effectuée à une distance de 250 m du treillis de Venture. Les</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Île de Sable • Oiseaux marins

Tableau 6.8 Sélection des composantes environnementales importantes

Composante environnementale	Considérations à prendre pour une étude ultérieure	CEV sélectionnée
	<p>résultats n'excédaient pas 75.2 ppm. (SEEMAG 1999a). La plateforme Venture est située à 45 km du goulet. En considérant des effets comparables de la chimie des sédiments, il est très peu probable que toute contamination de sédiment puisse migrer jusqu'au goulet en provenance du Projet Deep Panuke en raison de la distance physique qui existe entre le projet, le goulet (c'est-à-dire, 140 km) et les processus océanographiques. Le bruit provenant du roject et du trafic des navires et des hélicoptères ne devrait pas interagir avec le goulet. Les déversements du projet (petits ou grands) ne devraient pas atteindre l'île de Sable (Section 6.3.7 du REA); il en va de même pour le goulet qui se trouve à une plus grande distance du Projet.</p> <p>L'île Country est considérée comme «un endroit spécial» car elle accueille une vaste colonie de sternes communes et arctiques qui viennent s'y reproduire, elle est également l'un des derniers sites canadiens en ce qui concerne la reproduction de la sterne de Dougall. Il n'y a aucune interaction directe du projet avec l'île Country autre que celle afférente à la reproduction des oiseaux dans l'île.</p> <p>EnCana a également adopté les codes de pratique pour l'île de Sable, le goulet et l'île Country, lesquels régiront les activités du projet et réduiront au minimum les interactions entre le projet et ces endroits spéciaux.</p>	
Espèces en péril	<p>Les espèces en péril ont été discutées à l'intérieur de leur composante environnementale appropriée. Le tableau 6.7 dresse une liste de toutes les espèces en péril considérées dans le REA ainsi que leur statut actuel. La décision de considérer une espèce en péril à l'intérieur de leurs CEV appropriées, contrairement à une discussion particulière, est fondée sur le jugement du groupe d'étude. Les interactions du projet pouvant potentiellement affecter les espèces de plantes terrestres rares sont très différentes de celles pouvant affecter les espèces d'oiseaux rares dans l'île de Sable ou d'espèces de poissons rares. D'une part, se pencher sur toutes les espèces en péril aurait eu pour effet de créer de grandes discussions .D'autre part, le groupe d'étude est confiant que la discussion en rapport avec les espèces et leurs CEV respectives a abouti à une évaluation approfondie et détaillée effectuée selon une formule plus logique.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Benthos marins • Poissons de mer • Mammifères marins • Oiseau marin • Environnement côtier
Ressources en eau souterraine	<p>Les ressources en eau souterraine sont discutées à la Section 6.1 du REA. Aucun utilisateur de ressources en eau souterraine (municipal, industriel ou domestique) autre que quelques puits domestiques à l'emplacement adjacent de l'usine de traitement de gaz PEES, n'a été identifié dans la zone immédiate du point d'arrivée à terre du pipeline et des installations côtières. De plus, le site résidentiel le plus proche se trouve à environ 900 m de l'emplacement du point d'arrivée à terre. Cette information sera confirmée par le biais d'un levé de pré construction. Dans les cas où des puits seraient identifiés à l'intérieur de 500 m, EnCana aurait recours à une procédure d'atténuation normalisée dont les</p>	S.O.

Tableau 6.8 Sélection des composantes environnementales importantes

Composante environnementale	Considérations à prendre pour une étude ultérieure	CEV sélectionnée
	<p>grandes lignes seraient décrites dans le PPE – construction côtière. Cela consisterait à interroger le propriétaire du puits avant la construction et à rassembler et archiver des échantillons d’eau en vue de la comparaison de la composition chimique de l’eau, si l’on soupçonne qu’il y a des effets sur l’approvisionnement du puits que l’on considère douteux en raison des activités du projet.</p> <p>Quant à tous les futurs utilisateurs de ressources en eau souterraine dans ce secteur, il existe plusieurs facteurs qui viendront limiter les interactions projet-environnement futurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le pipeline sera installé de façon à empêcher que la tranchée devienne un drainage latéral pour l’eau souterraine, et ce, pour des raisons pratiques en matière de lutte contre l’érosion et de prévention de la corrosion; • La tranchée du pipeline est relativement peu profonde (env. 2 m) en comparaison avec des puits d’eau souterraine du secteur qui eux ont une profondeur de 30 m à 60 m; • Pour des raisons de sécurité, on ne permettra à personne de construire un puits ordinaire dans la zone à moins de 100 m du pipeline. <p>En raison du manque probable d’interactions projet-environnement avec les utilisateurs d’eau souterraine, (des installations côtières viendront empêcher les interactions avec l’alimentation en eau des puits résidentiels) et en raison des mesures d’atténuation normalisées en place pour aborder ce problème, les ressources en eau souterraine ont été exclues des CEV.</p>	
Ressources en eau de surface	<p>Aucun utilisateur de ressources en eau de surface (municipal, industriel ou domestique) n’a été signalé dans le secteur immédiat du point d’arrivée à terre du pipeline, du pipeline et des installations côtières. Des habitations saisonnières (tels que des camps de chasse) utilisant l’eau de surface n’ont pas été individuellement évaluées. Cependant, il n’y a pas d’habitations saisonnières à l’intérieur du couloir de pipeline proposé. Si toutefois de telles habitations étaient relevées lors d’un levé de pré-construction, un moyen pratique de mesures d’atténuation consisterait à aviser immédiatement les propriétaires en aval des croisements afin de limiter l’utilisation de l’eau durant les quelques jours de la phase de construction. Ceci pourrait être accompli en fournissant de l’eau embouteillée aux individus concernés. Une fois la construction du site terminée, la seule interaction potentielle avec des eaux de surface serait lors d’événements peu probables de défaillance ou d’un accident. De cette façon, tous les futurs utilisateurs d’eau de surface seraient protégés.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Environnement côtier (dans la partie sur l’habitat des poissons d’eau douce)

Tableau 6.8 Sélection des composantes environnementales importantes		
Composante environnementale	Considérations à prendre pour une étude ultérieure	CEV sélectionnée
	Les ressources en eau douce sont discutées à la section 6.1 du REA. Bien que qu'elles n'aient pas été choisies comme CEV, elles ont été considérées comme une partie de l'ensemble de l'environnement côtier, notamment parce qu'elles constituent un habitat aquatique pour les poissons d'eau douce. À l'exception du ruisseau Betty's Cove, qui est un petit cours d'eau situé à l'extérieur du couloir de pipeline côtier proposé, il n'y a aucun cours d'eau important dans le secteur. En outre, avec les pratiques de construction de pipeline modernes, la préparation et l'application d'un PPE et d'un plan de SEE propres à une installation pour cette partie du projet, permettront à la fois d'éviter les effets néfastes aux ressources en eaux de surface causés par la construction et l'exploitation de la portion côtière du pipeline EnCana, et de les protéger.	
Zones humides et leurs fonctions	Elles ont été incluses à titre de CEV en raison de leurs sensibilités écologiques et d'autres considérations réglementaires. La route du pipeline côtier évitera les zones humides.	<ul style="list-style-type: none"> • Environnement côtier
¹ Composante environnementale (candidate à titre de CEV à être considérée) telle que décrite dans la portée de l'évaluation environnementale (OCNEHE et coll. 2001b)		

Le tableau 6.9 dresse la liste des CEV sélectionnées dans le cadre de cette évaluation et fournit la définition et la portée de ces CEV.

La décision quant à séparer ou à regrouper des composantes individuelles est fondée sur un jugement professionnel et sur l'étendue et le caractère unique des interactions projet-environnement associées aux diverses composantes d'écosystème. Évaluer toutes les espèces et les composantes d'écosystème séparément n'est ni très pratique, ni très efficace. De plus, cela amène de gros rapports, trop compliqués et de nombreuses répétitions, et diminue l'importance d'une approche écosystémique. Par ailleurs, en ce qui concerne l'environnement côtier, toutes les composantes ont été exposées à des activités de projet similaires associées à la construction et à l'exploitation du pipeline. Évaluer ces composantes comme une CEV particulière permet que les effets sur des aspects spécifiques de l'environnement côtier, de même que de l'environnement côtier dans son ensemble, ont été traités de façon détaillée.

Tableau 6.9 Définition et portée des CEV	
Composante environnementale importante	Définition des buts pour les EIE
Qualité de l'air	La qualité de l'air est un terme général qui fournit une mesure quant à la présence de contaminants atmosphérique dans l'environnement, dont les gaz à effet de serre.
Qualité de l'eau de mer	La qualité de l'eau de mer englobe les eaux extra côtières et côtières dans la zone d'étude et fournit une mesure des paramètres chimiques du milieu marin.
Benthos marins	Les benthos marins désignent l'habitat benthique et les communautés benthiques, s'articulant surtout autour de macro-invertébrés benthiques.

Tableau 6.9 Définition et portée des CEV	
Composante environnementale importante	Définition des buts pour les EIE
Poissons marins	Les poissons marins englobent tout le cycle de développement des espèces à nageoires présentes dans la zone d'étude (incluant les oeufs et la phase larvaire) ainsi que les espèces invertébrées, crevette nordique et calmar, et de leur nourriture d'organismes planctoniques (p. ex. : krill).
Mammifères marins (phoques et baleines)	Les mammifères marins comprennent les cétacés et les pinnipèdes présents dans la zone d'étude.
Oiseaux marins	Les oiseaux marins englobent les oiseaux de mer, les oiseaux de rivage et d'autres oiseaux qui utilisent les habitats marins côtiers et extra côtiers à proximité du projet, à un moment ou à un autre durant leur cycle vital.
Île de Sable	L'île de Sable porte sur l'importance des habitats dans l'île plutôt que les espèces résidentes et transitoires.
Environnement côtier	L'environnement côtier inclut les habitats potentiels et les ressources fauniques à proximité de la zone d'étude côtière, incluant les espèces rares et les espèces sensibles ainsi que l'habitat et les endroits spéciaux pour ces espèces.

6.2.1.3 Établissement de la portée des autres projets comportant un potentiel d'interactions cumulatives

Une évaluation environnementale dans le cadre de la *LCEE* doit prendre en considération les effets environnementaux cumulatifs qui pourraient découler de la combinaison du projet avec d'autres projets ou d'autres activités qui ont été ou devraient être réalisés. Par conséquent, une étape critique de l'évaluation environnementale consiste à déterminer quels autres projets ou activités ont atteint un degré de certitude (p. ex. : «seront réalisés») tel que la *LCEE* doit en tenir compte.

Il pourrait être utile de considérer la clarification fournie par la Commission mixte d'évaluation pour le Projet Express Pipeline en Alberta. À la suite d'une analyse du paragraphe 16(1)a) de la *LCEE*, la Commission mixte d'évaluation a déterminé que certaines des exigences doivent être satisfaites avant qu'elle ne considère les effets environnementaux cumulatifs :

- il doit y avoir un effet environnemental mesurable du projet proposé;
- il est nécessaire de démontrer que cet effet environnemental a un effet cumulatif avec les effets environnementaux d'autres projets ou d'autres activités;
- il est nécessaire de savoir si les autres projets ont été ou doivent effectivement être exécutés, et qu'ils ne sont pas de simple hypothèses (ONE et ACEE 1996).

Par ailleurs, la Commission mixte d'évaluation a indiqué qu'il est aussi nécessaire d'établir si l'effet environnemental cumulatif peut *vraisemblablement* survenir, c'est-à-dire s'il existe un degré de *probabilité*, plutôt qu'une simple possibilité, que l'effet environnemental cumulatif se produise. Ces critères ont servi à guider l'évaluation des effets environnementaux cumulatifs du Projet Deep Panuke.

Lors des premières étapes de l'évaluation, un exercice d'établissement de la portée a été menée afin d'identifier les autres activités et projets passés, présents et futurs, dont les effets pourraient interagir de façon cumulative avec ceux du projet lui-même. Le tableau 6.10 en dresse la liste plus loin.

Autres projets

- **Projet Cohasset** – Un projet d'exploitation pétrolière extracôtier situé à environ 10 km à 12 km de l'emplacement de Deep Panuke, en Phase I de déclassement, ne compte présentement aucun plan pour une Phase II (retrait des treillis).
- **PEES** – Projet de mise en valeur du gaz naturel situé à environ 45 km de l'emplacement de Deep Panuke, comptant des installations extracôtières et côtières (Goldboro et Point Tupper), dont des pipelines sous-marins et terrestres. Le volet I (incluait la construction et la mise en valeur des champs Thebaud, North Triumph et Venture, des installations sur terre de traitement et de fractionnement, et des pipelines) a été terminé en décembre 1999, et le volet II (mise en valeur des champs Alma, South Venture et Glenelg) : la première production de gaz à Alma est prévue pour 2003 (les autres suivront) (voir la figure 6.1).
- **Transport de gaz par Maritimes and Northeast Pipeline (M&NP)** – Réseau côtier de transport de gaz naturel transportant actuellement du gaz du PEES, où une expansion est prévue en vue d'accepter les volumes de gaz produits par le projet Deep Panuke; une installation de télémesure sera construite et exploitée au point de jonction afin d'accepter le gaz de Deep Panuke (se reporter la figure 6.1).
- **Réseau de transport Blue Atlantic** – Réseau de transport de gaz proposé couvrant une infrastructure à la fois extracôtier et côtier pour transporter du gaz naturel de la plate-forme Scotian vers la région de New York/New Jersey; à ce jour, il n'y a pas eu encore de dépôt officiel de réglementation (voir la figure 6.1 sur le corridor préliminaire du projet).
- **Câble électrique sous-marin de transmission Neptune** – Le câble de courant continu à haute tension (CCHT) sous-marin pour relier le Canada atlantique et le Maine aux marchés énergétiques du Nord-Est des États-Unis; en voie d'obtenir de nouvelles approbations réglementaires.
- **Projet Hudson Energy Company** – Proposition d'une installation de production d'énergie alimentée au gaz naturel à Goldboro (emplacement proposé à 600 m au sud-ouest de l'usine de traitement de gaz du PEES) comptant un câble CCHT sous-marin pour alimenter la ville de New York; la description du projet a été déposée en 2001, et depuis mai 2002, le projet est en attente (pour voir l'emplacement proposé, voir la figure 6.1).

Figure 6.1

Projet de Deep Panuke

Projets extracôtiers passés, actuels et proposés, et puits d'exploration concernant la zone du projet de Deep Panuke

EnCana Corporation

- Tracé proposé du pipeline d'EnCana
- Zone d'étude de l'évaluation environnementale
- Deep Panuke

M&NP

- Tracé du pipeline

Installations du PEES

- Pipeline
- Plates-formes (existantes et proposées)
- Installations côtières

Hudson Energy

- Tracé du couloir du projet
- Installations côtières

Projet de transport de Blue Atlantic

- Couloir du projet

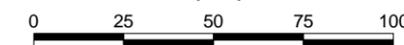
Emplacement des puits extracôtiers

- Puits

Bathymétrie

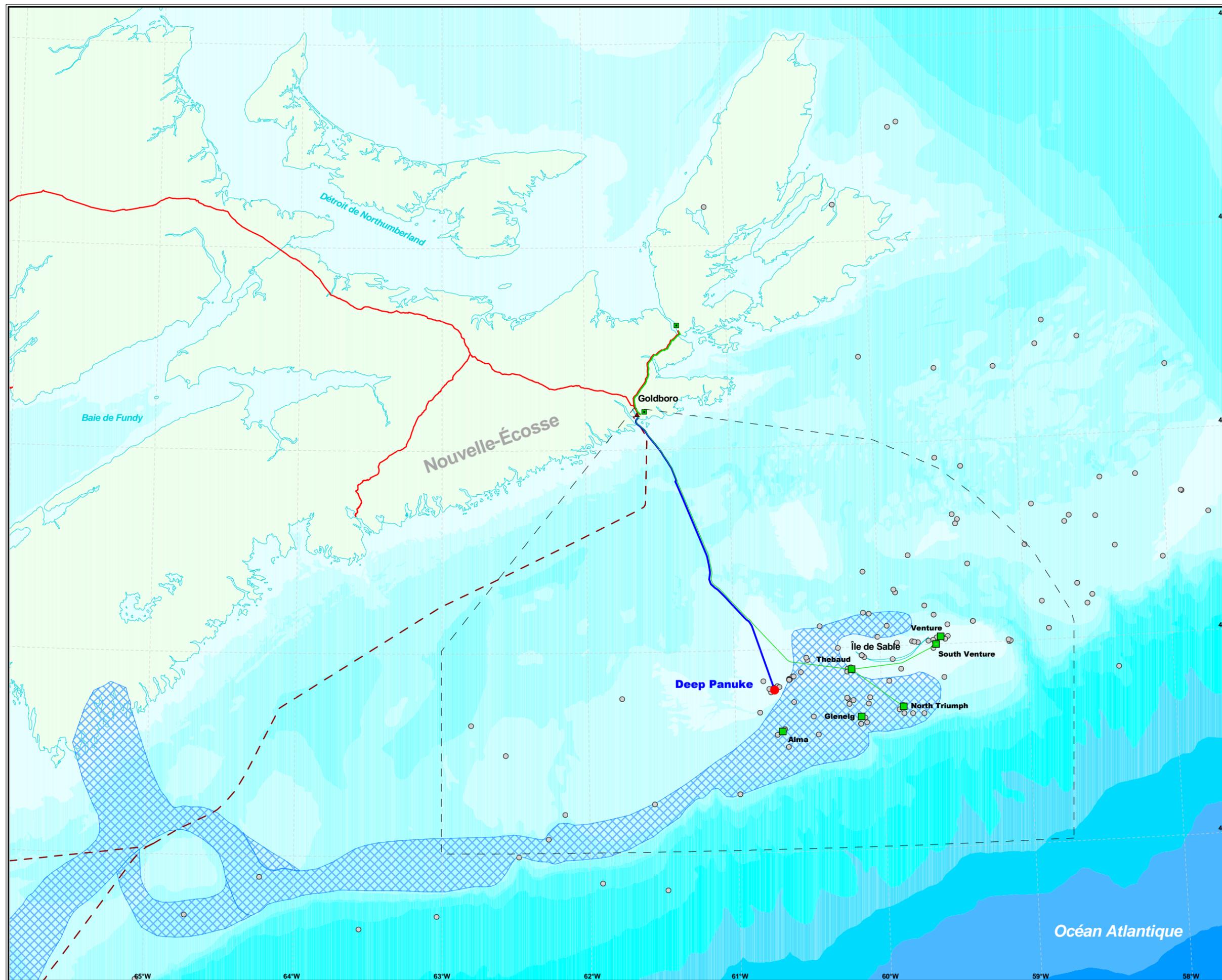
- 0 - 50
- 51 - 100
- 101 - 200
- 201 - 400
- 401 - 500
- 501 - 1000
- 1001 - 2000
- 2001 - 3000
- 3001 - 3500
- 3501 - 4000
- 4001 - 4500
- 4501 - 5000
- 5001 - 5500

N



Kilomètres

Caractéristiques de la carte
Projection: Transversale universelle de Mercator (TUM)
Zone: 20
Plan de comparaison: NAD 83
Échelle: 1:2 000 000
Quadrillage: 1° en lat./long.
Projet n°: NSD15999



- Projet d'éoliennes à l'île de Sable – Proposition d'un système d'énergie éolienne dont la construction dans l'île de Sable est prévue en 2002.
- Programme de forage d'exploration EnCana – Proposition de forage d'exploration qui sera effectué consécutivement sur Margaree (EL2387), Grand Pré (EL2357) et Lower Musquodoboit (EL2360) de fin 2002 jusqu'au début de 2003. Margaree et Lower Musquodoboit sont des licences adjacentes à Deep Panuke. Le programme de forage en eau profonde de EnCana comprend six licences et un des puits sera foré sur Torbrook (environ 100 km à l'ouest de Deep Panuke), fin 2002. Le forage devrait se poursuivre pour les autres licences entre 2002 et 2005.

Autres activités

- Forage d'exploration pétrolière extracôtière (activités passées, présentes et futures)
- Exploration sismique (activités passées, présentes et futures)
- Expédition (intérieure et internationale) (activités passées, présentes et futures)
- Pêche commerciale (activités passées, présentes et futures)
- Pêche à la baleine commerciale (activités passées)
- Tourisme (activités passées, présentes et futures)
- Exercices militaires (activités passées, présentes et futures)
- Utilisation et occupation de l'île de Sable (activités passées, présentes et futures)
- Transport à grande distance des polluants atmosphériques (activités passées, présentes et futures)

Les composantes environnementales importantes (CEV) ayant été sélectionnées pour évaluer les effets au moyen de la procédure d'établissement de la portée décrite à la Section 6.2.1.2 sont également considérées comme étant appropriées et inclusives pour fin de considération des effets cumulatifs potentiels.

6.2.2 Interactions potentielles entre les activités du projet et les composantes environnementales importantes

Le tableau 6.10 résume les interactions potentielles entre les activités du projet et les composantes à environnementales importantes sélectionnées. Une interaction potentielle n'indique pas nécessairement un impact prévu, mais justifie une analyse plus poussée de l'évaluation environnementale. La nature et la portée particulières de ces interactions avec chaque CEV sont discutées et évaluées dans l'évaluation des effets environnementaux (section 6.3).

6.2.3 Cadre de travail de l'évaluation des effets environnementaux

Cette section donne un aperçu des étapes comprises dans l'évaluation des effets potentiels du Projet. L'analyse présentée à la section 6.3 adhère à ces étapes pour chaque CEV. La méthodologie de l'analyse ayant été appliquée pour l'évaluation constitue ce qui est considéré comme une pratique acceptée telle que définie dans le *Guide à l'intention des praticiens en matière d'ECC* (CEA Agency 1994) et qui a produit des résultats probants lors de son application pour l'évaluation des effets d'autres projets reliés au pétrole et au gaz au Canada atlantique.

6.2.3.1 Identification de la CEV et description du contexte

Dans le but de s'assurer que l'évaluation est holistique, les documents d'orientation de l'organisme d'EEC (1994) exigent une description du contexte écologique et socio-culturel pour chacune des CEV. La considération de l'état actuel d'une CEV, ainsi que tout autre effet relié au projet, nécessite une évaluation de la relation entre chaque CEV et les autres composantes de l'écosystème ou du système humain (p. ex., relations trophiques).

6.2.3.2 Limites

Une étape importante du processus d'évaluation environnementale est la détermination des limites de l'évaluation. Les limites de temps et d'espace incluent ces périodes au cours desquelles, ainsi que les secteurs au sein desquels, les CEV sont susceptibles d'interagir entre elles ou de subir une influence du projet. Les limites de temps et d'espace pour chacune des CEV sont décrites à la section 6.3.

Tableau 6.10 Résumé des interactions potentielles entre les activités du projet et les CEV

Activités du projet	Composantes environnementales importantes								Interactions potentielles	
	Qualité de l'air	Qualité de l'eau marine	Benthos marins	Poissons marins	Mammifères marins	Oiseaux marins	Île de Sable	Environnement côtier		
Construction										
Installations sur plate-forme extracôtière	<ul style="list-style-type: none"> Battage de pieux Trafic de navires/hélicoptères Installation de treillis de plate-forme 	✓	✓	✓	✓	✓	✓			Échappement de l'équipement; perturbation pour le milieu benthique; bruit (en surface et subaquatique); présence et manœuvre de navires
Forage de reconnaissance	<ul style="list-style-type: none"> Mobilisation temporaire/présence de plate-forme autoélevatrice 	✓	✓	✓	✓	✓	✓			Émissions mineures de liquide et d'air (échappement) du déplacement et de l'exploitation de la plate-forme; niveau élevé de particules en suspension; attraction des oiseaux vers les lumières et les torches; perturbation du milieu benthique; perturbation et attraction des mammifères; attraction des poissons (effet de récif)
	<ul style="list-style-type: none"> Forage de puits de reconnaissance 	✓	✓	✓	✓	✓	✓			Émission d'air; rejet de BBE et de déblais de forage associés; niveau élevé de particules en suspension; étouffement localisé du benthos; ingestion de contaminants; bruit subaquatique; perturbation pour les poissons, les oiseaux, les mammifères et le benthos marins
Fabrication côtière/entreposage côtier	<ul style="list-style-type: none"> Secteurs de dépôt pour la fabrication sur terre/revêtement de canalisation/accumulation de stock 	✓							✓	Émissions d'air (échappement) du fonctionnement des équipements et des véhicules ainsi que de la préparation de l'emplacement; perturbation de l'habitat côtier; bruit

Tableau 6.10 Résumé des interactions potentielles entre les activités du projet et les CEV

Activités du projet		Composantes environnementales importantes								Interactions potentielles	
		Qualité de l'air	Qualité de l'eau marine	Benthos marins	Poissons marins	Mammifères marins	Oiseaux marins	Île de Sable	Environnement côtier		
Pipeline sous-marin	• Pose de canalisations/excavation de tranchée	✓	✓	✓	✓	✓	✓			Émissions d'air (échappement); remise en suspension de sédiments; perturbation pour le milieu benthique; bruit subaquatique; présence et manœuvre de navires	
	• Mise à l'essai hydrostatique		✓		✓	✓	✓		✓	Rejet d'eau de mer contenant des inhibiteurs de corrosion, des biocides et des teintures indicatrices dans l'océan	
Installations côtières	<ul style="list-style-type: none"> • Défrichage de l'emprise • Excavation/dynamitage • Installation du pipeline • Installation des équipements de transfert • Construction d'une voie d'accès 	✓	✓						✓	Émissions de poussière et d'air (échappement); perturbation de l'habitat terrestre; bruit; érosion et sédimentation du fond marin et du fond d'eau douce; effets hydrologiques sur les marécages; perturbation sensorielle pour la faune terrestre	
Exploitation											
Production extracôtière	<ul style="list-style-type: none"> • Élimination de gaz acide (injection) • Torchage de routine • Traitement et adoucissement du gaz 	✓	✓	✓	✓	✓	✓				Émissions d'air provenant des opérations de traitement; bruit associé au fonctionnement des compresseurs; rejets marins de l'eau produite et de l'effluent provenant du traitement; attraction des oiseaux vers les torches
	• Autres opérations sur la plate-forme	✓	✓		✓		✓				Émissions d'air provenant des groupes électrogènes; rejet d'égout, de la purge du pont, etc.
	• Présence de plates-formes			✓	✓	✓	✓				Attraction des oiseaux vers les lumières; accroissement de la diversité de l'habitat marin (effet de récif); exclusion de l'activité de pêche (effet de refuge); attraction des mammifères

Tableau 6.10 Résumé des interactions potentielles entre les activités du projet et les CEV

Activités du projet		Composantes environnementales importantes							Interactions potentielles	
		Qualité de l'air	Qualité de l'eau marine	Benthos marins	Poissons marins	Mammifères marins	Oiseaux marins	Île de Sable		Environnement côtier
Opérations de soutien extracôtier	• Trafic de navires	✓	✓			✓	✓			Émissions d'air (échappement); rejets de liquides (ex.: cale/ballast) dans le milieu marin; collisions avec les mammifères marins; bruit subaquatique; émissions de lumière; perturbation pour les oiseaux.
	• Trafic d'hélicoptères	✓				✓	✓	✓		Émissions d'air (échappement); bruit; perturbation sensorielle pour la faune
Pipeline sous-marin	• Présence de pipeline			✓	✓					Attraction des poissons et des organismes benthiques (effets de récif et de refuge); obstacle pour la migration des invertébrés benthiques
Installations côtières	• Entretien du pipeline et de l'emprise								✓	Bruit et autre perturbation de la faune et de l'habitat côtiers
	• Entretien des installations de transfert	✓							✓	Bruit et autre perturbation de la faune et de l'habitat côtiers
<i>Déclassement</i>										
Déclassement des installations du projet	• Installations extracôtières • Installations côtières	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	Émissions d'air (échappement); émissions mineures de liquides provenant des navires; bruit; perturbation pour les oiseaux et les mammifères; attraction des poissons (effet de récif); perturbation de l'habitat côtier
<i>Fonctionnement défectueux et accidents</i>										
Éruption d'un puits	• Sous-marine • En surface	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		Contamination des eaux; mazoutage d'espèces d'oiseaux; contamination des sédiments; assimilation de contaminants par le benthos et les poissons; émissions d'air; effets sur l'habitat de l'île de Sable

Tableau 6.10 Résumé des interactions potentielles entre les activités du projet et les CEV

Activités du projet		Composantes environnementales importantes								Interactions potentielles
		Qualité de l'air	Qualité de l'eau marine	Benthos marins	Poissons marins	Mammifères marins	Oiseaux marins	Île de Sable	Environnement côtier	
Rupture de pipeline	• Pipeline extracôtier	✓	✓	✓	✓	✓	✓			Contamination des eaux; émissions d'air
	• Pipeline côtier	✓							✓	Émissions d'air; incendies/explosions; contamination du sol; dommages à l'écosystème de l'habitat côtier
Déversements	<ul style="list-style-type: none"> • Déversements de la plate-forme • Déversements côtiers de carburant/matières dangereuses 	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Contamination des eaux et des sédiments; mazoutage d'espèces; altération; émissions d'air; effets sur l'habitat de l'île de Sable
Torchage/Évacuation d'air en raison de conditions inappropriées	• Torchage de gaz acide	✓					✓	✓		Émissions d'air; attraction des oiseaux vers les torches; effets potentiels sur la qualité de l'air et l'habitat de l'île de Sable
<i>Autres projets et activités (passés, présents, futurs) avec potentiel d'interactions cumulatives</i>										
Projet Cohasset (Passé et présent)	<ul style="list-style-type: none"> • Forage • Production • Présence d'une infrastructure • Déclassement 		✓	✓	✓			✓		Contamination des sédiments; effets sur les communautés benthiques; présence de treillis et de conduits d'écoulement entre les champs; effets de récif et de refuge sur les poissons et les organismes benthiques

Tableau 6.10 Résumé des interactions potentielles entre les activités du projet et les CEV

Activités du projet	Composantes environnementales importantes								Interactions potentielles
	Qualité de l'air	Qualité de l'eau marine	Benthos marins	Poissons marins	Mammifères marins	Oiseaux marins	Île de Sable	Environnement côtier	
Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (Passé, présent)	<ul style="list-style-type: none"> • Plate-formes extracôticières et exploitation du pipeline 	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Émissions d'air; rejets de routine; bruit; trafic de navires et d'hélicoptères; torchage; effets sur les sédiments et les communautés benthiques; effets de récif et de refuge sur les poissons
	<ul style="list-style-type: none"> • Exploitation du pipeline près des côtes 		✓	✓	✓		✓		Effets sur les communautés benthiques; effets de récif et de refuge sur les poissons; effets des constructions passées de pipelines sur les colonies d'oiseaux
	<ul style="list-style-type: none"> • Usines côtières et exploitation des pipelines 	✓						✓	Émissions d'air; perte d'habitat terrestre; érosion et sédimentation
Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (Futur)	<ul style="list-style-type: none"> • Forage de reconnaissance • Installation et exploitation des plates-formes extracôticières et des conduites d'écoulement sous-marines 	✓	✓	✓	✓	✓	✓		Émissions d'air; rejets routiniers; bruit, en particulier du battage de pieux; trafic de navires et d'hélicoptères; torchage; contamination localisée des sédiments et étouffement du benthos; effets de récif et de refuge sur les poissons; effets sur l'île de Sable
Transport du gaz de M&NP (Passé, présent et futur)	<ul style="list-style-type: none"> • Pipeline côtier • Installations de compression • Installation d'équipements de télémétrie visant à accepter le gaz de Deep Panuke au raccordement 		✓					✓	Perte d'habitat terrestre; érosion et sédimentation; trafic, perturbation sensorielle de la faune

Tableau 6.10 Résumé des interactions potentielles entre les activités du projet et les CEV

Activités du projet		Composantes environnementales importantes								Interactions potentielles
		Qualité de l'air	Qualité de l'eau marine	Benthos marins	Poissons marins	Mammifères marins	Oiseaux marins	Île de Sable	Environnement côtier	
Réseau de transport Blue Atlantic (Futur)	<ul style="list-style-type: none"> • Construction d'un pipeline sous-marin • Trafic de navires/d'hélicoptère • Installations côtières • Installations extracôtières potentielles 	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	Émissions d'air; rejets mineurs de liquide dans le milieu marin; perturbation de l'habitat benthique; bruit subaquatique associé aux navires de construction; trafic marin de navires; teneur élevée de particules en suspension
Câble de transmission électrique sous-marin de Neptune (Futur)	<ul style="list-style-type: none"> • Pose d'un câble de transmission électrique sous-marin • Trafic de navires • Production d'énergie côtière 	✓	✓	✓		✓			✓	Émissions d'air; rejets mineurs de liquide dans le milieu marin; perturbation de l'habitat benthique; bruit subaquatique associé aux navires de construction; trafic marin de navires; teneur élevée de particules en suspension
Projet d'alimentation de la Hudson Energy Company (proposé, en attente)	<ul style="list-style-type: none"> • Construction et exploitation d'une installation de production d'énergie alimentée au gaz naturel dans la région de Goldboro • Installation et exploitation d'un câble sous-marin à courant continu et à haute tension (CCHT) de la Nouvelle-Écosse à New York/New Jersey 	✓	✓	✓		✓	✓		✓	Émissions d'air; rejets mineurs de liquide dans le milieu marin (associés aux navires de construction); perturbation de l'habitat benthique; bruit subaquatique

Tableau 6.10 Résumé des interactions potentielles entre les activités du projet et les CEV

Activités du projet		Composantes environnementales importantes							Interactions potentielles	
		Qualité de l'air	Qualité de l'eau marine	Benthos marins	Poissons marins	Mammifères marins	Oiseaux marins	Île de Sable		Environnement côtier
Éoliennes de l'île de Sable (futures)	<ul style="list-style-type: none"> • Livraison, installation et exploitation d'un système d'énergie éolienne (incluant cinq éoliennes de 7.5 kW) 	✓					✓	✓		Réduction des émissions des gaz à effet de serre et des émissions nuisibles d'air; mortalité des oiseaux; trafic de navires pendant la construction
Forage d'exploration de pétrole extracôtier (Passé, présent et futur)	<ul style="list-style-type: none"> • Forage d'exploration récent et prévu prochainement sur la côte du Banc de Sable comprend, mais sans s'y limiter : <ul style="list-style-type: none"> - EL 2389 (Huckleberry) - EL 2376 (Southampton) EL 2360 (Lower Musquodoboit) EL 2387 (Margaree) EL 2357 (Grand Pré) - EL 2401 (Marquis) - EL 2377 (Annapolis) - EL 2359 (Mahone) SDL 2121 (Onondaga) • Divers programmes de forage en eau profonde 	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		Rejets mineurs de liquide dans le milieu marin; bruit; rejet de boues et de déblais de forage (étouffement localisé du benthos); émissions d'air; attraction/perturbation chez les mammifères; attraction des oiseaux vers les lumières et les torches; trafic de navires et d'hélicoptères
Exploration sismique	<ul style="list-style-type: none"> • Exploration sismique future : aucun programme n'est présentement approuvé, mais on peut raisonnablement prévoir des activités 		✓		✓	✓	✓			Bruit; trafic de navires; émissions d'air (échappement); rejets mineurs de liquide dans le milieu marin; perturbation sensorielle chez les mammifères marins et les poissons

Tableau 6.10 Résumé des interactions potentielles entre les activités du projet et les CEV

Activités du projet		Composantes environnementales importantes							Interactions potentielles	
		Qualité de l'air	Qualité de l'eau marine	Benthos marins	Poissons marins	Mammifères marins	Oiseaux marins	Île de Sable		Environnement côtier
Expédition (Passée, présente et future)	<ul style="list-style-type: none"> • Intérieure • Internationale 		✓			✓	✓	✓		Émissions d'air (échappement); rejets de liquide dans le milieu marin (ex. : cale/ballast); bruit; collisions avec les mammifères marins
Pêche commerciale (Passée, présente et future)	<ul style="list-style-type: none"> • Appareillage Fixe • Appareillage mobile 		✓	✓	✓	✓	✓			Émissions d'air (échappement); rejets de liquide dans le milieu marin; perturbation de l'habitat benthique par les dragueurs/chalutiers; enchevêtrement avec des mammifères marins; surpêche
Pêche commerciale à la baleine (Passée)	<ul style="list-style-type: none"> • Trafic de navires • Exploitation baleinière 					✓		✓		Mortalité de baleines; effets sur la population
Tourisme (Passé, présent, future)	<ul style="list-style-type: none"> • Trafic de navires 		✓			✓		✓		Bruit; rejets mineurs de liquides dans le milieu marin; harcèlement de la faune
Exercices militaires	<ul style="list-style-type: none"> • Trafic de navires • Hydroacoustique 		✓		✓	✓				Bruit; rejets liquides dans le milieu marin; collision avec des mammifères marins
Utilisation et occupation de l'île de Sable (Passées, présentes et futures)	<ul style="list-style-type: none"> • Culture • Prospection des gisements d'hydrocarbures • Habitation • Trafic d'hélicoptères 						✓	✓		Introduction d'espèces non-indigènes; déstabilisation du terrain; altération de l'habitat; perturbation par le bruit, la présence humaine
Transport à grande distance de polluants atmosphériques (Passé, présent, futur)	<ul style="list-style-type: none"> • Transport de produits de combustion à combustibles fossiles dans la direction du vent vers la Nouvelle-Écosse 	✓						✓	✓	Apport supplémentaire de polluants dans l'atmosphère

6.2.3.3 Établissement des critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels

La section 16(1)(b) de la *LCEE* exige la détermination de l'importance des effets environnementaux. Pour ce faire, il est généralement admis d'établir et d'appliquer des critères d'évaluation afin d'en déterminer l'importance. Les critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels ont été établis selon les renseignements obtenus lors de la détermination de la portée, les renseignements disponibles sur l'état et les caractéristiques de la CEV, et ils comprennent souvent l'application de normes environnementales, de lignes directrices ou d'objectifs lorsque disponibles (p. ex., les lignes directrices qui s'appliquent à la qualité de l'air ambiant). L'organisme d'EEC suggère que les normes, les lignes directrices et les objectifs environnementaux pertinents soient aussi utiles pour déterminer l'importance des effets environnementaux cumulatifs. De plus, l'organisme d'EEC remarque le fait de considérer la capacité de charge, le niveau de tolérance ou la capacité d'assimilation du secteur pourrait s'avérer utile, bien qu'il puisse être impossible de quantifier ces caractéristiques.

Les documents d'orientation préparés par l'organisme d'EEC (1994) dresse la liste d'un certain nombre de critères qui devraient être pris en considération pour décider si les effets néfastes pour l'environnement sont importants, ceux-ci incluant : la magnitude; l'étendue géographique; la durée; la fréquence; la réversibilité; et le contexte écologique et/ou socio-culturel. Ces critères ont été pris en considération dans la présente évaluation pour ce qui a trait à la détermination de l'importance de chaque CEV. Par ailleurs, il est nécessaire d'articuler clairement ce qui rend un effet important. Pour chaque CEV, la section 6.3 présente une définition de ce qu'est un « effet environnemental négatif important » et un « effet positif ».

6.2.3.4 Interactions, problèmes et inquiétudes

Les interactions possibles entre les activités du projet et les CEV sélectionnées sont résumées au tableau 6.10. La nature particulière et la portée de ces interactions avec chaque CEV sont discutées et évaluées. Les interactions possibles avec les CEV (p. ex., une description du degré auquel les CEV sont exposées à chacune des activités du projet) sont décrites dans l'évaluation. Lorsque cela s'avèrera approprié, l'évaluation inclura un résumé des principales préoccupations ou hypothèses de pertinence en relation avec l'effet de chaque activité du projet sur les CEV prises en considération. Là où les connaissances déjà acquises indiquent qu'il est peu probable qu'une interaction produise un effet, certains points pourraient ne pas justifier une analyse plus approfondie.

6.2.3.5 Analyse, mesure d'atténuation et prévision des effets résiduels

L'évaluation se concentre sur l'évaluation des interactions potentielles entre les CEV et les diverses activités du projet décrites dans la description du projet. Un système d'évaluation normalisé a été mis au point en vue de s'assurer que les effets potentiels sont clairement et complètement évalués. Les

effets environnementaux résiduels sont ceux qui restent après l'application de mesures d'atténuation et de contrôle. La prévision des effets environnementaux résiduels suivra trois étapes globales, tel que le suggère l'organisme d'EEC (1994).

Détermination de la nocivité des effets environnementaux

L'évaluation des effets pour chacune des CEV est menée selon l'étape du projet (construction, exploitation et déclassement) et les fonctionnements defectueux et les accidents. Pour chacune des étapes, le groupe d'étude a choisi les activités du projet qui sont susceptibles de produire un effet positif ou négatif. Afin de déterminer s'il y a présence d'effets nocifs, le groupe d'étude considère un certain nombre de facteurs, incluant ceux qui sont recommandés dans les documents d'orientation de l'organisme d'EEC (1994).

Détermination de l'importance des effets environnementaux nocifs

L'analyse évalue les interactions entre les activités du projet et les CEV, et elle détermine l'importance de tout effet environnemental négatif résiduel (p. ex, les effets qui pourraient persister après l'application de stratégies d'atténuation), selon les critères d'évaluation établis pour les CEV. On attribue un classement à ces effets, selon qu'ils sont d'une nocivité importante, d'une nocivité non importante ou qu'ils sont positifs. L'évaluation comprend la prise en considération de stratégies d'atténuation particulières et les critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels précités.

Détermination de la probabilité que les effets environnementaux résiduels d'importance surviennent

En ce qui a trait aux effets environnementaux négatifs d'importance, l'évaluation prend aussi en considération leur probabilité ainsi que l'incertitude scientifique.

L'analyse de l'évaluation des effets qui est menée pour chaque CEV est résumée sur deux matrices de gabarits. La matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels résume les effets selon l'activité du projet, et ceci pour chacune des étapes du projet, et elle décrit l'atténuation et l'analyse appliquée pour chacune des activités. Les éléments de modification ayant servi à caractériser les divers critères considérés pour déterminer l'importance des effets peuvent varier entre les différentes CEV. La matrice du résumé des effets environnementaux résiduels apporte une classification globale des effets environnementaux résiduels par étape du projet, incluant les effets cumulatifs.

6.2.4 Évaluation des effets cumulatifs

Le paragraphe 16(1)(a) de la *LCEE* exige que chaque étude approfondie d'un projet comprenne une évaluation des « effets environnementaux cumulatifs qui sont susceptibles de découler du projet lorsqu'il est combiné avec les autres projets ou activités qui ont été ou doivent être exécutés. » Certains des autres projets et activités passés, présents et prévus dans un avenir raisonnable qui pourraient avoir une interaction cumulative avec les effets du projet se trouvent dans la liste présentée au tableau 6.10.

Aux fins de la présente évaluation, il est présumé que les conditions ou l'état actuels de chaque CEV reflètent l'influence d'autres projets et activités passés et en cours survenant dans ou à l'extérieur de la région où le projet a lieu. Il est aussi présumé (à moins d'une preuve du contraire, telle qu'une tendance prévisible à la hausse ou à la baisse d'une population) que l'exécution des activités en cours se poursuivra dans l'avenir et aura des effets semblables à ceux préalablement observés. Par conséquent, en l'absence du projet, l'état ou les conditions futures de chaque CEV seraient semblables à ceux qui existent aujourd'hui. Les effets prévus du projet tels que décrits à la section 6 intègrent donc les effets cumulatifs de ces projets et activités en cours. Il est aussi reconnu qu'il existe d'autres projets ou activités futurs, autres que le projet Deep Panuke, qui pourraient entraîner des effets supplémentaires sur les CEV dans la région à l'étude. Les effets de ces autres projets et activités sont pris en considération et évalués pour chaque CEV.

La prévision des effets environnementaux résiduels effectuée pour chaque CEV intègre les effets cumulatifs potentiels de ces autres projets et activités passés, présents et futurs. Les effets cumulatifs sont résumés pour chaque CEV dans la section 6.3.9. La méthodologie utilisée pour l'évaluation des effets cumulatifs de ce projet respecte les pratiques en cours et elle est cohérente avec la *LCEE* et informée par le cadre de l'évaluation présenté dans le *Guide à l'intention des praticiens en matière d'ECC* (CEA Agency 1999).

6.2.5 Suivi et surveillance

La section 16(2)(c) de la *LCEE* requiert de prendre en considération la nécessité et les exigences à l'égard de toute étude de suivi. Les exigences relatives à la surveillance et au suivi sont évaluées pour chacune des CEV et sont reliées à la sensibilité à l'égard d'une CEV à la fois en relation avec le projet et les effets environnementaux cumulatifs. Les chances que surviennent de tels effets et leur importance, ainsi que le degré de confiance associé au classement des effets résiduels, sont aussi pris en considération.

6.2.6 Utilisation durable des ressources renouvelables

La section 16(2)(d) de la *LCEE* requiert qu'une considération soit accordée à la capacité des ressources renouvelables qui sont susceptibles d'être touchées par le projet afin de satisfaire les besoins à la fois dans le présent et dans l'avenir. Cette discussion se limite à tous les effets environnementaux nocifs sur les ressources renouvelables.

6.2.7 Résumé de l'évaluation des effets environnementaux résiduels

Enfin, les résumés des effets environnementaux nocifs sur chaque CEV pour chacune des étapes du projet, ainsi que ceux des effets environnementaux nocifs qui pourraient être le résultat de mauvais fonctionnements ou d'accidents y sont présentés.

6.3 Évaluation de l'impact biophysique

6.3.1 Qualité de l'air

La qualité de l'air est considérée comme étant une CEV en raison de sa valeur intrinsèque à la santé des gens et des écosystèmes. La qualité de l'air est un terme général qui fournit une mesure de la présence des contaminants atmosphériques, dont les gaz à effet de serre (GES), dans l'environnement. Les contaminants atmosphériques potentiels du projet comprennent : l'anhydride sulfureux (SO₂), l'hydrogène sulfuré (H₂S), les oxydes d'azote (NO_x), le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), des traces de produits de combustion incomplète et des matières particulaires en suspension totales (MPS) (se reporter à la section 2.7.1).

6.3.1.1 Limites

L'interaction du projet avec l'environnement atmosphérique est indépendante du temps ou de la saison. Les effets de la qualité de l'air peuvent durer des jours (par exemple, pendant la construction) ou s'exercer de façon continue durant l'exploitation pour toute la vie du projet.

L'évaluation de la qualité de l'air a été menée sur un espace englobant la partie continentale de la Nouvelle-Écosse près du secteur du projet, l'île de Sable et l'environnement atmosphérique au-dessus des eaux dans la région étudiée (se reporter à la figure 1.1). En raison de la nature du projet (c.-à-d. le traitement extracôtier), l'évaluation de la qualité de l'air mettra surtout l'accent sur l'environnement extracôtier. L'évaluation des effets sur les côtes se limite à des émissions routinières accompagnant la construction (par exemple, le terrassement, les émissions par les véhicules, la poussière); la partie côtière du pipeline (figure 2.6) rejoint un pipeline existant de gaz marchand (M&NP).

Les effets potentiels des émissions atmosphériques routinières du projet sont évalués à une distance telle que la concentration diminue près du niveau naturel. Pour ce qui est des défaillances ou des accidents, l'espace atteint par les effets de la qualité de l'air est évaluée au-delà des distances correspondant aux critères réglementaires ou autres. Le domaine d'évaluation comprend les secteurs de la mer où les occupants de navires de pêche, de plaisance ou qui ne sont que de passage pourraient être exposés, et des régions réceptrices particulières comme l'île de Sable, les plates-formes extracôtières du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable à Alma (future), et à Thebaud, ainsi que la côte continentale de la Nouvelle-Écosse.

6.3.1.2 Critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels

Les définitions pour l'évaluation de l'importance des effets sur la qualité de l'air ont été élaborées à partir de différentes normes et critères provinciaux, fédéraux sur la santé, la sécurité et l'environnement. Pour les besoins de cette évaluation, la norme utilisée pour les émissions courantes est la concentration maximale admissible au niveau du sol tel que précisé dans les *Règlements sur la qualité de l'air* de la Nouvelle-Écosse sous la *Loi sur l'environnement* de la Nouvelle-Écosse (tableau 6.11). Le tableau 6.11 présente également les normes de qualité de l'air pour ce qui est admissible, acceptable et souhaitable, telles que définies sous la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (LCPE)*, pour fins de comparaison. Le niveau maximal admissible indique une concentration au-delà de laquelle une action appropriée est requise afin de protéger la santé de la population en général. Le niveau maximal acceptable (équivalent dans presque tous les aspects des critères de la Nouvelle-Écosse) vise à protéger contre les effets néfastes sur le sol, l'eau, la végétation, la visibilité et le bien-être des gens. Le niveau maximal souhaitable est l'objectif à long terme pour la qualité de l'air.

Tableau 6.11 Objectifs sur la qualité de l'air ambiant des Règlements sur la qualité de l'air (Loi sur l'environnement) de la Nouvelle-Écosse et de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement						
Polluants et unités (unités équivalentes entre parenthèses)	Temps moyen	Nouvelle-Écosse	Canada			
		Concentration maximale admissible au niveau du sol	Normes pan-canadiennes (en instance)	Objectifs sur la qualité de l'air ambiant		
				Maximum souhaitable	Maximum acceptable	Maximum admissible
Dioxyde d'azote $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (ppb)	1 heure	400 (213)	-	-	400 (213)	1000 (532)
	24 heures	-	-	-	200 (106)	300 (160)
	Annuel	100 (53)	-	60 (32)	100 (53)	-
Anhydride sulfureux $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (ppb)	1 heure	900 (344)	-	450 (172)	900 (344)	-
	24 heures	300 (115)	-	150 (57)	300 (115)	800 (306)
	Annuel	60 (23)	-	30 (11)	60 (23)	-
Matières particulaires totales en suspension (MPS) $\mu\text{g}/\text{m}^3$	24 heures	120	-	-	120	400
	Annuel	70	-	60	70	-

Tableau 6.11 Objectifs sur la qualité de l'air ambiant des Règlements sur la qualité de l'air (Loi sur l'environnement) de la Nouvelle-Écosse et de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement

Polluants et unités (unités équivalentes entre parenthèses)	Temps moyen	Nouvelle-Écosse	Canada			
		Concentration maximale admissible au niveau du sol	Normes pan-canadiennes (en instance)	Objectifs sur la qualité de l'air ambiant		
				Maximum souhaitable	Maximum acceptable	Maximum admissible
PM _{2,5} µg/m ³	24 heures, 98 ^e percentile sur 3 années consécutives	-	30 (pour 2010)	-	-	-
PM _{10-2,5} µg/m ³		-	(recommandé en 2003)	-	-	-
Monoxyde de carbone mg/m ³ (ppm)	1 heure	35 (31)	-	15 (13)	35 (31)	-
	8 heures	15 (13)	-	6 (5)	15 (13)	20 (17)
Oxydants – ozone µg/m ³ (ppb)	1	160 (82)	-	100 (51)	160 (82)	300 (153)
	8 heures, basé sur la 4 ^e valeur annuelle, moyenne sur 3 années consécutives	-	128 {pour 2010} (65)	-	-	-
	24 heures	-	-	30 (15)	50 (25)	-
	Annuel	-	-	-	30 (15)	-
Hydrogène sulfuré µg/m ³ (ppb)	1 heure	42 (30)	-	-	-	-
	24 heures	8 (6)	-	-	-	-

Pour les besoins de l'évaluation d'une défaillance, d'échecs de procédure et d'accidents, un certain nombre de normes applicables sur la santé, la sécurité et l'environnement ont été considérées dans la détermination de l'importance des effets négatifs. Les critères déterminants sélectionnés pour cette analyse comprennent :

Limite inférieure d'explosivité (LIE) – Teneur minimale à laquelle un gaz peut s'enflammer.

Danger immédiat pour la vie et la santé (IDLH) – L'Occupational Safety and Health Administration (OSHA) définit comme présentant un danger immédiat pour la vie ou la santé, dans les manipulations de déchets dangereux et la réglementation des interventions d'urgence, une teneur atmosphérique de toute substance toxique, corrosive ou asphyxiante qui pose un danger immédiat pour la vie ou qui pourrait causer des effets nocifs irréversibles ou différés sur la santé ou qui pourrait empêcher une personne de quitter les lieux contaminés. Le délai maximal d'exposition est de 30 minutes.

Valeur limite d'exposition – Limite d'exposition à court terme (VLE-LECT) – La concentration moyenne pondérée en fonction du temps pour une journée conventionnelle de 8 heures et une semaine de travail de 40 heures à laquelle presque tous les travailleurs peuvent être exposés, jour après jour, sans que leur santé en subisse d'effet adverse (ACGIH 2002).

Valeur limite d'exposition – Limite d'exposition à court terme (VLE-LECT) – Valeur moyenne pondérée pour le temps d'exposition ne dépassant pas 15 minutes, pendant une journée de travail, même si la moyenne pondérée dans en fonction du temps de 8 heures est dans les limites de la VLE – Moyenne pondérée dans le temps (ACGIH 2001).

Critères de qualité d'air ambiant – Les critères pertinents des normes et objectifs provinciaux et fédéraux de la qualité de l'air (se reporter au tableau 6.13).

Les critères ci-dessus sont listés en ordre décroissant de concentration. Le critère final est pour la protection de l'environnement et du grand public. Les autres critères sont appliqués pour des raisons de sécurité et de santé.

Un effet environnementale négatif **importante** sur la qualité de l'air ambiant est celle qui implique un dépassement permanent de tout critère sur la santé, la sécurité et l'environnement ou de toute norme réglementaire tels que décrits ci-dessus.

Un effet **positif** est un effet qui réduit de façon mesurable l'apport de polluants atmosphériques résultant des activités du projet.

6.3.1.3 Interactions, problèmes et inquiétudes potentiels

L'interaction la plus importante à prendre en considérer est la dégradation possible de la qualité de l'air à des niveaux qui peuvent mener à une détérioration de la santé humaines ou de celle des écosystèmes.

Les activités de construction et d'exploitation du projet vont générer des rejets dans l'atmosphère provenant :

- de moteurs de navires et d'avions (CO, NO_x, CO₂, MPS);
- de générateurs et de compresseurs sur des installations de forage et des plates-formes (NO_x, SO₂, H₂S);
- du torchage (H₂S, SO₂, NO_x, CO₂, MPS);
- d'autres émissions fugitives (CH₄, déversements de lubrifiant).

La section 2.7.1 décrit les polluants atmosphériques courants qui pourraient être émis par le projet.

Le torchage est une composante essentielle du système de sécurité pour toutes les phases du projet, nécessaire pour assurer des conditions sécuritaires de travail sur la plate-forme. Pendant la construction et le forage, il y aura occasionnellement un besoin de torchage des gaz excédentaires, de tests de torchage des puits et peut-être des torchages d'urgence. Au cours des opérations du projet, il y aura un torchage permanent pour les dégagements gazeux de TEG; cette torche sera stabilisée par du gaz combustible, le cas échéant. Le gaz corrosif sera aussi brûlé au cours de l'entretien normal du système de gestion du gaz corrosif. Avant l'élimination de l'hydrogène sulfuré du gaz, il peut y avoir des fuites fugitives occasionnelles locales d'odeurs. Les conditions favorisant ces émissions seront régies par des procédures opérationnelles et des procédures de la santé et de la sécurité des travailleurs qui seront élaborées pour le projet (se référer à la section 4).

Les inquiétudes au sujet de la qualité de l'air pendant le déclassement seraient limitées aux émissions provenant des moteurs de navires et d'avions et aux autres émissions fugitives.

Les défaillances ou accidents du projet peuvent entraîner des rejets mineurs et temporaires d'anhydride sulfureux, d'hydrogène sulfuré et de dioxyde de carbone et à du torchage additionnel associé à une panne du système de gestion du gaz corrosif. Bien qu'extrêmement peu probables, les conséquences potentielles des émissions à grande échelle de méthane et d'hydrogène sulfuré associées aux éruptions constituent une préoccupation importante car elles auraient des conséquences sur la santé et la sécurité des travailleurs de la plate-forme et des passagers des navires jusqu'à plusieurs kilomètres dans la direction du vent. Une éruption du puits d'injection de gaz corrosif ou un bris dans le pipeline pourrait causer une fuite de concentrations élevées d'hydrogène sulfuré.

L'hydrogène sulfuré a une forte odeur particulière « d'œufs pourris ». Le seuil de perception pour l'hydrogène sulfuré va de 10 à 200 ppb (Petroleum Communication Foundation 2000). À des concentrations de 1 à 10 ppm, il y a une forte odeur, et les personnes exposées pourraient souffrir de nausée ou de maux de tête, ou avoir des larmes aux yeux. De sérieux effets sur la santé sont ressentis dans l'intervalle de 150 à 750 ppm, et des concentrations plus élevées peuvent être fatales en moins de quelques minutes. On utilise les unités de microgrammes par mètre cube ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) dans le domaine de la qualité de l'air ambiant et les unités de parties par milliard (ppb) sont plus courantes dans les applications de santé et de sécurité au travail. Les deux unités sont utilisées dans cette section pour des raisons de commodité.

Dans la torche de Deep Panuke, il n'y a vraisemblablement pas de source importante de composés chlorés dans le courant de la torche. L'eau produite n'est pas dirigée vers la torche; la torche brûlera seulement l'eau en phase vapeur et les fractions légères d'hydrocarbures pétroliers; les hydrocarbures à

longue chaîne et les liquides sont retenus dans le ballon d'asséchage avant la torche. Les composés nécessaires à la création de dioxines et de furannes ne sont pas présents en quantités mesurables.

Une rupture du pipeline côtier ou extracôtier contenant du gaz sous pression immédiatement commercialisable aura des effets locaux et temporaires sur la qualité de l'air (fuite de méthane), mais ne contiendra pas d'hydrogène sulfuré.

6.3.1.4 Analyse, mesures d'atténuation et prévision des effets résiduels

L'évaluation des effets du Projet sur la qualité de l'air est basée sur une approche de modélisation simulante, au moyen d'un modèle informatique de transport atmosphérique, la dispersion dans l'environnement des contaminants atmosphériques susceptibles de provenir de sources du Projet. L'annexe C décrit la méthodologie de la modélisation de la dispersion. Le modèle de l'EPA américaine, Industrial Source Complex (ISC-PRIME), a été utilisé pour modéliser des émissions courantes. ISC-PRIME, qui permet d'évaluer l'importance de la déflexion du panache vers le bas, a servi à établir la hauteur de la cheminée pour les sources selon le Good Engineering Practice (GEP). La modélisation a été réalisée à l'aide de données météorologiques d'Environnement Canada basées sur des observations à l'île de Sable.

Pour l'analyse de la pire éventualité, l'approche est fondée sur la météorologie la plus défavorable, que cette condition apparaisse ou non dans les relevés de l'île de Sable. Le modèle SCREEN3 de l'EPA américaine a été utilisé à cette fin, car il contient les mêmes algorithmes de modélisation de la dispersion que ISC3, mais il détermine automatiquement la météorologie la plus défavorable.

Les modèles font des prédictions d'une heure et ont été adaptés pour calculer la valeur la plus élevée en 1 heure, en 24 heures et les moyennes annuelles. En guise de comparaison avec les taux de santé et sécurité au travail, de plus courtes périodes de moyennes ont été calculées à l'aide de la méthode de Turner (1970).

Généralement, environ 90 % des oxydes d'azote totaux (NO_x) sont émis sous forme de NO, et le reste sous la forme réglementée de dioxyde d'azote (NO_2). La méthode de limitation de l'ozone a servi à évaluer la conversion de NO en NO_2 dans l'atmosphère.

Construction

Au cours de la phase de construction du Projet, des puits seront forés et de l'équipement sera déplacé et en service sur le chantier. La section 2.3 décrit les activités de construction. Elles comporteront un large éventail de sources et de types d'émissions. Les moteurs et génératrices produisent des émissions de CO, NO_x , CO_2 et quelques particules en suspension totales. Le tableau 6.12 présente les taux

d'émission caractéristiques des équipements de construction et d'exploitation. Les effets de ces activités sont temporaires, localisés et peu importantes en regard des effets potentiels sur la qualité de l'air, notamment en raison de l'isolement physique du Projet extracôtier. Les activités de construction sur la côte vont également générer des émissions et de la poussière. La poussière sera éliminée si nécessaire, en utilisant des mesures spécifiées dans le PPE sur la côte (p. ex., application d'eau). Les émissions atmosphériques sur la côte seront temporaires, localisées et sans importance.

Tableau 6.12 Émissions atmosphériques caractéristiques des équipements de construction et d'exploitation

	Puissance [HP]	Puissance [kW]	MP (PST) [g/s]	SO ₂ [g/s]	NO _x [g/s]	CO [g/s]	CO ₂ [g/s]
Bateau de vivres/remorqueur	10000	7457	0.54	31.26	22.79	3.11	1657.11
Bateau de vivres/remorqueur	16000	11931	0.86	50.01	36.46	4.97	2651.38
Tracteurs à chariot	300	224	0.03	0.02	0.42	16.59	40.80
Niveleuse mécanique	180	134	0.02	0.01	0.25	9.95	24.48
Chargeur à direction à glissement	60	45	0.01	0.00	0.08	3.32	8.16
Excavatrice	320	239	0.03	0.02	0.44	17.69	43.53
Chargeuse-pelleteuse	90	67	0.01	0.01	0.12	4.98	12.24
Poseur de canalisations	230	172	0.02	0.02	0.32	12.72	31.28
Décapeuse automatique	265	198	0.02	0.02	0.37	14.65	36.04
Camions de chantier	1450	1081	0.13	0.11	2.01	80.17	197.22
Semi-remorques	365	272	0.03	0.03	0.51	20.18	49.65
Tracteur à pneus - compacteuses	480	358	0.04	0.04	0.66	26.54	65.29
Chargeuses sur roue - porte-outils intégrés	235	175	0.02	0.02	0.33	12.99	31.96
Chargeuses sur rails	120	89	0.01	0.01	0.17	6.63	16.32
Chariots télescopiques	105	78	0.01	0.01	0.15	5.81	14.28
Produits d'asphaltage	500	373	0.05	0.04	0.69	27.64	68.01
Bloc-électrogène	5	4	0.00	0.00	0.01	0.28	0.68
Hélicoptère	2740	2043	0.25	0.20	3.80	151.49	372.68
Source : Adapté de US EPA 2000							

En plus des émissions des moteurs et des génératrices, le torchage sera utilisé pour les essais sur les puits afin de traiter de façon sécuritaire l'évacuation des gaz et des liquides organiques produits. Les types d'émissions prévus du torchage des essais des puits dépendront de la composition spécifique des gaz et des liquides produits au cours des tests. En général, une efficacité de combustion élevée sera utilisée pour le torchage (cible 98 %). Les émissions caractéristiques comporteront du CO₂ (présent dans le gaz de réservoir), accompagné de CO₂ additionnel formé par l'oxydation des hydrocarbures (en grande partie, du méthane). Le H₂S sera oxydé en SO₂ dans la torche. Il y aura également des petites quantités de produits de combustion incomplète tels que : du sulfure de carbonyle, du disulfure de

carbone et des thiols (provenant du soufre); des HAP et des COV (provenant des hydrocarbures). La durée de la période d'essais pour chaque puits sera relativement courte (env. 12 heures).

EnCana mettra au point des procédures d'atténuation du torchage dans le PPE extracôtier pour réduire, s'il y a lieu, les émissions temporaires et localisées ainsi que les effets potentiels associés aux événements de torchage. Elles comprendront ou spécifieront :

- des procédures de forage et d'essai des puits pour minimiser les panaches de fumée;
- des zones de sécurité occupées par les navires pour les essais de torchage;
- des zones d'autorisation des navires;
- de l'équipement et des procédures de sécurité à bord de la plate-forme et des navires;
- des exigences de prévision de la direction des vents, comme la nécessité d'avoir une direction durable des vents pour les essais;
- la visibilité et d'autres exigences météorologiques permettant le torchage;
- des exigences de monitoring en temps réel de l'efficacité de la torche et des effets dans le sens du vent;
- des exigences pour les rapports pour documenter la conduite sécuritaire du travail et les améliorations potentielles;
- des procédures de notification pour le transport par bateau, le personnel et le personnel écologiste.

Compte tenu de la mise en oeuvre de ces procédures et considérant la brièveté des périodes d'essai, il n'est prévu aucun impact nocif notable à court ou à long terme.

Le système de torche est conçu de façon à augmenter la légèreté des gaz brûlés, de façon à favoriser leur dispersion dans l'atmosphère. Bien que des conditions météorologiques défavorables puissent de façon intermittente réduire l'efficacité de la torche, il est possible d'atteindre une efficacité de 98 % (CAPP 2000). Le torchage a été étudié en profondeur en Alberta (Stroscher 1996). Une opération incorrecte ou des torches inefficaces peuvent entraîner la formation de produits de combustion incomplète, ce qui peut se révéler une source de préoccupation si les concentrations sont suffisamment élevées. Une faible efficacité de combustion entraîne également un panache visible qui peut être esthétiquement désagréable. Les procédures de torchage que préconise EnCana assureront des effets potentiels réduits. Par exemple, si la torche commence à produire une émission noirâtre, la composition ou le débit gazeux peuvent être modifiés pour donner une combustion propre. Cette modification peut s'effectuer par redressement à la source ou par ajout de gaz de purge à la torche.

En supposant que les mesures d'atténuation recommandées seront mises en place, il n'est prévu aucun impact nocif sur la qualité de l'air au cours de la construction du Projet.

Exploitation

Des émissions courantes de contaminants de l'air peuvent provenir de différentes sources dans le cours normal des opérations associées au Projet, notamment :

- un système de gestion des gaz acides;
- un dispositif de torche;
- des turbines pour les compresseurs alimentés à l'électricité;
- la gestion du condensat;
- un déshydrateur au glycol (pour torchage).

Le tableau 6.13 montre les modes d'émission atmosphérique, les probabilités, les sources et les taux en cours d'exploitation du Projet et est suivi des prévisions relatives aux effets de ces émissions.

Gestion des gaz acides

Dans ce projet, les gaz acides seront gérés par injection dans un réservoir fermé. L'écoulement de gaz acides, comprenant approximativement 18 % H₂S, et le résidu de CO₂, provient directement du système d'enlèvement du gaz acide et est comprimé pour injection à travers un circuit de canalisations spécifique. Il est prévu que le système d'injection fonctionnera, en temps normal, 95 % du temps. Le gaz acide sera donc soumis à la combustion par torche dans environ 5 % des cas, soit pendant l'entretien de routine et lors de déficiences occasionnelles. Le tableau 6.13 présente les taux d'émissions pendant le fonctionnement normal du système d'injection.

Tableau 6.13 Taux d'émissions au cours de l'exploitation du Projet (conditions normales et au cours d'un incident)

Condition d'exploitation	Phase	Mode d'émission	Fréquence	Durée approximative	Source	Taux d'émissions [g/s]			Gaz à effet de serre [ktCO ₂ E]
						H ₂ S	SO ₂	NO _x	
Normale	Production (normale)	Injection de gaz acides; gaz issus des déchets de TEG, gaz d'épuration et gaz pilote à torcher; compression et génération de courant.	95 %	347 jours/an	Générateur d'énergie 1	s.o.	0,75	3,4	304 (347 jours)
					Générateur d'énergie 2	s.o.	0,75	3,4	
					Générateur d'énergie (de rechange)	s.o.	0	0	
					Compresseur de charge principal	s.o.	1,5	10,7	
					Compresseur d'export. 1	s.o.	2,25	15,8	
					Compresseur d'export. 2	s.o.	2,25	15,8	
					Torche	6E-5	0,003	0,3	14 (347 jours)
	Entretien de l'équipement	Torchage de gaz acide; gaz issus du revaporisateur d'eau produite, gaz issus des déchets de TEG, gaz d'épuration et gaz pilote à torcher; génération de courant.	5 %	18 jours/an	Générateur d'énergie 1	s.o.	0,75	3,4	304 (18 jours)
					Générateur d'énergie 2	s.o.	0,75	3,4	
					Générateur d'énergie (de rechange)	s.o.	0	0	
					Compresseur de charge principal	s.o.	1,5	10,7	
					Compresseur d'export. 1	s.o.	2,25	15,8	
					Compresseur d'export. 2	s.o.	2,25	15,8	
					Torche	12,4	1 054	2,5	7 (18 jours)

Tableau 6.13 Taux d'émissions au cours de l'exploitation du Projet (conditions normales et au cours d'un incident)

Condition d'exploitation	Phase	Mode d'émission	Fréquence	Durée approximative	Source	Taux d'émissions [g/s]			Gaz à effet de serre [ktCO ₂ E]
						H ₂ S	SO ₂	NO _x	
Incident	Arrêt d'urgence	Raccordement de l'entrée du séparateur à la torche; production d'énergie.	Deux fois/an	15 minutes	Torche	14,8	1272	182	0,3 (15 min)
	Incident requérant torchage	Problème majeur – puits ou équipement d'injection exigeant des réparations ou un nouveau forage; la production se poursuit.	Très peu probable	Momentanément jusqu'à 5 mois (très peu probable) pour remplacement de puits	Comme en mode normal, entretien d'équipement	12,4	1 062	51,6	525 (1 mois)
	Incident requérant ventilation	Défaillance d'allumage de la torche durant le torchage du gaz acide causant la ventilation.	De façon occasionnelle	Devrait être momentané	Évent de torche	436	s.o.	s.o.	0,003 (30 secondes)
	Incident menant à l'arrêt	Éruption du puits d'injection (retour du gaz acide injecté)	Très peu probable	De quelques minutes à quelques mois (mois : très peu probable)	Rejet sous ou à la surface de l'océan	1 614	s.o.	s.o.	1,0 (1 jour)
			Très peu probable	De quelques minutes à quelques mois (mois : très peu probable)	Rupture de canalisation au-dessus de la surface	210	s.o.	s.o.	73 (1 jour)
			Très peu probable	De quelques minutes à quelques mois (mois : très peu probable)	Rejet sous-marin	210	s.o.	s.o.	73 (1 jour)

s.o.= Ne s'applique pas ou émissions insignifiantes

Systèmes de combustion par torche

Deux systèmes de combustion par torche fonctionneront sur une base régulière (haute et basse pression). La combustion à basse pression prendra en charge les faibles volumes d'émissions habituelles (effluents gazeux de triéthylèneglycol, gaz de veilleuse et d'échappement) qui seront stabilisés, au besoin, grâce au gaz combustible. Le système de combustion à haute pression sera utilisé afin de prendre en charge le gaz de torche lors d'incidents en cours de fonctionnement. Ces incidents intermittents font partie du fonctionnement normal. Les systèmes de combustion par torche sont aussi conçus pour faire face à des rejets de gaz plus élevés au cours de certaines situations d'urgence. Le tableau 6.13 présente l'évaluation des taux d'émissions et les probabilités rattachées à la combustion par torche dans des conditions de fonctionnement normal, pendant l'entretien et au cours d'incidents. Le testage intermittent, les procédures d'urgence et les déviations des processus causeront occasionnellement des émissions visibles. EnCana s'efforcera continuellement de réduire la combustion par torche pour optimiser l'efficacité de ses procédures et d'améliorer sa performance environnementale. Des incidents temporaires et occasionnels avec le système de combustion par torche ne devraient pas avoir d'effets négatifs importants sur la qualité de l'air.

Système générateur d'électricité

La charge électrique sur la plate-forme variera entre 18 et 35 MW pour toute la durée du projet. Cette puissance sera fournie par de nombreuses turbines dont la principale source de combustible sera le condensat. Ces turbines seront également conçues pour brûler du gaz et du carburant diesel immédiatement commercialisables lorsque la quantité de condensat variera en cours de projet ou pour des raisons opérationnelles. Les émissions de SO₂ et de NO_x provenant des turbines sont évaluées en fonction d'une puissance de 35 MW, ce qui constitue l'hypothèse la plus raisonnable (c'est-à-dire la pire éventualité) pour la modélisation des émissions dans l'atmosphère. Tout surplus sera redirigé au puits d'injection du condensat. L'utilisation du condensat comme combustible produit d'importantes économies pour le projet. Cette utilisation entraîne des émissions plus élevées que si du gaz commercialisable avait été choisi. Ces émissions sont cependant semblables à celles que l'on obtiendrait en utilisant une huile distillée telle que le carburant diesel. Une génératrice à moteur diesel alternatif diesel servira de réserve.

La hauteur des piles fait actuellement l'objet d'un examen de conception. À ce jour, la modélisation du projet a démontré qu'une hauteur minimale de 11 m satisfait aux critères de qualité d'air ambiant au niveau de la mer et sur la plate-forme. La hauteur finale qui sera déterminée sera probablement supérieure à 11 m afin de garantir un environnement de travail sécuritaire sur la plate-forme de production.

Système déshydrateur au glycol

L'humidité est extraite de l'échappement de gaz acides grâce à un système de circulation contenant du triéthylèneglycol, gaz absorbant l'eau. L'eau est ensuite libérée durant la recharge du triéthylèneglycol. En plus de l'eau, ce gaz contient une panoplie d'autres hydrocarbures en petites quantités variées. Ces composés, dont le benzène, peuvent aussi être absorbés par le triéthylèneglycol et libérés durant la recharge du triéthylèneglycol. Un groupe de travail pancanadien a adopté des critères pour le rejet des contaminants dans l'atmosphère à partir de ces déshydrateurs. Dans le cadre du projet, les effluents gazeux de triéthylèneglycol seront acheminés au système de combustion par torche à basse pression qui garantira une destruction totale des traces d'hydrocarbures.

Résultats de la modélisation de la dispersion en mode de fonctionnement normal

La modélisation de la dispersion atmosphérique en mode de fonctionnement normal tient compte d'une production normale (95 %) et de l'entretien courant (5 %). Les émissions dans l'atmosphère (tableau 6.13) en cours de production incluent :

- le chargement de la torche à basse pression, comprenant les gaz issus du déshydrateur à TEG, les gaz pilotes et les gaz d'épuration, pour assurer la stabilisation de la torche et la combustion complète;
- les émissions de la turbine de puissance;
- les compresseurs (principal et exportateur).

Les émissions dans l'atmosphère (tableau 6.13) pendant l'entretien du système de gestion des gaz acides incluent :

- les gaz acides ainsi que des gaz à basse pression courants acheminés vers le système de combustion par torche;
- les émissions de la turbine de puissance;
- les compresseurs (principal et exportateur).

Les tableaux 6.14 et 6.15 présentent les résultats de la modélisation en mode d'émissions par injection et par combustion, soit la concentration maximale au sol comparée aux normes de la Nouvelle-Écosse. Les résultats de la modélisation de la dispersion atmosphérique sont présentés sous la forme de graphiques aux figures 1 à 6 de l'annexe C.

Tableau 6.14 Effets atmosphériques résultant d'une production normale (injection de gaz acide)

Critère de la Nouvelle-Écosse	Critère - Concentration [mg/m ³]	Maximum prévu [mg/m ³]	Distance de la concentration maximale au sol [m]	Pourcentage du critère [%]
1 heure SO ₂	900	381	187	42,4
24 heures SO ₂	300	300	187	100
SO ₂ annuel	60	18	100	29,4
1 heure H ₂ S	42	0,00008	2 500	<0,01
24 heures H ₂ S	8	0,00001	1 000	<0,01
H ₂ S annuel	n/d	<0,00001	2 500	s.o.
1 heure NO ₂	400	395	187	98,6
24 heures NO ₂	n/d	319	187	s.o.
NO ₂ annuel	100	100	100	100

Note On suppose une efficacité du torchage de 98 % pour la conversion de H₂S en SO₂.
Méthode OLM utilisée pour évaluer la conversion de NO.

Tableau 6.15 Effets atmosphériques causés par l'entretien de l'équipement et les incidents des systèmes de gaz acides (combustion par torche des gaz acides)

Critère de la Nouvelle-Écosse	Critère - Concentration [mg/m ³]	Maximum prévu [mg/m ³]	Distance de la concentration maximale au sol [m]	Pourcentage du critère [%]
1 heure SO ₂	900	900 (1 427)*	2 500	100 (158,5)*
24 heures SO ₂	300	10	187	100
SO ₂ annuel	60	18	100	29,5
1 heure H ₂ S	42	15	2 500	36,4
24 heures H ₂ S	8	3	5 000	34,0
H ₂ S annuel	n/d	0,12	5 000	s.o.
1 heure NO ₂	400	395	187	98,6
24 heures NO ₂	n/d	319	187	s.o.
NO ₂ annuel	100	100	100	100

Note On suppose une efficacité du système de combustion par torche de 98 % pour la conversion de H₂S en SO₂.

Méthode OLM utilisée pour évaluer la conversion de NO.

* Mesure d'atténuation appliquée pour le scénario de la pire éventualité, soit un dépassement de 1,4 heure/an par rapport au critère d'une heure SO₂; le maximum possible, sans mesure d'atténuation, est indiqué entre parenthèses.

Le fonctionnement normal de l'installation (c'est-à-dire en mode par injection) répondra à toutes les normes de qualité de l'air selon les paramètres modélisés. La combustion de l'échappement de gaz acides devrait survenir dans environ 5 % du temps total de fonctionnement, au cours des périodes prévues d'entretien ou d'arrêt causé par des défauts des systèmes de gestion des gaz acides. Les prédictions d'un modèle de rejet dans l'atmosphère pendant la combustion du circuit gazeux acide montrent un excédent potentiel de SO₂ de 900 µg/m³, en ce qui concerne le critère de la concentration au sol pour une heure, pour une moyenne de 1,4 heure/an, dans le pire des cas. La seule condition météorologique qui pourrait occasionner cet excédent est une inversion de température qui confinerait le panache sous la couche thermique. L'excédent maximum par heure dépasserait de moitié la norme et pourrait survenir au niveau de la mer à environ 2,5 km de la plate-forme, à un endroit où il ne constituerait ni un impact observable, ni une menace pour la santé humaine ou l'environnement. La probabilité réelle d'excédent sera réduite grâce à une ou plusieurs mesures d'atténuation, à savoir : planifier les activités d'entretien de façon à éviter des conditions météorologiques défavorables; réduire les niveaux de soufre; utiliser les contrôles industriels afin de réduire l'écoulement acheminé à la combustion; ou ajouter du gaz combustible afin d'augmenter la force de flottabilité du panache (même si cet impact sur la qualité de l'air ne le justifie pas). L'utilisation de ces mesures pendant la combustion par torche des gaz acides sous des conditions météorologiques défavorables réduira efficacement les concentrations maximales au sol, les faisant passer dans les limites acceptables selon les critères. En résumé, le pire scénario prévoit des concentrations au sol de SO₂ pendant la combustion temporaire des gaz acides pouvant potentiellement générer des dépassements très rares, mineurs et de très courte durée de la norme au sol pour le SO₂. Ces dépassements, s'ils devaient survenir, n'auraient aucun effet négatif important sur l'hygiène du milieu ou la santé humaine dans la zone du projet. Ces concentrations seront réduites grâce aux mesures d'atténuation mentionnées ci-haut et intégrées au PPE de la construction extracôtière, telles que l'ajout de gaz de combustion pour accroître la flottabilité des rejets dans les conditions météorologiques correspondant aux pire cas.

Émissions de gaz à effet de serre

Fonctionnement normal

Le projet intègre d'importants éléments de conception qui ont pour objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre, notamment la réinjection du CO₂ associé à l'écoulement de gaz acides. Le tableau 6.16 établit la comparaison entre les émissions de gaz à effet de serre de Deep Panuke et les émissions de gaz à effet de serre prévues de la Nouvelle-Écosse.

Tableau 6.16 Émissions de gaz à effet de serre en Nouvelle-Écosse (1997) par secteur

Catégories de sources de gaz à effet de serre	CO ₂ total - Équivalent kilotonnes/an)	Pourcentage du total (%)
ÉNERGIE :		
Industrie des combustibles fossiles	649	3,2
Production d'électricité et de chaleur	7 720	38,6
Exploitation minière	41	0,2
Secteur manufacturier	701	3,5
Construction	30	0,2
Transport : Véhicules terrestres	4 252	21,3
Transport : Aérien/maritime/ferroviaire	1 090	5,5
Résidentiel	2 100	10,5
Commercial et institutionnel	942	4,7
Autres combustions	250	1,3
Émissions fugitives	690	3,5
Total de l'énergie	18 400	92,0
Procédés industriels	270	1,4
Utilisation de solvants et d'autres produits	14	0,1
Agriculture	580	2,9
Changement d'affectation des terres et foresterie	15	0,1
Total des déchets	660	3,3
TOTAL	20 000	100
Remarques : En raison de l'arrondissement, il se peut que la somme des montants individuels ne corresponde pas aux totaux. Afin d'éviter un double compte, l'utilisation d'énergie résidentielle exclut l'utilisation résidentielle d'un mode de transport (compté dans la catégorie transports) ainsi que les émissions causées par la production d'énergie.		
Source : Neitzert et coll. 1999 dans GPI Atlantic, 2001.		
Projet Deep Panuke	CO₂ total Équivalent (kilotonnes/an)	Deep Panuke exprimé en pourcentage des émissions de GES totales de la N.-É. en 1997 (20 000 kilotonnes) (%)
Combustion en cours de production normale (347 jours)	14	0,07
Entretien du système de combustion par torche (18 jours)	7	0,04
Production d'énergie et compression	304	1,52
Véhicules et navires d'essais	10	0,05
GES total du projet Deep Panuke	335	1,68

Les sources d'émissions de gaz à effet de serre (incluant le CH₄ et le CO₂) du projet seront la production d'énergie et d'autres sources fixes et mobiles. On évalue que les émissions de gaz à effet de serre causées par le projet seront semblables à celles provenant d'autres installations industrielles de traitement de taille et d'envergure comparables. La solution pour la gestion du soufre retenue pour ce projet, soit l'injection de l'écoulement de gaz acides, injectera également le CO₂ extrait du gaz brut. Le CO₂ injecté représentera approximativement 83 400 tonnes/an.

Les émissions de gaz à effet mondial sont un problème mondial; EnCana fera donc la gestion de ses émissions au niveau de l'organisation. EnCana est un chef de file dans le domaine de la gestion des gaz à effet de serre et détient un niveau or des Mesures volontaires et Registre (MVR) du programme Défi-climat en plus d'être membre du conseil des maîtres d'œuvre du programme Défi-climat (MVR). La méthode unifiée adoptée par EnCana pour la réduction des gaz à effet de serre lui permet de cibler les plus importantes occasions de réduction dans l'organisation, et au meilleur coût. Cependant, EnCana envisagera toute possibilité raisonnable de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le cadre du processus de conception technique du projet Deep Panuke, compte tenu de l'emplacement (extracôtier) et de la sécurité de l'installation.

Le projet a également fait l'objet d'une analyse en fonction du document «Global Climate Change Voluntary Challenge Guide» (CAPP 2000) de l'Association canadienne des producteurs pétroliers afin de déterminer le rapport de la production d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre. On prévoit que le projet aura un rendement sensiblement supérieur aux normes de l'industrie pour des installations semblables durant la production.

Fonctionnement anormal

L'existence peu probable d'une éruption d'un puits de forage en surface ou sous-marine constitue le plus important potentiel d'émissions de gaz à effet de serre. La quantité de CH₄ qui pourrait être émise est évaluée à ~4000 tonnes/jour (voir le tableau 6.13). La réparation immédiate du puits en cas d'éruption est de la plus haute importance, vu les risques pour l'environnement et pour la sécurité. Les caractéristiques de conception minimisant les risques d'éruptions et de rejets de gaz à effet de serre sont présentées à la section 2.9. EnCana mettra au point un PMU qui lui permettra d'intervenir rapidement et de minimiser la durée d'un tel rejet.

Des méthodes techniques solides seront utilisées afin de concevoir des vannes réduisant les émissions fugitives. Nous procéderons à formation et à la sensibilisation des employés, enrichissant ainsi le programme de sécurité (en matière de rejets de CH₄) en transmettant des connaissances au sujet des effets cumulatifs du projet sur les changements climatiques. EnCana reconnaît la position du gouvernement du Canada selon laquelle la réduction des fuites de gaz naturel doit faire partie de la stratégie nationale pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Mise hors service

Les activités du projet rattachées à la désaffectation sont semblables à celles de la construction. Plus particulièrement, des émissions peuvent être causées par les moteurs de navires et d'équipement ainsi que par des déversements accidentels et des fuites fugitives. Dans l'hypothèse où les mêmes mesures d'atténuation sont appliquées pendant la désaffectation que pendant la construction, aucun effet négatif important sur la qualité de l'air n'est prévu.

Défectuosités et accidents

Incidents entraînant la combustion par torche des gaz acides

Comme il est indiqué pour le fonctionnement normal, les gaz acides sont acheminés vers le système de combustion par torche pendant l'entretien régulier du système d'injection ou au cours de certains incidents (5 % du temps au total).

En cas de défectuosité qui entraînerait la mise hors service du compresseur d'injection des gaz acides, ces derniers seraient redirigés vers le système de combustion à la torche. Le H_2S sera oxydé en SO_2 dans le système de combustion à la torche. On estime l'efficacité de cette conversion à 98 %. La combustion du gaz dérivé générera une force de flottabilité thermique importante qui compensera la charge accrue de SO_2 . Les émissions accrues de SO_2 continueraient jusqu'à ce que le système d'injection soit remis en état de marche.

Le compresseur à injection est une composante robuste du matériel de production; une défectuosité majeure de l'équipement nécessitant la réacheminement soutenu des gaz acides au système de combustion à la torche est donc jugée peu probable. Le temps requis pour la réparation en cas d'une telle interruption serait probablement de trois à sept jours. Ce délai pourrait être plus long si les conditions météorologiques retardaient la livraison au site de pièces de remplacement. L'inventaire de pièces de rechange sera élaboré pour prévenir des délais prolongés qui pourraient survenir au cours de conditions météorologiques défavorables. Il faudrait procéder à la combustion à la torche pendant cinq mois au maximum dans l'éventualité très improbable où un nouveau puits d'injection serait requis et advenant que le matériel ou les navires de forage nécessaires ne seraient pas immédiatement disponibles. EnCana s'engage à intervenir immédiatement si un changement vers le mode de combustion à la torche survenait à cause de problèmes avec le puits d'injection. Il est proposé que dans les sept jours du changement de mode, une réponse écrite soit soumise à l'OCNEHE, décrivant les différentes options, les actions et le calendrier qui permettraient de rétablir le mode de fonctionnement normal. Ces procédures seront décrites à l'intérieur des procédures de combustion qui feront partie du PPE de la construction extracôtière.

Les émissions résultant de la combustion complète des gaz acides au cours d'incidents sont résumées au tableau 6.13. La distance maximale de concentrations prévues dépassant les niveaux de critère pour les émissions de H₂S et de SO₂ causées par la combustion sont présentées dans les tableaux 6.17 et 6.18.

Tableau 6.17 Incidents – Combustion à la torche des gaz acides – H₂S		
Critère	Critère concentration	Critère dépassé
Limite inférieure d'explosivité	4 % (40 000 ppm, 56 g/m ³)	non dépassé
Risque imminent pour la vie et la santé	87 ppm (121 mg/m ³)	non dépassé
Valeur limite d'exposition – LECT	11 ppm (16 mg/m ³)	non dépassé
Valeur limite d'exposition – Moyenne pondérée dans le temps	10 ppm (14 mg/m ³)	non dépassé
Critère de qualité de l'air (1 heure)	30 ppb (42 µg/m ³)	non dépassé
Critère de qualité de l'air (24 heures)	6 ppb (8 µg/m ³)	non dépassé

Tableau 6.18 Incidents – Combustion à la torche des gaz acides – SO₂		
Critère	Critère concentration	Critère dépassé
Limite inférieure d'explosivité	s/o	s/o
Danger imminent pour la vie et la santé	87 ppm (228 mg/m ³)	non dépassé
Valeur limite d'exposition – LECT	3,8 ppm (9,9 mg/m ³)	non dépassé
Valeur limite d'exposition – Moyenne pondérée dans le temps	2 ppm (5,2 mg/m ³)	non dépassé
Critère de qualité de l'air (1 heure)	0,346 ppm (900 µg/m ³)	non dépassé
Critère de qualité de l'air (24 heures)	0,115 ppm (300 µg/m ³)	non dépassé*
s/o = sans objet		
* avec atténuation		

Le dispositif de torche est conçu pour améliorer la dispersion du panache.

Incident – Évacuation des gaz acides

Il est possible, quoique peu probable, que la torche puisse s'éteindre pendant que les gaz acides sont redirigés vers elle, pendant l'entretien ou une défektivité de l'équipement. Une panne de torche survient lorsque celle-ci ne s'allume pas. Un système de caméra permet une surveillance constante de la torche. Même si la fiabilité de cette torche est extrêmement élevée, certains cas où la veilleuse d'allumage de la torche s'est éteinte pour une raison inconnue ont été notés dans l'industrie. Si la torche ne fonctionne pas, le circuit gazeux sera émis sans combustion et les niveaux de CH₄ et de H₂S seraient alors élevés pendant une courte période de temps (tableau 6.13). Une telle interruption ne durerait que quelques secondes étant donné la redondance dans ce système incluant des allumeurs continus et une

veilleuse d'allumage. Si une panne de ces systèmes devait survenir, le procédé du système de sécurité alerterait les opérateurs et les mesures appropriées seraient mises en place. La probabilité d'une panne prolongée de la torche combinée à la dérivation du système de gestion des gaz acides est considérée extrêmement faible. Les résultats de modélisation du CH₄ et du H₂S à partir des gaz acides évacués sont respectivement présentés aux tableaux 6.19 et 6.20.

Les résultats de modélisation indiquent que la limite inférieure d'explosivité du CH₄ (le seul niveau critique ayant été établi pour ce paramètre) ne serait pas dépassée avec ce scénario. Les concentrations maximales au sol de CH₄ et de H₂S (respectivement 10,5 mg/m³ et 10,1 mg/m³) se produiraient à environ 1000 mètres de la source. La VLE de H₂S ne serait pas dépassée. Ce scénario entraînerait un dépassement du critère du H₂S d'une heure (détection de l'odeur par les humains) à une distance inférieure à 100 km de la source. Ce scénario est très peu probable et des émissions sans combustion ne surviendraient que pendant une très courte période avant que la torche soit allumée de nouveau. Cet événement produirait probablement des épisodes de courte durée pendant lesquels de fortes odeurs pourraient être perçues. Les valeurs totalisées correspondent au pire scénario de conditions météorologiques.

Tableau 6.19 Incident – Évacuation des gaz acides – CH₄		
Critère	Critère concentration	Critère dépassé
Limite inférieure d'explosivité	5 % (50 000 ppm, 35,6 g/m ³)	non dépassé
Danger imminent pour la vie et la santé	s/o	s/o
Valeur limite d'exposition – LECT	s/o	s/o
Valeur limite d'exposition – Moyenne pondérée dans le temps	s/o	s/o
Critère de qualité de l'air (1 heure)	s/o	s/o
Critère de qualité de l'air (24 heures)	s/o	s/o
s/o = sans objet, niveaux non définis pour le méthane		

Tableau 6.20 Incident – Évacuation des gaz acides – H₂S		
Critère	Critère concentration	Critère dépassé
Limite inférieure d'explosivité	4% (40 000 ppm, 56 g/m ³)	non dépassé
Danger imminent pour la vie et la santé	87 ppm (121 mg/m ³)	non dépassé
Valeur limite d'exposition - LECT	11 ppm (16 mg/m ³)	non dépassé
Valeur limite d'exposition – Moyenne pondérée dans le temps	10 ppm (14 mg/m ³)	non dépassé
Critère de qualité de l'air (1 heure)	30 ppb (42 µg/m ³)	dépassé 100 km
Critère de qualité de l'air (24 heures)	6 ppb (8 µg/m ³)	non dépassé

Événement de mise hors pression du système

Pendant un événement de testage unique, et possiblement en réponse à une urgence, il sera nécessaire d'effectuer une mise hors pression de tous les systèmes à la torche. Cette purge sous pression entraînera l'envoi de 200 MMSCFD de gaz à la torche pendant environ 15 minutes, ce qui sera suivi par une diminution du débit jusqu'à l'atteinte du niveau de base, dans un délai d'une heure. Cette situation ne cause pas l'augmentation des émissions de soufre, mais fera croître la quantité de gaz combustible vers la torche. Il en résultera une plus importante augmentation de la flottabilité du panache et la réduction d'effets potentiels au cours de cet événement transitoire.

Éruption de puits d'injection des gaz acides – Éruption sous-marine

Le système de gestion des gaz acides comprend la construction d'un système de puits d'injection. Pendant le forage de ce puits, il existe une très faible probabilité que les pressions dans le réservoir d'injection puissent causer l'éruption du puits, ainsi que le rejet de gaz et de fluides provenant du réservoir (voir la section 3.2). Le réservoir prévu pour l'élimination des gaz acides ne contient pas de soufre. Pour cette raison, il est prévu qu'une éruption pendant le forage ne contiendrait pas des quantités importantes de H₂S, même si les inquiétudes potentielles en ce qui a trait à la qualité et la sécurité des eaux sont prises en compte. Un dispositif de prévention des éruptions limiterait le risque d'une éruption en cours de forage du puits d'injection.

À des fins de production, le puits d'injection aura deux niveaux de soupapes à sûreté intégrée qui fonctionneront en cas d'urgence pour éviter le rejet de gaz acides provenant du puits jusqu'à la surface. En situation d'urgence, l'écoulement de gaz serait interrompu à la surface de l'arbre du puits d'injection et, simultanément, à la vanne de sécurité de fond disposée à une profondeur de 200 m à 300 m sous le fond de la mer. Dans le cas extrêmement peu probable d'une panne de ces systèmes, un taux de rejet hypothétique basé sur un débit limité selon la taille du tuyau a été calculé (tableau 6.13). Le gaz formerait des bulles en surface et serait alors rejeté dans l'atmosphère. Les concentrations prévues sous le vent sont illustrées au tableau 6.21.

Niveau de critère	Critère concentration	Critère dépassé
Limite inférieure d'explosivité	4 % (40 000 ppm, 56 g/m ³)	non dépassé
Danger imminent pour la vie et la santé	87 ppm (121 mg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 4,350 m
Valeur limite d'exposition – LECT	11 ppm (16 mg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 4,350 m
Valeur limite d'exposition – Moyenne pondérée dans le temps	10 ppm (14 mg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 23,500 m
Critère de qualité de l'air (1 heure)	30 ppb (42 µg/m ³)	dépassé > 100 km
Critère de qualité de l'air (24 heures)	6 ppb (8 µg/m ³)	dépassé > 100 km

Puits de production – Éruption sous-marine

Une éruption sous-marine entraînerait le rejet de gaz comprimés dans la mer. Le volume estimé ainsi que le débit de sortie pour un événement maximal prévisible est approximativement de 200 MPCSJ ou environ de 65,5 5 m³/s. Les émissions atmosphériques au cours d'éruptions sous-marines sont résumées au tableau 6.13 et modélisées à l'aide de SCREEN3. La modélisation a supposé une éruption maximale prévisible, et que le gaz a atteint la surface dans une zone d'environ 100 m de diamètre.

Les conditions critiques ainsi que le rayon de la zone d'influence du CH₄ et du H₂S selon ce scénario sont illustrés respectivement aux tableaux 6.22 et 6.23. Ces distances sont calculées en prenant en compte les concentrations d'une heure et de 24 heures. Les conséquences actuelles potentielles pourraient s'étendre sur une plus grande distance en raison de concentrations variables plus élevées; par exemple, les fluctuations optimales pourraient se traduire par des concentrations instantanées dix fois plus élevées que la moyenne pour une heure.

Tableau 6.22 Éruptions sous-marines – Puits de production – Gaz brut – CH₄		
Critère	Critère concentration	Critère dépassé
Limite inférieure d'explosivité	5% (50 000 ppm, 35,6 g/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 630 m
Danger imminent pour la vie et la santé	s/o	s/o
Valeur limite d'exposition - LECT	s/o	s/o
Valeur limite d'exposition – Moyenne pondérée dans le temps	s/o	s/o
Critère de qualité de l'air (1 heure)	s/o	s/o
Critère de qualité de l'air (24 heures)	s/o	s/o
s/o = sans objet, niveaux non définis pour le méthane		

Tableau 6.23 Éruption sous-marine – puits de production – Gaz brut – H₂S		
Critère	Critère concentration	Critère dépassé
Limite inférieure d'explosivité	4 % (40 000 ppm, 56 g/m ³)	non dépassé
Danger imminent pour la vie et la santé	87 ppm (121 mg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 950 m
Valeur limite d'exposition - LECT	11 ppm (16 mg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 4 250 m
Valeur limite d'exposition – Moyenne pondérée dans le temps	10 ppm (14 mg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 4 800 m
Critère de qualité de l'air (1 heure)	30 ppb (42 µg/m ³)	dépassé > 100 km
Critère de qualité de l'air (24 heures)	6 ppb (8 µg/m ³)	dépassé > 100 km

Les résultats de la modélisation indiquent que la limite inférieure d'explosivité du CH₄ serait dépassée sur une distance pouvant atteindre 630 m sous le vent à partir de la source. Pour le H₂S, les résultats de modélisation indiquent que le critère du danger imminent pour la vie et la santé est dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 950 m de la source. Les valeurs limites d'exposition LECT et TWA (ou MPT) seraient dépassées dans une zone s'étendant respectivement jusqu'à 4250 m et 4800 m. Les critères d'une heure et de 24 heures (à partir de la gamme supérieure de détection des odeurs par les humains) pourront être dépassés dans une zone s'étendant jusqu'à 100 km ou plus de la source.

L'installation permanente la plus proche ayant des travailleurs à bord, si l'on ne considère pas Deep Panuke, est la plate-forme du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable située à Thebaud, soit à une distance d'environ 45 km et légèrement plus près que les installations avec personnel de l'île de Sable. La future plate-forme Alma du Projet extracôtier de l'île de Sable est plus proche que celle de Thebaud (23 km); cependant, les travailleurs s'y trouveront seulement pour des affectations de travail temporaires n'incluant pas le logement pour la nuit. Dans le cas très peu probable de l'éruption sous-marine d'un puits de production, et selon l'orientation du vent, une odeur de gaz de H₂S pourrait être perçue à Alma, Thebaud ou à l'île de Sable, sans toutefois constituer un risque pour la sécurité. Le danger le plus important serait pour les personnes se trouvant sur la plate-forme de Deep Panuke; ou à bord des navires se trouvant dans un périmètre d'environ 4 km. En plus du danger pour la santé humaine, le panache pourrait présenter un risque pour les oiseaux marins, les mammifères marins et les autres créatures qui y seraient exposées.

Généralement, en Alberta, les zones de planification des mesures d'urgence se fondent sur l'isoligne de concentrations de 100 ppm pour le H₂S, qui nécessiterait un plan d'intervention d'urgence pour cette zone. Dans ce cas, la zone de planification des mesures d'urgence serait approximativement de 4 km, selon la pire éventualité. La section 2.9.3 décrit les dispositifs de prévention des éruptions qui feront partie du plan du projet. La section 3.2 fournit des renseignements supplémentaires sur la faible probabilité de pannes de système.

Il est prévu que les émissions maximales dans l'atmosphère résultant d'éruptions seront causées par de faibles vitesses de vent (environ 1m/s) parfois observées sur la plate-forme Scotian. En cas d'éruption, la vitesse de déplacement du panache vers une source potentielle de mise à feu ou vers des personnes se trouvant sur des navires est un facteur important lorsqu'on évalue les conséquences potentielles d'un tel événement. Par exemple, chaque kilomètre parcouru sous le vent représente un temps de déplacement de plus de 16 minutes à une vitesse de vent de 1 m/s. Ce délai permet d'atténuer l'effet grâce à des systèmes d'avertissement et d'alarme. Des vitesses de vent supérieures réduiront le temps de déplacement et permettront une plus grande dilution des gaz. À une vitesse annuelle moyenne du vent de 25 km/h, un gaz parcourrait 1 km dans environ 2,4 minutes et serait dilué pour passer à 1/7 de sa concentration à 1 m/s (3,6 km/h). La mise en fonction des vannes d'isolement limiterait le temps d'exposition sous le vent en une période pouvant aller de plusieurs secondes à quelques minutes.

EnCana procédera à une analyse de cas détaillée portant sur la sécurité afin de s'assurer que la conception technique et les procédures de commande de matériaux garantissent la sécurité de l'installation. En cas de rejet accidentel de gaz, les responsables de l'installation, qui auront préalablement suivi un programme de formation complet, seront alertés grâce à des dispositifs de détection de pointe, ce qui minimisera l'exposition en cas d'éruption. EnCana mettra au point un Plan de mesures d'urgence (PMU) (voir la section 4); ce plan contiendra la formation et les procédures détaillées qui devront être intégrées à l'exploitation du projet. Cette formation s'adressera autant au personnel opérationnel sur l'installation qu'à l'équipe d'intervention en cas d'urgence. Toutes les procédures de sécurité seront documentées et mises en place avant le début de l'exploitation.

Puits de production – Éruption en surface

Selon les estimations, une rupture de canalisation au-dessus de la surface produira le même taux d'émission de gaz acides que le ferait un événement sous-marin. Les émissions dans l'atmosphère causées par une éruption en surface sont résumées au tableau 6.13. Une éruption en surface entraînerait l'émission de panache provenant de la rupture de canalisation sur la structure. Les effets environnementaux au-delà d'une distance de quelques centaines de mètres de la plate-forme seraient similaires à ceux d'une éruption sous-marine. Les distances critiques seraient essentiellement les mêmes, à l'exception de légères différences à cause de la vitesses de vent et de la hauteur de rejet. Une libération prolongée de plus de quelques minutes en cours de production est jugée extrêmement peu probable en raison de la présence des vannes à sécurité intégrée disposées sous le fond de la mer et sur l'arbre de production. De plus, une libération prolongée sur la plate-forme n'est pas jugée possible. Cette libération durerait pendant une période allant de plusieurs secondes à quelques minutes, avec un taux de rejet diminuant rapidement au fur et à mesure que la quantité de gaz s'échappe de la canalisation. Les conditions critiques et la distance sous le vent pour le CH₄ et le H₂S sont présentées respectivement aux tableaux 6.24 et 6.25. Il est important de noter que des fluctuations instantanées pourraient constituer un facteur de dépassement de 10 fois des moyennes pour une heure.

Tableau 6.24 Puits de production – Éruption en surface – Gaz brut – CH₄		
Critère	Critère concentration	Critère dépassé
Limite inférieure d'explosivité	5 % (50 000 ppm, 35,6 g/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 490 m
Danger imminent pour la vie et la santé	s/o	s/o
Valeur limite d'exposition - LECT	s/o	s/o
Valeur limite d'exposition – Moyenne pondérée dans le temps	s/o	s/o
Critère de qualité de l'air (1 heure)	s/o	s/o
Critère de qualité de l'air (24 heures)	s/o	s/o
s/o = sans objet, niveaux non définis pour le méthane		

Tableau 6.25 Puits de production – Éruption en surface – Gaz brut – H₂S

Critère	Critère concentration	Critère dépassé
Limite inférieure d'explosivité	4 % (40 000 ppm, 56 g/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 100 m
Danger imminent pour la vie et la santé	87 ppm (121 mg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 770 m
Valeur limite d'exposition – LECT	11 ppm (16 mg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 4,100 m
Valeur limite d'exposition – Moyenne pondérée dans le temps	10 ppm (14 mg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 4,600 m
Critère de qualité de l'air (1 heure)	30 ppb (42 µg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 100 m
Critère de qualité de l'air (24 heures)	6 ppb (8 µg/m ³)	dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 100 m

Les résultats de la modélisation indiquent que la limite inférieure d'explosivité du CH₄ serait dépassée sur une distance pouvant aller jusqu'à 490 m à partir de la source. Pour le H₂S, les résultats de modélisation indiquent que le critère du danger imminent pour la vie et la santé est dépassé dans une zone s'étendant jusqu'à 770 m de la source. Les critères pour une heure et pour 24 heures pourraient être dépassés dans une zone plus grande que 100 km, même si la durée limitée du rejet évite que la moyenne pour 24 heures n'atteigne ce critère.

Étant donné les dangers importants que ces concentrations présentent pour l'environnement immédiat et la santé des travailleurs, la conception technique du projet est centrée sur la réduction des probabilités d'une telle éventualité. Les éruptions sous-marines et en surface produiraient des concentrations maximales sous le vent similaires. Cependant, une éruption sur la plate-forme pourrait avoir des conséquences beaucoup plus graves pour les travailleurs qui s'y trouvent, si on compare ces conséquences à celles d'une éruption sous-marine. Les niveaux multiples de prévention des éruptions sont conçus afin de minimiser le risque. Cependant, des procédures de fonctionnement en cas d'urgence seront quand même mises au point pour garantir la protection des travailleurs sur la plate-forme. Comme il en est question ci-dessus, les délais associés au pire scénario de conditions météorologiques (c.-à-d. de basses vitesses de vent causant de longs temps de déplacement) permettent de lancer un avertissement et donc de protéger les navires sous le vent. Il est question du PME d'EnCana à la section 4.

Rupture de canalisation de gaz acide

La rupture de canalisation de gaz acide sur la plate-forme est jugée un événement extrême qui comporte des dangers pour le personnel sur place. Les systèmes de protection de la sécurité des travailleurs (par exemple : dispositif de mise hors tension d'urgence et moniteurs de H₂S) assurant que tout événement négatif sera d'une durée extrêmement courte et que la quantité du rejet sera infime. Une protection adéquate des travailleurs se trouvant sur la plate-forme assure que la protection également de

l'environnement au-delà de la plate-forme. La quantité possible de rejet de gaz sera limitée à la quantité et à la pression de gaz contenues dans la section de canalisation se trouvant entre les deux soupapes d'arrêt. La pression et la quantité de gaz qui pourraient être rejetées au cours d'un tel scénario d'urgence ne sont pas encore connues, raison pour laquelle les distances critiques ne peuvent être modélisées. Durant le processus de conception technique détaillée, il est de pratique courante de déterminer les risques spécifiques et d'optimiser le concept et les interventions en conséquence. Comme cette conception limitera les risques pour l'ensemble des travailleurs de la plate-forme, les effets sur l'environnement ne seront pas importants.

Rejet de pipeline

La faible probabilité de fuite ou de rupture côtière ou extracôtière du pipeline de gaz immédiatement commercialisable est présentée dans les sections 3.3 et 3.4. Un rejet de pipeline comporterait du méthane qui entraînerait une dégradation localisée de la qualité de l'air à proximité (en surface) du rejet. Des effets supplémentaires sur la qualité de l'air pourraient survenir dans le cas peu probable où il y aurait rupture du pipeline terrestre avec inflammation et feu secondaire (p. ex. dans la végétation). Des rejets importants de gaz provenant du pipeline seraient rapidement détectés grâce à l'équipement de surveillance des opérations qui déclencherait les soupapes d'arrêt. Les mesures d'intégrité du pipeline sont décrites à la section 2.9.

Résumé

En résumé, le fonctionnement normal peut se poursuivre avec des mesures d'atténuation suffisantes pour garantir que les effets sur la qualité de l'air ne sont pas importants. Il existe une possibilité que des effets environnementaux négatifs importants surviennent dans le cas très peu probable d'éruptions de puits d'injection ou de production ou de ruptures de canalisations de gaz acides. Ainsi, des programmes de conception, d'inspection, d'entretien et d'assurance intégrité seront mis en place afin de minimiser les risques. Des techniques d'ingénierie éprouvées existent et permettent de prévenir ces événements. Elles seront employées dans le cadre de ce projet. Toutes les consignes de sécurité seront documentées et mises en place avant le début de l'exploitation.

6.3.1.5 Évaluation des effets cumulatifs

La qualité de l'air ambiant dans la zone d'étude décrite à la section 6.1.1.2 tient compte de l'influence des émissions d'autres projets antérieurs et actuels, et d'activités ayant lieu à l'intérieur ou en dehors de la zone du projet. Parmi les autres sources antérieures et actuelles d'émissions à l'intérieur de la zone du projet, mentionnons les émissions provenant de plates-formes de production et d'exploration d'hydrocarbures, les émissions provenant des moteurs de navires engagés dans la pêche, le tourisme, l'exploration d'hydrocarbures (incluant les activités de forage et la sismicité), dans l'approvisionnement

des installations de production d'hydrocarbures (par exemple, le PEES), les activités militaires, ainsi que le transport maritime canadien et international. On estime qu'environ 80 % de la pollution atmosphérique en Nouvelle-Écosse prend naissance en dehors des frontières de la province et qu'elle provient principalement du centre industriel de l'Amérique du Nord (Gouvernement de la Nouvelle-Écosse 2001). Les polluants transportés à partir de ces zones industrielles comprennent généralement les sulfates, les nitrates et des précurseurs d'ozone. Toutes les quantités sont bien plus faibles que les critères de qualité de l'air ambiant de la Nouvelle-Écosse. On suppose, pour les besoins de cette évaluation, que les activités existantes se poursuivront et continueront de produire les niveaux actuels d'émissions.

Il est prévu que des émissions supplémentaires proviendront des activités futures de forage et de sismicité qui prendront place dans la zone d'étude, ainsi que des activités de construction dans le cadre des projets récemment annoncés de Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy (actuellement en attente) qui traverseront la zone d'étude. Aucune interaction cumulative avec le projet d'énergie éolienne de l'île de Sable et pouvant nuire à la qualité de l'air n'est prévue.

La construction d'éléments côtiers du projet et celle d'éléments côtiers des projets Neptune et Hudson Energy pourront se chevaucher dans le temps et dans l'espace. Cependant, les effets des émissions causées par la construction du projet (par exemple, la poussière et les émissions des véhicules de construction) touchent une petite étendue géographique, sont courtes dans le temps, réversibles et ne causeront pas d'effets cumulatifs importants avec les autres projets proposés. L'effet cumulatif d'émissions causées par la construction du projet, combiné à toutes les sources d'émissions existantes (et éventuelles) touchant la zone d'étude, ne devrait pas être important. Il y aura peut-être chevauchement dans le temps et/ou dans l'espace des émissions de construction du projet avec les émissions provenant de futures activités de forage exploratoire en dehors du périmètre d'exploitation Panuke, mais à l'intérieur de la zone d'étude et d'exploration sismique à l'intérieur et en dehors du périmètre d'exploitation Panuke. Ces autres émissions futures seraient cependant d'une échelle semblable à celles de la construction du projet et ne devraient pas entraîner des effets cumulatifs négatifs sur la qualité de l'air. Aucun chevauchement dans le temps avec la construction de la plateforme d'Alma du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable n'est prévu; ainsi, aucun effet cumulatif résultant des activités des différentes phases de construction n'est prévu.

L'effet cumulatif des émissions d'exploitation, combiné à toutes les sources d'émissions existantes (et éventuelles) touchant la zone d'étude, ne devrait pas être important. Il est prévu que les émissions provenant de la circulation des navires et de la combustion en période d'exploitation de projet seront similaires en termes d'étendue, de durée et de réversibilité à celles de la période de construction. Un chevauchement dans le temps et dans l'espace entre l'exploitation du projet et les activités de construction du projet de réseau de transport de Blue Atlantic ainsi que l'installation des câbles sous-marins des projets Neptune et Hudson Energy est possible dans le futur. Cependant, aucune

interaction cumulative ne devrait causer d'effets négatifs importants sur la qualité de l'air ambiant, étant donné la faible échelle d'émissions du projet. Les émissions dans l'atmosphère usuelles dans le cadre du projet, incluant celles causées par la combustion par torche et la production d'énergie sur la plateforme, se situeront à l'intérieur des limites réglementaires et, de façon générale, en dehors de la zone d'influence des émissions dans l'atmosphère générées par d'éventuels projets tels que les projets visant l'exploration d'hydrocarbures sur d'autres périmètres d'exploration, ainsi que les projets Neptune et Hudson Energy. À l'intérieur des zones dans lesquelles les projets Hudson et Neptune prévoient générer des émissions dans l'atmosphère importantes, causées par l'exploitation d'installations de production d'énergie grâce au gaz et par l'exploitation actuelle de l'usine à gaz du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (c.-à-d. Goldboro), les émissions dans l'atmosphère du projet Deep Panuke se limiteront principalement à la poussière et aux émissions des véhicules de construction générées pendant l'installation de la section côtière du pipeline. La section côtière du projet Blue Atlantic (c.-à-d. celle réservée au traitement du gaz) sera située, selon les prévisions, à une distance importante du projet Deep Panuke (c.-à-d. dans le sud-ouest de la Nouvelle-Écosse). Il est prévu que les projets Neptune et Hudson Energy utiliseront des turbines alimentées au gaz, ce qui minimisera la production de des polluants atmosphériques (ex. : SO₂) transportés sur une grande distance qui pourraient interagir cumulativement avec les émissions dans l'atmosphère du projet Deep Panuke. Il est probable que les opérations de traitement du gaz du projet Blue Atlantic devront satisfaire à toutes les exigences actuelles et futures en matière d'émissions (ex. : limites de SO₂) qui, combinées à leur distance du projet, minimiseront la probabilité d'effets cumulatifs importants avec le projet Deep Panuke.

Une combustion de panache visible de Thebaud a été signalée. Tant que les déterminations quantitatives n'auront pas été réalisées par rapport aux impacts sur la qualité de l'air ambiant à Thebaud, le gaz «corrosif» du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable ne devrait pas contenir de grandes quantités de polluants (ex. : SO₂) qui pourraient interagir de façon importante avec les émissions extracôtières du projet Deep Panuke. Le développement du deuxième volet du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable pourrait occasionner des émissions dans l'atmosphère supplémentaires à Thebaud. Quoi qu'il en soit, aucun chevauchement n'est prévu dans l'espace avec les émissions du projet Deep Panuke.

Les sources d'émissions de gaz à effet de serre (incluant le CH₄ et le CO₂) du projet seront la production d'énergie et d'autres sources fixes et mobiles. La question du réchauffement du globe et le rôle des gaz à effet de serre sont une problématique mondiale. Le Canada participe activement à l'élaboration de stratégies afin de limiter les émissions de gaz à effet de serre par l'intermédiaire de mécanismes tels que le programme MVR. L'apport estimatif du projet Deep Panuke au total estimatif des gaz à effet de serre produits par l'ensemble des sources d'origine humaine est extrêmement faible (0,03 % des totaux canadiens pour 1995) (Environnement Canada 1997). Depuis 1994, EnCana a réussi à réaliser une réduction cumulative des émissions de gaz à effet de serre équivalent à 2,5 millions de tonnes de CO₂ (jusqu'à la fin de l'année 2000). Cette réduction cumulative représente

approximativement 14 % du total des réductions signalées à l'Association canadienne des producteurs pétroliers par l'industrie pétrolière et gazière par l'entremise du programme MRV. EnCana s'engage, dans le cadre du programme MRV, à poursuivre ses efforts d'amélioration continue et elle a mis sur pied un programme afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'ensemble de ses opérations au moyen de l'optimisation des procédés et des améliorations technologiques. Le choix du procédé d'injection des gaz acides comporte l'évacuation permanente d'une quantité importante de CO₂ qui serait autrement rejetée dans l'atmosphère. EnCana s'engage à examiner les autres possibilités de réduction des gaz à effet de serre qui se présentent en cours de projet.

Les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse ont convenu de fixer le plafond des émissions de SO₂ à 189 000 tonnes annuellement en Nouvelle-Écosse (entente entre le Canada et la Nouvelle-Écosse concernant l'application du programme de lutte contre les pluies acides). Ce programme est conçu pour limiter les émissions de soufre et prévenir les dommages causés par les pluies acides. Une limite de 45 000 tonnes de ce plafond a été allouée à Nova Scotia Power Inc. conformément au règlement provincial intitulé *Air Quality Regulations* en vertu de la loi intitulée *Environment Act*. Les émissions de SO₂ générées par le projet Deep Panuke sont d'environ 1596 tonnes par an ou 1 % du plafond fixé.

Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a produit une stratégie de l'énergie pour la province intitulée *Seizing the Opportunity : Nova Scotia's Energy Strategy* (2001) qui comprend, entre autres initiatives, une réduction supplémentaire des émissions de SO₂ dans la province. Cette stratégie prévoit une réduction de 25 % des émissions de SO₂ d'ici 2005 et une réduction additionnelle de 25 % d'ici 2010. La stratégie de gestion du soufre d'EnCana entraîne l'élimination définitive des sous-produits de soufre grâce à un réservoir souterrain, minimisant le rejet dans l'atmosphère; ce que l'on suppose être tout à fait compatible avec cette partie de la stratégie de l'énergie provinciale.

Les effets environnementaux potentiels, dont les effets cumulatifs, de la mise hors service seraient similaires à ceux de la construction. Aucun effet négatif important n'est donc prévu.

Les effets cumulatifs potentiels dans l'avenir attribuables à une défectuosité ou à un accident seraient identiques à ceux qui ont été décrits dans cette section. Outre la possibilité très peu probable d'effets négatifs importants causés par une éruption en surface ou sous-marine, ou par une rupture de canalisation sur la plate-forme, aucun effet négatif cumulatif important sur la qualité de l'air ambiant n'est prévu.

6.3.1.6 Suivi et surveillance

Les décharges atmosphériques courantes seront testées régulièrement afin de vérifier l'efficacité des systèmes. Des systèmes de surveillance continue seront mis en place pour assurer que les rejets fugitifs ou d'urgence des gaz sont détectés et qu'une intervention appropriée survient immédiatement. Pendant la construction, le processus comprendra des procédures de test pour assurer que l'équipement spécifique est installé et que des tolérances exactes sont obtenues.

En cours d'exploitation, le projet respectera des procédures d'entretien proactives. Les effets de la corrosion, de la vibration, de l'usure et de la fatigue mécaniques seront évalués et la réparation ainsi que le remplacement effectués à l'intérieur de marges de sécurité adéquates. En période d'exploitation de l'installation, des programmes de surveillance environnementale sont en place afin de documenter le respect des normes environnementales. De plus, des rapports seront soumis régulièrement à l'OCNEHE.

Des effets négatifs importants sur la qualité de l'air ambiant pourraient survenir en raison des émissions de H₂S et de CH₄ dans le cas très peu probable d'un rejet accidentel de grandes quantités de gaz brut provenant d'un puits de production ou de gaz acides provenant d'un puits d'injection. Il est donc indispensable pour le succès du projet que les mesures de sécurité, la planification des mesures en cas d'urgence et l'état de l'équipement soient testés et surveillés en priorité. Plus particulièrement, les systèmes d'arrêt d'urgence seront testés à intervalles réguliers pour garantir qu'ils fonctionnent adéquatement et que les rejets, s'ils surviennent, seront gérés en toute sécurité à l'intérieur du plus court laps de temps possible.

Le PPE comportera des procédures pour signaler les émissions en vertu des exigences réglementaires. Il donnera aussi un aperçu des procédures de surveillance des émissions et d'identification des occasions d'amélioration continue de l'environnement. EnCana soutient l'établissement d'un cadre régional pour la Surveillance des effets environnementaux (SSE) et a participé à la mise sur pied de la station de surveillance de la pollution atmosphérique de l'île de Sable qui contrôlera une large gamme de types d'émissions provenant de sources régionales.

EnCana se conformera aux dispositions de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) en ce qui concerne le signalement des émissions dans l'atmosphère. Les exigences de signalement de l'INRP pour l'industrie des hydrocarbures de la côte Est sont étudiées par le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) pour la recherche sur la prévention des émissions et de la pollution. Compte tenu du document intitulé *Offshore Chemical Selection Guidelines* (ONE et coll. 1999) ainsi que du PGD et du PGPC, EnCana s'efforcera de diminuer ou d'éliminer les déchets et les transferts de substances de l'INRP tout au long de la durée de vie du Projet.

EnCana soumet chaque année des rapports MVR qui comportent une description détaillée du rendement annuel, une description des projets de réduction des gaz à effet de serre, des projections de niveaux futurs de gaz à effet de serre, les objectifs d'intensité en énergie du produit (PEI) et d'intensité en carbone du produit (PCI), ainsi que les plans pour atteindre ces objectifs.

6.3.1.7 Utilisation durable des ressources renouvelables

Aucun effet important sur la qualité de l'air qui affecterait l'utilisation viable des ressources renouvelables n'est prévu. Les émissions causées par une éruption se dissiperont en peu de temps.

6.3.1.8 Résumé de l'évaluation des effets environnementaux résiduels

La combustion par torche est nécessaire pour l'opération et le testage dans des conditions de sécurité pendant la construction et la mise en service du projet. Cependant, dans la mesure du possible, ces événements seront prévus afin d'assurer que le brûlage à la torche est effectué en toute sécurité et selon les procédures de brûlage à la torche précisées dans le PPE de la construction extracôtière d'EnCana (voir la section 4). D'autres émissions provenant de la construction, telles que celles provenant de l'échappement des équipements et navires, ainsi que la poussière seront temporaires, localisées et pas importantes. Le fonctionnement normal provoquera des émissions NO_x et SO₂ causées par la production d'énergie et par le brûlage à la torche normal et continu. Ces émissions seront contenues à l'intérieur des niveaux de critères de qualité de l'air ambiant en vigueur. Certaines émissions de gaz à effet de serre seront produites même si l'injection de gaz acides va les réduire considérablement. EnCana s'engage à améliorer de façon constante la gestion des gaz à effet de serre au cours de ses opérations.

Le brûlage à la torche des gaz acides causés par l'entretien ou des défauts du système de gestion des gaz acides produira des contaminants atmosphériques supplémentaires. La combustion à la torche des gaz acides, intégrant les mesures d'atténuation au besoin, entraînera une augmentation temporaire des émissions mais acceptable. Aucun effet négatif important au cours d'incidents ne risque de survenir.

Une éruption sous-marine ou en surface causant le rejet de quantités importantes de gaz brut provenant d'un puits de production ou de gaz acides provenant d'un puits d'injection, aurait des effets négatifs importants sur la qualité de l'air ambiant pour plusieurs critères et pourrait avoir des conséquences importantes pour la santé et la sécurité des travailleurs sur les plates-formes et les navires se trouvant à une distance pouvant atteindre 4 km. Toutefois, selon les évaluations, un tel événement serait à la fois très peu probable (voir la section 3.2) et de courte durée, sans compter que la probabilité qu'un tel événement survienne est d'autant réduite par les bonnes pratiques de conception (voir la section 2.9) et d'entretien adoptées. Les éruptions en surface ou sous-marines pourraient durer jusqu'à plusieurs mois

si l'ensemble de l'équipement de sécurité est en panne. Une panne aussi importante est cependant très peu probable. EnCana élaborera et mettra en œuvre le PMU (décrit à la section 4) pour toutes les possibilités de défauts et d'accidents afin de minimiser l'effet négatif potentiel sur la qualité de l'air ambiant et sur la santé et la sécurité humaine.

Les effets résiduels potentiels sur la qualité de l'air ambiant ne sont pas jugés importants pour les phases de construction et d'exploitation. Des effets négatifs importants sur la qualité de l'air ambiant pourraient survenir, causés par le rejet accidentel de grandes quantités de gaz brut ou de gaz acide provenant d'une éruption ou d'une rupture de canalisation. Pourtant, un tel événement serait temporaire et très peu probable. Les effets cumulatifs avec d'autres projets actuels ou raisonnablement prévisibles dans l'avenir ne sont pas jugés importants. Les tableaux 6.26 et 6.27 résument les effets résiduels sur la qualité de l'air ambiant.

Tableau 6.26 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'air ambiant

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/social et culturel et économique		
CONSTRUCTION									
Torchage	<ul style="list-style-type: none"> Réduction localisée de la qualité de l'air; panache visible (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Procédures de torchage précisées dans le PPE de la construction extracôtière (ex. : établissement du calendrier pour éviter les conditions météorologiques défavorables et la présence de navires) 	2	3	3/2	R	2	N	2
Émissions diverses provenant des navires, de la production d'énergie et de l'équipement de construction.	<ul style="list-style-type: none"> Réduction localisée de la qualité de l'air (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Utilisation de technologie écoénergétique et produisant peu d'émissions, le cas échéant Techniques de dépoussiérage, s'il y a lieu 	1	3	2/6	R	2	N	3
EXPLOITATION									
Production d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> Réduction localisée de la qualité de l'air (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Utilisation de technologie écoénergétique et produisant peu d'émissions, le cas échéant Épaisseur hors-tout suffisante afin de minimiser les concentrations sur la plate-forme et au sol 	1	3	5/6	R	2	N	3

Tableau 6.26 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'air ambiant

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/social et culturel et économique		
Torchage	<ul style="list-style-type: none"> Réduction localisée de la qualité de l'air; panache visible (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Gestion de l'exploitation afin de minimiser le torchage Procédures de torchage incluses dans le PPE de la construction extracôtière (exemple : ajustement de l'exploitation aux conditions météorologiques défavorables) 	2	3	5/6	R	2	N	3
Émissions diverses provenant des navires	<ul style="list-style-type: none"> Réduction localisée de la qualité de l'air (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Utilisation de technologie écoénergétique et produisant peu d'émissions, le cas échéant 	1	3	5/6	R	2	N	3
DÉFECTUOSITÉS ET ACCIDENTS									
Éruption de puits (surface et sous-marine) Rupture de canalisation	<ul style="list-style-type: none"> Réduction importante de la qualité de l'air (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Conception et équipement de prévention des éruptions Plan de mesures d'urgence Avis aux navigateurs 	3	6	1/0	R	2	S	2

Tableau 6.26 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'air ambiant

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/social et culturel et économique		
Défectuosité du système de gaz acide	<ul style="list-style-type: none"> Torchage et évacuation accrus du H₂S et du SO₂ et réduction de la qualité de l'air (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Inventaire des pièces de rechange Programme d'entretien de l'équipement Gestion de l'intégrité des biens 	2	4	1/1	R	2	N	2
Rupture de pipeline	<ul style="list-style-type: none"> Rejet du gaz immédiatement commercialisable (méthane) avec réduction de la qualité de l'air 	<ul style="list-style-type: none"> Conception du pipeline pour préserver l'intégrité Détection de fuite et soupapes d'arrêt 	2	3	1/0	R	2	N	3

Tableau 6.26 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'air ambiant

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/social et culturel et économique		
CLÉ									
<p>Importance : 1 = Faible (exemple dans les limites de la variation normale des conditions de base); 2 = Moyenne (ex. : augmentation/baisse en ce qui concerne les conditions de base mais dans les limites des normes et objectifs); 3 = Élevée (exemple : à elle seule ou contribuant de façon importante, combinée à d'autres sources causant des dépassements ou des impacts au-dessus des normes et objectifs)</p> <p>Étendue géographique 1=<500 m²; 2=500 m² – 1 km²; 3=1-10 km²; 4=11-100 km²; 5=101-1 000 km²; 6=>1 000km²</p> <p>Durée : 1=<1 mois; 2=1-12 mois; 3=13-36 mois; 4=37-72 mois; 5=>72 mois</p> <p>Fréquence : 0= peu probable qu'il se produira; 1=<11 événements/an; 2=11-50 événements/an; 3=51-100 événements/an; 4=101-200 événements/an; 5=>200 événements/an; 6=continu</p> <p>Réversibilité R=Réversible; I=Irréversible</p> <p>Contexte écologique/socio-culturel et économique : 1=Zone vierge; 2= Zone affectée par l'activité humaine; 3=Preuve d'effets négatifs</p> <p>Côte d'effet résiduel S=Effet environnemental négatif important; N=Effet environnemental négatif peu important; P=Effet environnemental positif</p> <p>Niveau de confiance : 1=Faible niveau de confiance; 2=Niveau de confiance moyen; 3=Niveau de confiance élevé</p>									

Tableau 6.27 Résumé des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'air (toutes les phases)

Phase	Côte d'effet résiduel	Probabilité d'effets négatifs importants	
		Probabilité d'occurrence	Incertitude scientifique
Construction	N	s/o	s/o
Exploitation	N	s/o	s/o
Mise hors service	N	s/o	s/o
Défectuosités et accidents	S	1	3

CLÉ

Côte d'effet résiduel : S=Effet environnemental négatif important; N=Effet environnemental négatif non important; P=Effet environnemental positif

Probabilité d'occurrence : Reposant sur un jugement professionnel; 1 =Bas; 2 = Moyen; 3 = Élevé; S/O = sans objet (aucun effet important n'est prévu)

Incertitude scientifique : Reposant sur des informations scientifiques et des analyses statistiques ou sur un jugement professionnel; 1 =Bas; 2 = Moyen; 3 = Élevé; S/O = sans objet (aucun effet important n'est prévu)

6.3.2 Qualité de l'eau de mer

La qualité de l'eau de mer fait référence aux caractéristiques physiques et chimiques du média qui soutient l'ensemble du milieu biologique marin. Les organismes marins sont dépendants de l'eau pour tous les aspects de leur cycle de vie. Il existe donc un lien intrinsèque entre la qualité de l'eau de mer et les organismes marins qui y vivent ou qui y circulent, à l'intérieur de la zone du projet. La législation et les directives régissent les rejets industriels dans le milieu marin afin de protéger la qualité de l'eau de mer. Les rejets dans les eaux de mer liés au projet sont abordés dans d'autres sections de ce document relativement aux effets potentiels sur : le benthos marin (section 6.3.3); les poissons de mer (section 6.3.4); les mammifères marins (section 6.3.5); oiseaux associés au milieu marin (section 6.3.6). Dans le cadre de cette évaluation, la qualité de l'eau de mer est donc jugée d'abord et avant par rapport aux effets potentiels sur les récepteurs biologiques marins clés. La qualité de l'eau de mer est traitée comme une composante environnementale valorisée (CEV) distincte à la demande des organismes de réglementation.

6.3.2.1 Limites

Les limites temporelles pour la qualité de l'eau de mer comprennent les phases de construction, d'exploitation et de mise hors service du projet. Les défauts et les événements imprévus (ex. : éruption d'un puits, rupture de pipeline, déversements imprévus sur la plate-forme) peuvent aussi affecter la qualité de l'eau de mer. Les limites temporelles de tels événements dépendraient de la nature, de la durée et de l'amplitude de l'accident et de ses effets.

La limite spatiale en ce qui concerne la qualité de l'eau de mer comprend toute la colonne d'eau et la zone d'influence potentielle des risques de déversement accidentel et de rejets liés au projet.

6.3.2.2 Critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels

Un effet négatif **important** cause une dégradation de la qualité de l'eau de mer en provoquant le dépassement de la limite maximale admise d'un ou de plusieurs paramètres précisés dans les directives en vigueur (ex. : Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtère), de façon à entraîner des effets négatifs importants sur d'autres éléments environnementaux importants selon la qualité de l'eau (soit le benthos, les poissons de mer, les mammifères marins et les oiseaux associés au milieu marin) comme il est évalué ailleurs dans le présent document.

Un effet positif améliore de façon mesurable la qualité de l'eau de mer, dépassant l'état actuel.

6.3.2.3 Interactions, problèmes et inquiétudes potentielles

Des interactions potentielles avec la qualité de l'eau de mer pourraient survenir pendant les phases de construction, d'exploitation et de mise hors service du projet, et à cause d'événements imprévus ou de défauts.

Les questions et inquiétudes potentielles associées à la qualité de l'eau de mer comprennent :

- Une augmentation temporaire et localisée des particules en suspension causée par l'installation du pipeline et du treillis;
- Un rejet lié à l'essai hydrostatique;
- Le rejet par-dessus bord de BBE et d'autres déblais de forage connexes;
- L'évacuation des rejets d'exploitation normale (ex. : eau produite, eau de refroidissement, eaux usées, etc.);
- Un rejet accidentel d'hydrocarbures à la suite d'une éruption, d'une rupture de pipeline ou d'un déversement accidentel de plate-forme.

L'activité la plus pertinente au cours de l'exploitation du projet est l'évacuation de l'eau produite qui risque de toucher certains paramètres de qualité de l'eau, dont la température, l'oxygène dissous, les micro-éléments et le pH. La qualité de l'eau de mer peut aussi être affectée pendant l'exploitation, soit au cours du drainage du pont, l'évacuation de l'eau de refroidissement et d'autres rejets associés au projet.

6.3.2.4 Analyse, mesures d'atténuation et prévision des effets résiduels

Construction

Installation du pipeline et de la plate-forme

L'excavation du pipeline causera des augmentations localisées des particules en suspension dans l'eau, dans l'environnement immédiat de la tranchée. La nature et la durée d'élévation des particules en suspension sont principalement une fonction des caractéristiques physiques du sédiment (c.-à-d. que la matière grossière se déposera rapidement et que celle à grains fins aura besoin d'une plus longue période). Les concentrations de particules en suspension de la matière à grains fins peuvent correspondre à celles qui surviennent naturellement pendant des orages et/ou lorsque les niveaux sont liés à des périodes de bioproduction primaire élevée. Il est peu probable que les courtes périodes pendant lesquelles les particules en suspension sont élevées aient un effet important sur la qualité de l'eau.

Le dynamitage sera peut-être nécessaire à une distance pouvant atteindre de 300 à 500 m du littoral. Les sous-produits de gaz toxique des explosifs sont principalement constitués de monoxyde de carbone et de monoxyde d'azote/oxyde nitreux provenant de la réaction de détonation. Le type de charge utilisé sera donc un facteur important, car certains composés produisent des quantités peu importantes de gaz toxique et ils ont donc un effet défavorable limité sinon nul sur la qualité de l'eau localisée (Keevin et Hempton 1997). L'excavation et le dynamitage sont de courte durée; ce sont des événements localisés qui ont peu de chances d'exercer un effet prolongé sur l'état de la qualité de l'eau de mer. Toutes les activités de dynamitage marin se feront conformément aux Lignes directrices concernant l'utilisation d'explosifs à l'intérieur ou à proximité des eaux de pêche canadiennes (Wright et Hopky 1998); cela réduira davantage les impacts sur l'habitat marin.

Les activités de construction côtière se dérouleront conformément aux lignes directrices du ministère des Pêches et Océans du Canada et du ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse en ce qui a trait au contrôle de l'érosion et des sédiments. Ces mesures de contrôle, également précisées dans le PPE de la construction côtière, minimiseront le ruissellement de surface chargé de limon ou l'empêcheront de pénétrer dans le milieu marin. Les activités de construction terrestre ne devraient donc pas avoir d'effet sur la qualité de l'eau de mer.

La mobilisation et l'installation des plates-formes pourraient amener les concentrations locales de particules en suspension à dépasser les niveaux ambiants. Cette activité ainsi que toute augmentation subséquente de particules en suspension seront toutefois de courte durée et surviendront à l'intérieur d'une petite zone d'influence. Il est peu probable que l'augmentation des concentrations des particules en suspension ainsi causée dépasse les niveaux naturellement élevés qui résultent d'orages ou d'ondes internes.

Essai hydrostatique

L'essai hydrostatique du pipeline pourrait comporter l'évacuation d'eau de mer traitée avec des inhibiteurs de corrosion, des biocides et des désoxygénants (voir la section 2.3.2). Une étude composée d'un programme de bio-essais sur la toxicité et de modélisation de la dispersion du panache sera entreprise afin d'optimiser la méthode d'évacuation de l'eau hydrostatique provenant du pipeline et d'identifier les produits chimiques les plus appropriés en vue de l'application et de la décharge dans l'environnement. La méthode proposée pour l'évacuation de l'eau hydrostatique provenant du pipeline consistera à diriger l'eau vers la plate-forme de production et à la mélanger à l'eau de refroidissement avant l'évacuation par le caisson. On estime que le pipeline contiendra approximativement 47 000 m³ d'eau d'essai hydrostatique et que le pipeline sera vidangé sur une période estimée de 4 à 5 jours. Le débit d'évacuation sera d'environ 470 m³/h. Le rejet d'eau de refroidissement de la plate-forme est estimé à environ 3050 m³/h. Il y aura donc une dilution de 7:1 de l'eau d'essai hydrostatique au caisson de rejet de l'eau de refroidissement. Les produits chimiques utilisés pour l'essai hydrostatique seront sélectionnés à partir d'une liste de produits chimiques approuvés pour une utilisation au Canada et assujetti aux lignes directrices concernant la sélection des produits chimiques pour utilisation extracôtière (ONE et coll. 1999) et le PGPC d'EnCana (voir l'annexe D).

Forage d'exploitation

Seuls les BBE et autres déblais de forage connexes seront évacués dans le milieu marin. La section 6.3.3 contient les résultats de la modélisation de la dispersion des déchets de forage et décrit les effets prévus sur le benthos marin. Le fondement de la modélisation de la BBE est que celle-ci peut demeurer dans la couche benthique limite dont l'épaisseur peut varier aller de quelques mètres à quelques dizaines de mètres, selon les courants ambiants (Hannah et coll., 1995). Les résultats de la modélisation de BBE du banc de l'île de Sable présentés dans Thomson et coll. (2000) démontrent que les concentrations de pointe de boue de l'ordre de 10 mg/l pourraient demeurer dans la couche limite pendant de nombreux jours et que les niveaux de pointe de 1 mg/l pourraient persister pendant une période de 10 jours (voir la section 6.3.3 pour plus de détails).

La BBHS et BBHMA seront injectés ou bien expédiés au rivage pour traitement et/ou élimination. EnCana effectuera également le tri de tous les composants chimiques des boues de forage qui seront utilisés, conformément aux lignes directrices concernant la sélection des produits chimiques pour utilisation extracôtière (ONE et coll. 1999). EnCana et ses entrepreneurs se conformeront aussi à toutes les autres réglementations contenues dans les lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière (ONE et coll. 1996 et ses mises à jour) et à toutes les conditions réglementaires en ce qui concerne la gestion des rejets et des déchets (ex. : déchets dangereux, inoffensifs et ceux causés par le drainage du pont) pendant la phase de construction afin de minimiser le risque d'impacts sur la

qualité de l'eau. Le PGD d'Encana sera élaboré et instauré afin de résoudre les problèmes aussi bien pour le personnel que pour les entrepreneurs.

Rejets de navires

Tous les navires du projet respecteront la réglementation en vigueur (ex. : MARPOL) concernant le rejet de substances ayant un effet sur la qualité de l'eau de mer (ex. : cales, lubrifiants, déchets solides, carburants, etc.). Le PGC s'appliquera aussi aux navires de construction. La circulation de navires liés au projet n'aura donc pas d'effet important sur la qualité de l'eau de mer.

En résumé, grâce à l'utilisation de procédures et de mesures d'atténuation normales et établies dans l'industrie, au respect des règlements et des lignes directrices en vigueur, ainsi qu'à la planification de la gestion des déchets, la phase de construction du projet Deep Panuke n'aura pas d'effet négatif important sur la qualité de l'eau de mer.

Exploitation

Évacuation de l'eau produite

Les lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière (ONE et coll. 1996 et ses mises à jour) prévoient une limite d'hydrocarbure de 30 mg/l (moyenne pondérée pour 30 jours) dans l'eau produite. EnCana s'efforce de dépasser cette ligne directrice et d'obtenir un niveau cible de dispersion de 25 mg/l (moyenne pondérée pour 30 jours). L'eau produite traitée sera introduite dans la conduite d'eau de refroidissement et évacuée par une canalisation à une profondeur de 10 m sous la surface de l'eau. L'évacuation en profondeur augmentera la caractéristique de dispersion de l'effluent et réduira l'interaction avec la zone où la production primaire est relativement plus élevée, soit à proximité de la surface. Le taux de rejet maximal total sera de 3 095 m³/h, dont 3 050 m³/h sera constitué d'eau de refroidissement (eau de mer recirculée) et 45 m³/h d'eau produite. Une dilution initiale de l'eau produite de 68:1 surviendra donc avant le rejet dans le milieu marin.

Les résultats de la modélisation de la dispersion de l'eau produite se trouvent à l'annexe C. Les conclusions de la modélisation de la dispersion sont jugées prudentes, car le modèle prévoyait un taux de rejet de l'eau produite de 65 m³/h et un taux de dilution de 48:1. À mesure que la conception du projet a progressé, le taux de rejet maximal de l'eau envisagé a été réduit à 45 m³/h, avec un taux plus élevé de dilution de 68:1.

La température du rejet sera d'environ 20 °C et fournira une certaine flottabilité au rejet de panache. La température du rejet, cependant, déclinera rapidement pour se situer à 1 °C des niveaux de fond à l'intérieur des environs immédiats de la plate-forme. Une faible teneur en oxygène dissous dans l'eau

produite ne constituera pas une préoccupation, car l'eau produite est mélangée à l'eau de mer naturelle (eau de refroidissement) provenant d'une prise d'eau à une profondeur d'environ 10 m où les concentrations d'oxygène dissous approchent la saturation.

Le pH de l'eau produite peut être influencé par la teneur en H₂S. Toutefois, les caractéristiques techniques ont pour fonction de traiter l'eau produite pour l'amener à un intervalle de 1 à 2 ppm de H₂S avant le mélange avec l'eau de refroidissement. La dispersion de faibles niveaux de H₂S rejeté avec l'eau produite a été évaluée en modélisant le rejet combiné de l'eau produite et de l'eau de refroidissement. La combinaison du jet d'eau produite avec l'eau de refroidissement permet d'obtenir une dilution initiale 68:1 (une dilution de 48:1 a été modélisée). La modélisation démontre qu'après le rejet, l'effluent total est soumis à une dilution supplémentaire de 10 à 20 plus élevée au moins dans une zone s'étendant jusqu'à 30 à 100 m de la conduite de rejet, se fondant sur les moyennes d'une heure contenues dans les mailles de modèle de 20 m x 20 m. Cela donne une dilution d'ensemble des niveaux de H₂S dans l'eau produite multipliée par des coefficients de plus de 500:1 à 1 000:1. En plus d'être rapidement dilué, le H₂S sera rapidement oxydé en sulfate (un ion commun se trouvant dans l'eau de mer). Des niveaux naturels sensiblement plus élevés ont été enregistrés dans les eaux sus-jacentes aux sédiments (20,4 ppm) (Fenchel 1969). Bagarino et Vetter (1989) ainsi que Glickman et coll. (1999), ont étudié les concentrations de H₂S au point de rejet (95 à 160 mg/l) et en bordure de la zone de mélange (50 à 96 Fg/l) sur trois sites extracôtiers de la Californie et n'ont prédit aucun danger pour la vie aquatique marine. Les niveaux normaux de rejet de H₂S pour le projet devraient être bien plus faibles que ceux qui, selon les indications, causent des effets néfastes sur les poissons marins (voir la section 6.3.4). Par conséquent, aucun effet important attribuable au H₂S provenant du rejet de l'eau produite n'est probable.

Même si l'eau de formation n'était pas disponible pour les tests à la découverte de Deep Panuke, les l'information sur la chimie de l'eau produite provenant des essais en cours de forage de Musquodoboit Wildcat a été adoptée. On s'attend que cette chimie soit représentative de Deep Panuke. L'analyse des concentrations des constantes à l'état de trace et des constituants majeurs de cette eau produite indique que le mélange initial de l'eau produite avec l'eau de refroidissement (dilution de 68:1) et le rejet subséquent n'auront pas d'impact important sur la qualité de l'eau en matière de métaux en trace.

Il n'existe pas de données précises sur les concentrations de nutriments dans l'eau produite (NO₂-N, PO₃-P, SiO₂). Toutefois, la modélisation de la variation (ou dynamique) du panache des produits de combustion montre que la dilution moyenne totale pour la composante de l'eau produite en champ proche varie de 500:1 à 1 000:1. Tout nutriment dans le jet d'eau produite ne causerait aucun effet important sur la qualité de l'eau en champ proche.

Des dispositifs de surveillance en direct de l'huile, appuyés par les installations laboratoire établies sur la plate-forme, sont actuellement proposés pour effectuer l'échantillonnage de l'eau produite. S'il est

impossible d'envisager une surveillance en direct fiable et économique, une approche d'installation laboratoire pour l'échantillonnage sera préconisée. En satisfaisant ou en dépassant les critères contenus dans les lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière (ONE et coll. 1996 et ses mises à jour), il est peu probable que les hydrocarbures provenant de l'eau produite pendant l'exploitation du projet auront un effet important sur la qualité de l'eau.

Autres rejets d'exploitation

Les déchets sanitaires et alimentaires seront macérés en particules d'une grosseur de 6mm ou moins, avant leur rejet dans l'océan, conformément aux lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière. L'eau de drainage du pont pourrait contenir des traces d'hydrocarbures de pétrole tels que des huiles de graissage, du carburant d'hélicoptère et du carburant diesel. Le drainage du pont sera effectué en utilisant des filtres de polissage de type cartouche et testé avant l'évacuation. Le drainage du pont respectera les lignes directrices relatives au traitement des déchets en zone extracôtière (ONE et coll. 1996 et ses mises à jour) qui permettent 15 mg/l d'hydrocarbures ou moins avant le rejet dans l'océan. Tous les efforts nécessaires seront dévoués pour prévenir la contamination chimique sur les ponts qui pourrait être entraînée par le drainage du pont. Les espaces d'entreposage pour les bacs contenant des produits chimiques et pétroliers seront dotés d'une enceinte de confinement secondaire afin de prévenir l'écoulement sur les surfaces du pont. Avec ces procédures en place, sous des conditions d'exploitation normales, les rejets d'exploitation n'auront pas un effet important sur la qualité de l'eau de mer.

Rejets de navires

Comme pour la construction, les navires de projet devront respecter la réglementation en vigueur (ex. : MARPOL) concernant l'utilisation et le rejet à la mer de carburants, de lubrifiants et autres déchets (ex. : déchets solides, cales). EnCana exigera de tous les exploitants de navires à contrat qu'ils adhèrent au PGD. La circulation de navires pendant l'exploitation du projet n'aura donc pas d'effet important sur la qualité de l'eau de mer.

En résumé, vu que la réglementation et les lignes directrices en vigueur seront respectées, que des mesures d'atténuation seront instaurées, que des procédures conformes aux normes de l'industrie seront appliquées, la phase d'exploitation du projet Deep Panuke n'entraînera aucun effet défavorable important sur la qualité de l'eau de mer. Cette conclusion est démontrée de façon plus détaillée aux sections 6.3.3 à 6.3.6 en ce qui concerne le risque d'effets sur la qualité de l'eau touchant d'autres composantes environnementales valorisées, pendant l'exploitation du projet.

Mise hors service

La mise hors service et l'abandon seront réalisés en conformité avec les exigences réglementaires en vigueur au moment où se dérouleront ces activités. Les exigences pour l'enlèvement éventuel des installations seront considérées pendant la phase de conception détaillée. L'abandon ou la récupération des installations extracôtières aura peut-être certains effets mineurs sur la qualité de l'eau (ex. : augmentation des particules en suspension causée par la perturbation du fond marin), même si une telle augmentation va être localisée et de courte durée. La présence potentielle de contaminants pendant la récupération et le transport des installations sera prise en considération. Un plan de mise hors service qui présentera des procédures détaillées pour la mise hors service des installations côtières et extracôtières sera élaboré pour le projet (voir l'annexe D).

On ne prévoit pas que la mise hors service aura des effets négatifs importants sur la qualité de l'eau.

Défectuosités et accidents

Les défauts et les événements imprévus qui peuvent avoir des conséquences sur la qualité de l'eau de mer comprennent les déversements imprévus sur la plate-forme, les éruptions et les ruptures de pipeline.

Déversements imprévus sur la plate-forme

Les zones de stockage pour les citernes de produits chimiques et pétroliers auront un confinement secondaire pour prévenir des déversements sur le pont. Le drainage des installations sur les plates-formes sera dirigé par un système de collecteur général jusqu'à un réservoir de retenue avant de se rendre au séparateur huile-eau situé sur la plate-forme d'exploitation. Toutes les plates-formes extracôtières et les appareils de forage auront à bord du matériel d'atténuation et de nettoyage en cas de déversement accidentel sur le pont. Des matelas absorbants et des poudres seront utilisés immédiatement en cas de déversement accidentel afin de réduire le risque que la matière déversée puisse pénétrer dans l'eau. Si un déversement accidentel provenant de la plate-forme dans le milieu marin devait survenir, celui-ci serait de petite quantité, peu fréquent, et se disperserait rapidement (voir le chapitre 3). Ces petits déversements à partir de la plate-forme seront atténués grâce à l'élaboration et l'application du plan d'intervention en cas de déversement de EnCana (voir la section 4 et l'annexe D). Le plan d'intervention en cas de déversement fera partie intégrante de la formation à l'intention du personnel d'EnCana et du personnel des entrepreneurs, selon le cas.

Il revient aux employés et aux entrepreneurs d'Encana de signaler au directeur de l'installation extracôtière des accidents, incidents ou déversements pour que ce dernier puisse intervenir immédiatement. EnCana signalera tout déversement à l'OCNEHE. Le navire de réserve sur les lieux

devra aussi, dans le cadre normal de ses fonctions, observer et signaler tout déversement provenant des installations. En résumé, il est peu probable que des déversements imprévus auront un effet important sur la qualité de l'eau de mer.

Éruptions de puits

Parmi les événements imprévus qui pourraient avoir les conséquences les plus graves pour la qualité de l'eau de mer, mentionnons les éruptions de puits. L'éruption d'un puits de production libérerait du gaz brut dans le milieu marin, alors que l'éruption sous-marine d'un puits d'injection pourrait libérer des hydrocarbures liquides (condensat) ainsi que du gaz H₂S dans le milieu marin. Une analyse de probabilité de ces déversements ainsi que la modélisation de la condition et du comportement sont présentées à la section 3. Certaines mesures de protection (ex. : bloc obturateur de puits et SC-SSSV) ont été intégrées à la conception du projet (voir la section 2.9.3) pour éviter que ne surviennent de tels événements imprévus. La probabilité d'une éruption est extrêmement faible et l'importance des effets potentiels varie selon la nature et l'amplitude de l'événement. En plus d'intégrer des mesures de conception pour minimiser la probabilité et la durée potentielle de tels rejets majeurs, EnCana élaborera un Plan de mesures d'urgence (PMU) et un Plan d'intervention en cas de déversement afin de réduire encore plus la gravité d'effets environnementaux potentiels dans le cas très peu probable où surviendrait un déversement majeur (voir l'annexe D). Ces plans respecteront toutes les exigences réglementaires en vigueur et feront partie intégrante de la structure globale de planification de la gestion environnementale d'EnCana (voir la section 4). Les effets potentiels d'éruptions sur les récepteurs du milieu marin sont examinés aux sections 6.3.3 à 6.3.6.

Rupture de pipeline

La libération de gaz naturel (principalement du méthane) causée par une rupture de pipeline sous-marin occasionnera des effets localisés et peu importants sur la qualité de l'eau et les autres CEV associées. Dans le cas peu probable d'une rupture de pipeline, le gaz naturel (composé principalement de méthane) montera à la surface à des vitesses pouvant aller de 5 à 10 m/s et se dispersera dans l'atmosphère. On prévoit que le potentiel toxique du gaz naturel sur les espèces de la colonne d'eau sera très faible étant donné que les concentrations de composants du gaz naturel (ex. : méthane, dioxyde de carbone, azote et hydrogène sulfuré), dans la pire éventualité, sont en deçà de la concentration entraînant un effet (Howard et Meylan 1997). La probabilité d'une rupture de pipeline est jugée très faible (voir la section 3.4).

Résumé

Les rejets contenant du condensat (c'est-à-dire les éruptions) ou du H₂S (éruption de puits d'injection) peuvent causer des effets défavorables graves sur les CEV touchées par la dégradation de la qualité de

l'eau (c'est-à-dire les poissons, les oiseaux, les mammifères marins et le benthos). Toutefois, si l'on considère la nature très variée des CEV dans la zone de la plate-forme, la capacité de plusieurs espèces à détecter et à éviter des zones où la qualité de l'eau est moindre et, selon toute vraisemblance, la durée et la probabilité limitées d'un rejet majeur, il est peu probable que les CEV seront touchées de façon importante au niveau de la population. Les effets défavorables importants sur les CEV qui dépendent de la qualité de l'eau, causés par des défauts ou des événements imprévus sont jugés peu probables; des effets résiduels défavorables importants sur la qualité de l'eau ne sont donc pas prévus.

6.3.2.5 Évaluation des effets cumulatifs

Des activités et des projets, passés et actuels ont, à différents degrés, eu un effet sur la qualité de l'eau de mer sur la plate-forme Scotian. Mentionnons, entre autres, la circulation des navires locaux et internationaux, l'exploration et la production d'hydrocarbures, ainsi que la pêche. Les effets de ces autres activités passées et présentes se reflètent dans la description des conditions (de base) de qualité de l'eau existantes (décrites à la section 6.1). Les données existantes pour la zone du projet ne précisent aucune préoccupation particulière relative à la qualité de l'eau, même si des événements occasionnels tels que les rejets illégaux de navires de passage ont été signalés dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Les projets et activités en cours et futurs dans la région qui pourraient avoir un effet sur la qualité de l'eau de mer incluent : la circulation de navires; le projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (développement existant et futur); l'exploration sismique et l'activité de forage exploratoire extracôtière de pétrole; la pêche commerciale; potentiellement, les projets Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy. Certaines de ces activités ont ou auraient des rejets semblables dans le milieu marin que le projet proposé, et donc, des effets similaires sur la qualité de l'eau de mer. Tout comme le projet Deep Panuke, ces autres projets et activités seront aussi soumis, toutefois, aux règlements et lignes directrices spécifiques qui ont pour objectif de prévenir et de minimiser leurs effets environnementaux. Ces lignes directrices et règlements sont révisés régulièrement et raffinés pour assurer une protection toujours plus grande du milieu marin. De plus, les promoteurs mettent en application de nouvelles méthodes et technologies afin de réduire les risques d'effets potentiels sur l'environnement. Les effets potentiels du projet Deep Panuke sur la qualité de l'eau de mer seront vraisemblablement mineurs, localisés, et de relativement courte durée. Vu la répartition dans l'espace et dans le temps de ces futurs projets et activités, il est peu probable que les effets de ces actions interagissent avec ceux du projet proposé.

Il est donc peu probable que le projet Deep Panuke entraîne des effets environnementaux cumulatifs importants, en combinaison avec d'autres projets et activités.

6.3.2.6 Suivi et surveillance

La surveillance de la conformité environnementale (SCE) des décharges dans l'océan, ainsi que les tests de toxicité sur les espèces jugés utiles par le ministère de l'Environnement, seront effectués pour assurer le respect des exigences réglementaires en vigueur et des conditions d'agrément. La SCE comportera principalement la surveillance de conformité des limites de décharges précisées dans les lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière (ONE et coll. 1996, et ses mises à jour). Le programme de SCE sera détaillé dans le cadre du PPE qui sera élaboré par EnCana. L'EESE sur la qualité de l'eau sera effectuée au besoin et en collaboration avec les organismes de réglementation. La mise en application de la SCE permettra à EnCana et aux organismes de réglementation d'identifier rapidement les dépassements réglementaires (par la voie du signalement obligatoire), et d'adopter rapidement une mesure corrective. Cela comprendra au moins la surveillance de la qualité de l'eau après un déversement important, jumelée à la surveillance de différents composants biologiques (exemple : oiseaux, poissons). Le programme de SEE sera détaillé à l'intérieur du PSEE qui sera élaboré par EnCana. La SEE contribuera à détecter les effets négatifs sur les récepteurs environnementaux causés par une qualité d'eau moindre. Ceci pourra inclure la surveillance des récepteurs environnementaux (ex. : biote marin) qui seront peut-être touchés par les changements de qualité de l'eau de mer liés au projet. Ces plans feront partie de la structure globale de planification de la gestion environnementale d'EnCana (voir la section 4).

6.3.2.7 Utilisation viable des ressources renouvelables

Aucun effet environnemental résiduel important sur la qualité de l'eau de mer n'est prévu; l'évaluation supplémentaire relative à l'utilisation viable des ressources renouvelables n'est donc pas nécessaire.

6.3.2.8 Résumé de l'évaluation des effets environnementaux résiduels

Les activités de construction, d'exploitation et de mise hors service du projet ne devraient pas avoir d'effet résiduel important sur la qualité de l'eau de mer. Les défauts et accidents, particulièrement ceux qui sont liés aux éruptions de puits et aux ruptures de pipeline auraient un effet sur la qualité de l'eau de mer. Cependant, les effets sur les CEV qui dépendent de la qualité de l'eau ne devraient être importants. Les mesures de conception préventives, le PME et le Plan d'intervention en cas de déversement d'EnCana réduiront les risques de rejets imprévus et minimiseront les effets environnementaux. Le projet proposé ne devrait donc pas causer d'effet négatif important sur la qualité de l'eau de mer. Les tableaux 6.28 et 6.29 résument les effets résiduels sur la qualité de l'eau marine.

Tableau 6.28 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'eau de mer

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères d'importance des effets environnementaux					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
CONSTRUCTION									
Installation d'infrastructures (pipelines, plates-formes)	<ul style="list-style-type: none"> Sédimentation (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Installation efficace avec perturbation minimale du fond marin (incluant la préfabrication côtière) Utilisation de filtres à limon durant les travaux de dragage dans les régions proches du rivage (au besoin) 	1	2	3/3	R	2	N	3
Essai hydrostatique	<ul style="list-style-type: none"> Le rejet peut contenir des biocides, des désoxygénants et des inhibiteurs de corrosion (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Bio-essais et modélisation de la dispersion du panache Rejet contrôlé sur la plate-forme et dilué avec l'eau de refroidissement 	2	2	1/1	R	2	N	3

Tableau 6.28 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'eau de mer

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères d'importance des effets environnementaux					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
Forage d'exploitation	<ul style="list-style-type: none"> • Particules en suspension accrues (A) 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestion des déchets de forage pour minimiser les rejets • Pas de rejet en mer de particules en suspension/BBHMA • Élimination réduite de BBE en vrac par le biais du forage en lot • Respect des exigences d'élimination de l'OCNEHE • Adhésion aux lignes directrices concernant la sélection des produits chimiques pour utilisation extracôtière 	2	2	3/6	R	2	N	3
Circulation des navires	<ul style="list-style-type: none"> • Dégradation de la qualité de l'eau liée aux rejets de ballast et de cale (A) 	<ul style="list-style-type: none"> • Respect des lois et règlements en vigueur • Adhésion au PGD 	1	5	5/6	R	2	N	3

Tableau 6.28 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'eau de mer

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères d'importance des effets environnementaux					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
Construction côtière	<ul style="list-style-type: none"> • Sédimentation des eaux littorales (A) 	<ul style="list-style-type: none"> • Adhésion au PPE de la construction côtière • Respect des lignes directrices du ministère des Pêches et des Océans et du ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse 	1	2	2/1	R	2	N	3
EXPLOITATION									
Eau produite	<ul style="list-style-type: none"> • Dégradation de la qualité de l'eau (A) 	<ul style="list-style-type: none"> • Traitement/essai pour satisfaire ou dépasser les lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière • Dilution de l'eau produite traitée avec l'eau de refroidissement 	2	2	5/6	R	2	N	3
Autres rejets liés au projet (ex. : drainage du pont, eaux usées, eau de refroidissement, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> • Rejet dans le milieu marin (A) 	<ul style="list-style-type: none"> • Traitement selon les lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière • Adhésion au PGD 	1	2	2/6	R	2	N	3

Tableau 6.28 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'eau de mer

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères d'importance des effets environnementaux					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
Circulation des navires	<ul style="list-style-type: none"> Dégradation de la qualité de l'eau liée aux rejets de ballast et de cale(A). 	<ul style="list-style-type: none"> Respect des exigences réglementaires en vigueur Adhésion au PGD 	1	5	5/6	R	2	N	3
DÉFECTUOSITÉS ET ACCIDENTS									
Éruption de puits	<ul style="list-style-type: none"> Libération d'hydrocarbures provenant de puits de développement et de puits d'injection (A) Libération de H₂S provenant de puits d'injection (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Mesures de conception (ex. : BOP et SC-SSSV) Implanter le PMU et le Plan d'intervention en cas de déversement 	3	2	2/0	R	2	N	3

Tableau 6.28 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'eau de mer

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères d'importance des effets environnementaux					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
Rupture de pipeline	<ul style="list-style-type: none"> • Libération de méthane (A) 	<ul style="list-style-type: none"> • Conception de pipeline selon les codes/normes • Conception et installation afin de maintenir l'intégrité du pipeline (ex. : protection contre les affouillements, « à l'épreuve » des chalutiers, enfouissement dans une profondeur de moins de 85 m) • Détection de fuite et soupapes d'arrêt • Implanter le PMU 	2	2	1/0	R	2	N	3
Déversements imprévus sur la plate-forme	<ul style="list-style-type: none"> • Libération d'hydrocarbures (A) 	<ul style="list-style-type: none"> • Conception préventive (ex. : enceinte de confinement secondaire, séparateur huile-eau) • Formation/procédures de prévention des déversements • Surveillance et signalement des déversements • Implanter le PMU et le Plan d'intervention en cas de déversement 	1	2	1/1	R	2	N	3

Tableau 6.28 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'eau de mer

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères d'importance des effets environnementaux					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
<p>CLÉ</p> <p>Amplitude : 1 = Faible (ex. : changement non détectable ou négligeable des conditions existantes); 2 = Moyenne (ex. : augmentation dans les limites des normes et objectifs); 3 = Élevée (ex. : cause des dépassements ou des impacts par rapport aux normes et objectifs).</p> <p>Étendue géographique 1=<500 m²; 2=500 m² – 1 km²; 3=1-10 km²; 4=11-100 km²; 5=101-1 000 km²; 6=>1 000km²</p> <p>Durée : 0 = très peu probable; 1=<1 mois; 2=1-12 mois; 3=13-36 mois; 4=37-72 mois; 5=>72 mois</p> <p>Fréquence : 0= peu probable qu'il se produira; 1=<11 événements/an; 2=11-50 événements/an; 3=51-100 événements/an; 4=101-200 événements/an; 5=>200 événements/an; 6=continu</p> <p>Réversibilité R = Réversible; I = Irréversible</p> <p>Contexte écologique/socio-culturel et économique : 1=Zone vierge; 2= Zone affectée par l'activité humaine; 3=Preuve d'effets négatifs</p> <p>Côte d'effet résiduel S=Effet environnemental négatif important; N=Effet environnemental négatif peu important; P=Effet environnemental positif</p> <p>Niveau de confiance : 1=Faible niveau de onfiance; 2=Niveau de confiance moyen; 3=Niveau de confiance élevé</p>									

Tableau 6.29 Résumé des effets environnementaux résiduels : Qualité de l'eau de mer (toutes les phases)

Phase	Côte d'effet résiduel	Probabilité d'effets négatifs importants	
		Probabilité d'occurrence	Incertitude scientifique
Construction	N	s/o	s/o
Exploitation	N	s/o	s/o
Mise hors service	N	s/o	s/o
Défectuosités et accidents	N	s/o	s/o

CLÉ

Côte d'effet résiduel : S=Effet environnemental négatif important; N=Effet environnemental négatif non important; P=Effet environnemental positif
Probabilité d'occurrence : Reposant sur un jugement professionnel; 1 =Bas; 2 = Moyen; 3 = Élevé; S/O = sans objet (aucun effet important n'est prévu)
Incertitude scientifique : Reposant sur des informations scientifiques et des analyses statistiques ou sur un jugement professionnel; 1 =Bas; 2 = Moyen; 3 = Élevé; S/O = sans objet (aucun effet important n'est prévu)

6.3.3 Benthos marin

La communauté benthique marine est importante, non seulement comme composante de l'écosystème marin, mais également en raison de son lien avec la pêche commerciale. Les effets environnementaux sur la faune benthique peuvent nuire au succès des populations de poissons, de mollusques et de crustacés dans cette zone. Les décharges du projet peuvent avoir un effet sur l'habitat et les communautés benthiques sur le fond marin par la voie du dépôt des déblais et boues de forage, la perturbation des sédiments causée par l'installation du pipeline, et le rejet de l'eau produite ou des hydrocarbures pendant des événements imprévus. Les changements dans la qualité des sédiments qui en résultent peuvent nuire à la qualité de l'habitat des espèces de poissons de fond, des communautés benthiques et des espèces commerciales qui se nourrissent de sédiments. Les contaminants organiques et minéraux, s'ils sont présents dans les sédiments, peuvent être ingérés par les organismes benthiques ou devenir disponibles biologiquement s'ils sont mis à nouveau en suspension dans la colonne d'eau. La présence de l'infrastructure du pipeline sur le fond marin, ainsi que des plates-formes, peut aussi avoir des conséquences pour l'habitat benthique. Les constatations au sujet des effets potentiels sur les poissons marins se trouvent à la section 6.3.4. Les constatations au sujet des pêcheries se trouvent à la section 7.3 et dans l'Énoncé d'évaluation des incidences socio-économiques (Accord relatif au programme de forage, volume 5). Le benthos marin a été désigné une composante environnementale valorisée (CEV), en raison des préoccupations des organismes de réglementation et du public, ainsi que de l'expérience professionnelle avec d'autres projets de l'industrie pétrolière.

6.3.3.1 Limites

Les limites spatiales pour l'évaluation du benthos marin sont basées sur les résultats obtenus dans le cadre de projets environnementaux similaires; l'échantillonnage des sédiments, la modélisation de la dispersion des sédiments; des observations vidéo. Ces limites renferment une composante du champ proche (c.-à-d. à 500 m des plates-formes) pour tenir compte des effets aigus potentiels comme l'étouffement des organismes benthiques et une composante de champ lointain (c.-à-d. 10 km) pour tenir compte du transport à des concentrations réduites de particules en suspension dans la couche de la limite benthique. Une limite spatiale de 2 km de large a été assignée au corridor du pipeline (zone d'influence pour les lieux de pose des ancrages et les câbles, s'il y a lieu). Les limites temporelles de l'évaluation sont sans interruption, jusqu'à ce que cessent les décharges provenant des puits de développement, que l'installation du pipeline soit terminée et que les conditions qui prévalaient auparavant soient recouvrées. Quant à la présence de l'infrastructure dans le milieu marin, la limite temporelle inclut la période d'exploitation du projet, et ce, jusqu'au retrait des structures.

6.3.3.2 Critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels

Un effet environnemental négatif **important** altère un habitat benthique valorisé, soit sur le plan physique, chimique ou biologique, en termes de qualité ou d'étendue, à un point où il y a un déclin de l'abondance et/ou un changement dans la composition et la distribution de la communauté benthique au-delà duquel le recrutement naturel (reproduction et immigration provenant de zones non touchées) ne permettrait pas de ramener la communauté locale à son niveau d'abondance antérieur dans les cinq années suivant l'arrêt des activités du Projet qui pourraient interagir avec le benthos (c.-à-d. l'installation du pipeline et cessation des décharges de déblais de forage).

Un effet **positif** pourrait rehausser la qualité ou la quantité au sein de l'habitat, ou encore accroître la diversité des espèces.

6.3.3.3 Interactions, problèmes et inquiétudes potentiels

Les organismes benthiques macro-invertébrés vivent et se nourrissent dans le fond marin. Comme la plupart de ces organismes sont sédentaires ou sessiles et qu'ils se nourrissent de particules s'écoulant vers le bas dans la colonne d'eau (suspensivores) ou directement de sédiments (dépositivores), ils peuvent être sensibles à l'accumulation de contaminants et aux charges élevées de particules en suspension.

Les problèmes et les inquiétudes potentiels associés au benthos marin comprennent :

- le déplacement et l'étouffement des organismes benthiques se trouvant à l'intérieur de la zone de superficie au sol et des zones adjacentes de dépôt des sédiments pendant l'installation du pipeline;
- la perturbation du benthos et des communautés benthiques pendant le dynamitage à proximité du rivage, s'il y a lieu;
- la perturbation du benthos par les ancrages et câbles du pipeline, s'il y a lieu;
- l'étouffement des communautés benthiques causé par le dépôt des déblais et des boues de forage pendant le développement d'un puits;
- le changement dans la diversité par l'enrichissement organique ou la toxicité provenant des boues de forage;
- le changement dans la distribution granulométrique des sédiments ou leur caractère physique, causé par le dépôt de déblais et de boues de forage pendant le développement d'un puits;
- la biomobilisation des polluants par les organismes benthiques résultant des déblais/boues de forage et de l'élimination de l'eau produite;
- la présence de structures et de pipelines non enterrés ou fixes peut nuire aux déplacements des invertébrés benthiques et augmenter l'habitat de substrat dur (colonisé par la faune et la flore locales) dans des zones autrement caractérisées par le sable stérile ou le substrat meuble;
- les plates-formes peuvent attirer les poissons qui, en retour, pourront augmenter la pression de prédation sur la communauté benthique;
- dans le cas peu probable d'une éruption accidentelle ou d'une rupture de pipeline, la contamination du benthos au point de rupture par la voie de l'adhérence des hydrocarbures aux particules.

6.3.3.4 Analyse, mesures d'atténuation et prévision des effets résiduels

Construction

Installation des structures

Les interactions du projet avec l'habitat et les communautés benthiques situés à proximité du rivage ou en zone extracôtière surviendront pendant la phase de construction. La rupture et la modification physiques du fond marin seront causées par la mise en place des structures sur le substrat (c'est-à-dire les montants de la plate-forme et l'encombrement du pipeline). Ces activités déplaceront un nombre limité d'organismes benthiques. La fixation de sédiments en suspension pourra altérer l'habitat adjacent aux perturbations du fond marin. Ces effets sont jugés, car les zones perturbées se recoloniseront rapidement. Les espèces qui seront possiblement touchées dans les zones intertidale et infratidale de petits fonds par le point d'arrivée à terre du creusement incluent : *Fucus vesiculosus*, *Laminaria spp*, les moules bleues, *Corallina officinalis*, les anatifes, les amphipodes, les isopodes, les bigorneaux et les étoiles de mer. Il s'agit toutes d'espèces ubiquistes de la zone intertidale rocheuse du littoral.

L'installation des plates-formes et des pipelines ne devrait pas modifier la chimie des sédiments. L'excavation du pipeline sous-marin en eau peu profonde peut changer temporairement la granulométrie des sédiments; cependant, les conditions devraient revenir à la normale en quelques mois par le processus de transport des sédiments. Il est prévu que la zone d'influence sur le benthos marin, en raison des activités d'excavation, sera d'environ 20 m de largeur (soit 10 m de chaque côté du pipeline).

Si un navire poseur de canalisations est utilisé, il y aura une perturbation additionnelle du benthos marin associé au placement de l'ancre et au déplacement du câble. La zone d'influence pour ces effets est limitée à 1 km d'un côté comme de l'autre du navire. Une superficie maximum de 5 p. 100 de la superficie totale à l'intérieur du corridor de 2 km de large pourrait être perturbée par les activités liées à la manipulation de l'ancre. Cette perturbation sera réduite par l'application d'un plan de manipulation des ancres. Les éléments du plan pourraient comprendre : le dépôt de l'ancre pour éviter les zones sensibles si possible (ex. : habitat côtier du homard et des pétoncles); l'utilisation de bouées mi-longues pour réduire la longueur du câble sur le fond marin dans les zones sensibles qu'il n'est pas possible d'éviter entièrement; la réduction du nombre d'ancres déployées lorsque les conditions d'exploitation le permettent. Les effets des dispositifs de manipulation d'ancres seront localisés et temporaires. Le recouvrement des communautés benthiques perturbées devrait prendre moins de cinq ans et sera évalué dans le cadre d'un programme de SEE. Aucun effet important n'est prévu de la pose du pipeline.

Les sites de référence permanents créés pour la SEE du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable a révélé qu'aucun changement de conditions du fond n'était survenu, sur tout le territoire de Stormont Bay, en raison des activités liées à l'excavation, et que les éléments du fond marin, de façon générale, ne se sont pas déplacés en dehors de la zone immédiate du tracé du pipeline (SEEMAG 2001a). Les études détaillées de SEE menées dans la portion proche du rivage, du littoral jusqu'à 1000 m vers le large, ont démontré que le varech et d'autres géomons s'établissaient de nouveau peu de temps après l'installation du pipeline (SEEMAG 2001b). La vie végétale marine et les habitants de fond ont recolonisé et sont retournés dans les zones perturbées. Le rétablissement complet de l'habitat sur le pipeline a pu prendre jusqu'à trois ans. Une mortalité massive étendue de l'oursin vert le long de la côte est au cours de la période de postconstruction a été attribuée à d'autres facteurs que la construction du pipeline (Li et Cormick 1982; Scheibling et Hennigar 1997; SEEMAG 2001b).

Le dynamitage, au besoin, sera effectué dans un rayon de 300 à 500 m du littoral et en conformité avec les Lignes directrices concernant l'utilisation d'explosifs à l'intérieur ou à proximité des eaux de pêche canadiennes (Wright et Hopky 1998). Keevin et Hempton (1997) ont examiné les effets environnementaux du dynamitage sous l'eau. Les résultats de l'examen de ces études démontre que les invertébrés sont insensibles aux dommages liés à la pression causée par les explosions sous l'eau (indépendamment de l'exposition directe à la pression des vagues). Cela peut être attribué au fait que les invertébrés n'ont pas d'organe contenant du gaz. Les sous-produits gazeux toxiques des explosions sont principalement constitués de monoxyde de carbone et de monoxyde d'azote/oxyde nitreux de la réaction

de détonation. Le choix du composé de dynamitage est important, car certains composés entraînent une production peu importante de gaz toxiques et, ainsi, un effet négatif limité ou nul sur l'environnement. Aucune interaction avec le benthos marin à proximité du rivage n'est prévue si le forage dirigé est utilisé pour l'installation du pipeline dans la région proche du rivage.

Aucun effet négatif important sur le benthos marin ne devrait être causé par l'installation du pipeline ou de la plate-forme, car les perturbations de l'habitat seront localisées et elles ne dureront que pendant la construction, et que les communautés benthiques devraient coloniser les structures exposées en une à plusieurs saisons. Les effets physiques sur le benthos marin seront minimisés pendant la construction grâce à la préfabrication sur la côte de la majorité des structures et sur le pont de la superstructure. Une étude des débris du fond marin sera réalisée avant l'installation du pipeline et de la plate-forme, fournissant des données supplémentaires en vue d'atténuer les effets sur les communautés marines, près des installations du projet. EnCana consultera le MPO et Environnement Canada au sujet de la DDP de l'habitat et des permis pour l'élimination en mer au moment où la conception technique et les méthodes d'installation seront complétées.

Forage de développement

Il n'y aura aucune évacuation de BBHS, BBHMA ou déblais de forage dans le milieu marin pendant le forage de développement du projet. Les BBE et autres déblais de forage seront évacués à la mer comme le permettent les Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière (ONE et coll. 1996, et ses mises à jour). Les rejets en vrac de BBE seront minimisés grâce au forage en lot, dans la mesure du possible. La modélisation de la dispersion des déchets de forage présentée dans l'EIE (DPMV, volume 4) est mise à jour plus loin afin de tenir compte du plus récent et du plus défavorable cas de forage, soit le forage de huit puits et l'utilisation de BBE pour toutes les sections de forage.

Les déblais de BBE de forage seront libérés à partir de la surface, plus ou moins continuellement, après avoir été traités, pendant la phase de forage. Il est prévu que les déblais à base d'eau auront une grosseur de sable allant de fin à grossier, et un taux de sédimentation allant de 0,3 m/s à 0,03 m/s. Comme le débit de sortie est en moyenne faible, seule la sédimentation dynamique des particules individuelles doit être prise en compte.

On estime qu'il y aura production de 412 m³ de particules de déblais par chacun des six puits de production et par le puits supplémentaire «en cas d'imprévu», plus 270 m³ provenant du puits d'injection, pour un volume total de 3,154 m³. La répartition de cette matière dans le fond sera principalement déterminée par l'advection causée par les courants pendant la descente des particules. D'après les taux de sédimentation présentés plus haut et une profondeur de site de 40 m, le temps de sédimentation des particules dans la colonne d'eau sera de 130 à 1300 secondes. Le régime de courant est dominé par les marées, qui représente environ 90 % de l'énergie totale. Les courants de marée vont

dans le sens horaire et varient en force entre 10 cm/s et environ 35 cm/s au cours du cycle mensuel de marée de mortes-eaux et de vives-eaux. La vitesse du courant de marée moyen est d'environ 25 cm/s. D'après le courant de marée moyen et la période de sédimentation des particules, la zone de dépôt s'étendra sur une distance d'environ 32 m pour les particules dont la sédimentation est rapide et d'environ 320 m pour les particules dont la sédimentation est la plus lente. À l'occasion, les courants générés par le vent s'opposeront à la marée, ce qui aura pour effet de réduire à zéro le courant, ce qui entraînera le dépôt des matières directement sous la conduite de rejet.

Compte tenu des variables en cause, il est raisonnable d'assumer, pour les besoins de l'évaluation, que les matières formeront un cône dont le rayon de base sera déterminé par l'échelle des taux de sédimentation des particules et par le courant de marée moyen. Cela donnera un rayon de base variant allant de 32 m à 320 m. L'étouffement des organismes benthiques peut survenir si l'épaisseur des couches de déblais dépasse 1 cm (Bakke et coll., 1989). Si le rayon est de 32 m, le monticule de déblais pourrait atteindre une hauteur maximale de 2 m, sous la conduite de rejet. La zone touchée par le dépôt de plus de 1 cm s'étendrait presque jusqu'au bord du cône (32 m) (0,32 ha). Dans ce cas, la hauteur maximale du monticule serait de 2 cm et la zone de dépôt de plus de 1 cm s'étendrait à 160m², couvrant une zone d'environ 8,04 ha.

Les piles de déblais de forage associés au projet énergétique extracôtier de l'île de Sable durent plus longtemps que prévu, car les déblais de forage de BBHS de NovaPlus sont cohésifs (SEEMAG 2001b). Les déblais de forage de BBE ne possèdent pas cette caractéristique. En règle générale, les dépôts du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable ont été beaucoup plus petits et plus minces que prévu (500 m), et perceptibles à une distance allant de 70 à 100 m des plates-formes (SEEMAG 2001b; 2000a). La pile de déblais de forage à Venture n'est plus présente deux années après que les décharges de déblais de forage de BBHS ont cessé. La taille de la pile de déblais de forage de BBHS de Thebaud diminue chaque année. Les études de sites sur les déchets de forage liés au projet Cohasset ont démontré que les piles de déblais n'étaient pas apparentes à plus de 50 m des plates-formes de Cohasset et de Panuke, ou du puits H-08 plusieurs mois après le forage.

Dans l'environnement dynamique et énergétique du banc de Sable, les piles de déblais de BBE du projet ne devraient pas demeurer pendant plus d'un an. Les résultats obtenus à d'autres sites de l'Est du Canada (Hurley 2000 et Taylor 2000) démontrent que les déblais de forage de BBE et les boues se dispersaient grâce à l'action des vagues et des courants. Après la disparition de la pile de déblais, la communauté benthique devrait se rétablir dans les 2 à 3 années suivantes par la voie de la reproduction et de la migration de d'autres zones.

Aucun changement permanent dans la granulométrie n'a été observé à l'un ou l'autre des projets pétroliers extracôtiers du Canada atlantique, en dehors de la zone du champ proche (100 m). Le programme de surveillance à la suite du forage mené dans le cadre du projet Cohasset en 1993 n'a pas

indiqué clairement l'existence d'effets négatifs sur la diversité ou la biomasse benthique, ni qu'il y ait eu un changement visible dans la granulométrie des sédiments dans les environs ou dans le voisinage immédiat de l'appareil de forage (John Parsons & Associates 1994).

Les BBE seront généralement libérées en vrac lorsque les types de boues sont changés. Pour les six puits de production et le puits «en cas d'imprévu » supplémentaire, on prévoit un rejet unique de BBE de 1 075 m³ par puits. Le rejet du puits d'injection sera de 685 m³. Le volume total de BBE libérées au cours de la phase de forage de développement est évalué à 8210 m³.

L'évaluation générique du forage d'exploration (Thomson et coll. 2000) a démontré qu'un rejet en vrac de BBE crée un panache turbulent qui s'abaissera jusqu'à un niveau de densité neutre dans une eau suffisamment profonde. Les résultats de la modélisation menée par Andrade et Loder (1997) pour le projet Cohasset indiquent que le panache atteint le fond marin lorsque les courants sont faibles (<0,085 m/s) pour toutes les densités et conditions de stratification des boues, sauf lorsque les densités de boues sont faibles et la stratification forte. Dans tous les cas où les densités de boues sont représentatives, le panache atteindra le tiers inférieur de la colonne d'eau, interagissant ainsi avec le fond marin.

La modélisation de la BBE suppose que celle-ci peut demeurer dans une couche benthique limite dynamique dont l'épaisseur peut aller de quelques mètres à quelques dizaines de mètres, selon les courants ambiants (Hannah et coll., 1995). Le modèle de couche limite est complexe; la modélisation est d'autant plus compliquée par le fait que, même si la majorité des particules des BBE sont petites (< 50 µm), elles ont tendance à flocculer une fois libérées dans l'eau de mer, augmentant potentiellement la vitesse de sédimentation des particules d'une amplitude de 1 à 2 fois plus élevée (Gordon et coll., 2000).

Un traitement détaillé des dynamiques de la couche limite (Thompson et coll. 2000) a porté sur les rejets de BBE à partir de nombreux sites de la plate-forme Scotian, incluant le banc de Sable. Les résultats de modélisation pour le site du banc de Sable montrent que les concentrations de pointe de boue de 10 mg/l pourraient demeurer dans la couche limite pendant plusieurs jours et que les niveaux de pointe de 1 mg/l pourraient demeurer pendant une période de 10 jours. Il a été démontré que la zone de fond touchée avait un rayon caractéristique pouvant atteindre environ 10 km. L'emplacement du centre de cette zone sera advecté par les courants de marée moyens et il pourra changer avec la saison, le cycle de marée mortes-eaux et vives-eaux, etc.

La recherche en laboratoire où les pétoncles ont été soumis à une exposition prolongée (de 24 à 72 jours) aux BBE a indiqué les effets suivants :

- Une BBE peut causer un faible taux de mortalité à des concentrations allant de 0,5 à 10 mg/l (Cranford et coll. 1999).
- L'exposition des pétoncles à la barytine se trouvant dans les particules en suspension en faibles concentrations de 0,5 mg/l a causé des effets sublétaux (arrêt de croissance de la gonade) (Cranford et Grant 1990).
- Il a été démontré que des concentrations de bentonite de 1 mg/l causaient des effets sublétaux sur les pétoncles (Cranford et Grant 1990).
- La croissance du pétoncle a été favorisée par un mélange de BBE et de fines particules de déblais à des concentrations de <10 mg/l à cause de la plus grande disponibilité de nourriture provenant de la matière organique absorbée par les particules (Cranford et coll. 1999).

Selon les résultats obtenus par Gordon et coll. (2000), aucun effet sur la croissance des pétoncles géants de l'Atlantique n'a été observé à des concentrations de boue (bentonite) de 2 mg/l ou moins. Cependant, la concentration « sans effet » de barite a été évaluée à 0,1 mg/l. Ces effets ont été notés d'après des essais en laboratoire d'exposition aux BBE pendant 24 à 72 jours. Les données sur les prises et l'effort (1996-2000) du MPO montre des relevés de prises de pétoncles dans un rayon de 12,5 km du site Deep Panuke. Toutefois, de grandes concentrations de fonds de pétoncles sont trouvés à une distance d'environ 35 km du site. Aucune interaction entre les BBE et les concentrations commerciales de pétoncles n'est prévue. Le homard et le crabe des neiges, qui ne sont pas des organismes filtreurs, ne sont pas communs dans le sédiment sablonneux en eau peu profonde du banc de l'île de Sable et ne devraient donc pas être touchés par les rejets de BBE et d'autres déblais de forage. Aucun effet défavorable important sur l'habitat benthique ne devrait être attribué à l'exposition de courte durée (10 jours, dans le pire des cas) à des rejets en vrac de BBE.

Cela correspond aux observations de SEE pour le projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et le projet Cohasset. Aucun effet n'a été noté par rapport aux rejets de BBE liés au projet énergétique extracôtier de l'île de Sable au cours d'une période de trois ans (Hurley 2000). À une seule occasion, un panache de boue de forage avec un taux élevé de particules en suspension a été détecté à une profondeur de 10 m, à 500 m de la plate-forme (SEEMAG 1999a). Il a donc été conclu que les effets des rejets de BBE ne s'étendaient pas à une distance au-delà de 500 m des plates-formes.

À la fin du programme de forage, on pompera 300 m³ de fluide de complétion (pour chaque puits) vers la surface et il y aura libération sous forme de rejet en vrac. Ce fluide est constitué d'eau douce ou d'eau de mer filtrée, qui peut contenir un biocide, un désoxygénant et des inhibiteurs de corrosion. Vu sa densité presque neutre, ce fluide demeurera à la surface de la mer ou près de celle-ci et il ne devrait avoir aucun effet sur la communauté benthique.

Aucun effet environnemental négatif important causé par les activités de forage et de construction du projet n'est donc prévu sur le benthos marin. Des détails supplémentaires sur les rejets de déblais de forage se trouvent à la section 2.5.4.

Exploitation

Présence des structures

Même si la présence physique de l'infrastructure du projet (plates-formes, radiers protecteurs et pipelines) entraîne une altération à long terme de l'habitat benthique, ces zones se recoloniseront avec des espèces locales dans un délai d'un à trois ans (Scarratt 1968). Des radiers de béton et des pierres servant à stabiliser le pipeline fourniront un substrat dur et stable qui crée un habitat benthique dans un environnement autrement dominé par la mobilité et le sable. Ces surfaces dures seront colonisées par une variété de faune et de flore marine locale (créant un effet de « récif »). Un tel effet a été observé sur les lieux des plates-formes existantes de Panuke et du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. De façon particulière, les études de SEE des radiers protecteurs à Thebaud, Venture et North Triumph indiquent que les radiers ont été colonisés par le goémon, le concombre de mer du Nord, le crabe des neiges, le crabe nordique, la moule et le poisson (SEEMAG 2001a; 2001b). Des études vidéo sous-marines autour des plates-formes du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable ont montré de jeunes gadidés, des moules bleues et des crabes (SEEMAG 2001b). Plies, chabots, bernard l'hermite et crabes nordiques ont été observés sur le fond marin, ainsi que des moules éboulées de la plate-forme de Panuke. Parmi les espèces observées pour la colonisation du pipeline du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable un an après son installation, mentionnons l'étoile de mer, l'oursin vert et l'anémone de mer (SEEMAG 2001b). Les structures du projet ont aussi créé des niches sur le fond marin et dans la colonne d'eau à l'intérieur desquelles les jeunes espèces de fond et les jeunes pélagiques peuvent trouver refuge. Il est prévu que l'effet de récif aura un effet positif mineur sur la communauté benthique située dans la zone du projet. L'effet positif de récif et de refuge associé aux structures des plates-formes pourrait être annulé par une réduction localisée de la qualité des sédiments en raison des rejets de BBM.

Concernant les craintes d'interférence par rapport à la migration des crustacés en raison de la présence du pipeline sous-marin, il est prévu que les homards et autres crustacés pourront explorer les portions non enfouies du pipeline sous-marin. Les homards d'Amérique ont des pattes locomotrices bien développées qui leur procurent une grande agilité pour grimper, plus particulièrement sur des surfaces relativement lisses telles que des surfaces de pierres dans des environnements de canyons. De plus, les homards d'Amérique sont caractérisés par la flexion abdominale qui soulève le crustacé du fond et le propulse de part en part de la colonne d'eau. Cette flexion peut durer pendant quelques secondes et propulser le homard sur une distance de plus de trois mètres (Scrivener 1971). Le revêtement de béton du pipeline sous-marin est caractérisé par une surface rugueuse qui peut aider le homard à se déplacer sur le tuyau. La colonisation du pipeline par d'autres organismes benthiques sera aussi favorisée par la

rugosité de la surface du tube, augmentant d'autant la capacité des crustacés à grimper sur le tube. Des espèces de crabes (incluant le crabe des neiges) ont été observées sur le pipeline et le long de celui-ci dans le cadre du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (SEEMAG 2001b), et des homards ont été observés sur des vidéos sous-marins, en train de se déplacer sur un conduit d'évacuation sous-marin de large diamètre, dans le cadre d'un autre projet industriel (Abitibi-Price 1990). À la lumière de ces facteurs, il est très peu probable que le pipeline sous-marin proposé, aux endroits où il n'est pas enfoui, constitue une inquiétude importante à titre de barrière physique à la migration des crustacés dans la plate-forme Scotian.

Il y a également des craintes que les crustacés pourraient éviter le pipeline sous-marin en raison du bruit produit. Le bruit de fond sur la plate-forme Scotian est plus fort aux basses fréquences, soit entre 50 et 100 Hz (voir tableau 2.7 au sujet des niveaux sonores sous-marins représentatifs, du bruit ambiant et du bruit généré par l'homme). La détection de niveaux sonores à basse fréquence par des crustacés tels que les homards et les crabes n'est pas clairement déterminée. Le homard d'Amérique, par exemple, n'a pas d'organe précis pour l'ouïe et rien ne prouve qu'il peut entendre (Cohen et Dijkgraaf 1961); ces espèces peuvent cependant détecter les ondes de pression (Offutt 1970). De plus, aucune preuve documentée ne démontre que les sons à basse fréquence chroniques produisent un comportement d'attraction ou d'évitement chez les crustacés, dont les crabes ou les homards. Le son à basse fréquence produit par un pipeline est causé par l'écoulement turbulent à l'intérieur du tube. Le degré auquel ce son serait transmis aux eaux environnantes et se propagerait par l'eau dépendrait de la pression à l'intérieur du tuyau, de son diamètre, de l'épaisseur de sa paroi et de son revêtement. Tout revêtement ou protection extérieure du tube réduirait d'autant plus la propagation de son à basse fréquence.

De plus, le son à basse fréquence s'atténue rapidement en eau peu profonde (< 50 m), là où la faible profondeur d'eau est liée à la longueur d'onde. Compte tenu de tous les facteurs qui précèdent, le son à basse fréquence qui atteint les eaux environnantes en raison de l'écoulement turbulent dans le pipeline sous-marin, devrait être moins élevé que les niveaux sonores de fond. Il est donc peu probable que les crustacés le remarquent.

Rejets d'exploitation normale

Les rejets d'exploitation générés sur les plates-formes extracôtières, incluant l'eau produite, n'affecteront pas de façon importante les communautés benthiques, vu qu'ils seront traités en conformité avec les Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtية (ONE et coll., 1996, et ses mises à jour) et que les quantités atteignant le fond marin seront négligeables, s'il y en a (voir l'annexe C pour les résultats de la modélisation de l'évacuation). Les effets de l'eau produite sur les oeufs et les larves pélagiques sont traités plus en détail dans la section 6.3.4.4. Même si des études ont été menées sur les effets de l'eau produit sur les larves pélagiques des espèces benthiques (ex. : Raimondi et Schmitt 1992; Krause et coll. 1992), on prévoit que ces effets seraient semblables à ceux

prédits pour les premiers stades de développement des espèces pélagiques (c.-à-d. peu importants sur la population). Il est possible que les particules (ex. : métaux-traces) puissent se séparer des rejets et s'abaisser jusqu'à la couche de la limite benthique (Lee 2000). Cependant, ce parcours complexe fait l'objet d'un débat scientifique et il n'a pas fait l'objet d'une modélisation pour l'évaluation. La modélisation montre que les rejets d'eau produits seront dilués 500 à 1 000 fois à une distance s'étendant jusqu'à 20 m de la conduite de rejet. Cela est conforme aux résultats de la surveillance dans le cadre du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. L'eau produite n'a pas été détectée à l'intérieur de l'environnement immédiat du caisson de rejet (SEEMAG 2001b). La biomobilisation des polluants n'est donc pas jugée un enjeu pour le benthos marin.

Une recherche est menée dans le cadre du Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE) pour étudier les effets des rejets d'eau produite dans la région de l'Atlantique. EnCana examinera les résultats des études sur l'eau produite et adaptera son programme de SEE au besoin.

Selon l'analyse ci-dessus, la présence et l'exploitation du projet ne devraient pas avoir aucun effet environnemental négatif important sur le benthos marin.

Mise hors service

Les activités reliées à la mise hors service ne devraient pas interagir avec l'environnement benthique, sauf lorsque les structures au-dessus du fond marin seront retirées. Dans ce cas, une rupture temporaire des sédiments et une perturbation des organismes pourrait survenir. Ces effets seraient semblables à ceux de la construction. Tout effet de refuge ou de récif serait inversé une fois les installations enlevées. Aucun effet environnemental négatif important n'est prévu en raison de la mise hors service.

Défectuosités et accidents

Tout effet sur le benthos, dans le cas peu probable d'un déversement ou d'une éruption provenant de la plate-forme, serait situé à proximité de la zone de rejet, étant donné que le gaz brut (incluant le condensat) est flottant et qu'il monterait dans la colonne d'eau (voir section 3.5.2). Le gaz immédiatement commercialisable, du pipeline au rivage, monterait aussi à la surface dans l'éventualité d'une rupture de pipeline. Tout effet localisé sur le benthos devrait se rétablir grâce à la recolonisation par les espèces locales. Les risques d'effets négatifs dans le cas de défauts et d'accidents sur le benthos marin ne sont pas jugés importants.

6.3.3.5 Évaluation des effets cumulatifs

Les activités et les projets situés dans la zone d'étude qui peuvent interagir de façon cumulative avec le benthos marin incluent les anciennes et actuelles plates-formes extracôticières (projet énergétique

extracôtier de l'île de Sable et projet Cohasset), le pipeline du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, le forage d'exploration lié à l'exploration pétrolière extracôtière et la pêche commerciale. Même s'il est prévu que le benthos marin pourra faire l'objet d'effets accrus causés par de futures activités d'exploration dans la zone d'étude, les projets actuels ou futurs en bordure de la plate-forme Scotian (incluant les projets Blue Atlantic et Hudson Energy proposés) ne devraient pas contribuer aux effets cumulatifs.

Les sources terrestres de pollution ont été jugées une contribution potentielle aux effets cumulatifs sur le benthos, plus précisément à proximité du rivage. Selon une étude complétée en 2001 pour EnCana, dans la zone à proximité du rivage de Goldboro, à l'exception d'un échantillon, les concentrations d'hydrocarbures de pétrole se trouvaient sous le seuil de détection en laboratoire. L'étude a aussi conclu qu'il n'y avait aucune preuve de sédiments contaminés par d'anciens résidus miniers, même si cette possibilité avait été signalée dans cette zone.

D'après les programmes de surveillance actuels du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, il est peu probable que des effets négatifs causés par la construction ou l'exploitation de ce projet pourraient interagir cumulativement avec le projet Deep Panuke. La distance entre les plates-formes du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et celles de Deep Panuke (45 km de Thebaud et 23 km de la future plate-forme d'Alma) réduira davantage la probabilité d'effets cumulatifs sur le benthos marin. Dans le même ordre d'idées, aucun effet négatif important n'a été observé sur le benthos en raison de l'installation et de la présence du pipeline du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, et aucun effet négatif important n'est prévu avec le pipeline de Deep Panuke. Ainsi, aucun effet cumulatif important sur le benthos attribuable à la présence des deux pipelines n'est prévu.

Les activités de forage d'exploration sont normalement de courte durée (60 à 90 jours) peu importe la zone, sont localisées et ne devraient pas causer d'effet important sur le benthos marin. En plus du caractère temporaire et localisé du forage d'exploration, le risque d'effets cumulatifs du projet Deep Panuke est limité davantage par la large dispersion de ces activités et l'absence de chevauchement dans l'espace et dans le temps. Le forage de développement et d'exploration antérieur pour les projets Cohasset et Deep Panuke s'est concentré dans la zone immédiate du projet, et la surveillance a indiqué que la plupart des communautés benthiques sont revenues à leur état préalable au forage. Comme les perturbations localisées du benthos causées par le projet actuel ne devraient être que temporaires (1 à 3 ans), aucun effet cumulatif important n'est prévu en ce qui concerne les rejets d'anciens déchets de forage. Le forage d'exploration futur réalisé par EnCana dans les limites du permis de Panuke aura des effets semblables à ceux du programme de forage de développement proposé et aucune effet cumulatif important n'est prévu.

En terminant, il n'existe actuellement aucune preuve de dégradation accrue des communautés benthiques causée par les activités pétrolières dans la plate-forme Scotian. Les effets des rejets, comme l'attestent les résultats de SEE, ont été plus ou moins localisés, temporaires et ont peu de chances de se chevaucher, dans l'espace et dans le temps, avec d'autres projets. La SEE réalisée pour le projet Deep Panuke (incluant la surveillance de base) a fourni, et continuera de fournir, l'information qui (conjointement avec les données de surveillance de d'autres projets) permettra de commencer à détecter tous les changements environnementaux généralisés et accrus. La SEE détectera et évaluera les changements dans l'environnement induits par le projet, fournissant une rétroaction essentielle aux gestionnaires de l'exploitation pouvant mener à toute modification des activités d'exploitation ou des émissions.

Messieh et coll. (1991) ont indiqué que les bateaux de pêche ont chaluté ou dragué 4,3 millions de km² de fond marin du rivage de l'est du Canada entre 1985 et 1991. Dans ce contexte, les effets du forage sur le benthos se traduiraient par une augmentation négligeable de la perturbation qui existe déjà.

6.3.3.6 Suivi et surveillance

EnCana intégrera à son programme de SSE, qui sera conçu en collaboration avec les parties intéressées et les autorités de réglementation pertinentes pour les régions côtières et extracôtières, la surveillance de la qualité de la sédimentation et celle l'habitat et de la communauté benthique. Ce programme, qui sera élaboré en se fondant sur les résultats obtenus dans le cadre des programmes de SEE du projet Cohasset et du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, comprendra la toxicité potentielle, la condition ainsi que les effets environnementaux des BBE et des déblais connexes. Encana continuera d'appuyer les initiatives de recherche liées aux risques écologiques ayant trait aux BBE et aux déblais connexes et elle examinera les résultats de la recherche à mesure qu'ils sont connus. Des programmes de suivi et des mesures d'atténuation seront adaptés au besoin en fonction des résultats de cette recherche. Une étude des débris du fond marin sera réalisée avant l'installation du pipeline et de la plate-forme, fournissant des données supplémentaires pour l'atténuation des effets sur les communautés marines, près des installations du projet. Pendant l'inspection de ROV de l'installation du BOP et du tube prolongateur, une étude du fond marin autour du site du puits visant à détecter la présence d'un monticule de déblais permettra de vérifier la prévision d'effets probables. Des diagraphies d'analyse des boues seront examinées afin de vérifier le volume de boue et de déblais rejeté. La colonisation du pipeline exposée sera évaluée pendant une étude de surveillance du pipeline.

6.3.3.7 Utilisation durable des ressources renouvelables

Aucun effet environnemental résiduel important sur l'habitat benthique n'est prévu. L'évaluation supplémentaire relative à l'utilisation viable des ressources renouvelables n'est donc pas nécessaire.

6.3.3.8 Résumé de l'évaluation des effets environnementaux résiduels

Vu la réversibilité, la durée limitée, l'amplitude et l'étendue géographique des effets résiduels potentiels liés au projet, incluant les effets cumulatifs, aucun effet environnemental résiduel négatif important sur le benthos marin n'est prévu. Un effet positif mineur est prévu en ce qui concerne l'ajout de substrat dur lié à la structure de la plate-forme et à la portion exposée du pipeline créant un effet de récif. L'effet positif de récif et de refuge associé aux structures des plates-formes pourrait être annulé par une réduction localisée de la qualité des sédiments en raison des rejets de BBM. Les tableaux 6.30 et 6.31 résument les effets sur le benthos marin.

Tableau 6.30 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Benthos marin

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères d'importance des effets environnementaux					Effet résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
CONSTRUCTION									
Installation des plates-formes extracôtières	<ul style="list-style-type: none"> • Sédimentation et perturbation benthique (A) • Altération de l'habitat (A) 	<ul style="list-style-type: none"> • Préfabrication en rive et superstructure • Installation efficace avec perturbation minimale du fond marin (incluant l'étude des débris du fond marin) 	1	2	2/6	R	2	N	3
Installation du pipeline sous-marin	<ul style="list-style-type: none"> • Sédimentation et perturbation benthique (A) • Altération de l'habitat (A) 	<ul style="list-style-type: none"> • Préfabrication sur terre • Installation efficace avec perturbation minimale du fond marin (incluant l'étude des débris du fond marin) • Respect des Lignes directrices concernant l'utilisation d'explosifs à l'intérieur ou à proximité des eaux de pêche canadiennes et des réglementations sur le dynamitage général • Mise en oeuvre du plan de manipulation des ancrs • Utilisation de filtres à limon pendant le dragage près de la rive (au besoin). 	1	3	2/6	R	2	N	3

Tableau 6.30 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Benthos marin

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères d'importance des effets environnementaux					Effet résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
Forage de développement	<ul style="list-style-type: none"> Rejet des déchets de forage pour déloger les communautés benthiques (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Pas de rejet en mer de particules en suspension/BBHMA Réduire l'élimination de BBE en vrac par le biais du forage en lot Respect des exigences d'élimination de l'OCNEHE 	2	2	3/6	R	2	N	3
EXPLOITATION									
Présence des structures	<ul style="list-style-type: none"> Perte/altération d'habitat (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Minimiser l'encombrement de l'infrastructure 	2	4	5/6	R	2	N	3
	<ul style="list-style-type: none"> Effet de récif et substrat artificiel (P) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune mesure d'atténuation des effets requise 	2	4	5/6	R	2	P	3
DÉFECTUOSITÉS ET ACCIDENTS									
Éruption de puits ou canalisation de pipeline	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation de l'habitat benthique dans la zone immédiate de l'éruption de puits ou de la rupture de pipeline (A) 	<ul style="list-style-type: none"> Prévention Implanter le plan de mesures d'urgence et le plan d'intervention en cas de déversement 	2	1	1/0	R	2	N	3

Tableau 6.30 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : Benthos marin

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation des effets	Critères d'importance des effets environnementaux					Effet résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio- culturel et économique		
CLÉ									
<p>Amplitude : 1= Faible exemple : habitat ou groupe précis, localisé, une génération ou moins, avec variation naturelle du milieu; 2 = Moyenne : exemple : portion d'une population ou d'un habitat, 1 ou 2 générations, changement rapide et non prévisible, temporairement en dehors de la variation naturelle du milieu; 3 = Élevée : exemple : affectant un stock, une population ou un habitat complet, en dehors de la variation naturelle du milieu.</p> <p>Étendue géographique : 1=<500 m²; 2=500 m² – 1 km²; 3=1-10 km²; 4=11-100 km²; 5=101-1 000 km²; 6=>1 000km²</p> <p>Durée : 1=<1 mois; 2=1-12 mois; 3=13-36 mois; 4=37-72 mois; 5=>72 mois</p> <p>Fréquence : 0= peu probable qu'il se produira; 1=<11 événements/an; 2=11-50 événements/an; 3=51-100 événements/an; 4=101-200 événements/an; 5=>200 événements/an; 6=continu</p> <p>Réversibilité : R=Réversible; I=Irréversible</p> <p>Contexte écologique/socio-culturel et économique : 1=Zone vierge; 2= Zone affectée par l'activité humaine; 3=Preuve d'effets négatifs</p> <p>Côte d'effet résiduel : S=Effet environnemental négatif important; N=Effet environnemental négatif peu important; P=Effet environnemental positif</p> <p>Niveau de confiance : 1=Faible niveau de confiance; 2=Niveau de confiance moyen; 3=Niveau de confiance élevé</p>									

Tableau 6.31 Résumé des effets résiduels : Benthos marin (toutes les phases)			
Phase	Côte d'effet résiduel	Probabilité d'effets négatifs importants	
		Probabilité d'occurrence	Incertitude scientifique
Construction	N	s.o.	s.o.
Exploitation	N/P	s.o.	s.o.
Mise hors service	N	s.o.	s.o.
Défectuosités et accidents	N	s.o.	s.o.
CLÉ			
Côte d'effet résiduel : S=Effet environnemental négatif important; N=Effet environnemental négatif non important; P=Effet environnemental positif Probabilité d'occurrence : Reposant sur un jugement professionnel; 1 =Bas; 2 = Moyen; 3 = Élevé; s.o. = sans objet (aucun effet important n'est prévu) Incertitude scientifique : Reposant sur des informations scientifiques et des analyses statistiques ou sur un jugement professionnel; 1 =Bas; 2 = Moyen; 3 = Élevé; s.o. = sans objet (aucun effet important n'est prévu)			

6.3.4 Poissons marins

6.3.4.1 Limites

Des interactions entre les poissons marins et les activités du projet sont possibles en tout temps au cours de l'année, quoique les différentes espèces et les composants du cycle de vie varient d'une saison à l'autre. Par exemple, les œufs et les larves abondent pendant l'été et l'automne tandis que les juvéniles et les adultes de ces mêmes espèces sont en grand nombre toute l'année. Les limites temporelles de cette évaluation incluent les stades de construction, d'exploitation et de mise hors service du projet.

Les limites spatiales de l'évaluation des poissons marins sont habituellement établies par les limites des aires des stocks, qui délimitent la zone dans laquelle une population est stable. Les aires des stocks de plusieurs espèces qui font l'objet de cette évaluation s'inscrivent approximativement dans la division 4W de l'OPANO, mais elles peuvent s'étendre jusque dans l'Atlantique Nord dans le cas d'espèces migratrices comme le thon. Les poissons – y compris leurs œufs et leurs larves – sont en outre répartis à différents niveaux de la colonne d'eau, depuis la mince interface eau-atmosphère (neuston) jusqu'au plancher océanique (épibenthos). Les limites spatiales ont été calquées sur les limites de la division 4W de l'OPANO pour s'assurer d'inclure tout effet pouvant être observé au niveau des stocks.

6.3.4.2 Critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels

Un effet environnemental négatif **important** est défini par la diminution de l'abondance d'une ou de plusieurs espèces à un niveau où le rétablissement de la population est incertain ou à un niveau où une population décimée ou une communauté altérée localement mettrait plus d'une saison à se rétablir à

l'état dans lequel elle était avant l'événement. Pour que l'impact soit jugé important, le taux de mortalité attribuable au projet doit dépasser le taux de mortalité naturelle d'une population entière.

Un effet **positif** se produit lorsqu'une population de poissons s'accroît ou que le taux de mortalité naturelle diminue.

6.3.4.3 Interactions, problèmes et inquiétudes potentiels

Parmi les activités du projet pouvant interagir avec les poissons marins, citons le battage de pieux, le développement de puits et la construction de pipelines. D'autres questions et préoccupations peuvent être reliées aux effets du projet sur les poissons marins, notamment :

- la contamination de poissons marins par le rejet de liquides utilisés dans les épreuves hydrauliques pendant la construction de pipelines, de déblais de forage et de boue à base d'eau (WBM) pendant la préparation des puits ainsi que les décharges attribuables aux activités d'exploitation habituelles (ex. : eau extraite des puits, eau de refroidissement, drainage de ponts, eaux d'égouts);
- l'agression sonore pendant la construction et l'exploitation;
- la manifestation d'effets de récifs attribuables à la présence des plates-formes de forage et des pipelines;
- la création d'une aire de refuge pour les bouvards dans un rayon de 500 m autour des plates-formes, où la pêche est interdite;
- le rejet accidentel de gaz à condensat à la suite d'une éruption ou encore le déversement d'une plate-forme, qui peuvent nuire aux œufs et aux larves de poissons, surtout ceux vivant dans l'interface eau-atmosphère;
- une diminution du taux de survie des œufs et des larves de poissons ainsi que d'autres espèces planctoniques à la suite de rejets courants et accidentels.

6.3.4.4 Analyse, mesures d'atténuation et prévision effets environnementaux résiduels

Construction

Construction de pipelines sous-marins

Les effets découlant de la construction des pipelines devraient être localisés et temporaires et se limiter à une zone d'influence donnée. Tel que précisé à la section 6.3.3, la recolonisation des zones perturbées du benthos marin devrait prendre moins de cinq ans. L'excavation ou le forage au jet des sédiments meubles qui tapissent le plancher océanique provoquera une sédimentation temporaire. Le hareng – dont les œufs collent au fond marin et risquent donc d'être recouverts de limon – serait probablement touché. Le pipeline sous-marin sera installé au cours de l'été et il est donc peu probable que cette

activité coïncide dans le temps ou dans l'espace avec la reproduction du hareng. Même s'il devait y avoir coïncidence, les effets sur les populations de harengs ne seraient pas significatifs.

Si l'on devait avoir recours au dynamitage, ces activités seraient menées conformément aux *Lignes directrices concernant l'utilisation d'explosifs à l'intérieur ou à proximité des eaux de pêche* (Wright et Hopky 1998). On ne s'attend pas à ce que la construction du pipeline ait un effet néfaste significatif sur les poissons marins.

Installation des structures

Le bruit produit par le battage des pieux est une source d'inquiétude en raison de son importance ainsi que des vibrations qu'il occasionne. Il est possible que ce bruit et ces vibrations interagissent avec les larves de poissons et les poissons adultes. Le battage des piles des treillis en acier (qui devrait durer de 4 à 7 jours) produira probablement jusqu'à 135 dB re 1µPa à une distance de 1 km du navire utilisé pour l'installation (Richardson et coll. 1995). À la source, à une profondeur de 40 m, on évalue le niveau de bruit maximum atteint à environ 180 dB re 1µPa en fonction d'une dispersion cylindrique standard. EnCana augmentera graduellement le bruit causé par le battage des pieux et cette augmentation se fera jusqu'à l'intensité nécessaire pendant un certain temps. Ce n'est qu'à une distance de quelque 10 km que le niveau de bruit ambiant sera atténué à 100 dB.

En raison du bruit produit par le battage des pieux, les poissons risquent de quitter les zones touchées près de la source. La capacité auditive des poissons varie considérablement d'une espèce à une autre; il est donc difficile de formuler des conclusions générales sur la réaction de nombreuses espèces de poissons au bruit.

Turnpenny et Nedwell (1994) ont résumé comme suit les effets physiques de l'installation des structures sur les poissons :

- étourdissements transitoires à 192 dB re 1 µPa;
- lésions internes à 200 dB re 1 µPa;
- dommages aux œufs et/ou aux larves à 220 dB re 1 µPa;
- mortalité des poissons à 230 à 240 dB re 1 µPa.

De plus, Turnpenny (Fawley Aquatic Research Laboratories Ltd., comm. pers. 2002) et Pearson et coll. (1992) établissent à environ 160 dB le seuil sonore minimal nécessaire pour modifier légèrement le comportement des poissons. En extrapolant les données de Richardson et coll. (1995) présentées plus haut, il a été calculé que ce seuil sonore minimal (160 dB) serait atteint à une distance d'environ 255 m du site de construction de Deep Panuke pendant le battage des pieux.

Aux niveaux de bruit prévus, le battage des pieux ne devrait provoquer aucun effet physique nuisible sur les poissons adultes ou juvéniles, les œufs ou les larves des espèces commercialisées et non commercialisées. La zone d'influence sur les réactions comportementales potentielles (ex. : à des niveaux de bruit supérieurs à 160 dB), telles que la perturbation des périodes de frai ou la déviation des voies migratoires, est circonscrite à un rayon de 255 m autour du site du projet. Le merlu argenté est la seule espèce commercialisée qui fraie dans cette zone; cependant, ce rayon n'englobe qu'une très petite partie de son aire de frai. Si la période de 4 à 7 jours requise pour battre les pieux devait coïncider avec la période de frai du merlu argenté (de juin à septembre), la courte durée de cette activité comparativement à la longue période de frai du merlu et la zone localisée des effets potentiels feront en sorte que ces activités ne nuiront probablement pas de façon importante au merlu argenté.

Épreuves hydrauliques

Le liquide utilisé dans l'épreuve hydraulique rejeté pendant la construction du pipeline pourrait avoir des effets nuisibles sur les poissons marins. Ce liquide peut contenir de l'eau de mer, des colorants, des biocides, des inhibiteurs de corrosion et des désoxygénants dissous. Les produits chimiques utilisés à cette fin seront sélectionnés conformément aux *Offshore Chemical Selection Guidelines* (ONE et coll. 1999). Un programme d'épreuves biologiques de toxicité et la modélisation de la dispersion du panache permettront de confirmer que l'impact sur l'environnement marin de ce rejet unique sera minimal (voir la section 2.3.2).

Forage de développement

La contamination par les déblais de forage peut nuire aux poissons de fond, notamment aux poissons plats; toutefois, leurs effets seront très concentrés autour du point de rejet (voir la section 6.3.3 pour un examen de la dispersion et des effets des résidus de forage). Compte tenu du milieu de haute énergie où est situé le projet, la boue de déblais de forage des piles à base d'eau sera probablement dispersée en un an. On ne prévoit donc aucun effet néfaste important des rejets effectués pendant la construction sur les poissons marins.

Les activités de forage devraient se dérouler sur une période de quelque 450 jours. Le bruit sous l'eau produit par les appareils de forage (de 119 à 127 dB re 1µPa) est inférieur à celui qui est produit par les chalutiers de pêche et d'autres navires de surface (de 170 à 191 dB re 1µPa) (Buerkle 1975a et 1975b). Les niveaux captés à une distance de 100 m seraient d'approximativement 114 dB re 1µPa. L'étourdissement transitoire des poissons marins se manifeste à des niveaux de bruit supérieurs à 192 dB re 1µPa; le bruit ne devrait donc pas avoir d'effets importants sur les poissons marins.

En tenant pour acquis que les mesures d'atténuation proposées seront mises en œuvre, la construction du pipeline ne devrait avoir aucun effet nuisible significatif sur les poissons marins.

Exploitation

Rejets courants dans le cadre de l'exploitation

Les effets de l'eau extraite des puits et des autres rejets ne seront probablement pas perceptibles à plus de 500 m de la plate-forme. L'annexe C présente les résultats de la modélisation de la dispersion de l'eau extraite des puits.

Des recherches exhaustives ont été menées pour établir les conséquences potentielles du rejet dans l'écosystème marin de l'eau extraite des puits (voir Brendehaug et coll. 1992; Montgomery et coll. 1987; Schiff et coll. 1992; Sauer et coll. 1992; Johnsen et coll. 1994; Querbach et coll. 2000). Ces études ont démontré que la toxicité varie entre les différents points du site, mais qu'il y a peu d'endroits où l'eau extraite des puits est fortement toxique pour les organismes marins. Les études menées par Querbach et coll. (2000) sur les effets potentiels de l'exposition de l'aiglefin, du homard et du pétoncle géant à l'eau extraite des puits leur ont permis de conclure que la survie, la croissance et l'efficacité de la fertilisation de ces espèces étaient réduites. Les fractions aromatique et phénolique sembleraient être les facteurs qui contribuent le plus à la toxicité de l'eau extraite des puits (Johnsen et coll. 1994). Cette hypothèse est soutenue par une expérience qui démontre que la biodégradation des fractions aromatique et phénolique joue un rôle de premier plan dans la réduction de la toxicité aiguë. Étant donné que l'eau extraite des puits est relativement peu toxique et que le taux de dilution est élevé, on ne rapporte aucun effet quantifiable sur les organismes marins (*in situ*). Les rejets ne devraient pas avoir un effet négatif significatif sur les poissons adultes, puisque ces derniers en détecteront probablement la présence et éviteront les endroits où l'eau est de moindre qualité (voir Zitko et Carson 1974; Wildish et coll. 1977). Les premières étapes de la vie, ou stades planctoniques, sont particulièrement sensibles aux contaminants, puisque les œufs et les larves ne peuvent pas se déplacer par eux-mêmes pour quitter les zones contaminées. Toutefois, l'effet prévisible ne devrait pas être significatif puisque le pourcentage de la population totale qui est exposé à ces rejets courants à un moment quelconque est faible, et tout effet de cette nature s'inscrira donc dans la variation normale du milieu de ces populations. Sommerville et coll. (1987) rapportent que l'eau extraite des puits ne semble pas avoir nui aux larves de morue et de hareng, ni au phytoplancton.

Des études ont été entreprises pour établir les effets chroniques et sublétaux potentiels des composants de l'eau extraite des puits (ex. : alkylphénols, HAP) sur les poissons (Meier et coll. 2002; OLF 1998, Aas et coll. 2000). Toutefois, jusqu'à maintenant, la portée des études menées sur le terrain sur ces effets potentiels est trop limitée pour qu'il soit possible de tirer des conclusions définitives. Cette difficulté est accrue par le manque d'information publiée sur les effets potentiels de l'eau extraite des puits sur des espèces spécifiques qui fréquentent la zone ou y vivent (voir Aas et Klungsryr 1998). Plus récemment, cependant, des programmes de recherche d'envergure ont été mis en œuvre pour élaborer des outils de surveillance à l'aide d'expériences en laboratoire (Aas et coll. 2000; Camus et coll. 1998;

Beyer et coll. 2001; Baussant et coll. 2001a et 2001b). EnCana continuera d'appuyer de telles initiatives de recherche au Canada et examinera les résultats des recherches en cours aussitôt qu'ils seront prêts.

EnCana reconnaît que les rejets de l'eau extraite des puits et de l'eau de drainage de pont ainsi que la difficulté à en évaluer les effets potentiels *in situ* (particulièrement sur les espèces benthiques et pélagiques), en raison de leur toxicité relativement faible et de leur taux de dilution élevé, sont des sources de préoccupations croissantes.

Les effets des rejets courants de l'hydrogène sulfuré (H₂S) contenu dans l'eau de production devraient être localisés, minimaux et peu significatifs. Les concentrations maximales au point de rejet seront de l'ordre de 0,004 ppm (0,004 mg/L), et l'hydrogène sulfuré sera rapidement dilué et oxydé en sulfate (un ion courant dans l'eau de mer). On déplore un manque de données sur la toxicité du H₂S pour les espèces océaniques, mais tout laisse croire que ces espèces tolèrent très mal les concentrations élevées de H₂S. La CL 50 après deux heures se chiffre à environ 200 µM (6,8 mg/L) pour la limande (*Citharichthys stigmaeus*) en mer ouverte. Bagarinao et Vetter (1989) de même que Glickman et coll. (1999) ont mesuré les concentrations de H₂S au point de rejet (de 95 à 160 mg/L) et à l'extrémité de la zone de dilution (de 50 à 96 µg/L) sur trois sites au large de la Californie. Rien ne laissait croire que les espèces marines étaient en péril.

De petits organismes pélagiques et planctoniques se trouvant tout près de la plate-forme de production risquent d'être entraînés dans les prises d'eau de la plate-forme ou dans les zones de rejet. Le taux de mortalité des organismes sera réduit si les prises d'eau sont installées en profondeur (ex. : à une profondeur d'au moins 10 mètres) conformément aux feuillets d'information du MPO concernant les prises d'eau (ex. : *Prises d'eau douce : installation de grilles à poissons* (MPO 1995)). La perte de plancton est considérée comme négligeable, surtout en profondeur, comparativement à l'abondance de plancton sur l'ensemble de la plate-forme Scotian.

Présence des structures

Le bruit produit par l'exploitation du site ne devrait pas avoir d'effets mesurables sur les populations locales de poissons.

La présence des infrastructures (plates-formes, pipelines) et des coussins protecteurs du pipeline peuvent même avoir un certain effet positif, les poissons étant attirés par ces structures qui créeront un effet de récif. Les récifs et autres structures semblables protègent de nombreuses espèces de poissons marins contre leurs prédateurs et contribuent à créer des zones d'alimentation productives. La création de zones de sécurité où la pêche est interdite dans un rayon de 500 m autour des plates-formes peut également avoir de légers effets positifs sur les poissons marins en constituant des aires de refuge supplémentaires pour les bouvards. Myers et Barrowman (1996) ont démontré, en procédant à la

méta-analyse de 254 stocks de poissons commerciaux, que les niveaux de recrutement les plus élevés ont lieu là où la biomasse du stock reproducteur est élevée. Ainsi, tout effet du projet qui contribue à augmenter la biomasse du stock reproducteur d'une espèce peut avoir une incidence positive sur le recrutement dans la population en question.

Diverses études menées dans la mer du Nord et le golfe du Mexique indiquent une concentration des stocks de poissons à proximité des plates-formes et des pipelines en mer (AUMS 1987a et 1987b; ICIT, 1991; Bohnsack et Sutherland 1985; Picken et coll. 2000; Soldal et coll. 1999). Parmi les espèces pélagiques qui sont attirées par les récifs nordiques figurent la goberge (*Pollachius virens*), la morue (*Gadus morhua*), l'aiglefin (*Melanogrammus aeglefinus*), la lingue (*Molva molva*) et le maquereau (*Scomber scombrus*) (Soldal et coll. 1999).

Les poissons concentrés près des plates-formes seront exposés à l'eau extraite des puits et à d'autres effluents. Des études antérieures menées sur la santé des poissons pêchés près des plates-formes dans la mer du Nord n'ont pas permis de démontrer d'effets significatifs des substances rejetées dans l'eau de production (AUMS 1989; Aas et Klungsryr 1998; Mathers et coll. 1992a et 1992b). Des études *in situ* sont toutefois nécessaires (Meier et coll. 2002; Cranford et coll. 2001).

Les activités liées au projet ne devraient avoir aucun effet résiduel significatif sur les poissons marins. On prévoit toutefois un effet positif mineur en raison de l'effet de récif et de refuge attribuable aux sections non enfouies du pipeline et à la zone d'interdiction de pêche autour des plates-formes.

Mise hors service

La phase de mise hors service du projet donnera probablement lieu à du trafic maritime, à l'enlèvement de l'équipement et des structures et à des rejets systématiques. Les effets potentiels de ces activités devraient être d'importance comparable ou inférieure à ceux des activités de la phase de construction. On ne prévoit donc aucune incidence environnementale négative d'importance. Le retrait des structures et de l'interdiction de pêcher dans la zone de sécurité autour des plates-formes élimineront l'effet de récif et de refuge, le site retournera donc à l'état dans lequel il était avant le début du projet.

Défectuosités et accidents

Un dysfonctionnement ou un accident pourrait provoquer un panache de condensat à la suite de l'éruption d'un puits ou du déversement d'une plate-forme. Les œufs et les larves seraient plus à risque que les poissons adultes, puisqu'ils ont tendance à être concentrés davantage dans la colonne d'eau supérieure, où le condensat ainsi libéré s'accumulerait. Le risque d'un rejet d'hydrocarbures important à la suite d'une rupture ou d'un déversement majeur est considéré comme extrêmement faible (voir la section 3.2).

Le Banc de l'île de Sable est une frayère et une aire de croissance importante pour de nombreuses espèces de poissons et d'invertébrés présentant un intérêt commercial. La circulation de l'eau crée un tourbillon au-dessus du banc pendant plusieurs mois dans l'année, ce qui a pour effet de retenir les œufs et les larves au-dessus du banc. Cette rétention augmente le risque d'exposition dans le cas d'un rejet accidentel de gaz à condensat lors d'une éruption de gaz brut ou de tout autre produit pétrolier. Toutefois, le fait que le gaz naturel et son condensat s'évaporent et se diffusent rapidement réduit ce risque, surtout si on le compare au risque associé à une éruption de pétrole lourd. Pendant les mois d'été, la mortalité des œufs et des larves de poissons serait probablement circonscrite à proximité du site de l'éruption, mais le condensat s'évaporerait rapidement. La concentration globale d'hydrocarbures dissous serait bien en deçà du niveau qui est létal lors des éruptions ou des déversements de plate-forme. Le taux de mortalité des œufs et des larves de poissons se rapprocherait de la fluctuation naturelle de la population des espèces qui fréquentent la plate-forme Scotian. Le risque d'altération de la chair des poissons est donc très faible.

Dans le cas très peu probable de l'éruption sous-marine d'un puits d'injection de gaz acide, du H_2S gazeux risquerait d'être rejeté dans la colonne d'eau. La réaction chimique entre le H_2S et l'eau de mer produirait du H_2SO_4 (aqueux). En conséquence, le pH du milieu récepteur diminuerait et la demande chimique en oxygène (DCO) risquerait d'augmenter, tout comme la température de l'eau. Les poissons se trouvant dans la zone d'influence détecteraient probablement des conditions telles qu'un faible pH, une faible teneur en oxygène dissous ainsi qu'une élévation de la température et ils éviteraient cette eau de qualité anormale. De plus, il est reconnu que les poissons démontrent une réaction d'évitement manifeste en présence de H_2S ; ce comportement n'a toutefois pas été démontré dans le cas d'espèces indigènes de poissons comme la morue, l'aiglefin, la goberge, la limande à queue jaune, le hareng et le maquereau. La principale inquiétude soulevée par une éruption sous-marine de H_2S a trait aux petits œufs pélagiques et aux organismes planctoniques (ex. : phytoplancton, zooplancton, œufs et larves de poissons) qui ne peuvent éviter d'être exposés à une eau dont la qualité s'est détériorée. Des études menées sur la distribution du plancton ainsi que des œufs et des larves de poissons sur la plate-forme Scotian (Shackell 2000) ont démontré que, malgré une certaine variation saisonnière, la zone de Deep Panuke contient des concentrations relativement faibles d'œufs et de larves de poissons dans les zones des Bancs Ouest et de l'île de Sable.

Tout indique que le gaz immédiatement commercialisable libéré à la suite d'une rupture du pipeline vers la rive remonterait rapidement à la surface sans interagir de manière significative avec le poisson. De manière générale, les effets néfastes d'une rupture de pipeline se limiteraient à une perturbation physique localisée de courte durée attribuable au rejet de gaz sous pression, les liquides extraits du gaz naturel (condensat) étant prélevés à la plate-forme. Ces effets seraient d'étendue limitée, et toute perte serait rapidement compensée par le recrutement de ressources avoisinantes en poissons.

En somme, les disfonctionnements et les accidents ne devraient pas avoir d'effets néfastes significatifs sur les populations de poissons marins.

6.3.4.5 Évaluation des effets cumulatifs

Les projets et les activités se déroulant dans la zone d'étude qui peuvent interagir de façon cumulative avec les poissons marins sur le site de Deep Panuke comprennent la prospection et la production pétrolière et gazière, la pêche commerciale ainsi que le transport maritime intérieur et international. Outre ces activités humaines, les populations de poissons marins dans la zone d'étude peuvent être touchées par des facteurs naturels tels que la fluctuation des populations de proies et de prédateurs dans des zones qui sont à l'intérieur de leur aire naturelle bien qu'elles ne fassent pas partie de la zone d'étude. Toutefois, les projets et les activités actuels et à venir le long de la plate-forme Scotian (y compris les projets Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy) ne devraient pas avoir d'effets cumulatifs.

En se fondant sur les programmes de surveillance continue du PEES, on considère comme peu probable que des effets néfastes de la construction ou de l'exploitation du projet puissent interagir de façon cumulative avec le projet Deep Panuke. La distance entre les plates-formes du PEES et de Deep Panuke (45 km de Thebaud et 23 km de la future plate-forme d'Alma) contribuera aussi à réduire la probabilité d'effets cumulatifs sur les poissons marins. De même, aucun effet néfaste significatif attribuable à la construction et à la présence du pipeline du PEES n'a été observé sur les poissons et aucun n'est prévisible dans le cas du pipeline de Deep Panuke. On ne prévoit donc aucun effet cumulatif significatif sur les poissons marins qui serait attribuable à la présence des deux pipelines.

Les forages d'exploration sont habituellement de courte durée (entre 60 et 90 jours) et limités à une zone donnée. Il est donc peu probable que ces activités aient des effets significatifs sur les poissons marins. Le potentiel d'effets cumulatifs dans le cas de Deep Panuke est limité non seulement par la nature temporaire et localisée des forages d'exploration, mais encore par le dispersement important de ces activités et l'absence de chevauchement spatial ou temporel entre elles. La prospection sismique future dans la zone d'étude pourrait nuire aux poissons, aux œufs et aux larves (OCNEHE 1998); toutefois, ces effets (y compris l'évitement et une faible mortalité des œufs et des larves) ne sont pas considérés comme significatifs. Ces effets pourraient s'additionner à ceux du projet. Cependant, les effets de la prospection sismique devaient être temporaires et on ne s'attend pas à des effets néfastes cumulatifs importants.

Le projet Cohasset – actuellement au premier stade de la mise hors service – se trouve à quelque 12 km au nord-ouest du site du projet. Aucun effet important des activités de mise hors service sur les populations de poissons n'a été observé jusqu'à maintenant et on ne prévoit aucune interaction cumulative entre ces activités et celles qui sont liées au projet Deep Panuke.

Le projet donnera lieu à l'ajout de zones de sécurité et d'interdiction de pêche à celles qui existent déjà autour des autres plates-formes de forage en mer dans la région (projet Cohasset, PEES). L'interdiction de pêche dans ces zones pourrait avoir un léger effet cumulatif positif sur le recrutement des populations de poissons marins en procurant aux bouvards une aire de refuge plus grande. Cet effet positif pourrait être atténué par une diminution localisée de la qualité de l'eau, attribuable aux rejets routiniers des plates-formes d'exploitation. Les sections non enfouies du pipeline créeront un effet de récif supplémentaire, similaire à celui que crée le pipeline du PEES, ce qui pourrait se traduire par un léger effet positif cumulatif sur les poissons.

Les effets d'un dysfonctionnement ou d'un accident seraient probablement limités aussi bien dans le temps que dans l'espace, et le risque qu'ils interagissent avec les effets d'autres projets ou activités pour produire des effets cumulatifs significatifs sur les populations de poissons marins demeure faible. Ces effets se rapprocheraient probablement de la variabilité normale ou à tout le moins, le retour aux niveaux existants avant le déversement s'effectuerait rapidement. De tels effets chevaucheraient les effets normaux du projet et d'autres projets et activités, autant dans l'espace que dans le temps. Toutefois, les risques qu'un événement dont la probabilité est si faible coïncide dans le temps ou dans l'espace avec un déversement attribuable à tout autre projet ou à toute autre activité sont minimes.

6.3.4.6 Suivi et surveillance

Les rejets effectués dans le cadre du projet doivent faire l'objet d'une surveillance courante pour s'assurer de leur conformité aux normes réglementaires. Les mesures correctives appropriées qui seraient prises à la suite d'une perturbation contribueront à minimiser tout effet néfaste potentiel sur l'environnement. EnCana continuera de soutenir toute initiative de recherches portant sur les risques de dégradation écologique que représentent les rejets d'eau extraite des puits attribuables aux exploitations d'hydrocarbures de la Côte Est. EnCana examinera les résultats de ces recherches dès leur aboutissement. Les programmes de suivi et d'atténuation se conformeront aux résultats de ces recherches.

6.3.4.7 Utilisation durable des ressources renouvelables

On ne prévoit aucun effet environnemental résiduel néfaste sur les CEV. Il n'est donc pas nécessaire de pousser l'évaluation de l'utilisation durable des ressources renouvelables plus loin.

6.3.4.8 Résumé de l'évaluation des effets environnementaux résiduels

Les activités de construction, d'exploitation et de mise hors service du projet – incluant les disfonctionnements et les accidents – ne devraient pas avoir d'effets résiduels néfastes importants sur les populations de poissons marins. On prévoit un léger effet positif attribuable à l'effet de récif créé par la structure de la plate-forme et les sections non enfouies du pipeline. On prévoit également que la zone d'interdiction de pêche autour des plates-formes créera un effet de refuge. Les effets de récif et de refuge créés par la structure de la plate-forme pourraient être atténués par une diminution locale de la qualité de l'eau des rejets, attribuables aux activités habituelles. Les tableaux 6.32 et 6.33 résument les effets environnementaux résiduels sur les poissons marins.

Tableau 6.32 Matrice d'évaluation des effets résiduels : poissons marins

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesure d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
CONSTRUCTION									
Installation des plates-formes en mer	<ul style="list-style-type: none"> Bruit produit par le battage des pieux (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune mesure d'atténuation recommandée 	1	3	1/1	R	2	N	3
Installation du pipeline sous-marin	<ul style="list-style-type: none"> Altération de l'habitat (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Dynamitage conformément aux <i>Lignes directrices concernant l'utilisation d'explosifs à l'intérieur ou à proximité des eaux de pêche canadiennes</i> 	1	5	2/1	R	2	N	3
	<ul style="list-style-type: none"> Bruit (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune mesure d'atténuation recommandée 	1	5	2/6	R	2	N	3
Forage de développement	<ul style="list-style-type: none"> Bruit (N) Diminution de la qualité de l'eau (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun rejet de SBM (boue à base de produits synthétiques) ou de EMOBM (boue à base de produits pétroliers enrichie en minéraux) dans l'océan Réduction de la quantité de boue à base d'eau qui est rejetée grâce au forage par groupes Conformité aux exigences de l'OCNEHE sur l'élimination 	1	2	3/6	R	2	N	3

Tableau 6.32 Matrice d'évaluation des effets résiduels : poissons marins

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesure d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
Essai hydrostatique	<ul style="list-style-type: none"> • Diminution de la qualité de l'eau (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Épreuves biologiques et modélisation de la dispersion du panache dans le but de minimiser les effets environnementaux potentiels 	1	2	1/1	R	2	N	3
EXPLOITATION									
Production extracôtière	<ul style="list-style-type: none"> • Diminution de la qualité de l'eau attribuable aux effluents (N) • Entraînement des petits organismes pélagiques (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Traitement des effluents conformément aux normes réglementaires • Prise d'eau en profondeur et en conformité aux lignes directrices du MPO,1995 	1	2	5/6	R	2	N	3
Présence de la plate-forme	<ul style="list-style-type: none"> • Récif/refuge artificiel (P) 	<ul style="list-style-type: none"> • Aucune mesure d'atténuation recommandée 	1	1	5/6	R	2	P	3

Tableau 6.32 Matrice d'évaluation des effets résiduels : poissons marins

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesure d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
Présence du pipeline sous-marin	<ul style="list-style-type: none"> Refuge pour les poissons créé par les sections non enfouies du pipeline (P) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune mesure d'atténuation recommandée 	1	5	5/6	R	2	P	3
DÉFECTUOSOTÉS ET ACCIDENTS									
Éruption de puits	<ul style="list-style-type: none"> Altération de l'habitat (N) Mortalité des poissons (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Prévention par la mise en application de normes de conception et l'entretien Application du Plan de mesures d'urgence et du Plan d'intervention en cas de déversement 	1	4	2/0	R	2	N	2
Déversements de plates-formes	<ul style="list-style-type: none"> Diminution de la qualité de l'eau (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Prévention par la mise en application de normes de conception et l'entretien Application du Plan de mesures d'urgence et du Plan d'intervention en cas de déversement 	1	1-4	1/1	R	2	N	3

Tableau 6.32 Matrice d'évaluation des effets résiduels : poissons marins

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesure d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio- culturel et économique		
CLÉ									
<p>Amplitude : 1 = faible : ex. : groupe ou habitat donné, localisé, une génération ou moins, dans les limites de la fluctuation naturelle; 2 = moyenne : ex. : partie d'une population ou d'un habitat, 1 ou 2 générations, changement rapide et imprévisible, temporairement hors des limites de la fluctuation naturelle; 3 = élevée : ex. : touchant tout un stock, toute une population ou tout un habitat, hors des limites de la fluctuation naturelle.</p> <p>Étendue géographique : 1 = < 500 m²; 2 = de 500 m² à 1 km²; 3 = de 1 à 10 km²; 4 = de 11 à 100 km²; 5 = de 101 à 1000 km²; 6 = > 1000 km²</p> <p>Durée : 1 = < 1 mois; 2 = de 1 à 12 mois; 3 = de 13 à 36 mois; 4 = de 37 à 72 mois; 5 = > 72 mois</p> <p>Fréquence : 0 = peu probable; 1 = < 11 événements/année; 2 = de 11 à 50 événements/année; 3 = de 51 à 100 événements/année; 4 = de 101 à 200 événements/année; 5 = > 200 événements/année; 6 = en continu</p> <p>Réversibilité : R = réversible; I = irréversible</p> <p>Contexte écologique/socioculturel/économique : 1 = zone vierge; 2 = zone touchée par l'activité humaine; 3 = preuves d'effets négatifs</p> <p>Effet environnemental résiduel : S = effet négatif significatif; N = effet négatif non significatif; P = effet positif</p> <p>Confiance : 1 = faible niveau de confiance; 2 = niveau moyen de confiance; 3 = niveau élevé de confiance</p>									

Tableau 6.33 Résumé des effets résiduels : poissons marins (tous les phases)

Stade	Classement des effets environnementaux résiduels	Probabilité d'effets négatifs significatifs	
		Probabilité d'occurrence	Incertitude scientifique
Construction	N	s.o.	s.o.
Exploitation	N/P	s.o.	s.o.
Mise hors service	N	s.o.	s.o.
Disfonctionnements et accidents	N	s.o.	s.o.

CLÉ

Classement des effets résiduels : S = effet environnemental négatif important; N= effet environnemental négatif non important; P = effet environnemental positif

Probabilité d'occurrence : selon l'avis des experts; 1 = faible; 2 = moyenne; 3 = élevée; s.o. = sans objet (l'effet ne devrait pas être significatif)

Incertitude scientifique selon l'avis des experts et de l'analyse statistique ou de l'avis des experts; 1 = faible niveau de confiance; 2 = niveau moyen de confiance; 3 = niveau élevé de confiance; s.o. = sans objet (l'effet ne devrait pas être significatif)

6.3.5 Mammifères marins (phoques et baleines)

6.3.5.1 Limites

Les mammifères marins fréquentent la zone d'étude à longueur d'année. Les phoques utilisent l'île de Sable et les eaux environnantes à longueur d'année et différentes espèces de baleines fréquentent cette zone toute l'année. À l'exception de la baleine à bec commune, dont la distribution est centrée autour de la zone du goulet, la répartition géographique des autres mammifères marins est moins bien définie. Toutefois, plusieurs espèces de mammifères marins ont été observées en nombre significatif autour des plates-formes du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (SEEMAG 1999b). On s'attend à retrouver ces mêmes espèces à proximité du projet Deep Panuke.

6.3.5.2 Critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels

Un effet environnemental négatif **important** est un effet qui touche une population d'une espèce de mammifères marins en réduisant ou en modifiant l'effectif ou la distribution de la population sur une ou plusieurs générations.

Un **effet positif** peut renforcer une population de mammifères marins au point de se traduire par une augmentation quantifiable de la population.

6.3.5.3 Interactions, problèmes et inquiétudes potentiels

La plate-forme de Panuke déjà en service est devenue un point d'attrait local depuis plusieurs années en raison de sa présence physique et du bruit produit par les activités qui s'y déroulent. Des mammifères marins continuent de fréquenter la zone d'exploration et de production gazière du PEES (SEEMAG 1999b). Plusieurs cohortes de phoques et de baleines sont nées depuis le début des activités de production pétrolière et gazière extracôtières. Parmi les éléments du projet qui pourraient interagir avec les mammifères marins dans la zone d'étude figurent :

- l'agression sonore et le dynamitage proche du littoral pendant la construction;
- les perturbations résultant de la présence des infrastructures;
- les perturbations et les collisions attribuables à la circulation maritime;
- la contamination résultant des activités de développement et des rejets d'exploitation (déblais de forage de BBE, eaux usées, drainage des ponts);
- les effets négatifs consécutifs à des accidents tels que des éruptions et des ruptures de pipelines.

Les rejets d'exploitation courants, y compris les rejets d'eaux usées à une profondeur de 10 m, ne devraient pas nuire aux mammifères marins, lesquels remontent à la surface pour respirer. Ces mammifères s'éloigneront probablement de la source de rejet s'ils détectent une détérioration de la qualité de l'eau (Richardson et coll. 1989). L'impact des déchets d'hydrocarbures traités sur les mammifères marins est considéré comme négligeable (Neff 1990, cité dans Thomson et coll. 2000). Aucune infrastructure sous-marine liée au projet ne présenterait de risque d'enchevêtrement pour la faune.

6.3.5.4 Analyse, mesures d'atténuation et prévision des effets environnementaux résiduels

Construction

Installation des structures

Les mammifères marins sont dotés d'un système auditif qui se doit d'être robuste et sensible aux fréquences qu'ils utilisent pour communiquer, naviguer et localiser leurs proies (Richardson et coll. 1995; Ketten 2000). Ce système fonctionne en présence d'une gamme étendue de bruits de fond et leurs conduits auditifs sont adaptés à des changements de pression dont l'ampleur peut être multipliée par un facteur de deux à cent en l'espace de quelques secondes ou de quelques minutes. Bien que de telles adaptations puissent leur permettre de supporter les bruits impulsionnels produits par les activités industrielles sous l'eau, il est possible que les mammifères marins soient peu protégés contre les variations rapides de pression causées par l'utilisation d'explosifs. Toutefois, malgré de possibles

dynamitages à proximité du littoral (entre 300 et 500 m), aucune activité de dynamitage n'est prévue en mer. Les bruits d'explosions n'auront donc que des effets minimales sur les mammifères marins.

Le battage de pieux représenterait probablement le bruit le plus impulsionnel pour les mammifères marins se trouvant à proximité du site. Richardson et coll. (1995) fournissent des exemples de l'intensité des sons produits par le battage de pieux (de 25 à 35 dB supérieure au niveau du bruit ambiant) à une distance d'un kilomètre de la source, et de mammifères marins qui ignorent les bruits d'une telle intensité ou s'en éloignent. Tel que rapporté dans SEEMAG (1998), la surveillance acoustique des activités de battage de pieux au cours de la construction du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable a démontré que la zone d'influence (zone à l'intérieur de laquelle le bruit pouvait nuire aux mammifères) ne s'étendait pas à plus de 0,5 km de la ligne de battage de pieux. SEEMAG ne fait pas clairement référence à la nature spécifique des effets potentiels à cette distance (ex. : physiologiques, comportementaux) et EnCana n'a pas accès au rapport source (Greene 1998). Le battage de pieux devrait nécessiter 4 à 7 jours au total, mais il est probable que cette activité se déroulera de façon intermittente sur une période plus longue. Ses effets seront donc temporaires et relativement localisés.

Des études ont démontré que les cétacés ne réagissent aux bruits industriels que lorsque ceux-ci atteignent des niveaux nettement supérieurs à celui du bruit ambiant (Richardson et coll. 1995). La figure 6.2 illustre les chevauchements entre les fréquences des bruits industriels en mer et les sons produits et perçus par divers mammifères marins.

La figure 6.2 indique que, pour communiquer par écholocation, les cétacés utilisent des fréquences beaucoup plus élevées que celles des bruits engendrés par le projet; il est donc peu probable qu'il y ait un chevauchement entre les fréquences utilisées par les cétacés et les bruits produits. De plus, il y a très peu de chevauchement entre les fréquences qu'utilisent les cétacés odontocètes pour communiquer et celles des bruits du Projet. Les fréquences plus basses des sons que produisent les gros cétacés à fanons et les phoques chevauchent la gamme des fréquences produites par les forages et les autres activités du Projet ou se situent à l'intérieur de cette gamme. Le bruit du Projet ajoutera par étapes au niveau élevé du bruit ambiant et du bruit produit par la circulation maritime, lesquels ont des fréquences qui chevauchent également celles qu'utilisent les cétacés pour communiquer. EnCana augmentera par étapes le bruit dû au battage de pieux jusqu'à l'intensité nécessaire pendant un certain temps. Des observateurs indépendants et qualifiés de la faune noteront tout comportement anormal des mammifères marins durant le battage de pieux.

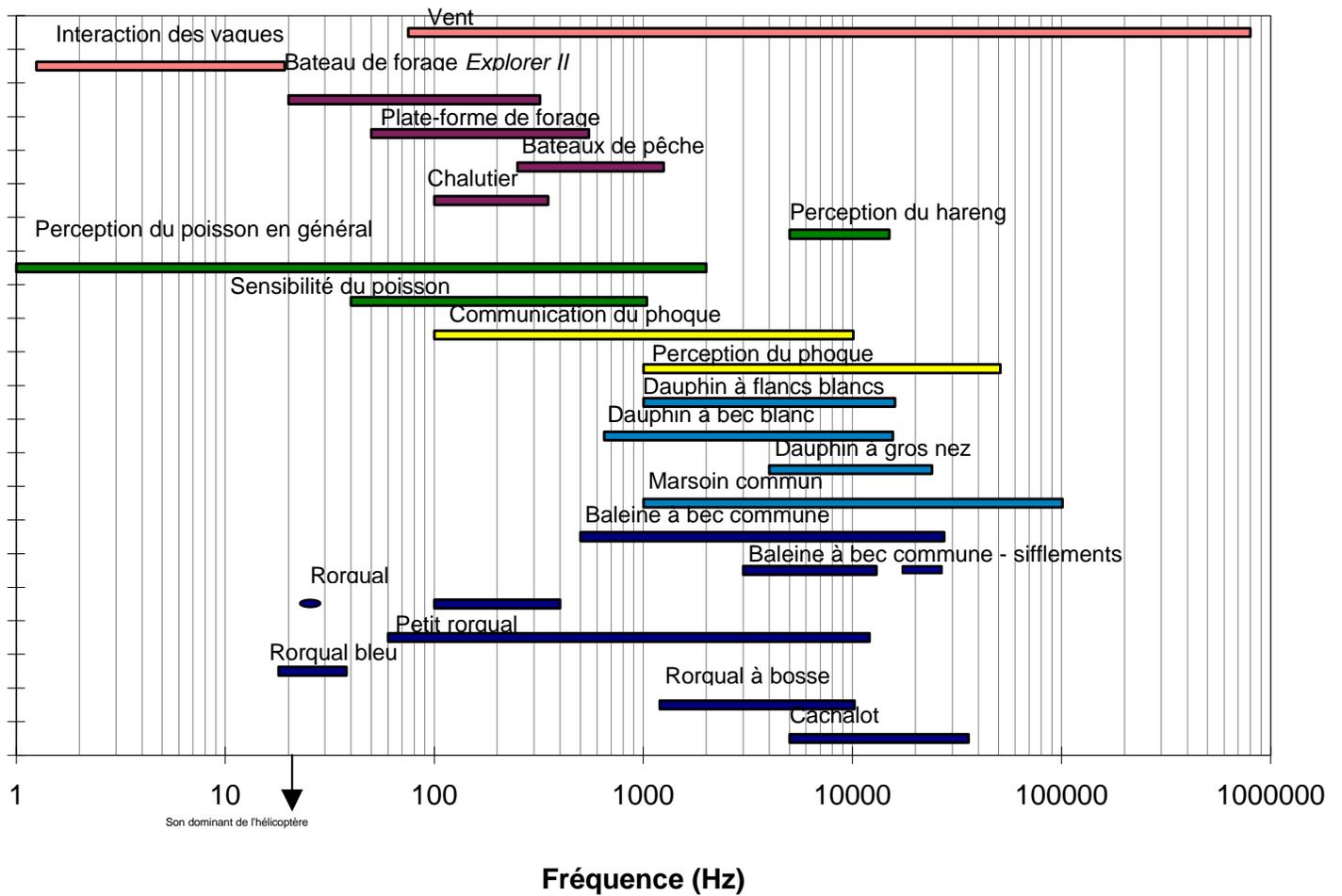


Figure 6.2 Production des sons marins et réception du son par la faune marine dans le milieu océanique

Forage de développement

Le bruit des installations de forage est moins intense que celui de la circulation maritime habituelle (voir section 2.7.2). L'observation de cétacés depuis des navires et des installations de forage appuie les conclusions de ces études. Des cétacés et des pinnipèdes ont notamment été observés à proximité des plates-formes érigées lors de la phase I du programme de forage du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, surtout près des installations de forage à Venture et Thebaud (SEEMAG 1999b).

À la lumière de l'expérience acquise lors de la construction du site du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et d'autres études, la courte durée des activités de battage de pieux et l'ampleur limitée des interactions (c.-à-d., la densité relativement faible de baleines dans la zone d'étude), on ne prévoit aucun effet environnemental négatif significatif sur les mammifères marins.

Exploitation

Présence des structures

L'augmentation localisée de la productivité marine attribuable à l'effet de récif créé par les plates-formes et les sections non enfouies du pipeline peut attirer des mammifères marins, notamment ceux qui se nourrissent de la faune benthique. De la même façon, la zone de sécurité et d'interdiction de pêche de 500 m autour des plates-formes peut attirer des populations plus denses d'espèces-proies et, en conséquence, des mammifères marins. Des observations effectuées dans le cadre du programme de surveillance des incidences environnementales en mer du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable démontrent l'effet potentiel de récif qu'il pourrait produire. En effet, des observateurs de la faune participant au programme ont rapporté qu'un groupe de petits rorquals semblait utiliser la plate-forme pour y chasser leurs proies (SEEMAG 1999b). Le bruit mécanique produit sur les plates-formes ou par la circulation maritime à proximité risque de faire fuir les phoques et les baleines. Toutefois, on a également observé l'effet contraire, c'est-à-dire une attirance vers les bruits produits sur les plates-formes et la circulation maritime.

Circulation maritime

Thomson et coll. (2000) font état de réactions variables à la circulation maritime de la part des cétacés à dents et à fanons. Ces réactions peuvent inclure l'évitement, l'indifférence ou l'attirance. La réaction des phoques à la circulation maritime n'a pas fait l'objet d'études poussées. Toutefois, les données recueillies jusqu'à maintenant donnent à penser que les phoques tolèrent assez bien la circulation maritime peu fréquente (Richardson et coll. 1995). On rapporte peu de collisions entre navires et baleines (Laist et coll. 2000) et, au cours des 30 dernières années, aucune collision entre des baleines et des navires dans le cadre de l'exploration pétrolière de la région de l'île de Sable n'a été rapportée. Le risque de collisions est le plus élevé là où les routes maritimes traversent les zones dans lesquelles les

baleines se trouvent habituellement en grand nombre et où la vitesse des navires est élevée. Là où les navires empruntent des routes régulières dans une zone donnée, comme celles que suivent les navires à destination et en provenance des plates-formes, les mammifères marins résidents se familiarisent avec le son, la direction et la vitesse des navires, et s'y habituent (Richardson et coll. 1995). Le risque de collisions avec des navires dans le cadre du Projet devrait être comparable à celui qui caractérise les autres zones peu profondes de la plate-forme Scotian où le nombre de baleines et la circulation maritime sont comparables. Les précautions normales seront prises chaque fois qu'une baleine est aperçue devant un navire. De plus, EnCana a adopté pour le goulet de l'île de Sable un code de pratique visant à minimiser les interactions avec des espèces comme la baleine à bec commune. Les mammifères marins semblent également s'habituer au bruit constant ou prévisible produit par les aéronefs volant à haute altitude comme ceux qui desserviront les plates-formes (Norris et Reeves 1978).

Compte tenu du fait que les mammifères marins s'habituent aux activités en mer et de l'absence d'effets négatifs associés aux activités du PEES, les effets environnementaux négatifs pendant la durée du projet ne devraient pas être importants. Un léger effet positif est même prévu car les ressources alimentaires sont susceptibles d'augmenter en raison de l'effet de récif créé par les plates-formes et le pipeline ainsi que de l'interdiction de pêche dans un rayon de 500 m.

Mise hors service

Les activités de mise hors service devraient avoir des répercussions semblables à celles des activités de construction. Tout léger effet positif pouvant découler d'un effet de récif et de refuge cesserait au moment du démantèlement des infrastructures et de l'élimination de la zone de sécurité de 500 m. On ne prévoit pas que le déclassement aura des effets environnementaux potentiels importants.

Défectuosités et accidents

Contrairement aux oiseaux et aux loutres de mer, les baleines et les phoques sont relativement peu touchés par le mazoutage (Geraci et St. Aubin 1990), quoique le mazoutage résultant de grands déversements risque de causer une certaine mortalité chez ces espèces (St. Aubin 1990). Bien que le pétrole lourd puisse obstruer les voies respiratoires, les condensats tels que ceux qui sont libérés lors d'une éruption de gaz brut risquent de nuire à la respiration de façon telle qu'ils repousseraient les animaux hors de la zone avant que ceux-ci n'aient subi des dommages importants (Geraci 1990). Les mammifères marins sont très mobiles et transportent avec eux des réserves énergétiques qui correspondent à leur alimentation saisonnière ou « cyclique ». Pour ces raisons, l'exclusion à court terme d'une zone donnée à la suite d'un accident tel qu'un déversement d'hydrocarbures n'aurait probablement pas d'effets mesurables.

La modélisation des éruptions effectuée pour le Projet a produit dans l'eau de mer des concentrations initiales de condensats de moins de 0,5 ppm (une quantité insuffisante pour «recouvrir » les baleines) et des nappes d'une épaisseur de 0,06 mm, qui devraient rapidement disparaître. Bien qu'on ait trouvé des condensats en surface jusqu'à une distance de 10 kilomètres de la source d'une rupture du puit Shell Uniake G-72, l'épaisseur de la nappe sur 75 % de la surface affectée mesurait < 2 µm et < 6 µm dans le reste de la zone. De plus, des odeurs d'hydrocarbures étaient perceptibles jusqu'à 10 kilomètres de la source, bien que les appareils n'aient pu les détecter, même à proximité de la source. Tout effet sur les mammifères marins serait donc tout au plus très localisé.

Des mesures préventives et des plans d'intervention en cas d'urgence seront mis en place pour minimiser les risques et les conséquences possibles d'un dysfonctionnement ou d'un accident. La modélisation des trajectoires de déversements de pétrole indique qu'il est peu probable que le condensat libéré à la suite d'une éruption ou d'un déversement de plate-forme atteindrait les phoques reproducteurs dans l'île de Sable. L'exposition des animaux qui respirent hors de l'eau aux concentrations atmosphériques de gaz brut ou de gaz acide à l'intérieur d'un rayon critique autour d'une éruption (voir la section 6.3.1) provoquerait des effets négatifs chez les animaux qui seraient dans ces zones (en aval et dans le panache étroit). Ces effets ne devraient toutefois pas nuire de façon significative aux populations. On ne prévoit donc aucun effet négatif important sur les mammifères marins à la suite d'un dysfonctionnement ou d'un accident dans le cadre du projet.

6.3.5.5 Évaluation des effets cumulatifs

Des études menées sur la dynamique des écosystèmes dans lesquels vivent les mammifères marins indiquent que des interventions humaines indirectes telles que l'utilisation de nouvelles technologies des pêches (production et gestion) peuvent avoir des effets importants sur les mammifères marins. De telles interventions peuvent impliquer la surexploitation de mammifères marins, une modification de la dynamique de leurs prédateurs (Brodie et Beck 1983) ou une réduction de leur base alimentaire par suite d'une pêche excessive (Trites et coll. 1997). Les autres activités pouvant avoir une incidence (ex. : bruits ou autres perturbations attribuables à des sources industrielles, aux chalutiers, au transport maritime, à l'observation de baleines) sont difficiles à quantifier et pourraient entraîner une accoutumance des animaux à long terme (Richardson et coll. 1990; Watkins 1986).

Les activités pouvant contribuer aux effets cumulatifs du projet sur les populations de mammifères marins dans la zone d'étude comprennent certaines activités passées comme la chasse commerciale au phoque et à la baleine, les collisions avec des navires, les perturbations sonores produites par la circulation maritime et le trafic aérien, l'exploration et la production pétrolière et gazière ainsi que la pêche commerciale. Ces activités peuvent avoir des effets négatifs (ex. : bruits, collisions) ou positifs (ex. : effet de récif et de refuge créé par les plates-formes et les sections non enfouies de pipelines) sur les mammifères marins. Des populations de mammifères marins peuvent également avoir bénéficié de

l'établissement, en 1994, du refuge de baleines dans le goulet extérieur et de la désignation de la zone du goulet comme zone d'intérêt (en vue de sa possible désignation comme zone de protection marine). En plus de ces influences humaines, les populations de mammifères marins dans la zone d'étude sont touchées par des facteurs naturels tels que des variations dans les populations de proies et de prédateurs.

Il est prévu que les mammifères marins risquent de subir les effets marginaux de futures activités sismiques et exploratoires pouvant être entreprises dans la zone d'étude et ceux de la construction des projets Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy récemment annoncés, lesquels traverseront la zone d'étude. Ces activités devraient avoir les mêmes effets en matière de bruits impulsionnels et chroniques que ceux auxquels on s'attend dans le cadre du Projet. Les effets potentiels du Projet découlant des bruits impulsionnels sous l'eau pendant la construction des plates-formes (battage de pieux) ne devraient pas chevaucher les bruits impulsionnels d'autres sources (ex. : exploration sismique) dans l'espace ou dans le temps, en raison du caractère temporaire et/ou de la dispersion spatiale de ces activités. Compte tenu de la portée des effets des bruits impulsionnels produits par ces activités, que l'on prévoit limités dans le temps et dans l'espace, on s'attend à ce qu'il y ait suffisamment de zones non touchées vers lesquelles les mammifères marins pourront migrer pour éviter tout effet négatif. On ne prévoit donc aucun effet cumulatif significatif relié à ces activités.

L'installation de la plate-forme du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable à Alma produira des niveaux de bruit similaires à ceux qu'engendrera la construction du projet Deep Panuke (ex. : battage de pieux). La construction de la plate-forme d'Alma sera achevée avant même le début du projet Deep Panuke; il n'y aura donc aucun chevauchement de ces bruits dans le temps.

La circulation maritime liée au projet risque de chevaucher dans l'espace et dans le temps la circulation maritime engendrée par d'autres activités dans la région. Cependant, les mammifères marins ont la capacité de s'habituer au bruit chronique de la circulation maritime (Richardson et coll. 1990). Dans tous les cas, ces effets sont de courte durée, de portée limitée et réversibles. Outre une brève période pendant le battage des pieux, le bruit engendré par le Projet ne dépassera pas celui que produit couramment la circulation maritime; ainsi, le Projet ajoutera très peu à la situation ambiante qui prévaut déjà. En conséquence, on ne prévoit aucun effet cumulatif important résultant de la circulation maritime liée au Projet pendant la construction.

Bien qu'une éruption de gaz brut ou de gaz acide puisse nuire aux mammifères marins à l'intérieur d'une zone d'influence atmosphérique critique, on ne s'attend pas qu'un événement de cette nature ait des effets significatifs sur les populations. Un dysfonctionnement ou un accident n'engendrerait donc aucun effet cumulatif futur potentiel.

Lorsqu'on les compare aux activités humaines passées telles que la pêche et la navigation commerciale dans la région de l'île de Sable, les effets environnementaux du projet sont considérés comme faibles. En somme, le Projet ne devrait produire aucun effet cumulatif négatif important sur les mammifères marins.

6.3.5.6 Suivi et surveillance

EnCana mettra en place un programme d'observation des mammifères marins dans le cadre du Projet. Le protocole du programme d'observation sera établi en tenant compte des connaissances professionnelles dans le domaine, du développement sur place du projet et de la consultation d'organismes de réglementation. L'observation des mammifères marins sera effectuée à partir des installations et des navires utilisés dans le cadre du projet par des observateurs qualifiés indépendants provenant du secteur des pêches afin d'assurer d'une couverture représentative des activités du projet.

6.3.5.7 Utilisation durable des ressources renouvelables

On ne prévoit aucun effet environnemental résiduel négatif sur les mammifères marins. Il n'est donc pas nécessaire de pousser plus avant l'évaluation de l'utilisation durable des ressources renouvelables.

6.3.5.8 Résumé de l'évaluation des effets environnementaux résiduels

Le grand nombre de phoques vivant à proximité de l'île de Sable et l'observation des baleines dans ces zones laissent présager que certains mammifères marins se trouveront à proximité du site du projet. Cette prédiction est conforme aux observations faites autour des structures du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. Les activités de construction et d'exploitation du projet ressembleront aux activités déjà en cours dans le cadre du PEES. En se fondant sur cette expérience et sur les éléments probants recueillis auprès d'autres sources, il est possible d'affirmer qu'aucun effet négatif mesurable ou significatif sur les mammifères marins n'est prévu ou probable. On prévoit même un possible effet positif mineur attribuable à une augmentation potentielle des ressources alimentaires résultant de l'effet de récif et de refuge du Projet sur les poissons. Les tableaux 6.34 et 6.35 résument les effets environnementaux résiduels prévus sur les mammifères marins.

Tableau 6.34 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels sur les mammifères marins

Activité du Projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
CONSTRUCTION									
Forage de puits	<ul style="list-style-type: none"> Risque que les mammifères soient attirés ou repoussés par le site du projet; bruit (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune mesure d'atténuation recommandée 	1	2	3/2	R	2	N	3
Battage de pieux	<ul style="list-style-type: none"> Risque que les mammifères soient attirés ou repoussés par le site du projet; bruit (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Augmentation graduelle de l'intensité du battage de pieux Observateurs de la faune indépendants rapporteront tout comportement anormal des mammifères. 	1	4	1/1	R	2	N	3
Circulation maritime, installation du pipeline	<ul style="list-style-type: none"> Collisions; bruit (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Procédures de navigation standards dont des mesures d'évitement 	1	5	5/6	R	2	N	3
EXPLOITATION									
Circulation maritime	<ul style="list-style-type: none"> Collisions; bruit (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Procédures de navigation standard dont les mesures d'évitement 	1	5	5/6	R	2	N	3
Présence des structures	<ul style="list-style-type: none"> Attraction possible (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune mesure d'atténuation recommandée 	1	1	5/6	R	2	N	3
Zone de sécurité et d'interdiction de pêche	<ul style="list-style-type: none"> Meilleures possibilités d'alimentation (P) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune mesure d'atténuation recommandée 	1	5	5/6	R	2	P	3

Tableau 6.34 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels sur les mammifères marins

Activité du Projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
DÉFECTUOSITÉS ET ACCIDENTS									
Éruption de puits	<ul style="list-style-type: none"> Mazoutage d'espèces (N) Respiration de contaminants atmosphériques (H₂S et CH₄) (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Entretien périodique et mesures de prévention Mise en place d'un plan de mesures d'urgence et d'un Plan de d'intervention en cas de déversement 	1	4	1/0	R	2	N	2
<p>CLÉ</p> <p>Amplitude : 1= faible : ex. : groupe ou habitat donné, localisé, une génération ou moins, dans les limites de la fluctuation naturelle; 2 = moyenne : ex. : partie d'une population ou d'un habitat, 1 ou 2 générations, changement rapide et imprévisible, temporairement hors des limites de la fluctuation naturelle; 3 = élevée : ex. : touchant tout un stock, toute une population ou tout un habitat, hors des limites de la fluctuation naturelle.</p> <p>Étendue géographique : 1 = < 500 m²; 2 = de 500 m² à 1 km²; 3 = de 1 à 10 km²; 4 = de 11 à 100 km²; 5 = de 101 à 1000 km²; 6 = > 1000 km²</p> <p>Durée : 1 < 1 mois; 2 = de 1 à 12 mois; 3 = de 13 à 36 mois; 4 = de 37 à 72 mois; 5 > 72 mois</p> <p>Fréquence : 0 = peu probable; 1 < 11 événements/année; 2 = de 11 à 50 événements/année; 3 = de 51 à 100 événements/année; 4 = de 101 à 200 événements/année; 5 = > 200 événements/année; 6 = en continu</p> <p>Réversibilité : R = réversible; I = irréversible</p> <p>Contexte écologique/socioculturel/économique : 1 = zone vierge; 2 = zone touchée par l'activité humaine; 3 = preuves d'effets négatifs</p> <p>Effet environnemental résiduel : S = effet négatif significatif; N = effet négatif non significatif; P = effet positif</p> <p>Confiance : 1 = faible niveau de confiance; 2 = niveau moyen de confiance; 3 = niveau élevé de confiance</p>									

Tableau 6.35 Résumé des effets environnementaux résiduels : mammifères marins (toutes les phases)

Stade	Classement des effets environnementaux résiduels	Probabilité d'effets négatifs significatifs	
		Probabilité d'occurrence	Incertitude scientifique
Construction	N	s.o.	s.o.
Exploitation	N/P	s.o.	s.o.
Déclassement	N	s.o.	s.o.
Disfonctionnements et accidents	N	s.o.	s.o.

CLÉ
Classement des effets résiduels : S = effet environnemental négatif important; N= effet environnemental négatif non important; P = effet environnemental positif
Probabilité d'occurrence : selon l'avis des experts; 1 = faible; 2 = moyenne; 3 = élevée; s.o. = sans objet (l'effet ne devrait pas être significatif)
Incertitude scientifique selon l'avis des experts et l'analyse statistique, ou l'avis des experts; 1 = faible niveau de confiance; 2 = niveau moyen de confiance; 3 = niveau élevé de confiance; s.o. = sans objet (l'effet ne devrait pas être significatif)

6.3.6 Oiseaux marins

6.3.6.1 Limites

La plupart des espèces d'oiseaux qui fréquentent les habitats marins autour de la Nouvelle-Écosse sont migratrices. Les frontières temporelles et l'abondance maximum annuelle le long des côtes ou dans les eaux extracôtières sont variables selon les espèces. Certaines espèces qui se reproduisent dans la zone étudiée (p. ex. sterne de Dougall) sont considérées comme des espèces en péril et pourraient être particulièrement sensibles aux activités de développement. Cependant, toutes les espèces qui passent une partie importante de leurs saisons de non-reproduction dans la zone étudiée pourraient également être touchées. Bien que des activités de construction puissent avoir lieu à différents emplacements (c.-à-d. les plates-formes et le pipeline), l'exploitation sera continue dans les années subséquentes. Des interactions entre le projet et les oiseaux marins pourraient donc avoir lieu à tout moment pendant la durée du projet. La frontière spatiale de l'interaction entre les activités du projet et les oiseaux marins est l'empreinte d'impact et la zone d'attrait, s'il y a lieu, des plates-formes, du pipeline et des activités qui lui sont reliées.

6.3.6.2 Critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels

Un effet environnemental négatif **important** est un effet qui touche une population d'oiseaux marins ou une partie de celle-ci de manière à entraîner une diminution ou un changement de l'effectif ou de la

répartition de la population sur une génération ou plus, de telle sorte que le recrutement naturel ne puisse rétablir la population à son niveau initial ou que l'évitement de la zone devienne permanent.

Un effet **positif** peut renforcer une population d'oiseaux marins à un point tel que son accroissement est évident.

6.3.6.3 Interactions, problèmes et inquiétudes potentiels

Les questions et les préoccupations liées aux activités du projet et les interactions éventuelles avec les oiseaux marins englobent les suivantes :

- la perturbation sonore pendant la construction, l'exploitation et le déclassement;
- l'attraction des torches et de l'éclairage de la plate-forme et des navires;
- les effets des rejets pendant la construction, l'exploitation et le déclassement;
- le mazoutage des oiseaux de mer en raison d'accidents comme des éruptions ou des déversements chroniques.

Il est prévu que les interactions éventuelles entre le projet et les oiseaux marins pendant le déclassement seront semblables à celles qui se seront produites pendant la construction.

6.3.6.4 Analyse, mesures d'atténuation et prévision des effets environnementaux résiduels

Construction

Installation des structures

Le bruit associé au battage des pieux de la plate-forme peut pousser les oiseaux de mer pélagiques qui recherchent leur nourriture dans les eaux de surface de la zone du Projet de Deep Panuke à éviter les zones touchées. Cette perturbation sera temporaire (de 4 à 7 jours) et relativement localisée. De manière semblable, la mobilisation et la présence temporaires d'une installation de forage autoélévatrice de même que le forage et l'achèvement des puits de développement pourraient entraîner l'évitement d'une zone relativement restreinte pendant la période de construction (environ 450 jours). Cependant, à la lumière de l'expérience acquise à autres installations, laisse présager que les oiseaux seront probablement attirés plutôt que repoussés par de telles activités. Des observateurs sur des appareils de forage ont aperçu de nombreux oiseaux d'espèces diverses pendant la phase I du PEES (SEEMAG 1998), ce qui indique que les oiseaux marins ne sont pas repoussés par le bruit du forage sur la plate-forme Scotian.

Le dynamitage (si nécessaire) sera exécuté à une distance de 300 à 500m du rivage selon les Lignes directrices sur l'utilisation d'explosifs dans les eaux de pêches canadiennes ou près de cette zone (Wright et Hopky 1998). EnCana s'engage à soumettre des détails supplémentaires sur le dynamitage à

mesure qu'ils seront disponibles et à avertir les chercheurs de l'île Country avant tout travail aux explosifs.

La pose de canalisations et l'excavation de tranchées peuvent déranger les espèces d'oiseaux dans la zone où les navires circulent le long du couloir du pipeline. Cette activité pourrait interagir avec un plus grand nombre d'espèces que les autres activités de construction, étant donné qu'elle couvre les milieux continental et pélagique. La perturbation à un point précis le long de la route devrait être de durée relativement courte. Le couloir du pipeline s'étend sur environ deux kilomètres au sud-ouest de l'île Country, où nichent des colonies d'océanites cul-blanc, de sternes pierregarin, de sternes arctiques et de sternes de Dougall, une espèce en voie de disparition. Bien que leurs aires d'alimentation soient vastes, le temps que ces espèces passent à s'alimenter peut diminuer en raison de la présence des navires et de la perturbation sonore qu'ils engendrent. Conformément au code de pratique qu'elle a adopté pour l'île Country, EnCana maintiendra en tout temps une zone tampon de deux kilomètres autour de l'île Country. En outre, aucune activité de construction n'aura lieu près de l'île Country du premier mai au vingt juin à tout le moins, afin d'éviter la période pendant laquelle les sternes de Dougall recherchent des sites propices à la nidification et à la ponte.

Il est prévu que les navires poseurs de canalisation pour le projet travailleront dans les environs de l'île Country pendant environ deux jours. Le programme de surveillance côtière des incidences environnementales du PEES comprenait une surveillance de l'incidence de la construction sur les sternes et sur d'autres oiseaux de mer. Aucun changement quantifiable dans le comportement ou les habitudes d'alimentation des oiseaux pouvant être attribué aux activités de construction n'a été observé. La nidification et le premier envol de toutes les sternes, dont les sternes de Dougall dans l'île Country, se sont effectués en 1999 avec un succès comparable à celui des années antérieures (Smith et coll. 2001) même si des activités côtières de construction de pipeline du PEES ont eu lieu pendant la saison de reproduction cette année-là (juin). Cependant, le succès de la reproduction des sternes de Dougall est imprévisible et très variable d'une année à l'autre; par conséquent, les mesures d'atténuation (c.-à-d. l'évitement saisonnier, la zone tampon) seront prises à titre de précaution. Ces mesures seront comprises dans le plan de protection de l'environnement du projet.

Circulation des hélicoptères

La circulation des hélicoptères lors de la construction pourrait entraîner une perturbation des oiseaux pendant de courtes périodes. La perturbation expérimentale de colonies de sternes reproductrices dans l'île de Sable à l'aide de VTT et de survols en avion à basse altitude a produit des « envolées de panique », mais les oiseaux se sont calmés rapidement (Horn et Shepherd 1999). Des colonies d'oiseaux nicheurs dans l'île de Sable seront également épargnées, puisque aucune des activités habituelles dans le cadre du projet n'interagira avec l'île. Les atterrissages n'auront lieu qu'en cas d'urgence et si un atterrissage était nécessaire, les colonies d'oiseaux seraient évitées grâce aux directives fournies par le

gestionnaire de l'île. EnCana a adapté pour l'île de Sable un code de pratique qui comporte des restrictions relatives à la circulation des hélicoptères.

Forage de développement

La mobilisation et la présence temporaires d'un appareil de forage pourraient entraîner l'évitement d'une zone d'étendue relativement faible pendant les activités de forage; cependant, les navires et appareils de forage extracôtiers pourraient tout aussi bien attirer les oiseaux que les faire fuir (Wiese et coll. 2001) (en référence aux effets potentiels sur les oiseaux pendant la phase d'exploitation). Les déchets de forage et les évacuations routinières des activités de construction seront assujettis aux DTDE (ONE et coll. 1996, et mises à jour) avant leur rejet. Aucun effet important sur les oiseaux attribuable à ces rejets n'est prévu dans la zone du projet.

Grâce à la mise en œuvre des mesures d'atténuation proposées, aucun effet environnemental néfaste sur les oiseaux marins n'est prévu pendant la construction.

Exploitation

Présence des plates-formes

Les effets éventuels de la circulation des navires et des aéronefs pendant la phase d'exploitation seront semblables à ceux de la phase de construction. L'attraction des oiseaux de mer pour les navires et les appareils de forage extracôtier est largement documentée (Wiese et coll. 2001). Les oiseaux comme les mouettes et goélands et les procellariidés, peuvent être attirés par les eaux usées macérées et les déchets alimentaires, bien que cela n'ait pas été observé sur le site du projet Cohasset. La possibilité d'une attraction mortelle des oiseaux pour l'éclairage et les torches des appareils de forage extracôtier a été la source de préoccupations. Sage (1979) signalait plusieurs observations de seconde main isolées faisant état d'un nombre important d'oiseaux ayant été incinérés lorsqu'ils ont volé dans la torche d'un appareil de forage en mer du Nord. Par contre, Bourne (1979) a conclu que dans les dix premières années de l'exploitation pétrolière en mer du Nord, la mortalité des oiseaux attribuable à des torches était relativement faible et que la mortalité était en général le résultat de collisions ou de l'inanition d'oiseaux terrestres épuisés, souvent condamnés par le mauvais temps. Un programme dirigé de surveillance nocturne par Hope-Jones (1980) n'a permis d'observer aucune mortalité. Peu de cas de mortalité d'oiseaux de mer attribuable aux torches des plates-formes du PEES ont été consignés (Hurley 2000).

Bon nombre d'oiseaux terrestres de passage dans l'île de Sable sont probablement égarés de leur route migratoire en raison d'une erreur de navigation, de tempêtes ou de vents de terre (McLaren 1981b). D'autres peuvent être des migrateurs habituels qui font un arrêt dans les tronçons de migration relativement courts entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse ou la Nouvelle-Angleterre (Thomson et

coll. 2000). La déviation éventuelle des bruants des prés, *princeps* de leur petite « cible » qu'est l'île de Sable par les appareils de forage pourrait être une source d'inquiétudes. Stobo et McLaren (1985) ont toutefois signalé que ces bruants migrateurs voyagent dans de bonnes conditions météorologiques et lorsque le vent est favorable. Ce comportement associé au fait que pour les oiseaux en vol l'île est visible de l'emplacement de la plate-forme rend négligeable la probabilité d'une incidence de l'exploitation du projet sur le bruant des prés, *princeps*. De façon générale, les effets éventuels de la présence des torches et de l'éclairage dans le cadre du projet seront mineurs.

Rejets courants dans le cadre de l'exploitation

De faibles quantités de pétrole sur le plumage des oiseaux de mer peuvent entraîner leur mort ou diminuer leur succès de reproduction (Peakall et coll. 1987; Butler et coll. 1988). Les rejets courants, tels que les eaux usées et l'eau de drainage des ponts, ou de petits déversements chroniques, qui peuvent contenir du pétrole, sont susceptibles de mazouter les oiseaux, car de fines couches d'hydrocarbures sont souvent observées autour des plates-formes. La dispersion des hydrocarbures par les eaux usées a été modélisée pour le projet, et les résultats de cette modélisation sont présentés à l'annexe C. Une analyse de la pire éventualité indique que si tout le pétrole contenu dans les eaux usées remontait à la surface, une couche d'hydrocarbures d'environ 50 Fm se formerait près du tuyau d'évacuation et que cette couche n'aurait plus qu'une épaisseur de moins de 10 Fm à une distance d'environ 200 mètres. Des couches de si peu d'épaisseur ne sont toutefois pas susceptibles d'entraîner le mazoutage du plumage des oiseaux. L'eau mazouteuse sera traitée afin de réduire les concentrations de pétrole conformément aux lignes directrices sur le traitement de déchets extracôtiers (ONE et coll. 1996, et mises à jour). EnCana s'efforcera d'atteindre le but de 25mg/l de pétrole contenu dans les eaux usées. La moyenne de 30mg/l sur 30 jours exigée par les DTDE sera ainsi améliorée.

Par conséquent, il est peu probable que des oiseaux marins entrent en contact avec une quantité de pétrole suffisamment importante pour entraîner des effets directs sur les populations par la mortalité ou la diminution du succès de reproduction.

Mise hors service

Il est prévu que les interactions éventuelles entre le projet et les oiseaux marins pendant le déclassement seront semblables à celles de la phase de construction. Aucun effet environnemental néfaste n'est donc prévu.

Défectuosités et accidents

La contamination des eaux de surface en raison de l'éruption d'un puits de production pourrait poser un risque pour les oiseaux marins, notamment les alcidés, qui passent la majeure partie de leur temps sur la

surface de l'eau. Par contraste, les sternes, les mouettes et les goélands, qui passent moins de temps sur la surface de l'eau sont moins susceptibles d'être touchés par le mazoutage (Gochfield 1979). Les effets d'une éruption sur les oiseaux marins dépendraient de l'ampleur et du moment de l'événement, des conditions météorologiques et de la présence d'oiseaux de mer dans la zone. La modélisation de la trajectoire de déversements a montré que les nappes d'hydrocarbures se déplaceraient en général vers le sud-sud-est sous l'influence des courants de surface dominants et, de manière générale, en s'éloignant de l'île de Sable et des colonies d'oiseaux qui y trouvent refuge. Cependant, il faudrait noter que les courants dominants ne sont pas très puissants et que le déplacement des nappes dans la région peut aussi être influencé par les vents. La section 3 offre de plus amples renseignements sur la probabilité de déversements et leur comportement.

Les accidents découlant d'un important déversement de pétrole (c.-à-d. un déversement de 2 000 barils en une journée) poseraient pour les oiseaux marins un risque proportionnellement plus élevé qu'un déversement de plus faible ampleur. Toutefois, la probabilité d'éruptions ou de déversements d'une telle importance est très faible. L'utilisation du condensat comme carburant sur la plate-forme et l'injection des surplus réduiront la possibilité d'un déversement massif de condensat (p. ex. en raison de la rupture d'un pipeline sous-marin de condensat). Les procédures de prévention tiennent compte des pratiques standard d'ingénierie pour l'exploitation extracôtière du pétrole et du gaz. La planification des mesures d'intervention d'urgence pour le projet pourrait comprendre des mesures précises liées aux oiseaux, comme une opération de sauvetage d'oiseaux mazoutés sur les côtes à proximité.

EnCana s'est engagée à présenter à l'OCNEHE des rapports documentés sur tous les déversements résultant des activités du projet Deep Panuke, quelle que soit leur ampleur. Des mesures seront mises en œuvre afin d'exercer une surveillance et de réduire l'occurrence de tels accidents. Dans l'éventualité d'un tel événement, les procédures d'intervention en cas d'accident en place permettraient d'intervenir et d'effectuer une enquête afin de prendre toutes les mesures correctives qui s'imposent. De plus, tous les navires associés au projet Deep Panuke se conformeront à tous les règlements applicables en matière d'activité maritime, y compris ceux touchant l'évacuation des eaux de ballast et de fond de cale.

Des prélèvements d'échantillons de pétrole sur les oiseaux échoués à l'île de Sable ont été effectués entre 1996 et 2000. Certains de ces oiseaux ont été exposés à l'un ou plusieurs des produits suivants : pétrole brut altéré, carburant diesel, solvants, mazout de soute ou lourd, ou huile lubrifiante. Seulement un des 58 échantillons contenait, outre de l'huile lubrifiante et du mazout de soute, une composante mineure de pétrole brut de Cohasset, qui pourrait avoir été ramassé par la carcasse à la dérive (Z. Lucas, résident de l'île de Sable et chercheur, comm. pers. 2001). Ces résultats indiquent que les contaminants auxquels les oiseaux ont été exposés provenaient principalement du déballastage de réservoirs d'hydrocarbures de pétroliers de brut, lesquels sont d'immenses navires hauturiers propulsés au mazout lourd, et de l'évacuation des cales.

Dans le cas peu probable d'une éruption de gaz brut ou d'un puits d'injection des gaz acides, des rejets de sulfure d'hydrogène et de méthane dans l'atmosphère pourraient avoir des incidences néfastes sur des oiseaux dans un rayon de plusieurs kilomètres. Les distances critiques pour la santé et la sécurité des humains pendant des éruptions sont présentées à la section 6.3.1.4. Les effets sur les oiseaux à proximité de l'éruption dépendraient de la concentration des contaminants atmosphériques, des conditions météorologiques et de la capacité des oiseaux à déceler la qualité moindre de l'air et de prendre des mesures pour éviter la zone. Il est très peu probable qu'un tel événement touche des populations d'oiseaux de manière à avoir une incidence significative.

En somme, on ne prévoit pas que les effets environnementaux résiduels d'ensemble sur les oiseaux marins de dysfonctions ou d'accidents donnant lieu à un important déversement ou à une éruption seraient importants.

6.3.6.5 Évaluation des effets cumulatifs

Parmi les projets et activités qui peuvent interagir de manière à avoir des effets environnementaux cumulatifs sur les oiseaux marins dans la zone étudiée, on note la perturbation sonore causée par la circulation des navires et des aéronefs, l'exploration et la production pétrolière et gazière, la navigation et la pêche commerciale, le mazoutage résultant du pompage illégal des cales par des navires de passage et des déversements accidentels de diverses sources. Les oiseaux marins peuvent aussi être touchés par des activités et des projets réalisés ailleurs dans leurs aires de migration. Les populations d'oiseaux marins dans la zone étudiée peuvent aussi être touchées par des changements dans les populations de proies ou de prédateurs.

La construction du projet pourrait chevaucher dans le temps et dans l'espace la construction des Projets Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy. Cependant, ce chevauchement serait réduit, étant donné que le projet Hudson Energy est en suspens depuis mai 2002 et que le Projet Blue Atlantic devrait être relié aux côtes du sud-ouest de la Nouvelle-Écosse (c.-à-d. qu'il n'y aurait aucun chevauchement spatial dans la zone littorale).

L'aire de la population de sternes de Dougall de l'île Country s'étend jusqu'au sud-ouest de la Nouvelle-Écosse. Aussi, avec le Projet Blue Atlantic, il pourrait y avoir un chevauchement géographique des effets cumulatifs sur cette population. On ne prévoit aucun autre effet néfaste du Projet Deep Panuke sur la population de sternes de Dougall. Le Projet Blue Atlantic, dans sa zone, est aussi censé être soumis à de rigoureuses exigences de protection des populations de sternes de Dougall, afin d'éviter les possibilités d'effets cumulatifs.

Tout effet cumulatif résiduel se limiterait à la circulation maritime et au bruit, aux lumières ainsi qu'aux évacuations routinières qui lui sont associés. Ces effets seraient temporaires et réversibles. On tient pour

acquis que tous les projets réalisés à proximité de l'île Country (c.-à-d. Neptune) respecteront les mêmes exigences que le projet Deep Panuke, ce qui réduira au minimum les effets cumulatifs sur les colonies de sternes de Dougall. Étant donné que les effets de la construction du projet sont considérés comme réversibles, on ne prévoit aucune interaction cumulative sur les oiseaux marins entre les effets de la construction du projet et ceux de ces projets à venir.

Des activités sismiques et exploratoires seront réalisées dans la zone de concession Panuke d'EnCana et à l'extérieur de celle-ci, et EnCana entreprendra des activités d'exploration sismique à proximité de la concession Panuke (activités non liées au projet Deep Panuke). Les activités de forage exploratoire dans une région donnée étant généralement de courte durée (de 60 à 90 jours) et localisées, il n'est pas probable qu'elles auront des effets néfastes sur les oiseaux marins. Outre le caractère temporaire et localisé des forages exploratoires, la probabilité d'effets cumulatifs avec le projet Deep Panuke est réduite encore davantage par la dispersion de ces activités et l'absence de chevauchement spatial et temporel après la phase de construction. L'OCNEHE (1998) a prévu que les effets éventuels de futures explorations sismiques sur les oiseaux de mer seraient négligeables, étant donné qu'aucune perturbation ou mortalité n'ont été observées lors des quelques études réalisées dans le cadre de programmes sismiques. Il n'est donc pas probable que des activités sismiques à venir auront une interaction cumulative avec les activités du projet. Dans le même ordre d'idées, Thomson et coll. (2000) ont conclu que le bruit produit par le futur forage exploratoire n'aurait pas d'effets cumulatifs sur les oiseaux marins, quoique le forage concurrent de puits d'exploration pourrait accroître les niveaux de bruit dans un certain nombre de sites.

Selon les résultats des programmes de surveillance permanents mis en œuvre pour le PEES, il est peu probable que des effets néfastes attribuables à la construction ou l'exploitation du PEES auront une interaction cumulative avec le projet Deep Panuke. Si les oiseaux sont attirés par les lumières ou les torches des plates-formes du projet Deep Panuke (pendant la construction ou l'exploitation), rien n'indique que de tels effets se combineront à ceux d'autres plates-formes ou appareils de forage dans la zone étudiée (y compris les plates-formes de la phase II du PEES) pour produire des effets cumulatifs importants.

La circulation des navires et des aéronefs liée au projet s'ajoutera au trafic maritime existant et à venir dans la zone étudiée; cependant, le volume de circulation des navires dans le cadre du projet est minime en comparaison de celui qui est lié au transport, au tourisme et à la pêche, et on ne prévoit pas qu'il engendrera des effets cumulatifs significatifs. Tout effet cumulatif du mazoutage causé par le pompage illégal des cales et les déversements chroniques serait additif et dépendrait de la densité. Tel qu'exposé dans la section traitant des effets environnementaux de l'exploitation, EnCana mettra en place des mesures visant à gérer les petits comme les grands déversements, et leurs nappes, associés aux activités du projet. Ces mesures seront indiquées dans le Plan d'intervention en cas de déversement qui fait

actuellement l'objet d'une révision par le ministère de l'Environnement et le ministère des Pêches et des Océans (MPO).

On ne prévoit pas que le projet proposé d'éoliennes dans l'île de Sable ait des effets importants sur les populations d'oiseaux de l'île, y compris sur la population de sternes de Dougall. Le personnel à l'île de Sable élaborera, en collaboration avec le Service canadien de la faune (SCF), le Sable Island Preservation Trust et le Service météorologique du Canada, un plan de surveillance pour vérifier si son incidence conforme aux prédictions (SMC 2002). Les interactions du projet Deep Panuke avec les populations d'oiseaux de l'île de Sable seront minimales en raison de l'évitement de l'île par les hélicoptères et les navires. Les effets cumulatifs éventuels sur les habitats de reproduction ou d'élevage des oiseaux marins dans l'île de Sable seront atténués par la conformité au plan d'intervention d'urgence pour l'île de Sable (Garde côtière canadienne 1994) et au code de pratiques d'EnCana pour l'île de Sable.

6.3.6.6 Suivi et surveillance

Un programme de surveillance des oiseaux marins sera conçu et mis en œuvre dans le cadre du projet en consultation avec le ministère de l'Environnement et le SCF. Les dispositions pour l'identification et la vérification des effets prévus, et les mesures d'atténuation appropriées, et particulièrement la surveillance, comprendront des relevés périodiques effectués à partir de la plate-forme, ainsi que des recherches matinales quotidiennes pour déterminer s'il y a des oiseaux morts, mazoutés ou autrement affaiblis sur les plates-formes, ainsi que des observations occasionnelles (mais systématiques) pendant la nuit pour documenter le comportement des oiseaux près des torches et autour des plates-formes illuminées. Des observations périodiques d'oiseaux de mer à partir de navires en route vers le site seront également effectuées. La surveillance sera réalisée par des observateurs indépendants, conformément à des protocoles scientifiques reconnus. Des ornithologues seront embauchés périodiquement pour former les observateurs, vérifier les observations de ces derniers et collaborer à des études spécialisées, au besoin. EnCana a également engagé un biologiste résident indépendant pour effectuer des expertises sur les oiseaux mazoutés et mettre en œuvre des programmes environnementaux spécialisés dans l'île de Sable. Les employés et contractuels d'EnCana respecteront les procédures approuvées et établies pour le traitement des oiseaux blessés ou en détresse sur les navires ou les plates-formes extracôtières. Ce protocole sera compris dans le plan de protection de l'environnement. Si le protocole de Williams et Chardine (1999) doit être utilisé pour le lâcher des pétrels échoués sur les bateaux ou les structures extracôtières, un permis sera nécessaire, sous l'égide de la Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs et ses réglementations. EnCana déterminera, par le biais de consultations avec le Service canadien de la faune, l'intervention d'urgence la plus efficace pour traiter les oiseaux mazoutés.

En ce qui concerne les sternes de Dougall à l'île Country, EnCana collaborera avec des chercheurs du département de l'Environnement de l'Université Dalhousie dans l'île Country pour surveiller les effets

éventuels de la mise en place du pipeline sur les Sternes de Dougall. Le programme de suivi devrait comprendre : une étude sur la sterne de Dougall dans l'île Country et ses îles environnantes, avant de débiter les travaux de canalisation; la surveillance de la fertilité des sternes de Dougall dans les années qui précèdent les travaux de canalisation et pendant ceux-ci; la surveillance des activités de recherche de nourriture des sternes de Dougall avant, pendant et après les activités de canalisation.

6.3.6.7 Utilisation durable des ressources renouvelables

On ne prévoit aucun effet environnemental résiduel néfaste significatif sur cet élément important de l'écosystème. Il n'est donc pas nécessaire de pousser plus loin l'évaluation de l'utilisation durable des ressources renouvelables.

6.3.6.8 Résumé de l'évaluation des effets environnementaux résiduels

Selon les prévisions, les effets environnementaux résiduels de la construction et de l'exploitation sur les oiseaux marins, y compris les effets environnementaux cumulatifs, ne seront pas importants. Une éruption ou un déversement d'envergure ne devrait pas toucher une proportion importante de la population d'oiseaux et par conséquent, ne devraient pas engendrer d'effets environnementaux néfastes significatifs. Le plan d'intervention d'urgence d'EnCana visera à minimiser les effets néfastes dans le cas peu probable d'un déversement; la surveillance environnementale consécutive aux déversements tentera de vérifier l'amplitude de toute incidence. On ne prévoit pas que les activités du projet discutées ci-dessus interagissent avec d'autres activités ou projets antérieurs, actuels ou à venir de manière à avoir des effets cumulatifs importants. Les tableaux 6.36 et 6.37 résument les effets environnementaux résiduels prévus sur les oiseaux marins.

Tableau 6.36 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : oiseaux marins

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
CONSTRUCTION									
Battage de pieux	<ul style="list-style-type: none"> Répulsion ou dérangement causé par le bruit (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune mesure d'atténuation recommandée 	1	2	1/1	R	2	N	3
Circulation maritime et aérienne	<ul style="list-style-type: none"> Répulsion ou dérangement causé par le bruit et la présence de navires/aéronefs (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Éviter les colonies et les fortes concentrations d'oiseaux en général Adhérer aux codes de pratique relatifs à l'île Country (y compris la zone tampon de 2 km) et à l'île de Sable Éviter les activités de pose de canalisations dans les environs de l'île Country, du 1^{er} mai au 20 juin 	1	2	2/4	R	2	N	3
Mobilisation temporaire, présence d'installation de forage autoélevatrice, forage de puits	<ul style="list-style-type: none"> Répulsion ou dérangement causé par le bruit (N) Attraction des oiseaux causée par les feux et les torches (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune mesure d'atténuation recommandée 	1	2	2/6	R	2	N	3
Pose de canalisations/Excavation de tranchées	<ul style="list-style-type: none"> Répulsion ou dérangement causé par le bruit et la présence de navires (N) Attraction des oiseaux causée par les feux (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Adhérer aux codes de pratique relatifs à l'île Country (y compris la zone tampon de 2 km) Éviter les activités de pose de canalisations dans les environs de l'île Country, du 1^{er} mai au 20 juin 	1	1	2/6	R	2	N	3

Tableau 6.36 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : oiseaux marins

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
EXPLOITATION									
Présence de plates-formes et autres activités de plates-formes	<ul style="list-style-type: none"> Attraction causée par les feux et les eaux usées (N) Autres déversements de routine (ex. : eau produite, eau de drainage des ponts) (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Gestion des déversements opérationnels de routine, conformément aux LDTDE Mise en place de procédures d'évitement, de surveillance et d'enquête sur les déversements répétitifs 	1	1	5/6	R	2	N	3
Torchage	<ul style="list-style-type: none"> Attraction des oiseaux causée par les torches (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Réduire les besoins en torchage 	1	1	1/2	R	2	N	3
Circulation maritime et aérienne	<ul style="list-style-type: none"> Répulsion ou dérangement causé par le bruit (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Éviter les colonies et les fortes concentrations d'oiseaux en général Adhérer aux codes de pratique relatifs à l'île Country (y compris la zone tampon de 2 km) et à l'île de Sable 	1	4	5/6	R	2	N	3
DÉFECTUOSITÉS ET ACCIDENTS									
Éruption de puits	<ul style="list-style-type: none"> Mazoutage d'espèces (N) Aspiration de contaminants de l'air (H₂S et CH₄) (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Normes techniques et de conception Mise en place d'un plan de mesures d'urgence et d'un Plan de d'intervention en cas de déversement 	2	3	1/0	R	2	N	3
Déversements de plates-formes	<ul style="list-style-type: none"> Mazoutage d'espèces (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Normes techniques et de conception Mise en place d'un plan de mesures d'urgence et d'un Plan de d'intervention en cas de déversement 	1	3	1/1	R	2	N	3

Tableau 6.36 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : oiseaux marins

Activité du projet	Effet environnemental positif (P) ou négatif (N) potentiel	Mesures d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets environnementaux					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
Torchage	<ul style="list-style-type: none"> Attraction des oiseaux causée par les torches (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Réduire les besoins en torchage 	1	1	1/2	R	2	N	3

CLÉ

Amplitude : 1= faible : ex. : groupe ou habitat donné, localisé, une génération ou moins, dans les limites de la fluctuation naturelle; 2 = moyenne : ex. : partie d'une population ou d'un habitat, 1 ou 2 générations, changement rapide et imprévisible, temporairement hors des limites de la fluctuation naturelle; 3 = élevée : ex. : touchant tout un stock, toute une population ou tout un habitat, hors des limites de la fluctuation naturelle.

Étendue géographique : 1 = < 500 m²; 2 = de 500 m² à 1 km²; 3 = de 1 à 10 km²; 4 = de 11 à 100 km²; 5 = de 101 à 1000 km²; 6 = > 1000 km²

Durée : 1 < 1 mois; 2 = de 1 à 12 mois; 3 = de 13 à 36 mois; 4 = de 37 à 72 mois; 5 > 72 mois

Fréquence : 0 = peu probable; 1 < 11 événements/année; 2 = de 11 à 50 événements/année; 3 = de 51 à 100 événements/année; 4 = de 101 à 200 événements/année; 5 = > 200 événements/année; 6 = en continu

Reversibility: R=Reversible; I=Irreversible

Contexte écologique/socioculturel/économique : 1 = zone vierge; 2 = zone touchée par l'activité humaine; 3 = preuves d'effets négatifs

Effet environnemental résiduel : S = effet négatif significatif; N = effet négatif non significatif; P = effet positif

Confiance : 1 = faible niveau de confiance; 2 = niveau moyen de confiance; 3 = niveau élevé de confiance

Tableau 6.37 Résumé des effets environnementaux résiduels : oiseaux marins (toutes les phases)

Stade	Classement des effets environnementaux résiduels	Probabilité d'effets négatifs significatifs	
		Probabilité d'occurrence	Incertitude scientifique
Construction	N	S.O.	S.O.
Exploitation	N	S.O.	S.O.
Déclassement	N	S.O.	S.O.
Disfonctionnements et accidents	N	S.O.	S.O.

CLÉ

Classement des effets résiduels : S = effet environnemental négatif important; N= effet environnemental négatif non important; P = effet environnemental positif

Probabilité d'occurrence : selon l'avis des experts; 1 = faible; 2 = moyenne; 3 = élevée; S.O. = sans objet (l'effet ne devrait pas être significatif)

Incertitude scientifique selon l'avis des experts et l'analyse statistique, ou l'avis des experts; 1 = faible niveau de confiance; 2 = niveau moyen de confiance; 3 = niveau élevé de confiance; S.O. = sans objet (l'effet ne devrait pas être significatif)

6.3.7 Île de Sable

6.3.7.1 Limites

Les limites temporelles de l'évaluation des effets potentiels du projet à l'île de Sable ont été déterminées en tenant pour acquis que le déséquilibre entraîné par le trafic maritime et aérien – ou les accidents qui leur sont attribuables – pouvait survenir n'importe quand durant les phases de construction, d'exploitation et de déclassement du projet. Par conséquent, on a choisi d'étaler les limites temporelles sur toute l'année pendant la durée totale du projet. Quant aux limites spatiales de l'évaluation, on a choisi le Refuge d'oiseaux de l'île de Sable, qui englobe toute l'île et l'habitat s'étendant de l'intérieur du refuge aux eaux de marée adjacentes.

L'évaluation et les discussions sur les effets environnementaux du projet dans l'île de Sable sont essentiellement axées sur des questions associées à l'habitat plutôt que sur les espèces résidentes et migratoires, comme les phoques et l'avifaune. Les effets potentiels du projet sur ces groupes sont abordés respectivement aux Sections 6.3.5 et 6.3.6 de ce rapport.

6.3.7.2 Critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels

Un effet environnemental négatif **important** sur l'environnement se définit par un effet pouvant altérer l'habitat de l'île de Sable sur les plans physique, chimique ou biologique, en qualité ou en quantité, à tel

point qu'il provoque un déclin de la diversité des espèces à l'intérieur de l'habitat. Cet effet se traduirait par un déclin de l'abondance et/ou un changement dans la distribution de la flore et de la faune dans la région de l'île de Sable, dans une proportion telle que même le recrutement naturel (reproduction et immigration à partir de zones intactes) ne parviendrait pas à enrayer, même après plusieurs générations, le déclin de la population pour la rétablir à son niveau précédent.

Par contre, un effet **positif** se définit comme un état pouvant améliorer la qualité de l'habitat de l'île de Sable et/ou accroître la superficie de la zone protégée.

6.3.7.3 Interactions potentielles, questions et préoccupations

Parmi les questions et préoccupations associées aux activités du projet et aux interactions potentielles avec l'île de Sable, mentionnons :

- la pollution par le bruit causée par le trafic maritime et aérien est une source de perturbation potentielle pouvant nuire animaux sauvages quant à l'utilisation de leur habitat dans l'île de Sable;
- les effets néfastes sur l'habitat intertidal, la végétation (notamment la stabilité des dunes), les mammifères et les oiseaux causés par le contact avec des produits pétroliers advenant un déversement accidentel atteignant les rives;
- les effets sur la végétation et la faune attribuables à la transmission des contaminants dans l'air, causée par le torchage de gaz acide (SO₂) et l'éruption de puits d'injection (H₂S).

Selon la modélisation de la trajectoire et du comportement des déversements accidentels d'hydrocarbures (consulter la section 3.5), la nappe de pétrole se dissiperait bien avant d'atteindre l'île de Sable; il apparaît donc fort peu probable que l'île puisse être polluée par un déversement d'hydrocarbures.

6.3.7.4 Analyse, mesures d'atténuation et prévision des effets résiduels

Construction

Les activités de construction engendreront la circulation de navires et d'aéronefs; toutefois, non seulement aucun hélicoptère ne fera d'atterrissages courants dans l'île de Sable, mais aucune activité du projet ne se déroulera dans son entourage immédiat. Les effets potentiels du trafic des hélicoptères à l'île de Sable lors de mesures d'urgence et d'événements exceptionnels sont décrits plus en détail dans la discussion sur les dysfonctionnements et accidents.

En raison, d'une part, de la faible interaction entre les activités de construction du projet et l'île de Sable et, d'autre part, de l'adoption par EnCana d'un code de pratique pour la protection de l'île de Sable, on ne prévoit aucun effet néfaste du projet sur l'environnement pendant la phase de construction.

Exploitation

Les effets potentiels des activités d'exploitation courantes sur l'environnement de l'île de Sable seront semblables aux effets des activités de construction. Les émissions provenant des activités courantes pourront être détectées à la station de surveillance de la qualité de l'air, qui sera aménagée dans l'île en 2002. Néanmoins, ces émissions n'entraîneraient qu'une augmentation mineure des concentrations ambiantes, même durant le pire scénario, et une augmentation négligeable des concentrations moyennes à long terme. Les émissions provenant des activités courantes ne provoqueraient aucun effet mesurable sur la flore et la faune de l'île. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste important sur l'environnement attribuable aux activités d'exploitation du projet.

Mise hors service

Les effets potentiels des activités de déclassement sur l'environnement de l'île de Sable seront semblables aux effets des activités de construction et d'exploitation. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste important sur l'environnement attribuable aux activités de déclassement du projet.

Défectuosités et accidents

Les navires n'accosteront à l'île et les hélicoptères n'y atterriront seulement en cas d'urgence ou lors de situations exceptionnelles (c.-à-d. l'entretien de la station de ravitaillement aménagée dans l'île). Advenant une situation exigeant l'atterrissage d'un hélicoptère, l'accostage d'un navire ou une autre intervention à proximité de l'île se fera en conformité avec le code de pratique pour la protection de l'île de Sable et le Plan d'intervention en cas d'urgence dans l'île de Sable (Garde côtière canadienne 1994). Afin de prévenir les effets néfastes potentiels sur l'environnement qu'entraînerait le trafic maritime, EnCana aménagera une zone tampon de 2 km autour de l'île pour ses opérations. Advenant l'obligation d'atterrir dans l'île (c.-à-d. à la station existante de ravitaillement pour les hélicoptères), les hélicoptères éviteront de voler au-dessus et d'atterrir à proximité des grands troupeaux de chevaux et de phoques, tandis que les pilotes respecteront les directives du gestionnaire de l'île sur les sites occupés par des colonies de sternes en période de nidification. De plus, on préconisera les approches d'atterrissage à angles droits par rapport à l'axe de l'île, le plus verticalement possible, pour minimiser la zone exposée au vol à basse altitude. EnCana maintient à l'île de Sable une station de ravitaillement pour les hélicoptères qui est entièrement équipée pour la prévention des déversements, le confinement et la mise en œuvre de mesures d'atténuation.

Des déversements de pétrole (condensat) à grande échelle provoqués par des accidents ou déficiences associées au projet sont très peu probables (consulter la section 3.2). Selon la modélisation du comportement de déversement, il est peu probable que l'île de Sable sera polluée par un déversement accidentel d'hydrocarbures provenant de la plate-forme de Panuke, car on estime que la nappe de pétrole s'éloignerait de l'île vers le sud-sud-ouest, sous l'influence des courants de surface prédominants. Même si les conditions entraînaient la nappe en direction de l'île, on pense qu'elle se dissiperait avant de l'atteindre (consulter la section 3.5). Le Plan d'intervention en cas de déversement réduirait les effets néfastes sur l'environnement, même dans la faible éventualité d'un déversement important. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste sur l'environnement de l'île de Sable attribuable aux déversements d'hydrocarbures.

En cours de projet, lors d'un accident ou d'une déficience, il pourrait se produire un torchage de gaz acide au site Deep Panuke; cette situation pourrait durer de quelques minutes à un maximum de cinq mois, une éventualité extrême et très improbable. On procédera également au torchage au moment où le système de gestion du gaz acide sera soumis aux opérations d'entretien planifiées. Le torchage de gaz acide engendrera la production de SO₂, qui pourrait interagir avec la végétation de l'île de Sable. Mais dans le pire des scénarios, même une concentration au sol maximale (moins de 0,002 mg/m³) est insuffisante pour causer la mort de végétaux ou engendrer des symptômes d'intoxication perceptibles. Une exposition continue à long terme des végétaux aux niveaux de SO₂ prévus pourrait provoquer une diminution de leur taux de croissance pendant une saison, en présumant que l'exposition a lieu pendant leur saison de croissance. Il y a très peu de risques que des conditions entraînant une concentration au sol maximale de SO₂ persistent, par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste important sur la végétation de l'île. Les concentrations de SO₂ à l'île de Sable engendrées par le torchage de gaz acide au site de Deep Panuke seraient trop faibles pour causer des problèmes de santé chez les animaux sauvages. On a remarqué que «à peu d'exceptions près, l'exposition chronique au SO₂ n'engendre pas d'effets observables à des concentrations < 20 ppm (52,4 mg/m³) » (Sullivan et Kreig 1992).

Les taux d'aérosols acides – de quelque nature qu'ils soient – potentiellement transportés à l'île de Sable seraient si faibles qu'ils seraient tenus pour négligeables, d'autant plus que l'île n'est pas considérée comme une zone vulnérable aux précipitations acides (D. Waugh, Environnement Canada, comm. pers. 2001). En général, la plupart des aérosols acides produits sur la plate-forme se déposeront dans l'océan, où ils seront rapidement neutralisés.

Dans le cas très improbable de l'éruption d'un puits d'injection de gaz acide, tout porte à croire que les animaux sauvages de l'île de Sable pourraient être exposés à une concentration au sol maximale de 5,8 mg/m³ de H₂S pendant une heure. L'exposition – si elle se produisait – serait temporaire étant donné la courte durée de la période d'émission. Ce phénomène ne causerait ni la mort d'animaux sauvages dans l'île ni d'effets néfastes permanents sur leur santé. Les effets à court terme sur leur santé se résumeraient à une irritation des yeux et des voies respiratoires supérieures. Selon les publications

scientifiques, les oiseaux sont plus sensibles que les mammifères aux effets de l'exposition à de faibles taux de H₂S. Les effets prévus n'apparaîtraient qu'après une longue période d'émission et la présence des pires conditions météorologiques, qui ne sauraient durer. Étant donné la faible probabilité de dangers associés à l'exposition au H₂S dans l'île de Sable et la concentration éventuelle inférieure aux taux mortels observés, on peut conclure qu'aucun effet néfaste important ne devrait compromettre la santé des animaux de l'île.

6.3.7.5 Évaluation des effets cumulatifs

Au fil du temps, l'intégrité de l'île de Sable a été altérée par les activités humaines, notamment la culture, l'introduction d'espèces allogènes, la construction de routes, l'aménagement de structures et d'installations (p. ex. la station de ravitaillement pour les hélicoptères et les installations de sécurité marine), la prospection de gisements d'hydrocarbures (p. ex. le forage du puits C-67 par Mobil en 1967) et la présence humaine. L'île a aussi été affectée par des déversements liés au transport maritime et aux activités d'exploitation extracôtière d'hydrocarbures. De plus, les processus naturels continuent de modifier la configuration physique de l'île et, par conséquent, l'habitat de nombreuses espèces végétales et animales.

En 2002, on prévoit mettre en branle un projet d'éoliennes dans l'île de Sable (Sable Island Wind Turbine Project), ce qui aura pour conséquences possibles une augmentation du trafic maritime pendant la construction et des interactions mineures avec les oiseaux de l'île pendant les opérations. Étant donné que le projet Deep Panuke ne chevauchera pas la construction des éoliennes et qu'il y aura peu ou pas d'interactions entre les deux projets pendant leur phase opérationnelle, on ne prévoit aucun effet néfaste cumulatif.

On ne prévoit aucun effet néfaste important dans l'île de Sable attribuable aux activités courantes associées aux phases de construction, d'exploitation et de déclassement. Mentionnons à cet égard d'une part, que les hélicoptères et les navires – dont le bruit pourrait entraîner des effets cumulatifs sur les animaux – ne s'approcheront pas de l'île pendant les activités courantes et, d'autre part, que des mesures d'atténuation seront mises en œuvre pour minimiser les effets néfastes potentiels du trafic en situation exceptionnelle. De plus, étant donné la position des plates-formes Thebaud et Deep Panuke du Projet énergétique extracôtière de l'île de Sable, leurs panaches d'émissions atmosphériques ne se recoupent pas, ce qui épargne l'île (p. ex. selon le pire scénario, chaque panache diminuerait de moins de 10 % la qualité de l'air de l'autre plate-forme); par conséquent, on prévoit que les effets cumulatifs sur l'environnement du projet Deep Panuke combinés à ceux d'autres projets ou activités, futurs ou actuels, seront négligeables.

6.3.7.6 Suivi et surveillance

Advenant la nécessité d'une interaction entre le trafic maritime ou aérien et l'île, on respectera le code de pratique pour la protection de l'île de Sable et toutes réactions négatives des animaux ou autres effets néfastes lui étant attribuables qu'on aura observés seront consignés et signalés aux organismes de réglementation concernés. Le biologiste résident a été mandaté pour signaler toute interaction des activités du projet avec la flore et la faune de l'île. Si un déversement accidentel d'hydrocarbures devait se produire dans le cadre du projet, il y a très peu de risques qu'il entraîne quelque effet néfaste que ce soit pour l'île. Néanmoins, si un tel incident survenait, on mettrait en œuvre des mesures de suivi et de surveillance pour confirmer le nettoyage et la récupération.

EnCana parraine l'aménagement de la station de surveillance de la qualité de l'air de l'île de Sable au moyen de contributions financières et de conseils techniques au Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) et de sa participation aux groupes de travail concernés.

6.3.7.7 Utilisation durable des ressources renouvelables

Puisqu'on ne prévoit aucun effet néfaste résiduel important sur cet élément important d'un écosystème, il est inutile de procéder à une évaluation plus approfondie de l'utilisation durable des ressources renouvelables.

6.3.7.8 Résumé de l'évaluation des effets environnementaux résiduels

Le fait que le trafic maritime et aérien évitent l'île constituera une mesure d'atténuation adéquate contre les effets néfastes potentiels qui lui sont attribuables. Selon la modélisation de la trajectoire du déversement, la distance et l'emplacement de l'île par rapport aux activités du projet feraient en sorte qu'elle serait protégée des effets néfastes d'un déversement accidentel d'hydrocarbures. On ne prévoit aucun effet néfaste important sur la qualité de l'air, la végétation et la faune découlant des opérations courantes ou des déversements accidentels. En résumé, on ne prévoit aucun effet résiduel néfaste important sur l'environnement de l'île attribuable aux activités du projet. Les tableaux 6.38 et 6.39 résument les effets résiduels prévus sur l'environnement de l'île attribuables aux activités du projet.

Tableau 6.38 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : île de Sable

Activité du projet	Effets néfastes potentiels sur l'environnement	Mesures d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets néfastes sur l'environnement					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
CONSTRUCTION, EXPLOITATION, DÉCLASSEMENT									
Trafic aérien-maritime (situations exceptionnelles)	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation de la faune (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Éviter de survoler l'île; maintenir une zone tampon de 2 km pour le trafic maritime Mettre en œuvre le plan d'intervention en cas d'urgence dans l'île de Sable et le code de pratique pour la protection de l'île de Sable 	2	3	1/1	R	2	N	3
DÉFECTUOSITÉS ET ACCIDENTS									
Torchage de gaz acide	<ul style="list-style-type: none"> Légère dégradation de la qualité de l'air (essentiellement émissions de SO₂) 	<ul style="list-style-type: none"> Procéder à des entretiens courants et mettre en œuvre les mesures de prévention Suivre la procédure de torchage du PPE 	1	3	1/1	R	2	N	3
Éruption de puits d'injection	<ul style="list-style-type: none"> Légère dégradation de la qualité de l'air (essentiellement émissions H₂S) 	<ul style="list-style-type: none"> Procéder à des entretiens courants et mettre en œuvre les mesures de prévention Mettre en œuvre le PMU 	1	3	2/0	R	2	N	3

Tableau 6.38 Matrice d'évaluation des effets environnementaux résiduels : île de Sable

Activité du projet	Effets néfastes potentiels sur l'environnement	Mesures d'atténuation	Critères pour l'évaluation des effets néfastes sur l'environnement					Effet environnemental résiduel	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culturel et économique		
Trafic aérien-maritime	<ul style="list-style-type: none"> Perturbation de la faune (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Éviter de survoler l'île; maintenir une zone tampon de 2 km pour le trafic maritime Procéder à des entretiens courants et mettre en œuvre les mesures de prévention Mettre en œuvre le plan d'intervention en cas d'urgence dans l'île de Sable et le code de pratique pour la protection de l'île de Sable 	2	3	1/1	R	2	N	3

CLÉ

Portée : 1= faible : p. ex. groupe ou habitat spécifique, localisé, une génération ou moins, à l'intérieur de l'écart naturel; 2 = moyenne : p. ex. portion d'une population ou d'un habitat, 1 ou 2 générations, changement rapide et imprévisible, temporairement à l'extérieur de l'écart naturel; 3 = élevée : p. ex. toute une espèce, une population ou tout un habitat à l'extérieur de l'écart naturel.

Aire géographique : 1=<500 m²; 2=500 m² – 1 km²; 3=1–10 km²; 4=11–100 km²; 5=101–1000 km²; 6=>1000 km²

Durée : 1=<1 mois; 2=1–12 mois; 3=13–36 mois; 4=37–72 mois; 5=>72 mois

Fréquence : 0=nulle; 1=<11 épisodes/année; 2=11–50 épisodes/année; 3=51–100 épisodes/année; 4=101–200 épisodes/année; 5=>200 épisodes/année; 6=permanent

Réversibilité : R=Réversible; I=Irréversible

Contexte écologique/socioculturel/économique : 1=zone vierge; 2=zone perturbée par l'activité humaine; 3=effets néfastes constatés

Effet résiduel sur l'environnement : S=significatif; N=non significatif; p=positif

Niveau de confiance : 1=faible; 2=moyen; 3=élevé

Tableau 6.39 Résumé des effets environnementaux : résiduels l'île de Sable (toutes les phases)

Phase	Effet résiduel sur l'environnement	Probabilité d'effets néfastes importants	
		Probabilité de réalisation	Incertitude scientifique
Construction	N	S/O	S/O
Exploitation	N	S/O	S/O
Mise hors service	N	S/O	S/O
Défectuosités et accidents	N	S/O	S/O

CLÉS

Classement des effets résiduels : S = effet environnemental négatif important; N= effet environnemental négatif non important; P = effet environnemental positif

Probabilité d'occurrence : selon l'avis des experts; 1 = faible; 2 = moyenne; 3 = élevée; S.O. = sans objet (l'effet ne devrait pas être significatif)

Incertitude scientifique selon l'avis des experts et l'analyse statistique, ou l'avis des experts; 1 = faible niveau de confiance; 2 = niveau moyen de confiance; 3 = niveau élevé de confiance; S.O. = sans objet (l'effet ne devrait pas être significatif)

6.3.8 Environnement côtier

6.3.8.1 Limites

Les limites temporelles de l'évaluation de l'environnement côtier englobent la période de construction en milieu terrestre du pipeline et des autres installations (entre 3 et 4 mois) ainsi que les inspections courantes et les activités d'entretien durant les opérations. Elles englobent également le déclassement éventuel du pipeline et des installations connexes. Quant aux limites spatiales, elles englobent la zone côtière à l'étude présentée à la figure 2.6. L'emprise finale de 25 m de largeur sera choisie à l'intérieur de cette zone.

6.3.8.2 Critères d'évaluation des effets environnementaux résiduels

Un effet environnemental négatif **important** est un effet qui entraîne un déclin dans l'abondance et/ou un changement dans la distribution d'une ou de plusieurs populations d'espèces dépendantes de l'habitat perturbé dans une proportion telle que même le recrutement naturel (reproduction et immigration à partir de zones intactes) ne parviendrait pas à enrayer, même après plusieurs générations, le déclin de la population pour la rétablir à son niveau précédent.

Par contre, un effet **positif** est un effet qui peut améliorer un habitat en qualité ou en quantité.

6.3.8.3 Interactions, problèmes et inquiétudes potentiels

L'aménagement linéaire d'emprise pour la construction côtière de pipelines d'hydrocarbures, de lignes de transport d'électricité et de routes n'est pas un phénomène à part en Nouvelle-Écosse ou ailleurs au Canada. Néanmoins, des plans de protection environnementale rigoureux et des mesures d'atténuation efficaces permettent de réduire ou d'éliminer les effets néfastes de ce genre de projets sur l'environnement.

Parmi les questions et préoccupations sur les activités du projet et les interactions avec l'environnement côtier, mentionnons :

- la destruction ou la perturbation d'habitat entraînée par l'abattage ou l'essouchage et l'enlèvement des morts-terrains durant la construction du pipeline;
- la crainte chez les différentes espèces de fréquenter leur habitat dans la zone du projet à cause de la pollution par le bruit et de la présence humaine durant les phases de construction, d'entretien courant des installations, de déclassement et d'abandon;
- l'érosion et la sédimentation des marécages et des étendues d'eau entraînée par les perturbations du sol durant la construction;
- la destruction du système hydrologique entraînée par l'aménagement de tranchées dans les marécages;
- les collisions entre les véhicules et les animaux durant les activités de construction et d'entretien;
- la perturbation des animaux par le bruit provenant du trafic aérien;
- la destruction des habitats entraînée par les activités de contrôle de la végétation durant la phase d'exploitation;
- les effets sur la végétation, la faune et les poissons entraînés par des accidents – notamment des déversements d'essence, de lubrifiant ou de liquide hydraulique –, des feux de forêt ou une rupture du pipeline.

6.3.8.4 Analyse, mesures d'atténuation et prévision des effets

Construction

Les principaux effets sur l'environnement durant la phase de construction se traduiront, d'une part, par la perturbation et la destruction d'habitats au moment de l'aménagement de l'emprise et des installations connexes et, d'autre part, par la pollution par le bruit associée à la présence humaine et à l'utilisation de l'équipement. On aura besoin d'environ 7 à 8 ha de terrain pour aménager l'emprise du pipeline et d'un autre 0,20 ha pour les installations de télémessure et d'entretien. Les travaux de construction du pipeline sont temporaires, c'est pourquoi les effets néfastes du bruit et de la présence humaine seront

limités, dans les différentes zones de travail, à la période de construction, laquelle sera d'une durée de 2 à 3 mois. Les effets de la construction des autres installations côtières seront également localisés et temporaires.

Les besoins en matière de voies d'accès et de zones de travail temporaires durant la construction et de voies d'accès et d'installations côtières permanentes ainsi que leur emplacement précis seront déterminés à la conception finale. Les emplacements du chemin et du corridor d'accès et des zones de travail seront déterminés en tenant compte des contraintes techniques et environnementales ainsi que de tous les règlements et de toutes les lignes directrices applicables (consulter la section 2.3.3). Le PPE comprendra des mesures de protection approuvées pour l'aménagement dans la province de chemins, de routes, de corridors de lignes de transport d'électricité et d'autres types d'infrastructures sur des terrains similaires. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste important attribuable aux voies d'accès, aux zones de travail temporaires et aux corridors de service.

Le tracé du pipeline évitera les marécages et le ruisseau Betty's Cove.

Végétaux rares

Les activités de construction comme la coupe et l'essouchage, l'aménagement de tranchées et le remplissage peuvent perturber physiquement l'habitat de végétaux rares, notamment l'habitat du comandre livide. Au total, plus de 200 pousses de comandre livide ont été trouvées sur le site de deux marécages de la zone à l'étude. L'emprise du pipeline épargnera les marécages. S'il devient nécessaire d'aménager l'emprise près des marécages, des mesures d'atténuation seront mises en œuvre pour minimiser les effets sur cette espèce, notamment :

- l'utilisation d'une toile géotextile ou l'aménagement d'un chemin de rondins pour minimiser la perturbation des substrats des marécages;
- la conservation des systèmes de drainage locaux existants;
- la mise en œuvre de mesures de contrôle des sédiments, notamment des fosses pour recueillir les débris et le confinement des amas de terre situés à proximité des étendues d'eau;
- la stabilisation et/ou le reverdissement des zones perturbées immédiatement après les travaux de construction.

Grâce à l'évitement des marécages et la mise en œuvre des mesures susmentionnées, les activités de construction ne devraient causer aucun effet néfaste important sur l'environnement des végétaux rares.

Oiseaux

Les effets les plus destructeurs des activités de coupe et d'essouchage se manifestent quand ces activités sont pratiquées durant la période de reproduction de la plupart des espèces (mars à août). En effet, la coupe et l'essouchage pratiqués durant cette période peuvent entraîner la mort directe des œufs et des nouveau-nés. Il n'en demeure pas moins que pratiquer ces activités à l'extérieur de la saison de reproduction engendrera la destruction d'habitats de reproduction potentiels; toutefois, les oiseaux ont la possibilité de faire leur nid dans des zones voisines. La perturbation sonore et visuelle associée aux activités de construction peut entraîner des effets néfastes sur les oiseaux nichant dans des habitats adjacents à l'emprise du pipeline.

Selon une étude sur les effets de la construction de routes sur des espèces de passereaux (JWEL 1998b), on a observé à une distance de moins de 200 m de la route une légère réduction de la quantité d'oiseaux, insuffisante toutefois pour compromettre le succès du processus de reproduction. Les activités de coupe et d'essouchage seront pratiquées en dehors de la saison de reproduction de la plupart des espèces (mars à août) pour en minimiser les effets néfastes. Le PPE – construction côtière confirmera cet engagement et assurera la conformité à la *Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs* et ses règlements pour toutes les espèces concernées, notamment celles qui nichent à l'extérieur de la période de mars à août.

Selon une étude sur les oiseaux nicheurs menée en juin 1992, aucune espèce d'oiseaux rare ou menacée ne vit dans la zone à l'étude. Étant donné qu'aucune espèce d'oiseaux rare ou menacée connue ne niche dans la zone du projet et grâce à la mise en œuvre de mesures d'atténuation appropriées, les activités de construction ne devraient pas entraîner d'effets néfastes importants sur l'environnement des oiseaux rares ou menacés.

Mammifères

La coupe et l'essouchage se traduiront par une perte de couverture végétale, laquelle fournit nourriture et abri aux mammifères. Les études ne recensèrent ni espèce de mammifères rare ou menacée dans la zone à l'étude ni habitat de mammifères menacés. Par conséquent, la perte d'habitat associée aux activités de construction ne devrait pas entraîner d'effets néfastes importants sur les populations locales de mammifères dans la zone à l'étude.

La perturbation sonore provoquée par les travaux de construction peut avoir des effets néfastes sur l'aire d'hivernage du chevreuil (AHC) et sur les chauves-souris dans des sites d'hibernation potentiels à l'extérieur de la zone à l'étude. Normalement, les cerfs de Virginie tolèrent très bien l'activité humaine, toutefois, lorsqu'ils se concentrent dans une AHC, leur mobilité est compromise et leurs réserves énergétiques sont faibles. Le dérangement à cette époque de l'année peut forcer un grand nombre

d'animaux à dépenser des réserves énergétiques critiques, une dépense qui à son tour peut accroître le taux de décès et réduire la fécondité. L'emprise du pipeline ne donnera pas aux personnes n'ayant pas le statut d'employés (p. ex. aux chasseurs ou amateurs de véhicules récréatifs) accès aux AHC puisque la portion du tracé du pipeline proposé qui borde l'AHC longe un pipeline existant. Le dynamitage effectué pendant l'hiver pourrait déranger les chauves-souris en hibernation, entraînant une augmentation des dépenses énergétiques qui, à son tour, pourrait provoquer une hausse du taux de décès, en raison de la dépense prématurée des réserves de gras. Thomas (1995) a démontré que l'exposition des petites chauves-souris en hibernation aux perturbations comme la lumière et le bruit a entraîné chez ces dernières une augmentation de l'activité qui s'est poursuivie jusqu'à huit heures et demie après l'événement perturbateur.

Les activités de construction seront évitées à moins de 200 m de l'AHC de janvier à avril (si la profondeur de la neige dépasse 30 cm), une mesure qui minimisera les effets néfastes du bruit sur l'environnement du cerf de Virginie. Selon l'inspection des puits de mine de la région menée en juin 2002, les petites chauves-souris brunes ne semblent pas les utiliser comme lieu d'hibernation. Une autre étude sera menée sur les puits de mine abandonnés de la région conjointement aux études topographiques et géotechniques côtières. Si elle révèle que les chauves-souris les utilisent, EnCana évitera le dynamitage côtier de novembre à avril, la période où ces animaux sont potentiellement en hibernation.

Herpétofaune

On a découvert trois sites démontrant un potentiel élevé en tant qu'habitat de reproduction de la salamandre à quatre doigts dans la zone à l'étude (dans les marécages et l'habitat du ruisseau Betty's Cove). La coupe, l'essouchage et l'aménagement de tranchées sur les sites de reproduction de la salamandre ou à proximité de ceux-ci peuvent entraîner la perte d'habitat ou la mort directe de spécimens adultes, d'œufs ou de larves. Selon une étude herpétologique menée en juin 2002, aucune salamandre à quatre doigts n'habitait ces sites potentiels. De plus, le tracé du pipeline évitera les marécages à l'intérieur du corridor d'études. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste important attribuable aux activités de construction sur l'environnement de la salamandre à quatre doigts.

Habitat dulcicole

Le tracé du pipeline ne traversera pas le ruisseau Betty's Cove. Le passage du cours d'eau, si nécessaire (p. ex. pour la construction d'une route de service) respectera les lignes directrices habituelles du MPO et du ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse sur l'érosion et le contrôle des sédiments (p. ex. ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse 1998; MPO et coll. 1981). De plus, on procédera à une évaluation des habitats à tous les passages de cours d'eau et on élaborera des plans de mesures d'atténuation adaptés aux sites, qui seront inclus dans le PPE – construction côtière,

selon les caractéristiques des habitats de chaque site. Grâce à la mise en œuvre de mesures d'atténuation rigoureuses, notamment le contrôle de l'érosion et des sédiments, on ne prévoit aucun effet néfaste important sur l'habitat dulcicole attribuable aux activités de construction du projet.

On estime que les risques associés à l'écoulement d'eaux acides sont faibles, mais une étude géotechnique sur le corridor du pipeline menée avant les travaux de construction viendra néanmoins le confirmer. Advenant la faible possibilité que les travaux de construction mettent à nu une formation rocheuse acide, la roche acide excavée sera gérée conformément aux Sulphide Bearing Materials Disposal Regulations et aux Guidelines for Development on Slates in Nova Scotia (ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse et Environnement Canada 1991), qui comportent des exigences en matière de surveillance des écoulements de surface. De plus, on consultera le Acid Rock Drainage Construction Response Plan de M&NP. Enfin, on intégrera au PPE – construction côtière des mesures particulières sur l'écoulement potentiel d'eaux acides.

En résumé, la protection des marécages et des autres habitats menacés lors du tracé final du pipeline est la mesure d'atténuation privilégiée pour réduire les effets sur les espèces côtières concernées. Advenant l'impossibilité de les contourner, des mesures d'atténuation rigoureuses et immédiatement accessibles seront mises en œuvre pour minimiser les effets des travaux de construction sur l'environnement des habitats marécageux et les espèces sauvages dans la zone à l'étude. Ces mesures d'atténuation comprendront les pratiques exemplaires à suivre lors d'activités de coupe. Ainsi, la végétation existante sera préservée partout où ce sera possible et des écrans de végétation seront maintenus dans les zones appropriées pour protéger les ressources en péril. Le bois marchand sera récupéré. Là où ce sera possible, d'autres types de végétation seront utilisés pour créer des habitats ou restaurer les habitats perdus (p. ex. des buissons afin de créer un habitat pour la gélinoite huppée). Les déchets verts seront broyés sur le site, loin des plans d'eau, pour être utilisés comme paillis ou comme compost. En général, le brûlage des déchets verts sera interdit afin de prévenir la pollution.

Par conséquent, compte tenu de la mise en œuvre de ces mesures d'atténuation, on ne prévoit aucun effet néfaste important sur l'environnement côtier attribuable aux activités de construction du projet.

Exploitation

La perturbation de la faune et la protection des habitats se poursuivront tout au long de la phase d'exploitation, même si le niveau d'activité lors de la phase d'exploitation sera beaucoup moindre que celui de la phase de construction. EnCana évitera l'utilisation d'espèces envahissantes dans ses efforts de reverdissement post-construction et privilégiera l'utilisation d'espèces indigènes. La gestion de la végétation à l'intérieur de l'emprise et la coupe autour des autres installations sera nécessaire à l'occasion durant les opérations (p. ex. seulement à des intervalles de quelques années et à l'aide d'équipement mécanique). La zone d'activité des travailleurs se limitera à l'emprise. Bien que

l'utilisation de VTT sera permise dans l'emprise du pipeline, on tentera d'en dissuader les adeptes en installant des panneaux d'avertissements le long de l'emprise et en intervenant auprès des clubs de VTT locaux. Tout plan visant à limiter l'accès aux marécages par les VTT devra envisager la disponibilité d'autres routes d'accès. Dans le cas des marécages du parc industriel de Goldboro, on peut en fait y accéder par d'autres corridors de pipeline et par de nombreux sentiers et points d'accès sur le chemin Sable Road.

Des barrières faites de gros blocs disposés en rangs serrés peuvent être aménagées aux points d'accès majeurs, comme à l'intersection de la route 316 et de Sable Road, à titre de mesure dissuasive visant à réduire l'accès au corridor. De même, toutes les grosses roches excavées durant les travaux de construction seront disposés stratégiquement le long de l'emprise du pipeline pour réduire le plus possible l'accès aux marécages voisins. Des barrières et des buissons de tailles appropriées ou toute autre mesure d'intervention en cas d'urgence doivent être envisagés dans le contexte du plan de développement du parc industriel de Goldboro, tel que proposé par la municipalité du district de Guysborough.

Compte tenu de l'intégration de ces mesures d'atténuation, on ne prévoit aucun effet néfaste important sur l'environnement côtier attribuable aux activités d'exploitation du projet.

Mise hors service

Le déclassement du pipeline donnera lieu à des activités similaires à celles de la phase de construction. Le pipeline sera nettoyé et encapuchonné, et les structures de surface seront enlevées. La présence humaine et le bruit associés aux activités de déclassement ne devraient entraîner aucun effet néfaste important sur l'environnement côtier. Après le déclassement, le reverdissement et l'absence humaine devraient encourager les animaux à réutiliser la région qu'ils avaient délaissée.

Défectuosités et accidents

Les principales inquiétudes environnementales en matière de défauts et d'accidents liés au projet concernent les émissions du pipeline, les déversements de liquides dangereux, les feux de forêt et les collisions entre les véhicules et les animaux. Les risques d'une émission accidentelle de gaz provenant du pipeline côtier sont très faibles (consulter la section 3.3). Une émission accidentelle du pipeline (fuite, trou ou rupture) entraînerait la dispersion ou l'allumage retardé du gaz inflammable (consulter la section 3.3). L'émission de gaz provenant de la rupture du pipeline forcerait la mise en œuvre des mesures préconisées dans le PMU, visant à limiter la durée et la portée des effets environnementaux. Les feux de forêt provoqués par l'allumage au gaz feraient l'objet d'une intervention immédiate de la part des pompiers locaux et seraient rapidement circonscrits. Le déversement accidentel de gaz naturel se disperserait dans l'atmosphère au lieu de s'accumuler comme les liquides et, par conséquent, ne devrait

pas compromettre les habitats dulcicoles (p. ex. le ruisseau Betty's Cove) ou les marécages. Le pipeline sera construit conformément aux normes de l'industrie et des organismes de réglementation, testé durant le déclassement et périodiquement inspecté par la suite pour réduire les risques de fuite ou de rupture.

Les effets d'un déversement d'essence ou de matières dangereuses devraient être relativement localisés, tandis que les populations régionales ou les espèces rares ne devraient pas en souffrir. En juin 2002, des études herpétologiques ont été menées dans des zones où on a identifié un potentiel très élevé en tant qu'abri pour la salamandre à quatre doigts. Ces études n'ont pas révélé la présence de cette espèce, ce qui suggère qu'elle est absente de la zone. La seule autre espèce rare potentiellement présente à proximité du pipeline est le comandre livide. On estime à environ 200 le nombre de pousses de comandre livide dans la zone à l'étude. Une étude botanique menée dans le comté de Guysborough (JWEL 1998a) a révélé la présence d'environ 2250 pousses de cette espèce sur 11 sites. Si la totalité des 200 pousses de comandre livide étaient détruites par un déversement accidentel, la perte représenterait 9 % de la population connue du comté de Guysborough.

On évalue les risques de collisions entre véhicules et animaux – par exemple le cerf de Virginie – comme étant très faibles en raison de la durée relativement courte des activités nécessitant des véhicules. Leur utilisation, entre autres la vitesse, sera soumise à des règlements stricts stipulés dans le PPE.

Aucunes de ces situations accidentelles ne nuiraient aux populations régionales, aux espèces rares ou menacées ou aux habitats critiques. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste résiduel important sur l'environnement côtier découlant des défauts et accidents dans le cadre du projet.

6.3.8.5 Évaluation des effets cumulatifs

Parmi les autres projets et activités dont l'interaction peut engendrer des effets cumulatifs sur l'environnement côtier, mentionnons la raffinerie du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable à Goldboro, l'exploitation/l'entretien du pipeline principal de transport de gaz naturel de M&NP et le pipeline de liquides du gaz naturel de Point Tupper du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, les opérations forestières ainsi que le développement résidentiel, commercial et industriel à Goldboro et en périphérie. Ces projets et activités peuvent avoir provoqué la perte ou la destruction d'habitats (due à la coupe), l'abandon d'habitat (dû au bruit des véhicules et de l'équipement et à la présence humaine) et la dégradation de la qualité des habitats (due à l'érosion, la sédimentation ou aux déversements accidentels). Ces projets et activités devraient se poursuivre dans le futur. Les émissions atmosphériques produites par les installations du projet Deep Panuke sont négligeables, c'est-à-dire qu'elles se limitent à des émissions provenant de l'équipement de construction et de la rupture d'un pipeline. Par conséquent, ce projet ne devrait pas entraîner dans la zone côtière des effets cumulatifs engendrés par des émissions atmosphériques.

Les autorités du PEES et de M&NP procèdent à des inspections courantes permanentes de leurs installations pour identifier tout effet néfaste de leurs activités sur l'environnement. Jusqu'ici, ils n'ont identifié aucun effet néfaste important. On s'attend à ce que les mesures d'atténuation mises en œuvre dans le cadre du PEES demeurent efficaces et que ces conditions demeurent constantes. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet cumulatif attribuable au projet Deep Panuke.

M&NP procédera également à la construction d'une installation de télémessure pour desservir le point de raccordement du pipeline de Deep Panuke. Cette installation sera aménagée juste à côté de l'installation côtière d'entretien et de télémessure d'EnCana, et ces structures seront de dimensions et de type semblables. La construction et l'exploitation de l'installation de M&NP devraient coïncider avec celle des installations côtières d'EnCana, une situation qui pourrait potentiellement avoir des effets cumulatifs sur l'environnement (p. ex. le bruit, le trafic). Durant la phase de construction, ces effets seront de courte durée (3 – 4 mois), localisés et d'ampleur semblable (c.-à-d. faible) à celle d'autres projets de construction similaires. Les deux projets seront mis en œuvre dans une zone prévue pour le développement industriel. Le fait que les deux projets se dérouleront à proximité engendrera une augmentation légère et progressive du trafic et du bruit provenant des activités d'entretien, des effets qu'on juge toutefois négligeables. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste cumulatif important attribuable à la construction et à l'exploitation simultanées des installations de Deep Panuke et de M&NP.

La Hudson Energy Company a proposé de construire une centrale de production d'énergie au gaz naturel à Goldboro. Bien que le choix du site ne soit pas encore final (le projet est en suspens), l'éventuelle propriété se situe à environ 600 m au sud-ouest de l'installation de traitement de gaz naturel du PEES. La construction de cette centrale devait débuter en 2003, mais le projet est maintenant en suspens. On s'attend à ce que les effets cumulatifs du projet de la Hudson Energy Company soient semblables à ceux de l'installation de traitement de gaz naturel du PEES. Le projet Neptune devrait aussi comporter la construction d'une centrale de production d'énergie au gaz naturel dans la zone du parc industriel. Étant donné qu'aucune évaluation environnementale du développement de ces projets n'a été complétée, il est difficile de prévoir les effets cumulatifs advenant leur mise en œuvre. On s'attend à ce que les installations côtières du projet Deep Panuke (c.-à-d. un pipeline et une petite station de télémessure et d'entretien) seront de moindre envergure que celle de ces deux installations de production d'énergie, lesquelles sont beaucoup plus imposantes avec leurs pipelines ou câbles et leurs équipements hydrauliques respectifs. Ces deux projets d'envergure seraient régis par un rigoureux processus d'approbation environnementale pour mieux évaluer les effets cumulatifs potentiels et prescrire des conditions d'exploitation visant à réduire davantage les effets cumulatifs potentiels à long terme dans la zone de Goldboro.

Les activités forestières sont régies par le gouvernement provincial, tandis que le développement résidentiel, commercial et industriel à Goldboro et en périphérie est planifié et géré par les services

d'urbanisme locaux. Les effets cumulatifs du pipeline et des opérations forestières locales proposées seraient temporaires. Les habitats actuellement abondants dans la région se développeront de nouveau sur les sites perturbés (par la construction du pipeline et la coupe à blanc), rétablissant ainsi l'avifaune. Il suffira de 20 ans pour que l'avifaune des sites coupés à blanc ressemble à celle des terrains boisés matures. Quant à l'avifaune de l'emprise du pipeline, elle ressemblera à celle d'un habitat en terrain semi-dénudé, qui caractérise actuellement environ 30 % du corridor du pipeline. Les effets cumulatifs de la construction du pipeline et des opérations forestières se traduiront par une diminution initiale de la population d'oiseaux, laquelle devrait se rétablir dès que le couvert arbustif aura repoussé, et par un changement dans la composition des espèces qui, dans les zones de coupe à blanc, devrait retrouver les conditions équivalentes aux forêts originales en 20 ans. Les effets cumulatifs de ces activités seront par conséquent négligeables.

La presque totalité de la zone à l'étude est constituée de terres que la municipalité a zonées pour le développement industriel, rendant leur utilisation réglementaire dans le cadre du projet. On s'attend à ce que la municipalité étudie les effets cumulatifs potentiels grâce à la planification régionale du développement et des changements environnementaux. On parviendra à diminuer les effets cumulatifs potentiels sur des espèces comme le comandre livide en obligeant les futurs promoteurs à faire l'évaluation des marécages appelés à subir les effets négatifs de ces développements.

Étant donné l'envergure très limitée des activités côtières du projet Deep Panuke et la région où elles se dérouleront, c'est-à-dire dans des zones désignées par la municipalité pour le développement futur (ou à proximité de ces dernières) ainsi que la protection des zones vulnérables (entre autres les marécages et le ruisseau Betty's Cove), on ne prévoit aucun effet néfaste cumulatif important.

6.3.8.6 Suivi et surveillance

En juin 2002, une étude sur la reproduction des oiseaux et une étude herpétologique, recommandées dans l'EIE (DPMV Volume 4), ont été menées (consulter la section 6.3.8.4). Une étude détaillée sur les habitats sera menée le long du tracé côtier du pipeline quand son tracé final aura été déterminé. Le PPE – construction côtière sera amélioré en fonction des résultats de cette étude, grâce à l'intégration des mesures d'atténuation applicables pour réduire les effets potentiels sur les espèces au statut précaire, le cas échéant.

Au début de juin 2002, six puits de mines à proximité du chemin Sable Road ont été inspectés, une inspection qui a permis de constater qu'ils ne fournissaient pas un habitat convenable pour l'hibernation des petites chauves-souris brunes. Une étude de suivi sera effectuée sur les puits de mines de la région, conjointement aux études topographiques et géotechniques côtières.

Une étude géotechnique sera menée dans les corridors sélectionnés pour déterminer les zones potentielles de substrat rocheux acide. Ces données seront à la base d'un plan de mesures d'atténuation qui sera intégré au PPE – construction côtière.

6.3.8.7 Utilisation durable des ressources renouvelables

On ne prévoit aucun effet néfaste important, y compris les effets cumulatifs, sur l'environnement côtier attribuable au projet; par conséquent, il s'avère inutile de procéder à une évaluation sur l'exploitation durable des ressources renouvelables.

6.3.8.8 Résumé de l'évaluation des effets environnementaux résiduels

L'évaluation environnementale a porté sur un corridor à l'intérieur duquel le pipeline et toute autre structure associée seraient situés. Elle a permis de relever plusieurs contraintes environnementales dans ce corridor, notamment les marécages, le comandre livide – une espèce végétale rare qu'on trouve dans deux des marécages – un habitat convenable pour une espèce rare d'amphibien (la salamandre à quatre doigts) et des sites d'hibernation potentiels pour les petites chauves-souris brunes. En juin 2002, une étude sur la reproduction des oiseaux et une étude herpétologique ont été menées à l'intérieur du corridor. Elles ont révélé qu'aucune des espèces d'oiseaux, de reptiles ou d'amphibiens en péril se reproduisent dans la zone. Quant à l'inspection des puits de mines de la région, elle n'a révélé aucun site d'hibernation pour les petites chauves-souris brunes.

EnCana s'est engagée à procéder à ses activités de coupe en hiver, afin de minimiser les effets néfastes sur les oiseaux migrateurs (c.-à-d. aucune coupe entre mars et août); en second lieu, elle s'est engagée à protéger les marécages et le ruisseau Betty's Cove. Enfin, elle s'est aussi engagée à ne pas procéder au dynamitage à l'époque où les petites chauves-souris brunes sont susceptibles d'hiberner (de novembre à avril), si des études subséquentes indiquent leur présence. Ces résultats et engagements contribueront grandement à réduire tout effet néfaste sur les environnements terrestres dans l'emprise du corridor qui comportent des contraintes environnementales. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste important sur l'environnement côtier.

Les tableaux 6.40 et 6.41 résument les effets résiduels prévus sur l'environnement côtier attribuables aux activités du projet.

Tableau 6.40 Matrice d'évaluation des effets environnementaux : résiduels : environnement côtier

Activités du projet	Effets environnementaux potentiellement positifs (P) ou néfastes (N)	Mesures d'atténuation	Critères clés des effets néfastes sur l'environnement					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culture et économique		
CONSTRUCTION									
Construction côtière	Plantes rares <ul style="list-style-type: none"> • Mortalité directe (N) • Destruction/perte d'habitat (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Éviter les marécages • Réduire l'aire de perturbation dans l'emprise • Identifier les plantes rares près de l'emprise, des routes de service et des autres zones de travail • Respecter le PPE – construction côtière 	1	2	2/1	I	2	N	3
	Oiseaux <ul style="list-style-type: none"> • Destruction/perte d'habitat (N) • Bruit (N) • Présence humaine (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Procéder à la coupe et à l'essouchage en dehors de la saison de reproduction (mars à avril) • Faire en sorte que la phase de construction soit brève • Limiter les activités à l'emprise et aux zones de travail désignées 	1	2	2/1	R	2	N	3
	Mammifères <ul style="list-style-type: none"> • Perte d'habitat (N) • Perturbation ou déplacement (N) • Mortalité (N) • Présence humaine (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Limiter les activités à l'emprise et aux zones de travail désignées • Faire en sorte que la phase de construction soit brève 	1	2	2/1	R	2	N	3

Tableau 6.40 Matrice d'évaluation des effets environnementaux : résiduels : environnement côtier

Activités du projet	Effets environnementaux potentiellement positifs (P) ou néfastes (N)	Mesures d'atténuation	Critères clés des effets néfastes sur l'environnement					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culture et économique		
	Aire d'hivernage du chevreuil <ul style="list-style-type: none"> • Perte d'habitat (N) • Perturbation ou déplacement du chevreuil (N) • Mortalité (N) • Présence humaine (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • S'assurer que l'accès au site et à l'emprise n'empiète pas sur l'AHC • Réglementer la vitesse des véhicules et respect de cette réglementation • Respecter le PPE – construction côtière • Éviter de travailler à l'intérieur de 200 m de l'AHC quand la profondeur de la neige dépasse 30 cm 	1	2	2/1	R	2	N	3
	Hibernation de la chauve-souris <ul style="list-style-type: none"> • Perturbation des chauves-souris en hibernation (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Faire des études sur les puits de mines à proximité pour vérifier la présence de chauves-souris en hibernation • Si elles révèlent leur présence, éviter de dynamiter de novembre à mars, si possible 	1	2	2/1	R	2	N	2
	Herpétofaune <ul style="list-style-type: none"> • Mortalité directe (N) • Perte d'habitat (N) • Sédimentation des marécages (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Protéger les marécages 	1	2	2/1	R	2	N	3

Tableau 6.40 Matrice d'évaluation des effets environnementaux : résiduels : environnement côtier

Activités du projet	Effets environnementaux potentiellement positifs (P) ou néfastes (N)	Mesures d'atténuation	Critères clés des effets néfastes sur l'environnement					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culture et économique		
	Marécages <ul style="list-style-type: none"> • Destruction/perte d'habitat (N) • Érosion accrue causant la sédimentation (N) 	Le cas échéant : <ul style="list-style-type: none"> • Éviter les marécages • Procéder à l'évaluation des marécages pour déterminer la présence de marécages voisins , au besoin • Appliquer des mesures de contrôle de l'érosion et de la sédimentation • Respecter le PPE – construction côtière 	1	1	2/1	R	1	N	3
	Habitat dulcicole <ul style="list-style-type: none"> • Érosion et sédimentation (N) • Dégradation de la qualité de l'eau (N) 	Le cas échéant : <ul style="list-style-type: none"> • Éviter les travaux dans le bassin des cours d'eau durant les périodes vulnérables (15 mai – 15 juillet) • Mettre en œuvre des techniques appropriées de passage des cours d'eau • Appliquer des mesures de contrôle de l'érosion et de la sédimentation • Respecter le PPE – construction côtière 	1	1	2/1	R	2	N	3

Tableau 6.40 Matrice d'évaluation des effets environnementaux : résiduels : environnement côtier

Activités du projet	Effets environnementaux potentiellement positifs (P) ou néfastes (N)	Mesures d'atténuation	Critères clés des effets néfastes sur l'environnement					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culture et économique		
EXPLOITATION									
Contrôle de la végétation Inspection et essai des installations et de l'équipement	<ul style="list-style-type: none"> • Bruit (N) • Présence humaine accrue (N) • Perturbation de la faune (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Limiter l'accès des employés aux routes de service, à l'emprise et aux zones de travail désignées • Respecter le PPE – construction côtière • Éviter l'utilisation d'herbicides, près des marécages et partout où c'est possible • Planifier l'entretien courant à des périodes non critiques pour les oiseaux nicheurs et les cerfs hivernants, autant que possible 	1	1	1-2/1	R	2	N	3
Accès accru	<ul style="list-style-type: none"> • Bruit (N) • Forte présence humaine (N) • Perturbation de la faune (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Limiter l'accès des employés aux routes de service, à l'emprise et aux zones de travail désignées • Contrôler l'accès/signalisation 	1	2	5/6	R	2	N	3
DÉFECTUOSITÉS ET ACCIDENTS									
Rupture du pipeline	<ul style="list-style-type: none"> • Mortalité de la faune/flore (N) • Dégradation/ destruction d'habitat (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Procéder à des inspections d'entretien et de prévention • Mettre en œuvre le PMU • Respecter le PPE – construction côtière 	2	2	1/1	R	2	N	2
Déversement d'essence ou de matières dangereuses	<ul style="list-style-type: none"> • Mortalité de la faune/flore (N) • Dégradation d'habitat (N) 	<ul style="list-style-type: none"> • Procéder à des inspections d'entretien et de prévention • Mettre en œuvre le PMU et le PID • Respecter le PPE – construction côtière 	1	1	1/1	R	2	N	3

Tableau 6.40 Matrice d'évaluation des effets environnementaux : résiduels : environnement côtier

Activités du projet	Effets environnementaux potentiellement positifs (P) ou néfastes (N)	Mesures d'atténuation	Critères clés des effets néfastes sur l'environnement					Effets environnementaux résiduels	Niveau de confiance
			Amplitude	Étendue géographique	Durée/fréquence	Réversibilité	Contexte écologique/socio-culture et économique		
Collision animaux-véhicules	<ul style="list-style-type: none"> Mortalité de la faune (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Respecter le PPE – construction côtière pour ce qui est des opérations nécessitant des véhicules, notamment en ce qui concerne la vitesse 	1	1	1/1	R	2	N	3
Feu de forêt	<ul style="list-style-type: none"> Dégradation/destruction d'habitat (N) 	<ul style="list-style-type: none"> Mettre en œuvre le PMU 	2	2	1/1	R	2	N	2

CLÉ

Portée : 1= faible : p. ex. groupe ou habitat spécifique, localisé, une génération ou moins, à l'intérieur de l'écart naturel; 2 = moyenne : p. ex. portion d'une population ou d'un habitat, 1 ou 2 générations, changement rapide et imprévisible, temporairement à l'extérieur de l'écart naturel; 3 = élevée : p. ex. toute une espèce/population ou tout un habitat à l'extérieur de l'écart naturel.

Aire géographique : 1=<500 m²; 2=500 m² – 1 km²; 3=1–10 km²; 4=11–100 km²; 5=101–1000 km²; 6=>1000 km²

Durée : 1=<1 mois; 2=1–12 mois; 3=13–36 mois; 4=37–72 mois; 5=>72 mois

Fréquence : 0=null; 1=<11 épisodes/année; 2=11–50 épisodes/année; 3=51–100 épisodes/année; 4=101–200 épisodes/année; 5=>200 épisodes/année; 6=permanent

Réversibilité : R=Réversible; I=Irréversible

Contexte écologique/socioculturel/économique : 1=zone vierge; 2=zone perturbée par l'activité humaine; 3=effets néfastes constatés

Effet résiduel sur l'environnement : S=significatif; N=négligeable; p=positif

Niveau de confiance : 1=faible; 2=moyen; 3=élevé

Tableau 6.41 Résumé des effets environnementaux résiduels : environnement côtier (toutes les phases)

Phase	Effets environnementaux résiduels	Probabilité d'effets néfastes importants	
		Probabilité de réalisation	Incertitude scientifique
Construction	N	S/O	S/O
Exploitation	N	S/O	S/O
Mise hors service	N	S/O	S/O
Défectuosités et accidents	N	S/O	S/O

CRITÈRES CLÉS

Classement des effets résiduels : S = effet environnemental négatif important; N= effet environnemental négatif non important; P = effet environnemental positif

Probabilité d'occurrence : selon l'avis des experts; 1 = faible; 2 = moyenne; 3 = élevée; S.O. = sans objet (l'effet ne devrait pas être significatif)

Incertitude scientifique selon l'avis des experts et l'analyse statistique, ou l'avis des experts; 1 = faible niveau de confiance; 2 = niveau moyen de confiance; 3 = niveau élevé de confiance; S.O. = sans objet (l'effet ne devrait pas être significatif)

6.3.9 Résumé des effets cumulatifs

L'évaluation biophysique permet d'adapter une approche intégrée à l'évaluation des effets cumulatifs sur l'environnement de façon à ce que l'évaluation globale des effets résiduels sur chaque élément important d'un écosystème tienne compte des effets cumulatifs sur l'environnement (consulter la section 6.2 au sujet de la méthodologie).

6.3.9.1 Qualité de l'air

La qualité de l'air ambiant dans la zone à l'étude, décrite à la section 6.1.1.2, reflète l'influence des émissions provenant de projets et d'activités passés et actuels dans la zone du projet ou à l'extérieur de celle-ci. Parmi les sources d'émissions attribuables aux projets et activités passés et actuels dans la zone à l'étude, mentionnons les émissions provenant des plates-formes d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures et des moteurs des navires de pêche et de tourisme, de la prospection de gisements d'hydrocarbures (y compris les activités sismiques et le forage), de l'approvisionnement des installations de production d'hydrocarbures (p. ex. PEES), des activités militaires et de la navigation intérieure et internationale. On estime qu'environ 80 % de la pollution de l'air en Nouvelle-Écosse provient de l'extérieur des frontières provinciales, principalement du centre industriel de l'Amérique du Nord (Gouvernement de la Nouvelle-Écosse 2001). Les polluants provenant de ces zones industrielles sont généralement des sulfates, des nitrates et des précurseurs de l'ozone. Toutes les quantités sont bien en deçà des seuils de qualité de l'air de la Nouvelle-Écosse. On assume, aux fins de cette évaluation, que ces activités se poursuivront et continueront de produire des émissions aux taux actuels.

On prévoit que des émissions progressives seront engendrées par les activités sismiques et d'exploration qui seront mises en œuvre dans la zone à l'étude et par les activités de construction dans le cadre des projets récemment annoncés Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy (en suspens), qui traverseront la zone à l'étude. On ne prévoit aucune interaction cumulative avec le projet Sable Island Wind Turbine qui puisse compromettre la qualité de l'air.

Il se peut que la construction des structures côtières du projet Deep Panuke et des structures côtières des projets Neptune et Hudson Energy se chevauchent sur les plans temporel et spatial. Cependant, les effets des émissions provenant de la construction du projet Deep Panuke (p. ex. poussière, émissions provenant des véhicules) toucheront une aire géographique restreinte, seront de courte durée et réversibles et n'entraîneront aucun effet cumulatif important avec ceux des autres projets proposés. Les effets cumulatifs des émissions provenant de la phase de construction du projet combinés à toutes les sources d'émission existantes (et permanentes) polluant la zone à l'étude seront sans doute négligeables. Il se peut que les émissions provenant de la phase de construction du projet chevauchent sur le plan temporel et/ou spatial les émissions provenant d'une part des futures activités de forage d'exploration dans le cadre d'autres projets réalisées à l'extérieur de la concession de Deep Panuke mais dans la zone à l'étude et, d'autre part, de la prospection sismique réalisée dans la concession de Deep Panuke et à l'extérieur de celle-ci. Toutefois, la portée de ces futures émissions provenant d'autres projets serait comparable à celle de la phase de construction du projet, et elles ne devraient entraîner aucun effet néfaste cumulatif important sur la qualité de l'air. On ne prévoit aucun chevauchement temporel entre la phase de construction du projet Deep Panuke et la construction de la plate-forme du PEES, à Alma. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet cumulatif associé aux activités de la phase de construction.

Les effets cumulatifs des émissions provenant des activités d'exploitation combinés à toutes les sources d'émission existantes (et permanentes) touchant la zone à l'étude devraient être négligeables. Les émissions provenant du trafic maritime et du torchage pendant la phase d'exploration du projet devraient avoir la même portée, durée et réversibilité que les activités de la phase de construction. Il se peut qu'il y ait chevauchement spatial et temporel entre les activités d'exploitation du projet et les activités de construction du Blue Atlantic Transmission System ou des câbles sous-marins des projets à venir Neptune et Hudson Energy; toutefois, aucune interaction cumulative ne devrait engendrer d'effets néfastes importants sur la qualité de l'air en raison du faible volume d'émissions du projet. Les émissions atmosphériques du projet, y compris celles provenant du torchage et de la production d'énergie sur la plate-forme, seront bien inférieures aux limites réglementaires et généralement à l'extérieur de la zone d'influence des émissions atmosphériques engendrées par des futurs projets comme la prospection de gisement d'hydrocarbures dans d'autres concessions et les projets Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy. Dans les zones où les projets Hudson et Neptune produiront des émissions atmosphériques importantes causées par l'exploitation de centrales de production d'énergie au gaz, en plus de l'exploitation actuelle de la raffinerie du PEES à Goldboro, les émissions atmosphériques du projet Deep Panuke se limiteront généralement à la poussière et aux émissions

provenant des véhicules de construction produites durant l'installation de la portion côtière du pipeline. La portion côtière du projet Blue Atlantic (l'usine de traitement du gaz naturel) devrait se situer à une distance importante du projet Deep Panuke (au sud-ouest de la Nouvelle-Écosse). Les projets Neptune et Hudson Energy utiliseront vraisemblablement des turbines alimentées au gaz, ce qui minimisera la production de polluants atmosphériques transportés sur une longue distance (p. ex. le SO₂), lequel pourrait interagir avec le projet Deep Panuke et engendrer des émissions cumulatives. On s'attend à ce que la phase d'exploitation de l'usine de traitement de Blue Atlantic soit tenue de respecter toutes les exigences actuelles et futures en matière d'émissions (p. ex. taux limite de SO₂), une mesure qui, combinée à la distance qui sépare cette usine du projet, minimisera la possibilité qu'elle ait des effets cumulatifs importants avec le projet Deep Panuke.

Il semble qu'un panache d'émission atmosphérique provenant de la plate-forme de Thebaud ait pu être visible dans le ciel. Bien qu'aucunes données quantitatives n'existent concernant les impacts des activités de Thebaud sur la qualité de l'air, on prévoit que le gaz non corrosif du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable ne contiendra pas de volumes importants de polluants (p. ex. le SO₂) qui pourraient interagir de façon significative avec les émissions extracôtières de Deep Panuke. Il se peut que le développement de la phase II du PEES produise des émissions atmosphériques additionnelles provenant de la plate-forme Thebaud, mais elles ne devraient pas interagir sur le plan spatial avec les émissions du projet Deep Panuke.

Le projet produira des GES (notamment du CH₄ et du CO₂) provenant de la production énergétique et d'autres sources mobiles et stationnaires. La question du réchauffement planétaire et du rôle des GES a une portée internationale. Le Canada déploie pour sa part des efforts énergiques pour élaborer des stratégies visant à limiter les émissions de GES grâce à différents programmes, notamment le programme Défi climat MVR. Sur l'estimation du total des GES provenant de toutes les sources d'activités humaines au Canada, la contribution du projet Deep Panuke est infime (0,03 % du total des GES produits au Canada en 1995) (Environnement Canada 1997). Depuis 1994, EnCana a réduit ses émissions cumulatives de GES de l'ordre de 2,5 millions de tonnes de CO₂ (à la fin de 2000). Cette réduction cumulative équivaut à environ 14 % des réductions totales signalées par l'industrie des hydrocarbures à l'ACPP par le biais du programme MVR. C'est d'ailleurs en vertu de ce programme qu'EnCana s'est engagée à apporter une amélioration continue et a mis en œuvre un programme ayant pour but de réduire les émissions de GES dans le cadre de ses opérations au moyen de l'optimisation de ses processus et de percées technologiques. Le choix de procéder à l'injection de gaz acide donne lieu à la destruction permanente d'une quantité importante de CO₂, qui serait autrement rejeté dans l'atmosphère. EnCana a même décidé d'étudier d'autres moyens de réduire les GES produits dans le cadre du projet.

Les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse se sont entendus (Canada/Nova Scotia Agreement Respecting Acid Rain Reduction Program) pour fixer à 189 000 tonnes par année le taux

maximal d'émissions de SO₂ en Nouvelle-Écosse. Ce programme a pour but de limiter les émissions sulfureuses afin de prévenir les dommages causés par les pluies acides. Sur ce taux maximal, la société Nova Scotia Power Inc. a été autorisée à produire 145 000 tonnes en vertu des *Air Quality Regulations* de la *Environment Act*. Les émissions de SO₂ produites dans le cadre du projet Deep Panuke s'élèvent pour leur part à environ 1596 tonnes par année, soit 1 % du taux maximal.

Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a mis en œuvre une stratégie provinciale sur l'énergie, *Seizing the Opportunity: Nova Scotia's Energy Strategy* (2001), qui prévoit, entre autres initiatives, une réduction additionnelle des émissions de SO₂ dans la province. Cette stratégie exige une réduction des émissions de SO₂ de l'ordre de 25 % d'ici 2005, et une réduction additionnelle de 25 % d'ici 2010. La stratégie de gestion des gaz sulfureux d'EnCana se traduit par la destruction permanente des sous-produits du SO₂ dans un réservoir souterrain, ce qui minimise les rejets dans l'atmosphère; il s'agit d'une initiative qui adhère totalement à la stratégie provinciale sur l'énergie.

Les effets potentiels du déclassement sur l'environnement, notamment les effets cumulatifs, seraient comparables à ceux entraînés par la phase de construction. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste important.

Les futurs effets cumulatifs potentiels d'une défektivité ou d'un accident seraient comparables à ceux qu'ont été décrits précédemment dans cette section. À l'exception de l'infime possibilité d'un effet néfaste important attribuable à une éruption de surface ou sous-marine ou à la rupture du pipeline au niveau de la plate-forme, on ne prévoit aucun effet néfaste cumulatif important sur la qualité de l'air.

6.3.9.2 Qualité de l'eau de mer

Les activités et projets précédents et actuels ont, à différents degrés, provoqué la pollution marine à la plate-forme Scotian, qu'il s'agisse du trafic maritime intérieur et international, de la prospection et de l'exploitation de gisements d'hydrocarbures ou de la pêche. Les conditions de base actuelles de la qualité de l'eau témoignent des effets de ces activités passées et présentes (décrites à la section 6.1). Les données disponibles sur la zone du projet n'indiquent aucune inquiétude particulière par rapport à la qualité de l'eau, bien qu'on ait signalé des événements isolés, par exemple des déversements illégaux au large de la Nouvelle-Écosse.

Parmi les projets et activités actuels et futurs dans la région pouvant entraîner la pollution marine, mentionnons le trafic maritime, le du PEES (développement actuel et futur), les activités de prospection pétrolière extracôtière et d'exploration sismique, la pêche commerciale et potentiellement les futurs projets Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy. Un certain nombre de ces activités entraînent ou entraîneraient dans l'environnement marin des rejets comparables à ceux du projet proposé et donc des effets semblables en matière de pollution marine. À l'instar du projet Deep Panuke, les autres projets ou

activités seront tenus de respecter des lignes directrices et règlements particuliers pour prévenir et minimiser les effets environnementaux. Ces lignes directrices et règlements sont régulièrement révisés et améliorés pour garantir une protection croissante de l'environnement marin. De plus, les promoteurs mettent désormais en œuvre de nouvelles méthodes et technologies pour réduire les effets potentiels sur l'environnement. Les effets potentiels du projet Deep Panuke sur la qualité de l'eau de mer seront sans doute mineurs, localisés et d'une durée relativement courte. Étant donné la vaste répartition spatiale et temporelle des futurs projets et activités, il est peu plausible que leurs effets potentiels interagissent avec ceux du projet proposé. Par conséquent, tout porte à croire que le projet Deep Panuke n'entraînera aucun effet cumulatif important sur l'environnement qui se combinerait à ceux des autres projets et activités.

6.3.9.3 Benthos marin

Parmi les projets et activités dans la zone à l'étude dont les effets cumulatifs peuvent interagir avec le benthos, mentionnons les plates-formes extracôtières précédentes et actuelles (Projet Cohasset et PEES), le pipeline du PEES, le forage d'exploration associé à la prospection pétrolière extracôtière et la pêche commerciale. Bien qu'on prévoie que le benthos puisse subir des effets progressifs entraînés par les futures activités d'exploration dans la zone à l'étude, les projets actuels ou futurs le long de la bordure de la plate-forme Scotian (y compris les projets proposés Blue Atlantic et Hudson Energy) ne devraient pas entraîner d'effets cumulatifs.

Les sources de pollution terrestre ont été étudiées en tant qu'élément potentiel entraînant des effets cumulatifs sur le benthos, surtout sur les écosystèmes près du rivage. Toutefois, les résultats d'une étude réalisée pour EnCana en 2001 a révélé qu'à Goldboro, dans les écosystèmes près du rivage, les concentrations d'hydrocarbures pétroliers étaient inférieures au seuil de détection des laboratoires, à l'exception d'un échantillon. De plus, cette étude n'a révélé aucune preuve de sédiments contaminés provenant d'anciens résidus miniers, qu'on croyait présents dans la région.

Selon les programmes de surveillance permanente du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, il est peu probable que des effets néfastes attribuables aux phases de construction ou d'exploitation du PEES puissent interagir avec ceux du projet Deep Panuke et entraîner des effets cumulatifs. La distance entre les plates-formes du PEES et de celles de Deep Panuke (45 km de Thebaud et 23 km de la future plate-forme à Alma) réduira encore plus les risques d'effets cumulatifs sur le benthos. De même, on n'a constaté aucun effet néfaste important sur le benthos entraîné par l'installation et le fonctionnement du pipeline du PEES, et on n'en prévoit aucun qui serait attribuable au pipeline de Deep Panuke. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet cumulatif important sur le benthos attribuable à la présence de ces deux pipelines.

Les activités de forage exploratoire sont généralement de courte durée (60 – 90 jours) dans une région donnée, localisées et n'entraînent habituellement aucun effet néfaste important sur le benthos. Outre le

caractère temporaire et localisé des forages exploratoires, leurs effets cumulatifs potentiels avec le projet Deep Panuke sont limités par la grande dispersion de ces activités et l'absence de chevauchement spatial et temporel. Les activités de forage d'exploration et d'exploitation précédentes des projets Cohasset et Deep Panuke ont été concentrées dans la zone immédiate du projet, et selon la surveillance exercée, les communautés benthiques ont pour la plupart recouvré l'état dans lesquelles elles étaient avant les activités de forage. Puisque les perturbations localisées du benthos associées au projet devraient être temporaires (1 – 3 ans), on ne prévoit aucun effet cumulatif important avec d'anciens déchets de forage. Les forages d'exploration auxquels procédera EnCana dans la concession de Deep Panuke entraîneront des effets comparables à ceux du programme de forage d'exploitation proposé, pour lequel on ne prévoit aucun effet cumulatif important.

En conclusion, il n'existe actuellement aucune preuve d'une dégradation graduelle des communautés benthiques attribuable aux activités pétrolières le long de la plate-forme Scotian. Comme l'indiquent les résultats de la SEE, les effets des déchets sont relativement localisés, temporaires et peu susceptibles d'interagir sur les plans spatial et temporel avec d'autres projets. La SEE exercée dans le cadre du projet Deep Panuke (y compris la surveillance des conditions de base) a permis de recueillir – et continuera de le faire – des données qui, combinées aux données de surveillance provenant d'autres projets, rendront possible la détection de tout changement environnemental graduel d'envergure. La SEE permettra de détecter et d'évaluer les changements de l'environnement engendrés par le projet, fournissant aux gestionnaires des opérations une rétroaction essentielle afin qu'ils puissent apporter toute modification nécessaire aux activités opérationnelles ou émissions.

D'après Messieh et coll. (1991), les navires de pêche ont chaluté ou dragué 4,3 millions de kilomètres de plancher océanique sur le littoral maritime de l'est du Canada de 1985 à 1991. Dans ce contexte, les effets des opérations de forage sur le benthos ne constitueraient que des augmentations négligeables de la perturbation déjà existante.

6.3.9.4 Poissons marins

Parmi les projets et activités dans la zone à l'étude pouvant entraîner des effets cumulatifs sur les poissons marins au site de Deep Panuke, mentionnons l'exploration et l'exploitation de gisements d'hydrocarbures, la pêche commerciale et la navigation intérieure et internationale. En plus de ces activités humaines, les populations de poissons marins dans la zone à l'étude peuvent être perturbées par des facteurs naturels, comme des changements dans la composition des populations de proies et de prédateurs dans certaines zones situées à l'intérieur de leur territoire naturel mais à l'extérieur de la zone à l'étude. Toutefois, on ne prévoit aucun effet cumulatif attribuable aux projets ou activités actuels ou futurs le long de la plate-forme Scotian, notamment aux projets Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy.

Selon les programmes de surveillance permanente du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, il n'y a pas lieu de craindre que des effets néfastes cumulatifs attribuables aux phases de construction ou d'exploitation du PEES interagissent avec le projet Deep Panuke. La distance entre les plates-formes du PEES et de celles du projet Deep Panuke (45 km de Thebaud et 23 km de la future plate-forme à Alma) réduira encore plus les risques d'effets cumulatifs sur les poissons marins. De même, on n'a constaté aucun effet néfaste important sur les poissons marins entraînés par l'installation et la présence du pipeline du PEES, et on n'en prévoit aucun qui serait attribuable au pipeline de Deep Panuke; par conséquent, on ne prévoit aucun effet cumulatif important sur les poissons marins attribuable à la présence de ces deux pipelines.

Les activités de forage d'exploration sont généralement de courte durée (60 – 90 jours) dans une zone donnée, localisées et n'entraînent habituellement aucun effet néfaste important sur les poissons marins. Outre le caractère temporaire et localisé des forages d'explorations, les effets cumulatifs potentiels associés au projet Deep Panuke sont limités par la grande dispersion de ces activités et l'absence de chevauchement spatial et temporel. Les futures activités d'exploration sismique menées dans la zone à l'étude pourraient entraîner des effets néfastes sur les spécimens adultes, les œufs et les larves (OCNEHE 1998); toutefois, ces effets (qui se traduisent par l'abandon d'habitat et un faible taux de mortalité chez les œufs et les larves) seraient négligeables. Ces activités d'exploration pourraient avoir des effets qui seraient cumulatifs aux effets du projet; cependant, on prévoit qu'ils seront temporaires et on ne prévoit donc pas d'effets cumulatifs importants associés à l'exploration sismique.

Le projet Cohasset, actuellement dans la phase I du déclassement, se déroule environ à 12 km au nord-ouest du site du projet. Jusqu'ici, on ne constate aucun effet néfaste important sur les populations de poissons marins entraîné par les opérations de déclassement, et on ne prévoit aucun effet cumulatif résultant d'une interaction avec le projet Deep Panuke.

Le projet donnera lieu à un accroissement du nombre de zones d'exclusion de sécurité et d'interdiction de pêche déjà en place autour des autres plates-formes extracôticières de la région (c.-à-d. projet Cohasset du PEES). La restriction des activités de pêche dans ces zones produit potentiellement un effet cumulatif positif sur le recrutement de populations de poissons marins, car elles fournissent un refuge plus vaste pour les bouvards. Cet effet positif pourrait être neutralisé par une détérioration localisée de la qualité de l'eau attribuable aux rejets habituels engendrés par les opérations sur les plates-formes. Les portions non enfouies du pipeline causeront un effet de récif comparable à celui du pipeline du PEES, entraînant potentiellement un effet cumulatif positif mineur sur l'environnement des poissons marins.

Les effets d'une défectuosité ou d'un accident devraient être de courte durée et avoir une portée limitée; par conséquent il n'y a pas lieu de craindre que leur interaction avec les effets d'autres projets ou activités entraînent des effets cumulatifs importants sur les populations de poissons marins. Tout effet correspondrait à un taux de variabilité normal, et le milieu se rétablirait rapidement pour retrouver les

conditions antérieures au déversement. Ces effets chevaucheraient sur les plans spatial et temporel les effets réguliers du projet et des autres projets et activités. Toutefois, il y a peu de risques qu'un événement si improbable chevauche que ce soit sur le plan spatial ou temporel un déversement attribuable à tout autre projet ou activité.

6.3.9.5 Mammifères marins (phoques et baleines)

Selon les études sur la dynamique des écosystèmes des mammifères marins, l'intervention humaine indirecte, comme l'évolution des méthodes de pêche et de sa gestion, peut avoir des effets importants sur les mammifères marins. Ce genre d'intervention peut se caractériser par la surexploitation des mammifères marins, le déséquilibre de la dynamique de leurs prédateurs (Brodie et Beck 1983) ou la diminution de la base alimentaire des mammifères marins en raison de la surpêche (Trites et coll. 1997). Les autres activités pouvant avoir un effet (p. ex. le bruit ou les autres perturbations entraînées par l'activité industrielle, les chalutiers, le trafic maritime, l'observation des baleines) sont difficiles à quantifier et peuvent forcer les animaux à devoir s'y habituer à long terme (Richardson et coll. 1990; Watkins 1986).

Parmi les activités pouvant contribuer aux effets cumulatifs du projet sur les populations de mammifères marins dans la zone à l'étude, mentionnons la chasse commerciale au phoque et à la baleine pratiquée dans le passé, les collisions de navires, le bruit du trafic maritime et aérien, l'exploration et l'exploitation de gisements d'hydrocarbures et la pêche commerciale. Les effets de ces activités sur les mammifères marins ont été soit négatifs (p. ex. le bruit et les collisions) ou positifs (p. ex. le léger effet de récif et de refuge des plates-formes et des pipelines non enterrés). Il se peut également que l'aménagement du Refuge pour baleines à l'extérieur du goulet en 1994 et de la zone d'intérêt du goulet (zone de protection marine potentielle) aient entraîné des effets positifs sur les populations de mammifères marins. En plus de ces influences humaines, les populations de mammifères marins de la zone à l'étude sont aussi perturbées par des facteurs naturels, comme la fluctuation des populations de proies et de prédateurs.

On prévoit que les mammifères marins subiront les effets graduels des futures activités sismiques et d'exploration qui auront lieu dans la zone à l'étude et ceux de la construction des projets récemment annoncés Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy, qui traverseront la zone à l'étude. On prévoit que le bruit chronique et impulsif engendré par ces activités entraînera des effets similaires aux effets prévus du projet. Les effets potentiels du projet entraînés par le bruit impulsif sous-marin provenant de la construction des plates-formes (battage de pieux) ne devraient pas interagir sur les plans spatial et temporel avec d'autres sources de bruit impulsif (p. ex. l'exploration sismique), étant donné la courte durée et/ou la grande dispersion de ces activités. En raison de la portée qui devrait être limitée dans le temps et dans l'espace des effets du bruit impulsif provenant de ces activités, on s'attend à ce qu'il y ait

suffisamment de zones intactes pour que les mammifères marins puissent trouver un refuge contre les effets du bruit. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet cumulatif important entraîné par ces activités.

L'installation de la plate-forme du PEES à Alma provoquera un bruit comparable à celui de la construction du projet Deep Panuke (p. ex. battage de pieux). Comme la construction de la plate-forme d'Alma sera terminée avant le début de celle du projet Deep Panuke il n'y aura aucune interaction temporelle de leurs effets associés au bruit.

Il se peut qu'il y ait un certain chevauchement spatial et temporel entre le trafic maritime du projet et celui des autres activités dans la région. Toutefois, les mammifères marins parviennent à s'habituer au bruit chronique des navires (Richardson et coll. 1990). Quoi qu'il en soit, ces effets sont de courte durée et de portée limitée et réversible. À l'exception de la brève période du battage de pieux, le bruit du projet sera comparable à celui des opérations courantes des navires et contribuera très peu à l'élévation du niveau sonore ambiant. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet cumulatif important entraîné par le trafic maritime durant la phase de construction.

Bien que l'éruption de gaz brut ou de gaz acide pourrait perturber les mammifères marins se trouvant dans une zone d'influence atmosphérique critique, on ne prévoit aucun effet important d'un tel événement sur les populations. On ne prévoit donc aucun effet cumulatif potentiel attribuable à une défectuosité ou à un accident.

Quand on les compare aux effets de l'activité humaine dans le passé comme la pêche et la navigation commerciale dans la zone de l'île de Sable, les effets environnementaux du projet sont considérés comme négligeables. En résumé, on ne prévoit aucun effet néfaste cumulatif important sur les mammifères marins.

6.3.9.6 Oiseaux marins

Parmi les autres projets et activités dans la zone à l'étude dont l'interaction peut entraîner des effets cumulatifs sur les oiseaux marins, mentionnons la perturbation sonore provenant du trafic maritime et aérien, l'exploration et l'exploitation de gisements d'hydrocarbures, la navigation et la pêche commerciales et le mazoutage d'oiseaux provoqué par le pompage illégal des cales par les navires de passage et les déversements accidentels provenant d'autres sources. Il se peut que les oiseaux marins soient aussi perturbés par les projets et activités se déroulant ailleurs dans leurs aires de migration. Les populations d'oiseaux marins dans la zone à l'étude peuvent aussi subir les effets de fluctuations des populations de proies et de prédateurs.

Il se peut que la phase de construction du projet chevauche dans le temps et dans l'espace celle des projets Blue Atlantic, Neptune et Hudson Energy. Toutefois, ce chevauchement est réduit du fait que le

projet Hudson Energy est en suspens depuis mai 2002 et que le projet Blue Atlantic, quant à lui, se déroule dans la région côtière du sud-ouest de la Nouvelle-Écosse (il n'y aura donc aucun chevauchement spatial à proximité du rivage).

Le territoire de la population de sternes de Dougall de l'île Country s'étend jusqu'au sud-ouest de la Nouvelle-Écosse; par conséquent, il existe un chevauchement géographique potentiel des effets cumulatifs du projet Deep Panuke et de Blue Atlantic sur cette population. On ne prévoit toutefois aucun effet néfaste du projet Deep Panuke sur ces populations. Il n'y a aucun doute que le projet Blue Atlantic devra respecter une réglementation stricte comparable pour protéger les populations de sternes de Dougall dans la zone du projet. Cela permettra d'éviter les effets cumulatifs potentiels.

Les autres types d'effets cumulatifs se limiteraient au trafic maritime et à ses effets, notamment le bruit, la lumière et les rejets provenant des activités courantes. Ces effets seraient néanmoins temporaires et réversibles. On tient pour acquis que tous les projets se déroulant près de l'île Country (notamment le projet Neptune) seront tenus de respecter des restrictions semblables à celles qui sont imposées au projet Deep Panuke, ce qui permettra de minimiser les effets cumulatifs potentiels sur les colonies nicheuses de sternes de Dougall. Puisque les effets de la phase de construction du projet sont considérés comme réversibles, on ne prévoit aucune interaction cumulative des effets sur les oiseaux marins concernés entre la phase de construction du projet et celles des autres projets.

De futures activités sismiques et d'exploration seront mises en œuvre à l'intérieur comme à l'extérieur de la concession de Deep Panuke, et EnCana procédera à de futures activités d'exploration sismique à proximité de la concession de Deep Panuke (indépendantes au projet Deep Panuke). Les activités de forage d'exploration sont généralement de courte durée (60 – 90 jours) dans une zone donnée, localisées et n'entraînent habituellement aucun effet important sur les oiseaux marins concernés. En plus de la nature temporaire et localisée des activités de forage d'exploration, les effets cumulatifs potentiels du projet Deep Panuke sont limités par la grande dispersion de ces activités et l'absence de chevauchement spatial et temporel une fois que la phase de construction est complétée. L'OCNEHE (1998) a prévu que les effets potentiels de l'exploration sismique sur les oiseaux marins seraient négligeables, compte tenu du fait qu'aucune perturbation ou mortalité n'ont été observées dans le cadre des quelques études portant sur les activités sismiques. Par conséquent, il est peu probable que les futures activités sismiques prévues interagissent avec les activités du projet et entraînent des effets cumulatifs. De même, Thomson et coll. (2000) en sont venus à la conclusion que le bruit provenant des futures activités de forage d'exploration n'entraînerait aucun effet cumulatif sur les oiseaux marins concernés, bien que le forage simultané de puits d'exploration pourrait augmenter les niveaux sonores sur un certain nombre de sites.

Selon les programmes de surveillance permanente du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, il est peu probable que les effets néfastes des phases de construction ou d'exploitation du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable puissent interagir avec ceux du projet Deep Panuke et entraîner

des effets cumulatifs. Si les oiseaux sont attirés par les lumières et les torches des plates-formes de Deep Panuke (durant les phases de construction ou d'exploitation), rien ne prouve que ce genre d'effet s'ajouterait à ceux d'autres plates-formes ou installations de forage de la région à l'étude (y compris les plates-formes de la phase II du PEES) de façon à causer des effets cumulatifs importants.

Le trafic maritime et aérien du projet s'ajoutera au futur trafic maritime dans la zone à l'étude; cependant, la quantité de navires qui circuleront dans le cadre des opérations du projet est minime par rapport à la quantité de navires affectés à la navigation intérieure et internationale, au tourisme et à la pêche; par conséquent, on ne prévoit aucun effet cumulatif important. Tout effet cumulatif du mazoutage attribué au pompage illégal des cales et aux déversements chroniques serait additif et variable selon la densité. Compte tenu des effets environnementaux de l'exploitation, EnCana mettra en place des mesures pour réduire les petits déversements chroniques engendrés par les activités du projet.

On ne prévoit aucun effet important sur les populations d'oiseaux qui serait causé par le projet d'éoliennes dans l'île de Sable proposé, notamment sur la population de sternes de Dougall. Le personnel de l'île de Sable, de concert avec le Service canadien de la faune (SCF), le Programme d'étude et de sensibilisation de l'île de Sable et le Service météorologique du Canada, élaborera un plan de surveillance pour vérifier les prévisions des incidences (SMC 2002). Les interactions du projet Deep Panuke avec les populations d'oiseaux de l'île de Sable seront minimales étant donné que les hélicoptères et les navires éviteront de s'approcher de l'île. Les effets cumulatifs potentiels sur la reproduction ou les habitats d'élevage des oiseaux marins de l'île de Sable seront atténués par le respect du Plan d'intervention en cas d'urgence dans l'île de Sable (Garde côtière canadienne 1994) et du code de pratique pour la protection de l'île de Sable d'EnCana.

6.3.9.7 Île de Sable

Au fil du temps, l'intégrité de l'île de Sable a été altérée par les activités humaines, notamment la culture, l'introduction d'espèces exotiques, la construction de routes, l'aménagement de structures et d'installations (p. ex. la station de ravitaillement pour les hélicoptères et les installations de sécurité marine), la prospection de gisements d'hydrocarbures (p. ex. le forage du puits C-67 par Mobil en 1967) et la présence humaine. L'équilibre de l'île a aussi été mis en péril par des déversements provoqués par le transport maritime et les activités d'exploitation extracôtière d'hydrocarbures. De plus, les processus naturels continuent de modifier la configuration physique de l'île et, par conséquent, l'habitat de nombreuses espèces végétales et animales.

En 2002, on prévoit mettre en branle un projet d'éoliennes, ce qui aura pour conséquence d'augmenter le trafic maritime pendant la construction et peut-être de provoquer des interactions mineures avec les oiseaux de l'île pendant les opérations. Étant donné que le Projet Deep Panuke ne chevauchera pas sur le

plan temporel la construction des aérogénérateurs et qu'il y aura peu ou pas d'interactions durant la phase opérationnelle des deux projets, on ne prévoit aucun effet néfaste cumulatif.

On ne prévoit aucun effet néfaste important dans l'île de Sable attribuable aux activités courantes des phases de construction, d'exploitation et de déclassement. Mentionnons entre autres que les hélicoptères et les navires, qui pourraient causer une pollution par le bruit cumulative pour les animaux, ne s'approcheront pas de l'île pendant les activités courantes, et que des mesures d'atténuation seront mises en œuvre pour minimiser les effets néfastes potentiels du trafic en situation exceptionnelle. De plus, étant donné la position relative des plates-formes Thebaud du PEES et Deep Panuke, leurs panaches d'émissions atmosphériques ne se recouperont pas et épargneront donc l'île (p. ex. selon le pire scénario, chaque panache ajouterait aux émissions de l'autre plate-forme dans une proportion de moins de 10 %); par conséquent, on prévoit que les effets cumulatifs sur l'environnement du projet Deep Panuke combinés à ceux d'autres projets ou activités, futurs ou actuels, seront négligeables.

6.3.9.8 Environnement côtier

Parmi les autres projets et activités dont l'interaction peut engendrer des effets cumulatifs sur l'environnement côtier, mentionnons la raffinerie du PEES à Goldboro, l'exploitation/l'entretien du principal pipeline de transport de gaz naturel de M&NP et le pipeline de liquides du gaz naturel de Point Tupper du PEES, les opérations forestières ainsi que le développement résidentiel, commercial et industriel à Goldboro et en périphérie. Les effets de ces projets et activités peuvent avoir provoqué la perte ou la destruction d'habitats (due à la coupe), l'abandon d'habitats (dû au bruit provenant des véhicules et de l'équipement et à la présence humaine) et la dégradation de la qualité des habitats (due à l'érosion, à la sédimentation ou aux déversements accidentels). Ces projets et activités devraient se poursuivre dans l'avenir. Les émissions atmosphériques produites par les installations côtières du projet Deep Panuke sont négligeables, c'est-à-dire qu'elles se limitent à des émissions provenant de l'équipement de construction et de la rupture d'un pipeline. Par conséquent, ce projet ne devrait pas entraîner dans la zone côtière des effets cumulatifs provoqués par des émissions atmosphériques.

Les autorités du PEES et de M&NP procèdent à des inspections courantes permanentes de leurs installations pour détecter tout effet néfaste sur l'environnement attribuable à leurs activités. Jusqu'ici, ils n'en ont détecté aucun. On s'attend à ce que les mesures d'atténuation prévues dans le cadre du PEES demeurent efficaces et que ces conditions demeurent constantes. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet cumulatif attribuable au projet Deep Panuke.

M&NP procédera également à la construction d'une installation de télémessure pour desservir le point de raccordement du pipeline de Deep Panuke. Cette installation sera aménagée juste à côté de l'installation côtière d'entretien et de télémessure d'EnCana, et les structures seront de dimensions et de type semblables. La construction et l'exploitation de l'installation de M&NP devraient coïncider avec celles

des installations côtières d'EnCana, une situation susceptible d'avoir des effets cumulatifs sur l'environnement (p. ex. le bruit, le trafic). Durant la phase de construction, ces effets seront de courte durée (3 – 4 mois), localisés et de magnitude semblable (c.-à-d. faible) à celle d'autres projets de construction similaires. Les deux projets seront mis en œuvre dans une zone prévue pour le développement industriel. Le fait que les deux projets se dérouleront à proximité engendrera une augmentation légère et progressive du trafic et du bruit provenant des activités d'entretien, des effets qu'on juge toutefois négligeables. Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste cumulatif important découlant des phases de construction et d'exploitation des installations de Deep Panuke et de M&NP.

La Hudson Energy Company a proposé de construire une centrale de production d'énergie au gaz naturel à Goldboro. Bien que le choix du site ne soit pas encore finalisé (le projet est en suspens), l'éventuelle propriété se situe à environ 600 m au sud-ouest de l'usine du PEES. La construction de cette centrale devait débuter en 2003, mais le projet a été mis en suspens. On s'attend à ce que les effets cumulatifs du projet de la Hudson Energy Company soient semblables à ceux de la raffinerie du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. Le projet Neptune devrait aussi comporter la construction d'une centrale de production d'énergie au gaz dans la zone du parc industriel. Étant donné qu'aucune évaluation environnementale sur le développement respectif de ces projets n'a été complétée, il est difficile de prévoir les effets cumulatifs advenant leur mise en œuvre. On s'attend à ce que les installations côtières du projet Deep Panuke (c.-à-d. un pipeline et une petite station de télémessure et d'entretien) seront de moindre envergure que les installations plus imposantes de production d'énergie, avec leurs pipelines ou câbles et leurs installations hydrauliques. Ces deux projets d'envergure seraient régis par un rigoureux processus d'approbation environnementale pour mieux évaluer les effets cumulatifs potentiels et prescrire des conditions d'exploitation visant à réduire davantage les effets cumulatifs potentiels à long terme dans la zone de Goldboro.

Les activités forestières sont régies par le gouvernement provincial, tandis que le développement résidentiel, commercial et industriel à Goldboro et en périphérie est planifié et géré par les services d'urbanisme locaux. Les effets cumulatifs du pipeline et des opérations forestières locales proposées seront temporaires. Les habitats actuellement abondants dans la zone se développeront sur les sites perturbés (par la construction du pipeline et la coupe à blanc), rétablissant ainsi l'avifaune. L'avifaune des sites coupés à blanc ressemblera à celle des terrains boisés matures en 20 ans. L'avifaune de l'emprise du pipeline ressemblera pour sa part à celle d'un habitat semi-dénudé, comme celui qui occupe actuellement environ 30 % du corridor du pipeline. Les effets cumulatifs de la construction du pipeline et des opérations forestières se traduiront d'une part par une diminution initiale de la population d'oiseaux, laquelle devrait se rétablir dès que le couvert arbustif aura repoussé, et d'autre part par un changement dans la composition des espèces qui, dans les zones de coupe à blanc, devrait en 20 ans retrouver des conditions équivalentes à celles des forêts originales. Les effets cumulatifs de ces activités seront par conséquent négligeables.

La presque totalité de la zone à l'étude présente des terres que la municipalité a zonées pour le développement industriel, ce qui rend leur utilisation réglementaire dans le cadre du projet. On s'attend à ce que les autorités municipales étudient les effets cumulatifs potentiels grâce à la planification du développement régional et des changements environnementaux. On parviendra à diminuer les effets cumulatifs potentiels sur des espèces comme la comandre livide en obligeant les futurs promoteurs à faire l'évaluation de marécages appelés à subir les effets néfastes de ces développements.

Étant donné l'envergure très limitée des activités côtières du projet Deep Panuke et de la zone où elles se dérouleront, c'est-à-dire dans des zones désignées par les autorités municipales pour servir au développement futur (ou à proximité de celles-ci) ainsi que l'évitement des zones vulnérables (entre autres les marécages et le ruisseau Betty's Cove), on ne prévoit aucun effet néfaste cumulatif important.

7 ÉVALUATION SOCIO-ÉCONOMIQUE

7.1 Approche et méthodologie

L'évaluation socio-économique est un processus qui se déroule dès le tout début de la planification du projet jusqu'à sa toute fin ou son abandon. L'évaluation socio-économique du projet porte exclusivement sur les sujets qui ont un impact réel sur divers groupes qui peuvent être touchés d'une manière ou d'une autre par certains aspects du projet. En même temps, elle traite les questions identifiées par des professionnels ayant l'expertise dans des projets et des questions similaires qui doivent être traités conformément aux exigences réglementaires. Le processus nécessite de la consultation, un réseautage à l'intérieur de la zone d'intérêt, des entrevues semi-structurées, des réunions et des portes ouvertes ainsi que de l'observation-participation. Les questions qui ont été identifiées proviennent :

- des entrevues avec des personnes-clés bien informées sur la zone d'étude;
- de la consultation avec le public;
- de la Portée de l'évaluation environnementale (OCNEHE et coll. 2001b);
- de renvois aux travaux menés par le PEES;
- des activités entreprises par EnCana pour cette étude;
- des compétences techniques du groupe d'étude.

Compte tenu de la nature du projet et de la répartition de ses effets vraisemblables, l'analyse des répercussions socio-économiques a été basée sur cinq zones géographiques distinctes, à savoir :

- le Canada et la province de la Nouvelle-Écosse;
- la Municipalité régionale de Halifax;
- les communautés de service ou les communautés situées dans un périmètre de moins d'une heure de trajet de l'emplacement du point d'arrivée à terre qui pourraient fournir des services durant les phases de développement et de production du projet (c.-à-d. Guysborough, Sherbrooke et Antigonish);
- le comté de Guysborough et les communautés à proximité de l'emplacement choisi du point d'arrivée à terre;
- la zone extracôtière.

Les liens qui existent entre le projet et chacune des zones identifiées ci-dessus sont résumés dans le tableau 7.1.

Tableau 7.1 Liens entre les incidences et le projet								
Intérêts/Enjeux	District de Guysborough et point d'arrivée à terre		Communautés de service : Guysborough, Sherbrooke et Antigonish		Municipalité régionale de Halifax		Zone extracôtière	
	Lien avec le projet	Parties intéressées	Lien avec le projet	Parties intéressées	Lien avec le projet	Parties intéressées	Lien avec le projet	Parties intéressées
ECONOMIE								
Emploi	<ul style="list-style-type: none"> construction dépenses d'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> personnes cherchant un emploi municipalité 	<ul style="list-style-type: none"> construction dépenses d'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> personnes cherchant un emploi municipalités 	<ul style="list-style-type: none"> construction dépenses d'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> personnes cherchant un emploi municipalité 	<ul style="list-style-type: none"> activité extracôtière 	<ul style="list-style-type: none"> personnel
Potentiel d'affaires	<ul style="list-style-type: none"> investissement 	<ul style="list-style-type: none"> entreprises municipalité 	<ul style="list-style-type: none"> investissement 	<ul style="list-style-type: none"> entreprises municipalité 	<ul style="list-style-type: none"> investissement 	<ul style="list-style-type: none"> entreprises municipalité 	<ul style="list-style-type: none"> activité extracôtière 	<ul style="list-style-type: none"> entreprises
Formation	<ul style="list-style-type: none"> besoin de compétences 	<ul style="list-style-type: none"> résidents secteur de l'éducation 	<ul style="list-style-type: none"> besoin de compétences 	<ul style="list-style-type: none"> résidents secteur de l'éducation 	<ul style="list-style-type: none"> besoin de compétences 	<ul style="list-style-type: none"> secteur de l'éducation personnes espérant une possibilité d'entrer dans l'industrie 	<ul style="list-style-type: none"> besoin de compétences 	<ul style="list-style-type: none"> personnel secteur de l'éducation
Assiette foncière	<ul style="list-style-type: none"> développement du pipeline terrestre 	<ul style="list-style-type: none"> municipalité résidents 	Aucun lien	—	<ul style="list-style-type: none"> construction et occupation des propriétés 	<ul style="list-style-type: none"> municipalité 	Aucun lien	—
Stabilité & Croissance économiques	<ul style="list-style-type: none"> construction expansion du secteur industriel 	<ul style="list-style-type: none"> municipalité entreprises GCRDA 	<ul style="list-style-type: none"> construction expansion du secteur industriel 	<ul style="list-style-type: none"> municipalité entreprises 	<ul style="list-style-type: none"> construction expansion du secteur industriel 	<ul style="list-style-type: none"> municipalité entreprises 	<ul style="list-style-type: none"> activité extracôtière 	<ul style="list-style-type: none"> entreprises
Aquacultures les pêches (côtière et hauturière)	<ul style="list-style-type: none"> pipelines événements accidentels 	<ul style="list-style-type: none"> pêcheurs côtiers divers 	Aucun lien	—	Aucun lien	—	<ul style="list-style-type: none"> activités de construction extracôtière 	<ul style="list-style-type: none"> pêcheurs hauturiers
Tourisme	<ul style="list-style-type: none"> infrastructures industrielles 	<ul style="list-style-type: none"> exploitants d'entreprises touristiques résidents 	Aucun lien	—	Aucun lien	—	<ul style="list-style-type: none"> activité extracôtière 	<ul style="list-style-type: none"> plaisanciers visiteurs de l'île de Sable
ENVIRONNEMENT								
Qualité de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> construction 	<ul style="list-style-type: none"> bénéficiaires de l'eau saine 	Aucun lien	—	Aucun lien	—	Aucun lien ¹	<ul style="list-style-type: none"> pêche hauturière
Qualité de l'air	Aucun lien	—	Aucun lien	—	Aucun lien	—	<ul style="list-style-type: none"> installations de production de gaz 	<ul style="list-style-type: none"> personnel autres personnes situées au large
INFRASTRUCTURES								
Routes	<ul style="list-style-type: none"> circulation reliée à la construction 	<ul style="list-style-type: none"> résidents usagers des routes 	<ul style="list-style-type: none"> circulation reliée à la construction 	<ul style="list-style-type: none"> usagers des routes 	<ul style="list-style-type: none"> circulation reliée à la construction 	<ul style="list-style-type: none"> usagers des routes 	Aucun lien	—
Quais	<ul style="list-style-type: none"> circulation reliée à la construction 	<ul style="list-style-type: none"> utilisateurs locaux 	Aucun lien	—	<ul style="list-style-type: none"> services extracôtiers 	<ul style="list-style-type: none"> municipalité exploitants des installations/port 	Aucun lien	—
Services d'urgence	<ul style="list-style-type: none"> accidents 	<ul style="list-style-type: none"> personnel résidents locaux fournisseurs de services d'urgence 	<ul style="list-style-type: none"> accidents 	<ul style="list-style-type: none"> personnel services d'urgence 	<ul style="list-style-type: none"> accidents 	<ul style="list-style-type: none"> services d'urgences 	<ul style="list-style-type: none"> accidents 	<ul style="list-style-type: none"> personnel services d'urgence
FACTEURS SOCIAUX								
Utilisation des terres et de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> construction 	<ul style="list-style-type: none"> propriétaires et utilisateurs des terrains locaux municipalité 	Aucun lien	—	<ul style="list-style-type: none"> construction exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> propriétaires et utilisateurs des terrains locaux municipalité 	<ul style="list-style-type: none"> pipelines plates-formes accidents 	<ul style="list-style-type: none"> autres utilisateurs des eaux extracôtiers
Ressources archéologiques maritimes	<ul style="list-style-type: none"> construction 	<ul style="list-style-type: none"> Nova Scotian Museum divers amateurs 	Aucun lien	—	Aucun lien	—	Aucun lien	—
Ressources archéologiques terrestres	<ul style="list-style-type: none"> construction 	<ul style="list-style-type: none"> Premières nations et Autochtones Nova Scotian Museum 	Aucun lien	—	Aucun lien	—	Aucun lien	—
Utilisation actuelle des terres et des ressources pour les besoins des Premières nations et des Autochtones	<ul style="list-style-type: none"> construction 	<ul style="list-style-type: none"> Premières nations et Autochtones 	Aucun lien	—	Aucun lien	—	Aucun lien	—
Santé et sécurité publiques	<ul style="list-style-type: none"> construction événements accidentels 	<ul style="list-style-type: none"> municipalité personnel résidents 	Aucun lien	—	Aucun lien	—	<ul style="list-style-type: none"> construction événements accidentels 	<ul style="list-style-type: none"> personnel autres utilisateurs des eaux extracôtiers

Note: 1. Tel qu'indiqué dans le texte, il y a des rejets dans l'océan à partir des plates-formes. L'analyse concernant ces rejets est présentée dans la section 6. En autant qu'il n'y ait pas d'incidence importante sur la pêche commerciale des espèces, il n'y a pas de lien en matière socio-économique.

Les méthodes employées dans l'évaluation socio-économique sont variées, de peu à très structurées. Les méthodologies utilisées pour ce projet ont intégré l'application d'un modèle économique structuré qui détaillait les répercussions économiques du projet au Canada et dans la province de la Nouvelle-Écosse ainsi que des techniques de consultation plus officieuses. L'évaluation s'est aussi fondée sur des sources secondaires d'information (données démographiques et économiques de Statistique Canada, information sur les infrastructures provenant des organismes provinciaux et municipaux, *etc.*) et sur de l'information obtenue directement des groupes et des parties intéressées situés dans la zone d'étude. Elle a également reposé sur les compétences techniques du groupe d'étude.

Parmi les autres activités figurent :

- l'examen de la documentation publiée, de rapports non publiés et des données fournis par les organismes gouvernementaux, les ministères, les universités et les institutions de recherche et par d'autres exploitants extracôtiers dans le même domaine;
- des entrevues avec des personnes bien informées sur des sujets spécifiques (p.ex. celles qui savent comment le PEES a modifié le contexte socio-économique de la zone d'étude);
- des entrevues téléphoniques;
- des réunions d'équipe pour garantir un échange efficace de l'information.

L'analyse socio-économique a nécessité les étapes indiquées dans la figure 7.1.

La section 2(1)(a) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE)* définit un effet environnemental comme suit :

«Tant les changements que la réalisation d'un projet risque de causer à l'environnement que les changements susceptibles d'être apportés au projet du fait de l'environnement, que ce soit au Canada ou à l'étranger; sont comprises parmi les changements à l'environnement les répercussions de ceux-ci soit en matière sanitaire et socio-économique, soit sur l'usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles par les autochtones, soit sur une construction, un emplacement ou une chose d'importance en matière historique, archéologique, paléontologique ou architecturale.»

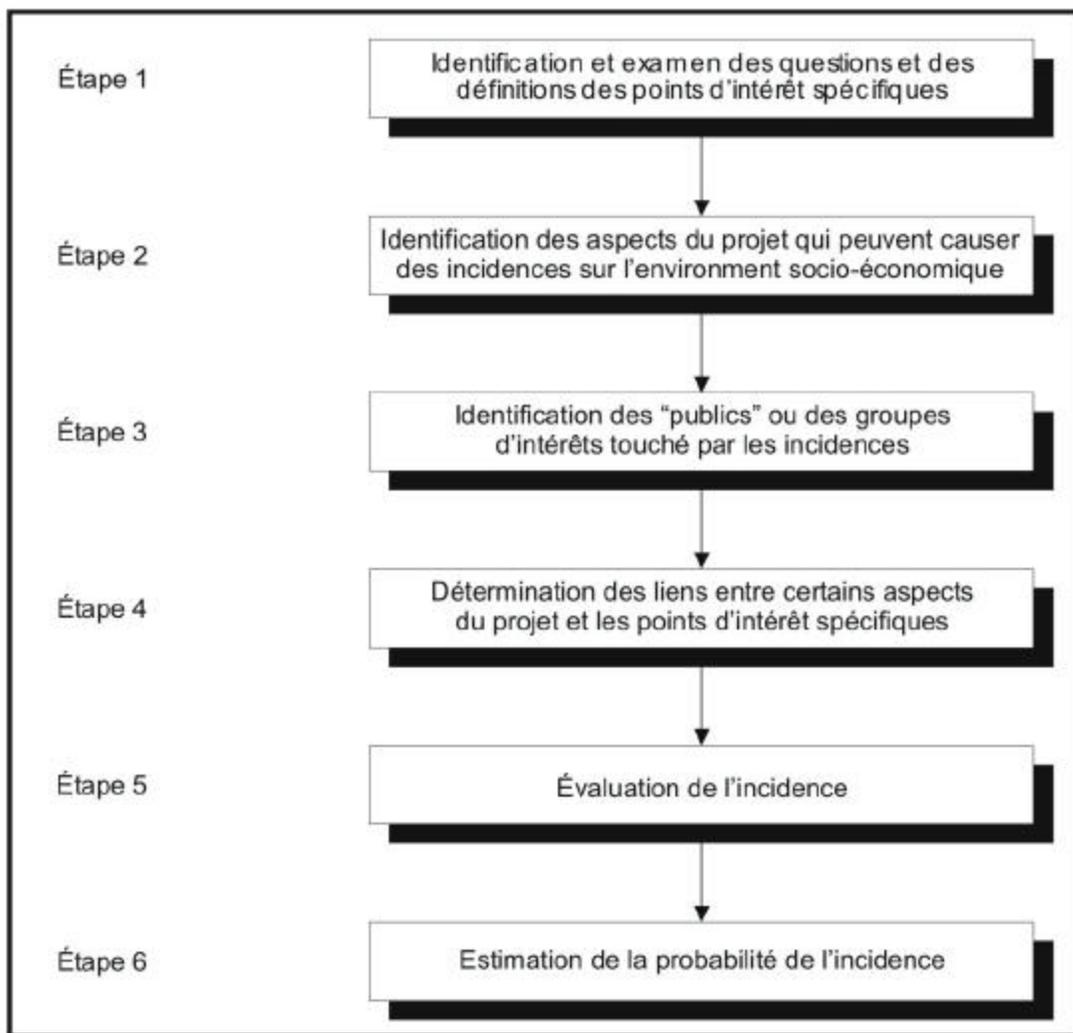


Figure 7.1 Méthodologie de l'évaluation socio-économique

L'évaluation socio-économique relative au Projet Deep Panuke s'intéresse principalement aux incidences socio-économiques reliées au changement environnemental provoqué par le projet.

La section 16(1)(a) de la *LCEE* déclare que toute évaluation doit prendre en considération : «*les effets environnementaux du projet, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant en résulter, et les effets cumulatifs que sa réalisation, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement*». Les effets cumulatifs peuvent être les conséquences d'un projet unique ou celles de différents projets dont les zones d'influence se recoupent. L'évaluation des incidences socio-économiques cumulatives est inhérente au processus de changement économique et aux incidences de la croissance générée par un projet. Dans ce cadre, il est essentiel de noter que le statut socio-économique de toute zone n'est jamais statique. Il évolue en réagissant à de nombreux facteurs qui sont locaux, régionaux et internationaux.

En ce moment, la zone de point d'arrivée à terre, la zone régionale englobant le District de Guysborough et le détroit de Canso ainsi que la Province de la Nouvelle-Écosse répondent chacune aux nouvelles demandes toujours plus pressantes sur le plan de la main d'œuvre et des infrastructures à la suite des projets actuels dans le secteur du gaz et du pétrole. Le développement de l'usine à gaz du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et de l'infrastructure nécessaire au pipeline desservant l'usine a changé la base de l'économie de la municipalité. Le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et le projet de M&NP ont modifié les attentes des communautés englobées dans la zone au sujet de nouveaux investissements industriels. Par exemple, des efforts importants ont été entrepris par la municipalité afin d'encourager le développement industriel et sa localisation à proximité de l'usine à gaz.

L'évaluation des incidences cumulatives socio-économiques nécessite la prise en compte systématique de la façon dont un projet pourrait interagir avec les changements socio-économiques plus vastes qui ont lieu à l'intérieur d'une zone. Par exemple, l'interaction entre deux projets ou plus, qui peut nécessiter de nouvelles infrastructures ou instituer des changements significatifs dans les dynamiques socio-économiques de la zone. Le développement d'un nouveau secteur économique aurait certainement des répercussions très étendues, d'autant plus que ce projet représente un jalon important dans le développement d'une industrie extracôtière en Nouvelle-Écosse. Toutefois, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse reconnaît que :

Un développement réussi du secteur des hydrocarbures extracôtiers nécessite des découvertes supplémentaires qui à leur tour demandent de l'information additionnelle sur le potentiel de la ressource. La première priorité est d'encourager l'exploration (NSDNR 2001b).

Cette étude identifie les incidences prévues de ce projet sur l'économie de la province, son importance pour la Municipalité régionale de Halifax et sa pertinence pour un développement économique futur dans le Nord-Est de la Nouvelle-Écosse. Elle prend en compte les changements qui ont eu lieu à la suite de projets exécutés dernièrement, l'activité courante dans le domaine extracôtier, les projets qui peuvent se placer en concurrence et les plans de la municipalité du district de Guysborough.

7.2 Contexte socio-économique

7.2.1 Profil de la province

7.2.1.1 L'économie

La Nouvelle-Écosse a une longue histoire économique et sociale débutant avec les Premières nations et les Autochtones qui dépendaient des ressources de la terre et des cours d'eau et qui se déplaçaient dans toute la province. Dès que la province a été colonisée par les Européens, la colonie est rapidement

devenue une puissance économique maritime. Le XX^e siècle a apporté d'autres changements. La pêche, les industries forestière et minière restent la base principale de l'économie de nombreuses communautés rurales, mais actuellement le secteur tertiaire représente 75,5 % de l'économie et près de 50 % du PIB est directement imputable aux exportations de biens et services. Malgré la faible contribution du secteur primaire au PIB, il existe une importante valeur ajoutée aux produits de la pêche, et à ceux des industries forestière et minière par le biais de la fabrication et de la transformation avant que ces produits ne quittent la province.

Le secteur des hydrocarbures contribue à l'économie provinciale de plusieurs façons, notamment en matière de dépenses, d'emploi, de redevances, de recherche et développement (R.-D.), de formation et de transfert de technologie.

- **Dépenses** : Elles comprennent les dépenses reliées à l'exploration, au développement et à la production, nécessaires pour trouver, extraire, traiter et transporter le pétrole, le gaz naturel et les produits connexes du gaz. L'infrastructure qui en découle devient un élément du «capital propre» de la province. Jusqu'en mars 2001, le Projet énergétique extracôtier de l'île de sable avait dépensé 2,5 milliards de \$, dont 846 millions de \$, soit 34 %, étaient à contenu néo-écossais (SOEI 2001b). Pour le volet exploration, les compagnies de pétrole ont reçu des permis de travail totalisant 1,03 milliard de \$ en dépenses réelles et prévues (NS Petroleum Directorate 2001b).
- **Emploi** : L'exploration, le développement et la production ont généré des emplois permanents et temporaires équivalents à des milliers d'années-personnes pour les Néo-Écossais. Ainsi, le projet Cohasset a généré de l'emploi équivalent à 3 727 années-personnes tout au cours de son cycle de vie (PanCanadian 2001b) et, jusqu'à mars 2001, le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable en a généré 4265 (SOEI 2001b).
- **Redevances** : La production du gaz est soumise à un régime de redevances basées d'abord sur les revenus bruts, puis sur les revenus nets au fur et à mesure de l'évolution du projet; le régime est conçu pour encourager la prise de risque en demandant des redevances plus faibles pour le premier projet dans une nouvelle zone;
- **Recherche et développement (R.-D.), formation et transfert de technologie** : Dans le cadre des exigences réglementaires, les sociétés d'exploitation pétrolière doivent transférer le savoir-faire, les compétences et la technologie aux particuliers et aux entreprises néo-écossaises. Ainsi, depuis 1995, le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable a dépensé au-delà de 45 millions de \$ en activités de R.-D., de formation et de transfert de technologie dans la province (SOEI 2001a).

Une indication de l'incidence de ce secteur sur l'économie provinciale se reflète dans l'estimation du ministère des Finances qui prévoit que le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable à lui seul contribuerait à 2,2 % de l'économie provinciale à la fin de 2002, s'il atteint ses objectifs de production (NS Petroleum Directorate 2001a); c'est à peu près la contribution de l'agriculture et de l'industrie de la pêche mises ensemble. Les nouveaux projets dans le secteur des hydrocarbures augmenteront cette contribution à l'économie.

7.2.1.2 Population et emploi

En 2000, la population de la province comptait 940 996 personnes, soit une augmentation de 5,8 % depuis 1986 (NS Department of Finance 2000). En 1999, la population active se composait de 452 000 personnes, soit une augmentation de 40,8 % au cours des 25 dernières années. Cette augmentation s'est surtout fait sentir dans le secteur privé (NS Department of Finance 2001) alors que durant la même période l'emploi dans le secteur public a diminué en pourcentage par rapport à la totalité des emplois.

La Nouvelle-Écosse a un taux d'activité (ratio entre la population active, qui se compose des personnes qui travaillent et de celles qui cherchent du travail, et la population des personnes de plus de 15 ans) plus faible que la moyenne canadienne. En 2000, ce taux était de 61 % par rapport à 65,6 % au Canada. Le taux de chômage en Nouvelle-Écosse est plus élevé qu'au Canada. En 1999, le taux de chômage provincial s'élevait à 9,6 %, alors que la moyenne nationale était de 7,6 %. En même temps, le taux de chômage dans la municipalité régionale de Halifax était de 6,7 %, soit le taux le plus faible à l'est de la région d'Ottawa-Hull.

Le tableau 7.2 fournit les données relatives au nombre de personnes d'origine autochtone vivant dans le comté de Guysborough County et dans la province globalement en 1996. Tel que l'indique Statistique Canada :

« il existe différentes façons de définir la population autochtone. Les données présentées dans ce tableau (Population selon le groupe autochtone, Recensement de 1996, <http://www.statcan.ca/english/Pgdb/demo39a.htm>) portent sur les personnes qui ont déclaré appartenir à au moins un groupe autochtone, c'est-à-dire Indien de l'Amérique du Nord, Métis ou Inuit. Cela comprend également toutes les personnes qui ne se sont pas identifiées à un groupe autochtone mais qui ont déclaré être un Indien des traités ou un Indien inscrit aux termes de la Loi sur les Indiens aussi bien que les membres d'une bande indienne ou d'une première nation. Le recensement de 1996 donne aussi de l'information sur les personnes qui ont déclaré une origine ethnique autochtone chez leurs ancêtres. Selon l'utilisation, les données soit sur l'identité, soit sur l'origine ethnique des ancêtres, doivent servir à définir la population autochtone.

Tableau 7.2 Autochtones en Nouvelle-Écosse et dans le comté de Guysborough				
	Comté de Guysborough	District municipal de Guysborough	District municipal de St. Mary's	Nouvelle- Écosse
Personnes autochtones (Indien de l'Amérique du Nord, Métis et Inuit) :	50	20	25	12,380
Personnes parlant le Mi'kmaq	0	0	0	4,455
Personnes qui ont indiqué une origine autochtone parmi leur origine ethnique	240	45	85	26,795
Source: Statistique Canada, 1996				

En 1996, il y avait 11 340 personnes enregistrées dans la catégorie Indiens de l'Amérique du Nord dans la province, 210 Inuit et 860 Métis (total 12 380) (Statistique Canada ne publiera aucune donnée de 2001 sur les populations d'origine ethnique ou autochtone avant janvier 2003). Des personnes enregistrées comme Indiens de l'Amérique du Nord, environ 3700 vivent en dehors des réserves dont plus de 2000 vivent dans la Municipalité régionale de Halifax où l'offre d'emploi est la plus importante. La population de Mi'kmaq enregistrée en Nouvelle-Écosse est représentée par treize conseils de bande et deux conseils tribaux, la Confederacy of Mainland Mi'kmaq et l'Union of Nova Scotia Indians. Il n'y a pas de réserve mi'kmaq dans les environs immédiats du point d'arrivée à terre (Annexe B, EISE (DPMV volume 5)).

Comme il est indiqué dans le tableau 7.2, en 1996, il y avait un nombre important de personnes (26 795) qui indiquaient une origine autochtone parmi leurs origines ethniques. Alors que 6745 Mi'kmaq enregistrés vivent dans des réserves, plus de 20 000 personnes d'origine autochtone, y compris les personnes enregistrées dans la catégorie Indiens de l'Amérique du Nord vivant en dehors des réserves, vivent dans les villes et les zones rurales de Nouvelle-Écosse. Le Native Council of Nova Scotia a été fondé en 1974 pour représenter les intérêts sociaux, économiques et culturels des Autochtones vivant en dehors des réserves

Le tableau 7.2 indique qu'en 1996, 240 personnes d'origine autochtone vivaient dans le comté de Guysborough, 45 dans la municipalité du district de Guysborough, 85 dans la municipalité du district de St. Mary's et le reste dans les villes de Mulgrave et de Canso.

7.2.1.3 Infrastructure

L'infrastructure est le réseau d'installations publiques et privées (p. ex. les routes, les quais maritimes, les systèmes de distribution d'eau et d'égout, les habitations) nécessaires au soutien du développement économique et social. Le projet nécessitera de telles infrastructures, particulièrement au cours de la phase de construction. Durant cette phase, on peut prévoir un accroissement de l'utilisation des routes, des terminaux portuaires et des installations aéroportuaires commerciales. Cette augmentation d'activité

aura des avantages économiques pour les personnes travaillant directement dans l'industrie des services connexes, notamment les personnes employées dans les activités reliées au transport (p. ex. l'expédition, l'exploitation des terminaux, l'acconage, l'alimentation en combustible en gros et au détail, la vente d'équipement) et d'autres services connexes. On peut également prévoir une augmentation de l'utilisation de services aériens, notamment d'hélicoptères.

Le parc résidentiel constitue un important élément de valeur de l'infrastructure nécessaire à une croissance économique soutenue. Au cours des cinq dernières années, la municipalité régionale de Halifax a connu une augmentation du nombre de mise en chantier et du prix des maisons. La demande continue de logement alimente le développement résidentiel dans les zones avoisinantes de l'agglomération métropolitaine comme à Bedford, Timberlea, St. Margaret's Bay, Cole Harbour et à Porter's Lake). On a aussi connu une augmentation du nombre d'appartements en location sur le marché, y compris des appartements haut de gamme.

7.2.1.4 Éducation et services de santé

La région des Maritimes a proportionnellement plus de jeunes inscrits dans ses institutions d'enseignement supérieur que toute autre région du Canada. C'est en partie le reflet du nombre d'universités et de collèges qui desservent la région. La Nouvelle-Écosse a onze collèges postsecondaires et universités, en plus des 14 campus du système NSCC. Ensemble, ils offrent un large éventail de cours approximativement à 30 000 étudiants à temps plein. En plus, 13 500 personnes profitent de la formation continue et des programmes de formation personnalisée du NSCC. Même si de nombreux emplois reliés aux activités en mer nécessitent des compétences spécialisées, une expérience solide ou les deux, un certain nombre de projets ont été entrepris par le gouvernement et l'industrie pour garantir que les demandeurs d'emploi dans ce secteur puissent profiter des programmes de formation pertinents en Nouvelle-Écosse.

Un certain nombre d'hôpitaux dans la province fournissent les soins primaires et secondaires dans une zone de service particulière. Deux d'entre eux, le Queen Elizabeth II Health Services Centre et l'IWK Health Centre, fournissent des soins tertiaires et sont situés dans la Municipalité régionale de Halifax. Le premier serait le principal établissement à répondre aux besoins en cas d'un accident de travail sérieux.

L'Emergency Health Services Nova Scotia (EHS) est une division du Nova Scotia Department of Health. L'EHS est responsable du développement continu, de la mise en œuvre, de la surveillance et de l'évaluation des services de soins d'urgence préhospitaliers de la province. Le réseau de l'EHS offre le service 911 pour toute la province et exploite le programme de transport médical aérien à partir de l'Aéroport international de Halifax.

Les mesures de secours autres que les interventions sanitaires d'urgence sont coordonnées par l'organisme provincial l'Emergency Measures Organization (EMO), mobilisées aussi par le biais du numéro d'appel des secours 911 à la grandeur de la province. L'EMO a établi une Unité d'intervention en cas de danger particulier (SHRU) pour traiter les situations de danger à l'extérieur de la municipalité régionale de Halifax. L'EMO dans la zone centrale a travaillé avec M&NP pour établir des procédures reliées aux urgences qui peuvent impliquer le pipeline de gaz naturel.

Les services de police de la zone étudiée sont assurés par la Gendarmerie royale du Canada (GRC) et le Halifax Regional Police Service. Les services d'incendie sont composés de corps de sapeurs-pompiers professionnels et volontaires. Ces services sont aussi mobilisés par le biais du numéro provincial d'appel des secours 911 (NSDNR 2001a).

Les gouvernements provincial et fédéral ont établi des procédures et des infrastructures de soutien pour répondre aux cas d'urgence en mer. Les sociétés d'exploitation extracôtière doivent aussi démontrer leur capacité de réagir à tout événement consécutif à leurs activités en mer (p. ex. marches à suivre en cas d'éco-urgence (ERP) et les équipes d'intervention en cas d'éco-urgence (ERTs)). Les organismes dont les sphères d'attribution sont reliées au soutien en cas d'urgence en mer comprennent l'OCNEHE, la Garde côtière canadienne et Environnement Canada.

7.2.2 La Municipalité régionale de Halifax

La Municipalité régionale de Halifax est le carrefour administratif et la plaque tournante du transport de la Nouvelle-Écosse, l'emplacement de nombreux organismes et ministères du gouvernement fédéral et le centre métropolitain de la Région des Maritimes. En 1996, le recensement de sa population donnait un chiffre de 352 153 personnes, on l'estime maintenant à 367 502 personnes, soit une augmentation d'un peu plus de 4 %.

La Municipalité régionale de Halifax a l'économie la plus importante de la province. La population, la population active et l'emploi y ont tous progressé dans les années 90. La population active est très instruite. Les compagnies du secteur de l'énergie, de l'industrie du film et des technologies de l'information ont toutes joué un rôle dans la transformation de Halifax en un centre des technologies de l'information pour l'Est du Canada. La croissance dans chacun de ces secteurs a entraîné une croissance secondaire dans le secteur des services et augmenté le besoin d'installations. La municipalité s'est adaptée à cette croissance économique et a identifié des terrains supplémentaires pour une expansion industrielle, commerciale et résidentielle.

7.2.3 Le comté de Guysborough

Le pipeline transportant le gaz naturel de la plate-forme de production de Deep Panuke longera Goldboro, près du pipeline sous-marin de la plate-forme Thebaud du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. Le comté de Guysborough, situé dans la partie nord-est de la province, comprend quatre zones administratives : le district de Guysborough, le district de St. Mary's, la ville de Canso et la ville de Mulgrave. En 2001, cette zone comptait une population d'environ 10 500 personnes.

Les Mi'kmaq étaient les premiers habitants de la région, mais il n'y a pas d'établissement des Premières nations dans le comté de Guysborough (Annexe B, EISE (DPMV Volume 5)). Comme il est indiqué dans la section 7.2.1.2, 240 personnes d'origine autochtone vivent dans cette zone.

7.2.3.1 Économie

Le comté de Guysborough est nettement rural. Son économie reposait sur les activités de pêche et de foresterie et par intermittence sur l'exploitation des mines. Plus récemment la zone a connu une expansion dans son secteur de service, notamment une croissance dans l'emploi relié au tourisme.

De 1995 à 1997, et durant la phase de construction du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, la zone de Guysborough a été le sujet d'études et de recherches. Nombre d'hôtels, de chambres d'hôte, de fournisseurs de service et d'établissements de vente au détail ont bénéficié temporairement des visites des équipes qui demeuraient dans la zone pour quelques semaines à chaque fois. Près de 70 foyers situés dans un rayon de 40 km de l'emplacement de l'usine ont offert un logement à un peu plus de 100 travailleurs (SOEI 1999). Les dépenses connexes ainsi que les salaires et traitements versés au personnel local employé sur le site ont représenté un avantage financier pour la zone locale. Ces avantages temporaires ont duré le temps de la construction. Des 76 membres du personnel qui travaillent maintenant aux installations du PEES, à Point Tupper et en mer, on estime que 23 viennent du comté de Guysborough (SOEI 1999).

L'usine à gaz du PEES et l'infrastructure du pipeline relié ainsi que les intérêts grandissants exprimés dans le domaine du développement et de l'exploration extracôtière ont changé profondément la manière dont la municipalité du district de Guysborough envisage l'avenir. Les développements qui ont eu lieu sont considérés comme la base d'un futur développement industriel sur les terrains identifiés à des fins industrielles à Goldboro et dans la Melford Industrial Land Reserve sur le côté ouest du détroit de Canso. Le développement de ce projet rajoute des infrastructures et offre une deuxième source de gaz naturel renforçant ainsi la garantie de l'alimentation.

7.2.3.2 Pêche côtière et aquaculture

Actuellement, la pêche sur la côte Est reflète un lien complexe entre les stocks de poissons, l'équipement nécessaire pour capturer des espèces particulières et les communautés dont le moyen de subsistance dépend de cette ressource. Il existe un niveau important de spécialisation, notamment entre les bateaux de pêche côtière et les bateaux de pêche hauturière qui utilisent de l'équipement différent, restent en mer pendant des périodes plus longues et travaillent généralement avec des ports plus importants qui peuvent leur assurer l'infrastructure auxiliaire nécessaire.

La majorité des données pertinentes sur les pêches sont globales pour tout le comté de Guysborough car les districts statistiques de Pêches et Océans Canada (MPO) englobent tout le comté. La zone d'étude sur la pêche côtière a été choisie pour couvrir approximativement un rayon de 30 km de chaque côté du point d'arrivée à terre du pipeline prévu à Goldboro (c.-à-d. de Berry Head à l'estuaire de la St. Mary's River). Cette zone se trouve à l'intérieur des districts statistiques 16 et 17 de MPO.

Les eaux côtières du comté de Guysborough sont les lieux de pêche du poisson de fond, d'espèces pélagiques et d'invertébrés. En 1999, 257 bateaux de pêche étaient enregistrés dans le comté de Guysborough. La pêche employait directement 598 personnes, dont 345 à temps-plein et 253 à temps partiel (Boudreau, V. et SRSF 2001; MPO 2001c. Le tableau 7.3 fournit la liste des ports situés dans la zone d'étude en 1999 ainsi que le nombre respectif de bateaux enregistrés, à temps plein et à temps partiel, ainsi que celui des pêcheurs professionnels désignés. Le nombre global récent de bateaux est resté assez stable même si le port d'immatriculation de certains bateaux a changé d'une année à l'autre (K. Brickley, MPO, pers. comm. 2001).

Port	Bateaux (<34.9 pi, sauf indication contraire)	Temps-plein	Temps-partiel	Pêcheurs professionnels
Bickerton West	2	3	1	1
Coddles Harbour	3	5	2	2
Country Harbour	2 (<34.9 pi), 1 (45-64.9 pi)		2	1
Drum Head	5	8	1	3
Fisherman's Harbour	3	5	5	3
Isaac's Harbour	3	3	1	1
New Harbour	5 (<34.9 pi), 1 (35-44.9 pi)	9	5	
Port Bickerton	5 (<34.9 pi), 2 (35-44.9pi)	16	11	9
Port Hilford	2	3	0	2
Seal Cove		2	1	
Sonora	9	11	29	6
Stormont		3	0	
Wine Harbour	3 (<34.9 pi), 1 (35-44.9 pi)	3	2	3
Total	49	88	60	

(Source: MPO 2001d; Boudreau et SRSF 2001)

La majorité des flottilles de pêche côtière de la zone d'étude sont actives entre avril et octobre. En 2000, les débarquements avaient une valeur de 724 000 \$ pour les flottilles de pêche côtière et de 15 635 000 \$ pour les flottilles de pêche hauturière (>65 pi de long) dans le district 16; cette dernière valeur représente les prises de crevette du Groenland (MPO 2001b). Pour le district 17, les valeurs déclarées pour la pêche côtière s'élevaient à 8 240 000 \$; aucune prise n'était notifiée pour les bateaux de pêche hauturière (MPO 2001b). La valeur des débarquements de la pêche côtière pour le district 17 a reflété une augmentation des prises lucratives du crabe des neiges par les bateaux de pêche côtière.

À part la pêche de la crevette nordique, la majorité des revenus de la pêche proviennent des eaux côtières et des bateaux répertoriés comme bateaux de pêche côtière, même si leurs prises sont effectuées au large de la côte. Dans les districts statistiques 16 et 17, on dénombre un total de 157 permis de pêche de homard côtier; cette pêche est considérée comme la plus stable des pêches dans les districts de référence. Toutefois, en 1998, pour garantir l'avenir de la pêche, les pêcheurs de homard du comté avec d'autres pêcheurs de la côte Est ont établi un plan quadriennal de conservation (mis en application par MPO) afin d'accroître la production d'œufs dans l'est de la Nouvelle-Écosse. La zone d'étude du projet se trouve comprise dans les zones de pêche du homard 31b et 32, où la saison de pêche commence le 19 avril et se termine le 20 juin. Même si le poids total des débarquements a diminué considérablement au cours de la dernière décennie, la valeur totale des débarquements du comté de Guysborough est passée de 2,2 millions de \$ en 1990 à 2,9 millions de \$ en 1999.

Les oursins verts sont récoltés pour leurs gonades; le Japon représente le marché principal. La récolte n'est pas limitée par saison, mais a lieu généralement de septembre à mars. Durant la saison 1999-2000, on dénombrait dix permis de pêche de l'oursin en activité et cinq permis inutilisés dans le comté de Guysborough.

Le crabe, la crevette et la mye ont tous contribué à l'augmentation de la valeur des pêches des invertébrés.

Pêche de crabe des neiges

MPO prévoit que la saison 2002 de pêche côtière et hauturière du crabe des neiges aura lieu entre le 1^{er} juin et le 31 octobre. Depuis l'instauration du système de quotas, la majorité des bateaux arrêtent bien avant la fin de la saison. Par exemple, en 2001, 80 % des quotas alloués temporairement aux pêcheurs du comté de Guysborough étaient déjà pris début septembre (Eagles, M., Pêches et océans 2001). En 1999, la valeur des débarquements de crabe des neiges allouée aux pêcheurs côtiers dans le district statistique 17 montait à 513 000 \$ tandis qu'aucun débarquement n'était enregistré pour le district 16, mais cela reflète le manque d'acheteur à l'intérieur de ce district plutôt qu'une absence de pêcheurs. Dans la zone de pêche du crabe (ZPC) 24, les prises ont plus que triplé entre 1999 et 2000 pour atteindre un total de 4 300 t, mais ont baissé en 2001 à 4 043 t (MPO 2002).

Pêche de poisson pélagique

La pêche au thon rouge s'effectue au large de Canso depuis 1980 rapportant des prises qui varient de très bonnes à peu fructueuses, mais a connu un pic en 1995 où la valeur des débarquements a dépassé 2 millions de \$. En 1999, les débarquements ont dépassé 34 425 kg et étaient évalués à 569 511 \$. Plusieurs permis de pêche à l'espadon et au requin sont détenus dans le comté de Guysborough. La majorité des prises se font dans les zones de Country Harbour et d'Ecum Secum. Le maquereau, le gaspareau et le hareng sont pêchés à l'occasion le long de la côte, principalement pour servir d'appât.

Revenus et profits

Pour estimer le nombre probable d'emplois secondaires générés par les pêches dans le comté de Guysborough, Boudreau et SRSF 2001 ont calculé qu'un emploi dans le secteur de la pêche à temps plein ou deux à temps partiel créeraient quatre emplois indirects. Ils estimaient le nombre de ces emplois à 1886, ce qui représente 25 % de la totalité de l'emploi du comté (Boudreau et SRSF 2001).

Pêche autochtone et chez les Premières nations

La Membertou Corporate Division a estimé que la valeur nette de la pêche autochtone en Nouvelle-Écosse se situait à 15 678 000 \$, soit 3 % de la totalité des pêches du Secteur de Scotia-Fundy en 1999 (Membertou Corporate Division 2002). Au fur et à mesure que les ententes de l'après-*Marshall* seront conclues, la valeur commerciale de cette pêche augmentera. Des licences et des permis sont détenus par un certain nombre de bandes pour la pêche du homard, du crabe des neiges, du thon rouge, de l'oursin vert et du requin bleu. La région centrale de la division 4W où se pratique la pêche commerciale par les autochtones et les Premières nations sera la région d'un très grand intérêt pour la communauté autochtone, selon l'opinion de la Membertou Corporate Division. Les groupes énoncés ci-dessous ont accès à la pêche commerciale dans 4W :

- la Bande indienne de l'île Chapel - un permis pour le crabe des neiges et un permis temporaire pour le crabe des neiges;
- l'Indian Brook Band - un permis pour l'oursin vert, quatre permis pour le homard dans la ZPH et un permis pour le crabe des neiges;
- la Bande de Membertou - un permis pour le thon rouge;
- la Millbrook Band - deux permis pour l'oursin vert, deux permis pour le homard et un pour le crabe des neiges;
- le Native Council of Nova Scotia - deux permis pour le homard, un pour le requin bleu et un permis pour le crabe des neiges.

Il n'existe aucune entreprise aquicole exploitée par les Premières nations du comté.

Aquaculture

Pour toute la Nouvelle-Écosse, la valeur de la production aquicole est passée de 5,4 millions de \$ en 1990 à plus de 50 millions de \$ en 1999, soit une augmentation de plus de 800 % en une décennie; approximativement 90 %, ou 30 millions de \$ proviennent du Secteur de Scotia-Fundy. On prévoit que la croissance va continuer, mais pas au même rythme (MPO 2000a). Il existe actuellement 32 entreprises aquicoles dans le comté de Guysborough.

La culture des moules bleues est la forme d'aquaculture qui réussit le mieux à Country Harbour et dans le comté de Guysborough (Boudreau et SRSF 2001). Les saumons arc-en-ciel sont produits dans le comté de Guysborough sur une base saisonnière, mais pas à Country Harbour. Les jeunes truites arc-en-ciel sont placées dans des cages dans l'océan au printemps, nourries et élevées durant l'été et récoltées durant l'automne (Boudreau et SRSF 2001). La culture de pétoncles est une activité relativement nouvelle, mais il n'y a pas de ferme de pétoncles en activité près de Country Harbour.

7.2.4 Communautés situées près du point d'arrivée à terre

La zone du point d'arrivée à terre pour les besoins du EISE (DPMV volume 5) englobe les communautés situées à proximité de l'emplacement du point d'arrivée à terre dont les résidents peuvent être directement ou indirectement touchés par le projet; elle englobe la zone d'Isaac's Harbour et la zone de Port Bickerton.

7.2.4.1 Zone d'Isaac's Harbour

Cette zone englobe les communautés de Goldboro, d'Isaac Harbour, de Drum Head, de Seal Harbour, de Coddles Harbour, de Stormont, de Middle Country Harbour et de Crossroads Country Harbour. Les routes de cette zone sont des routes à deux voies; les routes principales sont des routes asphaltées, mais certaines routes secondaires ne le sont pas. Un traversier (12 places) traverse Country Harbor près de l'embouchure offrant ainsi un lien important entre la zone d'Isaac Harbour et la zone de Port Bickerton.

En 1996, la population de cette zone comptait approximativement 855 personnes, en déclin de 10 % par rapport au recensement de 1991. La population active comptait 325 personnes, dont 235 détenaient un emploi. À ce moment-là, le taux de chômage était de 27,6 % et le revenu familial moyen s'élevait à 32 193 \$. Les sources de travail les plus importantes étaient l'exploitation forestière et la foresterie de production. Bien que d'une importance capitale dans l'économie, la pêche ne concernait pas directement un grand nombre de personnes.

Utilisation des sols

Le tracé prévu du pipeline à partir du point d'arrivée à terre jusqu'au point de raccordement traverse largement des terres récemment altérées ou plantées d'aulnes. Aucune activité agricole ou exploitation forestière ne se pratique sur ces terres. Il n'y a aucune activité d'extraction de minéraux dans le voisinage du couloir prévu du pipeline, mais il existe des permis d'exploitation de mines concernant certains terrains, notamment une propriété dont l'étendue traverse le tracé du pipeline. Un permis confère le droit d'explorer, mais non d'exploiter, à moins que la permission d'accès à la surface ne soit concédée par le propriétaire.

Terres et ressources utilisées actuellement pour les besoins des Premières nations et des Autochtones

Des preuves existent que les Mi'kmaq ont fréquenté les zones avoisinantes de Country Harbour et d'Isaac's Harbour au cours de l'histoire. Aujourd'hui, le comté de Guysborough ne compte aucune communauté des Premières nations mais 240 personnes d'origine autochtone (voir la section 7.2.1.2).

Au cours des dernières six années, plusieurs parties, notamment SOEI et M&NP, ont construit une usine et développé les infrastructures à Goldboro sur des terres situées à proximité du couloir prévu du pipeline. Comme composante de son programme de travail, EnCana a effectué des études sur le terrain et entrepris une vaste consultation avec plusieurs parties dans la région. EnCana a aussi rencontré les dirigeants autochtones pour discuter de ce projet. Toutefois, à ce jour, il n'y a aucune preuve que les Premières nations ou les Autochtones utilisent actuellement les terres et les cours d'eau dans le couloir prévu ou à proximité, à des fins traditionnelles telles que la chasse, le piégeage et la cueillette; l'annexe B (p. 20) du EISE (DPMV volume 5) préparé par la Membertou Corporate Division (2002) le confirme :

- 1. Il y a eu une connaissance écologique traditionnelle par rapport au tracé du pipeline de la SOEI vers son unité de fractionnement. Dans cette étude, on a déclaré qu'il n'y avait pas d'incidences sur l'utilisation traditionnelle des terres à cause du fait que son emplacement se trouve très loin de la population Mi'Kmaq. En accord avec ces conclusions, la Membertou Corporate Division croit qu'il n'y aura pas besoin d'une CET.*
- 2. La pipeline terrestre de Deep Panuke fait seulement 3Km de long. Parallèlement à l'explication notée auparavant, comme le tracé du pipeline est très court, il ne posera aucun problème.*

De plus, il n'existe aucune indication ou information locale à l'effet que les terres avoisinantes du tracé prévu du pipeline sont actuellement utilisées à des fins traditionnelles par les personnes d'origine autochtone qui vivent dans le comté de Guysborough. EnCana continue ses consultations avec la CMM

et le Native Council of Nova Scotia concernant l'utilisation des terres et des cours d'eau à des fins traditionnelles dans le voisinage du point d'arrivée à terre.

Aménagements et traces d'intérêt sur le plan archéologique

Les travaux archéologiques terrestres et marins à l'origine dans la zone ont été entrepris pour le PEES. Ces recherches ont permis notamment d'identifier trois épaves le long de la côte dans l'entourage immédiat du pipeline et du point d'arrivée à terre :

- Saladin (1844);
- Finchley (1884);
- Foundation Masson (1975)

Ces recherches ont aussi permis d'identifier seize sites de ressources culturelles dans la zone proche de la côte du point d'arrivée à terre et de l'usine de traitement du gaz naturel. On retrouve des sites aussi variés que des lieux historiques amérindiens et des emplacements d'activités minières du XX^e siècle. Neuf de ces sites connus se trouvent à l'intérieur de la zone avoisinant le point d'arrivée à terre prévu et le pipeline de ce projet.

EnCana a effectué une étude géophysique le long du couloir prévu du pipeline durant les mois de septembre, d'octobre 2001 et de mai 2002. À une exception près, aucune épave n'a été identifiée dans la zone d'étude, d'un rayon de 500 m de chaque côté du tracé prévu du pipeline. La cartographie marine du Service hydrographique du Canada (SHC) indique qu'une épave, probablement celle du Foundation Masson (1975), repose à un point à 250 m au Nord de KP1.4, environ à 100 m de la position relevée de l'épave. Il est à noter que le niveau d'exactitude de la cartographie du SHC est de 100 m. Le Nova Scotia Museum ne considère pas le Foundation Masson (1975) comme une épave d'intérêt historique (S. Powell, Assistant conservateur, archéologie, Nova Scotia Museum, pers. comm. 2002).

Toutefois, il existe deux sujets d'intérêt archéologique reliés aux terres situées proches du rivage :

- gisements potentiels de lieux historiques amérindiens (c.-à-d. reliés aux populations qui ont habité la région avant l'arrivée des Européens) le long du rivage à proximité du point d'arrivée à terre prévu;
- gisement potentiel d'installations des Black royalist à Webbs Cove et aux alentours .

Les facteurs mentionnés ci-dessus seront traités plus tard durant la phase du tracé détaillé du pipeline à proximité du point d'arrivée à terre.

Éducation et services de santé

Tandis que les étudiants de la région d'Isaac's Harbour fréquentent la Riverview Consolidated School de New Harbour du niveau primaire jusqu'à la sixième année, les étudiants de niveau secondaire, de premier cycle ou de deuxième cycle, peuvent choisir de fréquenter une école à Sherbrooke, à Guysborough ou à Canso.

Isaac's Harbour possède un petit établissement médical mais qui n'est pas toujours doté de personnel. Les services de soins primaires sont offerts à la Guysborough Medical Clinic et au Guysborough Memorial Hospital. Toutefois, la majorité des résidents ont la possibilité de recevoir les soins médicaux essentiels au St. Martha's Regional Hospital à Antigonish et les services tertiaires sont offerts à Halifax.

7.2.4.2 Zone métropolitaine de Bickerton

Les communautés de Port Bickerton, Bickerton West, Fisherman's Harbour et celle d'Harpellville ont été regroupées et constituent la zone métropolitaine de Bickerton. Traditionnellement, la pêche et l'industrie forestière, y compris certaines transformations connexes aux deux industries, constituaient l'activité économique principale. Actuellement, l'économie locale vise un équilibre entre le secteur des ressources naturelles et le secteur tertiaire.

En 1996, la population de cette zone comptait approximativement 635 personnes. La population active comptait 275 personnes dont 215 détenaient un emploi. Le taux de chômage au moment du recensement s'élevait à 23,6 %, taux nettement plus élevé que celui de la moyenne provinciale de 13,3 % à la même période. Le secteur manufacturier (transformation du poisson) représentait la source de travail la plus importante et le revenu familial moyen s'élevait à 46 612 \$.

7.2.5 Communautés de service

Les communautés de service sont les communautés les plus importantes situées dans le rayon d'un trajet d'une heure de la zone du point d'arrivée à terre et qui fournissent les services à celles qui sont situées dans les zones de point d'arrivée à terre et qui peuvent être accessibles à partir de celles impliquées dans le développement du projet. Les trois communautés suivantes sont décrites : Guysborough, Sherbrooke et Antigonish.

7.2.5.1 Guysborough

La communauté de Guysborough, dont la population compte approximativement 500 personnes, est située sur la côte Ouest de Guysborough Harbour, au fond de la baie Chédabouctou. Elle est le centre administratif de la municipalité du district de Guysborough et se trouve à peu près à 25 km de

l'emplacement du point d'arrivée à terre. Dans la zone, les activités économiques traditionnelles étaient l'agriculture, l'industrie forestière, la construction navale et la pêche. Aujourd'hui, Guysborough est principalement une communauté de service répondant aux besoins de la zone rurale avoisinante.

En 1996, la population active de Guysborough comptait 190 personnes dont 160 avaient un emploi. Le taux de chômage au moment du recensement s'élevait à 15,8 %. Le revenu familial moyen était de 41 198 \$. Le secteur de la vente au détail et les services gouvernementaux représentaient les principales sources de travail. Parmi les autres secteurs de travail on retrouvait : l'exploitation forestière et l'industrie forestière; le secteur de l'hébergement, des produits alimentaires et des boissons; les services sociaux et de santé.

Le Strait Area School Board offre l'enseignement du niveau primaire à la douzième année dans deux établissements : le Chedabucto Education Centre et la Guysborough Academy. Le nouveau développement du Chedabucto Education Centre remplace complètement l'école secondaire de deuxième cycle et a nécessité la remise à neuf de l'école primaire.

Le Guysborough Memorial Hospital, établissement de dix lits de soins de courte durée, compte deux médecins. Il offre une salle d'urgence ouverte en permanence et dispense les soins secondaires à une zone d'achalandage d'à peu près 3 600 résidents situés dans la partie est du comté de Guysborough.

7.2.5.2 Sherbrooke

Située sur les berges de la St. Mary's River, Sherbrooke compte une population de 625 personnes. Elle est le centre administratif du District de St. Mary's et le site d'un village historique, une attraction touristique majeure.

La communauté est le centre de service local pour la zone rurale avoisinante et répond directement aux besoins des résidents locaux en matière de santé, d'éducation, de services gouvernementaux et de vente aux détails. Elle est située approximativement à 25 km de Goldboro.

Au moment du recensement le taux de chômage était de 23,6 %, taux beaucoup plus élevé que celui de la province qui s'élevait au même moment à 13,3 %. Le revenu familial moyen était de 35 709 \$. Les sources de travail les plus importantes étaient dans le secteur du détail, de l'éducation et dans l'industrie de la construction. La pêche et le piégeage, le secteur de l'exploitation forestière et l'industrie forestière représentaient chacun 5 %.

À Sherbrooke deux écoles offrent les cours du niveau primaire jusqu'à la douzième année. Les services de soins de santé primaires sont dispensés localement au St. Mary's Memorial Hospital.

7.2.5.3 Ville d'Antigonish

Aujourd'hui, Antigonish est le centre administratif, commercial, médical et culturel et celui des affaires et de l'enseignement pour la partie continentale Est de la Nouvelle-Écosse. En 1996, la population de la ville atteignait presque 4860 personnes.

Le taux de chômage était à 10 % au moment du recensement, taux plus faible que celui de la province au même moment de 13,3 %. À Antigonish, le revenu familial moyen était de 52 024 \$, moyenne beaucoup plus élevée que celle de la province qui s'élevait à 46 110 \$. Les sources de travail les plus importantes étaient l'enseignement, les services sociaux et de santé. Le commerce de gros, le secteur de l'hébergement, des produits alimentaires et des boissons, et les services du gouvernement contribuent aussi en matière d'emploi.

Fondée en 1855, la St. Francis Xavier University tient un rôle important dans l'économie de la ville et attire des étudiants en provenance de tout le Canada et d'ailleurs. Le St. Martha's Hospital dispense des services de santé à la région depuis 1906.

7.2.6 Au large des côtes

Le développement des installations extracôtières et du pipeline connexe à Goldboro a lieu dans des eaux ou à proximité des eaux qui sont utilisées pour plusieurs besoins, notamment la pêche semi-hauturière et hauturière, la recherche, la navigation commerciale, les activités d'entraînement militaire, d'autres forages exploratoires et champs de gaz en production. Le fond de l'océan est non seulement l'emplacement du pipeline du PEES et du système de collecte du gaz connexe, mais aussi celui de câbles de communication.

7.2.6.1 La pêche

MPO fixe un total autorisé des captures (TAC) pour chacun des stocks de poissons et d'invertébrés à l'intérieur de la zone de gestion économique canadienne de 200 miles. Le TAC est alors réparti entre les pêcheurs indépendants, les groupes de pêcheurs ou les entreprises de pêche par un système de quotas des prises. Le TAC et les quotas sont établis d'après un processus d'évaluation des stocks nécessitant une analyse détaillée de la pêche et des données reçues des équipes de recherche qui sont indépendantes de l'industrie de la pêche. Les zones de gestion sont différentes pour la pêche de poisson et celle des invertébrés.

MPO entretient deux bases de données sur les résultats de la pêche : prise et effort et les débarquements. Des systèmes de données semblables sont entretenus pour toutes les espèces quel que soit le régime de gestion.

En 1999, la valeur des débarquements de poissons et de plantes marines récoltées commercialement dans le secteur de gestion des pêches Scotia-Fundy atteignait 592 millions de \$ pour 311 000 tonnes. La même année, la valeur de vente en gros du poisson et des produits de la pêche de la région s'évaluait à 1,4 milliard de \$. Les États-Unis constituent le marché le plus important, représentant 70 % des ventes à l'exportation des pêches du Secteur Scotia-Fundy (MPO 2000c).

La figure 7.2 délimite les zones unitaires fixées par l'Organisation des pêches de l'Atlantique nord-ouest (OPANO) concernant le Projet Deep Panuke. Les histogrammes sur la carte montrent la capture moyenne par zone unitaire regroupée par principaux groupes d'espèces. Dans 4Wf, division avoisinant la plate-forme, le crabe et le pétoncle composent la majorité des prises. Le crabe, la crevette et autres invertébrés sont la majorité des prises le long du tracé du pipeline dans 4We, alors que plus près de la côte, les prises se composent essentiellement de poissons. Un mélange d'invertébrés et de petits poissons pélagiques ou estuariens domine dans 4Wd, mais dans 4Wk les prises se composent presque exclusivement de poissons.

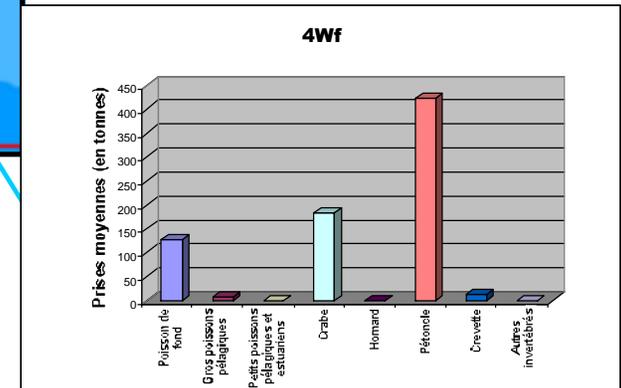
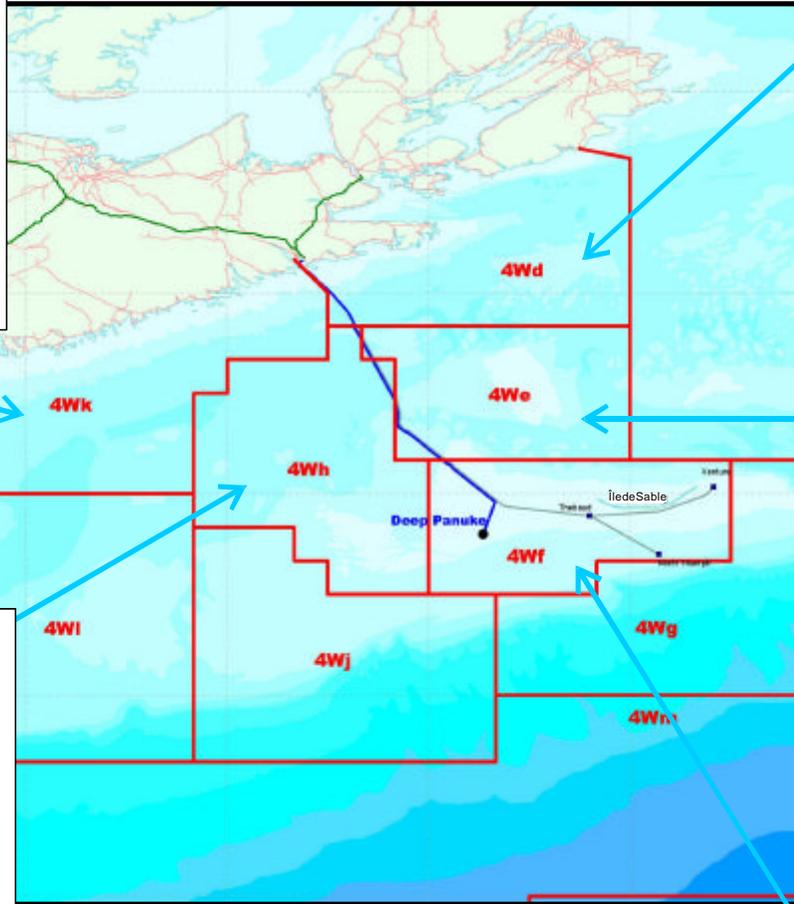
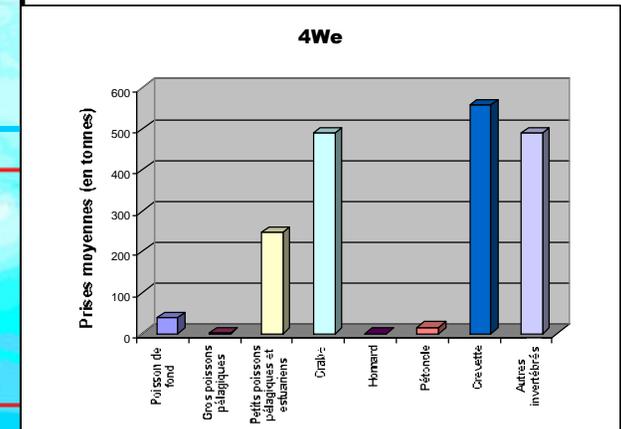
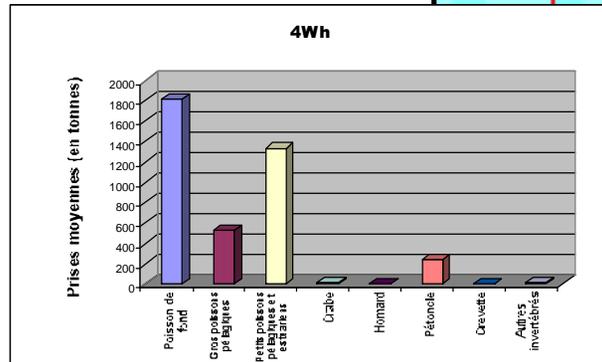
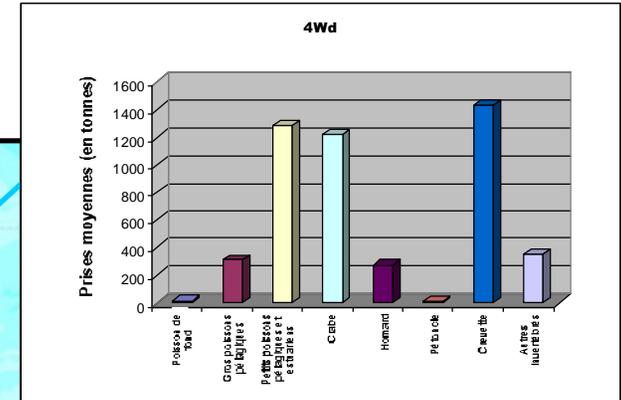
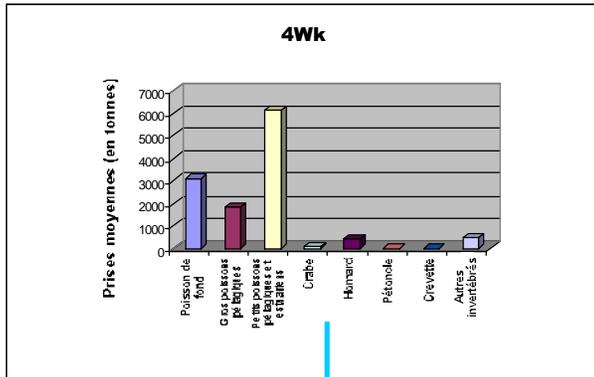
Pêche du poisson de fond

Malgré les fermetures qui ont été imposées, la pêche du poisson de fond ne s'est pas améliorée dans l'est du plateau néo-écossais. Les stocks de morue, d'aiglefin, de merluce blanche et de brochet demeurent à des niveaux bas et les niveaux de prélèvements sont gardés aussi bas que possible. Même si, comparativement, les stocks de goberge sont dans de meilleures conditions, ils demeurent bas. Dans le centre du plateau, le stock de merlu argenté, pêché surtout dans la division 4W, est à un niveau bas et les prises seront gardées à un niveau bas jusqu'à l'amélioration du potentiel de renouvellement annuel. Les stocks de flétans sont également faibles. La majorité des sébastes prises dans la division 4W font partie du stock qui est aussi résident du Chenal Laurentien. On prévoit que la biomasse de sébaste va diminuer progressivement au cours des prochaines années. Les stocks d'espèces de petits poissons plats démontrent tous un potentiel de récupération, mais il est trop tôt pour assouplir les restrictions sur les prélèvements. Depuis le moratoire sur la pêche en 1993, une faible quantité de poisson de fond a été prise dans un rayon de 10 km de l'emplacement de la plate-forme, même si certaines prises ont eu lieu le long du tracé du pipeline, surtout en été.

Figure 7.2

Projet de Deep Panuke

Prises moyennes selon les aires élémentaires de l'OPANO



Source:
Données sur les prises et l'effort de
MPO 1996 - 2000

Pêche des gros poissons pélagiques

La ligne flottante est la principale méthode utilisée pour prendre les gros poissons pélagiques comme l'espadon, le thon et le requin. Le thon se pêche le long du rebord du plateau et dans les eaux littorales de l'est du comté de Guysborough, de Country Harbour jusqu'à Canso. La pêche du thon se concentre plus près de la côte après le mois d'août, y compris dans une zone située à l'est du pipeline prévu, entre Country Harbour et Tor Bay. La pêche de l'espadon demeure concentrée le long de l'accroche du plateau et dans le bassin d'Emeraude. La pêche au requin a lieu dans les eaux profondes au large de l'accroche du plateau en toute saison. Peu d'activités ont lieu dans un rayon de 50 km de l'emplacement de la plate-forme Deep Panuke.

Pêche de petits poissons pélagiques

Le hareng et le maquereau sont les principales espèces de petits poissons pélagiques pêchés commercialement sur le banc de l'île de Sable et dans ses alentours. Les stocks sont de condition raisonnable et il existe peu de restrictions sur la pêche. Le hareng est la seule espèce pêchée près du tracé prévu du pipeline par des bateaux de taille importante qui signalent leurs lieux de pêche; la pêche a lieu principalement au printemps. Aucune activité de pêche au petit poisson pélagique n'a lieu à proximité de l'emplacement de la plate-forme de Deep Panuke.

Pêche des invertébrés

Les principales pêches des invertébrés dans la zone d'étude extracôtière sont la pêche de pétoncle, de crabe, de mye et de crevette. Chaque groupe d'espèce est pêché dans des zones distinctes du plateau néo-écossais qui se recoupent peu. Ces zones sont demeurées constantes au cours des cinq dernières années. La pêche de pétoncle est l'une des pêches les plus importantes d'invertébrés sur le banc de l'île de Sable et a lieu environ à 35 km à l'ouest et au sud de l'emplacement de Deep Panuke. La crevette et le crabe sont pêchés entre l'emplacement de la plate-forme et la côte.

Tendances dans les débarquements et valeurs des pêches hauturières

La valeur globale des débarquements de la pêche commerciale de Scotia-Fundy a augmenté chaque année de 1996 à 1999, avec une croissance de 12,4 % uniquement entre 1998 et 1999. La quantité ainsi que la valeur des débarquements d'invertébrés ont régulièrement augmenté depuis 1987, alors que la valeur du poisson de fond a diminué. Le homard côtier constitue la plus grande proportion des débarquements d'invertébrés et, en 1999, il représentait presque la moitié de la valeur totale globale. (MPO 2000b). En 1999, la valeur totale des débarquements atteignait 592 millions de \$.

Dans l'est du plateau néo-écossais, notamment sur le banc Banquereau et le banc de l'île de Sable, la valeur des débarquements de pétoncle a eu tendance à augmenter au cours de la dernière décennie. En 1999, la valeur des débarquements s'élevait à 7 578 000 \$, soit presque le double par rapport à 1990.

Les pêches émergentes sont celles qui capturent de nouvelles espèces ou des espèces non traditionnelles; ces pêches sont soit au stade exploratoire soit en début de commercialisation. Parmi les espèces des pêches émergentes à divers stades de développement, on retrouve le vers de vase, le buccin, la myxine, le crabe nordique, le crabe commun et le crabe caillou. Les débarquements des pêches émergentes dans Scotia-Fundy atteignaient une valeur de 13,2 millions de \$ en 1998 (MPO 2000a).

Emplacement des débarquements des prises hauturières

La plus grande partie du total des prises au large des côtes (23,2 %), est débarquée par la flotte de Lunenburg. Canso reçoit la plus grande quantité des prises de crabe des neiges. Le district statistique de pêche 17, le plus proche du point d'arrivée à terre du pipeline, est le deuxième en importance pour la quantité des prises de crabe des neiges extracôtier, mais pêché par les bateaux de pêche côtière (< 65 pi.). Les activités de pêche du plateau néo-écossais sont importantes sur le plan commercial pour la Nouvelle-Écosse et sur le plan individuel pour les communautés côtières.

7.2.6.2 L'île de Sable

L'île de Sable se trouve approximativement à 50 km de l'emplacement prévu de la plate-forme du projet. Le Sable Island Preservation Trust s'est constitué en corporation en décembre 1998 pour garantir à long terme la conservation de l'île de Sable. Le Trust maintient une base de surveillance environnementale et une base d'urgence sur l'île avec du personnel. Le nombre de personnes sur l'île de Sable varie selon les périodes, mais entre quatre et sept personnes travaillent à temps plein à la station de surveillance. Périodiquement, ce nombre peut augmenter à 30 quand des scientifiques viennent pour surveiller les mouvements de migration et effectuer des travaux de recherche connexes.

7.2.6.3 Navigation commerciale

La zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse reçoit un important trafic relié à la navigation commerciale en provenance et à destination du littoral maritime Est des États-Unis, des Grands Lacs et de l'Europe. Conformément au *Règlement sur la zone de services de trafic maritime de l'Est du Canada*, la navigation commerciale doit suivre des routes spécifiques et des procédures à l'approche du port de Halifax et du détroit de Canso. À l'extérieur de ces zones contrôlées, les navigateurs peuvent choisir leur route préférée à leur convenance en fonction des pratiques de matelotage et de navigation appropriées.

7.2.6.4 Le projets de développement extracôtier

Le PEES compte actuellement un complexe central de plates-formes dotées de personnel au champ Thebaud (approximativement à 45 km de l'emplacement prévu du projet Deep Panuke), deux plates-formes satellites et un système de pipeline sous-marin de collecte et le pipeline d'acheminement vers Goldboro; trois autres plates-formes satellites sont en cours de conception. Lorsqu'un exploitant a plus d'un programme extracôtier en cours, les opérations de ravitaillement sont coordonnées entre les différentes installations. Compte-tenu de la nature changeante des opérations et des besoins en ravitaillement, le nombre de bateaux de ravitaillement en opération dans la zone avoisinant l'île de Sable variera, mais ne sera guère en dessous de six et pourra monter jusqu'à douze.

Une installation de production, telle que la plate-forme Thebaud, serait ravitaillée généralement par des bateaux de ravitaillement deux ou trois fois par semaine. Toutefois, durant les activités de forage et d'exploitation, comme il y a besoin plus important de matériaux (matériaux en vrac comme les fluides de forage, les solides en vrac comme la barytine et le ciment, puis le carburant, sont souvent nécessaire en quantités importantes), ce nombre serait beaucoup plus important. Un soutien de cette nature peut nécessiter jusqu'à six voyages de ravitaillement par semaine.

7.2.6.5 Exploration extracôtière

L'exploration pour le pétrole et pour le gaz naturel dans les eaux de la Nouvelle-Écosse continue à un bon rythme. À ce jour, 59 permis, évalués à 1,56 milliard de \$, ont été achetés pour la zone extracôtière et plus de 180 puits d'exploration ont été forés. Des programmes de recherche géophysique et de forage exploratoire liés à ces soumissions accroît la navigation et les activités connexes s'effectuant au large, mais les activités se répartissent dans une vaste zone et ne sont pas concentrées dans un couloir ou dans une seule zone.

7.2.6.6 Activité militaire

Les Forces maritimes de l'Atlantique effectuent de la formation et des manœuvres dans diverses zones désignées comme des zones de manœuvre au large de la côte de la Nouvelle-Écosse. Zone de manœuvre India s'étend sur une grande partie du tracé du pipeline sous-marin qui va de l'emplacement de Deep Panuke au point d'arrivée à terre à Goldboro. Les plates-formes de Deep Panuke ne sont pas situées à l'intérieur d'une zone désignée zone de manoeuvre (MPO 2001e). Des munitions ont été larguées à plusieurs endroits par le passé. Le MDN et la BFC Halifax ont confirmé que les installations du projet ne sont situées à proximité d'aucun emplacement connu de munition explosive non explosée (UXO). Des études géophysiques en eaux peu profondes effectuées à l'emplacement de Deep Panuke et le long du tracé du pipeline l'ont confirmé.

7.2.6.7 Pipelines et câbles extracôtiers

Un câble de communication relie l'île de Sable à la partie continentale de la Nouvelle-Écosse. Le pipeline sous-marin prévu traversera le tracé de ce câble. Des éditions récentes de cartes marines du SHC montrent également un certain nombre de câbles sous-marins abandonnés, ou des sections de câble, dans l'entourage du tracé du pipeline et des plates-formes de Deep Panuke. En dehors du câble de communication de l'île de Sable, il n'existe plus de câbles sous-marins en activité (MPO 2001a).

7.3 Évaluation des incidences socio-économiques

7.3.1 Niveau national et provincial : Avantages et incidences

Les principaux enjeux aux niveaux provincial et national sont liés aux incidences du projet au niveau macro-économique plutôt qu'au niveau local. Ces enjeux nécessitent entre autres de déterminer :

- le potentiel d'affaires et les possibilités d'emploi qui seront générés durant les phases de développement et de production du projet;
- les incidences économiques en Nouvelle-Écosse et au Canada découlant de l'achat de biens et services et de l'embauche de la main d'œuvre pour le projet.

Des estimations du potentiel d'affaires, des possibilités d'emploi et des incidences économiques ont été faites en fonction de ce projet. Compte tenu de l'expérience acquise avec d'autres développements similaires et de la structure actuelle des deux économies, ces estimations donnent une évaluation raisonnable du contenu néo-écossais et canadien ainsi qu'une indication réaliste des possibilités. EnCana estime un coût de développement d'environ 1,1 milliard de \$ (dollars de 2002) incluant toutes éventualités. Le tableau 7.4 fournit la répartition de ce coût par composante.

Composante	Coût total (million \$)
1. Ingénierie /gestion du projet	127 \$
2. Structures extracôtieres	474 \$
3. Forage/complétion	178 \$
4. Pipelines	242 \$
5. Raccordement extracôtier et mise en service	41 \$
6. Divers	38 \$
Total	1 100 \$

7.3.1.1 Incidences et possibilités de la phase de développement

Cette section traite en détail des possibilités d'emploi et des incidences économiques découlant des dépenses de la phase de développement du projet. L'analyse est effectuée dans une perspective provinciale et nationale, mais elle se concentre principalement sur les possibilités en Nouvelle-Écosse. La phase de développement du projet comprend l'établissement des installations et la mise en place de l'équipement pour produire du gaz naturel à partir des installations extracôtières et le transporter au point d'arrivée à terre à Goldboro. Le projet n'aura pas d'installations côtières importantes car le traitement du gaz s'effectuera au large et le gaz immédiatement commercialisable sera directement transféré aux installations de M&NP à Goldboro.

Besoins en matière de main d'œuvre et de matériaux

La phase de développement du projet nécessite environ 2805 années-personnes d'emploi direct (+/- 25 %). Les besoins en matière d'emploi sont présentés en année-personne (équivalent d'une personne travaillant un an à temps plein, soit 2080 heures). Généralement, durant le développement, le nombre d'emplois est plus important que le nombre d'années-personnes, puisque la majorité des personnes sont engagées pour moins d'une année. Pour convertir les années-personnes en nombre d'emplois, on peut utiliser un facteur multiplicateur de 1,35 (SOEP 1996c) basé sur les types d'activités et la durée moyenne des emplois nécessaires.

Phase de développement – Incidences économiques au niveau provincial

Les incidences directes du projet sont la partie des dépenses versée localement (matériaux et produits achetés, marges sur les matériaux importés, salaires et traitements, emplois assurés par les résidents locaux). Les incidences directes de la phase de développement du projet en Nouvelle-Écosse sont estimées à 80 millions de \$ en achat de matériaux et à 117 millions de \$ en salaires et traitements. Au total, le contenu néo-écossais est estimé à près de 18 % du total de 1,1 milliard de \$ des dépenses en matériaux et en main d'œuvre pour le développement du projet. Les 117 millions de \$ en salaires et traitements nécessitent 1441 années-personnes ou approximativement 1946 emplois pour les trois années de la phase de développement. Il est important de noter que tous ces emplois n'existeront ni toute une année ni durant toute la phase de développement du projet.

À la suite des dépenses de développement, il est prévu que le PIB de la province (aux prix du marché) augmente de 181 millions de \$. Le multiplicateur du PIB est estimé à 0,16, ce qui signifie que pour chaque dollar de dépenses en matériaux et main d'œuvre pour le développement du projet, il y aura 16 cents de nouvel apport au PIB de la province. On prévoit que le revenu des ménages augmentera de 154 millions de \$: 117 millions directement et 37 millions de \$ par le biais du mécanisme du multiplicateur. Le multiplicateur du revenu des ménages est estimé à 0,14, ce qui signifie que pour chaque dollar de

dépenses en matériaux et main d'œuvre pour le développement du projet, il y aura 14 cents de nouvel apport dans le revenu des ménages en Nouvelle-Écosse. Ces multiplicateurs n'incluent pas les incidences dérivées sur le revenu des ménages.

On prévoit la création d'environ 3220 emplois, 1 946 directement et 1 274 par le mécanisme du multiplicateur. Le multiplicateur d'emploi (calculé en fonction du changement total d'emploi divisé par le total d'emploi direct) est estimé à 1,65. C'est à dire que pour chaque emploi direct du projet, on estime que 0,65 emploi indirect supplémentaire sera créé. Ce multiplicateur n'inclut pas les incidences dérivées sur l'emploi.

Phase de développement – Incidences économiques au niveau national

Les incidences directes du projet au Canada (y compris en Nouvelle-Écosse) sont estimées à 146 millions de \$ en achat de matériaux et à 129 millions de \$ en salaires et traitements. On estime que le Canada recevra pratiquement 25 % du total des 1,1 milliard de \$ de dépenses pour la phase de développement du projet. Les 129 millions de \$ en salaires et traitements prévus pour la main d'œuvre canadienne impliquent 1 566 années-personnes de travail ou environ 2 114 emplois pour couvrir la phase de développement (2002-2005). À la suite des dépenses de développement, on estime que les PIB direct et indirect du Canada augmenteront d'environ 242 millions de \$, le revenu des ménages de 197 millions de \$ et l'emploi de 4 259 (en nombre d'emplois).

7.3.1.2 Incidences et possibilités de la phase de production

Les activités de production sont largement divisées en fonction de logistiques, de production et d'administration générale. L'analyse est effectuée dans une perspective provinciale et nationale, mais elle se concentre principalement sur les possibilités pour la Nouvelle-Écosse. La phase de production du projet comprend l'extraction du gaz brut et son traitement ainsi que le transport du gaz immédiatement commercialisable jusqu'au point d'arrivée à terre à Goldboro. On prévoit que la phase de production couvrira 11,5 années, entre 2005 et 2017.

Besoins en matière de main d'œuvre et de matériaux

Les dépenses de la phase de production sont prévues à 60 millions de \$ par an (31 millions pour les matériaux et les services plus 29 millions pour la main d'œuvre), pour un total de dépenses en phase de production de 690 millions de \$ (357 millions pour les matériaux et les services, plus 333 millions pour la main-d'œuvre) sur une période de 11,5 années.

On prévoit que l'exploitation du projet nécessitera 184 années-personnes (+/-25 %) plus 116 années-personnes (+/-25 %) de main d'œuvre engagée sur une base contractuelle, soit un total de 300 personnes par année, ce qui signifie 3445 années-personnes d'emploi pour une période de production de 11,5 ans.

Phase de production – Incidences économiques au niveau provincial

Les incidences directes du projet en Nouvelle-Écosse sont estimées à 164 millions de \$ en achat de matériaux et à 301 millions de \$ en salaires et traitements. Au total, on prévoit que la Nouvelle-Écosse recevra près de 67 % des 690 millions de \$ de dépenses en matériaux et main d'œuvre de la phase de production du projet. Les 301 millions de \$ en salaires et traitements impliquent 3 159 années-personnes de travail ou pratiquement 312 emplois (avec un multiplicateur évalué à 1,35 entre une année-personne et la main d'œuvre contractuelle). Les années-personnes contractuelles sont calculées pour toute la phase de production et il est peu probable que toutes seraient nécessaires en nombre égal chaque année ou que tout poste contractuel durerait pendant toute la phase de production.

À la suite des dépenses de production, il est prévu que le PIB de la province augmente de 400 millions de \$. Le multiplicateur du PIB est estimé à 0,58, ce qui signifie que pour chaque dollar de dépenses en matériaux et main d'œuvre pour la phase de production, il y aura 58 cents de nouvel apport au PIB de la province. Ce chiffre ne comprend pas les incidences dérivées. On prévoit que le revenu des ménages augmentera de 342 millions de \$: 301 millions directement et 41 millions par le biais du mécanisme du multiplicateur. Le multiplicateur du revenu des ménages est estimé à 0,50, ce qui signifie que pour chaque dollar de dépenses en matériaux et main d'œuvre pour la phase de production du projet, il y aura 50 cents de nouvel apport dans le revenu des ménages de la Nouvelle-Écosse.

On prévoit la création de 480 emplois, 312 directement et 168 par le biais du mécanisme du multiplicateur. Le multiplicateur d'emploi (calculé en fonction du changement total d'emploi divisé par le total d'emploi direct) est estimé à 1,5. C'est à dire que pour chaque emploi direct du projet, on estime que 0,5 emploi indirect supplémentaire sera créé. Cette analyse n'inclut pas les incidences dérivées soit dans les revenus soit dans les emplois.

Les incidences de la phase de production sont plus importantes en pourcentage de dépense que les incidences de la phase de développement. La différence vient du fait que les estimés de contenu néo-écossais sont plus élevés pour la phase de production.

Phase de production – Incidences économiques au niveau national

Les incidences directes du projet au Canada (incluant la Nouvelle-Écosse) sont estimées à 292 millions de \$ en achat de matériaux et à 330 millions de \$ en salaires et traitements. Au total, le Canada recevrait pratiquement près de 90 % du total des 690 millions de \$ des dépenses de la phase de production en

matériaux et en main d'œuvre. On prévoit qu'environ 10 % ou 69 millions de \$ des dépenses de la phase de production seront dépensées en importation de matériaux et de main d'œuvre.

Les 330 millions de \$ en salaires et traitements qui sont estimés pour la main d'œuvre canadienne supposent 300 années-personnes de travail ou pratiquement 337 emplois (avec un multiplicateur évalué à 1,35 entre une année-personne et la main-d'œuvre contractuelle) répartis annuellement au cours de la phase de production. À la suite des dépenses de la phase de production, on prévoit que le PIB direct et indirect du Canada augmentera de 583 millions de \$, le revenu des ménages de 464 millions de \$ et l'emploi de 722 (en nombre d'emplois).

7.3.2 Municipalité régionale de Halifax : avantages et incidences

7.3.2.1 Emploi

La Municipalité régionale de Halifax, centre administratif et commercial de la province, s'est adaptée aux besoins du secteur des hydrocarbures, des compagnies et des organisations qui servent ce secteur et le représentent par un vaste éventail de services professionnels. Le secteur des hydrocarbures est reconnu comme un secteur de plus en plus important pour l'économie de la région métropolitaine et cette tendance est appelée à se maintenir.

Le projet générera 1 441 emplois année-personne au cours des trois années de la phase de développement et 3 159 emplois année-personne durant les 11,5 années de production. Outre l'emploi créé au large et dans le voisinage du point d'arrivée à terre, surtout durant la construction, la plus grande partie des avantages économiques reviendra à la Municipalité régionale de Halifax. Parmi ces avantages, on retrouve des emplois directs et indirects. EnCana a établi une base d'exploitation et un bureau de projet à Halifax qui emploient plusieurs centaines de personnes. Au fur et à mesure de l'évolution du projet, les besoins en personnel varieront. Le travail de conception et d'ingénierie sera surtout effectué dans la Municipalité régionale de Halifax. Compte tenu de la disponibilité des espaces d'accostage et de l'expérience au niveau maritime, certains services maritimes ou de construction pourront être localisés dans une ou plusieurs installations existant déjà dans la Municipalité régionale de Halifax. Les décisions quant à l'attribution des principaux contrats ne seront pas prises prochainement, mais on peut espérer des retombées importantes en matière d'emploi pour la ville en partie grâce à l'expertise et aux ressources qui existent dans la région.

7.3.2.2 Potentiel d'affaires

Le secteur des hydrocarbures nécessite un vaste éventail de services incluant des services maritimes, des ingénieurs-conseil, des avocats et autres spécialistes ainsi que des services de soutien en tant que composante des activités quotidiennes. Certains services seront rendus par des cabinets spécialisés qui

sont établis en ville depuis longtemps, d'autres seront fournis par des cabinets qui ont été attirés dans la région à cause de l'essor du secteur des hydrocarbures, et certains seront fournis grâce à de nouvelles compétences acquises par les cabinets locaux entrant en concurrence pour faire des affaires dans le secteur des hydrocarbures. Le projet fournira des possibilités de contrat direct et indirect aux cabinets, y compris les cabinets tenus par des Autochtones ou des membres des Premières nations, qui se sont agrandis afin de combler les besoins de ce secteur et les nouveaux cabinets qui essaient de s'établir en ville.

7.3.2.3 Formation

Le catalyseur en matière de formation est le besoin de main d'œuvre qualifiée durant les phases de développement et de production du projet. L'adéquation entre la population active de la province et les demandes du secteur des hydrocarbures a été un sujet de discussion pendant plusieurs années. Toutefois, on observe que le gouvernement, les institutions d'enseignement et l'industrie ont collaboré pour déterminer les besoins et établir des programmes de formation. EnCana a tenu un rôle prépondérant dans plusieurs de ces projets. Même en tenant compte des programmes de formation offerts, il y aura un manque de personnel qualifié, particulièrement de personnes dont le niveau d'expérience est suffisant pour assumer les responsabilités de certaines tâches. Cela reflète la nature du secteur des hydrocarbures autant qu'une insuffisance dans l'offre de programme de formation. Les personnes formées dans des programmes locaux et qui acquièrent de l'expérience dans le secteur en Nouvelle-Écosse peuvent espérer travailler partout au Canada ou ailleurs dans le monde durant leur carrière. La formation devient donc un avantage à long terme car les compétences acquises durant les phases de développement et de production du projet peuvent être mises à profit partout pour des projets similaires. EnCana continuera à collaborer avec le NSCC pour garantir que les programmes de formation nécessaires seront établis afin de combler les besoins prévus.

7.3.2.4 Assiette foncière

Les propriétés occupées par EnCana dans la Municipalité régionale de Halifax (p. ex. la base de ravitaillement extracôtier et les locaux à bureaux) sont assujetties aux taxes foncières et à la taxe sur les locaux professionnels. Par conséquent, toute augmentation de l'espace occupé constitue un avantage direct pour la municipalité.

7.3.2.5 Stabilité et croissance économiques

Comme il est mentionné auparavant, le secteur des hydrocarbures est devenu un secteur de croissance important pour la Municipalité régionale de Halifax . Le fait qu'EnCana recherche l'autorisation de développer le projet Deep Panuke confirme que le secteur des hydrocarbures sera présent à long terme dans la région. En s'engageant dans le processus de demandes pour développer le projet et en effectuant

l'étude de CTP, EnCana fait preuve de confiance dans l'avenir. Cela se traduit par un niveau de confiance grandissant des entreprises dans la région.

7.3.2.6 Routes

La première incidence du projet sur le réseau routier de la Municipalité régionale de Halifax sera visible pendant la construction, en raison du transport de matériaux et des déplacements de la main d'œuvre pour se rendre aux emplacements de construction. On ne sait pas encore où les structures extracôtières seront construites ni où la tubulure sera enduite ou entreposée. Il est probable que certaines parties de ce travail se fera à l'intérieur de Municipalité régionale de Halifax et que la circulation – notamment celle de véhicules à charge lourde – augmentera sur les routes desservant cette région. Même si le réseau routier desservant la ville va probablement suffire à absorber la circulation liée à la construction dans la région, on se demande s'il ne serait pas nécessaire de poursuivre des études afin d'améliorer et d'accroître les infrastructures régionales, notamment le système routier, pour mieux les adapter à la croissance urbaine.

7.3.2.7 Quais

Comme il est noté auparavant, on ne sait pas encore où les structures extracôtières seront construites, ni où la tubulure sera enduite ou entreposée. Ces activités nécessiteront des installations portuaires appropriées et de l'eau profonde. On peut aussi avoir besoin d'installations supplémentaires d'accostage pouvant répondre aux besoins créés par les bateaux de ravitaillement extracôtier à grand tirant d'eau et exigeant des installations de chargement spécialisées. La capacité pour toutes ces activités existe déjà dans la Municipalité régionale de Halifax où EnCana exploite déjà une base de ravitaillement. De tels développements généreront des avantages économiques par le biais de l'utilisation accrue de la capacité existante et des possibilités d'emploi offertes.

7.3.2.8 Services d'urgence

Les accidents et les cas d'urgence peuvent survenir à tout moment. Les parties le plus directement concernées dans tout accident lié au travail sont les membres du personnel et les services d'urgence. Il est prévu que, dans le cas de blessures ou d'accidents sérieux durant le développement, la production ou le déclassement des installations, les membres du personnel blessés seraient transportés au Queen Elizabeth II Health Services Centre à Halifax qui est équipé pour fournir les soins tertiaires. En implantant les plans de sécurité appropriés, la possibilité d'un accident sérieux est peu probable, mais il faut parer à toute éventualité.

7.3.2.9 Utilisation des sols

Des locaux à bureaux, des zones commerciales et industrielles seront nécessaires en ville pour soutenir les activités du projet. De tels besoins seront satisfaits à l'intérieur des immeubles à bureaux existants et des zones désignées à des fins commerciales et maritimes. De telles activités concourent à l'objectif de la stratégie de planification d'occupation des sols et de développement économique. Cette croissance d'activité représente l'un des avantages déterminés du projet.

7.3.2.10 Santé et sécurité publiques

Le développement du projet tel qu'il est précisé n'a pas d'incidence sur la santé et la sécurité publique dans la Municipalité régionale de Halifax. Aucune analyse supplémentaire n'a été effectuée sur ce sujet concernant cette zone.

7.3.2.11 Ressources archéologiques et patrimoniales

Le développement du projet tel qu'il est précisé n'a pas d'incidence sur les ressources archéologiques et patrimoniales dans la Municipalité régionale de Halifax. Aucune analyse supplémentaire n'a été effectuée sur ce sujet concernant cette zone.

7.3.2.12 Utilisation actuelle des terres et des ressources pour les besoins des Premières nations et des Autochtones

Le développement du projet tel qu'il est précisé n'a pas d'incidence sur l'utilisation des ressources et des terres pour les besoins des Premières nations et des Autochtones dans la Municipalité régionale de Halifax. Aucune analyse supplémentaire n'a été effectuée sur ce sujet concernant cette zone.

7.3.2.13 Mesures d'atténuation

Le développement du projet a pris en compte les facteurs environnementaux et socio-économiques des intérêts et des enjeux. De bonnes méthodes d'ingénierie minimiseront davantage les possibilités d'incidences nuisibles. Les mesures d'atténuation spécifiques suivantes ont été recommandées en ce qui concerne les activités du projet dans la Municipalité régionale de Halifax :

- EnCana continuera à travailler avec le NSCC pour garantir que les programmes de formation nécessaires sont en place afin de combler les besoins prévus en main d'œuvre;

- EnCana continuera à fournir l'information au monde des affaires, y compris les milieux d'affaires autochtones et celui des Premières nations, concernant le processus des achats, les prochains développements et les activités d'exploitation ainsi que les possibilités qui y sont reliées.

7.3.2.14 Sommaire des incidences résiduelles

Comme le résume le tableau 7.5, la Municipalité régionale de Halifax tirera des avantages importants du développement et de l'exploitation du projet, notamment :

- en matière d'emploi;
- au niveau du potentiel d'affaires;
- en matière de formation de la main d'oeuvre;
- au niveau de l'augmentation des revenus par le biais des taxes foncières;
- dans les activités et les investissements qui favoriseront la stabilité et la croissance économique dans la région.

7.3.3 Communautés de service : Guysborough, Sherbrooke et Antigonish : Avantages et incidences

7.3.3.1 Emploi

Les communautés de Guysborough, Sherbrooke et d'Antigonish se trouvent à moins d'une heure de trajet de la zone du point d'arrivée à terre et peuvent fournir des services durant le développement et l'exploitation du projet. Les résidents de ces communautés sont intéressés par les emplois offerts soit directement par le projet soit indirectement par les parties contractantes ou les autres entreprises qui profitent des activités du projet. Il est certain que la construction du pipeline, sous-marin et côtier, et que la phase de production qui suivra favoriseront l'emploi, mais il n'y aura pas de construction d'usine à Goldboro et on n'aura pas besoin de base opérationnelle permanente dans la zone.

7.3.3.2 Potentiel d'affaires

Le potentiel d'affaires est généré par des investissements et par la probabilité de nouveaux emplois. Comme il est noté auparavant, il y aura création d'emplois durant la phase de construction du projet, mais ils seront limités dans le temps. Toutefois, l'arrivée à terre d'une deuxième source de gaz naturel représente une diversification et une sécurité d'approvisionnement essentielle pour de futurs développements industriels dans la région. Un potentiel d'affaires pour Guysborough, Sherbrooke et Antigonish en découlera.

Tableau 7.5 Municipalité régionale de Halifax : Incidences résiduelles

INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
ÉCONOMIE					
Emploi	<ul style="list-style-type: none"> Personnes cherchant un emploi Organisations non-gouvernementales 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses-phases de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Le projet : source d'emploi direct et indirect durant le développement et la production 	Avantage en matière d'emploi durant le développement	Avantage certain
				Avantage en matière d'emploi durant la production	Avantage certain
				Avantage négligeable durant le déclassement	Incidence peu probable
Potentiel d'affaires	<ul style="list-style-type: none"> Milieu des affaires Municipalité régionale de Halifax 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses-phases de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Les investissements du projet : catalyseur pour de futures dépenses économiques 	Le développement entraînera des avantages	Avantage certain
				La production entraînera des avantages	Avantage certain
				Incidence négligeable durant la production	Incidence peu probable
Formation	<ul style="list-style-type: none"> Personnes à la recherche des compétences nécessaires Secteur de l'éducation 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production Besoins en main d'œuvre 	<ul style="list-style-type: none"> EnCana a besoin de personnes compétentes 	Avantage durant le développement	Avantage certain
				Avantage durant la production	Avantage certain
				Pas d'incidence durant le déclassement	Incidence certaine
Assiette foncière	<ul style="list-style-type: none"> Municipalité régionale de Halifax 	<ul style="list-style-type: none"> Occupation des propriétés 	<ul style="list-style-type: none"> Tous les locaux à bureaux et autres locaux reliés au projet sont assujettis aux taxes foncières et à la taxe sur les locaux professionnels 	Le développement entraînera des avantages	Avantage certain
				La production entraînera des avantages	Avantage certain
				Incidence négligeable durant le déclassement	Incidence peu probable
Stabilité/Croissance économiques	<ul style="list-style-type: none"> Milieu des affaires Municipalité régionale de Halifax 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production Expansion du secteur industriel 	<ul style="list-style-type: none"> Expansion du secteur des hydrocarbures 	Le développement entraînera des avantages	Avantage certain
				La production entraînera des avantages	Avantage certain
				Le déclassement aura une incidence négligeable	Incidence peu probable

Tableau 7.5 Municipalité régionale de Halifax : Incidences résiduelles

INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
Aquaculture et pêche	<ul style="list-style-type: none"> Néant 	<ul style="list-style-type: none"> Construction des installations maritimes 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun lien 	s.o.	s.o.
Tourisme	<ul style="list-style-type: none"> Néant 	<ul style="list-style-type: none"> Construction des infrastructures industrielles 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun lien 	s.o.	s.o.
L'ENVIRONNEMENT					
Qualité de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> Néant 	<ul style="list-style-type: none"> Construction du pipeline côtier et terrestre 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun lien 	s.o.	s.o.
Qualité de l'air	<ul style="list-style-type: none"> Néant 	<ul style="list-style-type: none"> Traitement du gaz 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun lien 	s.o.	s.o.
INFRASTRUCTURES					
Routes	<ul style="list-style-type: none"> Usagers des routes Municipalité régionale de Halifax Transport et énergie N.-É. 	<ul style="list-style-type: none"> Circulation reliée à la construction 	<ul style="list-style-type: none"> Usage des routes publiques par les véhicules de chantier 	Le développement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				La production n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				Le déclasserment n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
Quais	<ul style="list-style-type: none"> Exploitants des espaces sur les quais 	<ul style="list-style-type: none"> Activités de construction et d'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> Utilisation des quais 	Le développement entraînera des avantages	Avantage peu probable
				La production entraînera des avantages	Avantage peu probable
				Le déclasserment aura une incidence négligeable	Incidence peu probable
Services d'urgence	<ul style="list-style-type: none"> Personnel Fournisseurs de services d'urgence 	<ul style="list-style-type: none"> Événements accidentels 	<ul style="list-style-type: none"> Événements accidentels durant le développement et l'exploitation 	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				La production aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				Le déclasserment aura une incidence négligeable	Incidence certaine

7.3.3.3 Formation

Même si la formation est un sujet d'intérêt général, un consensus semble se former pour que la formation dans le domaine des secteurs-clés d'activité soit offerte par le biais des collèges communautaires et des organisations syndicales. EnCana collabore avec le NSCC pour garantir que les programmes de formation sont établis afin de combler ses besoins en main d'œuvre prévus. La formation est un avantage qui peut être attribué aux phases de développement et de production du projet. C'est également un avantage qui s'étend au-delà du cycle de vie du projet car les personnes formées peuvent travailler pour d'autres projets similaires.

7.3.3.4 Stabilité et croissance économiques

Le fait qu'un deuxième projet extracôtier demande une autorisation de développement dans le Nord-Est de la Nouvelle-Écosse est plus important pour la stabilité et la croissance économique dans les communautés de service que l'emploi local généré par le projet lui-même. Le développement proposé du projet est un signe évident que les investissements faits par M&NP dans les infrastructures ont attiré d'autres utilisateurs. La disponibilité d'une deuxième source de gaz immédiatement commercialisable accroît les quantités commercialisables et garantit une sécurité d'approvisionnement à long terme. Elle indique aussi que l'industrie extracôtière de la province est en processus de maturation et que le Nord-Est de la Nouvelle-Écosse joue un rôle-clé dans ce processus.

7.3.3.5 Routes

La seule incidence du projet sur le réseau routier sera visible pendant la construction en raison du transport de matériaux et des déplacements de la main d'œuvre pour se rendre aux chantiers de construction. Comme la zone de déchargement des matériaux n'a pas encore été choisie, les routes qui desserviront les déplacements des véhicules de chantier ne peuvent être identifiées. Toutefois, Goldboro sera le point de destination des matériaux nécessaires à la construction du pipeline côtier. Les routes qui desservent Goldboro, ainsi qu'une ou plusieurs des autres communautés de service, comprennent les routes 316, 7 et la Transcanadienne. Outre l'accroissement de la circulation à Goldboro, il peut y avoir une augmentation temporaire de circulation sur certaines sections de ces routes durant la période de construction. Les mouvements de circulation prévus reliés au projet ne seront pas d'une ampleur telle qu'ils causeront des interruptions dans le débit de circulation ou représenteront un danger pour la sécurité publique. Il n'y aura pas d'incidence sur le système routier durant les phases d'exploitation et de déclassement du projet.

7.3.3.6 Services d'urgence

Il y a des petits équipements hospitaliers à Guysborough et à Sherbrooke et un plus grand à Antigonish, le St. Martha's Hospital. Puisque les activités de construction liées au projet auront lieu près de Goldboro, il est probable qu'en cas d'urgence les personnes blessées seraient transportées en priorité au St. Martha's Hospital. Dans le cas de blessures plus graves ou de cas multiples, les personnes blessées seraient probablement transférées au Queen Elizabeth II Health Services Centre à Halifax. En fonction des plans de sécurité appropriés en application, l'incidence de tout événement accidentel lié au projet serait peu importante pour les installations d'urgence de Guysborough, de Sherbrooke et d'Antigonish.

7.3.3.7 Santé et sécurité publiques

Le développement du projet tel qu'il est précisé n'a pas de conséquences au niveau de la santé et de la sécurité publiques dans les communautés de Guysborough, de Sherbrooke et d'Antigonish. Aucune analyse supplémentaire n'a été effectuée sur le sujet concernant cette zone.

7.3.3.8 Ressources archéologiques et patrimoniales

Le développement du projet tel qu'il est précisé n'a pas de conséquences sur les ressources archéologiques et patrimoniales dans les communautés de Guysborough, de Sherbrooke et d'Antigonish. Aucune analyse supplémentaire n'a été effectuée sur le sujet concernant cette zone.

7.3.3.9 Utilisation actuelle des terres et des ressources pour les besoins des Premières nations et des Autochtones

Le développement du projet tel qu'il est précisé n'a pas de conséquences sur l'utilisation actuelle des terres et des ressources pour les besoins des Premières nations et des Autochtones dans les communautés de Guysborough, de Sherbrooke et d'Antigonish. Aucune analyse supplémentaire n'a été effectuée sur le sujet concernant cette zone.

7.3.3.10 Mesures d'atténuation

La conception du projet a pris en compte les facteurs environnementaux et socio-économiques des intérêts et des enjeux. De bonnes méthodes d'ingénierie minimiseront davantage les probabilités d'incidences nuisibles. De plus, on a recommandé les mesures d'atténuation suivantes :

- communiquer avec les communautés de services et/ou les chambres de commerce pour s'assurer que l'information sur les possibilités d'affaires et les appels d'offre seront disponibles très tôt;

- collaborer avec le NSCC pour garantir que les programmes de formation nécessaires seront établis afin de combler les besoins en main d'œuvre prévus.

7.3.3.11 Sommaire des incidences résiduelles

Comme le résume le tableau 7.6, durant les phases de construction et d'exploitation du projet, les communautés de service de Guysborough, de Sherbrooke et d'Antigonish tireront des avantages importants, notamment :

- en matière d'emploi durant la construction;
- au niveau du potentiel d'affaires durant la construction;
- en matière de formation de la main d'œuvre durant la construction et l'exploitation;
- dans les activités et les investissements qui favoriseront la stabilité et la croissance économique dans la région.

7.3.4 Le comté de Guysborough et les communautés voisines du point d'arrivée à terre : Avantages et incidences

7.3.4.1 Emploi

Le pipeline transportant le gaz naturel du site Deep Panuke aura son point d'arrivée à terre à Goldboro dans le comté de Guysborough. Selon l'information reçue durant le processus de consultation publique, la priorité pour de nombreux répondants dans le comté de Guysborough et dans l'est de la Nouvelle-Écosse est l'emploi. Viennent ensuite d'autres avantages économiques qui peuvent être générés par le projet. Ce projet se bâtit sur les infrastructures déjà établies. Puisque son développement n'entraînera pas la construction d'une nouvelle usine à Goldboro, il n'y aura pas de base opérationnelle permanente d'EnCana dans la zone locale. La construction du pipeline, côtier et extracôtier, se fera en une seule saison. Les emplois créés par la construction du pipeline côtier ne dépasseront probablement pas 50. Toutefois, le projet générera un vaste éventail d'activités de soutien pour le développement et l'exploitation. Ces possibilités d'emploi, au large et dans Municipalité régionale de Halifax, seront offertes à tous les candidats qualifiés, y compris ceux de la région de Goldboro.

Tableau 7.6 Communautés de service : Guysborough, Sherbrooke et Antigonish : Incidences résiduelles

INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
ÉCONOMIE					
Emploi	<ul style="list-style-type: none"> Personnes cherchant un emploi Municipalités 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Besoin en main d'œuvre 	Certains avantages durant le développement	Avantage certain
				Certains avantages durant la production	Avantage certain
				Certains avantages durant le déclassement	Avantage peu probable
Potentiel d'affaires	<ul style="list-style-type: none"> Entreprises Municipalités 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Investissements du projet : catalyseur pour de futurs développements économiques 	Le développement entraînera certains avantages	Avantage certain
				La production entraînera quelques avantages	Avantage certain
				Certains avantages durant le déclassement	Avantage peu probable
Formation	<ul style="list-style-type: none"> Personnes ne possédant pas les compétences nécessaires Secteur de l'Éducation 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production Besoins en main d'œuvre 	<ul style="list-style-type: none"> EnCana : besoin de personnes compétentes 	Avantages durant le déclassement	Avantage certain
				Avantages durant la production	Avantage certain
				Incidence négligeable durant le déclassement	Incidence peu probable
Assiette foncière	<ul style="list-style-type: none"> Néant 	<ul style="list-style-type: none"> Occupation de la propriété 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun lien 	s.o.	s.o.
Stabilité/Croissance économique	<ul style="list-style-type: none"> Entreprises Municipalités 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Expansion du secteur des hydrocarbures Sécurité d'approvisionnement en gaz 	Le développement aura certains avantages	Avantage certain
				La production aura certains avantages	Avantage certain
				Le déclassement aura une incidence négligeable	Incidence peu probable
Aquaculture et pêche	<ul style="list-style-type: none"> Néant 	<ul style="list-style-type: none"> Construction d'installations maritimes 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun lien 	s.o.	s.o.

Tableau 7.6 Communautés de service : Guysborough, Sherbrooke et Antigonish : Incidences résiduelles

INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
Tourisme	• Néant	• Construction d'infrastructures industrielle dans la zone	• Aucun lien	s.o.	s.o.
ENVIRONNEMENT					
Qualité de l'eau	• Néant	• Construction du pipeline côtier et terrestre	• Aucun lien	s.o.	s.o.
Qualité de l'air	• Néant	• Traitement du gaz	• Aucun lien	s.o.	s.o.
INFRASTRUCTURES					
Routes	• Usagers des routes • Municipalités • Transport et énergie N.-É.	• Circulation reliée à la construction	• Usage des routes publiques par les véhicules de chantier	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				La production n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
Quais	• Néant	• Activités de construction	• Aucun lien	s.o.	s.o.
Services d'urgence	• Personnel • Fournisseurs des services d'urgence	• Événements accidentels	• Événements accidentels durant le développement et la production	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				La production aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				Le déclassement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
SOCIAL					
Utilisateur des terres et de l'eau	• Néant	• Activités de développement et de production	• Aucun lien	s.o.	s.o.
Utilisation actuelle des terres et ressources pour les besoins des Premières nations et des Autochtones	• Néant	• Activités de développement et de production	• Aucun lien	s.o.	s.o.

Tableau 7.6 Communautés de service : Guysborough, Sherbrooke et Antigonish : Incidences résiduelles					
INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
Ressources archéologiques et patrimoniales	<ul style="list-style-type: none"> Néant 	<ul style="list-style-type: none"> Construction du pipeline 	<ul style="list-style-type: none"> Aucun lien 	s.o.	s.o.
Santé et sécurité publiques	<ul style="list-style-type: none"> Néant 	<ul style="list-style-type: none"> Activités de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Événements accidentels durant la construction et l'exploitation 	s.o.	s.o.

7.3.4.2 Potentiel d'affaires

L'arrivée à terre d'une deuxième source de gaz naturel représente une diversification et une sécurité d'approvisionnement essentielle à de futurs développements industriels dans la zone et dans la région. Le projet donnera un essor au développement dans la zone et raffermira la position de Goldboro en tant que premier point d'arrivée à terre de gaz naturel dans la province. Par exemple, le projet est l'une des raisons de l'expansion prévue de la capacité de la canalisation principale de transport de M&NP. Le potentiel d'affaires envisagé, direct et immédiat, lié au point d'arrivée à terre du projet sera réduit, mais des possibilités liées au projet ou à d'autres développements qui peuvent être connexes à l'approvisionnement en gaz seront plus importantes.

7.3.4.3 Formation

Le catalyseur en matière de formation est le besoin de personnel compétent durant les phases de développement et de production du projet. EnCana collabore avec le NSCC pour garantir que les programmes de formation nécessaires seront établis afin de combler les besoins en main d'œuvre prévus. Les personnes formées dans des programmes locaux et qui acquièrent de l'expérience dans le secteur en Nouvelle-Écosse peuvent espérer travailler partout ailleurs durant leur carrière. La formation devient donc un avantage à long terme car les compétences acquises peuvent être mises à profit dans différents projets.

7.3.4.4 Assiette foncière

Les terrains utilisés pour la construction du pipeline côtier, du point d'arrivée à terre au point de raccordement avec la canalisation principale de M&NP, sur une distance de trois à quatre kilomètres, seront assujettis aux taxes foncières. La municipalité du district de Guysborough percevra ces taxes qui constitueront une source de revenus pour la municipalité. Comme l'indique la section 4.2.1.3 de l'ERSE (DPMV volume 5), aucun accord n'a déjà été conclu concernant l'évaluation de l'usine à gaz et du pipeline existant par la province. Le résultat de ces négociations aura une incidence sur l'évaluation des nouvelles infrastructures prévues et les taxes foncières qui seront perçues par la municipalité. Selon les taux d'évaluation actuels du PEES et des infrastructures de M&NP, le montant estimé de l'évaluation pour les infrastructures projetées serait d'environ 5,5 millions de \$. Ce qui signifie un avantage fiscal pour la municipalité d'environ 84 000 \$ annuellement.

7.3.4.5 Stabilité et croissance économiques

La municipalité du district de Guysborough et les zones environnantes ont accueilli des investissements économiques importants au cours des dernières années. On est aussi très confiant sur le fait que cette zone attirera des développements industriels et résidentiels supplémentaires. Toutefois, les représentants

municipaux ont indiqué en plusieurs occasions qu'ils préféreraient le développement d'une usine de traitement de gaz acide côtière à Goldboro plutôt que le traitement extracôtier proposé pour Deep Panuke. Il est démontré que cette option amènerait plus d'emplois et d'investissements locaux dans la zone durant la construction et l'exploitation.

Les raisons techniques pour traiter le gaz acide au large sont importantes et sont présentées dans le Plan de développement (DPMV volume 2) et la section 2.10 du REA. Alors qu'il est entendu qu'une usine côtière supplémentaire créerait plus d'emplois locaux pour la construction et augmenterait les recettes fiscales, l'emploi à long terme durant l'exploitation serait probablement très faible. Ce projet augmente non seulement la quantité, mais aussi la sécurité en terme d'approvisionnement en gaz naturel à Goldboro. Goldboro ne sera peut-être pas le seul point d'arrivée à terre en Nouvelle-Écosse à long terme, mais il a l'avantage d'être le premier et d'être ainsi une option concurrentielle pour de nombreux exploitants extracôtiers. En même temps, la municipalité réussit à susciter de l'intérêt pour les terrains industriels adjacents à l'usine à gaz. Dans ce contexte, le projet grandit et forme les bases d'une stabilité et d'une croissance économique dans la zone à proximité. C'est l'un des avantages nets et importants du projet.

7.3.4.6 Aquaculture et pêche côtière

La construction, particulièrement l'excavation de tranchée, le dynamitage potentiel et l'ensouillage du pipeline maritime dans la zone côtière, représente une source potentielle d'incidences sur l'aquaculture et la pêche côtière. Les activités de la construction causeront des dépôts de sédiments dans la colonne d'eau et des perturbations sur le plancher océanique à l'intérieur d'une bande étroite le long de l'emprise du pipeline. Par conséquent, les effets sur la pêche côtière, surtout au homard et au crabe commun, se limiteront probablement aux pêcheurs indépendants qui pêchent dans des zones spécifiques conformément aux accords classiques et interpersonnels. L'accès aux oursins verts dans la zone susceptible d'être touchée est limité à un titulaire de permis individuel. Des mesures de compensation sur le plan individuel seront négociées en conséquence entre EnCana et les personnes susceptibles d'être touchées par les activités de construction.

L'expérience avec le PEES et d'autres projets comparables a démontré que les augmentations mesurables de sédiment durant l'excavation de tranchée et le dynamitage ne sont observables qu'à l'intérieur d'un rayon d'un kilomètre de la zone de construction. Les emplacements d'aquaculture situés dans Country Harbour se trouvent bien à l'extérieur de la zone de construction et ne seront probablement pas touchés. Les changements, physiques et biologiques, au fond de la mer se limiteront à une zone étroite; la repousse des plantes marines, suivie de la reconstitution par l'endofaune et l'épifaune aura lieu en l'espace de quelques années (voir la section 6.3.3). La zone perturbée est peu importante par rapport à l'habitat total des poissons.

La construction du pipeline provoquera une légère perte temporaire de productivité de l'habitat des poissons, mais l'importance et la durée de cette perte ne provoqueront pas d'effets néfastes importants sur la pêche côtière. EnCana s'est engagé à établir un programme de compensation en consultation avec les pêcheurs concernés avant d'entreprendre les activités de construction. Ce programme respectera les *Compensation Guidelines Respecting Damages Relating to Offshore Petroleum Activity* (C-NOPB et OCNEHE 2002). EnCana s'est aussi engagé à établir un comité de liaison avec les pêches, similaire à celui qui a réussi à fonctionner durant la construction du PEES, vers la date prévue de la construction. On ne prévoit aucun effet sur l'aquaculture.

7.3.4.7 Tourisme

Le développement d'infrastructures industrielles supplémentaires dans une zone essentiellement rurale peut avoir une incidence sur le tourisme. Actuellement, il existe deux catégories principales de visiteurs dans cette partie de la côte Est : les personnes dont la destination première est le musée du village historique de Sherbrooke; et celles qui visitent la région pour pratiquer la pêche, la chasse, le canoë, la randonnée ou pour profiter des beautés naturelles de la région. Un sondage téléphonique auprès des exploitants d'entreprises touristiques qui a été effectué en automne 2001 (voir la section 4.2.1.2 de l'ERSE (DPMV volume 5)) laisse supposer que le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable a augmenté la sensibilisation concernant la région parmi les visiteurs potentiels et qu'ils prévoyaient que le projet proposé aurait le même effet. Aucun des répondants ne pensait que le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable avait eu des incidences négatives ou positives sur le tourisme dans la région.

Alors que la construction côtière du projet peut entraîner une augmentation du taux d'occupation de certaines chambres d'hôte, la demande pour de tels établissements sera beaucoup moins importante que durant la construction de l'usine à gaz du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et les travaux connexes. On prévoit donc que le projet aura peu d'incidence dans le secteur touristique.

7.3.4.8 Qualité de l'eau

La qualité de l'eau dans la région peut être affectée par l'envasement durant la construction du pipeline côtier et terrestre, par les travaux subséquents durant l'exploitation et par tout événement accidentel impliquant le pipeline. La construction du pipeline côtier perturbera le benthos côtier. L'ampleur et la gravité de toute sédimentation provoquée dépendra de l'alignement de la canalisation, de la nature du plancher océanique, des courants ainsi que de la durée et du type des travaux de dragage. Toutefois, la construction sera d'une durée limitée et une fois que le pipeline sera en place, il n'y aura pas d'autre sédimentation. La construction du pipeline terrestre pourrait causer des coulées de sédiment notamment d'éventuelles coulées acides qui atteindraient les cours d'eau et/ou l'environnement marin. Cependant, les contrôles des sédiments font partie intégrante des pratiques normales de construction et la sédimentation de l'eau douce ou de l'environnement marin provenant de coulées non contrôlées est peu

probable. Des renseignements supplémentaires concernant les effets du projet sur la qualité de l'eau dans la zone d'étude sont donnés dans la section 6.3.2. Aucun effet néfaste important n'est prévu sur la qualité de l'eau.

7.3.4.9 Qualité de l'air

La principale incidence du projet concernant les émissions dans l'atmosphère proviendra de l'installation de traitement extracôtière. Compte tenu de la distance entre l'installation et la côte, il n'y aura pas d'interaction entre le projet et la municipalité du district de Guysborough concernant la qualité de l'air. On ne prévoit aucun effet néfaste de ces émissions sur les communautés de la zone du point d'arrivée à terre (voir la section 6.3.1).

7.3.4.10 Routes

La principale incidence du projet sur le réseau routier sera visible pendant la phase de construction en raison du transport de matériaux et des déplacements de la main d'œuvre pour se rendre aux chantiers de construction. La construction du pipeline terrestre jusqu'au point de raccordement avec la canalisation principale de M&NP entraînera l'utilisation d'équipement spécialisé et le transport des tuyaux jusqu'à l'emprise du pipeline. Une certaine partie du matériel peut être transportée jusqu'au quai de Goldboro par barge, puis transportée par la route vers les lieux de construction. Les éléments du pipeline terrestre peuvent aussi être transportés par la route à partir de la zone de déchargement. Comme la zone de déchargement des matériaux n'a pas encore été choisie, il est impossible de déterminer les routes qui seront empruntées à part celles qui permettent l'accès à la zone de construction à Goldboro, telle que la route 316. Compte tenu de la longueur réduite du pipeline terrestre (3-4 km), les activités de transport des tuyaux ne demanderont que quelques jours. On peut s'attendre probablement à des interruptions dans le débit de circulation sur la route 316 durant la courte période du transport des tuyaux vers les lieux de construction. Tous les inconvénients pour les résidents locaux seront atténués en avisant la municipalité ou d'autres organismes pertinents des interruptions de circulation prévues, permettant ainsi d'appliquer des techniques adéquates de gestion de la circulation, au besoin.

7.3.4.11 Quais

La principale incidence sur les quais dans la zone sera visible pendant la construction à la suite du déplacement de l'équipement et du transport de matériel. Le quai de Goldboro a été complètement reconstruit par SOEI durant la construction de l'usine à gaz. Ce quai est disponible pour EnCana en cas de besoin.

7.3.4.12 Services d'Urgence

Goldboro est une communauté nettement rurale et les services d'urgence locaux sont réduits. Une unité paramédicale dotée de deux ambulances dans Country Harbour dessert une zone qui comprend les communautés suivantes : Goshen, Stormont, Goldboro, Isaac's Harbour, Drum Head, Seal Harbour et New Harbour. Le PEES a permis d'augmenter les ressources d'urgence locales, directement et indirectement. Par exemple, une augmentation du prélèvement de la taxe locale pour le service d'incendie pour le District 7 a permis à la Harbourview Volunteer Fire Station d'obtenir du nouvel équipement. En raison de la proximité de l'usine à gaz, le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable a aussi équipé le groupe d'Harbourview d'un désincarcérateur. Ces ressources locales seraient disponibles pour intervenir dans tous les cas d'urgence reliés au projet dans le voisinage de Goldboro. EnCana préparera aussi les plans de sécurité nécessaires pour parer à toute éventualité qui pourrait survenir durant la construction et l'exploitation. La compagnie collaborera avec les responsables locaux des programmes de secours pour garantir que les groupes d'intervention seront formés et équipés adéquatement afin de traiter tous les cas d'urgence.

7.3.4.13 Utilisation des sols

Il est possible que la construction du pipeline du point d'arrivée au point de raccordement à la canalisation principale de M&NP nuise à l'utilisation des terres. Le tracé du pipeline du point d'arrivée à terre jusqu'au point de raccordement passe surtout dans des terres qui ont été affectées dans le passé. Il n'existe aucune exploitation forestière en activité sur les terres le long de l'emprise proposée qui traverse une zone désignée comme le parc industriel de Goldboro par le Guysborough County Regional Development Authority (GCRDA) et la municipalité. Le tracé final de l'emprise sera négocié avec la municipalité pour limiter au maximum la perturbation du potentiel de développement industriel des lieux.

Même s'il n'y a aucune activité d'extraction de minéraux dans le voisinage du couloir prévu du pipeline, certains terrains sont assujettis à des permis d'exploitation minière (voir la figure 4.15 de l'ERSE (DPMV volume 5)) dont certains sur des propriétés qui s'étendent sur le couloir prévu du pipeline. Les accès aux différents terrains seront négociés avec leur propriétaire, y compris le cas échéant avec la Couronne. Il sera également nécessaire d'avertir les parties qui détiennent les permis d'exploitation minière et de les consulter.

7.3.4.14 Utilisation actuelle des terres et des ressources pour les besoins des Premières nations et des Autochtones

Comme l'indique la section 7.2.4.1, des preuves existent que les Mi'kmaq ont fréquenté les terres et les cours d'eau dans la région du point d'arrivée à terre, au cours de l'histoire. Toutefois, aujourd'hui le

comté de Guysborough ne compte aucune communauté des Premières nations et il n'y a aucune indication que les Premières nations ou les Autochtones utilisent actuellement les terres et les cours d'eau dans le couloir prévu ou à proximité, à des fins traditionnelles telles que la chasse, le piégeage et la cueillette. Comme il n'y a pas d'utilisation actuelle (Membertou Corporate Division 2002), on prévoit que les activités du projet n'auront pas d'incidence sur l'utilisation des terres à des fins traditionnelles par les Premières nations et les Autochtones.

Comme il est indiqué dans la section 7.2.3.2, les Premières nations et les Autochtones ont acquis des permis de pêche côtière et hauturière, notamment des permis pour pêcher dans les eaux avoisinant le pipeline et son point d'arrivée à terre. La prise en compte des effets, le cas échéant, sur ces permis de pêche commerciale est traitée dans les sections 7.3.4.6 et 7.3.5.2 de ce document (se référer aussi aux sections 7.4.1.6 et 7.5.1.6 de l'ERSE (DPMV volume 5)).

7.3.4.15 Ressources archéologiques

Comme l'indique la section 7.2.4.1, trois épaves ont été identifiées dans les eaux avoisinant le pipeline et le point d'arrivée à terre; plusieurs autres épaves ont été localisées dans les parages de Country Harbour. Le conservateur d'endroits spéciaux du Nova Scotia Museum a indiqué que ces épaves ont une valeur historique. Dans la mesure du possible, le tracé du pipeline sera effectué pour éviter une interaction avec l'une des épaves et le Nova Scotia Museum sera informé de toutes les modifications apportées. Quand le tracé du pipeline côtier aura été finalisé et que toutes les mesures d'atténuation recommandées par le conservateur d'endroits spéciaux seront prises, les incidences sur les ressources archéologiques maritimes durant la construction du projet seront peu importantes. Il n'y aura pas d'incidence sur ces ressources durant l'exploitation et le déclassement.

Les activités liées à la construction du pipeline de son point d'arrivée à terre jusqu'à son point de raccordement avec la canalisation principale de M&NP peuvent avoir une incidence sur les ressources archéologiques terrestres. Diverses ressources patrimoniales ont été identifiées près de l'emprise du pipeline prévu. On compte neuf sites de ressources archéologiques préeuropéennes et historiques à l'intérieur de la zone avoisinant le point d'arrivée à terre prévu; aucun d'entre eux n'est situé à l'intérieur du couloir du pipeline. Une étude de terrain effectuée à l'automne 2001 à l'intérieur du couloir du pipeline n'a identifié aucun autre site archéologique.

Comme il existe un potentiel de gisements préeuropéens non identifiés dans le voisinage du point d'arrivée à terre du pipeline ou de son emprise, des mesures d'atténuation seront nécessaires en cas de découverte de sites de ce type durant la construction. Parmi ces mesures, on retrouve :

- l'inspection de l'emprise par un archéologue avec un représentant autochtone avant le début de toute activité perturbant les sols;

- la formation du personnel de construction par un programme de sensibilisation aux ressources patrimoniales;
- la surveillance par un archéologue, associé à un représentant autochtone, des activités de construction dans tous les emplacements ayant un potentiel élevé de ressources archéologiques.

Par la mise en œuvre des mesures d'atténuation mentionnées auparavant, les incidences des activités de construction sur les ressources archéologiques non maritimes seront négligeables. Il n'y aura pas d'incidence sur ces ressources durant l'exploitation ou le déclassement.

7.3.4.16 Santé et sécurité publiques

La santé et la sécurité publique dans le voisinage du point d'arrivée à terre pourraient être affectées par un éventuel accident durant le développement, la production et le déclassement ou par des émissions durant la production. En raison de la nature du projet (traitement extracôtier), l'évaluation des effets des changements de la qualité de l'air sur la côte se limite aux émissions habituelles de la construction (p. ex., terrassement, émissions et poussières des véhicules) (voir la section 6.3.1). La préparation et la mise en œuvre du PPE afin de s'assurer que toutes les activités de construction seront entreprises de manière à respecter l'environnement garantiront que les émissions générées durant les activités courantes de construction sont gardées à un niveau acceptable.

On ne peut pas prévoir les accidents éventuels. Comme l'indique la section 7.4.3.3 de l'ERSE (DPMV Volume 5), EnCana préparera les plans de sécurité nécessaires pour parer à toute éventualité qui pourrait survenir et collaborera avec les autorités locales pour garantir que les groupes d'intervention seront formés et équipés adéquatement afin de traiter tous les cas d'urgence.

7.3.4.17 Mesures d'atténuation recommandées

Le tracé et la conception du pipeline côtier et terrestre ainsi que les installations connexes ont pris en compte les facteurs environnementaux et socio-économiques correspondants. Par exemple, le tracé du pipeline côtier et l'emplacement du point d'arrivée à terre ont été choisis afin d'éviter des épaves de bateaux de valeur historique et des sites archéologiques préeuropéens de valeur. Des mesures d'atténuations spécifiques seront mises en œuvre par EnCana s'il y a lieu. En voici le sommaire :

- encourager les entrepreneurs et les sous-traitants à travailler avec les organisations locales pour engager la main d'œuvre dans le district de Guysborough durant la construction;
- collaborer avec la municipalité du district de Guysborough pour s'assurer que l'information sur les possibilités d'affaires et les appels d'offre sera offerte aux parties intéressées locales qui pourraient fournir les services;

- continuer à collaborer avec le NSCC pour garantir que les programmes de formation nécessaires seront établis afin de combler les besoins en main d'œuvre prévus.
- négocier les accords de compensation pour atténuer toute perte financière justifiée à la suite des fuites, de dommages aux engins ou bateaux de pêche et de perte de possibilité de pêche;
- utiliser des mesures adéquates (p. ex. filtres à limon) pour minimiser les déplacements de sédimentation et les possibilités de coulées acides;
- préparer un PPE;
- avertir la municipalité du district de Guysborough et d'autres organisations pertinentes ainsi que le CLIE des endroits où les activités de construction interrompront la circulation sur la route 316 durant la construction;
- collaborer avec les services d'urgence pour garantir que les groupes d'intervention seront formés et équipés adéquatement afin de traiter tous les cas d'urgence;
- collaborer avec la municipalité du district de Guysborough pour garantir que le tracé du pipeline traversant les terrains industriels désignés sera acceptable;
- informer et consulter les propriétaires et les détenteurs de permis d'exploitation minière au sujet du tracé du pipeline;
- établir une liaison avec le conservateur d'endroits spéciaux du Nova Scotia Museum afin de déterminer les mesures d'atténuation nécessaires, le cas échéant, pour protéger les épaves identifiées;
- effectuer avec un archéologue et un représentant autochtone une inspection de l'emprise après le marquage de la ligne de levé pour identifier les sites archéologiques;
- offrir un programme de sensibilisation concernant les sites archéologiques au personnel impliqué dans la construction;
- effectuer une surveillance des activités de construction aux emplacements ayant le potentiel de ressources archéologiques.

7.3.4.18 Sommaire des incidences résiduelles

Comme le résume le tableau 7.7, Guysborough County et surtout les communautés situées dans la zone du point d'arrivée à terre tireront des avantages du projet, notamment :

- une deuxième source de gaz qui contribuera à la stabilité et à la croissance économique;
- en matière de formation durant le développement et la production;
- en matière d'emploi durant le développement;
- pour les entreprises durant le développement;
- de nouvelles taxes foncières.

Tableau 7.7 Comté de Guysborough / Communautés près du point d'arrivée à terre : Incidences résiduelles

INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
ÉCONOMIE					
Emploi	<ul style="list-style-type: none"> Personnes cherchant un emploi Municipalité 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Le projet : source d'emploi direct et indirect durant le développement et la production 	Certains avantages durant le développement	Avantage certain
				Certains avantages durant la production	Avantage certain
				Certains avantages durant le déclasserment	Avantage peu probable
Potentiel d'affaires	<ul style="list-style-type: none"> Entreprises Municipalité 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Les investissements du projet : catalyseur pour de futurs développements économiques 	Le développement aura certains avantages	Avantage certain
				La production entraînera de légers avantages	Avantage certain
				Le déclasserment peut entraîner de légers avantages	Avantage peu probable
Formation	<ul style="list-style-type: none"> Personnes ne possédant pas les compétences nécessaires 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production Besoins en main d'œuvre 	<ul style="list-style-type: none"> EnCana : besoin de personnes compétentes 	Avantages durant le développement	Avantage certain
				Avantages durant la production	Avantage certain
				Incidence négligeable durant le déclasserment	Incidence certaine
Assiette foncière	<ul style="list-style-type: none"> Municipalité Résidents de la zone 	<ul style="list-style-type: none"> Infrastructure du pipeline côtier 	<ul style="list-style-type: none"> Pipeline terrestre : sujet assujéti à une évaluation et aux taxes foncières 	Aucune incidence durant le développement	s.o.
				La production entraînera des avantages	Avantage certain
				Les avantages cesseront lors du déclasserment du projet	Incidence peu probable
Stabilité/Croissance économiques	<ul style="list-style-type: none"> Entreprises Municipalité GCRDA 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production Expansion du secteur industriel 	<ul style="list-style-type: none"> Expansion du secteur des hydrocarbures Sécurité de l'approvisionnement en gaz 	Le développement entraînera des avantages	Avantage certain
				La production entraînera des avantages	Avantage certain
				Le déclasserment aura une incidence négligeable	Incidence peu probable

Tableau 7.7 Comté de Guysborough / Communautés près du point d'arrivée à terre : Incidences résiduelles

INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
Aquaculture et pêche côtière	<ul style="list-style-type: none"> Personnes reliées aux domaines de l'aquaculture ou de la pêche côtière 	<ul style="list-style-type: none"> Développement du pipeline côtier Accidents 	<ul style="list-style-type: none"> Activités causant la sédimentation 	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				La production n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
Tourisme	<ul style="list-style-type: none"> Résidents pensant que le développement industriel est incompatible avec le tourisme dans la zone Exploitants d'entreprises touristiques 	<ul style="list-style-type: none"> Développement des infrastructures industrielles dans la zone 	<ul style="list-style-type: none"> Incompatibilité des activités 	Le développement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				La production n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
ENVIRONNEMENT					
Qualité de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> Résidents de la zone Parties intéressées ayant fait un investissement dépendant de la qualité de l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> Construction du pipeline côtier et terrestre 	<ul style="list-style-type: none"> Formation de sédimentation et/ou rejet d'effluents 	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				La production n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
Qualité de l'air	<ul style="list-style-type: none"> Résidents de la zone 	<ul style="list-style-type: none"> Traitement du gaz 	<ul style="list-style-type: none"> Émissions de gaz dans l'atmosphère durant l'exploitation. Compte tenu de la distance entre les installations de traitement au large et la zone en question, il n'y a pas de lien 	s.o.	s.o.

Tableau 7.7 Comté de Guysborough / Communautés près du point d'arrivée à terre : Incidences résiduelles					
INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
INFRASTRUCTURES					
Routes	<ul style="list-style-type: none"> • Usagers de la route 316 et des autres routes desservant la zone de point d'arrivée à terre • Municipalités • Transport et énergie N.-É. 	<ul style="list-style-type: none"> • Circulation reliée à la construction 	<ul style="list-style-type: none"> • Usage des routes publiques par les véhicules de chantier 	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				La production n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
Quais	<ul style="list-style-type: none"> • Usagers des quais utilisés par le projet 	<ul style="list-style-type: none"> • Circulation reliée à la construction 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation des quais publics durant la construction 	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				La production n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence	Incidence peu probable
Services d'urgence	<ul style="list-style-type: none"> • Personnel • Résidents locaux • Fournisseurs des services d'urgence 	<ul style="list-style-type: none"> • Événements accidentels 	<ul style="list-style-type: none"> • Événements accidentels durant le développement et la production 	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				La production aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
SOCIAL					
Utilisation des terres et de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> • Propriétaires et utilisateurs • Municipalités 	<ul style="list-style-type: none"> • Développement du pipeline terrestre 	<ul style="list-style-type: none"> • Terres utilisées pour la construction du pipeline et l'exploitation 	Incidence négligeable sur l'utilisation des terres durant le développement	Incidence certaine
				Incidence négligeable sur l'utilisation des terres durant la production	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence sur l'utilisation des terres	Incidence certaine

Tableau 7.7 Comté de Guysborough / Communautés près du point d'arrivée à terre : Incidences résiduelles

INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
Utilisation actuelle des terres et des ressources pour les besoins des Premières nations et des Autochtones	<ul style="list-style-type: none"> • Autochtones 	<ul style="list-style-type: none"> • Activités de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> • Perturbations des terres 	Le développement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				La production n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
Archéologie maritime	<ul style="list-style-type: none"> • Personnes valorisant les épaves et autres objets historiques dans les eaux côtières 	<ul style="list-style-type: none"> • Construction du pipeline dans les eaux côtières 	<ul style="list-style-type: none"> • Excavation de tranchée durant la pose du pipeline sous-marin 	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				La production et le déclassement n'auront pas d'incidence	Incidence certaine
Sites archéologiques terrestres	<ul style="list-style-type: none"> • Personnes valorisant les objets historiques 	<ul style="list-style-type: none"> • Construction du pipeline terrestre 	<ul style="list-style-type: none"> • Excavation de tranchée et activités reliées à la construction du pipeline 	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				L'exploitation et l'abandon des installations du projet n'auront pas d'incidence	Incidence certaine
Santé et sécurité publiques	<ul style="list-style-type: none"> • Personnel • Résidents • Pêcheurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Activités de construction • Événements accidentels 	<ul style="list-style-type: none"> • Événements accidentels durant la construction et l'exploitation 	Le développement aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				La production aura une incidence négligeable	Incidence certaine
				Le déclassement aura une incidence négligeable	Incidence certaine

Parmi les incidences potentielles liées au projet, on retrouve :

- des incidences sur la pêche côtière à la suite de l'envasement durant la construction;
- des incidences sur la qualité de l'eau à la suite de l'envasement et de la probabilité de coulées acides durant la construction;
- des interruptions de la circulation sur la route 316 durant la construction;
- des incidences sur l'utilisation des quais durant la construction;
- des incidences sur les services d'urgence dans l'éventualité de cas d'urgence durant la construction ou l'exploitation;
- des perturbations dans l'utilisation des terres durant la construction;
- des perturbations au niveau des épaves durant la construction;
- des perturbations au niveau des sites archéologiques durant la construction.

Même s'il est possible que le projet génère un certain nombre d'incidences, grâce à une conception appropriée et à la mise en œuvre de mesures d'atténuation, les incidences néfastes seront négligeables dans la municipalité du district de Guysborough et les communautés situées dans la zone du point d'arrivée.

7.3.5 Zone extracôtière : Avantages et incidences

7.3.5.1 Emploi

Des emplois seront générés dans la zone extracôtière durant les phases de développement et de production du projet. Ces emplois concerneront des personnes engagées pour la construction et l'exploitation des installations ainsi que des personnes qui leur fourniront le soutien. Ces dernières comprennent les personnes qui assurent le transport par hélicoptères et bateaux de servitude ainsi que les personnes situées à terre dont les biens et services sont essentiels aux activités extracôtières (voir tableaux 6.29 et 6.50 de l'ERSE (DPMV volume 5)). Comme la main d'œuvre nécessaire devra posséder de l'expérience et nombre de compétences et comme elle sera embauchée localement, toutes les communautés de la Nouvelle-Écosse en tireront des avantages.

7.3.5.2 Pêche hauturière

La pêche hauturière joue un rôle économique important pour les communautés de la Nouvelle-Écosse et représente une valeur toute particulière pour les ports situés dans le Sud-Ouest de la Nouvelle-Écosse, de Lunenburg à Digby. Toutes les perturbations environnementales prévues dans le cadre des activités courantes du projet ainsi que les effets provoqués par les défaillances et les accidents se limiteront à l'intérieur de la division 4W de l'OPANO. Même si plus de 60 % du total des prises de cette zone sont

débarqués à Canso et à Lunenburg (voir le tableau 4.17 de l'ERSE (DPMV volume 5)), les prises sont importantes et surtout composées de crabe des neiges pour toutes les autres parties de la Nouvelle-Écosse, notamment pour les ports dans le Sud-Ouest du comté de Guysborough. La situation du pipeline extracôtier peut aussi affecter certaines pêches, surtout celles qui s'effectuent à l'aide d'engin fixe (crabe des neiges). La pêche à proximité de la plate-forme (500 m) serait restreinte durant le cycle de vie du projet. La construction du pipeline limiterait temporairement la pêche aux alentours du navire poseur de canalisation (voir la section 2.4.3). En raison de l'espace occupé dans la zone fréquentée par la majorité des pêcheurs, un léger déplacement n'entraînera probablement pas de perte financière de taille. La faible productivité des stocks de poissons près de l'emplacement de Deep Panuke (voir la section 6.1.2.2, les figures 4.20, 4.21, 4.22, 4.23 et 4.24 de l'ERSE (DPMV volume 5)) indique que le projet n'aura pas d'incidence économique importante sur l'industrie de la pêche extracôtière.

7.3.5.3 Utilisation actuelle des ressources pour les besoins des Premières nations et des Autochtones

Comme il est indiqué dans la section 7.2.3.2 et l'annexe B de l'ERSE (DPMV volume 5), la pêche commerciale chez les Premières nations a augmenté considérablement au cours de la dernière décennie. Les pêches effectuées par les Autochtones vivant en dehors des réserves ont aussi connu une croissance importante. Au fur et à mesure que le MPO conclura des ententes de l'après-*Marshall*, la valeur commerciale des pêches autochtones augmentera sûrement encore davantage. Les Premières nations et les Autochtones prennent aussi de l'expansion dans de nouvelles pêches commerciales comme les pêches de l'espadon, du thon rouge, du homard de haute mer et du crabe nordique.

Comme expliqué auparavant au sujet de la pêche hauturière, la situation du pipeline extracôtier peut affecter certaines pêches, surtout celles du crabe des neiges et des pétoncles. La pêche serait restreinte dans l'entourage immédiat (500 m) de la plate-forme (c.-à-d. une perte totale d'accès) durant le cycle de vie du projet. La construction du pipeline limiterait temporairement la pêche aux alentours du navire poseur de canalisation. Les endroits et la période de ces restrictions seraient publiés par le biais d'un «avis aux navigateurs». En raison de l'espace occupé dans la zone fréquentée par la majorité des pêcheurs, un léger déplacement n'entraînera probablement pas de perte financière de taille. La faible productivité des stocks de poissons près de l'emplacement de Deep Panuke (voir les figures 4.20, 4.21, 4.22, 4.23 et 4.24 de l'ERSE (DPMV volume 5)), indique que le projet n'aura pas d'incidence économique importante sur l'industrie de la pêche extracôtière, y compris la pêche commerciale effectuée par les Premières nations et les Autochtones.

7.3.5.4 Câbles extracôtiers

Le pipeline sous-marin prévu croisera le câble de communication de l'île de Sable, le seul câble sous-marin en service à proximité. La conception du tracé prendra en compte l'emplacement du câble et on

prévoit que le projet n'aura aucune incidence sur le fonctionnement du câble. EnCana avisera et consultera les parties impliquées, avant et durant la construction du pipeline prévu. Des éditions récentes de cartes marines du SHC montrent également un certain nombre de câbles sous-marins abandonnés, ou des sections de câble, à proximité du tracé du pipeline et de la tête de puits de Deep Panuke. Toutefois, cela ne crée aucun empêchement à la construction et à l'exploitation du projet.

7.3.5.5 Autres activités extracôtières

Comme le décrivent les sections 7.2.6.2 à 7.2.6.7, plusieurs activités s'effectuent au large, notamment des activités de recherche sur l'île de Sable, des entraînements militaires, de la navigation commerciale et d'autres activités extracôtières, y compris l'exploration. Située à environ 50 km de Deep Panuke, l'île de Sable est administrée par le Sable Island Preservation Trust. Le Trust maintient une base de surveillance environnementale et une base d'urgence sur l'île avec du personnel et, à l'occasion, organise des visites pour des touristes. L'île de Sable est identifiée comme une CEV dans l'évaluation biophysiques (voir la section 6.3.7). On prévoit que les activités courantes reliées à la construction, à l'exploitation et au déclassement du projet n'auront pas d'effets néfastes sur l'île de Sable.

Conformément au *Règlement sur la zone de services de trafic maritime de l'Est du Canada*, la navigation commerciale doit suivre des routes spécifiques et des procédures à l'approche du port de Halifax et du détroit de Canso. À l'extérieur de ces zones contrôlées, les navigateurs peuvent choisir leur route préférée à leur convenance en fonction des pratiques de matelotage et de navigation appropriées. Les plates-formes seront cartographiées et les bateaux devront prendre note de la zone de sécurité définie (500 m) et garder leurs distances.

Actuellement, trois plates-formes de production sont reliées au Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et trois autres sont en cours de conception. Toutes sont, ou seront, situées à une certaine distance du développement prévu de Deep Panuke. Une activité sismique et un forage exploratoire seront effectués le long du plateau néo-écossais.

Les Forces maritimes de l'Atlantique effectuent de la formation et des manœuvres dans diverses zones désignées. Comme le décrit la section 7.2.6.6, l'une de ces zones, la Zone de manœuvre India, s'étend sur une grande partie du tracé du pipeline sous-marin, mais les plates-formes se trouvent à l'extérieur de cette zone. Le MDN sera avisé du tracé du pipeline pour garantir que les activités de formation militaire ne compromettent pas l'intégrité du pipeline.

Les installations du projet seront cartographiées et il y aura une zone d'exclusion de sécurité de 500 m identifiée autour des plates-formes. On prévoit que le projet n'aura pas d'incidences socio-économiques sur l'île de Sable, ni sur la navigation commerciale, ni sur les autres activités d'exploitation et de production de gaz ou sur la formation militaire.

7.3.5.6 Santé et sécurité publiques

La santé et la sécurité publique pourraient être probablement affectées au niveau des plates-formes de production et dans leur entourage durant le développement, la production et le déclassement à la suite d'événement accidentel ou par des émissions durant l'exploitation. Ces dernières comprennent les émissions reliées aux champs électroniques et magnétiques, à la radiofréquence ainsi que des émissions de micro-ondes. La qualité de l'air est considérée comme une CEV en raison de sa valeur intrinsèque pour la santé humaine et pour celle de l'écosystème. On la traite comme telle dans la section 6.3.1.

Les situations présentant des risques d'émission seront réglementées par les procédures d'exploitation et les pratiques en matière d'hygiène du travail d'EnCana afin de garantir la conformité avec les principes directeurs applicables en matière de qualité de l'air. Les niveaux des champs magnétiques et électriques autour des dispositifs électriques seront mesurés pour s'assurer qu'ils respecteront les normes en matière de santé et sécurité tels que ceux établis par l'American Conference of Governmental Industrial Hygienists pour le contrôle des émissions et des champs magnétiques (ACGIH 2001). Toutes installations émettant des fréquences radio et des micro-ondes seront conçues et construites pour satisfaire aux normes et aux principes directeurs applicables en matière de sécurité et seront contrôlées durant le déclassement et l'exploitation afin de garantir que la santé et la sécurité du personnel seront protégées. L'analyse détaillée des effets du projet sur la qualité de l'air, y compris ceux provoqués par des défaillances et des accidents, a été effectuée en utilisant une approche par modélisation (voir la section 6.3.1). Une série de mesures de sécurité feront partie intégrante des procédures de planification des mesures d'urgence et de sécurité établie par EnCana (voir la section 4).

Les défaillances et les accidents reliés au projet, notamment le risque fort peu probable d'une explosion de surface ou souterraine d'un puits de production ou d'un puits d'injection, présentent un danger pour la santé et la sécurité. Le danger le plus important toucherait les personnes à bord des plates-formes à Deep Panuke, ou à bord de bateaux à l'intérieur d'un périmètre de 4 km dans le pire des scénarios. La mesure d'atténuation pour des événements semblables est de diminuer le nombre de situations à risques. Une analyse de cas détaillée en matière de sécurité sera entreprise par EnCana pour s'assurer qu'une conception adéquate et des procédures en matière d'achat de matériaux seront incorporées afin de garantir une installation sécuritaire. La formation pour promouvoir des activités en matière de sécurité fera aussi partie intégrante des activités du projet.

Si les mesures d'atténuation détaillées dans le PPE sont mises en oeuvre, on ne prévoit aucune incidence néfaste sur la santé et la sécurité découlant du développement et de l'exploitation du projet. Les activités courantes peuvent être effectuées en s'assurant que les émissions se trouveront bien dans le cadre des directives en matière de qualité de l'air, et éviteront par conséquent les incidences sur la santé et la sécurité. Même si elle est très peu probable, il existe une possibilité d'effet néfaste important dans le cas d'une explosion d'un puits de production ou d'injection. La conception, l'inspection, la maintenance et

les programmes de respect d'intégrité seront établis pour éviter de tels événements. Des techniques d'ingénierie éprouvées sont disponibles pour prévenir ces événements et seront employées pour le projet. Toutes les procédures de sécurité seront mises par écrit et établies avant le début des activités courantes.

7.3.5.7 Mesures d'atténuation recommandées

La conception du projet a pris en compte les facteurs environnementaux et socio-économiques des intérêts ou des enjeux. De bonnes pratiques en matière d'ingénierie minimiseront davantage la probabilité d'effets néfastes. EnCana mettra en œuvre des mesures d'atténuation spécifiques. En voici le sommaire :

- compenser les pêcheurs pour atténuer toute perte financière justifiée à la suite de déversements accidentels, de dommages aux engins ou bateaux de pêche et de perte de possibilité de pêche;
- aviser le MDN du tracé du pipeline pour garantir que les activités de formation militaire ne compromettent pas l'intégrité des installations du projet et en fonction de l'emplacement des UXO;
- adhérer aux procédures énoncées dans le PPE;
- fournir des «avis aux navigateurs» pour minimiser les incidences sur la pêche et les activités maritimes;
- mettre à l'œuvre un programme complet de formation et contrôler les champs électriques et magnétiques ainsi que les émissions de micro-ondes pour satisfaire aux principes directeurs de sécurité applicables et aux normes.

7.3.5.8 Sommaire des incidences résiduelles

Comme le résume le tableau 7.8, le projet entraînera des avantages :

- en matière d'emploi durant le développement et la production du projet;
- au niveau du potentiel d'affaires durant le développement et la production du projet;
- en matière de formation pour ceux qui cherchent à obtenir les compétences nécessaires pour travailler au large durant le développement et la production du projet;
- en matière d'investissement dans la zone extracôtière qui contribuera à la stabilité et à la croissance économique ainsi qu'à la confiance dans l'avenir du secteur des hydrocarbures.

Table 7.8 Zone Extracôtière : Incidences Résiduelles

INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
ÉCONOMIE					
Emploi	<ul style="list-style-type: none"> Personnes cherchant un emploi 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Activités extracôtières 	Avantages en matière d'emploi durant le développement	Avantage certain
				Avantages en matière d'emploi durant la production	Avantage certain
				Incidence négligeable durant le déclassement	Incidence peu probable
Potentiel d'affaires	<ul style="list-style-type: none"> Milieu des affaires 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Demande en services et en matériaux pour la zone extracôtière 	Le développement entraînera des avantages	Avantage certain
				La production entraînera des avantages	Avantage certain
				Le déclassement entraînera de légers avantages	Incidence peu probable
Formation	<ul style="list-style-type: none"> Personnes ne possédant pas les compétences nécessaires Secteur de l'éducation 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production Besoin en main d'œuvre 	<ul style="list-style-type: none"> EnCana : besoin de main d'œuvre 	Avantages durant le développement	Avantage certain
				Avantages durant la production	Avantage certain
				Incidence négligeable durant le déclassement	Incidence certaine
Assiette foncière	<ul style="list-style-type: none"> Néant 	<ul style="list-style-type: none"> Investissement dans les terres et les infrastructures du pipeline terrestre 	Aucun lien	s.o.	s.o.
Stabilité/Croissance économiques	<ul style="list-style-type: none"> Milieu des affaires 	<ul style="list-style-type: none"> Dépenses de développement et de production 	<ul style="list-style-type: none"> Expansion du secteur des hydrocarbures 	Avantages durant le développement	Avantage certain
				Avantages durant la production	Avantage certain
				Incidence négligeable durant le déclassement	Incidence peu probable

Table 7.8 Zone Extracôtière : Incidences Résiduelles

INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
Pêche hauturière	<ul style="list-style-type: none"> Parties impliquées dans la pêche hauturière 	<ul style="list-style-type: none"> Activités extracôtières 	<ul style="list-style-type: none"> Construction et exploitation des plates-formes extracôtières et du pipeline 	Incidence négligeable durant le développement	Incidence certaine
				Incidence négligeable durant la production	Incidence certaine
				Aucune incidence durant le déclassement	Incidence certaine
Tourisme	<ul style="list-style-type: none"> Plaisanciers Visiteurs de l'île de Sable 	<ul style="list-style-type: none"> Activités extracôtières 	<ul style="list-style-type: none"> Construction et exploitation des plates-formes extracôtières et du pipeline 	Aucune incidence durant le développement	Incidence certaine
				Aucune incidence durant la production	Incidence certaine
				Aucune incidence durant le déclassement	Incidence certaine
ENVIRONNEMENT					
Qualité de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> Pêche hauturière 	<ul style="list-style-type: none"> Développement et exploitation des installations extracôtières 	<ul style="list-style-type: none"> Formation et rejets d'effluents 	Voir section 6.3.2	s.o.
Qualité de l'air	<ul style="list-style-type: none"> Personnel Autres personnes situées au large 	<ul style="list-style-type: none"> Installations de production de gaz 	<ul style="list-style-type: none"> Émissions de gaz dans l'atmosphère durant l'exploitation 	Voir section 6.3.1	s.o.
INFRASTRUCTURE					
Câbles sous-marins	<ul style="list-style-type: none"> Propriétaires des câbles 	<ul style="list-style-type: none"> Activités de construction 	<ul style="list-style-type: none"> Pipeline sous-marin 	Le développement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				La production n'aura pas d'incidence	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence	Incidence certaine

Table 7.8 Zone Extracôtière : Incidences Résiduelles

INTÉRÊTS/ENJEUX	PARTIES INTÉRESSÉES	PROJET : SOURCE D'INCIDENCE	LIEN AVEC LE PROJET	INCIDENCE RÉSIDUELLE	NIVEAU DE CERTITUDE
FACTEURS SOCIAUX					
Autres activités extracôtières	<ul style="list-style-type: none"> Utilisateurs 	<ul style="list-style-type: none"> Pipelines et installations connexes 	<ul style="list-style-type: none"> Activités de développement et d'exploitation 	Aucune incidence sur les autres activités extracôtières durant le développement	Incidence certaine
				Aucune incidence sur les autres activités extracôtières durant la production	Incidence certaine
				Le déclassement n'aura pas d'incidence sur les autres activités extracôtières	Incidence certaine
Santé et sécurité publiques	<ul style="list-style-type: none"> Personnel Autres personnes situées dans la zone extracôtière 	<ul style="list-style-type: none"> Développement et exploitation des installations extracôtières 	<ul style="list-style-type: none"> Événements accidentels 	Incidence négligeable durant le développement	Incidence certaine
				Incidence négligeable durant la production	Incidence certaine
				Incidence négligeable durant le déclassement	Incidence certaine

Regroupés, les facteurs mentionnés auparavant entraîneront des avantages importants pour la province et toutes ses communautés.

Compte tenu de l'étendue géographique assez vaste de la zone dans laquelle d'autres activités extracôtières se pratiquent, y compris la pêche hauturière, il existe peu ou pas de conflit dans l'utilisation de l'espace, en autant que les parties impliquées fassent part de leurs activités et les enregistrent sur des cartes appropriées. Aucune incidence socio-économique résiduelle n'a été identifiée.

7.4 Sommaire des incidences cumulatives

Les conséquences des phases de développement et de production du projet Deep Panuke Project seront positives. Le projet injectera des fonds dans les économies nationale et provinciale et générera de l'emploi direct et indirect. Des centaines de personnes seront employées à partir du début du processus de conception jusqu'à la construction et l'établissement des installations extracôtières. On aura besoin d'un nombre moins important de personnes durant la phase d'exploitation, mais une grande partie des emplois générés à ce moment seront de nature permanente. Malgré un marché de l'emploi restreint en Nouvelle-Écosse au niveau de certaines catégories d'emplois spécifiques, il n'y aura pas d'afflux important de personnes associées soit à la conception, soit à la phase de développement, et pas de pénurie ou de demandes consécutives à de nouvelles installations et des services de soutien. L'augmentation globale du personnel en Nouvelle-Écosse aura lieu surtout dans la Municipalité régionale de Halifax et sera si peu importante que les installations et les services existants seront en mesure de la satisfaire.

Le projet aura différentes conséquences pour différentes communautés. Les avantages se feront sentir au niveau national et provincial, et de diverses manières au niveau de la Municipalité régionale de Halifax, des communautés de service et du point d'arrivée à terre. Le projet représente une étape importante dans l'établissement et l'essor du secteur des hydrocarbures en Nouvelle-Écosse; son développement générera la croissance et modifiera le portrait de toute la région.

7.4.1 Incidences cumulatives dans la Municipalité régionale de Halifax

Le développement et l'exploitation du projet entraîneront des avantages importants en ce qui concerne l'emploi et le potentiel d'affaires pour la Municipalité régionale de Halifax. En même temps, cet accroissement de l'activité économique exercera une pression sur le marché immobilier et les infrastructures nécessaires pour répondre à l'économie de service et à la croissance démographique. L'Administration régionale est responsable de la préparation des plans de développement afin de garantir que tout nouvel investissement sera accueilli de manière rationnelle. Comme il est indiqué dans la section 7.2.1.3 et la section 4.1.4.4 de l'ERSE (DPMV volume 5), la municipalité a connu une augmentation du nombre de mises en chantier et de la valeur des maisons au cours des dernières années.

Cette tendance va probablement se maintenir si le secteur des hydrocarbures continue à prendre de l'expansion.

Comme il est détaillé dans les sections 7.3.2.10, 7.3.2.11 et 7.3.2.12 ainsi que dans le tableau 7.5, le projet n'a aucun impact sur la santé et la sécurité publiques, les ressources archéologiques et patrimoniales ou l'utilisation des terres et des ressources par les Premières nations et les Autochtones dans la Municipalité régionale de Halifax. Ainsi ces éléments ne peuvent être affectés par des incidences cumulatives découlant de l'interaction du projet avec d'autres développements dans la Municipalité régionale de Halifax. Comme le présente plus en détail la section 8, les incidences du projet en matière d'environnement ne s'ajouteront à aucune facette du projet dans la Municipalité régionale de Halifax.

Même si les pressions exercées par l'arrivée de plusieurs projets en même temps (p. ex. Tier II du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, l'expansion de la canalisation principale de transport de M&NP, la centrale de production d'énergie de Hudson Energy Company et le projet Deep Panuke) ne devraient pas être minimisées dans un contexte d'augmentation de l'exploration et des activités connexes, l'administration municipale et les autres organisations soutiennent les investissements qui se font. Pour les organismes responsables à tous les niveaux gouvernementaux, le défi sera de planifier les améliorations et les agrandissements des infrastructures nécessaires.

7.4.2 Incidences cumulatives dans les communautés de service

Le projet amènera une autre source de gaz naturel à Goldboro et raffermira ainsi la présence du secteur des hydrocarbures dans le Nord-Est de la Nouvelle-Écosse. On peut déjà s'apercevoir que le processus est en marche. Par exemple, la Hudson Energy Company a proposé de développer une centrale à cycle mixte de 832 MW, alimentée au gaz naturel, à Goldboro et de transporter cette électricité vers la ville de New York par un câble extracôtier sous-marin de courant continu à haute tension de 500 kV (CCHT). On prévoyait commencer la construction au début de 2003, puis produire et transporter l'électricité au milieu de 2005. Ce projet représenterait la première centrale industrielle utilisant le gaz à être située à Goldboro, et comme telle, générerait d'importants avantages localement et régionalement. Toutefois, en mai 2002, ce projet a été mis en attente.

Chacune des communautés de service (Guysborough, Sherbrooke et Antigonish) s'efforce de diversifier ses bases économiques et d'utiliser le levier du secteur des hydrocarbures à cette fin. En association avec d'autres activités industrielles, le projet répondra à des objectifs supplémentaires à long terme pour ces communautés.

Comme il est détaillé dans les sections 7.3.3.7, 7.3.3.8 et 7.3.3.9 ainsi que dans le tableau 7.6, le projet n'a aucun impact sur la santé et la sécurité publiques, les ressources archéologiques et patrimoniales ou avec l'utilisation des terres et des ressources par les Premières nations et les Autochtones. Ainsi ces

éléments ne peuvent être affectés par des incidences cumulatives découlant de l'interaction du projet avec d'autres développements dans les communautés de service de Guysborough, Sherbrooke et d'Antigonish. Comme le présente plus en détail la section 8, les incidences du projet en matière d'environnement ne s'ajouteront à aucune facette du projet dans les communautés de service de Guysborough, Sherbrooke et d'Antigonish.

7.4.3 Incidences cumulatives au point d'arrivée à terre

Goldboro a accueilli le développement de l'usine à gaz et des infrastructures connexes du PEES ainsi que celui du pipeline principal de transport de M&NP. Ces projets ont déclenché la désignation «industrielle» pour les terrains adjacents à l'usine à gaz. La zone a donc connu beaucoup de changements au cours des cinq dernières années.

À ce jour, seul l'un des projets proposés a été annoncé publiquement, celui de la Hudson Energy Company, une centrale à cycle mixte de 832 MW alimentée au gaz naturel. Ce projet, actuellement mis en attente transportera, s'il est mis en œuvre, de l'électricité vers la ville de New York. Si la construction prévue commence au début de 2003, les activités, côtières et extracôtières, peuvent coïncider avec la construction du projet Deep Panuke. On peut prévoir que la construction et l'exploitation de ce type de centrale générerait une demande importante en ce qui concerne la main d'œuvre durant la construction et un peu moins durant l'exploitation. Comme l'évaluation de l'incidence socio-économique de ce projet n'a pas encore été complétée, il est difficile de prévoir les incidences socio-économiques cumulatives. Il y aurait certainement des incidences cumulatives liées à l'emploi et à l'utilisation de l'infrastructure locale, ainsi que des incidences sur la pêche côtière découlant de la phase de construction. Celles-ci devront être détaillées par la Hudson Energy Company dans son évaluation socio-économique. Il y aurait peu ou pas d'interactions cumulatives entre les phases d'exploitation du projet Deep Panuke et le projet de la Hudson Energy.

Comme il est présenté en détail dans la section 7.3.4 et le tableau 7.7, le projet a un impact sur la santé et la sécurité publiques, les ressources archéologiques ou patrimoniales maritimes et terrestres, et l'utilisation des terres et de l'eau pour les besoins des Premières nations et des Autochtones.

Le projet n'aura pas d'incidence importante sur la santé et la sécurité publique durant la construction et l'exploitation. Comme on l'a décrit auparavant, seul le développement de l'un des projets proposés qui pourrait se dérouler en même temps que le projet Deep Panuke a été annoncé publiquement. Toutefois, il n'y a pas de détails concernant les techniques de construction, les mesures d'atténuation, les plans de protection de l'environnement ou les plans de sécurité qui ont été rendus publics pour examen. Par conséquent, on doit considérer que les organismes de réglementation exigeront des normes comparables à celles proposées par EnCana. La mise en application de telles mesures, en conjonction avec la mise en œuvre de celles proposées par EnCana, garantira que les incidences cumulatives sur la santé et la

sécurité des membres du personnel, des résidents et des pêcheurs dans la zone durant la construction et l'exploitation des projets demeureront négligeables.

Le projet aura une incidence peu importante sur les ressources archéologiques et patrimoniales durant la construction et aucune incidence durant l'exploitation et le déclassement subséquent. Les mesures d'atténuation proposées par EnCana afin de protéger les découvertes archéologiques, en conjonction avec celles qui seraient demandées à la Hudson Energy Company, garantiront que les incidences cumulatives de la construction du projet sur les ressources archéologiques et patrimoniales demeureront peu importantes.

Comme on prévoit que le projet n'aura pas d'incidence sur l'utilisation des terres et des ressources par les Premières nations et les Autochtones à proximité du point d'arrivée à terre, il est peu probable que le projet proposé par la Hudson Energy Company aura une incidence sur cet élément. EnCana continue ses consultations avec le Native Council of Nova Scotia concernant l'utilisation des terres et de l'eau, et le cas échéant, à proximité du point d'arrivée à terre. Il est donc peu probable que le fait que les projets soient développés et exploités en même temps aura des incidences cumulatives qui affecteraient de telles utilisations.

Les effets environnementaux tels qu'ils sont présentés par la suite dans la section 8 n'affecteront de façon cumulative aucune facette du projet dans la zone du point d'arrivée à terre.

Il n'existe pas de plans définitifs pour d'autres développements industriels et aucune preuve qu'il y a eu, ou qu'il y a, des opérations spéculatives pour des développements résidentiels ou commerciaux dans la zone. Toutefois, le GCRDA examine les possibilités d'améliorer l'infrastructure qui dessert la zone, y compris le développement d'un couloir ferroviaire. Le projet Deep Panuke apporte une deuxième source de gaz naturel dans la zone et représente une étape importante dans l'établissement d'un noyau industriel à Goldboro. C'est en accord avec les objectifs énoncés de la Municipalité du district de Guysborough.

On a soulevé la question que le pipeline côtier prévu sera tracé dans les eaux qui représentent une certaine valeur pour la pêche côtière. Après l'achèvement du projet Deep Panuke, deux pipelines auront leur point d'arrivée à terre à Goldboro. Le tracé du pipeline de Deep Panuke (sous-marin et terrestre) maximise l'utilisation des couloirs de pipelines existants, approche qui s'harmonise avec la stratégie provinciale en matière d'énergie. Si le projet de la Hudson Energy prend forme, un câble à haute tension se trouvera aussi dans les eaux côtières. Comme l'indique la section 7.4.1.6 de l'ERSE(ADP Volume 5), les pêcheurs locaux qui détiennent des permis pour cette zone ont exprimé leur préoccupation concernant la possibilité de perte marginale de l'habitat occasionnée par ces câbles et pipelines existants et à venir. Les problèmes actuels et toutes les questions qui peuvent survenir à la suite d'activités futures doivent être présentés par les parties partiellement ou complètement impliquées aux organismes

(municipaux, provinciaux et fédéraux) qui sont responsables du contrôle et de la gestion de l'utilisation future des terres et de l'eau dans cette zone.

En fonction de la compilation des informations, notamment des données sur les précédents projets et les objectifs énoncés de la municipalité, la contribution du projet aux incidences cumulatives sera probablement négligeable dans la zone du point d'arrivée à terre.

7.4.4 Incidences socio-économiques cumulatives dans la zone extracôtière

Dans une perspective socio-économique, le plateau néo-écossais a une étendue géographique suffisante pour répondre à de nombreuses activités. Le PEES Tier I (c.-à.-d. les champs Thebaud North Triumph et Venture) produit actuellement en moyenne 550 MPCSJ de gaz naturel par jour. Le plan de développement de Tier II nécessite le développement potentiel des réservoirs au champ Alma, suivi du développement des champs South Venture et Glenelg. Même si le développement et la production de ces derniers champs coïncident en partie avec le calendrier d'exécution du projet, créant ainsi plus d'activité sur le plateau néo-écossais, on ne prévoit pas d'incidences socio-économiques cumulatives entre le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable Tier II et ce projet.

Comme il est détaillé dans la section 7.3.5.7 et le tableau 7.8, il n'existe pas de lien entre le projet et la santé et la sécurité publiques dans la zone extracôtière. Si toutes les mesures d'atténuation décrites dans le PPE sont mises en oeuvre, le projet n'aura pas d'incidence importante sur la santé et la sécurité publiques durant le développement, l'exploitation et l'éventuel déclassement des installations. Plusieurs projets et activités peuvent se tenir au large pendant la même période. Toutefois, aucun détail concernant les techniques de construction, les mesures d'atténuation prévues, les plans de protection de l'environnement ou les plans de sécurité n'a été rendu publique pour examen. Par conséquent, on doit considérer que les organismes de réglementation exigeront des normes comparables à celles proposées par EnCana. La mise en application de telles mesures, en conjonction avec la mise en oeuvre de celles proposées par EnCana, garantiront que les incidences cumulatives sur la santé et la sécurité des membres du personnel et d'autres personnes situées dans la zone extracôtière durant la construction, l'exploitation et le déclassement du projet demeureront négligeables.

La prise en compte des incidences du projet sur les épaves est traitée dans le contexte des eaux côtières adjacentes au point d'arrivée à terre.

Deux projets qui ont été déposés récemment selon la réglementation peuvent interagir avec le projet Deep Panuke : le projet d'éoliennes à l'île de Sable proposé par le Service météorologique du Canada et la proposition de la Hudson Energy Company de développer une centrale telle que décrite auparavant. Le projet d'éoliennes à l'île de Sable nécessiterait la livraison, l'installation et l'exploitation d'un

système d'énergie éolienne pour fournir 37,5 kW d'énergie éolienne à l'île de Sable. On ne prévoit aucune incidence socio-économique entre ce projet et le projet Deep Panuke.

Le tracé du câble de la Hudson Energy Company, câble sous-marin de courant continu à haute tension de 500 kV (CCHT), est mis en attente, mais il est prévu qu'il tiendra compte des croisements avec les câbles de fibres optiques sous-marins et les pipelines.

Deux autres projets ont été annoncés publiquement. Ce sont le Blue Atlantic Transmission System proposé par la El Paso Corporation et le Neptune Regional Transmission System (RTSTM). Le premier comprend le développement d'un réseau de distribution du gaz naturel extracôtier qui transporterait le gaz naturel et les liquides connexes vers la côte de la Nouvelle-Écosse, fort probablement dans le Sud-Ouest, et après le traitement, le transport de gaz immédiatement commercialisable vers New York. Le but de Neptune RTSTM est de relier le Canada atlantique et le Maine au marché énergétique du Nord-Est des États-Unis par le biais d'un câble CCHT sous-marin. Aucun détail précis de l'un ou l'autre de ces projets n'est encore disponible. Toutefois, il est raisonnable de prévoir que les activités de construction comprendront la pose de câble et de canalisation, d'excavation de tranchée possible, de circulation de bateaux et de construction côtière en Nouvelle-Écosse. Il peut y avoir un certain chevauchement au niveau du temps et de l'espace de certaines des activités avec le projet Deep Panuke. Si plusieurs activités s'effectuent en même temps, elles peuvent se concurrencer en matière de demande de main d'œuvre et de services connexes particulièrement durant la construction.

Concernant les autres utilisations extracôtières à venir, comme les activités du projet s'effectuent à une distance suffisante des utilisateurs et des visiteurs de l'île de Sable, aucune interaction ou interférence n'est probable entre les personnes qui accèdent à l'île, qui travaillent dans la zone ou qui la visitent. Dans le même ordre d'idées, selon des informations données dans les sections 7.2.6.1 et 7.3.5.2 concernant la pêche hauturière, peu de pêche commerciale se pratique à proximité des installations extracôtières du projet. La construction peut temporairement créer des incidences négligeables, mais l'exploitation des installations n'aura pas d'incidence notable sur cette activité commerciale importante.

Les futures activités extracôtières ainsi que les futures activités d'exploration ne généreront pas le développement sécuritaire du projet ou son exploitation. De la même façon, le projet n'empêchera pas des développements ou de nouvelles explorations.

7.4.5 Avantages socio-économiques cumulatifs et sommaire des incidences

La construction et l'exploitation du projet Deep Panuke repose sur l'exploration et le développement extracôtier qui ont eu lieu dans le passé. En même temps, il représente la réalisation d'un deuxième projet pour amener une source de gaz naturel à terre en Nouvelle-Écosse. L'évolution du secteur des hydrocarbures nécessite des investissements de la part de nombreux investisseurs, l'implication de tous

les niveaux gouvernementaux dans des processus de prise de décision, nouveaux et exigeants, ainsi que l'adaptation et le développement de la part des secteurs traditionnels d'emploi. En fait, le développement d'un nouveau secteur économique nécessite d'importants changements et une certaine adaptation. Au fil du temps, la disponibilité d'une nouvelle source d'énergie conduira à un nouvel équilibre dans l'utilisation de l'énergie dans la province puisqu'une partie des usagers du secteur industriel, commercial et résidentiel passeront au gaz naturel comme autre source d'alimentation d'énergie. La disponibilité du gaz naturel attirera aussi de nouveaux investissements dans la province. D'autres projets industriels, semblables à ceux présentés dans les sections précédentes, peuvent suivre.

On a identifié plus spécifiquement les incidences socio-économiques cumulatives suivantes :

- la pression sur le marché immobilier et l'infrastructure nécessaire pour répondre à l'économie de service et à la croissance démographique dans la Municipalité régionale de Halifax;
- le rôle de catalyseur à long terme du projet pour assurer l'alimentation en gaz naturel dans le Nord-Est de la Nouvelle-Écosse et dans toute la province;
- le développement futur à Goldboro qui aura besoin d'être géré en respectant les plans de la municipalité concernant le parc industriel et les terrains à proximité.

En établissant un deuxième pipeline entre les champs de gaz extracôtiers du plateau néo-écossais et la partie continentale de la Nouvelle-Écosse, le projet offrira de nouvelles possibilités de participation dans le secteur des hydrocarbures extracôtiers, de bénéfices et de contribution aux économies de la Nouvelle-Écosse et du Canada, pour les Néo-Écossais et les Canadiens des autres provinces.

8 LES EFFETS DE L'ENVIRONNEMENT SUR LE PROJET

L'environnement physique du site Deep Panuke, notamment l'état de la mer, les courants océaniques, la glace, les vents, les vagues ainsi que les variations météorologiques, est décrit à la section 6.1 (consulter la section 5.1 de l'EIE (DPMV, volume 4) pour plus de détails). Les installations du projet Deep Panuke seront conçues et construites en fonction des plus récentes données météorologiques, climatologiques, océanographiques et géotechniques dont disposent les ingénieurs. La conception tiendra compte des phénomènes naturels auxquels on peut raisonnablement s'attendre à proximité des installations. Par exemple, on tiendra compte de facteurs physiques comme l'accumulation de glace pour calculer les charges des structures en surface. EnCana a déjà mis en œuvre une surveillance météorologique et océanographique qu'elle entend d'ailleurs poursuivre pendant les opérations de forage afin de prévoir les mauvaises conditions météorologiques et l'amplitude des vagues. Elle entreprendra aussi un programme de surveillance de l'environnement physique pour déterminer les conditions environnementales à surveiller dans le cadre des opérations du projet. Ces données ont également été intégrées aux critères de conception du projet.

8.1 Changement climatique

L'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère serait responsable du réchauffement de la planète (GIEC 1990; GIEC 1995). L'augmentation des températures peut pour sa part provoquer une augmentation du volume des océans (c.-à-d. l'élévation du niveau de la mer). Bien que les estimations varient, l'élévation du niveau de la mer à l'échelle planétaire devrait atteindre +0,5 m d'ici 2100 (Wigley et Raper 1992; GIEC 1995; Forbes et coll. 1997). Parmi les autres changements atmosphériques associés au changement climatique, mentionnons des tempêtes plus violentes (Emanuel 1987) et d'autres changements compromettant la stabilité des côtes comme des vents de surface, des vagues, des marées de tempête et des phénomènes glaciaires (Forbes et coll. 1997).

Depuis quelques milliers d'années, il s'est produit une élévation relative du niveau de la mer dans presque toutes les régions du Canada atlantique situées au sud du golfe Saint-Laurent. Par exemple, on a constaté dans la région d'Halifax une élévation relative du niveau de la mer d'au moins 40 m au cours des 10 000 dernières années (Shaw et coll. 1993; Stea et coll. 1994).

La conception des structures est suffisamment sécuritaire pour affronter les fluctuations des conditions climatiques prévues, notamment les tempêtes et l'élévation du niveau de la mer associées au changement climatique. En ce qui a trait à la vitesse du vent, la plate-forme est conçue pour tolérer une vitesse de pointe comparable à celle d'un ouragan. La vitesse du vent utilisée dans la conception du projet Deep Panuke est celle qui a été utilisée dans la conception du projet Cohasset. La vitesse des vents à récurrence de 100 ans, qui a été utilisée dans les calculs de conception du projet Cohasset, est

basée sur les données prélevées sur le site du projet Cohasset. Cette vitesse a été multipliée par un facteur de 1,2, ce qui équivaut à une vitesse moyenne de 41,6 m/s sur une minute, à 10 m au-dessus du niveau moyen de la mer. Les coefficients de charge et de résistance CSA/API applicables à la conception de structures comportant des combinaisons de charges prescrites sont inévitablement caractérisés par un certain degré d'incertitude.

Il est peu probable que le changement climatique attribuable au réchauffement de la planète aura un effet important sur le projet.

8.2 Impacts des icebergs et des glaces marines

Les icebergs naissent des glaciers du Groenland. L'annexe D de l'EIE (DPMV volume 4) présente des cartes des icebergs observés et la fréquence des glaces marines dans la région à l'étude. Ils dérivent avec le courant du Labrador et terminent leur course sur les Grands Bancs de Terre-Neuve. Les rapports de la Patrouille internationale des glaces ont signalé pendant la période de 1960 à 2000 un iceberg de classe moyenne (16 à 45 m au-dessus du niveau de la mer; 61 à 120 m de largeur) près du cap de Canso et un petit iceberg (5 à 15 m au-dessus du niveau de la mer; 15 à 60 m de largeur) à l'extrémité ouest du Banc de l'Île de Sable.

Au site Deep Panuke, l'occurrence de glace est inférieure à 1 %. Compte tenu de la profondeur de l'eau sur le site du projet, la possibilité d'une interaction entre les plates-formes et un iceberg est donc écartée. Dans la région côtière de Country Harbour, l'occurrence de glace peut atteindre 33 % pendant la première semaine de mars et se situer entre 1 % et 15 % en février et pendant le reste du mois de mars. Sur une période de 30 ans, le type de glace prédominant est la glace nouvelle ou blanchâtre (moins de 30 cm d'épaisseur) en février, la glace grise (moins de 15 cm) pendant la première semaine de mars et la glace de l'année (jusqu'à 70 cm) pendant le reste du mois de mars (Environnement Canada 2000). Les calculs de conception du pipeline et de l'excavation de tranchées dans la zone proche du rivage tiendront compte de la présence potentielle de glaces marines.

8.3 Givrage des mégastructures

L'engel de l'eau salée est probable de novembre à avril. La congélation de l'embrun salé est provoquée par la combinaison des conditions suivantes : une température de l'air inférieure à $-1,8$ EC, une température de l'eau de mer inférieure à 6 EC et une vitesse du vent supérieure à 10 m/s. Comme l'indique la section 6.1.1.3, le givrage intense représente une charge et peut donc exercer une contrainte sur la plate-forme. On a tenu compte de ce facteur dans la conception du projet. De plus, on tiendra compte de facteurs physiques comme l'accumulation de glace pour calculer les charges des structures émergées. Le Plan de surveillance de l'environnement physique d'EnCana (consulter l'annexe D)

permettra de prévoir les conditions de givrage de façon à mettre en place des mesures de contrôle au besoin. On ne prévoit aucun effet néfaste important attribuable au givrage des mégastructures.

8.4 Niveaux d'eau extrêmes

L'étude des niveaux d'eau annuels maximums dans la région côtière de référence de Halifax permet de prédire une onde de tempête de l'ordre de 0,7 m à tous les 100 ans. La hauteur de la crête des vagues dans la région à l'étude est de 16,3 m à tous les 100 ans, le niveau absolu au-dessus du niveau de référence de la carte marine étant évalué à 18,6 m. EnCana a mis en place un programme de surveillance météorologique et océanographique pour prévoir les mauvaises conditions atmosphériques et l'ampleur des vagues, qu'elle entend d'ailleurs poursuivre pendant les opérations de forage. Les données recueillies ont été incorporées aux critères de conception du projet (consulter la DPMV, volume 2, section 5.3). Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste important attribuable à des niveaux d'eau extrêmes.

8.5 Tsunamis

Un tsunami est une onde océanique de longue période provoquée par un mouvement à grande échelle du plancher océanique, lui-même engendré par un tremblement de terre sous-marin, un glissement de terrain ou une éruption volcanique. Le tsunami se déplace en une vague étroite de faible amplitude (> 1 m) et il passe généralement inaperçu. Quand il atteint des eaux peu profondes, sa vitesse diminue mais, l'énergie de la vague demeurant constante, sa hauteur augmente. Les tsunamis font des ravages dans les régions où les eaux sont peu profondes. La probabilité d'un tsunami est très faible (environ 1 à tous les 10 000 ans). De plus, au site Deep Panuke, la charge environnementale de vagues d'une amplitude maximum de 23,7 m est beaucoup plus importante que celle des tsunamis; une plus grande importance a donc été accordée aux actions environnementales fréquentes. On ne prévoit aucun effet néfaste important attribuable aux tsunamis.

8.6 Sismicité

Dans la région à l'étude, les zones de séisme et les failles sont assez bien connues (Mobil Oil Canada Ltd. 1983; LASMO 1990b; SOEP 1996a). Les études sismiques effectuées dans le cadre du projet Cohasset et les critères de sa conception sont particulièrement dignes d'intérêt (LASMO 1990b).

Les études font état de cas où l'injection de gaz et/ou d'eau aux gisements de pétrole et de gaz naturel a provoqué des séismes d'une intensité variant de très faible à modérée. Ces séismes sont survenus dans des endroits où les puits d'injection étaient situés près de failles naturelles existantes; les fluides d'injection y ont causé une augmentation locale de la pression, laquelle a provoqué un mouvement de la

faille. Dans le cadre du projet Deep Panuke, les zones d'injection sont situées loin de failles importantes. De plus, la zone d'injection prévue est suffisamment grande pour éviter que l'injection de gaz acide et un surplus de condensat n'augmentent la pression locale au-delà de la résistance de la roche à la rupture. Il est donc fort peu probable que l'injection de résidus cause un tremblement de terre, ne serait-ce que mineur.

L'American Petroleum Institute (API) a déterminé un seuil de tolérance minimum aux épisodes sismiques pour la conception des plates-formes, tel que précisé dans ses *Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms – Load and Resistance Factor Design (API 1993)*. Si la charge sismique d'une région est inférieure à ce seuil, l'API n'exige pas qu'elle soit intégrée aux critères de conception d'ensemble des structures. Bien que les critères de conception en ce qui a trait aux épisodes sismiques dans la région du projet soient en deçà du seuil préconisé par l'API, EnCana intégrera des paramètres relatifs à l'action sismique aux critères de conception d'ensemble du projet (consulter la DPMV, volume 2, section 5.3). Le cas échéant, on procédera à des analyses sismiques pendant la phase de conception détaillée, conformément au code applicable, le API RP2A. On procédera sur le site à la collecte des données sismiques, qui seront intégrées à toutes les analyses de conception des plates-formes, y compris à celle de la plate-forme de service et d'hébergement. Mentionnons que la charge sismique est moindre que les charges environnementales extrêmes (vent, courants, vagues, neige et glace). Par conséquent, on ne prévoit aucun effet néfaste important attribuable aux séismes.

8.7 Transport des sédiments et stabilité du plancher océanique

La section 5.1.6.5 de l'EIE (DPMV volume 4) décrit les processus de transport des sédiments par gravité et par l'action de l'eau jusqu'au Banc de l'Île de Sable. Des études géotechniques sur le Banc de l'Île de Sable révèlent la présence de sédiments surcompactés ayant une forte résistance au cisaillement. Les propriétés physiques de ces sédiments indiquent la présence antérieure d'une charge sur la zone, ce qui a contribué à créer des conditions favorables aux fondations d'installations extracôtières à cet endroit. Cependant, le Banc de l'Île de Sable serait caractérisé par un transport actif de sédiments, l'intensité du transport augmentant proportionnellement à la diminution de la profondeur de l'eau. Parmi les principaux facteurs de conception dont il faut tenir compte dans ces zones, mentionnons l'affouillement et/ou les dépôts et la formation de talus sablonneux autour des fondations.

L'affouillement (érosion des fondations d'une structure) est provoqué par la perturbation des courants locaux dans la colonne d'eau causée par l'érection d'une structure sur le plancher océanique. La présence de cette structure provoque une augmentation à la fois de la vitesse du courant à sa proximité et de l'intensité de la turbulence du courant, en raison des tourbillons générés par la structure. EnCana dispose d'une quantité considérable de données sur le phénomène d'affouillement autour des plates-formes dans la région du projet Deep Panuke grâce aux études effectuées par VTO dans le cadre du

projet Cohasset. Des données ont été recueillies de façon régulière ainsi qu'après chaque tempête violente. Ces données ont servi à établir les paramètres d'affouillement pour la conception des plates-formes du projet Deep Panuke et à déterminer à 5 m la hauteur maximale d'affouillement prévue.

De plus, on procédera à une surveillance périodique des fondations de toutes les plates-formes et de tous les pipelines, plus particulièrement pendant la saison des tempêtes d'hiver. Par conséquent, on ne prévoit pas que le transport de sédiments et la stabilité du plancher océanique auront des effets néfastes importants sur le projet.

8.8 Encrassement biologique

La colonisation des structures sous-marines par l'épifaune (encrassement biologique) est considérée comme nuisible et peut même devenir dangereuse si aucune mesure n'est prise à son égard. En effet, l'épifaune entrave les inspections visuelles, augmente la charge hydrodynamique, provoque la fatigue et la corrosion et peut même entraver les systèmes de protection anticorrosion (Edyvean et coll. 1985). Il faut donc déterminer l'épaisseur potentielle des salissures lors de la conception des structures sous-marines afin de déterminer l'augmentation de leurs dimensions réelles et le coefficient de rugosité de la surface des éléments d'ossature sous-marins pour calculer la charge hydrodynamique. Depuis 1992, les sociétés LASMO et EnCana recueillent des données sur les salissures aux sites de production d'hydrocarbures de Deep Panuke et Cohasset à l'aide de VTO. Grâce à ces données, les biologistes marins ont pu établir l'épaisseur « de la colonisation par les parasites marins » à proximité du site du projet Deep Panuke. Ces données sont à la base des prévisions sur les tendances de la croissance des parasites marins et elles ont servi de base aux données de conception relatives à la colonisation par les parasites du projet Deep Panuke. En plus d'intégrer les données sur les salissures aux critères de conception, des procédures ont également été élaborées pour réduire l'encrassement biologique, notamment le nettoyage périodique à l'aide de brosses déployées soit par des plongeurs soit par un VTO ou de jets d'eau à haute pression (Welaptega Consulting 1993). Un tel plan de gestion de l'encrassement biologique nécessite des inspections régulières au cours desquelles l'ampleur de l'encrassement est comparée aux critères d'ordre technique, de façon à déterminer les charges et évaluer la nécessité d'avoir recours au nettoyage.

EnCana surveillera l'encrassement biologique des treillis lors des inspections annuelles effectuées à l'aide de VTO. Les salissures seront nettoyées à l'aide de jets d'eau à haute pression dès que leur épaisseur aura atteint le seuil précisé dans les critères de conception. Généralement, on observe une réduction naturelle de l'encrassement biologique en hiver. De l'hypochlorite de sodium sera utilisé pour contrôler l'encrassement biologique des prises d'eau de mer, des caissons de décharge et des systèmes de canalisation d'eau de mer. Le taux de chlore résiduel libre évacué sera normalement en deçà de 0,25 ppm. Les treillis des installations du projet Deep Panuke ne seront pas recouverts de peinture antisalissure.

8.9 Résumé

Les installations du projet seront conçues et construites conformément aux critères de conception environnementaux appropriés pour assurer leur sécurité et leur intégrité lors des mauvaises conditions météorologiques. Les ingénieurs s'appuieront sur les plus récentes données météorologiques, climatologiques, océanographiques et géotechniques pour leur conception. La conception des structures est suffisamment sécuritaire pour affronter les fluctuations des conditions climatiques prévues en cours de projet, notamment les tempêtes et l'élévation du niveau de la mer associées au changement climatique. Par rapport à la vitesse du vent, la plate-forme est conçue pour tolérer une vitesse de pointe de l'ampleur d'un ouragan. La vitesse des vents centenaires, basée sur les mesures prises sur le site du projet Cohasset, a été multipliée par un facteur de 1,2 pour déterminer la vitesse de conception des plates-formes du projet Cohasset, soit une vitesse moyenne de 41,6 m/s sur une minute, à 10 m au-dessus du niveau moyen de la mer. La vitesse du vent utilisée dans la conception du projet Cohasset est celle qui est utilisée dans le cadre du projet Deep Panuke. Les facteurs de coefficient de charge et de résistance CSA/API applicables en matière de conception de structure avec des combinaisons de charges prescrites comportent fondamentalement un certain degré d'incertitude. La surveillance et/ou la planification d'urgence permettront également de minimiser les effets néfastes. Par conséquent, on prévoit que les opérations du projet n'entraîneront aucun effet néfaste important sur l'environnement.

9 SOMMAIRE ET CONCLUSIONS

EnCana Corporation (EnCana) propose de développer le Projet de mise en valeur du gisement de gaz extracôtier de Deep Panuke (le Projet). Le Projet a pour objectif la mise en valeur d'un important réservoir de gaz naturel situé au large de la Plate-forme Scotian, à environ 175 km au sud-est de Goldboro (Nouvelle-Écosse) et à 250 km au sud-est de Halifax. Le Projet permettra à EnCana d'exercer les droits que lui accordent les licences obtenues en vertu de la *Loi de mise en œuvre de l'accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et la loi intitulée *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act* (les lois de mise en œuvre). La proximité du gisement des infrastructures existantes desservant les marchés énergétiques en pleine expansion du Canada et des États-Unis est l'un des fondements du Projet.

L'architecture du projet actuel consiste en trois plates-formes posées sur le fond marin à une profondeur d'environ 40 m. Une plate-forme de tête de puits recevra les têtes d'assèchement, le système de contrôle des têtes de puits et les collecteurs de production. La plate-forme de production accueillera l'équipement de génération électrique, ainsi que l'installation de traitement, prévue pour transformer 400 MMSCFD de gaz naturel durant la période d'exploitation de pointe et dont le débit pourra s'adapter à la diminution des capacités du champ de Deep Panuke. Une troisième plate-forme, la plate-forme d'hébergement, abritera les services, une hélisurface, une station de ravitaillement en carburant et les locaux de l'équipage. Ces trois structures seront reliées par des passerelles piétonnières et de service.

L'installation de traitement du gaz comprendra l'équipement nécessaire à la séparation, à la mesure, à la déshydratation et au contrôle du point de rosée des hydrocarbures. Le gisement de Deep Panuke contient du gaz acide d'une teneur de 0,2 % en hydrogène sulfuré (H₂S). Une installation d'adoucisement du gaz sera donc également nécessaire. Le traitement intégral sera réalisé en mer, au moyen d'une unité à amine chargée de l'élimination du H₂S et du dioxyde de carbone (CO₂) (gaz acide). Le gaz acide y sera injecté sous pression, à travers un puits d'élimination (ou puits d'injection), dans une formation géologique approuvée. Le condensat produit durant le traitement extracôtier servira sur la plate-forme de production comme source principale de carburant; les excédents seront injectés dans le puits d'élimination.

Le gaz immédiatement commercialisable sera transporté, via un pipeline sous-marin, vers un point d'interconnexion avec le pipeline de transport principal de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP), situé à Goldboro (Nouvelle-Écosse). Il pourra ainsi rejoindre les marchés du Canada et du nord-est des États-Unis. Les installations côtières d'EnCana comprendront les éléments physiques nécessaires à l'interconnexion du pipeline de gaz naturel d'EnCana avec l'infrastructure de M&NP. La durée de production prévue du projet est de 11 ½ ans, avec une durée de vie nominale de 25 ans. Les détails du Projet, et notamment ses éléments, ses activités et son échéancier, se trouvent à la Section 2. Certaines alternatives au Projet, ainsi que des solutions de remplacement aux techniques utilisées dans le Projet sont également présentées dans la Section 2.10.

Le coût de construction du Projet est évalué à 1,1 milliard de dollars. Ses coûts d'exploitation annuels prévus s'élèveront à 60 millions de dollars, dont un peu plus de 31 millions de dollars pour l'achat de matériel. On estime que le Projet emploiera 2 805 années-personnes (environ 3 787 emplois à court terme, dont 40 % devraient revenir à des Néo-Écossais). La phase de production emploiera en moyenne 3 159 années-personnes (environ 312 emplois, dont 91 % pour les Néo-Écossais). Les retombées économiques régionales et locales sont exposées dans la Section 6.2.2.

Il est prévu que le Projet proposé produira dans son fonctionnement courant des émissions et des rejets mineurs, typiques des autres projets d'hydrocarbures actuellement proposés ou en exploitation au large des côtes canadiennes. Il s'agit notamment d'émissions atmosphériques provenant du groupe électrogène et du dispositif de torchage routinier, de résidus de forage, d'eau produite, d'eau de drainage du pont, d'eaux usées, du bruit et de la lumière. EnCana s'efforcera de réduire ses déchets et rejets, et d'améliorer ainsi l'efficacité du fonctionnement de ses installations. EnCana respectera les règlements et normes qu'elle a elle-même établis, et qui sont relatifs aux limites de rejets, y compris ceux précisés dans la LDTDE (ONÉ *et coll.*, 1996, et mises à jour). Les émissions et les rejets routiniers du Projet sont décrits dans la Section 2.7; les résultats de modélisation de la dispersion des émissions atmosphériques et de l'eau produite sont exposés à l'Annexe C.

EnCana a procédé à l'analyse des divers accidents et défaillances susceptibles de se produire durant le Projet, notamment les déversements accidentels de plate-forme, la défaillance du système de gestion du gaz acide, les éruptions et les ruptures de pipeline. Les risques de déversement ont été modélisés afin de déterminer la probabilité et l'étendue de tels événements. EnCana a incorporé des solutions et des procédures permettant d'éliminer ou de minimiser pratiquement tout risque de rejet important. EnCana élaborera et mettra en œuvre également des plans de sécurité, des plans d'intervention en cas de déversement, et des plans d'urgence permettant de limiter les conséquences sur l'environnement de tels incidents, même si la probabilité de tels incidents demeure faible. Les accidents et les défaillances potentiels, les risques de déversements et l'attitude à adopter quant aux déversements accidentels sont présentés à la Section 3. Les engagements du Plan de mesures d'urgence sont décrits à la Section 4 et à l'Annexe D.

L'étude de l'impact biophysique (Section 6) a été axée sur les questions environnementales les plus sensibles, regroupées sous l'appellation de *Composantes environnementales valorisées* (CEV). La pertinence des CEV a été établie lors d'un processus d'évaluation de la portée. Ce processus a inclus la consultation des intervenants, l'étude des questions et des directives réglementaires, la recherche et le jugement professionnel de l'équipe d'étude.

La planification et l'évaluation du Projet se sont principalement appuyées sur un programme exhaustif de consultations publiques, qu'EnCana a mené avec les groupes d'intervenants, et de discussions avec les représentants des Premières nations et des groupes autochtones. Ce programme et les initiatives

permanentes sont résumés à la Section 5. Leurs objectifs étaient de fournir des renseignements sur le Projet de façon opportune, d'offrir des possibilités d'identification des problèmes et des préoccupations, d'obtenir des conseils techniques et d'établir des relations mutuellement avantageuses pour toute la durée du Projet. Le programme de consultations publiques s'est concentré sur les principaux intervenants, dont les organismes de réglementation, les municipalités et les organismes de développement régional, les représentants de l'industrie de la pêche semi-hauturière, les représentants de l'industrie de la pêche hauturière, les résidents et les entreprises du comté de Guysborough, les scientifiques, les organisations non gouvernementales liées à l'environnement et le grand public. Le dialogue avec plusieurs organisations de Premières nations et d'Autochtones a également été amorcé afin de déterminer leurs préoccupations face au Projet. Les problèmes identifiés au cours du processus de consultation et de discussion ont été pris en compte lors de la planification, de la conception et de l'évaluation de l'impact du Projet.

L'évaluation de la portée des CEV a permis de retenir les composantes suivantes :

- Qualité de l'air;
- Qualité de l'eau de mer;
- Benthos marin;
- Poissons marins;
- Mammifères marins (baleines et phoques);
- Oiseaux marins;
- Île de Sable;
- Environnement côtier.

EnCana s'est engagé à assurer la protection de l'environnement, grâce à façon dont serait conçu le Projet et à des mesures d'atténuation. À ce titre, l'entreprise a pris certaines dispositions volontaires, dont les principales sont :

- l'injection de gaz acide résiduaire dans une formation géologique sûre, afin de réduire de façon drastique les émissions atmosphériques de gaz à effet de serre et de composés soufrés;
- l'établissement d'un objectif pour les hydrocarbures dispersés dans les rejets d'eau produite, qui est inférieur aux exigences réglementaires;
- l'absence de décharges marines de boues de forage non aqueuses et déblais rattachés;
- l'établissement de mesures d'économie d'énergie comprenant la récupération de chaleur et l'utilisation du condensat produit pour la génération d'énergie pour les plates-formes extracôtières;
- l'utilisation d'un couloir de pipeline extracôtier existant;
- la conception du pipeline de façon à limiter les ennuis causés aux activités de pêche;

- l'arrêt de la construction du pipeline à proximité de la côte pendant la saison de la pêche au homard (du 19 avril au 20 juin), qui couvre également la période habituelle de recherche de nid et de ponte de la sterne de Dougall, espèce menacée (du 1^{er} mai au 20 juin), sur l'île Country à proximité;
- le tracé de la partie côtière du pipeline permettant d'éviter les zones sensibles, telles que les marais et les passages des principaux cours d'eaux;
- la mise en œuvre de codes de pratique pour les régions écologiquement sensibles (île de Sable, île Country et le goulet de l'Île de Sable).

EnCana diffusera également plusieurs documents concernant l'environnement, dont un plan de gestion de l'environnement, des plans de protection de l'environnement, un plan de surveillance des effets environnementaux, un plan de gestion des déchets, un plan de gestion des produits chimiques, un plan d'intervention en cas de déversement, un plan de mesures d'urgence, un plan d'indemnisation des pêches et un plan de déclassement.

En général, les effets néfastes potentiels sur l'environnement des activités routinières du Projet ne se feront sentir qu'à court terme, de manière localisée ou seront d'une amplitude très faible. Parmi les effets négatifs négligeables, notons l'impact sur la qualité de l'air des émissions dans l'atmosphère, l'incidence sur la qualité de l'eau des effluents routiniers, le dérangement temporaire de l'habitat benthique par le rejet des déblais de forage de BBE et l'installation du pipeline, et la perte et le dérangement minimes d'habitat associés à la construction des installations et du pipeline côtiers. Il est possible d'atténuer efficacement ces effets à des niveaux négligeables, par la mise en œuvre de mesures économiquement et techniquement réalisables, des procédures courantes de l'industrie pétrolière et gazière extracôtière, et par l'adhésion aux directives réglementaires (voir le tableau 9.1). Les conséquences sur les CEV des activités routinières de construction, d'exploitation et de déclassement du Projet devraient donc être négligeables.

En cas d'une éruption ou du bris improbable du pipeline survenant à la suite du rejet massif de gaz brut ou de gaz acide, la qualité de l'air pourrait être touchée de façon significative. Un tel événement pourrait mettre en danger la santé et la sécurité des travailleurs évoluant sur les plates-formes, et celles des passagers des navires situés sous le vent. La conception de mesures de prévention, réduisant presque totalement la probabilité d'un incident de cette nature, et un plan de mesures d'urgence limiteront encore les risques pour les travailleurs ou les autres d'être sérieusement touchés par les émissions. En général, la modélisation des déversements conclue que les rejets accidentels d'hydrocarbures du Projet se dissiperont rapidement avant que ses effets ne s'étendent. Par exemple, le déversement provoqué par une éruption n'atteindrait pas l'île de Sable.

L'évaluation des répercussions socio-économiques s'est concentrée sur les sujets sensibles : l'économie, l'environnement, l'infrastructure et les facteurs sociaux. Ces questions ont été étudiées au niveau de chaque zone géographique susceptible d'être touchée, dont la municipalité régionale de Halifax (MRH),

les communautés environnant les installations de services et le point d'arrivée à terre, et la zone extracôtière. Le cas échéant, EnCana propose des mesures d'atténuation permettant de réduire les répercussions socio-économiques négatives potentielles (voir le tableau 9.1).

Le Projet proposé entraînera des retombées significatives sur l'économie de la Nouvelle-Écosse. En particulier, il créera 3 220 emplois directs et indirects et apportera des contributions de 154 millions de dollars au revenu familial durant le développement. Le Projet se traduira également par de nombreuses retombées socio-économiques dans la MRH. Il est improbable que le Projet ait des conséquences socio-économiques néfastes, à la condition que les mesures d'atténuation mentionnées dans ce rapport soient mises en place. Pour accroître les retombées, en particulier pour les communautés entourant le point d'arrivée à terre et les installations de services, EnCana établira, avant et durant la période de construction, une procédure d'information sur les produits et services dont elle a besoin. Cette information sera destinée aux municipalités, aux chambres de commerce et aux organismes de développement régional concernés. Les risques socio-économiques du Projet sont négligeables, mais les avantages socio-économiques qu'il présentera pour la province seront, eux, significatifs.

Les effets qu'aura le Projet sur l'environnement ne sont donc pas jugés significatifs. La conception et la construction des installations du Projet reposeront sur des critères environnementaux adéquats, afin de garantir leur sécurité et leur intégrité durant des conditions environnementales particulièrement mauvaises. Des plans de surveillance et de mesures d'urgence permettront également de minimiser les effets néfastes.

Le tableau 9.1 résume les engagements en matière d'environnement pris par EnCana dans ses DPMV et REA, afin de s'assurer que le Projet de Deep Panuke n'aura aucun impact résiduel nuisible important sur l'environnement.

EnCana honorera les engagements pris dans l'Énoncé des incidences environnementales (EIE), l'Énoncé des répercussions socio-économiques (ERSE), le Rapport de consultation publique et les Réponses aux commentaires formulés lors de l'examen réglementaire et public (Addenda 1) relatifs au projet de mise en valeur du gisement de gaz extracôtier de Deep Panuke. EnCana respectera tous les règlements et lois applicables, ainsi que les directives et codes spécifiques précisés dans l'EIE, l'ERSE, le Rapport de consultation publique et l'Addenda 1. Le tableau 9.1 ne constitue pas une liste exhaustive des engagements; il décrit seulement les promesses autres que le respect d'une loi ou d'une pratique normalisée (telles que décrites dans les documents). De plus, lorsque EnCana s'est engagée à élaborer un PPE, par exemple, celui-ci s'appuiera sur les renseignements contenus dans les documents de gestion de l'environnement proposés par l'entreprise (Annexe D).

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

Tracé et construction du pipeline côtier et gestion de l'emprise

- Le tracé côtier du pipeline évitera les régions écologiquement sensibles, telles que les marais, et ne traversera par le ruisseau de Betty's Cove.
- EnCana consultera la municipalité du district de Guysborough pour déterminer l'emplacement des installations côtières et le tracé côtier du pipeline.
- La largeur de travail, combinaison des 25 m de largeur de l'emprise permanente et des 25 m de largeur de l'espace de travail temporaire (ETT), sera acquise après consultation des propriétaires de terrains touchés. La largeur de l'ETT sera accrue de 75 m au point d'arrivée à terre, pour une largeur de travail totale de 100 m.
- Le PPE de la construction côtière prendra généralement en compte les contraintes environnementales du tracé du pipeline et l'atténuation prévue. Le PPE sera inclus dans l'offre globale d'installation du pipeline côtier et comprendra les éléments suivants :
 - Des mesures de contrôle de l'érosion et des sédiments, afin d'empêcher les eaux de ruissellement chargées de sédiments et les eaux de ruissellement acides potentielles d'atteindre les cours d'eau et l'océan. Les mesures de contrôle de l'érosion et des sédiments établies par le ministère de l'Environnement et du travail de la Nouvelle-Écosse seront prises comme références. Le plan intégrera un programme de surveillance, s'il y a lieu;
 - L'atténuation du drainage de la roche acide, au cas où un substratum rocheux renfermant du soufre devrait être présent. Une étude géotechnique sera réalisée pour détecter les zones potentielles de substratum rocheux acide, afin de servir de base à l'atténuation. Les documents intitulés *Acid Rock Drainage Construction Response Plan* (M&NP) et *Guidelines for Development on Slates in Nova Scotia* (Ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse et Environnement Canada, 1991), ainsi que les règlements applicables seront consultés. EnCana évitera au maximum les roches acides lors du tracé;
 - La limitation des opérations de dégagement à la largeur de travail (emprise et ETT). La végétation sera préservée si possible, et un écran de végétation pertinent sera conservé pour protéger les ressources menacées. Le bois d'œuvre commercialisable sera sauvegardé. Les débris végétaux seront réduits en copeaux sur place, loin des eaux de surface, et seront utilisés pour faire du paillis ou du compost. Le brûlage des débris végétaux sera interdit pour prévenir la pollution;
 - L'analyse des cours d'eau franchis par le pipeline, ou toute autre installation, telle qu'une route de service. L'évaluation inclura une étude préalable à la construction de l'habitat et des ressources des poissons dans la région traversée. Les résultats seront transmis au ministère de l'Environnement et du travail de la Nouvelle-Écosse, accompagnés d'une demande de permis de modification de cours d'eau;
 - Des procédures d'atténuation pour les opérations de dynamitage exécutées à moins de 500 m d'un puits. Ces procédures comprendront la consultation du propriétaire du puits avant la construction, et le prélèvement et le classement d'échantillons d'eau pour comparaison de la composition chimique de l'eau;
 - Le recouvrement la nuit de l'extrémité ouverte du pipeline pour empêcher la pénétration de matériaux ou de petits animaux;
 - Le marquage des plantes rares situées à proximité de l'emprise, des voies de service et autres;
 - La restriction des travailleurs et des activités à l'emprise et aux zones de travail réservées;
 - La limitation de la période de construction;
 - Le contrôle de l'accès et de la signalisation;
 - La limitation et le contrôle stricts de la vitesse des véhicules.
- Une fois le pipeline installé, la largeur de travail (emprise) sera restaurée. Elle sera stabilisée, ensemencée, et la végétation pourra reprendre. EnCana plantera des espèces indigènes au cours de la remise en végétation et évitera d'utiliser des espèces envahissantes. Les débris de construction seront transportés sur un site d'élimination approuvé.

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

- Si possible, le dégagement sera effectué en dehors de la saison de la reproduction de la majorité des espèces d'oiseaux (entre mars et août).
- Les aires d'hivernage des chevreuils seront évitées. Chaque fois que ce sera possible, aucune activité de construction ne sera menée dans les 200 m entourant une aire d'hivernage de chevreuils, de janvier à avril, si la quantité de neige accumulée est supérieure à 30 cm.
- Bien qu'elle ne soit pas interdite, l'utilisation de VTT sur l'emprise du pipeline sera découragée par l'affichage de panneaux de mise en garde et par la sensibilisation des clubs de VTT locaux.
- La gestion de la végétation sera principalement effectuée par des moyens mécaniques et sera restreinte à l'emprise. L'utilisation d'herbicides se restreindra aux sites clôturés des vannes et des stations de comptage, et se limitera à de petites doses de composés à faible persistance et toxicité écologique. Aucun herbicide ne sera utilisé à proximité (30 m) de cours d'eau ou de marais.
- L'emplacement du point d'arrivée à terre ne pourra pas être modifié de manière à se retrouver en dehors du couloir d'étude défini dans le REA. Il n'y a virtuellement aucun changement du tracé du pipeline qui pourrait porter sa portion côtière à une longueur de plus de 5 km.
- EnCana aura recours à des techniques d'élimination des poussières, au besoin.
- S'il faut dynamiter, EnCana consultera les propriétaires touchés.
- EnCana fera inspecter l'emprise du pipeline côtier par un archéologue, de concert avec un représentant autochtone, après le marquage de la ligne d'étude et avant que le sol soit dérangé.
- Un archéologue professionnel et un représentant autochtone se trouveront sur place durant la construction du pipeline côtier et, si un site est découvert, les travaux seront interrompus et le Musée de la Nouvelle-Écosse sera avisé de la découverte.

Tracé et construction du pipeline sous-marin

- Des études du tracé du pipeline seront menées à bord d'un navire équipé d'un engin télécommandé, avant et après la pose.
- EnCana consultera les pêcheurs et les autres intervenants touchés par le tracé du pipeline extracôtier.
- EnCana prendra en compte l'emplacement des câbles sous-marins existants pour le tracé du pipeline. EnCana avertira et consultera les intervenants avant et pendant la construction du pipeline proposé.
- Lorsque le pipeline sera disposé à proximité du pipeline de PEES, une zone d'exclusion temporaire sera établie pour éliminer le risque de dommages. De plus, si un navire au mouillage est utilisé et si la chaîne d'ancre de ce navire croise le pipeline du PEES, une bouée sera placée sur la chaîne pour empêcher l'ancre de tomber sur le pipeline du PEES ou de l'endommager, si la chaîne venait à se rompre.
- EnCana s'assurera que le MDN est averti du tracé du pipeline, afin qu'aucun exercice militaire ne puisse menacer l'intégrité de l'installation.
- Le pipeline sera conçu de façon à supporter les chocs d'engins de pêche mobiles classiques, conformément à la directive n° 13 de la Det Norske Veritas (DNV), *Interference between Trawl Gear and Pipelines*, septembre 1997.
- La conception du pipeline et le creusement de la tranchée devant le recevoir dans la région côtière prendront en compte les risques de glace marine.
- Les sites archéologiques marins connus seront évités.
- Au cours de la construction du pipeline sous-marin, un archéologue professionnel et un représentant autochtone seront prêts à intervenir, en cas de découverte d'une épave ou d'un site archéologique sous-marin non encore identifié. Les travaux seraient alors interrompus et le conservateur des lieux spéciaux du Musée de la Nouvelle-Écosse en serait averti.
- Aucune activité reliée à la construction de pipeline ne sera entreprise dans la zone littorale pendant la saison de la pêche au homard (du 19 avril au 20 juin), qui coïncide avec la période habituelle de recherche de nid et de ponte dans l'île

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

Country de la sterne de Dougall, espèce menacée (du 1^{er} mai au 20 juin). EnCana conservera également une zone tampon de 2 km avec l'île Country en tout temps, conformément au code de pratique élaboré pour cette île par EnCana (Annexe E).

- Des filtres à limon seront utilisés durant les travaux de dragage effectués sur le littoral.
- Si le dynamitage s'avère nécessaire à l'installation du pipeline, il sera exécuté conformément aux règlements applicables et aux Lignes directrices concernant l'utilisation d'explosifs à l'intérieur ou à proximité des eaux de pêches canadiennes (Wright et Hopky, 1998).
- Les essais hydrostatiques du pipeline seront soumis aux principes suivants :
 - Des essais hydrostatiques seront menés sur le pipeline durant la mise en service, à l'aide d'eau de mer traitée extraite d'un point situé près du site d'arrivée à terre de Goldboro. La sélection des produits chimiques utilisés se basera sur le document intitulé *Offshore Chemical Selection Guidelines* (Directives pour la sélection des produits chimiques extracôtiers);
 - Une étude en deux phases permettra d'évaluer l'effet du rejet dans le milieu marin des produits chimiques utilisés pour les essais hydrostatiques. La première phase consistera en des essais biologiques en laboratoire, à partir d'échantillons des produits chimiques proposés, dilués dans de l'eau de mer, imitant le mélange et les concentrations proposés pour les essais hydrostatiques. Les résultats seront appliqués à un modèle de dispersion du nuage (deuxième phase) afin de confirmer l'effet négligeable de ces produits sur le milieu marin entourant la plate-forme. Les paramètres et la portée des essais biologiques feront l'objet de discussions préalables avec Environnement Canada et le MPO ;
 - Les fluides d'essais hydrostatiques ne seront pas rejetés à proximité des côtes.

Circulation des navires et des hélicoptères

- Les navires se conformeront aux procédures normalisées de fonctionnement, notamment celles relatives aux mesures d'évitement.
- Les activités de navires menées dans le cadre du Projet de Deep Panuke se conformeront aux règlements de navigation, notamment ceux relatifs aux rejets d'eau de circuits d'assèchement et de ballastage.
- Les directives relatives aux aéronefs et aux navires du Projet se trouvant à proximité de l'île de Sable et de l'île Country seront incluses dans le PPE, conformément à leurs codes de pratique respectifs établis par EnCana.
- Les hélicoptères éviteront les colonies et les concentrations élevées d'oiseaux.
- Afin d'éviter tout effet nuisible pouvant être causé par le trafic naval, une zone tampon (d'environ 2 km) sera établie autour de l'île de Sable. Le Projet respectera le plan de mesures d'urgence de l'île de Sable (Garde côtière canadienne, 1985), et le survol de l'île sera évité, sauf en cas d'urgence ou dans des cas particuliers (ex : avitaillement d'urgence), conformément au code de pratique pour l'île de Sable d'EnCana.
- S'il faut atterrir sur l'île de Sable (ex : à la station d'avitaillement en carburant), les hélicoptères éviteront de survoler les grands rassemblements de chevaux et de phoques, ou de se poser à proximité, et les pilotes devront se renseigner auprès du responsable de l'île sur l'emplacement des colonies de reproduction de sternes. De plus, les approches s'effectueront perpendiculairement à l'axe longitudinal de l'île, selon l'angle le plus prononcé possible (dans les limites de la sécurité), afin de minimiser le survol à basse altitude.
- Lorsque des navires ou des hélicoptères opérant dans le cadre du Projet devront évoluer de façon exceptionnelle à proximité de l'île de Sable, toute réaction négative des animaux, ou autre effet néfaste associé au trafic, observée sera consignée et signalée aux organismes réglementaires concernés.

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

Zone de sécurité
<ul style="list-style-type: none"> • Une zone de sécurité sera établie dans un rayon de 500 m de chaque plate-forme (et de chaque appareil de forage, le cas échéant), en vertu du <i>Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse</i>. Les activités de pêche seront interdites dans cette zone. La nécessité d'étendre cette zone de sécurité sera déterminée après consultation des organismes de réglementation et de l'industrie de la pêche. • Un exemplaire du plan du site extracôtier sera envoyé au Service hydrographique du Canada afin que celui-ci mette à jour ses cartes. Des Avis aux navigateurs seront également publiés.
Déclassement
<ul style="list-style-type: none"> • La conception du Projet prendra en compte les exigences relatives à la destruction d'installations (ex : présence possible de contaminants). • Avant le début de la phase de déclassement et d'abandon, l'évaluation du risque, ainsi que les diverses autres études nécessaires seront réalisées afin de vérifier et de valider les hypothèses formulées durant la phase de conception. • Le déclassement et l'abandon seront exécutés en conformité avec les exigences réglementaires applicables, et après consultation des organismes de réglementation concernés. • Le plan de déclassement du Projet détaillera les procédures de déclassement des installations côtières. Le plan comprendra une analyse exhaustive des choix offerts et sera élaboré en collaboration avec les organismes de réglementation et les principaux intervenants, dont l'industrie des pêches. Le plan précisera les éléments suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Analyse des pipelines et récupération des parties présentant un danger pour l'environnement; • Abandon des puits conformément aux règlements relatifs au forage et aux pratiques dans l'industrie applicables. Abandon sur place du pipeline sous-marin, après avoir été vidangé et rempli d'eau de mer, et ses extrémités bouchées; • Test de l'eau contenue dans les piles du treillis afin de déterminer les solutions pour son élimination; • Retrait des installations côtières et restauration du terrain conformément aux règlements applicables. Vidange des pipelines côtiers enterrés et obturation des extrémités avant de les laisser sur place. Recouvrement de l'emprise des pipelines côtiers par la végétation, par processus naturel. Suppression des structures aériennes des pipelines côtiers.
Conception technique
<ul style="list-style-type: none"> • EnCana respectera le <i>Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse</i> et les codes CSA applicables. Des exemptions pourront être demandées à l'OCNEHE, après avis de l'organisme de certification (OC). • Les activités du Projet seront menées en conformité avec les lois et règlements applicables. • Tous les équipements du Projet respecteront les normes industrielles et seront certifiés comme étant sécuritaires et adaptés à leur utilisation projetée. Ils seront exploités et entretenus conformément aux procédures documentées, et seront soumis à des programmes d'inspection et d'entretien périodiques. • Dès l'achèvement de la conception technique définitive, les organismes de réglementation concernés seront contactés pour déterminer les exigences de délivrance de permis, le cas échéant. • EnCana réduira le H₂S à une teneur « aussi faible que raisonnablement pratique » (AFRP), avant de déverser l'eau produite (la teneur actuelle est de 1 à 2 ppm). • L'équipement, les vannes et les surfaces à partir desquels des hydrocarbures ou des produits chimiques pourraient s'échapper seront étudiés afin de déterminer la nécessité d'une deuxième enveloppe de sécurité. • EnCana a l'intention de recueillir toutes les données sismiques pour le site de Deep Panuke actuellement disponibles; les données de quatrième génération seront obtenues le plus rapidement possible. Le danger sismique sera ensuite évalué, conformément à la norme CSA S471. Un seuil de probabilité de 0,0004 par an sera pris pour référence. La conversion des données relatives à la roche permettra ensuite de les adapter au sol sur lequel reposeront les fondations des piles de Deep

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

Panuke. L'analyse des structures de la plate-forme tiendra compte d'une tolérance d'affouillement de 5 m. Si des données spectrales relatives au risque sismique sont disponibles pour le site de Deep Panuke, une analyse probabiliste basée sur ces informations servira à déterminer la réaction structurelle à un tremblement de terre.

- Une évaluation des émissions fugitives sera réalisée durant la conception détaillée. L'équipement et les procédures permettant de réduire ces rejets à une valeur « aussi faible que raisonnablement pratique » seront intégrés à la conception.
- Les hypothèses et les choix techniques acceptés et intégrés dans la conception et la construction définitives serviront à établir des manuels d'utilisation et d'entretien que le personnel utilisera au cours de la phase d'exploitation.
- Une fois installé, l'équipement sera exploité et entretenu en conformité avec les procédures et les processus documentés. EnCana soumettra à l'approbation de l'OC des programmes d'inspection et de surveillance, un programme d'entretien et un programme de contrôle du poids.
- Des pièces de remplacement des pièces essentielles seront conservées en cas de défaillance.
- Les cheminées et les torches seront conçues de manière à garantir que les émissions atmosphériques nocives pour les travailleurs seront rejetées de façon sécuritaire, en limitant l'exposition à un niveau acceptable.
- La conception de la torche assurera la réduction du risque de recirculation de liquide.
- La cheminée de torchage, plus particulièrement en ce qui concerne sa hauteur, sera conçue de façon à optimiser la dispersion du nuage.
- Les dispositifs électriques pouvant générer un champ électromagnétique (CEM) seront conçus et blindés de façon à minimiser l'exposition des travailleurs. EnCana procédera à la mesure du CEM autour de ces appareils pour s'assurer qu'il respecte les normes relatives à la santé et à la sécurité (ACGIH, 2001 et Code de sécurité 6 de Santé Canada).
- Les dispositifs susceptibles de produire des radiations radioélectriques et électromagnétiques seront conçus et construits de façon à respecter les directives et les normes de sécurité. EnCana surveillera ces appareils durant leur mise en service afin d'assurer la protection de la santé et la sécurité des travailleurs (ACGIH, 2001 et Code de sécurité 6 de Santé Canada).
- L'entrée d'eau sera située à une profondeur suffisante (p. ex. de 10 à 15 m sous la surface) et sera conçue de façon à réduire l'entraînement d'organismes marins.

Sélection et utilisation des produits chimiques

- EnCana élaborera un Plan de gestion des produits chimiques garantir que l'exploitation du Projet respecte le document intitulé *Offshore Chemical Selection Guidelines*.
- EnCana a l'intention d'utiliser des boues à base d'eau (BBE) lorsque c'est techniquement possible.
- L'utilisation des composants des systèmes à base de BBE et de BBH sera étudiée et approuvée selon le document intitulé *Offshore Chemical Selection Guidelines* de l'OCNEHE, et respectera le Plan de gestion des produits chimiques d'EnCana.
- Les structures de l'installation de Deep Panuke ne seront pas enduites de revêtement antisalissure marine.
- Le changement de solvant aminique sera soumis au PPE.

Système de protection et entretien préventif (ex. : caractéristiques et procédures de conception)

- EnCana procédera à une analyse de cas détaillée portant sur la sécurité afin de s'assurer que la conception technique et les procédures de commande de matériaux garantissent la sécurité de l'installation. En cas d'accident, les responsables de la sécurité, qui auront préalablement suivi un programme de formation complet, seront alertés grâce à des dispositifs de détection de pointe. Des systèmes de protection de la sécurité et de l'environnement seront posés (ex. : système de détection des fuites, vannes d'arrêt d'urgence, dispositifs de protection contre les éruptions, etc.).

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

- Un Plan de sécurité, assurant la sûreté et l'efficacité des activités à chaque phase du Projet, sera élaboré et mis en application. Le Plan de sécurité inclura l'évaluation du risque pour l'environnement et permettra de concevoir la solution offrant les plus importantes réductions de l'impact environnemental. Il s'appuiera sur un « processus de gestion des effets et des risques » (PGER).

Plan de mesures d'urgence

- EnCana élaborera et mettra en œuvre un Plan de mesures d'urgence (PMU) permettant de répondre aux défaillances et aux accidents. Ce plan portera plus particulièrement sur la réduction des risques d'éruption. Des procédures d'intervention en cas d'éruption seront également élaborées; elles comprendront l'utilisation de systèmes d'avertissement et d'alarme. Ces procédures s'appuieront sur des hypothèses prudentes (c.-à-d. celles requérant la protection la plus importante) provenant de l'analyse de la qualité de l'air.
- EnCana respectera le plan de mesures d'urgence de l'île de Sable.
- Le PMU d'EnCana décrit des fonctions de commande et de contrôle pour l'intervention en cas de situations d'urgence côtières et extracôtières; il est actuellement en vigueur dans les exploitations de la côte Est de la société. Le PMU sera adapté au Projet de Deep Panuke, conformément aux directives applicables. Parmi les changements à apporter, l'intervention relativement aux rejets du pipeline côtier, notamment ceux pouvant être accompagnés d'un incendie et des feux de forêt qui peuvent s'ensuivre.
- EnCana reverra et mettra à jour son Plan d'intervention relatif à l'hydrogène sulfuré et son Plan d'intervention en cas de déversement pour la construction et l'exploitation du Projet de Deep Panuke.
- Le PPE opérationnel contiendra des procédures de manipulation et de stockage des produits chimiques permettant de s'assurer que les carburants, produits chimiques et déchets sont traités de façon à minimiser ou à éliminer les déversements routiniers ou accidentels.
- Le Plan d'intervention relatif aux déversements d'EnCana sera soumis à l'examen et à l'approbation des organismes de réglementation concernés. Il comprendra les mesures détaillées de préparation et d'intervention en cas de déversement, concernant notamment l'utilisation de l'équipement de nettoyage, la formation du personnel et la désignation du personnel chargé de diriger les activités de nettoyage, les lignes de communication et les organismes susceptibles de participer aux opérations de nettoyage. Les déversements seront régulièrement signalés aux organismes de réglementation conformément aux avis du Plan d'intervention en cas de déversement.
- Les déversements de produits pétroliers (ou autres produits chimiques) seront immédiatement nettoyés et signalés, conformément aux règlements. Des tampons d'absorption d'hydrocarbures et des composés de séchage d'hydrocarbures se trouveront en tout temps dans des trousse de nettoyage des déversements, disposées à des endroits stratégiques sur les plates-formes. Ils permettront de faire disparaître les produits pétroliers répandus sur le pont. Les matériaux d'absorption utilisés et les déchets d'hydrocarbures seront placés dans des conteneurs scellés, et envoyés à terre pour y être traités et éliminés dans une installation de gestion des déchets approuvée.
- Tous les employés et les entrepreneurs d'EnCana auront la responsabilité de signaler les accidents, les incidents et les déversements au directeur des installations extracôtières pour que ce dernier déclenche immédiatement la procédure d'intervention spécifiée dans le PPE.
- Dans le cadre de ses fonctions courantes, le navire en attente dans la zone aura comme tâche d'observer et de signaler les déversements provenant des installations.
- La salle de contrôle effectuera la surveillance des installations 24 heures sur 24, 7 jours sur 7.
- Un système de drainage à ciel ouvert, doté de plateaux collecteurs retiendra les déversements ou les fuites mineures.
- Dans le cadre de la SCE, le personnel d'exploitation de la plate-forme sera responsable de consigner les traces brillantes causées par les déversements. La quantité d'hydrocarbures observés à la surface de l'eau sera évaluée selon un indice de brillance reconnu par l'industrie.

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

Plan de protection environnementale et rendement environnemental

- Le Projet de Deep Panuke respectera le système de gestion de l'environnement, de la santé et de la sécurité d'EnCana.
- Après consultation des organismes de réglementation et des principaux intervenants, EnCana élaborera des PPE pour les constructions côtières et extracôtières. Ces PPE porteront sur la construction, le forage, l'exploitation et le déclassement du Projet. Ils traduiront les engagements énoncés dans le REA et les conditions réglementaires d'approbation. Le respect des PPE sera absolu.
- EnCana remettra pour étude des exemplaires de la documentation sur le système de gestion pertinent (et ses versions) aux organismes de réglementation concernés.
- Le rendement environnemental sera évalué au moins une fois par année, tout au long de la durée de vie du Projet.
- EnCana a adopté des codes de pratique pour l'île de Sable, l'île Country et le goulet de l'île de Sable.
- Un programme de SIMDUT sera mis en place, et tous les employés seront formés à ce système.
- La protection des ressources historiques et culturelles, telles que les épaves, sera incluse dans le PPE de construction extracôtière.
- EnCana continuera à appuyer les initiatives de recherche et développement à financement interne et externe concernant les opérations d'EnCana. Ce soutien sera financier et technique, et il pourra prendre la forme de contributions en nature.
- EnCana participe au programme Défi-climat (Mesures volontaires et Registre) (MVR) et intégrera ce Projet dans sa stratégie globale de MVR. EnCana examinera toutes les mesures raisonnables de réduction des émissions produites par le Projet de Deep Panuke. Les émissions dégagées durant la phase de construction seront quantifiées dans le rapport annuel de MVR.
- La formation et la sensibilisation à l'environnement des employés et du personnel des entrepreneurs est un élément du système de gestion environnementale d'EnCana.

Gestion des émissions et des déchets

- Le traitement et l'élimination des déchets s'effectueront conformément aux Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers (LDTDE) et aux politiques de protection de l'environnement d'EnCana.
- Un Plan de gestion des déchets (PGD) sera élaboré (dans le cadre du PPE) et portera sur toutes les phases du Projet. L'objectif de ce plan sera de minimiser les déchets extracôtiers et de définir les mesures d'atténuation. Le PGD comprendra des dispositions relatives au traitement des déchets et des eaux usées.
- Le volume de déchets rejetés et la concentration des contaminants dans l'environnement seront réduits autant que possible.
- Les eaux de ruissellement recueillies dans le système de drainage à ciel ouvert seront traitées de façon à ce qu'elles respectent les règlements applicables, avant d'être rejetées. Les liquides recueillis dans le système de drainage à circuit fermé seront pompés vers l'installation pour la séparation et la suppression des hydrocarbures.
- Lors de la phase d'exploitation, les liquides issus du drainage du pont seront recueillis et traités conformément aux LDTDE. Les eaux de drainage des zones d'équipements des plates-formes seront dirigées, par l'intermédiaire d'un réseau de collecteurs, vers le réservoir d'un séparateur huile-eau situé sur la plate-forme de production. Les hydrocarbures pétroliers et la boue récupérés dans le séparateur seront transférés dans des conteneurs, puis expédiés à terre pour leur élimination. L'eau extraite du séparateur huile-eau sera traitée au moyen de filtres de polissage à cartouche, puis testée avant d'être rejetée, afin de s'assurer qu'elle respecte les critères de déversement applicables.

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

- Tous les efforts raisonnables seront déployés pour empêcher la contamination chimique des ponts, que pourrait entraîner le système de drainage de ces derniers. Les zones d'entreposage des caisses contenant les produits chimiques et les produits pétroliers seront munis d'une deuxième enveloppe de sécurité afin de prévenir leur déversement sur le pont. Des absorbants seront utilisés pour l'élimination des hydrocarbures résiduels des ponts. Des équipements de confinement des déversements seront disponibles en cas d'urgence pour traiter les déversements.
- Au besoin, l'eau issue des circuits d'assèchement et de ballastage sera traitée afin qu'elle respecte les directives applicables avant leur rejet.
- Les fluides (ex. : fluides de traitement des puits, fluides de complétion et de reconditionnement de puits) seront traités de manière à respecter les directives applicables, avant leur rejet dans l'océan.
- Les BBE et les déblais à base de BBE seront jetés par-dessus bord, tel que le permettent les LDTDE. Le rejet en vrac de BBE sera minimisé par forage discontinu, si possible.
- Les fluides de forage non aqueux [c.-à-d. les boues à base d'huile synthétique (BEHS) et les boues à base d'huile minérale améliorée (BBHMA)], et les déblais rattachés, ne seront pas déversés par-dessus bord dans ce Projet. Si l'utilisation de telles boues s'avère nécessaire, la totalité du fluide sera envoyée à terre pour y être recyclé ou éliminé, alors que les déblais seront éliminés par injection dans une zone d'élimination, ou seront extraits par benne et expédiés à terre pour leur traitement ou leur élimination dans une installation approuvée.
- L'eau produite sera traitée, testée et rejetée par-dessus bord, conformément aux LDTDE. Les LDTDE fixent une concentration maximale d'hydrocarbures dans l'eau de 30 mg/l (moyenne sur 30 jours). EnCana s'efforcera de respecter un objectif de 25 mg/l (moyenne sur 30 jours).
- L'eau de mer utilisée pour le refroidissement indirect sera mélangée à l'eau produite avant d'être rejetée. Le chlore résiduel total dans l'eau de mer utilisée pour le refroidissement indirect ne dépassera normalement pas 0,25 mg/l.
- Les déchets sanitaires et de nourriture seront laissés à macérer de façon à se transformer en particules de 6 mm ou moins, puis seront jetés par-dessus bord.
- Les déchets solides seront triés et éliminés à terre, conformément aux règlements et aux normes applicables. Ils seront recyclés dans la mesure du possible.
- Les déchets dangereux destinés à être éliminés à terre seront accumulés dans des conteneurs adaptés, puis placés dans des conteneurs d'expédition. Ils seront ensuite envoyés à terre où ils seront réceptionnés par des transporteurs de déchets certifiés, et éliminés. La manipulation et le transport des déchets dangereux respecteront les règlements et les normes applicables, et le personnel sera convenablement formé pour ces opérations. L'élimination des déchets dangereux sera confiée à un entrepreneur approuvé par le ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse. Cet entrepreneur sera soumis à une vérification régulière par le personnel d'EnCana afin de déterminer le respect des règlements.
- Des échantillons d'eau de formation (eau produite) seront prélevés au cours du forage des puits de production et subiront une analyse chimique. Le système de traitement et d'élimination de l'eau produite sera ensuite examiné afin de s'assurer qu'il s'attaque bien aux éléments trouvés dans l'eau de la formation.
- Des études des rayons gamma seront menées afin de contrôler la présence de matières radioactives naturelles (MRN), au besoin.
- L'entretien de l'équipement d'injection sera normalement effectué au cours de l'arrêt prévu. Diverses possibilités de traitement du gaz acide, telles que le torchage et l'arrêt de la plate-forme, seront envisagées conjointement avec les organismes de réglementation.
- Les déchets accumulés dans la gare côtière des racleurs seront recueillis par un camion-citerne et détruits dans une installation d'élimination des déchets approuvée. Avant leur expédition, ces déchets seront testés afin d'établir les concentrations en composés organiques et inorganiques. Le test déterminera également si les déchets peuvent être

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

considérés comme des substances dangereuses, et établira la documentation devant accompagner le transport et les méthodes d'élimination.

Émissions dans l'atmosphère

- Les émissions dans l'atmosphère seront régulièrement testées afin de s'assurer de l'efficacité des systèmes d'atténuation.
- Un système vidéo permettra la surveillance visuelle constante de la torche.
- EnCana s'engage à réagir immédiatement à toute modification non planifiée du mode de torchage. À cet effet, EnCana propose de présenter par écrit sa réaction à l'OCNEHE, dans les sept jours suivant ce changement. La réponse présentera les choix, actions et échéancier de retour au mode normal. Ces procédures seront brièvement décrites dans les procédures de torchage du Projet, qui seront incluses dans le PPE.
- EnCana travaillera avec les organismes de réglementation concernés pour élaborer le mécanisme et les paramètres de compte rendu nécessaires relatifs aux émissions dans l'atmosphère du Projet.
- EnCana s'efforcera en permanence de réduire le torchage afin d'optimiser l'efficacité du processus et d'améliorer le rendement environnemental.
- EnCana établira des procédures d'atténuation du torchage dans le PPE, afin de réduire autant que possible les émissions temporaires et localisées et les effets potentiels associés aux événements de torchage survenant au cours de la construction et du démarrage. Ces procédures préciseront :
 - les procédures à suivre durant le forage et le test des puits pour minimiser les nuages de fumées;
 - les zones de sécurité pour les navires lors des torchages d'essai;
 - les zones autorisées et interdites aux navires;
 - le matériel et les procédures de sécurité à bord des plates-formes et des navires;
 - les exigences en matière de prévision de la direction du vent, telles que le besoin de s'assurer de la direction du vent constant durant les tests;
 - la visibilité et les autres exigences en matière de conditions météorologiques;
 - les exigences de surveillance en temps réel de l'efficacité de la torche et des risques de se trouver sous le vent;
 - les exigences de compte rendu permettant de documenter les méthodes sécuritaires de travail et les améliorations possibles;
 - les procédures de notification du personnel d'expédition et du personnel responsable de l'environnement.
- Le torchage d'essai respectera les procédures d'atténuation du torchage incluses dans les PPE. Le torchage d'essai des puits sera prévu en tenant compte le plus possible des conditions météorologiques et de la présence d'embarcations et de navires de service. Des Avis aux navigateurs seront également publiés.

Études de surveillance et de suivi

- Avant le lancement du Projet, EnCana élaborera un Plan de surveillance environnementale.
- EnCana établira un programme de surveillance des effets environnementaux (SEE) rigoureusement scientifique permettant de détecter et d'évaluer les changements apportés à l'environnement par le Projet. Ce plan fournira des rétroactions essentielles aux directeurs opérationnels et leur offrira un mécanisme d'alerte rapide leur permettant d'apporter les modifications nécessaires aux activités opérationnelles ou aux rejets. Les objectifs de la SEE seront définis et le programme sera conçu par l'intermédiaire du processus d'approbations réglementaires, et après consultation de l'OCNEHE, les organismes de réglementation et les intervenants. Les résultats du programme de SEE seront étudiés une fois par an et les adaptations nécessaires seront alors effectuées.
- EnCana s'engage à publier les résultats de la SEE et encourage le classement des données de surveillance environnementale dans une base de données régionale.

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

- EnCana appuie la création d'un mécanisme régional de SEE, qui inclurait les organismes de réglementation, l'industrie et les autres intervenants.
- Conformément au processus de certification et d'inspection, EnCana assurera la surveillance du pipeline sous-marin. Une partie des renseignements recueillis sera mise à la disposition de la SEE, au besoin.
- Des consultations avec le MPO et Environnement Canada au sujet, respectivement, de la DDP de l'habitat et des permis de rejet à l'eau, seront organisées une fois les méthodes de conception technique et d'installation déterminées.
- La surveillance de la conformité environnementale (SCE) inclura principalement la surveillance du respect des limites de rejet. Les procédures de SCE seront clairement définies dans le PPE.
- Un plan de surveillance environnementale physique sera conçu et mis en œuvre en vue de se conformer aux règlements et directives applicables. Ce plan comprendra quatre programmes principaux:
 - Programme de recueil de données sur les conditions météorologiques et sur l'état de la mer;
 - Programme de mesures actuelles;
 - Programme de mesures de l'onde de surface océanique;
 - Prévisions météorologiques.
- EnCana surveillera le bio-encrassement des treillis des plates-formes, au moyen d'inspections sous-marines planifiées, menées à l'aide de ROV. Les salissures dont l'épaisseur s'approche du seuil fixé seront nettoyées par projection d'eau. L'hypochlorite de sodium sera utilisé pour contrôler le bio-encrassement des entrées d'eau de mer et des caissons de rejet. La concentration résiduelle en chlore libre à la sortie en fonctionnement normal sera inférieure à 0,25 ppm.
- Avant la construction du pipeline côtier, une étude du fond marin sera effectuée le long du tracé du pipeline et sur le site des plates-formes. Cette analyse permettra de recueillir des données nécessaires à l'atténuation des effets sur les communautés marines situées à proximité des installations du Projet.
- EnCana encouragera les études sur les oiseaux souillés par les hydrocarbures de l'île de Sable par un biologiste indépendant.
- Il est très peu probable que les déversements accidentels d'hydrocarbures à partir du Projet auront un effet néfaste sur l'île de Sable. Cependant, si de tels événements venaient à se produire, des opérations de surveillance et de suivi seraient lancées pour confirmer le nettoyage et le rétablissement.
- Une étude des travaux d'aménagement de la région du point d'arrivée à terre sera menée pour déterminer s'ils permettent l'existence d'un habitat propre à l'hibernation des chauves-souris brunes. EnCana prendra les mesures d'atténuation nécessaires, comme il est détaillé dans ce REA.
- Avant la construction, une étude herpétologique sera menée afin de déterminer la présence de salamandres à quatre doigts dans les zones à fort potentiel d'habitat de reproduction. Au besoin, EnCana mettra en place des procédures d'atténuation, comme il est indiqué dans ce REA. Remarque : Une étude herpétologique a déjà été réalisée en juin 2002; elle n'a révélé aucune présence de salamandre à quatre doigts.
- Avant la construction, une étude sur la reproduction des oiseaux sera menée le long de l'emprise du pipeline choisie, de fin mai à juin. Elle permettra de déterminer la présence d'espèces rares ou sensibles. EnCana prendra les mesures d'atténuation nécessaires, comme il est détaillé dans ce REA. Remarque: Un relevé des oiseaux nicheurs a été complété au mois de juin 2002; aucunes espèces rares ont été identifiées.
- EnCana proposera un programme de sensibilisation aux sites archéologiques à l'intention du personnel de construction.
- EnCana entreprendra une surveillance des activités de construction sur les sites qui présentent un potentiel de découvertes archéologiques.

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

Interactions avec les pêcheurs

- Les pêcheurs seront prévenus des opérations de pose de canalisations, par l'intermédiaire d'Avis aux navigateurs et par communications directes à leurs principaux représentants. Des navires de pêche locaux satisfaisant aux exigences de l'OCNEHE et de Transport Canada seront utilisés pour effectuer la SCE (ex : mesures de turbidité) au cours du dragage et serviront de navires d'escorte au cours des opérations de pose de canalisations (au besoin).
- EnCana exigera l'établissement d'une zone d'exclusion de pêche dans le voisinage immédiat de la plate-forme (500 m) durant toute la durée de vie du Projet. Une zone temporaire sera également fixée à certains endroits du tracé du pipeline, au fur et à mesure que les travaux avancent.
- EnCana s'engage à mettre sur pied un programme de compensations de concert avec les responsables des pêches, avant d'entreprendre les activités de construction. Ce programme respectera le document intitulé *Compensation Guidelines Respecting Damages Relating to Offshore Petroleum Activity* (Mars 2002) élaboré par le C-NOPB et l'OCNEHE. L'objectif de ce programme sera d'évaluer l'étendue de l'impact sur les demandeurs potentiels et l'étendue de la demande. Le document pertinent contiendra également les grandes lignes des procédures relatives à la présentation et à l'évaluation des demandes, et une procédure d'appel pour les demandes en litige.
- Si les activités d'EnCana provoquaient des dommages à l'environnement ou causaient à d'autres des pertes ou des dommages, EnCana assumerait sa responsabilité en respectant les plans de compensation prévus par la loi.
- Les éventuelles interactions entre le Projet et les pêcheurs seront gérées au moyen d'un ensemble de mesures pouvant comprendre les Avis aux navigateurs, l'utilisation d'observateurs de pêches et la consultation des pêcheurs locaux.
- Le tracé du pipeline proposé et les techniques de construction feront l'objet de discussions avec les pêcheurs dans le cadre du processus de consultation.
- Des observateurs compétents indépendants représentant les intérêts des pêcheurs mèneront des observations sur les oiseaux et les mammifères marins à partir des installations et des navires de Deep Panuke, au-delà des exigences juridiques et selon ce que EnCana aura jugé nécessaire.

Engagements socio-économiques

- EnCana continuera à fournir régulièrement des renseignements sur ses activités planifiées, sur les opportunités offertes par celles-ci et sur la procédure d'achat dont bénéficiera le milieu des affaires, y compris le milieu des affaires des Premières nations et des Autochtones.
- EnCana continuera à travailler avec le réseau des collègues communautaires de la Nouvelle-Écosse pour s'assurer de la mise en place des programmes de formation permettant de répondre aux besoins prévus en main d'œuvre qualifiée, et de la qualité de la formation des personnes embauchées pour les travaux extracôtiers.
- EnCana communiquera avec les communautés et les chambres de commerce identifiées pour s'assurer que les renseignements sur les possibilités de contrats et les occasions d'affaires sont diffusés aux parties susceptibles d'offrir les services requis, et ce, au début du processus d'appel d'offres.
- Durant les travaux de construction dans la région de Golboro, EnCana encouragera ses entrepreneurs et sous-traitants à collaborer avec les organismes locaux à la recherche de main-d'œuvre dans le district de Guysborough.
- EnCana avertira la municipalité du district de Guysborough, les autres organismes concernés (ex : la commission scolaire responsable du transport des élèves dans la région) et le *Energy Industry Liaison Committee*, lorsque la construction dérangera la circulation routière sur la route 316, afin que les mesures appropriées de gestion de la circulation soient mises en place.
- EnCana rendra compte au besoin à l'*Energy Industry Liaison Committee* mis sur pied par la municipalité du district de Guysborough.

Tableau 9.1 Sommaire des engagements relatifs au Projet de Deep Panuke

Consultation des intervenants et des Autochtones

- Le programme de communications et de consultations publiques d'EnCana se poursuivra durant toutes les phases du Projet.
- Des activités de consultations permanentes incluront les éléments suivants :
 - Liaison permanente avec les pêcheurs semi-hauturiers au moyen de forums de discussions ouverts, coordonnés par les pêcheurs locaux et la *Guysborough County Inshore Fisherman's Association*;
 - Création de comités de liaison des pêches semi-hauturières locaux peu de temps avant la construction;
 - Réunions avec les représentants des pêcheurs hauturiers, au besoin;
 - Liaison continue avec les ONGE, au besoin;
 - Poursuite des réunions avec les groupes des Premières nations;
 - Discussions continues avec les municipalités locales et les organismes de développement régional;
 - Poursuite de la participation au *NS Petroleum Fisheries Liaison Group (NSPFLG)*;
 - Participation au *Energy Industry Liaison Committee*, comme l'a demandé la municipalité du district de Guysborough;
 - Diffusion de bulletins d'information sur l'état du Projet à l'intention des résidents du comté de Guysborough, des intervenants et des autres personnes intéressées;
 - Diffusion de renseignements par l'intermédiaire sur site Web du Projet;
 - Diffusion de feuillets d'information de base sur des aspects particuliers du Projet;
 - Établissement d'un numéro de téléphone sans frais auquel les gens pourront exprimer leurs inquiétudes ou demander de l'information;
 - Autres possibilités de formuler des commentaires durant le processus réglementaire.
- EnCana s'engage à :
 - s'assurer que les commentaires du public seront communiqués aux membres de l'équipe du Projet. L'objectif est de faire en sorte que l'on tienne compte des remarques du public dans la prise des décisions principales au sujet du Projet. EnCana s'engage face à la communication et à la discussion des inquiétudes des intervenants et du public, et à l'établissement de relations mutuellement bénéfiques;
 - continuer à encourager le *Sable Island Preservation Trust*;
 - discuter avec les intervenants du tracé du pipeline, lorsque des renseignements plus détaillés seront disponibles;
 - consulter les intervenants au sujet des techniques de construction;
 - travailler à l'établissement d'une entente sur les principes de coopération avec les représentants des pêcheurs;
 - mettre au point un processus de consultation continue avec la municipalité au sujet du tracé du pipeline dans le parc industriel;
 - continuer à consulter les intervenants sur les moyens les plus efficaces de consultation et de communication continues;
 - collaborer avec les autres exploitants, au sein de l'ACPP à de futures initiatives à effets cumulatifs;
 - participer avec le MPO, par l'intermédiaire de l'ACPP, à programme intégré de gestion de l'océan et de planification;
 - financer une initiative de formation extracôtière, par l'intermédiaire de la NSCC.
 - rendre accessibles les renseignements sur les exigences relatives à la main-d'œuvre et les besoins en formation, dès qu'ils sont disponibles.
- EnCana contactera tous les navires approchant la zone de sécurité des 500 m.
- EnCana s'engage à travailler en collaboration avec d'autres promoteurs de projets, dès que leurs projets sont prêts à être lancés.
- Les activités de consultation continue comprendront des discussions avec les intervenants touchés par le dynamitage.
- EnCana consultera le MDN en ce qui concerne l'emplacement des zones UXO (munitions explosives non explosées).

En conclusion, il est peu probable que le Projet de Deep Panuke aura des effets nuisibles significatifs sur l'environnement. Par contre, il contribuera à l'essor de l'industrie pétrolière et gazière extracôtière du Canada atlantique, en bâtissant une installation et une exploitation rentables, qui abaisseront les effets dommageables pour l'environnement à des niveaux acceptables, au moyen de dispositifs et de mesures d'atténuation techniquement et économiquement réalisables.

10 RÉFÉRENCES CITÉES

10.1 Documents cités

- AAS, E. et J. KLUNGSRYR. «PAH metabolites in bile and EROD activity in North Sea fish», *Marine Environment Research*, 1998, 46(1-5), p. 229-232.
- AAS E., T. BAUSSANT, L. BALK et coll. «PAH metabolites in bile, cytochrome P4501A and DNA adducts as environmental risk parameters for chronic oil exposure: a laboratory experiment with atlantic cod», *Aquatic Toxicology*, 2000, 51(2), p. 241-258.
- ABITIBI-PRICE. *Underwater pipeline survey* (enregistrement vidéo), Stephenville (Terre-Neuve), 1990.
- AGENCE CANADIENNE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE (ACEE). *Évaluation des effets cumulatifs : Guide du praticien*, rédigé par le Groupe de travail sur l'évaluation des effets cumulatifs et AXYS Environmental Consulting Ltd., 1999a.
- ACEE. *Aborder les effets environnementaux cumulatifs en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, énoncé de politique opérationnelle t OPS-EPO/3-1999, 1999b.
- ACEE. *Guide des autorités responsables de septembre 1994 relatif à la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, novembre 1994.
- AMERICAN COUNCIL OF GOVERNMENTAL INDUSTRIAL HYGIENISTS (ACGIH), *2001 TLVs and BEIs – Threshold limit values for chemical substances and physical agents and biological exposure*, 2001.
- AMOS, C.L. et J.T. JUDGE. «Sediment transport on the eastern Canadian continental shelf», *Continental Shelf Research*, 1991, 11(8-10), p. 1037-1068.
- AMOS, C.L. et O.C. NADEAU. «Surficial sediments of the outer banks, Scotia Shelf, Canada», *Canadian Journal of Earth Sciences/Revue canadienne des sciences de la Terre*, 1988, 25, p. 1923-1944.
- ANDRADE, Y. et J.W. LODER. «Connective descent simulations of drilling discharges on Georges and Sable Island Banks», *Canadian Technical Report, Hydrography, Ocean Sciences*, 1997, 185, 83 p.
- ARGUS, G.W. et K.M. PRYER. *Les plantes vasculaires rares du Canada : notre patrimoine naturel*, Musée canadien de la nature, Ottawa (Ontario), 1990.

- ASSOCIATION CANADIENNE DES PRODUCTEURS PÉTROLIERS (CAPP). *Global Climate Change Voluntary Challenge Guide*. Pub. CAPP #2000-004, juin 2000.
- ATLANTIC PETROLEUM INSTITUTE (API). *Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms – Load and Resistance Factor Design*, 1993.
- AUMS. *Fish activity around North Sea oil platforms*, Rapport inédit de la Aberdeen University Marine Studies Ltd, 1987a., 46 p.
- AUMS. *Fish activity around North Sea oil platforms. Phase II: A survey of Transocean 3*, Rapport inédit de la Aberdeen University Marine Studies Ltd, 1987b, 19 p.
- AUMS. *Investigation into the flavour and tissue hydrocarbon content of fish caught at an oil production platform*. Rapport inédit de la Aberdeen University Marine Studies Ltd pour UKOOA, 1989, 78 p.
- BAGARINAO, T. et R.D. VETTER. «Sulphide tolerance and detoxification in shallow water marine fishes», *Mar. Biol.*, 1989, 103, p. 291-302.
- BAKKE, T., J.A. BERGER, K. NAER, et coll. *Long-term recolonization and chemical changes in sediments contaminated with oil-based drill cuttings*, 1989, p. 521-544 dans F.R. Englehart, J.P. Ray et A.N. Gillam (réd.). *Drilling Wastes*, Elsevier Applied Science, Londres, 867 p.
- BEANLANDS, G.E. et N.P. DUINKER. *Un cadre écologique pour l'évaluation environnementale au Canada*, Institute for Resource and Environmental Studies, Université Dalhousie, Halifax (Nouvelle-Écosse) et la Commission fédérale d'examen des évaluations environnementales, 1983.
- BERCHA ENGINEERING LIMITED. *PanCanadian Deep Panuke Onshore Pipeline Quantitative Risk Analysis*, Calgary (Alberta), 2002.
- BERCHA INTERNATIONAL INC. *Alternative oil spill occurrence estimators for the Beaufort and Chukchi Seas - Fault tree method*, rapport préliminaire intérimaire au United States Department of the Interior, Minerals Management Service, Alaska OCS Region, Anchorage, Alaska, États-Unis, le 23 juillet 2001.
- BEYER J., R.K. BECHMANN, I.C. TABAN, E. AAS, et coll. *Biomarker measurements in long term exposures of a model fish to produced water components (PAHS and alkylphenols)*, rapport AM-01/007, 2001, 28 p.
- BIOCHEM DATABASE. Base de données biochimiques mise à jour par le Department of Fisheries and Oceans, Institut océanographique de Bedford, Dartmouth (Nouvelle-Écosse), 2001.
- BOHNSACK J.A. et SUTHERLAND. «Artificial reef research: a review with recommendations for priorities», *Bulletin of Marine Science*, 1985; 37, p. 11-39.

- BOUDREAU, V. et SOCIAL RESEARCH FOR SUSTAINABLE FISHERIES (SRSF). *Fishing for a living: a profile of the Guysborough County inshore fisheries*, Canso (N.-É.), 2001. Publication Internet : www.gcifa.ns.ca/Docs/fishing.doc.
- BOURNE, W.R.P. «Birds and gas flares», *Marine Pollution Bulletin*, 1979, 10, p. 124-125.
- BOWEN, W.D., R. MOHN et J. MCMILLAN. *Grey seal population on Sable Island: sustained exponential growth of a large mammal population*, Comité national d'examen par les pairs sur les mammifères marins, Montréal (Québec), du 1^{er} au 5 février 1999, WP9/1999.
- BREEZE, H., D.G. FENTON, R.J. RUTHERFORD, et coll. «The Scotian Shelf: An ecological overview for ocean planning», *Canadian Technical Report of Fisheries and Aquatic Sciences / Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, 2002, 2393.
- BRENDEHAUG, J., S. JOHNSEN, K.H. BRYNE, et coll. *Toxicity testing and chemical characterisation of produced water - a preliminary study*, 1992, p. 245-256 dans J.P. Ray et F.R. Engelhardt (réd.). *Produced water: Technological/Environmental Issues and Solutions*, Plenum Press, NY.
- BRODIE, P. «Cetacean energetics, an overview of intraspecific size variation», *Ecology*, 1975, 56, p. 152-161.
- BRODIE, P. et B. BECK. «Predation by sharks on the grey seal (*Halichoerus grypus*) in eastern Canada», *Canadian Fisheries and Aquatic Sciences*, 1983, 40, p. 267-271.
- BRODIE, P., D. SAMEOTO et R. SHELDON. «Population densities of euphausiids off Nova Scotia as indicated by net samples, whale stomach contents, and sonar», *Limnology and Oceanography*, 1978, 23, p. 1264-1267.
- BUERKLE, U. Underwater noise at an offshore oil drilling operation in the Bay of Fundy, 1975a.
- BUERKLE, U. Sound generated by the oil/gas drilling rig in the Bay of Fundy, 1975b.
- BUTLER, R.G., A. HARFENIST, F.A. LEIGHTON, et coll. «Impact of sublethal oil and emulsion exposure on the reproductive success of Leach's storm-petrels: short and long term effects», *Journal of Application Ecology*, 1988, 2, p. 125-143.
- CAMUS L., E. AAS et J.B. BORSETH. «Ethoxyresorufin-o-deethylase activity and fixed wavelength fluorescence detection of PAHs metabolites in bile turbot (*Scophthalmus maximus* L.) exposed to a dispersed topped crude oil in a continuous flow system», *Marine Environmental Research*, 1998, 46, p. 29-32.
- CATLING, P.M., B. FREEDMAN et Z. LUCAS. «The vegetation and phytogeography of Nova Scotia», *Proceedings of the Nova Scotia Institute of Science*, 1984, 34, p. 181-247.

- CENTRE DE DONNÉES SUR LA CONSERVATION DU CANADA ATLANTIQUE (CDCCA), *Species rarity ranks: Nova Scotia freshwater fish*, octobre 2000, Publication Internet : <http://www.accdc.com/dataNS/fwfishns.htm>.
- COHEN, M.J. et S. DIJKGTAFF. «Hearing and Sound Production» dans Waterman, T.H. (réd.), *The Physiology of Crustacea Vol. II Senses Organs, Integration and Behaviour*, Academic Press, New York, 1961.
- COMITÉ SUR LA SITUATION DES ESPÈCES EN PÉRIL AU CANADA (COSEPAC). *Espèces en péril au Canada*, Comité sur la situation des espèces en péril au Canada, Ottawa (Ontario), mai 2002.
- CRANFORD P.J., L. KENNETH, J.W. LODER, T.G. MILLIGAN, et coll. «Scientific considerations and research results relevant to the review of the offshore waste treatment guidelines», *Canadian Technical Report of Fisheries and Aquatic Sciences / Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, 2001, 2364.
- CRANFORD, P.J., D.C. JR. GORDON, K. LEE, et coll. «Chronic toxicity and physical disturbance effects of water-and oil-based drilling fluids and some major constituents on adult sea scallops (*Placopecten magellanicus*)», *Mar. Env. Res.*, 1999, 48, p. 225-256.
- CRANFORD, P.J. et J. GRANT. «Particle clearance and absorption of phytoplankton and detritus by the sea scallop (*Placoten magellanicus*) (Gmelin)», *J. Exp. Mar. Biol. Ecol.*, 1990, 137, p.105-121.
- CULKIN, F. 1965. «The major constituents of seawater» dans J.P. Riley et G. Skirrow (réd.), *Chemical Oceanography*, Academic Press, Londres, 1965.
- DAVIS, R.A., D.H. THOMSON et C.I. MALME. *Environmental assessment of seismic exploration on the Scotian Shelf*. Préparé pour Mobil Oil Canada Properties Ltd., Shell Canada Ltd. et Imperial Oil Ltd. et pour l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, Halifax (Nouvelle-Écosse), 1998.
- E.D. YVEAN, R.G.J., L.A. TERRY et G.B PICKEN. «Marine fouling and its effects on offshore structures in the North Sea – a review», *Internal Bioremediation Bulletin*, 1985, 21, 4.
- ENVIRONNEMENT CANADA. Fréquence des glaces marines (1969-1998). Archives des glaces canadiennes. Publication Internet : <http://ice-glaces.ec.gc.ca>, 2000.
- ENVIRONNEMENT CANADA. *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada 1990-1995*.
- E&P FORUM. *Quantitative Risk Assessment (QRA) Data Sheet Directory*, The Oil Industry International Exploration and Production Forum, 25-28 Old Burlington Street, Londres, 1996.
- ERSKINE, A.J. *Atlas of Breeding Birds of The Maritime Provinces*, Nimbus Publishing et le Nova Scotia Museum, Halifax (N.-É.), 1992, 270 p.

- FAUCHER, A. et L.S. WEILGART. «Critical marine mammal habitat in offshore waters: the need for protection», p. 75-78 dans J.H.M Willison et coll. (réd.), *Science and the Management of Protected Areas*, Elsevier, Amsterdam, 1992.
- FENCHEL, T. «The ecology of marine microbenthos IV. Structure and function of the benthic ecosystem, its chemical and physical factors and the microfaunal communities with special reference to the protozoa», *Ophelia*, 1996, 6, p.1-182.
- FONDS NATIONAL POUR LA NATURE (WWF). *The Sable Gully*, publication Internet, 1986 : http://www.wwfcanada.org/en/news_room/pdf/01_10_20_Gully.pdf
- FORBES, D.L., J. SHAW et R.B. TAYLOR. «Climate change impacts in the coastal zone of Atlantic Canada», 1997, dans Shaw, R.W. (réd.), *Climate Variability and Climate Change in Atlantic Canada*. Compte-rendu d'un atelier à Halifax, en Nouvelle-Écosse, du 3 au 6 décembre 1996, Environnement Canada.
- FOURNIER, R.O., J. MARRA, R. BOHRER et M.VAN DET. «Plankton dynamics and nutrient enrichment of the Scotian Shelf», *J. Fish. Res. Board. Can.*, 1977, 34, p.1000-1018.
- FRANK, K.T., R.K. MOHN et J.E. SIMON. *Assessment of 4TVW haddock in 1996*, Secrétariat canadien pour l'évaluation des stocks MPO, 97/107, 1997.
- FULLER, S. *Atlas of Rare, Threatened and Infrequent Fauna of Nova Scotia*, Nova Scotia Museum of Natural History, Halifax (Nouvelle-Écosse), 1998.
- GARDE CÔTIÈRE CANADIENNE. *Sable Island Emergency Contingency Plan*, Garde côtière, Transports Canada, Maritimes, Dartmouth (Nouvelle-Écosse), 1994.
- GERACI, J.R. 1990. «Physiologic and toxic effects on cetaceans», p. 167-197 dans J.R. Geraci et D.J. St. Aubin. (réd.), *Sea Mammals and Oil: Confronting the Risks*. Academic Press, San Diego, 1990.
- GERACI, J.R. et D.J. ST. AUBIN. *Sea mammals and oil: confronting the risks*, Academic Press, San Diego, 1990, 282 p.
- GLICKMAN, A.H., L.F. TISCHLER et W.H. FORD. *An evaluation of protective concentrations for hydrogen sulphide in produced water discharged in California outer continental shelf ocean waters*, Soc. Petrol. Producers, SPE 52701, 1999.
- GOCHFELD, M. «Prevalence of oiled plumage of terns and skimmer on western Long Island, New York: baseline data prior to petroleum exploration, *Envir. Pollut.*, 1979, 20, p.123-161.
- GORDON, D.C., P.J. CRANFORD, C.G. HANNAH, et coll. «Modeling the transport and effects on scallops of water-based drilling mud from potential hydrocarbon exploration on Georges Bank», *Canadian Technical Report of Fisheries and Aquatic Sciences / Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, 2000, 2317, 116 p.

- GOWANS, S. *Social organization and population structure of the northern bottlenose whales in the Gully*, Thèse de doctorat, Université Dalhousie, Halifax (Nouvelle-Écosse), 1999.
- GREENE, C.R. Rapport de données préliminaire, 1998, 205-1.
- GROUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT / INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC/GIEC). *IPCC Second Assessment Synthesis of Scientific-Technical Information Relevant to Interpreting Article 2 of the UN Framework Convention on Climate Change*. Secrétariat du GIEC, OMM, Genève, 1995, 28 p.
- GROUPE DE TRAVAIL NATIONAL SUR LES TERRES HUMIDES. Le système de classification des terres humides du Canada, série de la classification écologique du territoire n° 21, 1987.
- HALLIDAY, R.G., D.E. THEMELIS, C.E. DALE, et coll. «Oceanographic conditions off the Scotian Shelf during mesopelagic resource inventory cruises, 1984-89», *Canadian Manuscript Report of Fisheries and Aquatic Sciences*, 1995, 2327.
- HAMMILL, M.O. et G.B. STENSON. «Estimated prey production by harp seals (*Phoca groenlandica*), hooded seals (*Phoca groenlandica*), grey seals (*Halichoerus grypus*) and harbour seals (*Phoca vitulina*) in Atlantic Canada», *J. NW Atl. Fish. Sci.*, 2000, 26, p.1-23.
- HANNAH C.G., J. SHORE, J.W. LODER, et coll. «Seasonal circulation on the Western and Central Scotian Shelf», *Journal of Physical Oceanography*, 2001, 31.
- HANNAH, C.G., Y. SHEN, J.W. LODER, et coll. «Bblt: formulation and exploratory application of a benthic boundary layer transport model», *Canadian Technical Report of Fisheries and Aquatic Sciences / Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, 1995, 166 vi, +52 p.
- HARRIS, L.E. et R.L. STEPHENSON. *Compilation of available information regarding the Scotian Shelf herring spawning component*, document de recherche du Secrétariat canadien pour l'évaluation des stocks 99/181, 1999.
- HENNIGAR, T.W. *Water resources and environmental geology of Sable Island, Nova Scotia*, rapport n° 76-1, Province de la Nouvelle-Écosse, ministère de l'Environnement, 1976.
- HERMAN, A.W., D.D. SAMEOTO et A.R. LONGHURST. «Vertical and horizontal distribution patterns of copepods near the Shelf Break south of Nova Scotia», *Can. J. Fish. Aquat. Sci.*, 1981, 38, p.1065-76.
- HILCHEY, J.D., D.B. CANN et J.I. MACDOUGALL. *Soil survey of Guysborough County, Nova Scotia*, ministère de l'Agriculture du Canada et ministère de l'Agriculture et du Marketing de la Nouvelle-Écosse, rapport de prospection des sols n° 14, Ottawa (Ontario), 1964, 55 p.

- HOOKER, S.K. et R.W. BAIRD. «A Fea's Petrel off Nova Scotia: the first record for Canada», *Birders Journal*, 1999, 6, p. 245-248.
- HOPE-JONES, P. «The effects on birds of a North Sea gas flare», *Brit. Birds*, 1980, 73, p. 547-555.
- HORN, A.G. et P. SHEPHERD. *Sable Island tern project: 1998 final report*, rapport non publié pour le compte de Sable Offshore Energy, Inc., 1999.
- HOWARD, P.H. et W.M. MEYLAN (éd.). *Handbook of Physical Chemical Properties of Organic Chemicals*, Lewis Publishers, New York, 1997.
- HUDSON ENERGY COMPANY. Hudson Energy Company – Description du projet de liaison électrique entre la Nouvelle-Écosse et New York, décembre 2001.
- HUETTMANN, F. et A.W. DIAMOND. «Seabird migration in the Canadian northwest Atlantic Ocean: moulting locations and movement patterns of immature birds», *Can. J. Zool.*, 2000, 78, p. 624-647.
- HURLEY, G.V. «Nearshore and offshore environmental effects monitoring at the Sable Offshore Energy Project», 2000, dans Gordon, D.C., Jr., L.D. Griffiths, G.V. Hurley, et coll. (éd.), *Understanding the environmental effects of offshore hydrocarbon development, Canadian Technical Report of Fisheries and Aquatic Sciences / Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, 2000, 2311.
- HUSKY OIL. *Champ White Rose : Rapport d'étude approfondie*, rédigé par Jacques Whitford Environment Limited à l'intention de Husky Oil Operations Limited et de Petro-Canada, 2000.
- ICIT. *Survey of fish distribution and contamination*, rapport de la Heriot-Watt University's International Centre for Island Technology pour le compte de la Scottish Fishermen's Federation, 1990.
- IPPC/GIEC. 1990. *Climate Change: the IPCC Scientific Assessment*, rapport rédigé pour le GIEC par le groupe de travail Houghton, J.T, Jenkins, G.J. et Ephraums, J.J. (éd.), Cambridge University Press, 1990, 365 p.
- JACQUES WHITFORD ENVIRONMENT LIMITED (JWEL). *Environmental Study for the Deep Panuke Submarine Pipeline and Well Site*, rédigé pour EnCana Corporation, 2002.
- JWEL. *Environmental Study Well H-08*, rédigé pour PanCanadian Petroleum Limited, 2000a.
- JWEL. *Environmental Study Cohasset and Panuke Fields*, rédigé pour PanCanadian Petroleum Limited, 2000b.

- JWEL. Natural Attenuation Program Meteorological Services of Canada Atlantic Branch Facilities. Sable Island, Nova Scotia, projet n° 9800-14, réalisé pour Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, le 27 juin 2000, 2000c.
- JWEL. Proposed Natural Gas Liquids Pipeline Project Environmental Field Surveys - 25 m Easement, réalisé pour Sable Offshore Energy Inc, 1998a.
- JWEL. Northumberland Strait Crossing Project Terrestrial Environmental Effects Monitoring Program, résultats de 1997, réalisé pour Northumberland Strait Crossing Inc., 1998b.
- JOHN PARSONS & ASSOCIATES BIOLOGICAL CONSULTANTS. Oil Based Drilling Muds Environmental Monitoring Program at Cohasset. Shellfish Tainting Study 1993 to 1999 Program Results. Réalisé pour LASMO Nova Scotia Limited, 1999.
- JOHN PARSONS & ASSOCIATES BIOLOGICAL CONSULTANTS. Cohasset Oil Based Drilling Muds Environmental Monitoring Program LASMO Nova Scotia Limited. Résultats du programme de 1993. Réalisé pour LASMO Nova Scotia Limited, 1994.
- JOHNSEN, S., A. SMITH, J. BRENDHAUG et coll. *Identification of sources of acute toxicity in produced water*. SPE paper 27138. SPE Int. Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Jakarta, 1994.
- KEEVIN, T.M. et G.L. HEMPTON. *The Environmental Effects of Underwater Explosions with methods to mitigate impacts*, U.S. Army Corps of Engineers St. Louis District 1222, Spruce Street, St. Louis, Missouri 63103-2833, août 1997.
- KENNEY, R.D. «Distribution charts of marine mammals on the Scotian Shelf», de 1966 à 1992, annexe 2, p. 44-89 dans R.R. Reeves et M.W. Brown, *Marine mammals and the Canadian Patrol Frigate Shock Trials: a literature review and recommendations for mitigating the impacts*. Rapport réalisé pour le quartier général de la Défense nationale, Ottawa, 1994, 105 p.
- KETTEN, D. «Cetacean ears» dans *Hearing by Whales and Dolphins*, W. Whitlow, N. Popper et R. Fay, Springer Publication, 2000, p. 43-108.
- KRAUSE, P.R., C.W. OSENBURG, et R.J. SCHMITT. «Effects of produced water on early life stages of a sea urchin: stage-specific responses and delayed expression», p. 431-444 dans J.P. Ray et F.R. Englehardt, *Produced Water: Technological/Environmental Issues and Solutions*, Plenum Press, New York, 1992.
- KULKA, D.W. et W.T. STOBO. *Winter distribution and feeding of mackerel on the Scotian Shelf and outer Georges Bank with reference to the winter distribution of other finfish species*, Canadian Technical Report of Fisheries and Aquatic Sciences / Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques, 1981, 1038, 38 p.
- LAIST, D., A. KNOWLTON, M. MEAD, et coll. «Collisions between ships and whales», *Marine Mammal Science*, 2000, 17, p. 35-75.

- LASMO NOVA SCOTIA LIMITED (LASMO). *Initial Environmental Evaluation for the Panuke/Cohasset Development*, LASMO Nova Scotia Limited, réalisé par Jacques Whitford Environment Ltd., 1990a.
- LASMO. «Part 1: Oceanographic and Meteorological Design Criteria», réalisé par MacLaren Plansearch (1991) Limited dans *Cohasset-Panuke Development Project Environmental Design Criteria Data Book*, 1990b.
- LEE, K. *Environmental assessment of potential produced water impacts and developments in oil spill countermeasures* dans D.C.Gordon Jr., L.D. Griffiths, G.V. Hurley, A.L. Muecke, D.K. Muschenheim et P.G. Wells (réd.), «*Understanding the environmental effects of offshore hydrocarbon development*», *Can. Tech. Rep. Fish. Aquat. Sci.*, 2311, 2000
- LI, M.F. et J.W. CORMICK. *Studies of recent mortalities of the sea urchin (Strongylocentrotus droebachiensis) in Nova Scotia*. Comité biologique du CIEM, CIEM CM 1982/L, 1982, 46, 8 p.
- LEONARD, M., A. BOYNE et S. BOATES. «In review. Status and recovery of Roseate Terns (*Sterna dougallii*) in Nova Scotia», *Proc. NS Inst. Sci.*
- LOCK, A.R., R. BROWN et S. GERRIETS. *Gazetteer of Marine Birds in Atlantic Canada: an Atlas of Seabird Vulnerability to Oil Pollution*, Service canadien de la faune, Direction de la conservation de l'environnement, Environnement Canada, région de l'atlantique, 1994.
- LUCAS, Z. et S. HOOKER. «Cetacean strandings on Sable Island, Nova Scotia, 1970-1998», *Can. Field-Nat*, 2000, 114, p. 45-61.
- LUCAS, Z. et P.Y. DAOUST. «In review. Large increase of numbers of harp seals (*Phoca groenlandica*) and hooded seals (*Cystophora cristata*) on Sable Island, Nova Scotia, since 1995», *Polar Biology*.
- MARKLE, D.F., M. J. DADSWELL, et R.G. HALLIDAY. «Demersal fish and decapod crustacean fauna of the upper continental slope off Nova Scotia from LaHave to St. Pierre Banks», *Can. J. Zoology*, 1988, 66, p.1952-1960.
- MARTEC. *Report on the Environmental Program Associated with the Blowout at Shell et.al.*, Uniacke G-72, rapport réalisé pour Shell Canada Resources Limited.
- MATHERS E.M., D.F. HOULIHAN et M.J. CUNNINGHAM. «Nucleic acid concentrations and enzyme activities as correlates of growth rate of the saithe *Pollachius virens*: growth-rate estimates of open-sea fish», *Mar. Biol.*, 1992a, 112, p. 363-369.
- MATHERS E.M., D.F. HOULIHAN et M.J. CUNNINGHAM. «Estimation of saithe *Pollachius virens* growth rates around the Beryl oil platforms in the North Sea: a comparison of methods», *Mar. Ecol. Prog. Ser.*, 1992b, 86, p. 31-40.

- MAY, D. N. *Handbook of Noise Assessment*, VanNostrand Reinhold Company, Toronto (Ontario), 1978.
- MCALPINE, D.F. *Status and conservation of sea turtles in Canadian waters*, présentation à l'atelier du groupe de travail sur la tortue luth de la Nouvelle-Écosse, DalTech, Halifax (N.-É.), le 23 mars 2001.
- MCLAREN, I.A. «The birds of Sable Island», *Proc. N.S. Inst. Sci.*, 1981a, 3, p. 1-84.
- MCLAREN, I.A. «The incidence of vagrant landbirds on Nova Scotian islands», *Auk*, 1981b, 98, p. 243-257.
- MCLAREN, I.A., S. BRAULT, J. HARWOOD, et coll. *Report of the eminent panel on seal management*, DFO/6201. Cat. n° : Fs23-405/2001E, 2002.
- MEIER, S., T.E. ANDERSEN, L. HASSELBERG, et coll. «Hormonal effects of C4-C7 alkylphenols on cod (*Gadus morhua*)», *Fisken Og Havet.*, 2002, 68 p.
- MESSIEH, S.N., T.W. ROWELL, D.L. PEER, et coll. «The effects of trawling, dredging and ocean dumping on the eastern Canadian continental shelf seabed», *Cont. Shelf Res.*, 1991, 11, p. 1237-63.
- MOBIL OIL CANADA LTD. *Venture Development Project Environmental Impact Statement*, volume IIIb, évaluation biophysique, 1983, 415 p.
- MONTGOMERY, R.M., P.R. PARRISH et S.D. FRIEDMAN. *Effects of produced (formation) water on mysids (*Mysidopsis bahia*)*, 8^e réunion de la SETAC, Pensacola (Floride), Etats-Unis, 1987.
- MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE. *Guidelines for Environmental Noise Measurement and Assessment*, Halifax (N.-É.), 1989.
- MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE ET ENVIRONNEMENT CANADA. *Guidelines for Development on Slates in Nova Scotia*, avril 1991.
- MINISTÈRE DES FINANCES DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE. *Nova Scotia statistical review 2000*, publication Internet : www.gov.ns.ca/finance/publish/statsrev/sr2000.pdf, 2000.
- MINISTÈRE DES FINANCES DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE. *Nova Scotia Labour Market Review*, publication Internet : www.gov.ns.ca, 2001.
- MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE (NSDNR). *General status ranks of wild species in Nova Scotia*. Internet Publication Internet: <http://www.gov.ns.ca/natr/wildlife/genstatus/ranks.asp>, 2001a.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE (NSDNR). *Nova Scotia's energy strategy: seizing the opportunity*, volume 2, Halifax (N.-É.), 2001b.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE. *Emergency measures organization, central zone - non-emergency numbers*, Truro (N.-É.), 2001b.

MINISTÈRE DES PÊCHES ET OCÉANS (MPO). Renseignements sur les ports pour petits bateaux. Publication Internet : http://www.dfo-mpo.gc.ca/sch/hbrinfo_f.htm.

MPO. Service hydrographique du Canada, numéro de carte 4013 – G, le banc de Canso et les régions adjacentes / DECCA , 2001-04-13, 2001a.

MPO. Base de données des prises et efforts, Division des données commerciales. Région des Maritimes, 2001b.

MPO. Base de données des versements, Division de la gestion des pêches, région des Maritimes, 2001c.

MPO. *Sommaire et aperçu des activités liées aux pêches et à l'aquaculture, Pêches de Scotia-Fundy*, décembre 2000, 2000a. Publication Internet : <http://www.mar.dfo-mpo.gc.ca/communications/maritimes/newmedia/overviewfre.htm>.

MPO. *Crevette nordique de l'est du plateau néo-écossais*. Rapport sur l'état des stocks MPO, C3-15 (2001), 6.

MPO. *Mises à jour de l'état de certains stocks de poisson de fond du plateau néo-écossais en 2001*. Rapport sur l'état des stocks MPO. A3-35 (2001), 43.

MPO. *The Gully Science Review*. G. Harrison et D. Fenton (réd.), 1998, 236 p.

MPO. *Prise d'eau douce : installations de grilles à poissons – Grandes lignes*, Direction des communications, ministère des Pêches et des Océans, 1995.

MPO, ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse (NSDOE), ministère des Transports et des Communications de la Nouvelle-Écosse. *Province of Nova Scotia Environmental Construction Practice Specifications*, 1981

MYERS, R.A. et N.J. BARROWMAN. «Is fish recruitment related to spawner abundance?», *Fish Bull.*, 1996, 94, p.707-724.

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS (OCNEHE), *Compensation Guidelines Respecting Damage Relating to Petroleum Activity*, mars 2002.

OFFICE CANADA - NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS (OCNEHE), Office national de l'énergie (ONÉ), ministère des Pêches et Océans (MPO), Environnement Canada (EC), Industrie Canada (IC), Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) et le ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse. *Protocole d'entente sur le processus d'évaluation environnementale pour le projet Deep Panuke*, décembre 2001, 2001a.

OFFICE CANADA - NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS (OCNEHE), Office national de l'énergie (ONÉ), ministère des Pêches et Océans (MPO), Environnement Canada (EC), Industrie Canada (IC), Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) et le ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse. *Portée de l'évaluation environnementale pour le projet proposé par PanCanadian Petroleum Limited (EnCana) en vue de la mise en valeur du gisement Deep Panuke*, le 18 décembre 2001. Révisé le 15 février.

OFFICE CANADA - NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS (OCNEHE). *Policy on Oil Based Muds*, 2000a.

OCNEHE. 2001. *L'évaluation environnementale stratégique : parcelles n° 1-8. Appel pour soumission NS00-1*. Halifax (N.-É.), p. 31.

OCNEHE. *Class Environmental Screening for Seismic Exploration on the Scotian Shelf*, 1998, 12 p.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONÉ), Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHC) et Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE), *Guidelines Respecting the Selection of Chemicals Intended to be used in Conjunction with Offshore Drilling and Production Activities on Frontier Lands*, 1999.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONÉ), Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHC) et Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE), *Offshore Waste Treatment Guidelines*, 1996, mis à jour en 2002.

ONÉ et ACEE. *Report of the Joint Review Panel for the Express Pipeline Project*, 1996.

NATIONAL MARINE FISHERIES SERVICE (NMFS) et U.S. FISH AND WILDLIFE SERVICE. «Recovery plan for U.S. population of loggerhead turtles», National Marine Fisheries Service, Washington (D.C.), 1991.

NATIONAL WETLANDS WORKING GROUP. *The Canadian Wetland Classification System*, Ecological Land Classification Series No. 21, 1987.

NEFF, J.M. «Composition and fate of petroleum and spill-treating agents in the marine environment», 1990, p. 1-33 dans J.R. Geraci et D.J. St. Aubin (éd), *Sea Mammals and Oil: Confronting the Risks*, Academic Press, San Diego.

- NORRIS, K.S. et R. R. REEVES (réd). *Report on a workshop on problems related to humpback whales (Megaptera novaeangliae) in Hawaii*, rapport de Sea Life, Inc. Maka puu Pt. HI, for US Marine Mammal Comm., Washington, MMC-77/03 (NTIS PB-280794), 1978, 90 p.
- NOVA SCOTIA MUSEUM OF NATURAL HISTORY (NSM). *Histoire naturelle de la Nouvelle-Écosse*, 1997. Publication Internet : <http://museum.gov.ns.ca/mnh/nature/nhns/index.htm>
- NOVA SCOTIA PETROLEUM DIRECTORATE. *Nova Scotia oil and gas industry*, publication Internet 2001a : http://www.gov.ns.ca/petro/nsoilgasindustry/economicimpact_page2.htm.
- NOVA SCOTIA PETROLEUM DIRECTORATE. *Offshore activity update spring 2001*. Publication Internet 2001b : <http://www.gov.ns.ca/petro/documents/OffshoreUpdatespring2001.pdf>
- O'BOYLE, R.N., M. SINCLAIR, R.J. CONOVER, et coll. *Temporal and spatial distribution of ichthyoplankton communities of the Scotian Shelf in relation to the biological, hydrographic and physiographic features*, ICES Symposium on biological productivity of continental shelves in the temperate zone of the North Atlantic, 1982.
- OFFUTT, G.C. «Acoustic stimulus perception by the American lobster *Homarus americanus* (Decapoda)», *Experientia*, 1970, 26, p.1276-1278.
- OLF. *Produced water discharges to the North Sea. Fate and effects in the water column*, rapport sommaire, 1998.
- O'REILLY, G.A., M.A. MACDONALD, D.J. KANTAK, et coll. «Granite and Metasediment-hosted Mineral Deposits of Southwestern Nova Scotia», *Field Excursion C-3 Guidebook*, assemblée annuelle conjointe de l'Association géologique du Canada et de l'Association minéralogique du Canada, Wolfville (N.-É.), 1992, 91 p.
- PALKA, D. 2001. *Density estimates of cetaceans and turtles in two strata on the Scotian Shelf*, version 2, contrat MA non publié et réalisé pour le MPO, Institut océanographique de Bedford, 2001.
- PANCANADIAN PETROLEUM LTD. (PanCanadian). *Deep Panuke Offshore Gas Development: Project Description*, juillet 2001, 2001a.
- PANCANADIAN. *Canada/Nova Scotia benefits 2000 annual report-Cohasset-Panuke Project decommissioning and exploration drilling*, Halifax (N.-É.), avril 2001, 2001b.
- PEAKALL, D.B., P.G. WELLS et D. MACKAY. «A hazard assessment of chemically dispersed oil spills and seabirds», *Mar. Environ. Res.*, 1987, 22, p. 91-106.
- PEARSON, W.H., J.R. SKALSKI, S.R. SULKIN, et coll. *Effects of seismic releases on the global larvae of the Dungeness crab (Cancer magister)*, rapport rédigé par le Batelle Memorial Institute for the State of California Department of Fish and Game, 1988.

- PETRIE, B., K. DRINKWATER, D. GREGORY, et coll. «Temperature and salinity atlas for the Scotian Shelf and Gulf of Maine», *Canadian Technical Report of Fisheries and Aquatic Sciences / Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, 1996, 171.
- PETROLEUM COMMUNICATION FOUNDATION. *Sour gas: questions and answers*, Publication Internet 2000 : <http://www.pcf.ab.ca>.
- PICKEN G., M. BAINÉ, L. HEAPS, et coll. «Rigs to reefs in the North Sea», 2000, p. 331-342 dans A. Jensen, K. Collins et A. Lockwood (réd.), *Artificial reefs in European Seas*, ISBN 0-7923-5845-7, Kluwer Academic Publishers.
- PROJET ÉNERGÉTIQUE EXTRACÔTIER DE L'ÎLE DE SABLE, «Gas Plant and Nearshore Pipeline Assessment», *Environmental Impact Statement*, volume 2, rédigé par MacLaren Plansearch (1991) Limited., 1996b.
- PROJET ÉNERGÉTIQUE EXTRACÔTIER DE L'ÎLE DE SABLE. «Natural Gas Liquids Pipeline and Liquids Facilities Assessment», *Environmental Impact Statement, addenda 3*, réalisé par Washburn and Gillis Associates Ltd., 1996c.
- PRONYCH, G. AND A. WILSON. *Atlas of Rare Vascular Plants in Nova Scotia*, rapport n° 78 de conservation du Nova Scotia Museum of Natural History, 1993.
- QUERBACH, K., G. MAILLET, P. CRANFORD, et coll. «Toxicity of produced water to the early life stages of haddock, American lobster and sea scallop», 2000, dans Gordon, D.C., Jr., L.D. Griffiths, G.V. Hurley, et coll.(réd.), «Understanding the environmental effects of offshore hydrocarbon development», *Canadian Technical Report of Fisheries and Aquatic Sciences / Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, 2000, 2311.
- RAIMONDI, P.T. et R.J. SCHMITT. *Effects of produced water on settlement of larvae: field tests using led abalone*, p. 415-430 dans J.P. Ray et F.R. Englehardt, *Produced Water: Technological/Environmental Issues and Solutions*, Plenum Press, NY, 1992
- REEVES, R.R. et M.W. BROWN. *Marine Mammals and the Canadian Patrol Frigate Shock Trials: A Literature Review and Recommendations for Mitigating the Impacts*, rapport réalisé pour le quartier général de la Défense nationale, Ottawa (Ontario), 1994, 105 p.
- RICHARDSON, W. J., C.R. GREEN JR., C.I. MALME, et coll. *Marine Mammals and Noise*, Academic Press, San Diego, 1990, 576 p.
- RICHARDSON, W.J., B. WHRSIG et C.R. GREENE, JR, et coll. «Reactions of bowhead whales, *Balaena mysticetus*, to drilling and dredging noise in the Canadian Beaufort Sea», *Mar. Environ. Res.*, 1990, 29(2), p.135-60.
- RICHARDSON, W.J., C.R. GREENE, J.P. HICKIE, et coll. *Effects of offshore petroleum operations on cold water marine mammals: A literature review*, 2^e édition, American Petroleum Institute Publication n° 4475, Washington (DC), 1989, 385 p.

- RILEY, D.C. *Post-mortem report. Uniacke well blowout incident*, 1984, Pêches et Océans Canada.
- SABLE OFFSHORE ENERGY INC. (SOEI). *Environmental Effects Monitoring Program*, rapport annuel 2000, raffinerie de gaz Goldboro, Nouvelle-Écosse. Rédigé pour Jacques Whitford Environment Limited, 2001.
- SOEI. *Sable Offshore Energy Project Environmental Effects Monitoring Program*, rapport préliminaire, raffinerie de gaz Goldboro, Nouvelle-Écosse. Rédigé pour Jacques Whitford Environment Limited, 2000.
- SOEI. Réponses à des requêtes d'information, IR n° 3.13, 1997.
- SOEI. Impact, Halifax, (N.-É.), 1999, p. 1-5.
- SABLE OFFSHORE ENERGY INCORPORATED ENVIRONMENTAL EFFECTS MONITORING ADVISORY GROUP (SEEMAG). Résumé des résultats d'observation de la première étape, procès-verbal de la réunion des 4 et 5 avril 2001, 2001a.
- SEEMAG. Résumé des résultats d'observation de la première étape, procès-verbal de la réunion du 8 novembre 2001, 2001b.
- SEEMAG. Procès-verbal de la réunion des 24 et 25 novembre 1999, p. 5, 1999a.
- SEEMAG. Procès-verbal de la réunion des 22 et 23 juin, 1999. p. 6, 1999b.
- SEEMAG. Procès-verbal de la réunion du 21 octobre 1998.
- SABLE OFFSHORE ENERGY INCORPORATED (SOEI). *Nova Scotia benefits*, publication Internet 2001a : www.soep.com.
- SABLE OFFSHORE ENERGY PROJECT (SOEP). *Environmental Impact Statement*, volume 3, rédigé par MacLaren Plansearch (1991) Limited, 1996a.
- SOEP. *Gas Plant and Nearshore Pipeline Assessment. Environmental Impact Statement*, volume 2, rédigé par MacLaren Plansearch (1991) Limited, 1996b.
- SOEP. *Natural Gas Liquids Pipeline and Liquids Facilities Assessment. Environmental Impact Statement*, addendum 3, rédigé par Washburn and Gillis Associates Ltd., 1996c.
- SAGE, B. «Flareup over North Sea birds», *New Scientist*, le 15 février 1979.
- SAUER, T.C. JR., T.J. WARD, J.S. BROWN, et coll. «Identification of toxicity in low-TDS produced water», 1992, p. 209-222 dans J.P. Ray et F.R. Engelhardt (éd.), *Produced water: Technological/Environmental Issues and Solutions*, Plenum Press, N.Y.

- SCARRATT, D.J. «An artificial reef for lobsters», *J. Fish. Res. Bd. Can.*, 1968, 25, p. 2683-2960.
- SCHEIBLING, R.E. et A.W. HENNIGAR. «Recurrent outbreaks of disease in sea urchins: *Strongylocentrotus droebachiensis* along the Atlantic coast of Nova Scotia: Evidence for a link with large-scale meteorologic and oceanographic events», *Marine Ecology Progress Series*, 1997, 152, p. 155-165.
- SCHIFF, K.C., D.J. REISH, J.W. ANDERSON, et coll. «A comparative evaluation of produced water toxicity», 1992, p. 199-207 dans Ray J.P. et F.R. Engelhardt (éd.), *Produced water: Technological/ Environmental Issues and Solutions*, Plenum Press, NY.
- SCOTT, F.W. *Provisional annotated list of plant and animal species considered to be rare in Nova Scotia*, Nova Scotia Museum of Natural History, Halifax (N.-É.), 1994.
- SCOTT, W.B. et M.G. SCOTT. «Atlantic fishes of Canada», *Can. Bull. Fish. Aquati. Sci.*, 1988, 219, 731 p.
- SCRIVENER, J.C.E. «Agonistic behavior of the American lobster, *Homarus americanus* (Milne-Edwards)», *Fish. Res. Board Can. Tech. Rep.*, 1971, 235, 128 p.
- SERVICE MÉTÉOROLOGIQUE DU CANADA (SMC). *Sable Island Wind Turbine Project. Environmental Assessment Screening Document*, ébauche pour commentaires, Service météorologique du Canada – Région de l'Atlantique, Environnement Canada, janvier 2002.
- SERVICE MÉTÉOROLOGIQUE DU CANADA (SMC). Moyennes climatiques du Canada, publication Internet, 2001 : http://www.msc-smc.ec.gc.ca/climate/climate_normals/index_f.cfm?province=NS.
- SHACKELL, N. «Ichthyoplankton communities on the Eastern Scotian Shelf», 1971, dans O'Boyle, R. (éd.), *Proceedings of a Workshop on the Ecosystem Considerations for the Eastern Scotian Shelf Integrated Management (ESSIM) Area*, 2000, Institut océanographique de Bedford, du 19 au 23 juin 2000. CSAS Proceedings Series 2000/14.
- SHACKELL, N.L. et K.T. FRANK. «Larvae fish diversity on the Scotian Shelf», *Can. J. Fish. Aquat.*, 2000, 57, p.1747-1760.
- SHAW, J. R.B. TAYLOR et D.L. FORBES. «Impact of the Holocene transgression on the Atlantic coastline of Nova Scotia», *Géographie physique et Quaternaire*, 1993, 47, p. 221-238.
- SHOOP, R.R. et R.D. KENNEY. «Seasonal distributions and abundance of loggerhead and leatherback sea turtles in waters of the northeastern United States», *Herpetological Monograph*, 1992, 6, p. 43-67.
- SMITH, T.E., M. LEONARD, M. JENSEN, et coll. *Restoration of Roseate Terns (*Sterna dougalli*) to Country Island, Nova Scotia*, rapport non publié pour le Fonds de rétablissement des espèces canadiennes en péril, Fonds mondial pour la nature (Canada), 2001.

- SOLDAL A.V., O. HUMBORSTAD, S. LOKKEBORG, et coll. *Etterlatte oljeplattformer som kunstige fisherev. Fisken og Havet.*, Institute of Marine Research, 1999, ISSN 0071-5638.
- SOMMERVILLE, H.J. D. BENNETT, J.N. DAVENPORT, et coll. «Environmental effects of produced water from North Sea oil operations», *Mar. Poll. Bull.*, 1987, 18, p. 549-58.
- ST. AUBIN, D.J. «Physiologic and toxic effects on pinnipeds», 1990, p. 103-127 dans J.R. Geraci et D.J. St. Aubin (éd.), *Sea Mammals and Oil: Confronting the Risks*, Academic Press, San Diego.
- STEA, R.R., R. BOYD, G.B.J. FADER, et coll. «Morphology and seismic stratigraphy of the inner continental shelf off Nova Scotia, Canada: evidence for a –65 m lowstand between 11,650 and 11, 250 C¹⁴ yr BP», *Marine Geology*, 1994, 117, p.135-54.
- STEPHENSON, R.L., M.J. POWER, J.B. SOCHASKY, et coll. *Evaluation of the stock status of 4WX herring*, MPO, n° de document Atl. Fish 95/83, 1995.
- STOBO, W.T. et I.A. MCLAREN. *The Ipswich Sparrow*, recherche du Nova Scotia Institute of Science, 1975, vol. 27, suppl. 2, 105 p.
- STOBO, W.T. et I.A. MCLAREN. *The Ipswich Sparrow*, recherche du Nova Scotia Institute of Science, 1985, suppl. 2, 105 p.
- STROSHER, M. *Final Investigations of Flare Gas Emissions in Alberta*, rapport final réalisé pour Environnement Canada, Conservation et Protection, l'Alberta Energy and Utilities Board et l'Association canadienne des producteurs par l'Environmental Technologies Alberta Research Council, novembre 1996.
- SULLIVAN, J.B. et G.R. KREIG (éd.), *Hazardous Materials Toxicology Clinical Principals of Environmental Health*, Williams and Wilkins, Baltimore (MD), 1992.
- SUTCLIFFE, W. et P. BRODIE. *Whale Distribution in Nova Scotia Waters*, Fisheries and Marine Service Tech. Rept, 1977, 722, 83 p.
- TAYLOR, D. «Hibernia's production phase offshore environmental effects monitoring program», 2000, p.32-39 dans Gordon, D.C., Jr., L.D. Griffiths, G.V. Hurley, et coll. (éd.), «Understanding the environmental effects of offshore hydrocarbon development», *Canadian Technical Report of Fisheries and Aquatic Sciences / Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, 2000, 2311.
- THOMAS, D.W. «Hibernating bats are sensitive to nontactile human disturbance», *J. Mammology*, 1995, 76(3), p. 940-946.
- THOMSON, D.H., R.A. DAVIS, R. BELORE, et coll. *Environmental Assessment of Exploration Drilling Off Nova Scotia*, rapport réalisé pour Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et Mobil Oil Canada Properties, Shell Canada Ltd., Imperial Oil Resources Ltd., Gulf Canada Resources Ltd., Chevron Canada Resources, EnCana Petroleum Ltd., Murphy Oil Company Ltd., et Norsk Hydro Canada Oil & Gas Inc., 2000.

- TRITES, A.W., V. CHRISTIANSEN et D. PAULY. «Competition between fisheries and marine mammals for prey and primary production in the Pacific Ocean», *J. Northw. Atl. Fish. Sci.*, 1997, 22, p.173-187.
- TUFTS, R.W. *Birds of Nova Scotia*, 3^e édition, Nimbus Publishing, Nova Scotia Museum, Halifax, N.-É., 1986, 478 p.
- TURNER, B.D. *Workbook of Atmospheric Dispersion Estimates*, Environmental Protection Agency, Office of Air Programs, 1970.
- TURNPENNY, A.W.H. et J.R. NEDWELL. *The effects on marine fish, diving mammals and birds of underwater sound generated by seismic surveys*, rapport rédigé par Fawley Aquatic Research Laboratories Ltd. pour le compte de la United Kingdom Offshore Operators Association Limited, Londres, 1994, 40 p.
- UNITED STATES FISH AND WILDLIFE SERVICE (USFWS) et NATIONAL MARINE FISHERIES SERVICE. *Recovery plan for the Kemp's ridley sea turtle, Lepidochelys kempii*, National Marine Fisheries Service, St. Petersburg, (Fl.), 1992.
- WALKER, J.I. et L. WILSON. *Experiments in the development of marine weather forecasting techniques off the East Coast*, présentation à la 18^e conférence de la Société canadienne de météorologie et d'océanographie, Halifax (N.-É.), juin 1984.
- WATKINS, W. «Whale Reactions to Human Activities in Cape Cod Waters», *Mar. Mam. Sci.*, 1986, 2, p. 251-262.
- WELAPTEGA CONSULTING. *Biofouling Management Considerations for the Hibernia Development*, rapport final réalisé pour la société Hibernia Management and Development Company, 1993, 141 p.
- WHITEHEAD, H., BOWEN, D., HOOKER, S., et coll. «Marine mammals of the Gully», 1998, dans G. Harrison et D. Fenton (réd.), *The Gully: Science Review*, Pêches et Océans Canada, p.161-189.
- WHITEHEAD, H., A. FAUCHER, S. GOWANS et coll. «Status of the northern bottlenose whale, *Hyperoodon ampullatus*, in the Gully, Nova Scotia», *Can. Field-Nat.*, 1997a., 111, p. 287-292.
- WHITEHEAD, H., GOWANS, S., FAUCHER, A. W., et coll. «Population analysis of northern bottlenose whales in the Gully, Nova Scotia», *Mar. Mamm. Sci.*, 1997b, 13, p.173-185.
- WHITEHEAD, H., S. BRENNAN et D. GROVER. «Distribution and behaviour of male sperm whales on the Scotian Shelf, Canada», *Can. J. Zool.*, 1992, 70, p. 912-918.
- WIESE, F.K., W.A. MONTEVECCHI, G.K. DAVOREN, et coll. «Seabirds at risk around offshore oil platforms in the north-west Atlantic», *Mar. Pol. Bull.* document préliminaire du 23 avril 2001.
- WIGLEY, T.M.L et S.C.B. RAPER. «Implications for climate and sea level of revised IPCC emission scenarios», *Nature*, 1992, 357, p. 293-300.

- WILDISH, D.J., A.J. WILSON et H. AKAGI. *Avoidance by herring of suspended sediment from dredge spoil dumping*, 1977.
- WILLIAMS, U. et J.W. CHARDINE. *The Leach's Storm-Petrel: General information and handling instructions*, document non publié pour les compagnies de pétrole exploitées en mer, 5 p.
- WILSON, J.R.S. « Salinity and the major elements of seawater », 1975, p. 356-413 dans J.P. Riley et G. Skirrow (éd.), *Chemical Oceanography*, 2^e édition, Academic Press, Londres.
- WOODBURN, K.B. et W.T. STOTT. « Methyl-diethanolamine and formulation additive A: Environmental fate and toxicity data », *Toxicology and Environmental Research and Consulting*, The Dow Chemical Company, aucune date.
- WRIGHT, B. *The Fauna of Sable Island*, numéro de conservation 68 du Nova Scotia Museum, 1989.
- WRIGHT, D.G. et G.F. HOPKY. « Guidelines for the Use of Explosives in or Near Canadian Fisheries Waters », *Can. Tech. Rep. Fish. Aquat. Sci. / Rapport technique canadien des sciences halieutiques et aquatiques*, 1998, 2107.
- ZITKO, V. et W.G. CARSON. *Avoidance of organic solvents and substituted phenols by juvenile Atlantic salmon*, 1974.

10.2 Communications personnelles

- Bowen, D., ministère des Pêches et Océans, Halifax (N.-É.), 2001.
- Brett, J., directeur de la photographie local de la nature, 2002.
- Brodie, P., chercheur maritime, Halifax (N.-É.), 2001.
- Brickley, K., directeur des services statistiques, ministère des Pêches et Océans, Ottawa (Ontario), 2002.
- Clark, C., spécialiste des tortues marines et organisateur du 1996 Atlantic Leatherback Sea Turtle Workshop.
- Eagles, M., conseiller principal, invertébrés. Pêches et Océans, gestion des ressources, Dartmouth (N.-É.), 2001.
- James, M., Leatherback Working Group, 2001.
- Leonard, M., chercheur, Université Dalhousie, Halifax (N.-É.), 2001.
- Lucas, Z., chercheur et résident, île de Sable (N.-É.), 2001.
- Powell, S., conservateur adjoint, archéologie, Nova Scotia Museum, Halifax (N.-É.), 2002.

Therault, E., conseiller environnemental, Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, Halifax (N.-É.), 2001.

Turnpenny, A., directeur général, Fawley Aquatic Research Laboratories Ltd., Southampton (Royaume-Uni), 2002.

Waugh, D., Environnement Canada, Dartmouth (N.-É.), 2001.

GLOSSAIRE

Adoucir :	supprimer l'hydrogène sulfuré et le dioxyde de carbone du gaz corrosif (acide) pour le rendre commercialisable.
Advection :	processus du transport ou relatif au transport d'un fluide (air, eau) par le mouvement d'un autre.
Agence CEA :	acronyme de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.
Alcidés :	groupe d'oiseaux de rivage, surtout des côtes nordiques, tels que les pingouins, les macareux, les marmettes et les guillemots.
Anthropique :	dérive ou résulte de l'activité humaine.
Barytine :	substance minérale commune (sulfate de baryum) associée au minerai de plomb, utilisée comme un alourdissant pour le forage à cause de sa grande densité relative.
Bathymétrie :	mesure des profondeurs d'eau océanique.
BBE :	abréviation de boue à base d'eau.
BBHS :	acronyme de boue à base d'huile synthétique.
Bbl :	abréviation de baril.
Benthique :	ayant trait aux animaux, comme le poisson en général, qui vivent sur ou près du fond marin.
Benthos :	ensemble des organismes animaux ou végétaux qui vivent dans les fonds marins et en dépendent pour leur subsistance.
Bentonite :	une sorte d'argile absorbante utilisée notamment comme charge.
Biocide :	agent chimique qui détruit les parasites.
Biogénétique :	dérive ou résulte de l'activité biologique; la théorie biogénétique explique les origines du pétrole.

- BOP :** abréviation de bloc obturateur de puits.
- BOPD :** barils d'huile par jour.
- Boue à base d'eau :** boue de forage dans laquelle la phase continue est l'eau.
- Boue de forage :** mélange spécial d'argile, d'eau et d'additifs chimiques injectés à l'intérieur du puits de forage à travers la tige de forage et le trépan pour refroidir le trépan rotatif rapide, lubrifier la tige de forage qui tourne dans le puits et dégager les déblais de roches vers la surface. La boue de forage peut être faite à base d'eau ou à base d'huile.
- Caisson :** tube de diamètre large, fermé à l'extrémité supérieure et ouvert à l'extrémité inférieure, propulsé vers le fond de mer à une profondeur déterminée à partir d'une structure ou plate-forme extracôtière.
- CCNE :** acronyme de Collège communautaire de la Nouvelle-Écosse.
- Cétacés :** variété d'animaux aquatiques, particulièrement des mammifères marins de l'ordre des cétacés, dont la baleine, le dauphin et le marsouin qui sont caractérisés par un corps glabre, des membres antérieurs transformés en larges nageoires, des membres postérieurs vestigiaux et une queue plate échancrée.
- Champ :** territoire géographique contenant un groupe d'un ou de plusieurs gisements souterrains de pétrole utilisant ensemble la même infrastructure ou une infrastructure correspondante.
- CLIE :** acronyme de Comité de liaison de l'industrie d'énergie.
- CMM :** acronyme de Confederacy of Mainland Micmacs.
- CO₂ :** abréviation de dioxyde de carbone.
- Complétion :** ensemble des opérations qui sont destinées à achever un puits pour qu'il soit prêt à produire du pétrole ou du gaz.

Complétion de puits :	fin de l'ensemble des opérations nécessaires à un puits foré, allant de la pose des dispositifs de vannes, au contrôle de sécurité et du débit, à la cimentation et la perforation finales du tubage au niveau de la zone de production et au retrait des appareils de forage du puits de forage.
Compresseur :	machine qui sert à augmenter la pression du gaz pour le déplacer à travers les pipelines et autres installations.
Condensat :	hydrocarbure liquide recueilli avec du gaz naturel et se sépare de ce dernier sous l'effet d'une baisse de pression et de température; sa densité relative API (institut américain du pétrole) varie d'une façon générale entre 50° et 120°, sa couleur varie de l'incolore au pailleux au bleuâtre.
Conduite d'écoulement :	pipeline qui transporte les fluides à partir d'un puits unique ou d'un groupe de puits vers un centre de collecte.
Copépode :	sous-classe de crustacés marins de petite taille abondants dans le plancton.
COSEPAC :	acronyme de Comité sur la situation des espèces en péril au Canada.
CVA :	contrôle de vitesse annulaire.
dB :	décibel, unité de mesure de l'intensité relative du son.
dBA :	décibel pondéré en gamme A.
DCO :	abréviation de demande chimique en oxygène.
Déblais de forage :	éclats et fragments de roches transportés à la surface par la boue de forage au cours de sa circulation.
Déclassement :	préparatifs en vue de l'abandon des installations à la fin de la vie du Projet.
Demande chimique en oxygène :	fait que l'eau est appauvrie de la quantité d'oxygène dissous à cause des réactions chimiques dans la colonne d'eau.
Diurne :	relatif aux activités du jour, durant les heures de clarté.
DPMV :	acronyme de demande de plan de mise en valeur.

Eau de ballast :	eau dans les citernes d'un navire (par exemple navire citerne) qui sert à maintenir la stabilité en mer.
Eau ménagère :	eau qui a été utilisée pour le lavage, dans les douches, la buanderie ou la cuisine et qui ne contient pas d'hydrocarbures ou de fortes concentrations de produits chimiques.
Eau produite :	eau associée aux gisements d'huile et de gaz et qui est produite avec l'huile et le gaz; désignée aussi comme eau de formation ou saumure résiduelle.
Effet :	réaction observable et mesurable d'une population, d'un individu ou d'un facteur biotique à une source externe de perturbation.
Effet du récif artificiel :	effet produit par la mise en place d'une structure sous-marine dans une zone où il n'y avait pas précédemment d'habitats semblables. Les organismes benthoniques colonisent la structure et par la suite le poisson et d'autres organismes s'y attachent à la recherche de nourriture.
Effet résiduel :	effet d'une procédure sur un constituant de l'environnement ou sur l'environnement lui-même, qui persiste après la mise en application des mesures d'intervention en cas d'urgence.
Effluents :	eaux usées des égouts et des usines de traitement industriel.
EIE :	acronyme d'Énoncé des incidences environnementales.
Encrassement :	incrustation des structures submergées par des anatifes, des mollusques et d'autres milieux biologiques marins.
Encrassement biologique :	incrustation des structures submergées par les anatifes et les mollusques, les goémons et d'autres milieux biologiques marins appelés aussi encrassement marin.
Endofaune :	organismes benthiques qui creusent le fond de mer, qui construisent des tubes ou des terriers.
En voie de disparition :	décrit les espèces en voie de disparition sur l'aire totale ou partielle de leur répartition (leur région naturelle).

Énoncé des incidences environnementales (EIE) :	document où figurent les effets prévus que peut avoir un développement majeur sur l'environnement humain et naturel d'une aire géographique donnée. Un EIE a pour objectif de permettre à l'industrie, au gouvernement et au public de prendre en considération les coûts liés à la protection de l'environnement et les retombées économiques d'un projet de développement. Des décisions peuvent être prises en fonction des renseignements fournis par l'EIE quant à la suite à donner au projet de développement.
Épibenthique :	désigne les organismes vivants dans le fond de mer.
Épifaune :	désigne les animaux benthiques épigés ou rampants vivant sur la surface du fond de mer.
Érosion :	ensemble de processus par lesquels des substances terrestres ou rocheuses sont désagrégées, dissoutes ou déplacées d'une partie quelconque de la surface terrestre. L'usure mécanique et le transport sont produits par le mouvement de l'eau, des vagues, des glaces mobiles ou des vents qui utilisent des fragments de roche pour pulvériser ou broyer d'autres roches les transformant en poudre ou en sable.
ERSE :	acronyme de l'Énoncé des retombées socio-économiques.
Éruption :	flux incontrôlé de gaz, de pétrole et d'autres fluides à partir d'un puits.
Espèce indicatrice :	espèce déterminée dont la présence ou l'absence peut être considérée comme caractéristique des conditions de l'environnement, d'un habitat ou d'une masse d'eau particuliers.
Estuaire :	embouchure évasée de la côte soumise à l'influence de l'eau douce et de l'eau de mer salée.
Euphausiacé :	petit zooplancton ressemblant à la crevette, aussi appelé krill.
FDH :	acronyme de forage directionnel horizontal, une méthode d'installation de pipeline dans laquelle le tube est posé à travers un trou foré au-dessous du fond de mer le long d'un passage prédéterminé.
Formation :	couche inférieure désignée, composée d'un bout à l'autre par essentiellement le même genre de roche ou de types de roches.

Filtreur :	animal qui se nourrit par filtration de particules suspendues dans les eaux avoisinantes.
Forage de développement :	forage et mise en production de puits supplémentaires sur une concession suivant le forage du puits de découverte.
Gaz à effet de serre :	ample variété de gaz qui retiennent la chaleur à la surface de la terre en l'empêchant de s'échapper dans l'espace; les gaz à effet de serre, tels que le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux et la vapeur d'eau qui sont d'origine naturelle ou qui résultent des activités humaines, telles que l'élimination par combustion des combustibles fossiles.
Gaz acide :	sous-produit de gaz sulfureux, principalement composé d'hydrogène sulfuré et de dioxyde de carbone.
Gaz brut :	gaz tel qu'il est extrait du sol, c.-à-d. non traité.
Gaz corrosif :	gaz contenant de l'hydrogène sulfuré de concentrations mesurables; appelé aussi gaz acide.
Gaz naturel :	forme gazeuse de pétrole composée principalement des mélanges de gaz d'hydrocarbure, dont les plus ordinaires sont le méthane, l'éthane, le propane, les butanes, les pentanes, les hexanes et les heptanes.
Gaz non corrosif :	gaz qui a naturellement une teneur faible en hydrogène sulfuré, ou qui a subi un traitement pour réduire cette teneur et le rendre bon pour le marché de gaz.
Gisement :	réservoir naturel souterrain renfermant une accumulation de pétrole.
GTE :	abréviation de glycol tri-éthylénique.
H₂S :	abréviation d'hydrogène sulfuré.
Hydrocarbure :	composé organique constitué d'atomes d'hydrogène et de carbone.
Hydrogène sulfuré :	gaz très toxique d'origine naturelle sentant l'odeur de l'œuf pourri.
Intertidal :	aire du fond de mer comprise entre les limites extrêmes atteintes par la marée.

Inversion :	inter-changement d'objets, de situations ou de conditions.
Invertébrés :	désigne les organismes qui ne possèdent pas de colonne vertébrale (c.-à-d. les vers, les insectes).
IOB :	Institut océanographique de Bedford, Dartmouth, Nouvelle-Écosse.
ICP :	acronyme pour ingénierie et conception préliminaires.
Installation de auto-élévatrice :	structure de forage extracôtier avec des montants en treillis ou tubulaires forage soutenant le pont et la coque. Une plate-forme auto-élévatrice est remorquée ou propulsée vers un endroit avec les montants en l'air. À l'arrivée sur l'emplacement, les montants sont fermement placés sur le fond marin, le pont et la coque sont mis à niveau et leur hauteur ajustée.
Juvénile :	poisson ayant passé la phase larvaire de développement mais pas assez grand pour la pêche commerciale.
Km :	abréviation de kilomètre.
Km²	abréviation de kilomètre carré.
kPa :	abréviation de kilopascal.
kW :	abréviation de kilowatt.
L :	abréviation de litre.
Larve :	premières phases immatures de beaucoup d'animaux après la couvée des œufs et avant le passage à la forme et à l'habitat adultes.
LC₅₀ :	acronyme de la concentration d'une substance toxique nécessaire pour tuer 50 % des organismes d'essai en période nominale de temps.
LCEE	acronyme de <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i> .
LDRTDZE :	acronyme de Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière (ONE et coll. 1996 et mises à jour).

Lipophile :	qui retient les substances grasses, a tendance à se combiner avec elles ou capable de les dissoudre.
Liquides du gaz naturel :	liquides obtenus durant la production et le traitement du gaz naturel; ils comprennent l'éthane, le propane, le butane et le condensat.
Lithologie :	nature et constitution d'une roche.
m :	abréviation de mètre.
m² :	abréviation de mètre carré.
m³ :	abréviation de mètre cube.
Mesures d'intervention en cas d'urgence:	procédure destinée à réduire ou à annuler de probables effets nuisibles d'une substance ou d'un processus sur une espèce, un habitat ou sur l'environnement.
Méthane :	le plus simple des hydrocarbures et le principal composant du gaz naturel.
mm :	abréviation de millimètre.
MMS :	acronyme des services de gestion des minéraux américains (US Minerals Management Services).
MPCSJ :	million de pied cube standard par jour : mesure du flux de pétrole.
MPO :	acronyme de Ministère des Pêches et Océans.
MPS :	abréviation de matière particulaire en suspension.
NO₂ :	abréviation du dioxyde d'azote.
Nuage de particules :	nuage dispersé de gaz ou de liquide émanant d'une source.
OCNEHE :	acronyme d'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers.
ONE :	acronyme de l'Office national de l'énergie.

ONGPE :	acronyme d'organisation non gouvernementale pour la protection de l'environnement.
Passage cyclonique :	système de basse pression se déplaçant à travers une zone.
Pélagique :	vivant ou se nourrissant dans la colonne d'eau par opposition à fond de mer.
Pétrole :	huiles et gaz naturels.
PIAU :	acronyme du Plan de mesures d'intervention en cas d'alerte et d'urgences d'EnCana.
PGD :	acronyme de Plan de gestion des déchets d'EnCana.
PGPC :	acronyme de Plan de gestion des produits chimiques.
Phytoplancton :	organismes planctoniques (c.-à-d. qui flottent ou nagent) photosynthétisants, qui sont généralement monocellulaires, bien que certains soient coloniaux; certains sont capables de nager alors que d'autres sont incapables de se mouvoir librement; voir plancton.
Pile :	colonne de bois, d'acier ou de béton armé longue et très lourde, qui est enfoncée, vérinée, lancée ou posée dans un trou foré pour supporter une charge.
Plancton :	organismes vivant dans l'eau qui sont capables de nager assez vigoureusement pour se déplacer indépendamment des mouvements de l'eau; il y a les phytoplanctons (plantes) et les zooplanctons (animaux).
Plate-forme continentale :	zone marginale du continent, faiblement inclinée, peu profondément submergée, s'étalant du rivage vers un fond abruptement incliné; profondeur moyenne maximale inférieure à 183 m, pente généralement 1 pour 1000, relief local moins de 18,3 m, largeur située entre une valeur très étroite et 320 km.
Pluie acide :	pluie ou neige naturelles contenant de l'acide sulfurique et de l'acide nitrique qui sont produites lorsque des polluants industriels, particulièrement le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote, subissent des changements chimiques dans l'environnement.
ppb :	abréviation de partie par milliard.

PEES :	acronyme de projet énergétique extracôtier Sable.
PPE :	acronyme de Plan de protection de l'environnement.
ppm :	abréviation de partie par million.
PSEE :	acronyme de Plan de surveillance des effets environnementaux.
PSEP :	acronyme de Plan de surveillance de l'environnement physique.
Puits de développement :	puits foré dans une partie éprouvée (ou à côté d'elle) d'un gisement pour optimiser la production pétrolière.
Puits de production :	puits de forage foré et complété, qui sert à extraire du pétrole brut ou du gaz naturel.
Puits d'injection :	puits utilisé pour injecter l'air, la vapeur ou un fluide dans une formation souterraine.
Racleur :	dispositif sphérique ou cylindrique introduit dans un tube ou pipeline pour nettoyer, dégager ou vérifier l'intérieur du tube ou pour signaler le passage d'un fluide à l'intérieur du pipeline.
Récif artificiel :	structure sous-marine artificielle qui permet d'avoir un habitat similaire à celui fourni par un récif naturel.
Relevé sismique :	relatif à une étude effectuée pour rassembler et dresser des modèles de réflexions d'onde de choc, causé à partir des couches souterraines de la roche, et qui sont utilisés pour créer des modèles détaillés de la structure géologique sous-jacente.
Ressources Réservoir :	ressources qui peuvent se régénérer après l'exploitation et qui peuvent massif rocheux, souterrain, poreux et perméable dans lequel le pétrole ou le gaz s'accumule; la plupart des réservoirs rochesont le calcaire, la dolomie, le grès ou un mélange de toutes ces roches.
renouvelables :	être potentiellement exploitées à vie (c.-à-d. poisson, arbres, etc.).
RHD :	acronyme de rétention d'huile de déblais de forage, ayant trait à la quantité d'huile contenue dans les fluides de forage à base d'huile.

ROV :	acronyme d'engin télécommandé.
SCE :	acronyme de Surveillance de la conformité environnementale.
SC-SSSV :	acronyme de vanne de sécurité de fond commandée à partir de la surface, dont le mécanisme de prévention d'éruption primaire se trouve à l'intérieur du trou de forage.
Sédiment :	fragments solides de matières inorganiques ou organiques qui proviennent de la météorisation de la roche.
SEE :	acronyme de Surveillance des effets environnementaux.
SHC :	acronyme de Service hydrographique du Canada.
SIMDUT :	acronyme de Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail.
Sismique :	qui appartient à, ou qui est caractéristique de, ou produit par des tremblements de terre ou vibrations terrestres, comme les secousses sismiques.
SO₂ :	acronyme de dioxyde de soufre.
Substrat :	couche sous-jacente; une surface qui sert de support à un organisme.
Superficiel :	qui appartient à, ou qui est caractéristique de, ou qui est formé sur, ou qui est situé sur, ou qui se passe sur la terre.; composé notamment de résidus non consolidés, d'alluvion ou de dépôts glaciaires étalés sur la roche-mère.
Tête de puits :	équipement nécessaire pour avoir une commande de surface du puits.
Torche :	dispositif de canalisation et de brûleurs utilisés pour évacuer et brûler le surplus de vapeur combustible.
Till :	sédiment sans triage et non stratifié transporté ou déposé par un glacier.
Torchage :	élimination du surplus de vapeurs combustibles en les brûlant à la sortie de la torche.

Tourbillon :	mouvement circulaire des masses d'eau.
TPH :	abréviation des hydrocarbures pétroliers totaux.
Treillis :	désigne la structure de soutien d'une plate-forme extracôtière posée sur le fond de la mer et fixée au moyen de piles concentriques.
Trou de forage:	trou foré dans le sol, généralement revêtu de tube métallique, pour la production du pétrole ou du gaz.
Tubage :	ensemble tubulaire en acier utilisé dans les puits de gaz et de pétrole pour rendre le puits de forage étanche aux fluides et empêcher l'éboulement ou l'effondrement des parois du trou. Il peut y avoir plusieurs trains de tubage télescopés dans un puits.
Tubage de production :	dernier train de tubage posé dans un puits; le tubage de production est un ensemble des éléments tubulaires en acier, raccordés par filetage ou accouplés, dont on revêt, pour la consolider, la paroi interne de tout le trou de forage pour contrôler en toute sécurité la production, empêcher l'eau de pénétrer dans le trou et les formations rocheuses de se désagréger et de tomber dans les puits de forage.
Tubage de surface :	premier train de tubage posé dans un puits; il est cimenté en place et sert à boucher les petits fonds de formation et de fondation pour le contrôle du puits.
Tube prolongateur :	conduite verticale qui transporte du pétrole ou du gaz de la tête de puits sous-marine à la plate-forme de production.
UNSI :	acronyme pour l'union des Indiens de la Nouvelle-Écosse.
Vertébrés :	désigne les organismes ayant une colonne vertébrale, opposés des invertébrés.
VISM :	abréviation de vanne d'isolement sous-marine, qui est située sur le pipeline sous-marin, à environ 500 m de la plate-forme, pour stopper le flux du gaz en cas de fuite accidentelle.
Zooplankton :	animaux minuscules qui se produisent dans la colonne d'eau; ils comprennent les crustacés et les stades larvaires de plus grands animaux; voir plancton.
ZPC :	acronyme de zone de pêche du crabe.

ANNEXE A

**PROTOCOLE D'ENTENTE SUR LE PROCESSUS D'ÉVALUATION
ENVIRONNEMENTALE POUR LE PROJET DEEP PANUKE**

**PROTOCOLE D'ENTENTE
SUR LE PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE
POUR LE PROJET DEEP PANUKE**

ENTRE :

**OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
(OCNEHE)**

ET

**OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
(ONÉ)**

ET

**MINISTÈRE DES PÊCHES ET OCÉANS
(MPO)**

ET

**ENVIRONNEMENT CANADA
(EC)**

ET

**INDUSTRIE CANADA
(IC)**

ET

**AGENCE CANADIENNE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE
(ACEE)**

ET

**PROVINCE DE NOUVELLE-ÉCOSSE
REPRÉSENTÉE PAR
MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DU TRAVAIL DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE
(LA PROVINCE)**

ATTENDU que PanCanadian Petroleum Limited (le promoteur) se propose d'exploiter les ressources en gaz naturel du gisement Deep Panuke situé dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse, exploitation qui comprend des activités de forage, de production, de fabrication, de traitement, d'exploitation et de transport au large des côtes et le transport de gaz et de condensats vers la côte (le projet); et

ATTENDU que le projet vise la construction d'une plate-forme, d'une île artificielle ou d'un autre ouvrage en vue de la production d'hydrocarbures, que la plate-forme, l'île ou l'ouvrage est situé au large des côtes, en eau salée ou en eau douce, conformément à la description donnée dans le *Règlement sur la liste d'étude approfondie* et, par conséquent, doit faire l'objet d'une étude approfondie soumise aux dispositions de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE); et

ATTENDU que le promoteur a déposé des documents auprès de l'ACEE, de l'OCNEHE et de l'ONÉ en vue d'entreprendre le processus d'évaluation environnementale (le processus d'EE) en vertu de la LCEE, ladite information ayant été déposée le 23^{ème} jour de juillet 2001; et

ATTENDU qu'en vertu de la LCEE, l'OCNEHE, l'ONÉ, le MPO, l'EC et l'IC sont ou peuvent être les autorités responsables en matière d'évaluation environnementale;

ATTENDU que la province a ou peut avoir des responsabilités relativement à l'évaluation des effets environnementaux pour la partie du projet touchant les côtes, en vertu de l'*Environnement Act* de la Nouvelle-Écosse (EANS);

ATTENDU que les parties ont un intérêt commun à prendre les mesures qui favorisent la mise en valeur durable;

ATTENDU que les parties souhaitent éviter les dédoublements inutiles et promouvoir l'efficacité en matière d'évaluation environnementale;

ATTENDU que les parties souhaitent s'assurer que le public est informé du processus d'EE et de la possibilité qui lui est donnée d'y contribuer;

ATTENDU que les parties reconnaissent que d'autres discussions seront nécessaires si une autorité responsable ou le Ministre fédéral de l'Environnement décide, au début ou pendant le déroulement du processus d'EE, que le projet doit être évalué par une commission ou un médiateur, ou si la province détermine qu'une évaluation plus approfondie des effets environnementaux du projet s'avère nécessaire.

PAR CONSÉQUENT, les parties conviennent que si l'évaluation du projet en vertu de la LCEE se fait sous forme d'étude approfondie et que l'étude approfondie et la préparation d'un rapport sont confiées au promoteur, elles coordonneront leurs processus et responsabilités respectifs ayant trait à l'évaluation des effets environnementaux du projet conformément aux dispositions ci-dessous.

1. Aux fins du présent protocole d'entente,

« étude approfondie » a le sens qui lui est donné dans l'article 2 de la LCEE;

« rapport d'étude approfondie » (REA) s'entend du rapport devant être préparé conformément à l'alinéa 21(a) de la LCEE et s'entend également, aux fins de la EANS, de toute considération de sujets additionnels visés conformément à l'article 8 du présent protocole;

« autorité fédérale spécialisée » s'entend de toute organisation ou ministère fédéraux qui possèdent des renseignements ou des connaissances spécialisés pertinents à l'évaluation environnementale du projet;

« parties » s'entend des signataires du présent protocole;

« autorité responsable » a le sens donné à cette expression dans l'article 2 de la LCEE.

2. L'objectif du présent protocole d'entente est de coordonner les responsabilités des parties en ce qui a trait à l'évaluation des effets environnementaux du projet. Les parties entendent coordonner le processus d'EE afin qu'il comprenne une étude des éléments déterminés conformément aux articles 6 à 8 du présent protocole.

3. L'OCNEHE agira à titre de principale autorité responsable en vertu de la LCEE et coordonnera le processus aux fins du respect des lois fédérales. La province coordonnera le processus aux fins provinciales. Les parties collaboreront pour établir des échéanciers et calendriers appropriés et raisonnables.

4. Les parties tiendront d'autres discussions sur les moyens visant à assurer que le grand public et les Autochtones soient informés du processus d'EE et des possibilités qui leur sont offertes d'y contribuer afin d'atteindre les résultats visés.

5. Les parties entendent se consulter et coordonner toute annonce publique ayant trait à l'évaluation des effets environnementaux du projet, notamment toute annonce qu'une évaluation environnementale plus approfondie par une commission ou un médiateur s'avère nécessaire.

6. Les parties, après étude des observations du public sur le présent protocole et sur la portée de l'évaluation, arrêteront définitivement les modalités énoncées dans le présent protocole et détermineront la portée de l'évaluation.
7. À des fins de conformité avec les exigences de la LCEE, l'évaluation comprendra l'étude des éléments énumérés aux paragraphes 16(1) et 16(2) de la LCEE ainsi que de tout autre élément pertinent à l'évaluation environnementale du projet que le ministre fédéral de l'Environnement, en consultation avec les autorités responsables, pourra exiger.
8. À des fins de coordination des responsabilités de toutes les parties relativement à l'évaluation des effets environnementaux du projet, l'évaluation comprendra en outre une étude de tous les éléments additionnels soulevés par la province et pertinents à l'évaluation des effets environnementaux du projet en vertu de la EANS.
9. La portée définitive de l'évaluation environnementale sera communiquée au promoteur par l'OCNEHE.
10. Les autorités responsables entendent, conformément au paragraphe 17(1) de la LCEE, confier au proposant l'étude approfondie et la préparation du rapport mentionné dans le paragraphe 21(a) de la LCEE. Les parties entendent en outre demander au promoteur de prendre en considération tous les éléments additionnels mentionnés à l'article 8 du présent protocole et de faire état de cette considération dans le REA.
11. Le promoteur devra soumettre un REA préliminaire aux parties et aux autorités fédérales spécialisées pour examen et commentaires.
12. Les parties et les autorités fédérales spécialisées prépareront des observations écrites à l'intention de l'OCNEHE et ce dernier les fera parvenir au promoteur. L'OCNEHE coordonnera les commentaires des autorités responsables et des autorités fédérales spécialisées et prendra les dispositions nécessaires pour les faire parvenir au promoteur. La province coordonnera les commentaires provinciaux et les fournira à l'OCNEHE qui les transmettra au promoteur.
13. Le promoteur soumettra un REA révisé, le cas échéant. Les parties, en consultation avec les autorités fédérales spécialisées, examineront le REA pour s'assurer de son intégralité en ce qui a trait à leurs exigences légales respectives. La province coordonnera la rédaction des commentaires provinciaux à la suite de l'examen du REA révisé.

Copie pour signature

14. Une fois que les parties seront satisfaites que le REA est complet, le rapport sera transmis au ministre fédéral de l'Environnement et à l'ACEE. L'ACEE sollicitera des commentaires publics sur les conclusions, recommandations et autres aspects du REA, conformément à l'article 22 de la LCEE.
15. Des avis du début des audiences publiques réglementaires tenues par l'OCNEHE et l'ONE seront publiés après que le REA définitif aura été soumis au ministre fédéral de l'Environnement. Des avis du début des audiences publiques réglementaires que tiendra la province seront publiés après que le REA définitif aura été soumis au ministre provincial de l'Environnement et du Travail.
16. Si le Ministre de l'Environnement prend la décision conformément à l'alinéa 23(a) de la LCEE, l'OCNEHE convient que le REA fera partie de la demande de plan de mise en valeur du promoteur déposée par ce dernier auprès de l'OCNEHE en vertu du processus d'approbation.
17. L'OCNEHE tiendra un registre public, conformément aux exigences de la LCEE et créera un site Web pour le registre (<http://www.cnsopb.ns.ca/deeppanuke>). La province fournira des renseignements sur le site Web de la direction générale de l'évaluation environnementale (<http://www.gov.ns.ca/enla/ess/ea>) et y donnera les renseignements nécessaires pour communiquer avec les autorités fédérales relativement à l'examen de la documentation.
18. L'OCNEHE, en consultation avec les autres parties, prendra les dispositions voulues pour que le promoteur aménage des endroits locaux où le public pourra avoir accès à la documentation relative à l'examen.
19. Les dispositions du présent protocole d'entente ne restreignent pas le pouvoir décisionnel et n'ont aucune incidence sur la discrétion des personnes jouissant d'un pouvoir de décision statutaire.
20. Les parties peuvent, d'un commun accord, modifier le présent protocole d'entente. Une partie peut, sur préavis de trente (30) jours donné aux autres parties, se retirer du présent protocole et procéder à une évaluation environnementale indépendante.
21. Le présent protocole d'entente n'a pas force exécutoire et ne donne naissance à aucun droit légal que les parties n'ont pas autrement.
22. Le présent protocole d'entente peut être signé en plusieurs exemplaires identiques dont chacun, après avoir été signé par les parties, deviendra un original, tous les originaux ne constituant cependant qu'un seul et même document original.

EN FOI DE QUOI les parties ont signé le présent protocole d'entente aux dates indiquées ci-dessous.

Original signé par:

_____	<u>Dec 14, 2001</u>	_____
J.E. (Jim) Dickey	Date	Témoin
Chef de la direction		
Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers		

Original signé par:

_____	<u>Dec 17, 2001</u>	_____
Gaétan Caron	Date	Témoin
Chef des opérations		
Office national de l'énergie		

Original signé par:

_____	<u>Dec 14, 2001</u>	_____
Neil A. Bellefontaine	Date	Témoin
Directeur général régional		
Ministère des Pêches et Océans		

Original signé par :

_____	<u>Dec 17, 2001</u>	_____
Garth Bangay	Date	Témoin
Directeur Général, Région Atlantique		
Environnement Canada		

Original signé par:

_____	<u>Dec 17, 2001</u>	_____
F. George Richard	Date	Témoin
Directeur exécutif, Région Atlantique		
Industrie Canada		

Original signé par:

_____	<u>Dec 17, 2001</u>	_____
Paul Bernier	Date	Témoin
Vice-Président, Prestation des programmes		
Agence canadienne d'évaluation environnementale		

Original signé par:

_____	<u>Dec 14, 2001</u>	_____
Kevin McNamara	Date	Témoin
Sous-Ministre		

Copie pour signature

Département d'environnement et travailleur
Province de Nouvelle-Écosse

ANNEXE B

**PORTI E DE L'I VALUATION ENVIRONNEMENTALE POUR LE PROJET
PROPOSÉ PAR PANCANADIAN ENERGY CORPORATION (PANCANADIAN)
EN VUE DE LA MISE EN VALEUR DUE GISEMENT
LE 18 DÉCEMBRE 2001 (RÉVISÉ LE 15 FÉVRIER 2002)**

**Portée de l'évaluation environnementale
pour le
projet proposé par PanCanadian Energy Corporation (PanCanadian)
en vue de la mise en valeur du gisement Deep Panuke**

Le 18 décembre 2001
(Révisé le 15 février 2002)

**Portée de l'évaluation environnementale
pour le
projet proposé par PanCanadian Energy Corporation (PanCanadian)
en vue de la mise en valeur du gisement Deep Panuke**

1. Définitions

Dans le présent document,

« environnement » s'entend de l'ensemble des conditions et des éléments naturels de la Terre, notamment :

- a) Le sol, l'eau et l'air, y compris toutes les couches de l'atmosphère;
- b) toutes les matières organiques et inorganiques ainsi que les êtres vivants;
- c) les systèmes naturels en interaction qui comprennent les éléments visés aux alinéas a) et b);
- d) les éléments en matière socio-économique, sanitaire, culturelle ou autres mentionnés dans la définition des effets environnementaux.

« effets environnementaux » s'entend de

- a) tout changement que la réalisation d'un projet risque de causer à l'environnement, notamment les changements susceptibles d'être apportés au projet du fait de l'environnement, que ce soit au Canada ou à l'étranger; sont comprises parmi les changements à l'environnement les répercussions de ceux-ci soit en matière sanitaire et socio-économique, soit sur l'usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles par les autochtones, soit sur une construction, un emplacement ou une chose d'importance en matière historique, archéologique, paléontologique ou architecturale;
- b) tout changement que la réalisation d'un projet risque de causer à l'environnement.

2. Portée du projet

Le projet à évaluer comportera les opérations projetées par son promoteur ou susceptibles d'être exécutées en rapport avec les travaux physiques projetés par celui-ci, par exemple :

- La construction, l'exploitation, le déclassement et l'abandon :
 - de trois nouvelles plates-formes ancrées au sol prenant en charge un système de traitement du gaz, la production d'énergie, les services, une aire d'atterrissage pour hélicoptères, une station de ravitaillement et des postes d'équipage. Les plates-formes seront reliées entre elles par des passerelles pour piétons ou ponts pour les équipes de maintenance.

- d'un système extracôtier de traitement du gaz comprenant :
 - Des équipements pour la séparation, la mesure, la déshydratation et le contrôle des points de rosée des hydrocarbures;
 - le traitement complet des gaz acides, comportant une unité d'amines servant à l'extraction de l'hydrogène sulfuré (H₂S) et du dioxyde de carbone (CO₂) à partir du gaz produit non raffiné, ainsi que des conduites et des installations de compression et de têtes de puits associés à un puits d'injection des gaz acides ou un puits de refoulement.

- d'un pipeline sous-marin entre la plate-forme et la côte, et d'une installation côtière d'une longueur approximative de 5 km, destinés au transport vers Goldboro (Nouvelle-Écosse), avec une interconnexion avec le pipeline de transmission principal de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP), en vue d'un transport subséquent vers les marchés du Canada et du Nord-Est des États-Unis.

- Des installations côtières constituées des composants physiques nécessaires à l'interconnexion du pipeline de gaz naturel de PanCanadian avec les installations de M&NP, notamment :
 - les équipements de comptage et de contrôle de la qualité;
 - les installations de contrôle de pression (station de collecte);
 - Les installations de départ et d'arrivée des racleurs (ingénieurs et de nettoyage), au besoin;
 - un petit bâtiment logeant les Supervisory Control and Data Acquisition Systems (systèmes SCADA) et les autres appareils de contrôle pour le pipeline.

- Des opérations accessoires en relation avec les travaux physiques identifiés ci-dessus, y compris :
 - des travaux de dragage, d'excavation de tranchées, de dynamitage et autres, en relation avec l'installation du pipeline, y compris les travaux de gestion des sédiments dragués, au besoin;
 - le forage de puits de développement et de puits d'injection;
 - l'installation de réseaux de collecte sous-marins;
 - les activités des navires et aéronefs d'assistances (p. ex., hélicoptère) et les installations;
 - l'installation et l'utilisation d'équipement de communication;
 - divers chantiers de construction temporaires;
 - le transport et l'installation sur la côte d'éléments et de composants fabriqués;
 - des zones de dépôt de l'équipement;
 - des chemins d'accès.

3. Éléments à examiner

L'évaluation portera sur les éléments suivants, comme le prévoient les paragraphes 16(1) et (2) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*:

Facteurs à prendre en compte conformément au paragraphe 16(1) :

- Les effets environnementaux du projet, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant en résulter, et les effets cumulatifs que sa réalisation, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement;
- l'importance des effets environnementaux;
- les commentaires du public qui sont reçus conformément aux dispositions de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de ses règlements;
- Les mesures d'atténuation réalisables, sur les plans technique et économique, des effets environnementaux importants du projet.

Conformément à l'alinéa 16(1)(e) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, l'évaluation comportera également une étude du besoin pour le projet et des solutions de rechange au projet.

Facteurs à prendre en compte conformément au paragraphe 16(2) :

- le but visé par le Projet;
- les moyens de rechange permettant d'exécuter le Projet, qui soient techniquement et économiquement réalisables, ainsi que les effets environnementaux de tous moyens de rechange de cette nature;
- la nécessité et les exigences d'un programme de suivi en rapport avec le Projet;
- la capacité de répondre aux besoins présents et futurs en matière de ressources renouvelables, sur lesquelles le Projet serait susceptible d'avoir des incidences significatives.

La probabilité et l'importance des effets environnementaux néfastes doivent être examinées à la lumière des principes de développement durable énoncés dans la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et les autres mesures législatives. Les mesures proposées pour atténuer les effets environnementaux néfastes doivent être envisagés par ordre hiérarchique, la priorité devant être d'éviter ces effets.

Il est entendu qu'une évaluation environnementale est faite pendant les premières étapes de la planification du projet, alors que divers moyens de réaliser le projet sont sous étude et que tous les détails du projet ne sont pas arrêtés. Comme le mentionne le présent document, d'autres moyens de réaliser le projet doivent être pris en compte dans le cadre de l'évaluation environnementale.

Il est entendu que le projet, ainsi que les diverses façons de le réaliser, devront prendre en considération les principes de mise en valeur durable, intégrer les pratiques de gestion exemplaires applicables et prévoir le respect des exigences légales applicables.

Il est en outre prévu que le fait d'envisager divers moyens facilitera la détermination des options relatives au choix du site, à la configuration, à la conception et à la gestion qui permettront le mieux d'éviter ou de minimiser les effets néfastes pour l'environnement.

4. Portée des éléments à examiner

L'examen des effets potentiels du projet sera limité dans l'espace et dans le temps aux zones et aux périodes où la réalisation du projet risque d'interagir avec des éléments de l'environnement et d'avoir des répercussions sur ces derniers. Les facteurs pertinents pour déterminer les limites sont, notamment, les courants marins, les vents et les habitudes de migration des diverses espèces.

Tableau : Résumé des points devant faire l'objet du REA

La liste ci-dessous est une liste des éléments de l'environnement et des écosystèmes, des travaux qui seront exécutés dans le cadre du projet et des effets sur l'environnement qui devront être abordés dans le rapport d'étude approfondie (REA). Elle n'est pas exhaustive et est donnée uniquement pour servir de guide au promoteur dans la préparation du REA. Le promoteur doit l'étudier soigneusement et y ajouter des éléments au besoin. Pour obtenir de plus amples renseignements, le promoteur doit en outre étudier soigneusement les observations détaillées faites par les diverses organisations et le public en réponse au présent document.

<p>Grands écosystèmes</p>	<ul style="list-style-type: none"> • environnement marin (extracôtier), physique, biologique et chimique • environnement côtier et littoral physique, biologique et chimique (p. ex., espèces intertidales, aquaculture) • écosystème côtier aquatique et terrestre • atmosphère • environnement géologique (géomorphologie, sédiments marins, qualité des sédiments)
<p>Éléments des écosystèmes (éléments importants d'écosystèmes devant potentiellement être étudiés dans tous les environnements pertinents)</p>	<p><u>Environnementaux</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Qualité de l'air • Qualité de l'eau • Qualité des sédiments • Possibilités et qualité du sol • Poissons et leur habitat • Mammifères • Ressources archéologiques et patrimoniales • Benthos • Végétation (plantes, arbres, forêts, varech, goémon, etc.) • Plancton • Amphibiens et reptiles • Oiseaux et leur habitat • Espaces exceptionnels (l'île de Sable, le Gully et autres lieux écologiquement sensible ou aires protégées) • Espèces en péril • Ressources d'eaux souterraines • Ressources en eau de surface • Terres humides et leurs fonctions <p><u>Socio-économiques</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Utilisation des terres (parcs et autres utilisations récréatives, foresterie, agriculture, tenure minérale, carrières de gravier, sites d'enfouissement, proximité des zones résidentielles, plans d'aménagement futur,

	<p>gestion des accès, franchissement de zones contaminées)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Santé et sécurité publiques (rejets et effluents du projet, émissions d'ondes radio par l'équipement de communication, bruit, poussière, intégrité du pipeline, alimentation en eau, épuration des eaux usées) • Utilisation des ressources marines (pêche commerciale et zones d'exclusions de la pêche commerciale, aquaculture, navigation commerciale et récréative, hydrocarbures, communications et câbles sous-marins, défense maritime, sciences et technologies marines) • Intérêts des Mi'kmaq (chasse et pêche traditionnelles ou commerciales et lieux culturels)
<p>Activités du projet (causes possibles d'effets environnementaux)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Émissions normales dans l'atmosphère et fuites (p. ex., gaz à effet de serre (CO₂, méthane), H₂S, SO₂, NO_x, composés organiques volatils) • rejets dans l'océan (p. ex., eaux usées, liquides et débris de forage, biocides, eaux ménagères, eaux usées sanitaires, déchets solides) • Injection de gaz acides • Stockage et utilisation extracôtiers des condensats • Émissions électromagnétiques (radio) • Bruits (sous-marins et atmosphériques) • Élimination des déchets sur la côte • Érosion et sédimentation • Trafic maritime • Circulation aérienne • Dragage, excavation de tranchées, dynamitage et élimination des déblais de dragage • Défectuosités et événements accidentels (p. ex., déversements ou fuites d'hydrocarbures ou de produits chimiques, éruptions subites, mauvais fonctionnement des puits d'injection)
<p>Influences environnementales (éléments qui peuvent avoir une incidence sur la conception ou la réalisation du projet)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Météorologie et océanographie (p. ex., vents, vagues ou courants très forts, précipitations, brouillard, embruns verglaçants) • Activité sismique • Températures glaciales • Corrosion • Présence de gouffres

ANNEXE C

MODI LE DE DISPERSION

MODÉLISATION DES REJETS

Cette annexe résume la méthodologie et les résultats de la modélisation des émissions dans l'atmosphère (section 1) et des rejets d'eau produite (section 2).

1 MODÉLISATION DES ÉMISSIONS

Cette section décrit la méthodologie de modélisation utilisée pour déterminer le comportement des émissions produites dans l'atmosphère par le Projet. Les résultats de la modélisation sont examinés à la section 6.3.1 du REA.

1.1 Modèle de dispersion dans l'atmosphère

Le modèle principal retenu pour cette évaluation est le modèle *Industrial Source Complex (ISC)*, conçu pour l'Environmental Protection Agency (EPA) américaine. Sa toute dernière version, appelée ISC-PRIME, combine la version 3 et les algorithmes améliorés pour le calcul de rabattement du panache. La Nouvelle-Écosse ainsi que plusieurs autres provinces ont accepté le modèle ISC pour la vérification du respect des règlements et les demandes de permis. Ce modèle est recommandé par certaines provinces, et c'est la méthode choisie par l'EPA.

L'ISC a été utilisé pour calculer la concentration au sol (CS) moyenne sur une heure, vingt-quatre heures et une année. Il a été configuré de façon à déterminer automatiquement la CS maximale pour chacun des récepteurs et chacune des périodes.

L'analyse de l'impact du pire cas, en situation anormale (ex. : éruption), a été réalisée à partir du modèle de dispersion SCREEN3 de l'EPA. Il s'agit du modèle recommandé pour ce type d'application, car il s'agit d'un modèle prudent, qui utilise une vaste plage de conditions météorologiques pour la recherche de la concentration maximale possible. Le modèle fournit des prévisions de concentration sur une heure.

1.1.1 Données météorologiques

Le modèle ISC nécessite certains renseignements météorologiques :

- Vitesse du vent
- Direction du vent
- Température de l'air
- Hauteur de mélange
- Stabilité atmosphérique

La station météorologique de la Direction de l'environnement atmosphérique (DEA) la plus proche, menant des observations continues de qualité sur ces paramètres se trouve dans l'île de Sable. Elle a permis au DEA de fournir des données continues pour la période 1986-1990, au format requis par le modèle ISC.

Les conditions météorologiques ne sont pas identiques au-dessus de la mer et au-dessus de la terre. Notamment, la surface de l'eau ne se réchauffe pas autant que celle du sol durant la journée. L'eau étant plus froide, elle empêche l'air de devenir instable; elle favorise donc la dispersion stable.

Les données météorologiques ont été traitées selon un mécanisme de détermination de la classe de stabilité (Pasquill-Gifford), établi pour les conditions à terre. Au-dessus du sol, si le rayonnement solaire est élevé et que la vitesse du vent est faible, la méthode prédit des conditions instables. En effet, le sol réchauffé par le soleil chauffe à son tour l'air, et produit une poussée thermique de l'air. Au-dessus de la terre, cet état se caractérise par des panaches sinueux et des vents de vitesse variable, qui favorisent une dispersion rapide. La nuit, par temps clair, la situation s'inverse : la surface et l'air à la surface se refroidissent par rayonnement terrestre dans l'espace et se stabilisent, ce qui limite la dispersion. Lorsque la vitesse du vent est élevée ou que le temps est couvert, l'atmosphère a tendance à être dominée par la turbulence mécanique et la structure de température se rapproche de la neutralité. Au-dessus de l'océan, la stabilité de nuit est convenablement prédite, tout comme l'état neutre par vents forts. Par contre, la faiblesse de cette méthode est qu'elle peut prédire des états instables qui sont en fait stables. En effet, par vent faible, le modèle peut prédire un état de catégories très instable ou instable (A ou B), alors que, compte tenu de la froidure de la surface de l'eau, il devrait s'agir d'un état stable (E ou F).

Afin de corriger cette erreur, les données ont été modifiées, et la classe très instable a été traitée comme très stable (A à F) et les états modérément instables ont été convertis en modérément stables (B à E). La distribution des fréquences a été modifiée de la façon indiquée dans le tableau 1. Il est important de faire deux remarques au sujet de cet ajustement. Premièrement, il est probablement prudent, car il surestime sûrement l'occurrence d'états à dispersion restreinte. Deuxièmement, l'ajustement total ne touche que 2,74 % des données. Il n'a aucun effet sur la concentration au sol maximum, et son effet est marginal sur les moyennes annuelles sur 24 heures.

Tableau 1 Ajustements des fréquences de classe de stabilité pour l'utilisation au-dessus de la mer		
Classe de stabilité	Fréquence des occurrences - mécanisme de détermination au-dessus du sol	Fréquence des occurrences, après modifications pour utilisation au-dessus de la mer
A – Très instable	0,24 %	0 %
B – Instable	2,5 %	0 %
C – Modérément instable	7,12 %	7,12 %
D – Neutre	78,7 %	78,7 %
E – Stable	7,0 %	9,5 %
F – Très stable	4,56 %	4,80 %

1.1.2 Grille de récepteurs et données sur le terrain

La grille de récepteurs est l'ensemble des points au niveau desquels s'effectue la prédiction de la concentration au sol. Pour cette étude, on a créé une grille polaire centrée sur Deep Panuke. Les récepteurs ont été placés tous les 5° d'azimut, selon des radiales variables s'écartant de 100 m, à proximité du Projet, à 35 000 m.

ISC-PRIME permet d'utiliser l'information sur la hauteur du terrain dans le calcul de la concentration au sol.

SCREEN3 utilise la plage de distances de récepteurs fournie par l'utilisateur, et calcule la distance à laquelle se trouve la concentration la plus importante dans cette plage.

Les deux modèles sont de type gaussien. La concentration des émissions d'une source ponctuelle se disperse horizontalement et verticalement dans l'atmosphère selon un schéma semblable au modèle de distribution statistique gaussien. L'étalement des polluants est proportionnel à la turbulence de l'atmosphère; il est traduit par un paramètre analogue à la déviation standard de la distribution normale. Le modèle gaussien est largement accepté, mais il démontre certaines limites. L'une d'entre elles est l'occurrence d'états très calmes. En pratique, la dispersion des gaz déplacés par poussée thermique ou des gaz plus légers que l'air se produisant dans des conditions très calmes est souvent assujettie à un courant ascendant vertical. Le modèle utilise une limite inférieure de vitesse du vent de 1 m/s.

1.2 Résultats de la modélisation atmosphérique

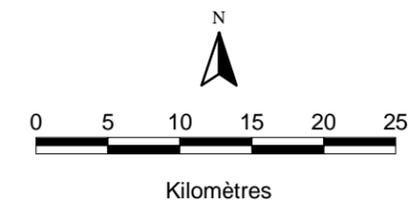
Les figures 1 à 6 illustrent les résultats de la modélisation en conditions normales et perturbées. Ces résultats sont à la base de l'exposé du sous-paragraphe 6.3.1 du REA.

Figure 1

Projet de Deep Panuke

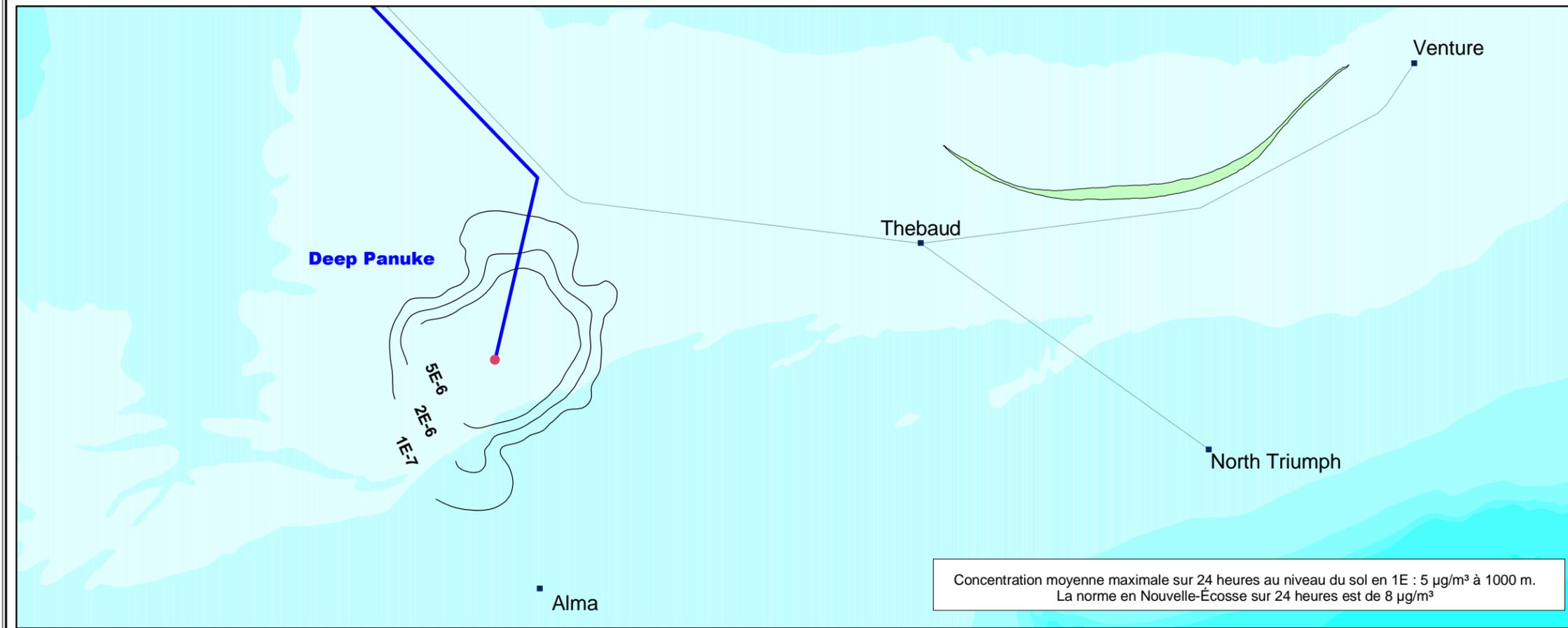
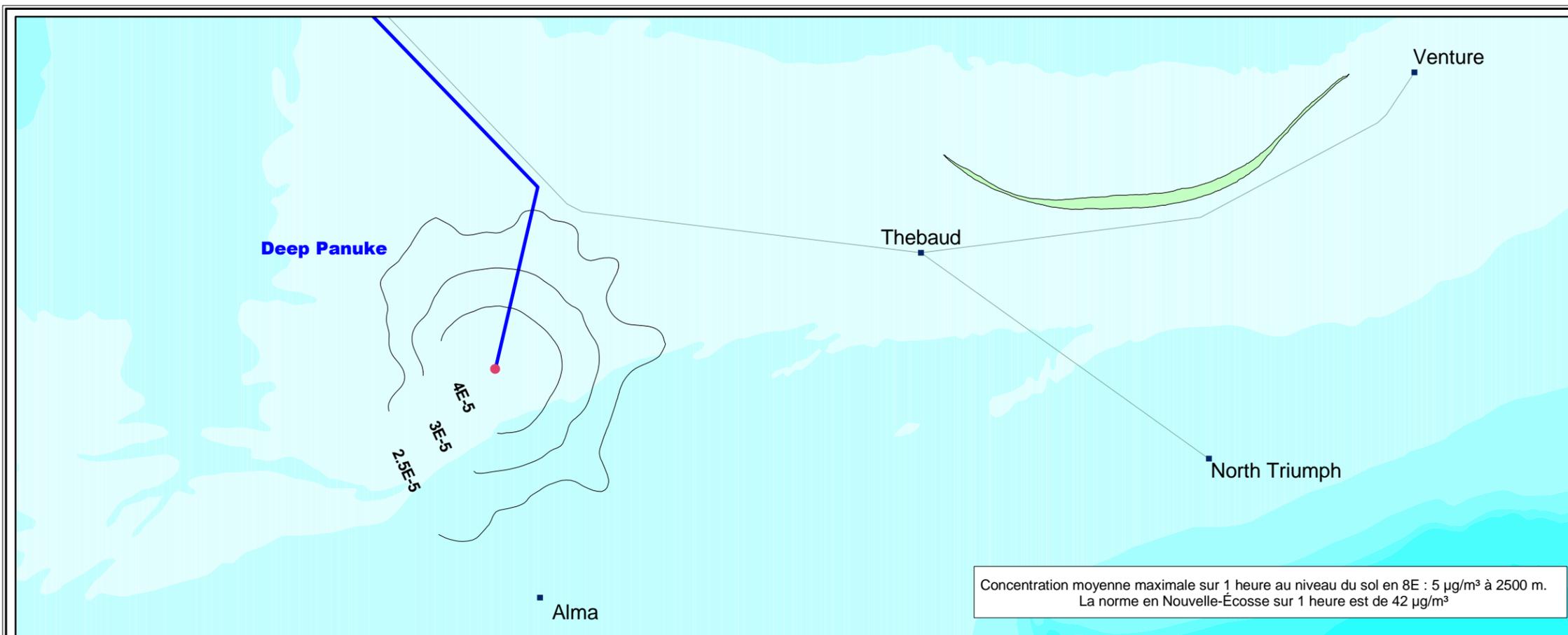
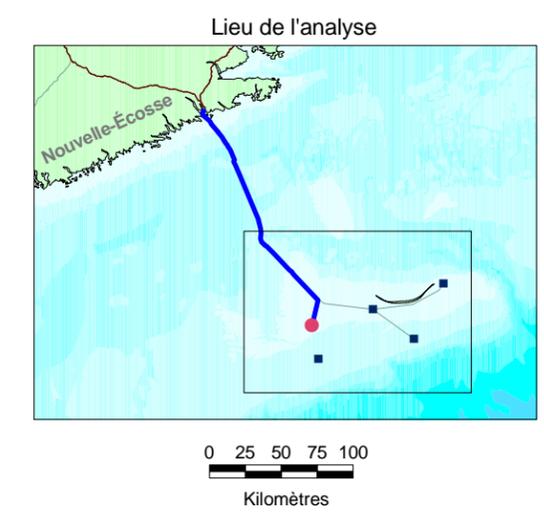
Production normale de H₂S
Concentrations moyennes
maximales au niveau du (µg/m³)

 Tracé proposé du pipeline d'EnCana
 Pipeline du PEES



Caractéristiques de la carte
Projection: Transversale universelle de Mercator
Zone: 20
Plan de comparaison : NAD 83
Échelle : 1 : 500 000
Quadrillage : 1° en lat./long.

Date du modèle : 13 septembre 2002
Date d'impression: 17 septembre 2002



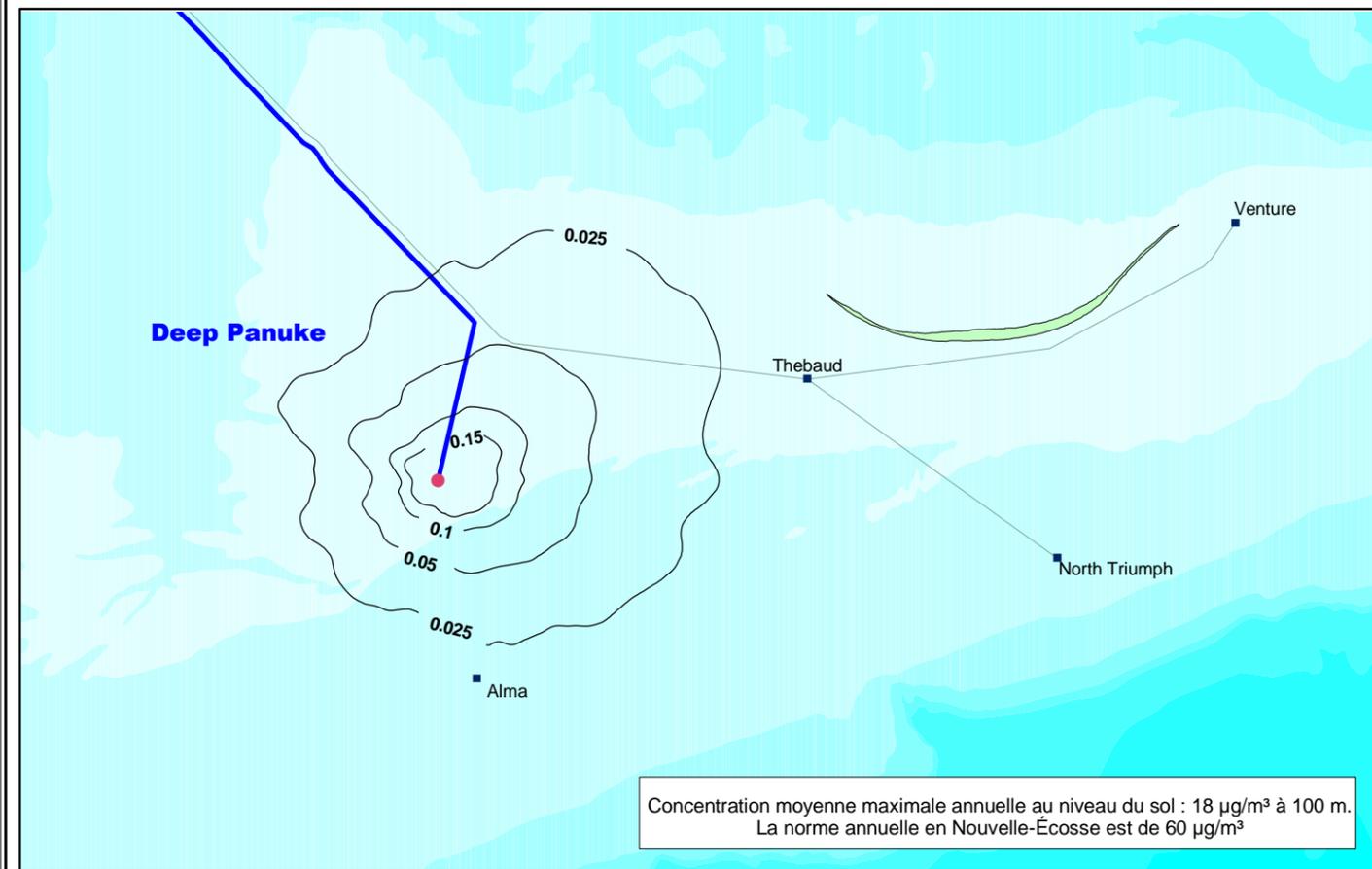
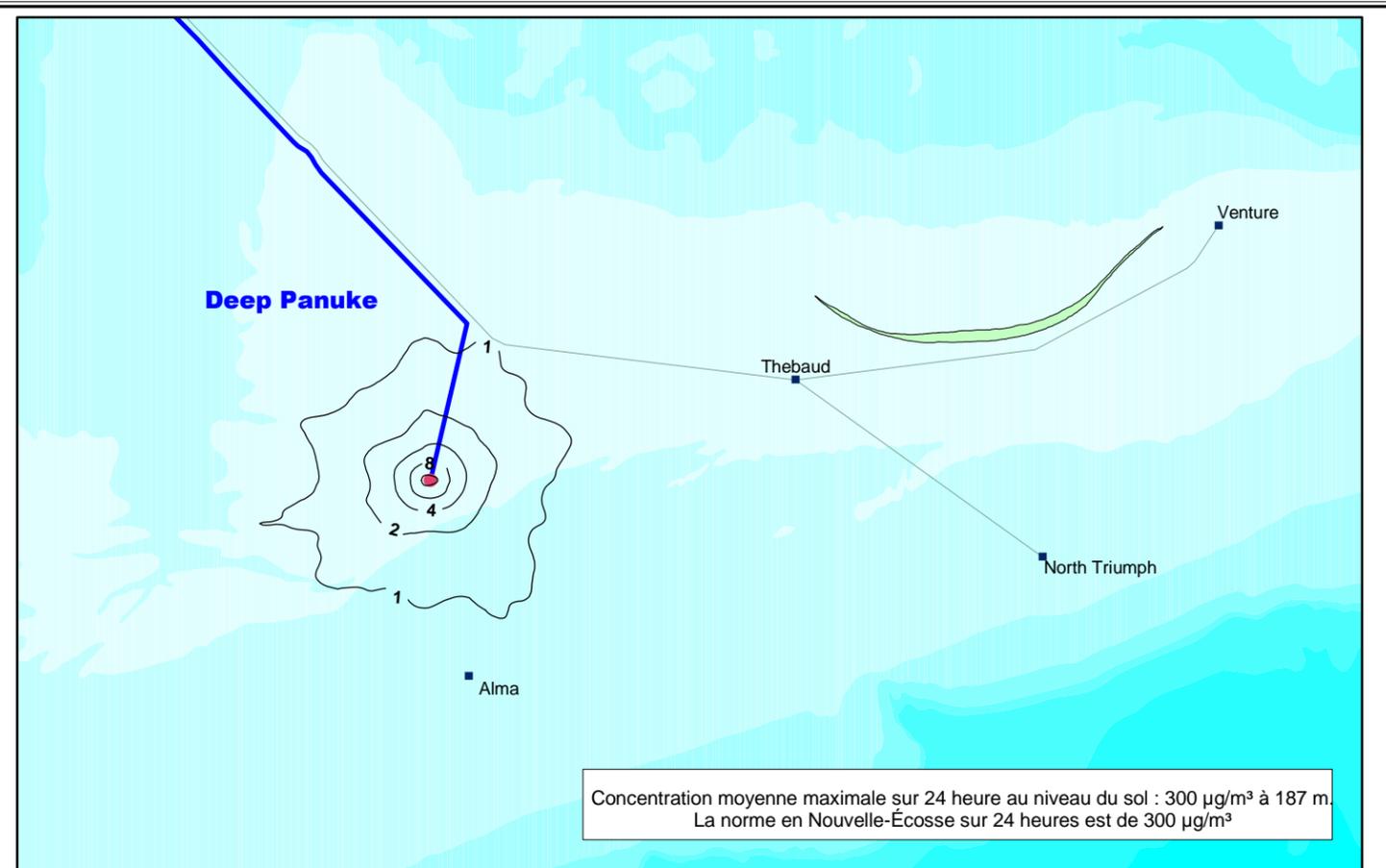
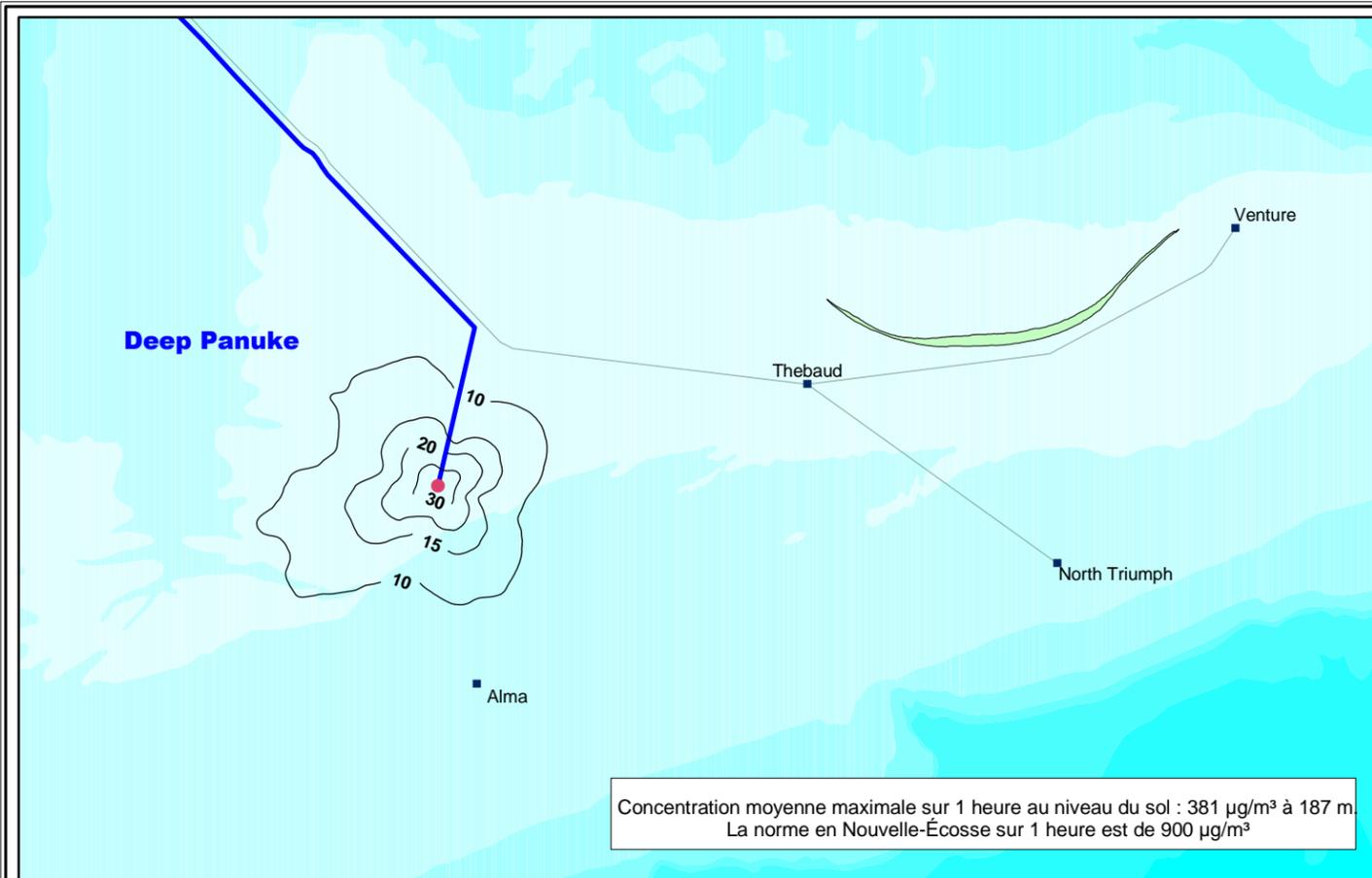
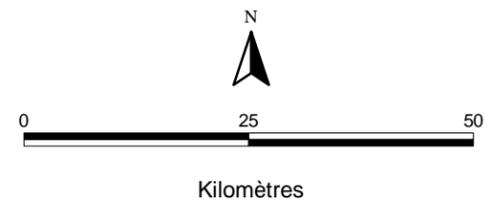
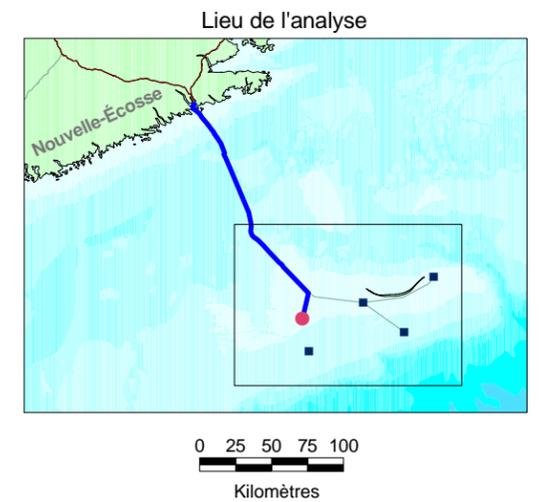


Figure 2
Projet de Deep Panuke
 Production normale de SO₂
 Concentrations moyennes
 maximales au niveau du sol ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

 Tracé proposé du pipeline d'EnCana
 Pipeline du PEES



Caractéristiques de la carte
 Projection: Transversale universelle de Mercator
 Zone: 20
 Plan de comparaison : NAD 83
 Échelle : 1 : 800 000
 Quadrillage : 1° en lat./long.



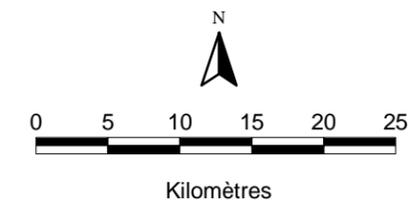
Date du modèle : 13 septembre 2002
 Date d'impression : 17 septembre 2002

Figure 3

Projet de Deep Panuke

Production normale de NOx
Concentrations moyennes
maximales au niveau du sol ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

 Tracé proposé du pipeline d'EnCana
 Pipeline du PEES



Caractéristiques de la carte
Projection: Transversale universelle de Mercator
Zone: 20
Plan de comparaison : NAD 83
Échelle : 1 : 500 000
Quadrillage : 1° en lat./long.

Date du modèle : 13 septembre 2002
Date d'impression: 17 septembre 2002

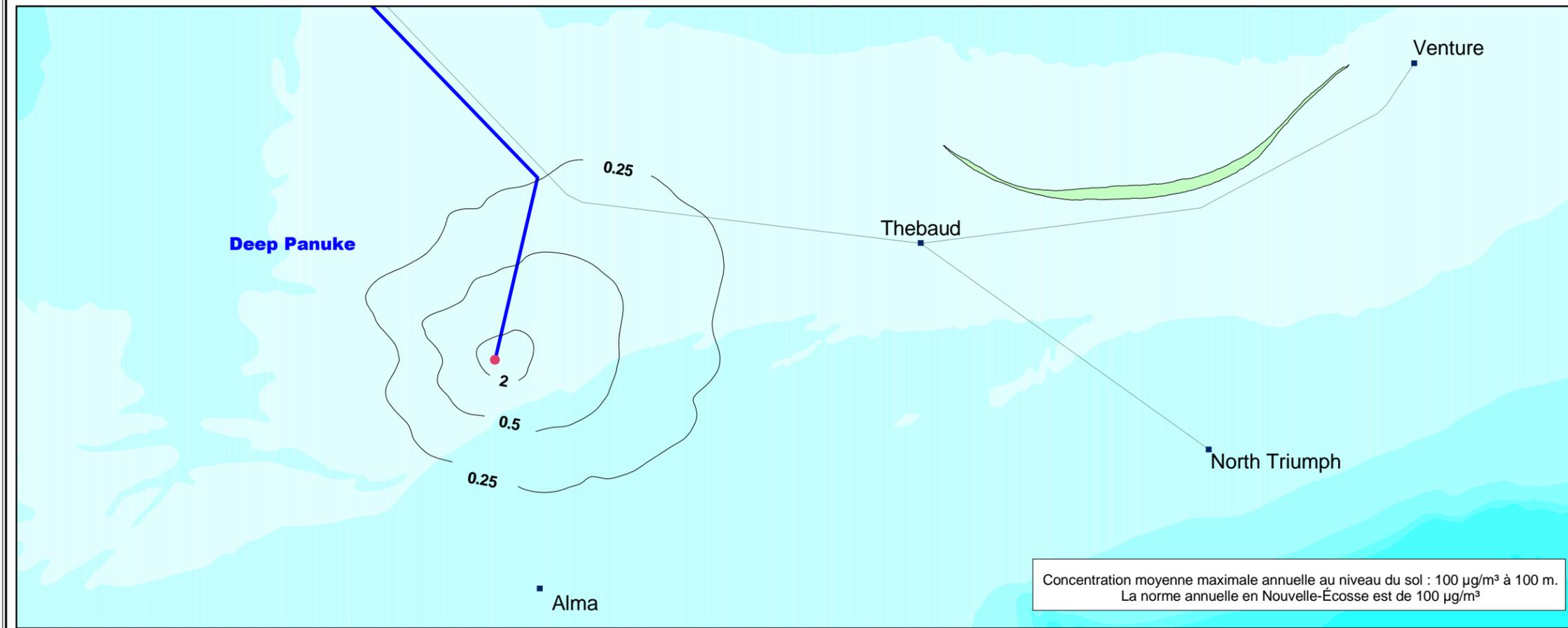
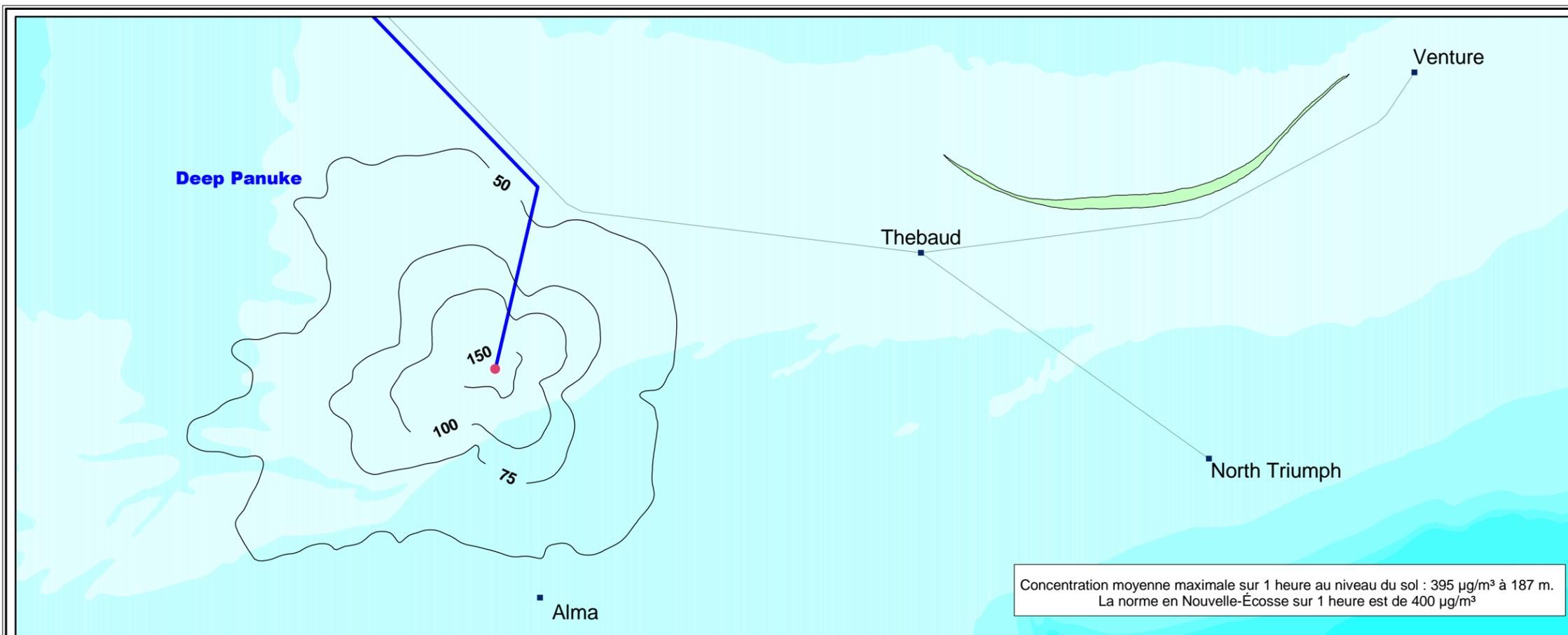
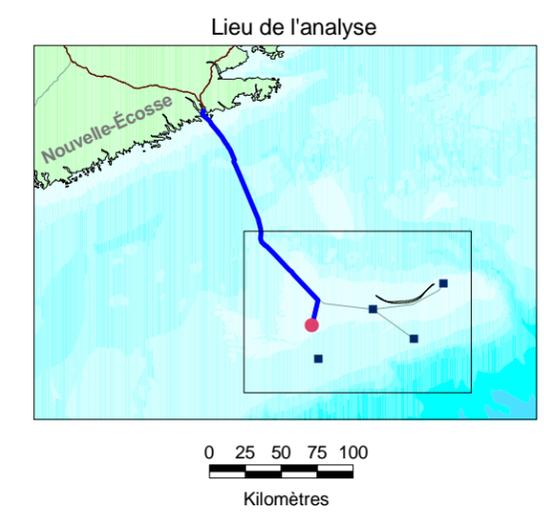
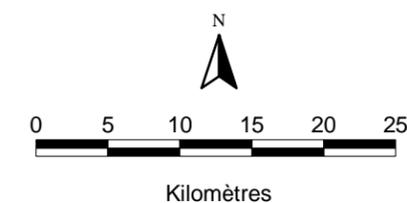


Figure 4

Projet de Deep Panuke

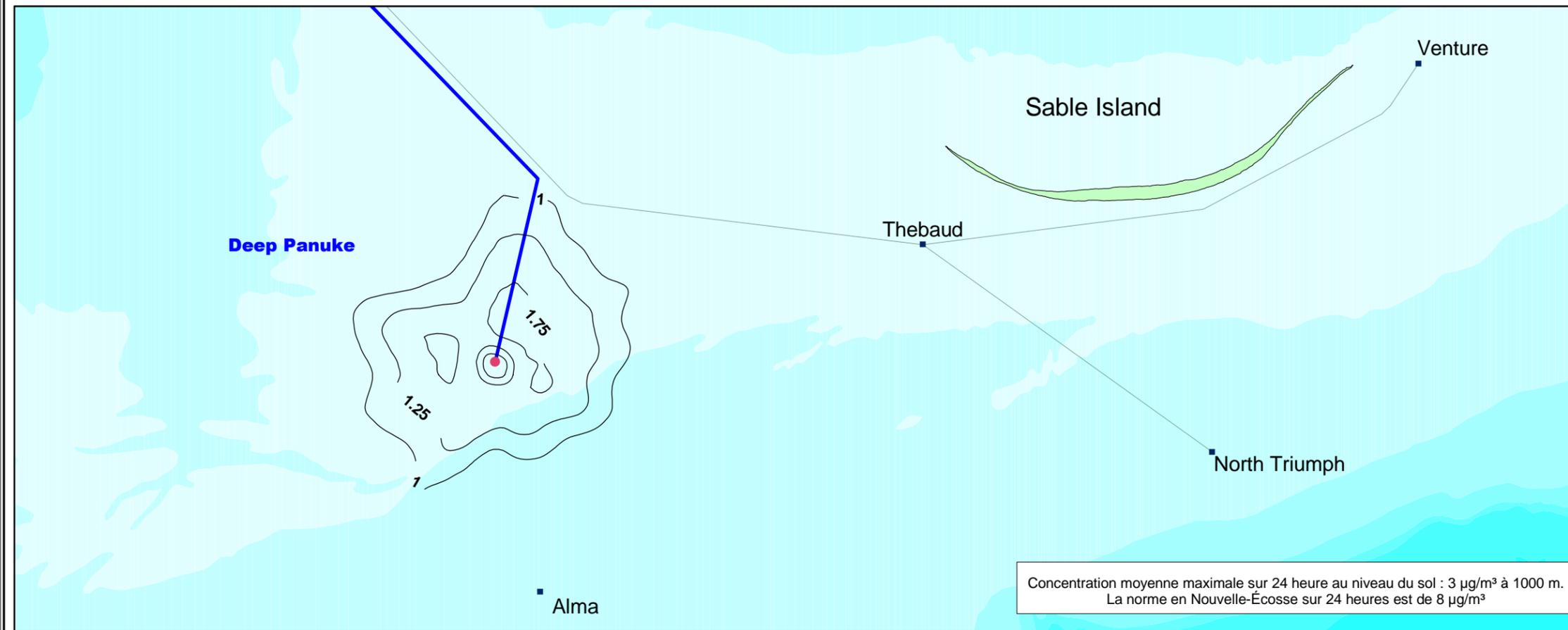
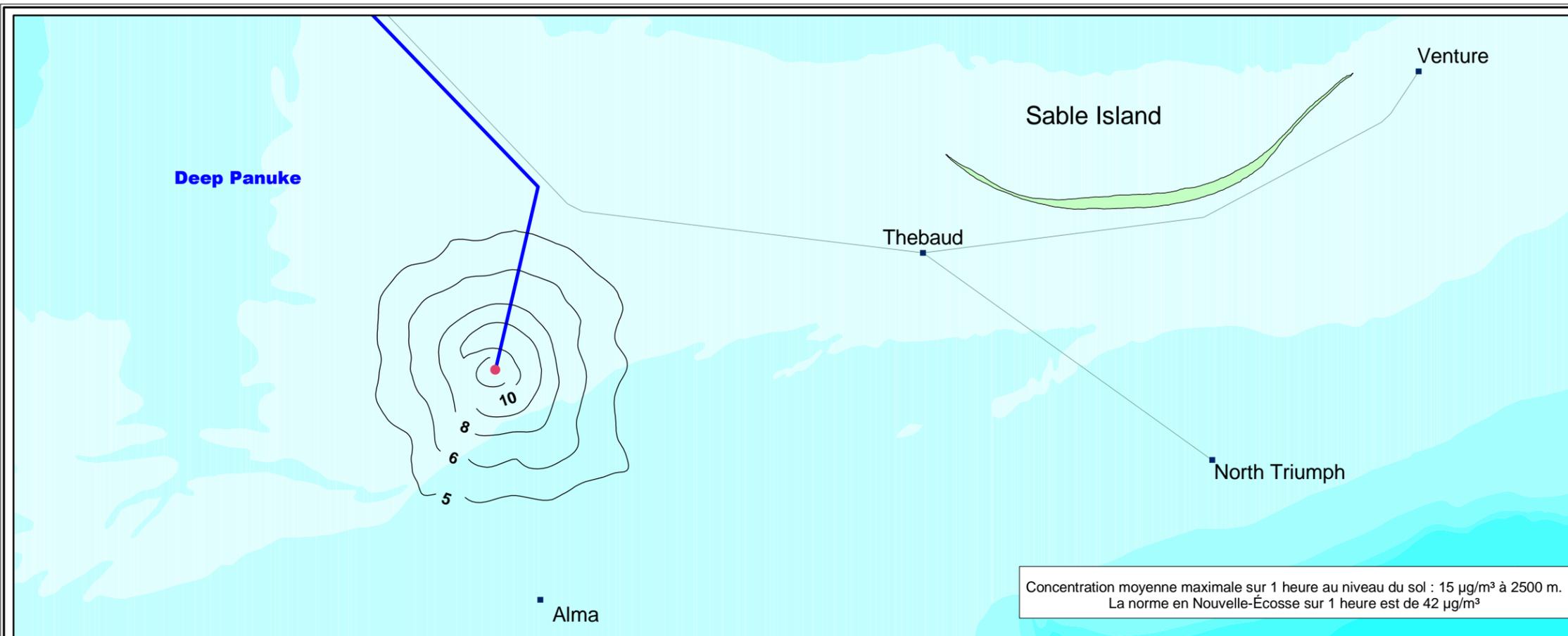
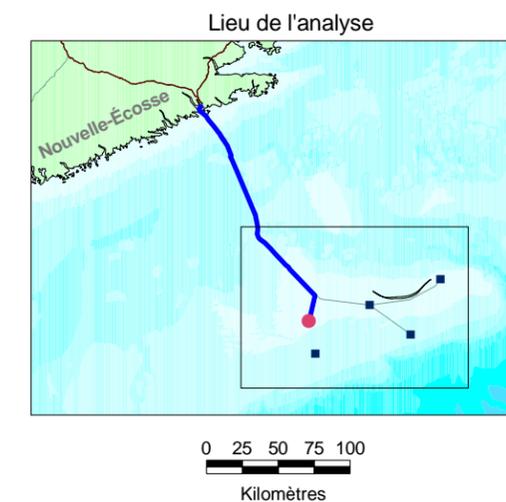
Entretien du matériel et refoulement de H₂S de l'installation de gaz acide
Concentrations moyennes maximales au niveau du sol ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

 Tracé proposé du pipeline d'EnCana
 Pipeline du PEES



Caractéristiques de la carte
Projection: Transversale universelle de Mercator
Zone: 20
Plan de comparaison : NAD 83
Échelle : 1 : 500 000
Quadrillage : 1° en lat./long.

Date du modèle : 13 septembre 2002
Date d'impression: 17 septembre 2002



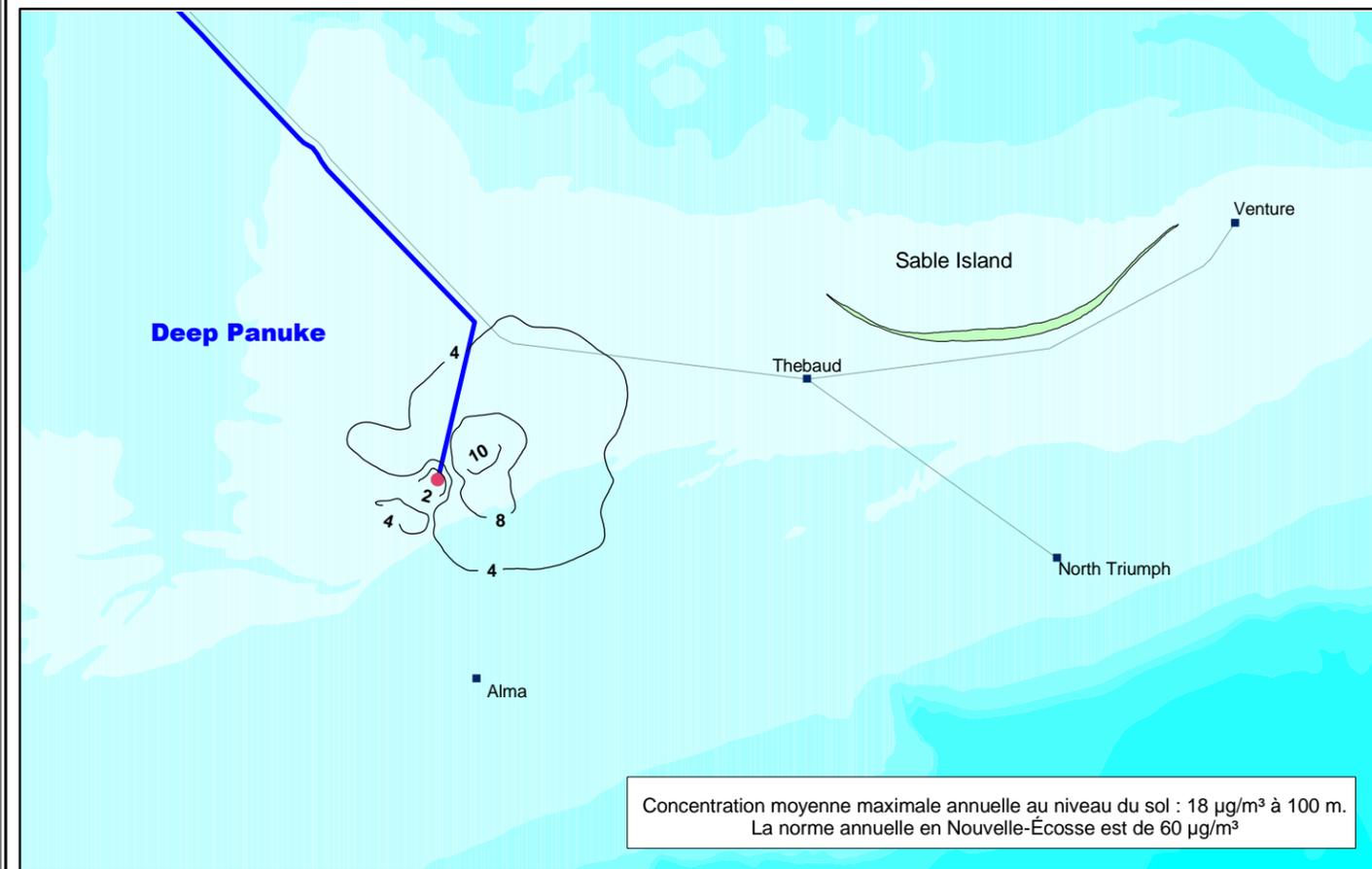
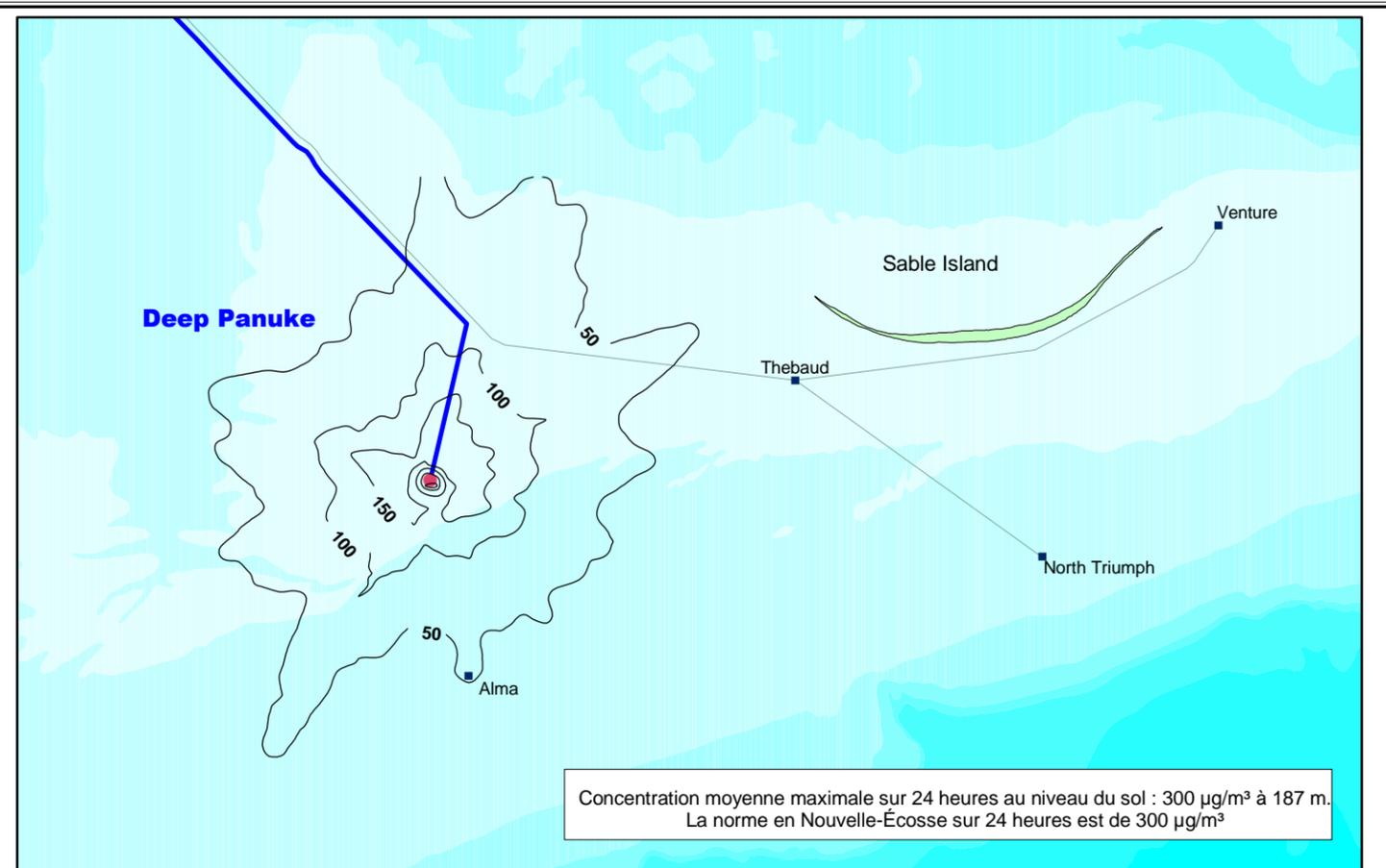
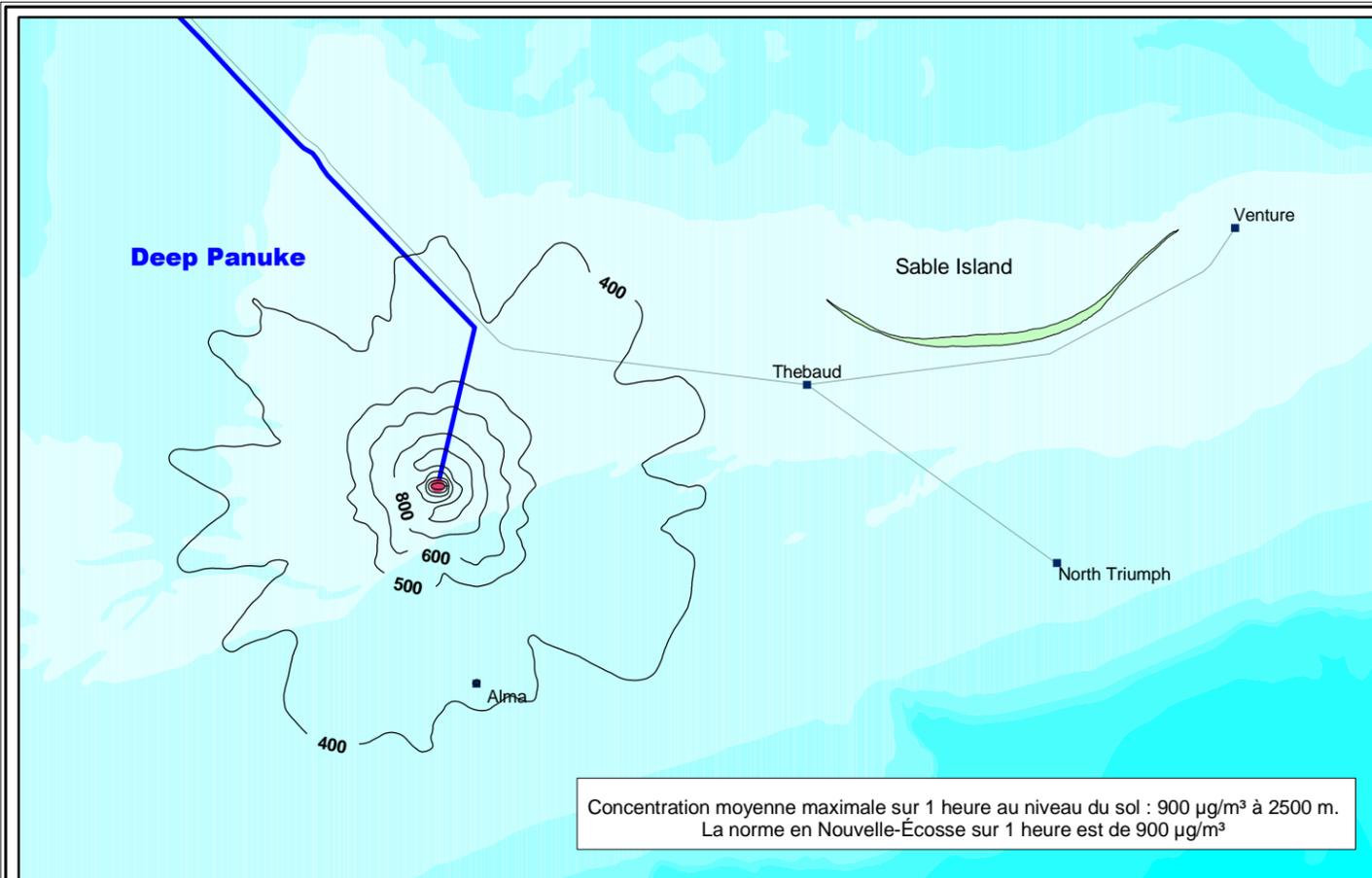
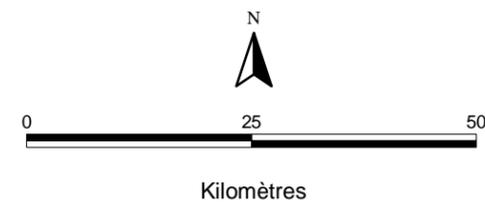


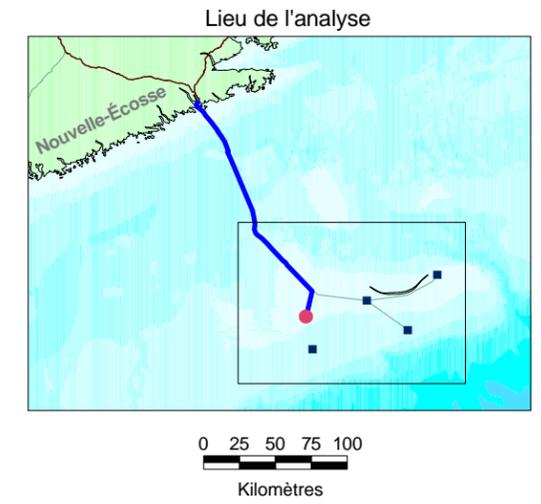
Figure 5
Projet de Deep Panuke
 Entretien du matériel et refoulement
 de SO₂ de l'installation de gaz acide
 Concentrations moyennes
 maximales au niveau du sol (µg/m³)

 Tracé proposé du pipeline
d'EnCana
 Pipeline du PEES



Caractéristiques de la carte
 Projection: Transversale universelle de Mercator
 Zone: 20
 Plan de comparaison : NAD 83
 Échelle : 1 : 800 000
 Quadrillage : 1° en lat./long.

X:\Projects\NovaScotia\NSD15999\AV_Projects\AirQuality\Ariquality_08_26_02.apr



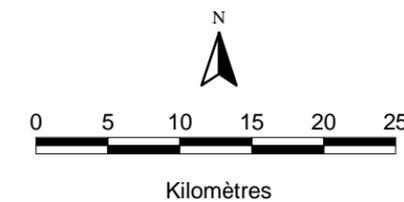
Date du modèle : 13 septembre 2002
 Date d'impression : 17 septembre 2002

Figure 6

Projet de Deep Panuke

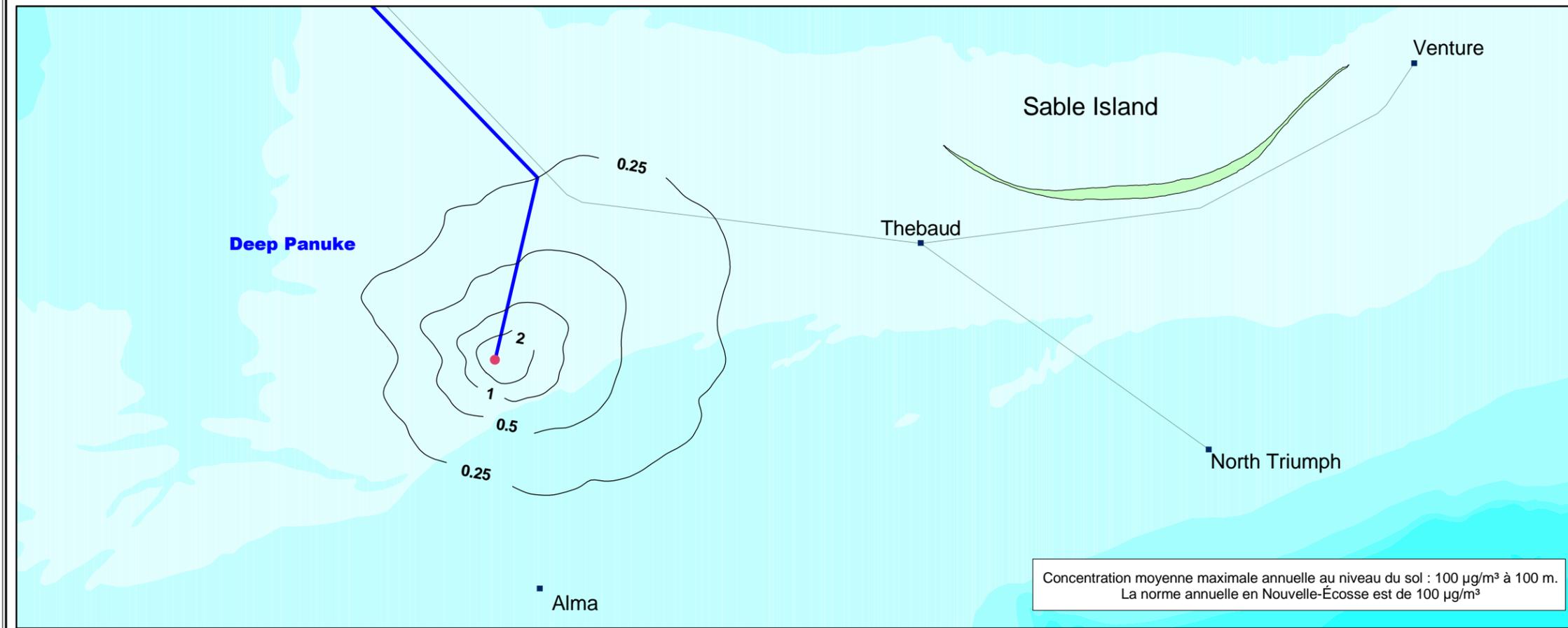
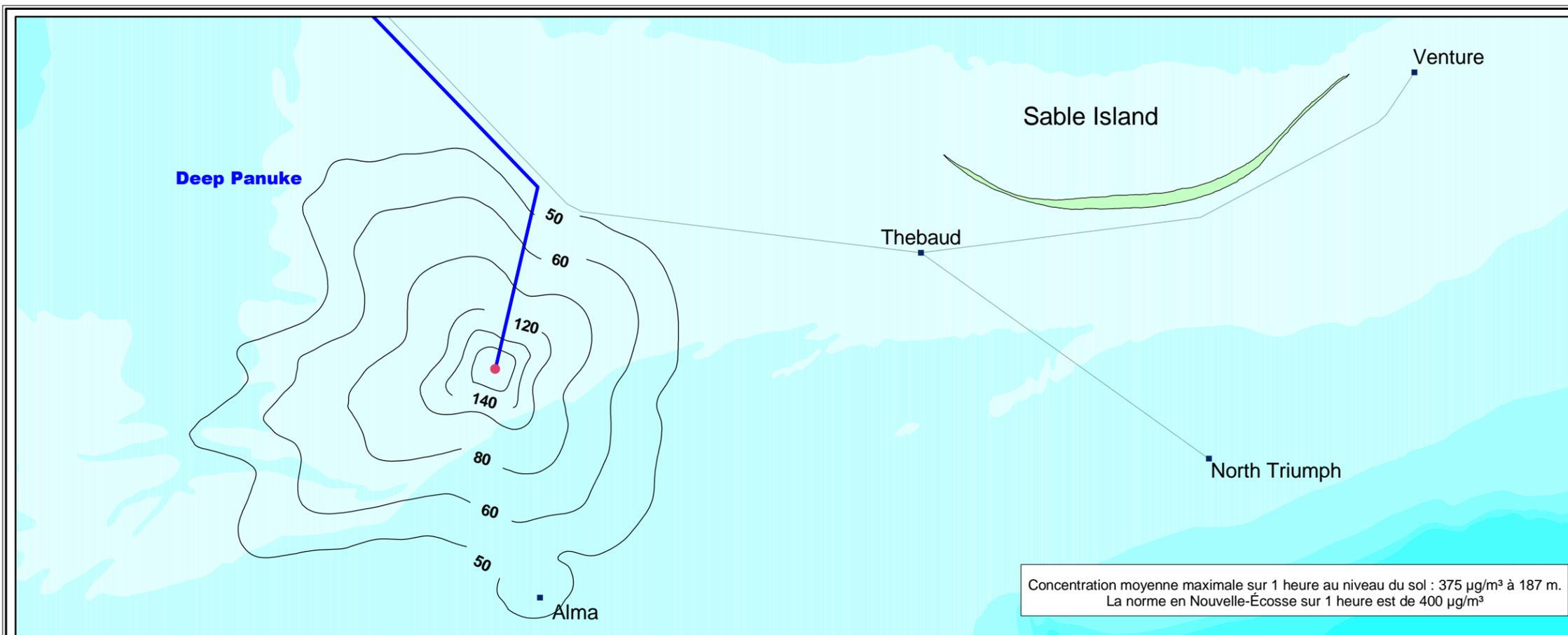
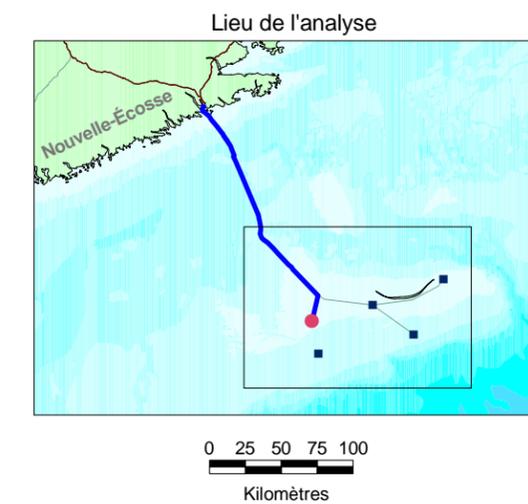
Entretien du matériel et refoulement de NOx de l'installation de gaz acide
Concentrations moyennes maximales au niveau du sol ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

-  Tracé proposé du pipeline d'EnCana
-  Pipeline du PEES



Caractéristiques de la carte
Projection: Transversale universelle de Mercator
Zone: 20
Plan de comparaison : NAD 83
Échelle : 1 : 500 000
Quadrillage : 1° en lat./long.

Date du modèle : 13 septembre 2002
Date d'impression: 17 septembre 2002



2 MODÉLISATION DE LA DISPERSION DE L'EAU PRODUITE

Cette section décrit la méthodologie et les résultats de la modulation du rejet d'eau produite. Le sous-paragraphe 2.4.1.7 du REA indique les taux estimés d'eau produite et décrit les procédés de traitement et de rejet du Projet.

Le taux de dilution d'eau refroidie-eau produite actuellement évalué est de 68:1. Le modèle de dispersion (décrit ci-dessus) utilisait un taux de dilution encore plus prudent d'environ 48:1, lequel s'appuyait sur l'évaluation de la quantité d'eau produite dont on disposait au début de la conception du programme Deep Panuke. Des renseignements plus récents sur le modèle de réservoir ont permis de réduire la quantité d'eau produite prévue de 65 m³/h à 45 m³/h. Cette diminution du taux de rejet maximal permet de présumer que les conclusions du modèle de dispersion sont raisonnables et que, par conséquent, ses résultats demeurent valides.

Les éléments suivants ont pour objectif de clarifier, corriger et compléter la modélisation de la dispersion de l'eau produite initialement et présentée à l'annexe A de l'EIE. Cette dernière prévoyait autour du rejet des taux de dilution de l'eau produite de 500:1 à 1000:1. Une modélisation en champ lointain a été effectuée sur un mois, pour déterminer les vitesses des courants de marées, à l'aide d'un modèle à plaque d'une résolution horizontale de 20 m et d'une épaisseur de 10 m. Les clarifications, compléments et corrections apportés sont les suivants :

1. L'application à l'eau produite par les puits des taux de dilution est clarifiée. En effet, le rejet total comprenant également l'eau de refroidissement extraite de l'océan, le taux de dilution de l'eau refroidie-eau produite du rejet est de 48:1. Les taux de 500:1 à 1000:1 énoncés dans l'EIE s'appliquent à la composante d'eau produite seulement.
2. Les hypothèses et les résultats de la modélisation en champ proche du panache ont été omises dans l'EIE. L'analyse en champ proche est présentée ci-dessous.
3. Les concentrations en hydrocarbures présentées dans l'EIE étaient inexactes. En effet, les résultats initiaux présentés dans l'EIS s'appuyaient sur l'hypothèse, erronée, selon laquelle les rejets totaux pouvaient contenir jusqu'à 40 mg/L d'hydrocarbures. En réalité, seule la composante d'eau produite (traitée) pourrait contenir autant d'hydrocarbures. Les concentrations en hydrocarbures modélisées indiquées dans l'EIE étaient donc surestimées. Une procédure permettant le calcul de la concentration marine de n'importe quel constituant, à partir du taux de dilution des rejets totaux est mentionnée plus bas. (Remarque : Il s'agit d'une modélisation prudente, car EnCana s'efforce d'atteindre un objectif d'hydrocarbures dans l'eau de 25 mg/L; les Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers fixent, quant à elles, la limite à 30 mg/L (moyenne sur 30 jours).)

2.1 Dilution initiale

Dans sa conception, le Projet se propose de diluer l'eau produite ($65 \text{ m}^3/\text{h}$) avec de l'eau refroidie ($3000 \text{ m}^3/\text{h}$), avant de la rejeter, selon un taux de 48:1. Le flux total sera rejeté à partir d'un caisson vertical de 122 cm (48 po) de diamètre, qui se prolongera 10 m sous la surface de l'océan. Le rejet sera flottant en raison de la chaleur apportée par l'eau de refroidissement; sa dilution sera donc amplifiée avant qu'il atteigne la surface sous forme de panache turbulent. Cela aura pour effet d'augmenter le taux de dilution de 10:1 à 20:1 dans le champ proche (voir l'analyse en champ proche, ci-dessous). Ainsi, le taux de dilution total moyen de l'eau produite en champ proche s'établira entre 500:1 et 1000:1.

2.2 Analyse en champ proche

La section transversale du caisson de rejet est de $1,17 \text{ m}^2$. Le taux total de rejet est de $0,87 \text{ m}^3/\text{s}$, avec une vitesse initiale du jet de $0,81 \text{ m/s}$. Le rejet sera d'une température de 20° supérieure à la température ambiante et sera flottant. Par conséquent, la descente verticale du jet sera limitée par les forces de flottaison. D'après les données de températures et de densités saisonnières, on évalue que la descente du panache s'arrêtera au bout de 25 secondes en hiver et 12 secondes en été. Le courant de marée moyen est de 25 cm/s . La prise d'eau de refroidissement sera située à environ 15 m de profondeur. La modélisation servira à vérifier que :

- a) le panache n'atteint pas la profondeur de la prise d'eau;
- b) la dilution initiale pendant la phase d'ascension due aux forces de flottabilité est de l'ordre de 10:1 à 20:1;
- c) à la surface, le panache se caractérise par des dimensions horizontales équivalentes à la résolution du modèle en champ lointain (cellules de $20 \text{ m} \times 20 \text{ m} \times 10 \text{ m}$);
- d) le débit ambiant est assez puissant pour supporter la dilution continue – ce comportement initial donne à penser qu'il est raisonnable d'utiliser la modélisation en champ lointain, qui s'appuie sur une résolution horizontale de 20 m dans un modèle à plaque de 10 m d'épaisseur.

2.2.1 Modélisation du panache en champ proche

L'étude du comportement en champ proche du panache a été menée à l'aide du modèle UPLUMES de l'EPA. Les premières exécutions effectuées sans courant ambiant ont démontré que le panache descendrait d'environ 5 m à la sortie du caisson, avant de remonter à la surface. Le modèle ne décrit pas la dilution durant l'ascension verticale d'un rejet flottant dirigé vers le bas (les résultats en champ proche ne concernent que la phase de descente). Cependant, l'approche adoptée a été prudente, afin de modéliser le cas d'un rejet horizontal. Le modèle a été exécuté pour des conditions hivernales sans stratification et des conditions estivales avec stratification, en prenant pour hypothèse une différence de salinité de 1 ppt entre la surface et le fond. Les exécutions estivales présumaient une prise d'eau située à la surface (salinité inférieure) et au fond de l'eau (salinité supérieure), afin d'évaluer la sensibilité à la

salinité. Les données d'entrée et le sommaire des données de sortie d'UPLUMES sont présentées ci-dessous.

Hiver – Sans stratification

Données d'entrée

tot flow	# ports	port flow	spacing	effl sal	effl temp	far inc	far dis		
0.87	1	0.8700	100	32	21	20	10000		
port dep	port dia	plume dia	total vel	horiz vel	vertl vel	asp coeff	print frq		
10	1.17	1.17	0.8092	0.8092	0.000	0.1	1		
port elev	ver angle	cont coef	effl den	poll conc	decay	Froude #	Roberts F		
25	0	1.000	22.2399	1	0	4.129	54.70		
hor angle	red space	p amb den	p current	far dif	far vel	K:vel/cur	Stratif #		
90	100.00	25.6623	0.2500	0.0005	0.25	3.237	0.000		
depth	current	density	salinity	temp	amb conc	N (freq)	red grav.		
0	0.25	25.6623	32	1	0	0.000	0.03283		
35	0.25	25.6623	32	1	0	0.0002856	4.110		
						jet-plume	jet-cross		
						4.547	3.356		
						plu-cross	jet-strat		
						1.828			

Données de sortie

plume dep	plume dia	poll conc	dilution	hor dis	
m	m			m	
10.00	1.170	1.000	1.000	0.000	
...	
4.469	9.153	0.04672	21.34	27.51	-> surface hit

Été – Faible salinité à la prise d'eau

Données d'entrée

tot flow	# ports	port flow	spacing	effl sal	effl temp	far inc	far dis		
0.87	1	0.8700	100	31	35	20	10000		
port dep	port dia	plume dia	total vel	horiz vel	vertl vel	asp coeff	print frq		
10	1.17	1.17	0.8092	0.8092	0.000	0.1	1		
port elev	ver angle	cont coef	effl den	poll conc	decay	Froude #	Roberts F		
25	0	1.000	16.9653	1	0	3.016	29.18		
hor angle	red space	p amb den	p current	far dif	far vel	K:vel/cur	Stratif #		
90	100.00	23.3468	0.2500	0.0005	0.25	3.237	0.004031		
depth	current	density	salinity	temp	amb conc	N (freq)	red grav.		
0	0.25	23.1270	31	14	0	0.01452	0.06154		
35	0.25	23.8965	32	14	0	0.0005354	3.333		
						jet-plume	jet-cross		
						3.322	3.356		
						plu-cross	jet-strat		
						3.427	7.603		

Données de sortie

plume dep	plume dia	poll conc	dilution	hor dis
m	m			m
10.00	1.170	1.000	1.000	0.000
...
3.852	8.265	0.05366	18.52	17.03 -> surface hit

Été – Forte salinité à la prise d'eau

Données d'entrée

tot flow	# ports	port flow	spacing	effl sal	effl temp	far inc	far dis
0.87	1	0.8700	100	32	35	20	10000
port dep	port dia	plume dia	total vel	horiz vel	vertl vel	asp coeff	print frq
10	1.17	1.17	0.8092	0.8092	0.000	0.1	1
port elev	ver angle	cont coef	effl den	poll conc	decay	Froude #	Roberts F
25	0	1.000	17.7087	1	0	3.210	33.06
hor angle	red space	p amb den	p current	far dif	far vel	K:vel/cur	Stratif #
90	100.00	23.3468	0.2500	0.0005	0.25	3.237	0.004563
depth	current	density	salinity	temp	amb conc	N (freq)	red grav.
0	0.25	23.1270	31	14	0	0.01452	0.05433
35	0.25	23.8965	32	14	0	buoy flux	puff-ther
						0.0004727	3.474
						jet-plume	jet-cross
						3.535	3.356
						plu-cross	jet-strat
						3.025	7.603

Données de sortie

plume dep	plume dia	poll conc	dilution	hor dis
m	m			m
10.00	1.170	1.000	1.000	0.000
...
3.982	8.456	0.05219	19.06	18.47 -> surface hit

Les résultats démontrent que, en hiver, une dilution de 21:1 est obtenue à 28 m du caisson. À cet endroit, le centre du panache se trouve à 4,5 m sous la surface et sa partie supérieure atteint la surface. Par conséquent, son épaisseur est d'environ 9 m. Le diamètre (gaussien) du panache est également de 9 m. Les exécutions estivales donnent des résultats analogues. Ils indiquent que l'influence dynamique importante est la poussée thermique et le courant ambiant, et non la température ambiante ou la stratification. Le taux de dilution initiale est de 19:1, alors que le panache fait surface à une distance de 17 m à 19 m du caisson. Le diamètre (gaussien) du panache est de 8 m et son épaisseur est d'environ 8 m, lorsqu'il atteint la surface.

Ces résultats suggèrent qu'il est raisonnable de présumer des taux de dilution de 10:1 à 20:1 dans des courants moyens. Comme l'énonce l'EIE, les courants sur le site sont giratoires, donc rarement nuls. Cependant, dans le cas limite d'un courant ambiant nul, le modèle indique l'obtention d'un taux de dilution d'environ 5:1 lorsque le panache atteint la surface. Les dilutions modélisées sont supérieures à 20:1, lorsque le courant excède la valeur moyenne.

Selon la courant moyen, le débit océanique total traversant le côté de la cellule de 20 m x 20 m x 10 m du modèle en champ lointain est de 50 m³/s (ou plus, selon la direction du courant). Il s'agit d'une valeur environ 57 fois plus grande que le débit du rejet total de 0,87 m³/s. Ces données suggèrent que, en moyenne, le rejet aura tendance à s'éloigner rapidement de la cellule source sans former d'accumulation.

2.3 Rejet total, et concentrations en hydrocarbures et en H₂S – Résultats du modèle en champ lointain

2.3.1 Rejet total

Le choix de la résolution et des scénarios de modélisation en champ lointain exige inévitablement un compromis. Le modèle utilisé présumait une épaisseur de plaque équivalente au diamètre du panache issu de la modélisation en champ proche. La résolution horizontale a été définie à 20 m, c'est-à-dire le double du diamètre (gaussien) horizontal initial du panache en champ proche. Elle a donné de bons résultats, si l'on tient compte du moyennage et du filtrage effectués lors du traitement des résultats du modèle en champ lointain. Les résultats présentés correspondent aux niveaux les plus élevés obtenus dans chaque cellule durant la simulation d'un mois, après moyennage sur une heure. La dilution du rejet total s'étend d'environ 5:1 (concentration du rejet total de 20 %) à la cellule source, à environ 50:1 (concentration du rejet total de 2 %) à 500 m de la cellule source, comme l'illustre la figure 1.

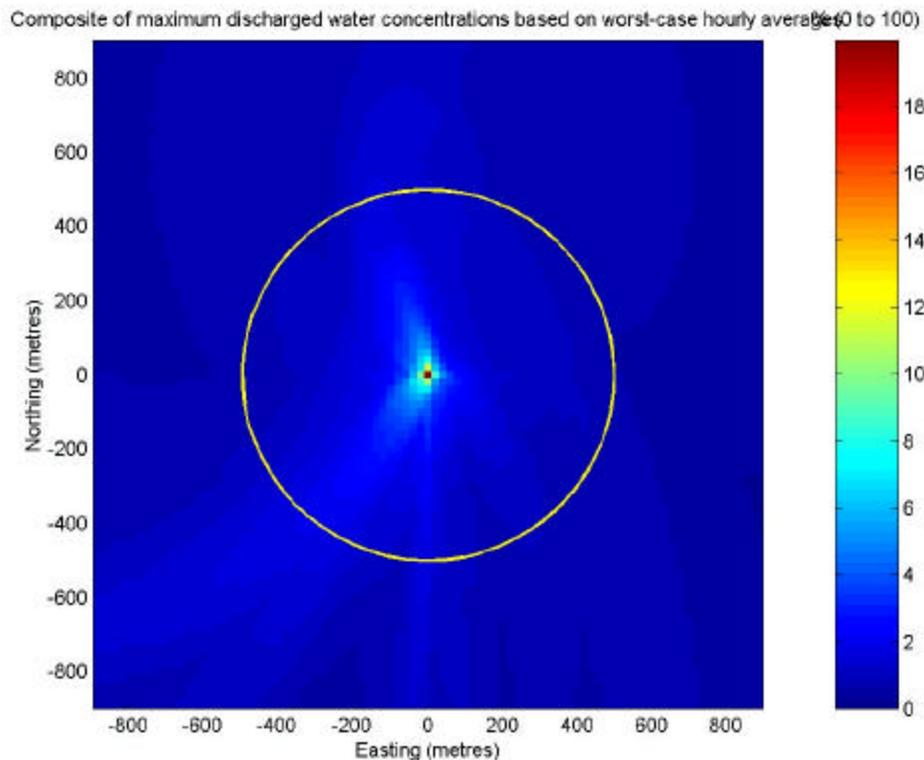


Figure 7 Concentration maximale de l'eau rejetée selon la moyenne sur une heure du pire cas

La concentration au niveau de la cellule source obtenue pour le pire cas est en accord avec les résultats du modèle en champ proche avec courant ambiant nul. Il est à noter que les fortes concentrations prédites près de la cellule source sont dues aux rares périodes durant lesquelles le courant est faible, laissant la concentration du rejet s'accumuler près du caisson. Pour la plus grande partie de la simulation, les concentrations sont nettement inférieures.

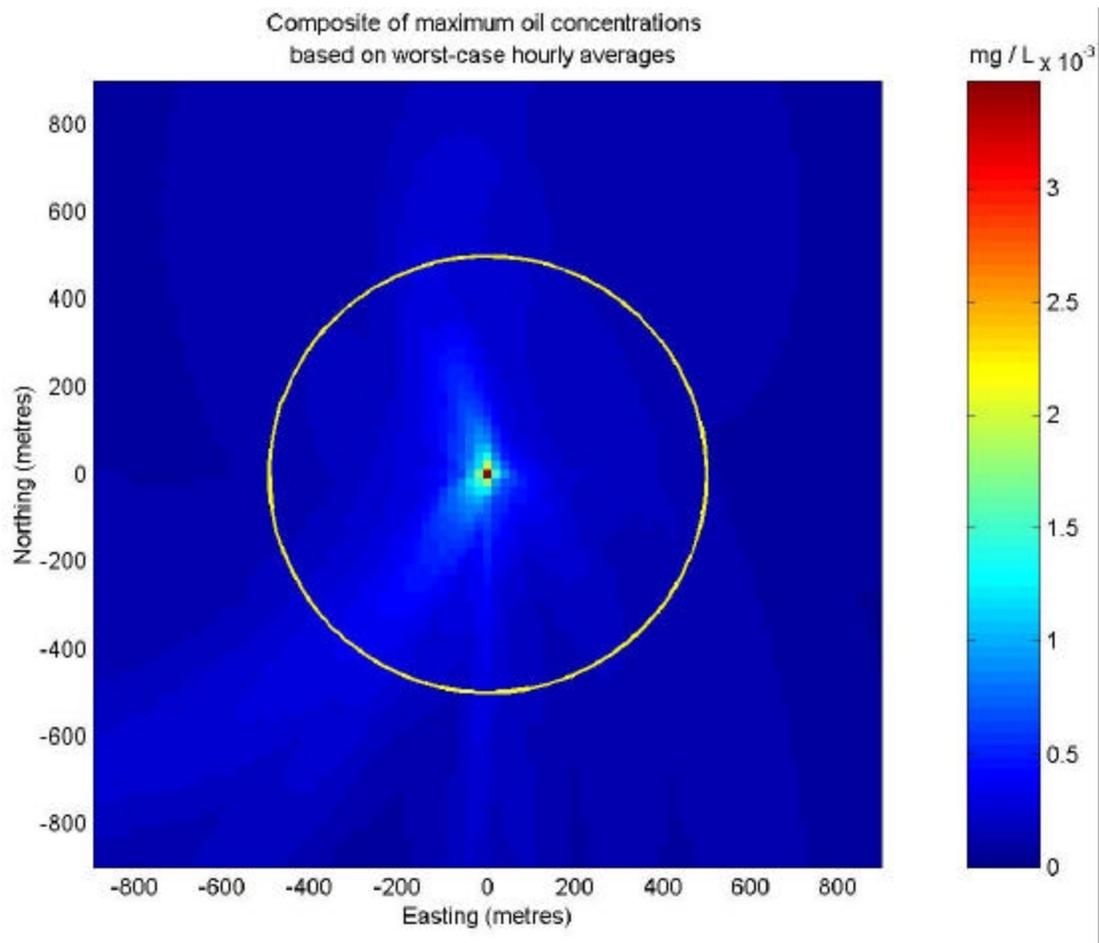
2.3.2 Concentrations en hydrocarbures

L'eau produite est traitée de façon à réduire sa concentration en hydrocarbures sous les 40 mg/L, sur une moyenne pondérée de 30 jours, et son contenu en H₂S, entre 1 ppm et 2 ppm. (Remarque : Il s'agit d'une modélisation prudente, car EnCana s'efforce d'atteindre un objectif d'hydrocarbures dans l'eau de 25 mg/L; les Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers fixent, quant à elles, la limite à 30 mg/L (moyenne sur 30 jours).). L'eau produite (débit d'environ 65 m³/h) est ensuite mélangée à l'eau de refroidissement (débit d'environ 3000 m³/h), soit un taux de dilution de 48:1.

Les résultats composites correspondant à la moyenne maximale sur une heure du pire cas sont illustrés aux figures 2 et 3. La figure 2 indique que la concentration en hydrocarbures la plus élevée est de 0,0035 mg/L, près de la conduite d'évacuation. La concentration moyenne maximale sur une heure tombe à moins de 0,001 mg/L à 200 m de la conduite. La figure 3 montre que, si la totalité des hydrocarbures de l'eau produite contenue dans la colonne d'eau atteint la surface, une couche d'hydrocarbures d'environ 50 Fm se forme à proximité de la conduite d'évacuation. L'épaisseur de cette couche chute à moins de 10 Fm, à 200 m de la conduite.

2.3.3 Autres contaminants présents dans l'eau produite

La concentration des autres contaminants dans l'eau produite peut être évaluée par échelonnage à partir de la dilution totale du rejet, après avoir laissé l'eau produite se dissoudre dans le rejet total. Par exemple, une teneur de H₂S dans l'eau produite de 1 ppm correspond à une concentration marine de 0,004 ppm (1 ppm x 20 % / 100 / 48), à la cellule source, à 0,0004 ppm (1 ppm x 2 % / 100 / 48) à 500 m du caisson.



**Figure 8 Résultats de la modélisation de la dispersion de l'eau produite
(en présumant qu'il n'y a ni apparition du panache à la surface ni évaporation
d'hydrocarbures)**

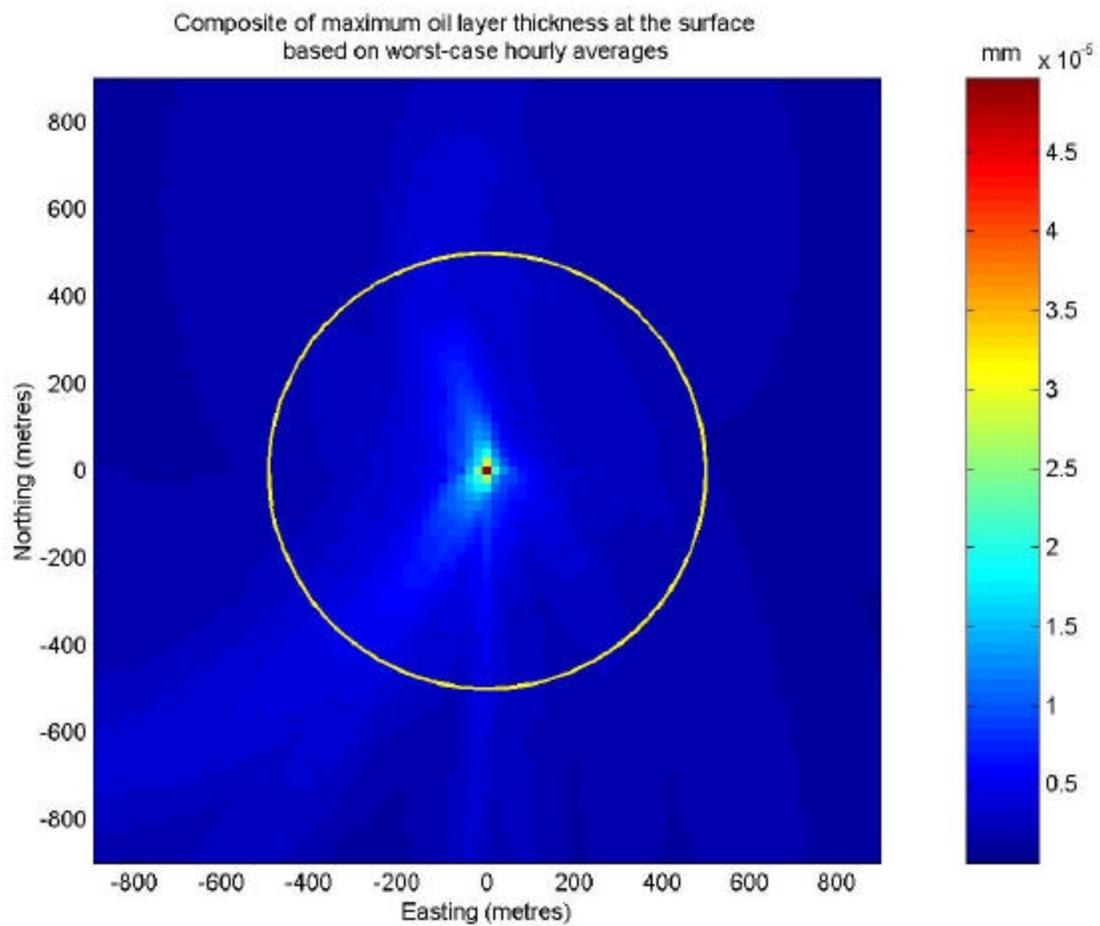


Figure 9 Résultat de la modélisation de la couche de surface de l'eau produite (pire cas : apparition totale à la surface, sans évaporation)

ANNEXE D

**INFORMATION SUR LES DOCUMENTS EN PRI PARATION DE GESTION DE
L'ENVIRONNEMENT DE ENCANA**

TABLE DES MATIÈRES

	Page No.
1	PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTALE1
2	PLAN DE PROTECTION ENVIRONNEMENTALE3
3	PLAN DE CONSTRUCTION EXTRACÔTIÈRE.....7
4	PPE DE LA CONSTRUCTION CÔTIÈRE10
5	PLAN DE SURVEILLANCE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX.....13
6	PLAN DE SURVEILLANCE DE L'ENVIRONNEMENT PHYSIQUE17
7	PLAN DE GESTION DES DÉCHETS20
8	PLAN DE GESTION DES PRODUITS CHIMIQUES23
9	PLAN D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT.....26
10	PLAN DE MESURES D'URGENCE.....30
11	PLAN DE COMPENSATION DES PÊCHERIES.....34
12	PLAN DE DÉCLASSEMENT36

1 PLAN DE GESTION ENVIRONNEMENTALE

Le Plan de gestion environnementale (PGE) du projet Deep Panuke sera élaboré pendant la phase d'études techniques détaillées du projet. L'information suivante fournit un aperçu du PGE et un échantillon de la table des matières aux fins de références.

But

Le but de ce document est d'orienter et de documenter l'approche de la mise en oeuvre de la protection environnementale en vertu du SGSSE. EnCana s'engage à protéger l'environnement et à exécuter ses opérations dans le respect des enjeux environnementaux; en outre, elle reconnaît l'importance de bien identifier et gérer les impacts et les risques environnementaux. EnCana s'engage à l'amélioration continue du rendement de l'environnement dans toutes ses opérations. Le PGE documentera les enjeux environnementaux et les procédures mises en oeuvre pour les gérer ou les atténuer, notamment les responsabilités, la formation, les exigences juridiques, la communication ainsi que la mesure et l'évaluation du rendement.

Portée

Ce document s'applique à toutes les opérations de la côte Est, côtières et extracôtières. L'ensemble du personnel et des tierces parties affectés aux opérations de la côte Est devra se conformer à ses exigences. Le PGE aborde tous les enjeux environnementaux potentiels associés au projet Deep Panuke. C'est un document d'entreprise d'ordre général à partir duquel tous les autres plans de protection et de surveillance de l'environnement seront documentés, évalués et communiqués.

Objectifs

L'objectif premier du PGE est de s'assurer que les risques environnementaux sont adéquatement identifiés et gérés et que les effets environnementaux, quelle que soit leur nature, sont atténués, minimisés et surveillés.

Système de gestion SSE

Ce document encadre la mise en oeuvre des buts et objectifs détaillés dans chaque point du Système de gestion des risques opérationnels d'EnCana, pour autant qu'ils concernent les enjeux environnementaux.

Exigences du PGE

Dans le cadre du SGSSE, l'équipe des opérations de la côte Est a élaboré des procédures et des processus pour s'assurer que toutes les activités opérationnelles se déroulent conformément aux exigences liées à la gestion de l'environnement suivantes :

- adhésion à une politique environnementale définie;
- respect des lois;
- identification d'enjeux et d'impacts environnementaux et élaboration d'objectifs environnementaux;
- élaboration d'un PGE;
- surveillance pour assurer l'amélioration continue du rendement environnemental.

Responsabilités

Tout le personnel d'EnCana, employé direct ou contractant, est tenu de protéger l'environnement et de respecter les exigences énoncées dans ce document. Cependant, le degré de responsabilité et de participation varie selon le poste occupé.

Le vice-président de l'équipe des opérations de la côte Est doit rendre compte de toutes les activités d'EnCana en plus de s'acquitter de sa responsabilité globale envers les enjeux environnementaux. Cette responsabilité globale est déléguée au personnel de gestion, tandis que les responsabilités détaillées sont déléguées aux gestionnaires et aux superviseurs concernés.

Le coordonnateur de la gestion des débris doit s'assurer que le SGSSE est efficacement communiqué et mis en oeuvre par l'équipe des opérations de la côte Est et de ses contractants. En outre, il doit s'assurer que ces procédures demeurent conformes aux lois et exigences du SGSSE appropriées.

Exemple de table des matières

1.0	INTRODUCTION
2.0	IDENTIFICATION, ÉTUDE ET ÉVALUATION DES ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX
3.0	ÉTABLISSEMENT D'OBJECTIFS ET DE BUTS ENVIRONNEMENTAUX
4.0	PRÉPARATION DES ÉVALUATIONS DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX
5.0	PRÉPARATION DES PLANS DE PROTECTION ENVIRONNEMENTALE
6.0	PLANS DE PROTECTION ENVIRONNEMENTALE ET DE SURVEILLANCE
7.0	COMMUNICATION ET PROCÉDURE DE TRAITEMENT DES PLAINTES
8.0	SURVEILLANCE ET VÉRIFICATION
9.0	GESTION ET RÉVISION DES DOCUMENTS

2 PLAN DE PROTECTION ENVIRONNEMENTALE

Le Plan de protection environnementale (PPE) du projet Deep Panuke sera élaboré pendant la phase d'études techniques détaillées, de concert avec les organismes de réglementation et les principaux groupes concernés. Un de ses objectifs sera d'assurer la mise en oeuvre des nombreux engagements envers l'environnement acceptés par EnCana, de l'évaluation environnementale au processus d'émission de permis. L'information suivante fournit un aperçu du PPE et un échantillon de la table des matières aux fins de références.

But

EnCana est le principal responsable du projet Deep Panuke et doit rendre compte de toutes les activités. Elle mettra en oeuvre des mesures de protection environnementale visant à atténuer les impacts potentiels découlant de ses activités, qui seront documentées dans un PPE. Ce document sera régulièrement mis à jour en cours de projet et conforme aux obligations légales et lignes directrices de l'OCNEHE.

Le PPE englobera des procédures de protection environnementale pour les activités générales communes à toutes les phases du projet. Il s'appliquera aux activités/phases suivantes : construction (côtière et extracôtière), forage, production et déclassement. Pour certaines activités, comme la construction (côtière et extracôtière), on produira des PGE distincts pour donner des directives claires et précises et bien orienter les employés et les contractants pendant ces phases de développement du projet, de courte durée, mais vitales. Pour ce qui est du déclassement, le PGE sera élaboré à une date ultérieure pour s'assurer que les mesures de protection sont conformes aux normes et pratiques exemplaires courantes de l'industrie.

Objectifs

Le PGE sera établi afin de bien orienter notamment le personnel du projet, y compris les contractants, sur les méthodes d'élimination ou de minimisation et d'atténuation des effets néfastes du projet sur l'environnement. Le PGE aura pour objectifs spécifiques de :

- s'assurer qu'EnCana respecte ses engagements envers la minimisation des impacts environnementaux;
- documenter les préoccupations environnementales, les exigences juridiques applicables et les mesures de protection appropriées;
- orienter clairement et adéquatement les employés et les contractants en ce qui concerne les procédures de protection environnementale et de minimisation des impacts environnementaux;

- doter le personnel d'un document de référence utilisable sur le terrain lors de la planification et/ou de la réalisation d'activités particulières;
- offrir une formation appropriée aux employés et contractants;
- communiquer les changements apportés aux procédures grâce au processus de révision prévu;
- fournir des procédures pour surveiller le respect des lois applicables.

Portée

Ce document s'applique à toutes les opérations de la côte Est, côtières et extracôtières. L'ensemble du personnel et des tierces parties affectés aux opérations de la côte Est sera avisé de se conformer aux exigences du PGE. Ce dernier sera révisé au moins une fois par année en cours de projet pour assurer son efficacité.

Système de gestion SSE

Le PGE sera, d'une part, un document pratique décrivant les exigences de protection environnementale et, d'autre part, un outil essentiel à l'orientation et la formation du personnel, en plus d'être une composante intégrale de l'inspection environnementale en vertu du SGSSE d'EnCana.

Le rendement environnemental sera examiné en cours de projet. Le PGE fera état des engagements pris par EnCana dans le REA et la DPMV, des règlements sur l'approbation et autres exigences réglementaires du projet en plus d'être un outil vital pour la compréhension et l'évaluation de ces engagements.

Exigences du PPE

Un volet important du PPE est la Surveillance de la conformité environnementale (SCE), qui garantit le respect des exigences réglementaires et des engagements environnementaux qu'a pris le promoteur. EnCana se servira de la SCE pour surveiller les normes de rendement élaborées dans le cadre du projet. La SCE consistera essentiellement à surveiller le respect des limites de rejets identifiées dans les Directives de traitement de déchets extracôtiers (DTDE) et les objectifs établis par EnCana.

Les procédures de la SCE seront clairement définies dans le PPE, notamment les protocoles de prélèvement, les responsabilités, les exigences de formation et la production de rapports. Le plan traitera des conditions normales et exceptionnelles et des urgences auxquelles on peut raisonnablement s'attendre. Plus particulièrement, le *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtère de la Nouvelle-Écosse* de l'OCNEHE prévoit l'élaboration d'un programme ayant pour but de surveiller les effets sur l'environnement naturel des opérations courantes de construction d'une installation de production et l'identification des mesures adoptées pour

les minimiser ou les atténuer. Les programmes de surveillance de conformité environnementale permettent de s'assurer que la composition des rejets opérationnels est conforme aux limites du PPE.

Le PPE est un document exhaustif qui fera aussi référence à plusieurs importants plans distincts : le Plan de gestion des déchets, le Plan de gestion des produits chimiques, le Plan d'intervention en cas de déversement, le Plan de surveillance des effets environnementaux et le Plan de compensation des pêcheries.

À des fins administratives, deux volets importants seront traités dans des documents distincts du PPE. Le PPE – construction côtière et le PPE – construction extracôtière seront utilisés pendant les phases de construction du projet et s'adresseront particulièrement aux contractants pour mettre en évidence les mesures de protection environnementale obligatoires pendant l'installation. Une fois que la phase de construction sera complétée, ces documents ne serviront pas pour les opérations permanentes.

Le PPE englobera les Codes de pratiques d'EnCana pour les régions exceptionnelles reconnues, soit l'île de Sable, le goulet de l'île de Sable et l'île Country. Le but est de fournir un guide pour le développement et la mise en oeuvre du projet Deep Panuke pour assurer la protection des environnements locaux valorisés et vulnérables. Tout le personnel et les contractants d'EnCana doivent se conformer à ces codes. Pour avoir plus de détails à leur sujet, consulter l'Annexe E de ce REA.

Responsabilités

Pour assurer le succès de la mise en oeuvre des procédures de protection environnementale, le PPE comprendra une description détaillée des rôles et responsabilités de tous les employés responsables de la protection de l'environnement. Cette description précisera l'orientation quant à l'obligation de rendre compte, aux directives de communication et aux liens hiérarchiques.

Exemple de table des matières

1.0	INTRODUCTION
1.1	But du PPE
1.2	Portée du PPE
1.3	Structure du PPE
1.4	Amélioration du PPE
2.0	RESPONSABILITÉS ET FORMATION
2.1	Rôles et responsabilités
2.2	Exigences de formation
3.0	PROCÉDURES GÉNÉRALES
3.1	Gestion des déchets
3.2	Gestion chimique
3.3	Transferts en vrac
3.4	Déversements
3.5	Traitement des eaux usées
3.6	Itinéraire du trafic d’approvisionnement maritime et aérien
3.7	Avitaillement et entretien des hélicoptères
3.8	Codes de pratiques environnementales
3.9	Programme d’observation des mammifères et oiseaux marins
4.0	ACTIVITÉS DE CONSTRUCTION
4.1	PPE de la construction côtière (document distinct)
4.2	PPE de la construction extracôtière (document distinct)
5.0	ACTIVITÉS DE FORAGE
5.1	Sélection des boues de forage
5.2	Destruction des boues et des déblais de forage
5.3	Mise à l’essai des puits
5.4	Forage de routine
5.5	Déversements et fuites
6.0	ACTIVITÉS DE PRODUCTION
6.1	Eau produite
6.2	Drainage des plates-formes
6.3	Émissions atmosphériques
7.0	OPÉRATIONS ET ENTRETIEN DES PIPELINES
7.1	Mise à l’essai et mise en service
7.2	Inspections de routine
8.0	SURVEILLANCE DE LA CONFORMITÉ ENVIRONNEMENTALE
9.0	LISTE DES PERSONNES-RESSOURCES

3 PLAN DE CONSTRUCTION EXTRACÔTIÈRE

Le PPE de la construction extracôtière du projet Deep Panuke sera élaboré pendant la phase d'études techniques détaillées, de concert avec les organismes de réglementation et les principaux groupes concernés. L'information suivante fournit un aperçu du PPE et un exemple de table des matières aux fins de références.

But

Le but du PPE de la construction extracôtière est d'encadrer la préparation de la section extracôtière du pipeline de transmission et des installations associées à la plate-forme de tête de puits (PFTP), la plate-forme de production (PP) et la plate-forme de commodités et de logements (PFCL).

Bien que ce plan soit une composante du PPE global de Deep Panuke, il constitue un document distinct à des fins administratives, car ce plan de construction concerne les activités de construction et les contractants; il ne sera donc plus utile une fois que la phase de construction du projet sera complétée.

Portée

Le PPE fournira une stratégie ayant pour but d'atténuer les impacts sur l'environnement au moyen d'une approche et de procédures planifiées qui seront mises en oeuvre pendant la phase d'installation de la plate-forme extracôtière et du pipeline. Il couvrira l'ensemble des installations, du point de marée basse à Bettys Cove jusqu'à l'installation de production extracôtière, soit une distance approximative de 175 km.

Objectifs

Les objectifs du PPE de la construction extracôtière seront de fournir une orientation précise, notamment au personnel, y compris les contractants, sur les moyens d'atténuer les effets néfastes sur l'environnement pendant les différentes opérations de construction des installations et du pipeline extracôtiers.

Système de gestion SSE

Le PPE de la construction extracôtière sera élaboré conformément aux lignes directrices de la Section 5 «Préparation des plans de protection environnementale» du Système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement (SSE) d'EnCana. Ce document constitue une composante intégrale du PPE global d'EnCana.

Exigences du PPE de la construction extracôtière

Le PPE de la construction extracôtière est un document pratique et utilisable sur le terrain qui :

- expose les engagements d'EnCana, tels que cités dans le REA, pour atténuer les effets potentiels sur l'environnement extracôtier;
- résume les enjeux environnementaux et les exigences juridiques applicables aux activités extracôtières du projet;
- donne des directives concises et claires au personnel, y compris les contractants, sur les mesures de protection de l'environnement extracôtier et les mesures d'atténuation des effets potentiellement néfastes sur l'environnement extracôtier pendant la phase de construction du projet;
- expose les étapes de surveillance de la conformité aux règlements applicables;
- constitue une base en matière d'orientation environnementale et de programmes de formation pour le personnel et les contractants d'EnCana.

Responsabilités

Pour assurer le succès de la mise en oeuvre des procédures de protection environnementale, le PPE comprendra une description détaillée des rôles et responsabilités de tous les employés responsables de la protection de l'environnement. Cette description précisera l'orientation quant à l'obligation de rendre compte, aux directives de communication et aux liens hiérarchiques.

Exemple de table des matières

1.0	INTRODUCTION
1.1	Distribution
1.2	Procédures d'entretien et de révision
1.3	But et portée
1.4	Structure
2.0	RESPONSABILITÉS ET FORMATION
3.0	RESSOURCES ENVIRONNEMENTALES ET MESURES DE PROTECTION
3.1	Corridor du pipeline côtier
3.2	Corridor du pipeline extracôtier
3.3	Ressources à proximité des installations de production
3.4	Espèces en péril et aires de fragilité écologique élevée
4.0	LIGNES DIRECTRICES ET RÈGLEMENTS
5.0	DESCRIPTION DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION ET DU PIPELINE
5.1	Tracé et emplacement des installations
5.2	Figure illustrant le tracé du pipeline
6.0	PROCÉDURES DE PROTECTION ENVIRONNEMENTALE POUR LA CONSTRUCTION DES INSTALLATIONS
6.1	Organigramme et responsabilités environnementales
6.2	Programme d'observation de la faune et du poisson
6.3	Avis aux navigateurs
6.4	Gestion des déchets
6.5	Avitaillement et transfert de carburant
6.6	Opérations de battage de pieux
6.7	Contrôle des biocides et inhibiteurs de corrosion
6.8	Gestion du bruit
6.9	Trafic maritime et station de surveillance
7.0	PROCÉDURES DE PROTECTION ENVIRONNEMENTALE POUR LA CONSTRUCTION DU PIPELINE
7.1	Organigramme et responsabilités environnementales
7.2	Programme d'observation de la faune et du poisson
7.3	Avis aux navigateurs
7.4	Travaux effectués près de Country Island
7.5	Obstacles à l'attrail de pêche
7.6	Protection de l'habitat du poisson
7.7	Opérations de dragage côtier
7.8	Dynamitage côtier
7.9	Mesures de contrôle des sédiments et approbations et procédures relatives à l'élimination en mer
7.10	Gestion du bruit
7.11	Avitaillement et transfert de carburant
8.0	DOCUMENTS ET RAPPORTS

4 PPE DE LA CONSTRUCTION CÔTIÈRE

Le PPE de la construction côtière du projet Deep Panuke sera élaboré pendant la phase d'études techniques détaillées, de concert avec les organismes de réglementation et les principaux groupes concernés. L'information suivante fournit un aperçu du PPE de la construction côtière et un exemple de table des matières aux fins de références.

But

Le but du PPE de la construction côtière est d'encadrer la préparation de la section côtière du pipeline d'acheminement et des installations associées. Bien que ce plan soit une composante du PPE global de Deep Panuke, il constitue un document distinct à des fins administratives, car ce plan de construction concerne les activités de construction et les contractants; il ne sera donc plus utile une fois que la phase de construction du projet sera complétée.

Note : Selon les études de l'environnement, le tracé du pipeline peut éviter les passages de cours d'eau, les marécages et les espèces menacées. Les observations préliminaires indiquent que les puits de mine d'or abandonnés (depuis l'exploitation minière du début du 20^e siècle et de la fin du 19^e) sont remplis d'eau et de débris et que par conséquent, ne semblent pas servir de lieu d'hibernation aux petites chauves-souris brunes. Ces constatations seront confirmées par la réalisation d'un relevé topographique et d'une étude environnementale approfondie de l'emprise routière du pipeline. Il n'y a aucun puits résidentiel à moins de 900 m de l'emprise routière, et il y a peu de risques de rencontrer des roches génératrices d'acide dans le couloir du pipeline. Le PPE fera référence au document intitulé *Erosion and Sedimentation Control Manual for Construction Sites* et au règlement intitulé *Sulphide Bearing Materials Disposal Regulations* et comprendra des mesures précises, adaptées aux éléments qui se présenteront sur le tracé du pipeline.

Portée

Le PPE de construction côtière fournira une stratégie ayant pour but d'atténuer les impacts sur l'environnement au moyen d'une approche et de procédures stratégiques qui seront mises en oeuvre pendant la phase d'installation du pipeline. L'emprise routière du pipeline s'étend du point de marée basse à Bettys Cove jusqu'à l'interconnexion avec le pipeline de transmission principal de Maritime and Northeast Pipeline (M&NP), soit une distance approximative de 3,5 km.

Objectifs

Les objectifs du PPE de la construction côtière seront de fournir une orientation précise, notamment au personnel, y compris les contractants, sur les moyens d'atténuer les effets néfastes sur l'environnement pendant la construction du pipeline côtier et des installations associées.

Système de gestion SSE

Le PPE de la construction côtière sera élaboré conformément aux lignes directrices de la Section 5 «Préparation des plans de protection environnementale» du plan de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement (SSE) d'EnCana. Ce document constitue une composante intégrale du PPE global d'EnCana.

Exigences du PPE de la construction côtière

Le PPE de la construction côtière sera un document pratique qui :

- expose les engagements d'EnCana, tels que cités dans le REA, pour atténuer les effets potentiels sur l'environnement côtier;
- résume les enjeux environnementaux et les exigences juridiques applicables aux activités côtières du projet;
- donne des directives concises et compréhensibles au personnel, y compris les contractants, sur les mesures de protection de l'environnement côtier et les mesures d'atténuation des effets potentiellement néfastes sur l'environnement côtier pendant la phase de construction du projet;
- expose les étapes de surveillance de la conformité aux règlements applicables;
- constitue une base en matière d'orientation environnementale et de programmes de formation pour le personnel et les contractants d'EnCana.

Responsabilités

Pour assurer le succès de la mise en oeuvre des procédures de protection environnementale, le PPE comprendra une description détaillée des rôles et responsabilités de tous les employés responsables de la protection de l'environnement. Cette description précisera l'orientation quant à l'obligation de rendre compte, aux directives de communication et aux liens hiérarchiques.

Exemple de table des matières

1.0	INTRODUCTION
1.1	Distribution
1.2	Procédures d'entretien et de révision
1.3	But et portée
1.4	Structure
2.0	RESPONSABILITÉS ET FORMATION
3.0	LIGNES DIRECTRICES ET RÈGLEMENTS
4.0	PROGRAMME D'AMÉNAGEMENT DU PIPELINE, TRACÉ ET MANIFESTATIONS AU MILIEU
5.0	SUBSTRAT ROCHEUX À TENEUR SULFUREUSE
5.1	Identification de substrat acide le long du corridor
5.2	Atténuation du ruissellement acide
6.0	MESURES DE PROTECTION ENVIRONNEMENTALE
6.1	Aires de pose
6.2	Stationnement des véhicules et de l'équipement
6.3	Passages de cours d'eau et protection de l'habitat du poisson
6.4	Ravitaillement des véhicules et de l'équipement
6.5	Nettoyage
6.6	Dynamitage
6.7	Contrôle de la sédimentation et de l'érosion
6.8	Mesures de contrôle des poussières
6.9	Mesures de contrôle du bruit
6.10	Heures de travail
6.11	Provenance et qualité du remblai
6.12	Restrictions relatives à l'accès à l'emprise
7.0	MESURES DE PROTECTION ENVIRONNEMENTALE ADAPTÉES AU SITE Seront définies par des études environnementales le long du corridor spécifié (conception des ponceux, reverdissement, remplacement d'habitat, etc.)

5 PLAN DE SURVEILLANCE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX

Le Plan de surveillance des effets environnementaux (PSEE) du projet Deep Panuke sera élaboré pendant la phase d'études techniques détaillées. L'information suivante fournit un aperçu du PSEE et un exemple de table des matières aux fins de références. Puisque les études techniques détaillées et l'élaboration du processus de réglementation (y compris les conditions d'approbation) ne sont pas encore complétées, il est trop tôt pour proposer un PSEE exhaustif étudiant les impacts potentiels du projet Deep Panuke. Toutefois, nous avons fourni un exemple de table des matières pour encadrer la révision du processus de réglementation.

But

On procède à la SEE pour vérifier les hypothèses émises sur les effets prévus dans l'Énoncé des incidences environnementales (EIE) et le REA et pour vérifier les modèles utilisés. La SEE a également pour but de :

- évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation mises en oeuvre;
- signaler rapidement des changements dans l'environnement;
- mieux comprendre les relations de cause à effet en matière d'environnement;
- inciter à des mesures de correction.

Grâce à la gestion adaptative, la SEE détectera et évaluera les changements dans l'environnement causés par le projet, fournissant ainsi une rétroaction essentielle aux gestionnaires des opérations qui peuvent apporter toute modification jugée nécessaire aux activités du projet.

Portée

La SEE permettra de surveiller les méthodes pour mesurer efficacement les effets potentiels sur l'environnement entre des activités sélectionnées du projet et des composantes importantes de l'écosystème. EnCana élaborera ces méthodes de SEE de concert avec l'ensemble des groupes concernés et des organismes de réglementation. La SEE s'intéressera à toutes les activités ou phases du projet, notamment la construction (extracôtière et côtière), le forage, la production et le déclassement.

Objectifs

L'objectif premier du PSEE est de fournir aux gestionnaires et aux organismes de réglementation l'information appropriée pour déterminer si les effets prévus avancés dans l'EIE sont plausibles ou si des stratégies d'atténuation supplémentaires sont nécessaires.

Systeme de gestion SSE

EnCana s'est engagée à la SEE dans le cadre du projet Deep Panuke et croit qu'un PSEE efficace est une composante vitale de son SGSSE. Grâce à un PSEE efficace, les gestionnaires seront alertés rapidement de tous effets environnementaux imprévus et pourront ainsi déterminer les changements ou ajustements nécessaires aux opérations. Le PSEE constitue également une assurance pour les groupes intéressés sur l'étendue des effets environnementaux prévus et respecte les engagements en matière de réglementation pour des programmes de suivi en vertu de la *LCEE* et de l'*OCNEHE*.

Le PSEE et les résultats seront continuellement revus en cours de projet, et les intéressés y auront accès. De plus, le PSEE sera un document important pour l'orientation et la formation du personnel et des contractants d'EnCana ainsi que pour l'évaluation du rendement de l'entreprise.

Les exigences du PSEE

La première étape dans l'élaboration du PSEE sera la confirmation, au moyen d'études techniques détaillées, de la relation de cause à effet entre les activités du projet et l'environnement. On procédera ensuite à une revue de la documentation pour déterminer les meilleures méthodes potentielles du PSEE afin de mesurer les activités du projet et leurs effets potentiels sur l'environnement. Enfin, on organisera des séances de consultation avec les groupes intéressés et les organismes de réglementation pour déterminer les principales espèces témoins et les méthodes faisables sur les plans technique et économique pour les surveiller. Il est important que toutes les structures de SEE soient rigoureusement analysées pour s'assurer qu'elles sont solides sur le plan statistique et fournissent des résultats applicables au processus décisionnel.

Bon nombre de programmes de SEE entrepris par les promoteurs sur la côte Est utilisent des méthodes similaires ayant donné des résultats similaires. Un des rôles de l'analyse de la pertinence des méthodes de SEE serait de déterminer si des méthodes similaires doivent être utilisées ou si de nouvelles méthodes, aux nouvelles perspectives, peuvent enrichir la base de connaissances sur la SEE sur la côte Est.

Le programme de SEE d'EnCana sera élaboré pour mesurer les effets précis et persistants des rejets et des émissions sur des organismes témoins clés pendant toutes les phases du projet (à court et à long termes).

EnCana favorise l'élaboration d'un mécanisme régional de SEE et s'efforcera d'en faire la promotion au cours des séances de consultation avec les groupes concernés et les organismes de réglementation. Selon elle, un mécanisme régional de SEE est la meilleure stratégie pour mieux comprendre les effets cumulatifs des activités de production d'hydrocarbures sur la plate-forme néo-écossaise. EnCana croit aussi que, en permettant au grand public d'avoir accès à l'information sur les effets environnementaux, l'évaluation des effets cumulatifs sera plus rapide que si les promoteurs travaillent individuellement.

À titre d'exemple de ce genre de programme régional, parlons des études sur les oiseaux souillés par les hydrocarbures réalisées par un zoologiste indépendant de la région, Z. Lucas, à l'île de Sable. EnCana a appuyé ce programme depuis 1993 et entend continuer de le faire tout au long du projet Deep Panuke. Elle s'est aussi engagée à mettre en oeuvre un programme de surveillance des oiseaux et mammifères marins, sous la supervision d'observateurs de pêcheries indépendantes, à qui elle a donné accès à ses installations et vaisseaux pour assurer une surveillance représentative des activités du projet.

Responsabilités

Pour assurer le succès de la mise en oeuvre de la SEE, le PSEE comprendra une description détaillée des rôles et responsabilités de tous les employés responsables de l'élaboration, de la mise en oeuvre et de la production de rapports dans le cadre de la SEE. Cette description précisera l'orientation quant à l'obligation de rendre compte, aux directives de communication et aux liens hiérarchiques.

Exemple de table des matières

1.0	INTRODUCTION
1.1	But
1.2	Portée
1.3	Structure
1.4	Entretien
2.0	RESPONSABILITÉS ET FORMATION
2.1	Rôles et responsabilités
2.2	Exigences de formation
3.0	ACTIVITÉS DU PROJET
3.1	Construction
3.1.1	Pipeline (côtier, semi-côtier et extracôtier)
3.1.2	Forage
3.1.3	Installation des treillis
3.2	Exploitation
3.2.1	Eau produite
3.2.2	Émissions atmosphériques
3.2.3	Bruit/lumières
3.2.4	Déversements
3.2.5	Opérations maritimes et aériennes
3.2.6	Pipeline
3.3	Mise hors service
3.4	Zones spéciales
4.0	MÉTHODES DE LA SEE
4.1	Critères décisionnels pour la sélection des méthodes
4.2	Survol des méthodes
4.2.1	Faisabilité technique et économique
5.0	CONSULTATION
5.1	Survol des groupes d'étude et rapports
5.2	Groupes concernés et organismes de réglementation compétents
6.0	MISE EN OEUVRE
6.1	Calendrier
6.2	Coûts
6.3	Logistique
7.0	DOCUMENTATION ET COMMUNICATIONS
8.0	MÉCANISME DE SEE RÉGIONALE
9.0	LISTE DE PERSONNES-RESSOURCES

6 PLAN DE SURVEILLANCE DE L'ENVIRONNEMENT PHYSIQUE

Les conditions météorologiques et océanographiques seront surveillées pendant la phase opérationnelle du projet. Les plans de ce programme de surveillance seront décrits dans le Plan de surveillance de l'environnement physique (PSEP). Ce document condensé donne un aperçu des exigences du PSEP et fournit un exemple de la table des matières. EnCana consultera les groupes et organismes de réglementation concernés aux fins de révision et d'approbation du PSEP de Deep Panuke avant le début des opérations.

But

Le document intitulé *Guidelines Respecting Physical Environmental Programs during Petroleum Drilling and Production Activities on Frontier Lands* de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE), avril 1994 (LDEP), fournissent des descriptions détaillées sur les exigences en matière de spécifications sur les instruments de mesure, d'étalonnage, de production de rapports et de conception, que le projet Deep Panuke respectera. Le but du PSEE est de fournir, d'une part, des spécifications pour assurer le respect des LDEP et, d'autre part, de l'information à EnCana sur la réalisation et la conception.

Objectifs

L'objectif premier du PSEE est d'abord de s'assurer de disposer de données météorologiques pour les phases de réalisation et de conception et ensuite qu'elles fassent l'objet d'un rapport et soient archivées à partir de toutes les installations extracôtiers d'EnCana.

Portée

Ce document s'applique à toutes les opérations de la côte Est, côtières et extracôtiers. L'ensemble du personnel et des tierces parties affectés aux opérations de la côte Est devra se conformer aux exigences du PSEP.

Exigences du PSEP

Des capteurs et instruments de mesure météorologiques et océanographiques seront déployés ou installés aux installations de Deep Panuke et reliés aux terminaux et appareils de traitement de signaux pour que les données soient visualisées et enregistrées conformément aux exigences de production de rapport. L'équipement comprendra des capteurs qui mesureront les paramètres suivants :

- vitesse et direction du vent;
- pression barométrique;
- température de l'air (thermomètre sec et mouillé);
- point de rosée;
- humidité relative;
- température à la surface de la mer;
- hauteur et période des vagues;
- direction et vitesse normales.

Les données météorologiques, sous forme de mesures et d'observations météorologiques synoptiques, seront enregistrées et transmises par le personnel de la plate-forme, qualifié en la matière. La présentation de ces observations est décrite dans le *Manuel d'observations météorologiques maritimes* (MANMAR), le *Manuel d'observations météorologiques de surface* (MANOBS) et le *message d'observation régulière pour l'aviation* (METAR). Les observations seront transmises aux installations côtières dans la présentation spécifiée.

Ces données seront transmises à une station météorologique qualifiée. En plus de fournir des prévisions météorologiques sur le site, la station à contrat compilera les données météorologiques et préparera le sommaire météorologique annuel. Dans le cadre de sa prestation de services, la station devra respecter les spécifications précisées dans les Lignes directrices sur l'environnement physique.

Responsabilités

Pour assurer le succès de la mise en oeuvre, le PSEE comprendra une description détaillée des rôles et responsabilités de tous les employés responsables de l'environnement. Cette description précisera l'orientation quant à l'obligation de rendre compte, aux directives de communication et aux liens hiérarchiques.

Exemple de table des matières

1.0	INTRODUCTION
1.1	Description
1.2	Portée
2.0	SURVOL
2.1	Exigences de surveillance météorologique
2.2	Exigences de surveillance océanographique
2.3	Exigences de surveillance supplémentaires
3.0	EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES
3.1	Lignes directrices sur l'environnement physique de l'OCNEHE
3.2	Autres exigences
4.0	ÉQUIPEMENT
4.1	Sélection d'équipement
4.2	Calibrage et mise à l'essai
4.3	Installation et emplacement d'équipement
5.0	PRÉVISIONS MÉTÉOROLOGIQUES
5.1	Exigences
5.2	Vérification
6.0	OBSERVATION MÉTÉOROLOGIQUE
6.1	Qualifications et formation des observateurs
6.2	Exigences d'élaboration de rapports et format
7.0	EXIGENCES D'ÉLABORATION DE RAPPORTS
7.1	Élaboration de rapports quotidiens MANMAR/METAR
7.2	Rapports de vérification annuels
7.3	Élaboration de rapports opérationnels
7.4	Archivage de rapports

7 PLAN DE GESTION DES DÉCHETS

Le Plan de gestion des déchets (PGD) du projet Deep Panuke sera élaboré pendant la phase d'études techniques détaillées. Ce plan décrira d'une part les sources variées de déchets produits pendant les différentes phases du projet et d'autre part les politiques et procédures élaborées pour assurer leur gestion et leur réduction. Il sera conforme au SGSSE des opérations de la côte Est et à toutes les exigences réglementaires applicables, notamment les règlements concernant le Système d'information sur les matières dangereuses utilisées au travail, la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* et le règlement intitulé *Nova Scotia Solid Waste Resource Management Regulations*. L'information suivante fournit un aperçu du PGD et un exemple de table des matières aux fins de références.

But

Le PGD a pour but de décrire les exigences ayant trait au contrôle et à la gestion des déchets par l'équipe des opérations de la côte Est et les contractants d'EnCana. Les déchets englobent tous les flux de déchets s'écoulant de l'installation ainsi que tous déchets identifiés.

L'équipe des opérations de la côte Est a établi des principes en matière de gestion des déchets, soit de s'efforcer continuellement de réduire le volume de déchets produits et de contrôler les concentrations de contaminants. Non seulement le plan tient compte des exigences réglementaires applicables, mais il respecte également le Système de gestion environnementale élaboré par l'équipe des opérations de la côte Est pour améliorer, sur une base permanente, le rendement de l'environnement à partir de pratiques exemplaires.

Objectifs

Le PGD a pour objectif premier d'identifier clairement toutes les exigences en matière de contrôle et de gestion des déchets pour l'ensemble des opérations de la côte Est. Les déchets sont contrôlés et gérés conformément aux exigences réglementaires et pratiques exemplaires.

Le PGD permettra d'élaborer une structure de contrôle et de gestion du rendement pour la gestion des déchets, englobant des éléments-cibles/objectifs précis à partir desquels le succès du programme sera mesuré. On produira des rapports annuels qui, d'une part, exposeront clairement les secteurs dans lesquels EnCana a respecté ou surpassé les objectifs établis et, d'autre part, identifieront les occasions d'amélioration continue. Ce plan, ainsi que les rapports annuels subséquents, seront soumis aux organismes de réglementation aux fins de révision avant le démarrage du projet.

L'objectif général est de réduire le volume de déchets résiduels nécessitant l'élimination à chaque étape du cycle de production de déchets, défini comme suit :

- **Réduction** Produire moins de déchets grâce à des pratiques plus efficaces
- **Réutilisation** Réutiliser les déchets sous leur forme originale
- **Recyclage** Reconvertir les déchets en matière réutilisable
- **Récupération** Extraire de la matière ou de l'énergie des déchets pour d'autres usages
- **Traitement** Détruire, détoxiquer et/ou neutraliser les déchets
- **Gestion des résidus** Élimination efficace des déchets résiduels

Portée

Ce document s'applique à toutes les opérations de la côte Est, côtières et extracôtières. L'ensemble du personnel et des tierces parties affectés aux opérations de la côte Est sera avisé de se conformer aux exigences du PGD.

Système de gestion SSE

Ce document sera élaboré conformément au Point 4 (Opérations et maintenance) du Système de gestion des risques opérationnels, selon lequel un système doit être mis en place pour surveiller les émissions et les déchets pour garantir le respect des exigences réglementaires.

Exigences du Plan de gestion des déchets

L'équipe des opérations de la côte Est a adopté une politique de gestion des déchets qu'elle entend respecter du début à la fin des opérations. En d'autres mots, elle a adopté un «devoir de diligence» en planifiant des activités de gestion des déchets pour minimiser les risques pour l'environnement et la santé et la sécurité des personnes à toutes les étapes du processus de gestion des déchets.

Pour se conformer à cette politique, chaque ministère/site/installation doit exposer ses mesures dans un PGD pour démontrer comment les déchets sont gérés et surveillés à chaque étape, de la production à l'élimination finale.

Responsabilités

Tout le personnel d'EnCana, employé direct ou contractant, est responsable de la gestion des déchets et tenu de respecter les exigences stipulées dans le PGD. Cependant, le degré de responsabilité et de participation variera selon le poste occupé. Par exemple, la responsabilité générale de s'assurer que tout le personnel des opérations de la côte Est et les contractants d'EnCana respectent le PGD pour que la gestion des déchets soit conforme aux règlements en vigueur incombe au vice-président des opérations de la côte Est.

Le coordonnateur de la gestion des débris guide et encadre tous les ministères et installations des opérations de la côte Est pour l'élaboration du plan. Il lui revient également de réviser et de mettre à jour les stratégies de gestion des déchets pour garantir le respect ou l'adhésion aux normes de gestion des déchets et exigences juridiques établies par l'équipe des opérations de la côte Est et d'assurer la disponibilité de programmes de formation pertinents pour le personnel et les contractants.

Exemple de table des matières

1.0	INTRODUCTION
1.1	Survol
1.2	Portée
1.3	Lois et lignes directrices applicables
1.4	Structure de la gestion des déchets et responsabilités afférentes
2.0	PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA GESTION DES DÉCHETS
2.1	Politique de gestion des déchets
2.2	Objectifs et buts de la gestion des déchets
3.0	CLASSIFICATION ET REPÉRAGE DES DÉCHETS
3.1	Classification
3.2	Repérage
4.0	ENTREPOSAGE ET TRANSPORT DES DÉCHETS
4.1	Planification de préélimination
4.2	Séparation
4.3	Transport
5.0	TRAITEMENT ET ÉLIMINATION
5.1	Prétraitement
5.2	Traitement et méthodes d'élimination
6.0	GESTION DU RENDEMENT ET CONTRÔLES
6.1	Communications
6.2	Enregistrement des données et modification des contrôles
6.3	Surveillance de la conformité
6.4	Gestion du rendement
6.5	Révision des méthodes de gestion
7.0	DOCUMENTATION CITÉE

8 PLAN DE GESTION DES PRODUITS CHIMIQUES

Le Plan de gestion des produits chimiques (PGPC) du projet Deep Panuke sera élaboré pendant la phase d'études techniques détaillées. L'information suivante fournit un aperçu du PGPC et un exemple de table des matières aux fins de références.

But

Le PGPC a pour but de fournir la politique et les procédures ayant trait à la gestion sécuritaire et efficace des produits chimiques à toutes les phases des opérations de la côte Est et de garantir le respect des lois et règlements [p. ex. le document intitulé *Offshore Chemical Selection Guidelines* (1999)].

Le document intitulé *Offshore Chemical Selection Guidelines* (OCSG) vise à fournir un cadre de sélection rigoureux pour les produits chimiques dans le cadre de la gestion de produits chimiques respectueuse de l'environnement utilisée lors des activités extracôtières de forage et de production. Les OCSG relèvent de l'Office national de l'énergie (ONE), de l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et de l'OCNEHE. Ces lignes directrices régissent les décisions relatives à la sélection des produits chimiques à utiliser au cours des activités extracôtières de forage et de production, ainsi que durant le traitement et l'élimination des produits chimiques sélectionnés.

L'équipe des opérations de la côte Est s'engage à minimiser les impacts nuisibles à l'environnement découlant de l'utilisation et de l'évacuation de produits chimiques pendant ses opérations. Des produits respectueux de l'environnement seront utilisés chaque fois qu'il est possible et viable sur le plan commercial de le faire.

Portée

Ce document s'applique à toutes les opérations de la côte Est, côtières et extracôtières. L'ensemble du personnel et des tierces parties affectés aux opérations de la côte Est sera avisé de se conformer aux exigences du PGPD.

Objectifs

Le PGPC a pour objectif d'élaborer et de mettre en oeuvre un Système de gestion des produits chimiques pour encadrer l'ensemble des opérations de la côte Est. Il vise précisément à :

- identifier les produits chimiques nécessaires;
- élaborer le processus de sélection des produits chimiques;
- établir les exigences du SIMDUT et du TMD pour les opérations;
- élaborer une base de données sur la gestion des produits chimiques incluant :
 - les exigences relatives à l'achat de produits chimiques;
 - les exigences de transport;
 - la gestion des produits chimiques;
 - l'utilisation/le recyclage des produits chimiques;
 - des données sur la sécurité;
 - l'élimination des déchets.

Système de gestion SSE

Ce document sera élaboré conformément au Point 4 (Opérations et maintenance) et au Point 9 (Documentation) du Système de gestion des risques opérationnels (SGRO). Le Point 9 établit qu'un système doit être mis en place pour s'assurer de disposer d'information à jour sur les dangers potentiels des matières utilisées dans les opérations.

Exigences du PGPC

L'équipe des opérations de la côte Est a adopté une politique régissant la sélection et l'utilisation de produits chimiques du début à la fin des opérations. En d'autres mots, elle a adopté un «devoir de diligence» en planifiant des activités de gestion des produits chimiques pour minimiser les risques pour l'environnement et la santé et la sécurité des personnes à toutes les étapes du processus de gestion des produits chimiques.

Pour se conformer à cette politique, chaque ministère/site/installation doit respecter les exigences de cette politique de gestion des produits chimiques pour démontrer comment les produits chimiques sont gérés et surveillés à chaque étape des opérations.

Le processus de gestion des produits chimiques a pour but de s'assurer que :

- l'achat, l'utilisation, l'entreposage, le transport et l'élimination éventuelle des produits chimiques sont exécutés de façon sécuritaire pour les personnes et l'environnement;
- des Fiches techniques sur l'utilisation sécuritaire de matériaux sont à la disposition des employés et contractants utilisant des produits chimiques;
- les risques associés aux produits chimiques sont évalués avant leur utilisation au moyen d'un processus d'évaluation des risques pour les opérations, et que ces évaluations sont communiquées aux utilisateurs de produits chimiques;
- l'équipe des opérations de la côte Est et les contractants affectés aux opérations de la côte Est reçoivent de la formation sur les produits chimiques.

Responsabilités

Pour assurer le succès de la mise en oeuvre des procédures de gestion des produits chimiques, le PGPC comprendra une description détaillée des rôles et responsabilités de l'ensemble du personnel du projet, y compris les contractants, qui achètent, utilisent, entreposent, transportent ou éliminent des produits chimiques. Cette description précisera l'orientation quant à l'obligation de rendre compte, aux directives de communication et aux liens hiérarchiques

Exemple de table des matières

1.0	BUT
2.0	PORTÉE
3.0	OBJECTIFS
4.0	EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES
5.0	POLITIQUE ET PROCÉDURES DE GESTION CHIMIQUE
6.0	RÔLES ET RESPONSABILITÉS
7.0	DÉFINITIONS ET TERMINOLOGIE
8.0	BASE DE DONNÉES SUR LA GESTION CHIMIQUE
9.0	RÉFÉRENCES

9 PLAN D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT

EnCana travaille actuellement à la mise à jour de son Plan d'intervention en cas de déversement (PID) pour ses activités de prospection extracôtière en Nouvelle-Écosse. Ce document sera bientôt transmis à l'OCNEHE ainsi qu'à d'autres organismes de réglementation aux fins de révision et d'approbation. EnCana entend procéder à la mise à jour du document pour assurer sa conformité au projet Deep Panuke. L'information suivante est un extrait tiré du PID.

But

Ce plan a pour but de fournir des lignes directrices pour intervenir en cas de déversements susceptibles d'être provoqués par les opérations d'exploitation extracôtière d'hydrocarbures en Nouvelle-Écosse. Selon l'historique de ce genre d'opérations au large de cette province, les produits hydrocarbonés les plus susceptibles de causer des déversements sont le gaz et le condensat. Cependant, mentionnons que ce plan prévoit aussi des interventions pour les trois degrés de gravité des déversements de pétrole brut. En troisième lieu, il prévoit les déversements susceptibles d'être provoqués par des épisodes sismiques avant le forage ou encore par les activités de construction. Des déversements de produits chimiques autres que le pétrole peuvent aussi se produire, et leur intervention reposera d'ailleurs sur ce cadre d'intervention.

Les déversements les plus plausibles sont les petits déversements opérationnels d'essence et de fluide de forage. Malgré la faible probabilité d'une éruption de gaz et de pétrole, le plan prévoit une intervention pour ce genre de déversement. En fait, il présente un cadre d'intervention, mais n'aborde pas les impacts environnementaux associés aux déversements potentiels. Pour chaque projet, ces impacts sont abordés dans l'Étude d'impact sur l'environnement. Ce plan sera continuellement mis à jour à mesure qu'avancent les opérations du projet Deep Panuke en Nouvelle-Écosse.

Portée

Ce document s'applique à toutes les opérations de la côte Est, côtières et extracôtières. L'ensemble du personnel et des tierces parties affectés aux opérations de la côte Est devra se conformer aux exigences du PID. Ce plan décrira aussi la philosophie et les stratégies d'EnCana par rapport aux interventions en cas de déversements. Bien que son objectif premier soit la prévention, il abordera aussi des sujets comme les interventions de base, l'information sur les personnes à contacter, la formation et les exercices pratiques et la production de rapports aux fins de réglementation. En outre, ce plan sera conforme au PMU d'EnCana en plus de décrire les aspects particuliers de la surveillance des effets des déversements sur l'environnement.

Objectifs

Ce plan d'intervention fournit de l'information qui :

- aide l'équipe d'intervention à planifier les interventions et à réagir aux déversements de façon sécuritaire, efficiente et efficace;
- décrit l'équipement et les techniques à utiliser en fonction du type de déversement;
- décrit l'équipement et les techniques à utiliser pour quantifier les effets des déversements sur l'environnement.

Système de gestion SSE

Ce document sera élaboré conformément au Point 10 (Planification des mesures d'urgence) du Système de gestion des risques opérationnels d'EnCana.

Exigences du PID

Ce plan comporte quatre principaux éléments :

- des renseignements généraux sur les déversements potentiels et les stratégies d'intervention;
- le plan d'intervention, qui décrit les actions à poser pour atténuer les effets d'un déversement;
- un plan de surveillance environnementale, qui décrit les actions à poser pour quantifier les dommages à l'environnement;
- des annexes présentant de l'information complémentaire, notamment des formulaires de rapports, des listes de personnes-ressources et l'équipement disponible.

L'obligation d'avoir un plan d'intervention en cas de déversement pour les opérations de forage dans les eaux de la Nouvelle-Écosse est énoncée dans le règlement intitulé *Nova Scotia Offshore Petroleum Drilling Regulations* en vertu de la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures*. En effet, ce règlement oblige le promoteur à préparer un plan d'intervention pour réagir à toute situation d'urgence pouvant raisonnablement survenir pendant des opérations de forage, notamment les déversements de pétrole ou autres polluants. Ce plan d'intervention doit être immédiatement accessible à chaque site de forage et toute installation auxiliaire.

Dans les zones externes aux opérations de forage, la *Loi sur la marine marchande du Canada* (LMMC) régit le contrôle de la pollution provenant des vaisseaux qui participent aux opérations de forage. Tous les vaisseaux de plus de 400 Gt doivent avoir à bord un plan d'intervention en cas de déversement de

pétrole dans les eaux canadiennes. C'est la Garde côtière canadienne (GCC) (Direction générale du sauvetage et de l'intervention environnementale), unité du ministère des Pêches et Océans, qui est chargée de superviser la préparation des plans d'urgence en cas de déversement de pétrole en mer.

Le pollueur doit, d'une part, mettre en place des mesures pour intervenir lors d'un incident et, d'autre part, nommer un superviseur des interventions (SI), responsable de diriger l'intervention conformément à un plan approuvé par le gouvernement. L'OCNEHE et la GCC sont chargés de superviser l'intervention pour s'assurer qu'elle est exécutée conformément au plan et le plus efficace possible. Règle générale, l'OCNEHE est chargé de la prévention et du contrôle de la pollution pour ce qui est des installations d'exploration et de production extracôtières, tandis que la GCC est chargée de la prévention et du contrôle de la pollution créée par les navires, en général.

Selon l'endroit et les circonstances du déversement, un certain nombre d'organismes fédéraux, provinciaux ou locaux peuvent fournir de la rétroaction sur l'intervention et enrayer les effets du déversement. La rétroaction de ces organismes sur l'intervention provient de l'équipe régionale des urgences environnementales (ERUE), dirigée par le coordonnateur régional des urgences environnementales (CRUE), un représentant d'Environnement Canada. Avant d'être utilisées, les techniques d'intervention non conventionnelles en cas de déversement de pétrole – par exemple les dispersants chimiques ou la destruction par combustion sur place – doivent être approuvées par Environnement Canada. Les demandes d'approbation relèvent de l'ERUE et sont évaluées cas par cas.

Responsabilités

Pour assurer le succès de la mise en oeuvre des procédures de protection environnementale, le PID comprendra une description détaillée des rôles et responsabilités de tous les employés responsables de la protection de l'environnement. Cette description précisera l'orientation quant à l'obligation de rendre compte, aux directives de communication et aux liens hiérarchiques.

Exemple de table des matières

1.0	INTRODUCTION
1.1	Philosophie de la société
1.2	Objectifs du plan
1.3	Portée et limites
1.4	Structure du plan
1.5	Exigences réglementaires
1.6	Autres plans
2.0	QUESTIONS DE PLANIFICATION
2.1	Identification des risques de déversement
2.1.1	Sources de déversement potentielles
2.1.2	Milieu récepteur
2.2	Stratégies d'intervention globales
2.3	Stratégies d'intervention graduelles
2.4	Interventions prioritaires
2.5	Structure de l'équipe d'intervention
2.5.1	Équipe d'intervention extracôtière
2.5.2	Équipe d'intervention côtière
2.6	Dispositions avec les ressources externes
3.0	PLAN D'INTERVENTION
3.1	Procédures d'intervention initiales
3.2	Avis internes et mobilisation de l'équipe d'intervention
3.3	Élaboration obligatoire d'un rapport initial
3.4	Évaluation des déversements
3.4.1	Gravité du déversement
3.4.2	Évaluation des dangers
3.4.3	Trajectoire et comportement de la nappe d'hydrocarbures
3.5	Surveillance
3.6	Mesures de prévention
3.6.1	Surveillance de la nappe
3.6.2	Confinement et récupération
3.6.3	Usage de dispersant
3.7	Achèvement du nettoyage et neutralisation
3.8	Documentation
3.9	Ressources disponibles et délais d'intervention des trois niveaux d'alerte
3.10	Mobilisation des contractants et de l'équipement nécessaire aux interventions en cas de déversement de pétrole
4.0	SURVEILLANCE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX
4.1	Début de la surveillance
4.2	Oiseaux marins
4.3	Mammifères marins pélagiques
4.4	Contamination et pollution des mollusques et crustacés et du poisson
4.5	Littoral de l'île de Sable
4.6	Surveillance de l'air

10 PLAN DE MESURES D'URGENCE

EnCana travaille actuellement à la mise à jour de son Plan de mesures d'urgence (PMU) pour ses activités de prospection extracôtière en Nouvelle-Écosse afin d'assurer sa conformité au projet Deep Panuke. L'information suivante est un extrait tiré du PMU.

But

Le PMU a été élaboré en tant que mesure d'intervention appropriée et uniforme dans le cas de situations d'urgence pouvant survenir durant les opérations d'EnCana. Il a été rédigé en tenant compte de l'organisation-satellite d'EnCana et du Plan de gestion des crises de la société, qui a pour but premier d'assurer la sécurité du personnel, du grand public et de l'environnement immédiat du projet. Il se veut un système de communication rapide des détails essentiels en situation d'urgence.

Portée

Ce document s'applique à toutes les opérations de la côte Est, côtières et extracôtières. L'ensemble du personnel et des tierces parties affectés aux opérations de la côte Est sera avisé de se conformer aux exigences du PMU.

Le PMU décrit des fonctions de commandement et de contrôle en cas de situation d'urgence et fournit les coordonnées d'organismes fédéraux, provinciaux et municipaux pouvant collaborer aux interventions. Pour certaines activités de construction, les plans de mesures d'urgence du contractant seront intégrés au PMU pour assurer leur pertinence et leur efficacité. Le PMU fournit des renseignements sur les niveaux d'alerte, la démarche d'avertissement, les tâches de l'équipe principale d'intervention, les équipes de soutien des salles de contrôle d'urgence (SCU), les numéros de téléphone d'urgence et différents formulaires et listes de vérification. Vous pouvez obtenir un exemplaire du PMU auprès de l'OCNEHE.

Le PMU sera mis à jour dans le cadre du projet Deep Panuke conformément au document intitulé *Guidelines for the Preparation of Emergency Response Plans* de l'ACPP et à la norme CAN/CSA-Z731-95 *Planification des mesures d'urgence pour l'industrie*. Les documents connexes du contractant viendront appuyer le PMU à mesure que le projet avance.

Parmi les situations d'urgence extracôtières abordées dans le PMU, mentionnons les suivantes :

- perte de contrôle d'un puits;
- bris d'un pipeline sous-marin;
- incident sur une plate-forme;
- échappement d'hydrogène sulfuré;
- collision;
- incident marin;
- incident aérien;
- cas de force majeure;
- feu/explosion;
- blessure grave/décès;
- déversement.

Parmi les situations d'urgence côtières abordées dans le PMU, mentionnons les suivantes :

- fuite de gaz;
- feu/explosion;
- défaillance/dommage d'une structure;
- défaillance/dommage d'une conduite d'écoulement;
- évacuation (personnel et résidents).

En cours de projet, EnCana s'attardera aussi à des dangers et des situations d'urgence particuliers au site et élaborera des plans au besoin. Un exemple de ces plans est le Plan d'intervention en cas de déversement, qui sera révisé et mis à jour dans le cadre du projet Deep Panuke.

Objectifs

Le PMU a pour objectif de fournir des méthodes d'intervention adaptées aux différents stades d'urgence : certaines préconisent des avertissements modérés sur la situation imminente, tandis que d'autres ne préconisent absolument aucun avertissement. Quand un avertissement est lancé, la période entre le signalement et le moment survient la situation s'appelle stade d'alerte. Cette alerte permet au personnel de gestion et opérationnel de se préparer à la situation imminente et d'atténuer ainsi les impacts négatifs potentiels. Si le personnel parvient à rétablir la situation, l'alerte est annulée et les opérations se poursuivent normalement.

Systeme de gestion SSE

Ce document sera élaboré conformément au Point 10 (Planification des mesures d'urgence) du Système de gestion des risques opérationnels d'EnCana.

Exigences du PMU

Le PMU est un plan visant à mettre en oeuvre et organiser les mesures à prendre et les responsables de ces mesures pour réduire les effets néfastes d'une situation d'urgence. Une alerte peut être déclenchée si on dispose de suffisamment de temps pour rassembler des données additionnelles et évaluer des mesures alternatives. Ce manuel permet aussi aux mesures et aux avertissements de passer harmonieusement du stade d'alerte au stade d'urgence, si la situation devait se transformer en urgence. La réaction à une situation d'urgence est par conséquent une suite au stade d'alerte.

Responsabilités

Pour assurer le succès de la mise en oeuvre du PMU, ce document comprendra une description claire des rôles et responsabilités de tous les employés. Cette description précisera l'orientation quant à l'obligation de rendre compte, aux directives de communication et aux liens hiérarchiques.

Le rôle du gestionnaire et du superviseur est de coordonner et de gérer les ressources de façon à obtenir un résultat optimal compte tenu du temps et des efforts consacrés. À cette fin, le PMU fournit des lignes directrices sur le moment de déclencher une alerte ou une urgence ainsi qu'une liste de vérification à l'intention du personnel responsable de la coordination d'une intervention en cas de situation d'urgence pouvant se révéler très stressante.

Exemple de table des matières

1.0	SURVOL
1.1	Philosophie de la société
1.2	Énoncé de la société
1.3	Glossaire des acronymes des interventions d'urgence
1.4	Codes de classification des alertes/urgences
1.5	Critères d'alertes
1.6	Structure de l'intervention extracôtière et de la chaîne de commandement
1.7	Équipe d'intervention côtière
1.8	Centre d'intervention côtier
1.9	Relations publiques en situation d'urgence
2.0	AVIS
2.1	Avis d'alertes/d'urgences
2.2	Centre d'intervention côtier
2.3	Liste de personnes-ressources
3.0	INTERVENTION EXTRACÔTIÈRE
3.1	Directeur de l'installation extracôtière
3.2	Équipe de commandement de l'intervention d'urgence
3.3	Toutes les situations d'alerte/d'urgence
3.4	Capitaine du navire de soutien
3.5	Plate-forme extracôtière/chef d'unité
4.0	INTERVENTION CÔTIÈRE
4.1	Équipe d'intervention
4.2	Chef de l'équipe d'intervention d'urgence
4.3	Gestion de l'exploitation
4.4	Enregistreur d'événements/Suiveur du personnel de bord
4.5	Perte de contrôle
4.6	Logistique
4.7	Opérateur radio côtier
5.0	LISTE DES CONTRACTANTS
6.0	RESSOURCES ADMINISTRATIVES
6.1	Équipe d'intervention-relations média
6.2	Équipe d'intervention-relations familiales
6.3	Équipe chargée de communiquer avec les plus proches parents
6.4	Finance et administration

ANNEXES

11 PLAN DE COMPENSATION DES PÊCHERIES

Le Plan de compensation des pêcheries (PCP) du projet Deep Panuke sera élaboré pendant la phase d'études techniques détaillées de concert avec l'industrie de la pêche. L'information suivante fournit un aperçu du PCP et un exemple de table des matières aux fins de références.

But

Ce plan a pour but de compenser les intérêts de pêche, pleinement et raisonnablement, pour les pertes économiques ou dommages occasionnés par les opérations de la société EnCana. Le but est d'élaborer un plan équitable, rapidement exécutable et volontaire permettant aux pêcheurs de recommencer à travailler le plus vite possible, dans les mêmes conditions, ni pires ni meilleures, qu'avant les pertes ou dommages.

La stratégie d'EnCana est de prévenir les incidents en suivant à la lettre un PPE bien conçu visant à prévenir ou atténuer ce genre de dommages. De plus, EnCana négocie actuellement un protocole d'entente (PE) avec les pêcheries en lien direct avec le Plan de compensation des pêcheries.

Le plan de compensation d'EnCana à l'intention des pêcheries volontaires sera élaboré conformément au document intitulé *Compensation Guidelines Respecting Damages Relating to Offshore Petroleum Activity*, publié en mars 2002 par l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et l'OCNEHE.

Objectifs

Ce plan sera élaboré en tant que solution alternative pour faire une réclamation par l'intermédiaire de l'OCNEHE ou des tribunaux ou encore d'autres voies judiciaires et permettra que les demandes des demandeurs potentiels soient rapidement évaluées. La compensation sera un moyen de «dernier recours», utilisé seulement lorsque les autres moyens de résolution de conflits auront échoué.

Système de gestion SSE

Ce plan sera cité dans le PPE et le PGE d'EnCana et sous-tend les engagements faits par la société dans le REA et d'autres documents de la DPMV.

Exigences du PCP

Ce plan décrira le processus de demande de compensation que devront suivre les pêcheries. Il fournira un double aperçu, d'une part, des demandes admissibles et de leurs délais de traitement, et, d'autre part, du processus d'appel en cas de refus de la réclamation initiale. Les détails de ce plan seront précisés de concert avec les pêcheries.

Responsabilités

Le PCP comprendra une description détaillée des rôles et responsabilités de tous les employés responsables de la protection de l'environnement. Cette description précisera l'orientation quant à l'obligation de rendre compte, aux directives de communication et aux liens hiérarchiques.

Exemple de table des matières

1.0	BUT
2.0	APPLICATION
3.0	DEMANDEURS ADMISSIBLES
4.0	GARANTIE
5.0	EN CAS D'ACCIDENT
6.0	FAIRE UNE DEMANDE
7.0	PREUVE
8.0	SI ENCANA ACCEPTE LA DEMANDE
9.0	SI ENCANA REFUSE LA DEMANDE
10.0	COMMISSION DE L'INDEMNISATION
11.0	FAIRE UNE DEMANDE À LA COMMISSION DE L'INDEMNISATION
12.0	INSTANCES DE LA COMMISSION DE L'INDEMNISATION
13.0	AUDIENCE
14.0	INDEMNITÉS
15.0	RÈGLEMENT DE LA DEMANDE
16.0	AUTRES INSTANCES

12 PLAN DE DÉCLASSEMENT

Le Plan de déclassement (PD) du projet Deep Panuke sera élaboré avant la phase de déclassement. Il aura pour fondement la révision de travaux de recherche pertinents – s'appuyant essentiellement sur les projets réalisés dans la mer du Nord – et les exigences réglementaires en vigueur au moment du déclassement. Il sera élaboré de concert avec les organismes de réglementation et les groupes concernés. L'information suivante fournit un aperçu du PD et un exemple de table des matières aux fins de références.

But

Le PD a pour but de faire en sorte que le déclassement du projet Deep Panuke soit adéquatement orchestré, que ses risques soient correctement évalués et qu'il soit conforme à toutes les exigences réglementaires applicables. Il faudra produire des données techniques et des documents détaillés pour s'assurer que le processus se déroulera bien et que le déclassement des installations aura lieu de façon sécuritaire et soucieuse de l'environnement. Bien qu'il soit trop tôt pour élaborer un Plan de déclassement complet pour le projet Deep Panuke, cette section fournit tout de même un exemple de table des matières en guise d'aperçu.

Objectifs

Le PD a pour objectif premier de décrire comment procéder au déclassement efficace des installations du projet, c'est-à-dire de façon sécuritaire et soucieuse de l'environnement.

Portée

Le déclassement peut se définir comme étant le processus suivi par l'exploitant d'une installation extracôtière d'hydrocarbures pour obtenir l'approbation du déclassement et mettre en oeuvre le démantèlement, la destruction ou la réutilisation de cette installation quand celle-ci ne sert plus à ses activités courantes. Il comporte quatre phases distinctes :

- des options sont développées, évaluées et choisies pour ensuite être intégrées à un processus de planification rigoureux traitant des détails techniques, des opérations, des évaluations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et des évaluations de risques;
- la production cesse, les puits sont abandonnés en toute sécurité et les plates-formes sont préparées en vue de leur démantèlement de façon sécuritaire;
- les installations et l'équipement associé sont enlevés, ce qui englobe notamment la restauration du plancher océanique.

Dans un projet de l'ampleur de Deep Panuke, le processus de déclassement se divise en phases plus réalisables. À titre d'exemple, en voici deux :

- La phase I consiste à purger les résidus d'hydrocarbures de la plate-forme de production; évacuer et fermer les puits; recouvrir le pipeline; enlever les produits chimiques et matériaux dangereux entreposés; installer des aides de navigation; enlever une partie de l'équipement accessoire. Le but de cette phase est de transformer l'installation en une plate-forme indépendante et sans personnel jusqu'à la mise en oeuvre de la phase II.
- La phase II consiste à abandonner la production et les puits d'injection; enlever la plate-forme à l'aide d'un cargo transporteur de colis lourds; inspecter le plancher océanique après les opérations d'enlèvement. Une composante vitale de cette phase est la gestion des déchets, qui a pour but de minimiser les déchets générés par la réutilisation ou le recyclage entre autres des plates-formes et de l'équipement.

Système de gestion SSE

Ce document sera élaboré conformément au Point 4 (Opérations et maintenance) du Système de gestion des risques opérationnels.

Responsabilités

Le PD comprendra une description détaillée des rôles et responsabilités de tous les employés responsables de la protection de l'environnement. Cette description précisera l'orientation quant à l'obligation de rendre compte, aux directives de communication et aux liens hiérarchiques.

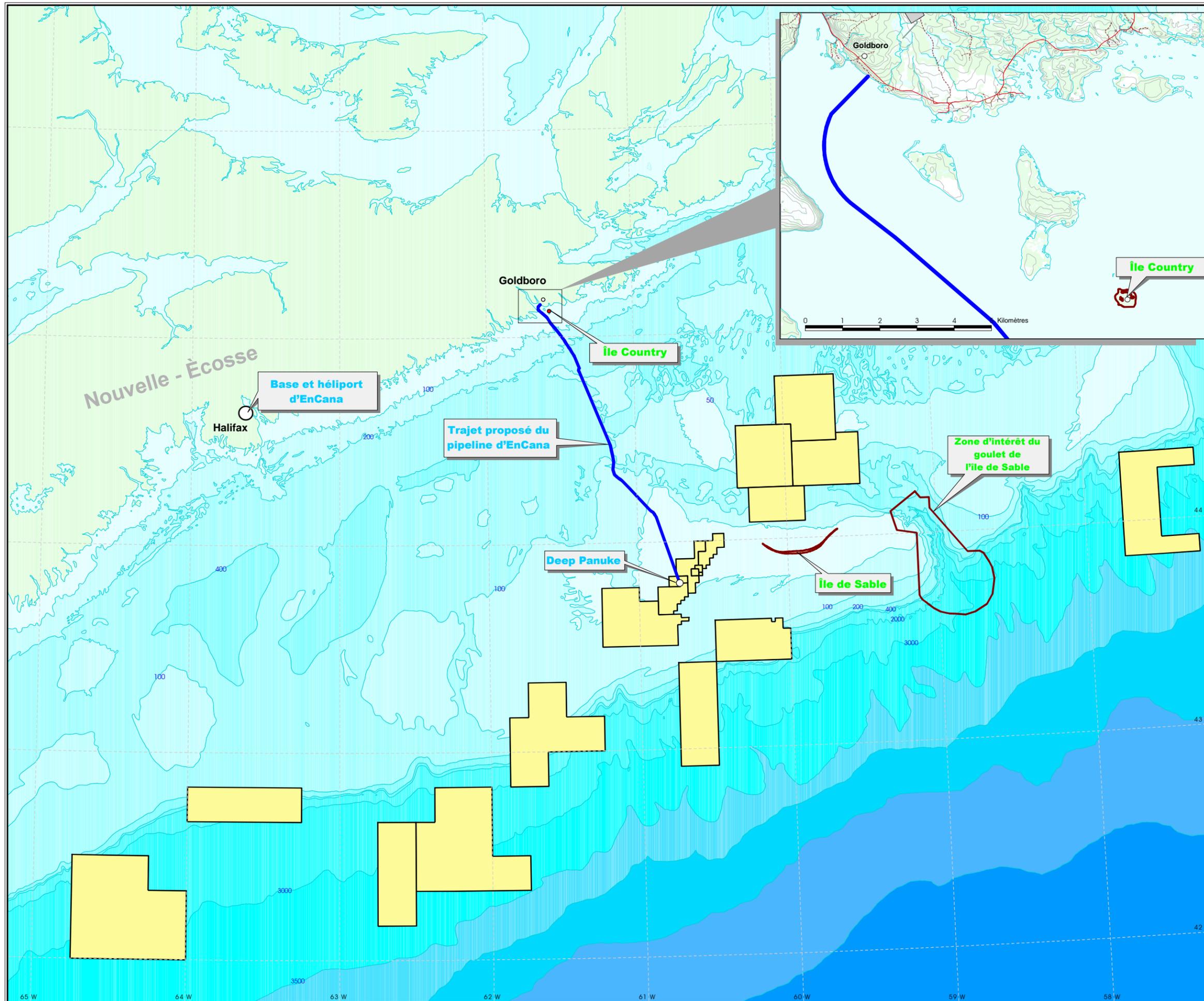
Exemple de table des matières

1.0	PHILOSOPHIE DE MISE HORS SERVICE
2.0	VUE D'ENSEMBLE DE LA MISE HORS SERVICE
2.1	Buts et objectifs du projet
2.2	Planification
2.3	Structure du projet et élaboration de rapports
2.4	Processus d'octroi de contrats
2.5	Calendrier
2.6	Plan de mise en oeuvre
3.0	PHASE I DE LA MISE HORS SERVICE
3.1	Interruption des puits
3.2	Mise hors service des installations
3.2.1	Vaisseau et canalisation de production
3.2.2	Pipeline et installations côtières
3.2.3	Enlèvement des matières dangereuses résiduelles
3.3	Installation d'aides de navigation
4.0	PHASE II DE LA MISE HORS SERVICE
4.1	Abandon des puits
4.2	Enlèvement des installations
4.3	Recouvrement du pipeline et enlèvement des installations côtières
4.4	Alternatives du projet
4.5	Inspection postenlèvement
4.6	Achèvement de la zone de sécurité
5.0	QUESTIONS DE SANTÉ ET D'ENVIRONNEMENT
5.1	Dépistage des risques
5.2	Émissions/rejets
5.3	Risque résiduel
6.0	QUESTIONS DE RÉGLEMENTATION
6.1	Processus d'approbation
6.2	Élaboration de rapports
7.0	GESTION DES MATÉRIAUX
7.1	Survol
7.2	Minimisation et alternatives

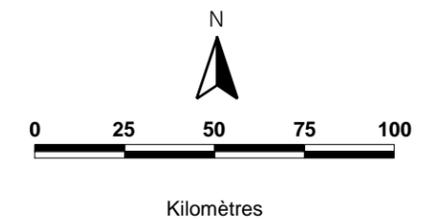
ANNEXE E

**CODE DE PRACTIQUE D'ENCANA POUR
LE GOULET DE L'SLE DE SABLE
L'SLE COUNTRY ET
L'SLE DE SABLE**

Carte de référence du code de pratique



 Concessions exploitées par EnCana



Caractéristiques de la carte
Projection: Transversale universelle de Mercator (TUM)
Zone: 20
Plan de comparaison: NAD 83
Échelle: 1:2 000 000
Quadrillage: 1° en lat./long.
Projet n°: NID15999





Code de pratique d'EnCana pour le goulet de l'île de Sable

A. APERÇU

Dans le cadre de sa planification de mesures de protection de l'environnement, EnCana a rédigé un code de pratique visant à protéger le caractère distinctif et l'intégrité du goulet de l'île de Sable (voir la carte annexée). Ce code n'est pas une exigence réglementaire, mais témoigne plutôt de la philosophie de bonne intendance de l'environnement d'EnCana et de ses politiques d'entreprise. Il s'applique à l'ensemble des activités d'EnCana.

Le goulet de l'île de Sable est un large canyon sous-marin situé à environ 40 km à l'est de l'île de Sable, sur le rebord de la Plate-forme Scotian. Il est unique en son genre en raison de sa profondeur et de ses versants raides, et parce qu'il s'étend sur le plateau continental. Ce goulet est censé être une région de productivité élevée et un habitat important pour les mammifères marins. Quinze espèces de baleines et de dauphins y ont été identifiées, dont huit qui s'y trouvent fréquemment. Le goulet de l'île de Sable abrite également une population résidente de quelque 280 baleines à bec communes.

Le ministère fédéral des Pêches et des Océans (MPO) a désigné la zone d'intérêt du goulet de l'île de Sable comme Refuge de baleines. Le MPO envisage aussi d'accorder à une partie de la région le statut de Zone de protection marine (ZPM). Le Service canadien des parcs a également reconnu le goulet comme région d'intérêt futur. Les possibilités du goulet de l'île de Sable comme site d'intérêt sont indiquées sur la carte ci-dessous.

B. DÉTAILS

Dans le cadre de sa bonne intendance de l'environnement à l'endroit du goulet de l'île de Sable :

EnCana n'entreprendra pas d'activités sismiques ou de forage sur le site d'intérêt du goulet de l'île de Sable et aucun navire n'y sera permis. Les aéronefs en transit ordinaire en provenance et en direction des bateaux, des unités de forage ou des établissements devront voler à une altitude supérieure à 500 m. Ces restrictions s'appliquent, à moins qu'il ne soit nécessaire de le faire autrement, pour assurer la sécurité ou le fonctionnement sécuritaire d'un navire ou d'un aéronef ou encore en vertu d'un programme de suivi environnemental approuvé.

EnCana Corporation inclura une discussion sur ce code de pratique dans son programme de formation et de sensibilisation à l'environnement à l'intention de ses employés et ses fournisseurs. EnCana compte faire de ce code un « document vivant » et le revoir et le mettre à jour au besoin. De plus, le code de pratique sera diffusé au public sur le site Web d'EnCana Corporation (www.encana.com).

Original signé par

Larry LeBlanc

Le premier vice-président, région de la côte Est



Le 1^{er} septembre 2002

Code de pratique d'EnCana à l'île Country

A. APERÇU

Dans le cadre de sa planification de mesures de protection de l'environnement, EnCana a rédigé un code de pratique visant à protéger le caractère distinctif et l'intégrité de la colonie de sternes de Dougall sur l'île Country (voir la carte annexée). Bien que les efforts soient axés principalement sur l'île Country, le code permettra également de protéger les colonies d'oiseaux de mer à proximité. Ce code n'est pas une exigence réglementaire, mais témoigne plutôt de la philosophie de bonne intendance de l'environnement d'EnCana et de ses politiques d'entreprise. Ce code de pratique s'applique à l'ensemble des activités d'EnCana.

L'île Country couvre une superficie de 19 hectares et se trouve à quelque 8 kilomètres au large de Drum Head, en Nouvelle-Écosse (45° 06' N, 61° 32' O). L'île héberge une grande colonie de nidification de sternes pierregarins et de sternes arctiques et offre des possibilités de couvaison aux sternes de Dougall (*Sterna dougallii*), une espèce menacée, depuis de nombreuses années. La sterne de Dougall est l'espèce de sterne la plus menacée dans le nord-est de l'Amérique du Nord. Il ne reste plus qu'entre 87 et 137 couples qui se reproduisent au Canada chaque année. L'île est d'ailleurs un des derniers sites de reproduction de cette espèce au Canada.

À l'heure actuelle, aucune mesure officielle n'a été prise pour limiter les déplacements sur l'île Country, bien que le Service canadien de la faune (SCF) évalue la possibilité de désigner l'île un sanctuaire d'oiseaux migrants. Le SCF est responsable de la gestion du programme de réhabilitation des sternes sur l'île Country conjointement avec le ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse. Les chercheurs de l'université Dalhousie ont également joué un rôle de premier plan en menant des recherches sur la colonie et en recommandant des stratégies pour le programme de réhabilitation.

B. DÉTAILS

Dans le cadre de sa bonne intendance de l'environnement sur l'île Country :

EnCana ne volera pas au-dessus, ne débarquera pas sur ou n'approchera pas l'île dans un rayon de 2 km, à moins qu'il ne soit nécessaire de le faire, pour assurer la sécurité ou le fonctionnement sécuritaire d'un navire ou d'un aéronef ou encore en vertu d'un programme de suivi environnemental approuvé. Les aéronefs d'EnCana longeront le corridor du pipeline établi en volant à proximité de l'île Country.

EnCana n'entreprendra aucune activité de construction à proximité de l'île Country pendant l'installation du pipeline de Deep Panuke du 1^{er} mai au 20 juin pendant la période habituelle de nidification et de ponte de la sterne de Dougall. De plus, EnCana consultera le personnel du SCF pour établir les stratégies d'atténuation des impacts sur l'environnement appropriées et la surveillance des effets des activités à proximité de l'île.

EnCana Corporation inclura une discussion sur ce code de pratique dans son programme de formation et de sensibilisation à l'environnement à l'intention de ses employés et ses fournisseurs. EnCana compte faire de ce code un « document vivant » et le revoir et le mettre à jour au besoin. De plus, le code de pratique sera diffusé au public sur le site Web d'EnCana Corporation (www.encana.com).

Original signé par

Larry LeBlanc
Le premier vice-président, région de la côte Est



Le 1^{er} septembre 2002

Code de pratique d'EnCana à l'île de Sable

A. APERÇU

Dans le cadre de sa planification de mesures de protection de l'environnement, EnCana a rédigé un code de pratique visant à protéger le caractère distinctif et l'intégrité de l'île de Sable (voir la carte annexée). Le code vise à protéger le milieu sensible de l'île de Sable et les composantes précieuses de son écosystème. Il n'est pas une exigence réglementaire, mais témoigne plutôt de la philosophie de bonne intendance de l'environnement d'EnCana et de ses politiques d'entreprise. Ce code de pratique s'applique à l'ensemble des activités d'EnCana.

L'île de Sable, d'une longueur de 41 km, est située à 290 km du sud-est d'Halifax. L'île est faite de sable et constitue la seule portion émergente du Banc de l'île de Sable. Elle abrite un écosystème fragile composée d'une flore et d'une faune variées, notamment des chevaux sauvages, une population de phoques et le rare Bruant des prés.

L'accès à l'île de Sable est réglementé par mandat législatif du ministère des Pêches et Océans grâce à la *Loi sur la marine marchande du Canada*. L'île est également protégée par des règlements d'Environnement Canada, notamment la *Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs*. Récemment, le Sable Island Preservation Trust a accepté la responsabilité de maintenir l'infrastructure et les activités actuelles de l'île et d'assurer la présence humaine et la préservation à long terme de son écosystème. Le fonds est un organisme de bienfaisance sans but lucratif qui a bénéficié de l'appui financier d'EnCana depuis ses débuts.

EnCana reconnaît l'importance de l'île du Sable dans sa capacité d'intervention en cas d'urgence lors de ses activités extracôtières. Parce que l'île est située près de l'endroit où se déroulent les activités d'EnCana, ce dernier a établi des installations d'urgence et une station d'avitaillement pour hélicoptères afin d'appuyer les mesures d'urgence. EnCana continuera à maintenir ces installations afin de respecter toutes les normes applicables et demandera au personnel du fonds de l'île de Sable de réaliser des vérifications périodiques.

B. DÉTAILS

Dans le cadre de sa bonne intendance de l'environnement sur l'île de Sable :

EnCana n'entreprendra pas d'activités sismiques ou de forage dans un rayon de 2 km (1 mille nautique) de l'île de Sable. Toutes les activités d'EnCana sur l'île de Sable doivent avoir été approuvées par les cadres supérieurs d'EnCana et le directeur de la station de l'île de Sable. Elles doivent aussi respecter les principes directeurs applicables, y compris les lignes directrices de la Garde côtière canadienne relatives aux visiteurs (1992).

Les navires et les aéronefs d'EnCana ne débarqueront pas sur ou n'approcheront pas l'île dans un rayon de 2 km (1 mille nautique). Cependant, cette restriction ne s'applique pas s'il faut assurer la sécurité ou le fonctionnement sécuritaire d'un navire ou d'un aéronef ou encore en vertu d'un programme de suivi environnemental approuvé, entretenir les installations d'urgence d'EnCana à l'île ou pour des voyages spéciaux approuvés par le directeur de la station.

EnCana Corporation inclura une discussion sur ce code de pratique dans son programme de formation et de sensibilisation à l'environnement à l'intention de ses employés et ses visiteurs. EnCana compte faire de ce code un « document vivant » et le revoir et le mettre à jour au besoin. De plus, le code de pratique sera diffusé au public sur le site Web d'EnCana Corporation (www.encana.com).

Original signé par

Larry LeBlanc

Le premier vice-président, région de la côte Est

ANNEXE F

DONNÉES SUR LA QUALITÉ DE L'EAU

Tableau 1 Paramètres de la qualité de l'eau dans la zone du Project

Latitude	Longitude	Date	Sondage (mètres)	Prof. début (mètres)	Prof. fin (mètres)	Unités de salinité	Température °C	O ₂ uM	Silicate uM	Phosphate uM	Nitrate uM
43.725	-59.575	3 déc. 60	76	0	0	30.91	7	302			
43.725	-59.575	3 déc. 60	76	75	75	32.39	2.94	297			
44.7	-59.7	9 juill. 62	130	10	10	31.06	10.81			0.44	
44.7	-59.7	9 juill. 62	130	30	30	31.832	4.1	359		0.56	
44.7	-59.7	9 juill. 62	130	50	50	32.288	2.67	333		0.82	
44.7	-59.7	9 juill. 62	130	100	100	32.71	2.03	295		1.1	
44.22	-59.55	4 oct. 98		20	20				0.53	0.241	0.1
44.22	-59.55	4 oct. 98		6	6				0.47	0.226	0.05
44.15	-60.8833	27 juill. 70	40	0	0	31.529	17.91	252			
44.15	-60.8833	27 juill. 70	40	20	20	31.709	8.85	308			
44.15	-60.8833	27 juill. 70	40	30	30	31.837	7.85	299			
44.15	-60.8833	27 juill. 70	40	35	35	31.847	7.83	297			
44.55	-61.1	27 juill. 70	103	10	10	31.033	17.56	255			
44.55	-61.1	27 juill. 70	103	20	20	31.499	12.5	299			
44.55	-61.1	27 juill. 70	103	50	50	32.345	4.24	304			
44.55	-61.1	27 juill. 70	103	100	100	33.134	4.69	234			
44.1	-61.05	29 août 70	57	0	0	31.18	18.4	250			0.8
44.1	-61.05	29 août 70	57	10	10	31.22	18.39	274			1
44.1	-61.05	29 août 70	57	20	20	31.27	17.84	251			0.8
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		150	150				12.94	1.182	14.46
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		100	100				12.47	1.151	11.92
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		70	70				10.9	1.084	10.63
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		50	50				7.74	0.935	8.21
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		40	40				4.63	0.712	4.77
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		35	35		11.3				
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		30	30				2.01	0.336	0.31
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		20	20		12.3				
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		10	10				1.98	0.322	0.34
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		10	10		12.3				
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		1	1				1.84	0.312	0.28
44.18	-60.73333	16 juin 76	50	0	0	31.437		331	6.3	0.34	0.24
44.46667	-61.01667	16 juin 76	90	3	3	31.314		331	3.75	0.46	0.04
44.46667	-61.01667	16 juin 76	90	11	11	31.305		330		0.26	0.08
44.46667	-61.01667	16 juin 76	90	19.5	19.5	31.317		331	0.83	0.28	0.18
44.46667	-61.01667	16 juin 76	90	36	36	31.601		356	3.45	0.37	0.68
44.46667	-61.01667	16 juin 76	90	51	51	32.097		332	3.6	0.72	4.2

Tableau 1 Paramètres de la qualité de l'eau dans la zone du Project

Latitude	Longitude	Date	Sondage (mètres)	Prof. début (mètres)	Prof. fin (mètres)	Unités de salinité	Température °C	O ₂ uM	Silicate uM	Phosphate uM	Nitrate uM
44.225	-60.075	18 juin 76	172	0	0			317	0.7	0.31	0.09
44.225	-60.075	18 juin 76	172	10	10			317	1.5	0.29	0.05
44.225	-60.075	18 juin 76	172	75	75			317	3.3	0.58	2.4
44.225	-60.075	18 juin 76	172	150	150			247	10.24	1.1	12.6
43.8833	-61.2333	20 juill. 76	52	0	0	31.683	16.23	362			
43.8833	-61.2333	20 juill. 76	52	10	10	31.677	16	380			
43.8833	-61.2333	20 juill. 76	52	30	30	32.03	6.91	415			
43.8833	-61.2333	20 juill. 76	52	49	49	32.391	5.68	420			
44.76667	-59.96667	26 avr. 73	228	12	12	31.371		367.1			
44.76667	-59.96667	26 avr. 73	228	44	44	31.644		370.7			
44.76667	-59.96667	26 avr. 73	228	196	196	32.789		378.3			
43.916	-59.916	30 nov 78		0	0	30.644	10.3				
43.916	-59.916	30 nov 78		0	0	30.526	10				
43.916	-59.916	30 nov 78		0	0	30.549	9.6				
44.7	-59.83333	10 juin 79	82	1	1	31.803					
44.7	-59.83333	10 juin 79	82	10	10	31.808					
44.7	-59.83333	10 juin 79	82	20	20	32.121					
44.7	-59.83333	10 juin 79	82	30	30	32.251					
44.7	-59.83333	10 juin 79	82	50	50	32.469					
44.7	-59.83333	10 juin 79	82	75	75	32.785					
44.77667	-59.92	2 juill. 85	250	0	0	31.516			0.35	0.385	0.02
44.77667	-59.92	2 juill. 85	250	25	25	31.826	6.253		0.7	0.395	0.06
44.77667	-59.92	2 juill. 85	250	50	50	32.198	2.086		2.27	0.615	2.28
44.77667	-59.92	2 juill. 85	250	100	100	33.164	3.494		6.3	0.97	9.25
44.77667	-59.92	2 juill. 85	250	200	200	33.572	4.809		8	1.045	11.06
44.77667	-59.92	2 juill. 85	250	239	239	33.814	5.344		7.31	1	10.26
44.12667	-60.305	2 juill. 85	105	0	0	31.663			0.34	0.4	0.22
44.12667	-60.305	2 juill. 85	105	10	10	31.667	8.808		0.3	0.38	0.21
44.12667	-60.305	2 juill. 85	105	25	25	31.76	7.091		0.56	0.395	0.48
44.50167	-60.64167	3 juill. 85	44	25	25	31.807	5.169		1.84	0.485	1.35
44.50167	-60.64167	3 juill. 85	44	40	40	31.821	5.04		1.89	0.52	1.51
44.83167	-60.94833	3 juill. 85	222	0	0	31.188			0.31	0.35	0.04
44.83167	-60.94833	3 juill. 85	222	214	214	33.477	5.216				
44.83167	-60.94833	3 juill. 85	222	50	50	32.017	1.271				
44.83167	-60.94833	3 juill. 85	222	10	10	31.196	8.604				
44.83167	-60.94833	3 juill. 85	222	10	10	31.424	8.604		0.4	0.37	0.03

Tableau 1 Paramètres de la qualité de l'eau dans la zone du Project

Latitude	Longitude	Date	Sondage (mètres)	Prof. début (mètres)	Prof. fin (mètres)	Unités de salinité	Température °C	O ₂ uM	Silicate uM	Phosphate uM	Nitrate uM
44.83167	-60.94833	3 juill. 85	222	25	25	31.67	7.189		1.29	0.5	0.84
44.49833	-60.25167	19 avr. 88	137	1	1	31.225	1.437	371.1	2.09	0.505	2.47
44.49833	-60.25167	19 avr. 88	137	25	25	32.212	1.137	355.5	2.12	0.495	2.86
44.49833	-60.25167	19 avr. 88	137	50	50	32.335	1.413	361.3	1.55	0.435	2.43
44.49833	-60.25167	19 avr. 88	137	125	125	32.811	1.618	308.6	7.19	0.86	8.97
44.49833	-60.25167	19 avr. 88	137	125	125	32.28	1.618				
44.49833	-60.25167	19 avr. 88	137	125	125	32.28	1.618				
44.635	-60.33167	19 avr. 88	185	30	30	31.916	0.471	383.6	1.61	0.46	1.83
44.635	-60.33167	19 avr. 88	185	70	70	32.133	0.67	356.4	3.38	0.53	3.56
44.635	-60.33167	19 avr. 88	185	140	140	32.64	1.337	305.5	6.75	0.76	7.15
44.635	-60.33167	19 avr. 88	185	160	160	32.662	1.469	302.3	9.62	0.995	10.1
43.85	-60.8767	27 oct. 94	44	38	38	31.13	9.092		2.9	0.602	2.06
43.85	-60.8767	27 oct. 94	44	1	1	30.566	11.191		1.23	0.379	
43.8502	-60.6603	27 oct. 94	39	32	32	30.649	10.456		1.36	0.382	0.22
43.872	-60.6278	27 oct. 94	30	30	30	30.809	10.053		1.84	0.436	0.68
43.895	-60.6283	28 oct. 94	41	35	35	30.773	10.108		1.8	0.457	0.7
43.895	-60.6283	28 oct. 94	41	20	20	30.573	10.795		1.46	0.399	0.26
43.895	-60.6283	28 oct. 94	41	1	1	30.437	10.777		1.29	0.385	0.09
43.9417	-60.6283	28 oct. 94	27	1	1	30.39	10.817		1.52	0.348	0.04
43.85	-61.1367	28 oct. 94	51	2	2	30.666	11.119		1.24	0.331	
43.8483	-60.6333	26 oct. 94	44	32	32	30.936	10.105		1.87	0.426	0.72
43.8483	-60.6333	26 oct. 94	44	20	20	30.782	10.356		1.52	0.376	0.36
43.8483	-60.6333	26 oct. 94	44	1	1	30.609			1.23	0.322	
43.8483	-60.64	27 oct. 94	40	20	20	30.783	10.361		1.67	0.405	0.45
43.8483	-60.64	27 oct. 94	40	1	1	30.586	10.946		1.33	0.365	
43.85	-60.6583	27 oct. 94	35	32	32	30.739	10.349		1.77	0.4	0.49
43.85	-60.7533	27 oct. 94		32	32	30.772	10.375		2	0.445	0.79
43.85	-60.7533	27 oct. 94		21	21	30.541	10.811				
44.4442	-59.5402	3 juin 99		3	3				0.51	0.388	0.12
44.4745	-59.5685	3 juin 99		3	3				0.56	0.37	0.1
44.4872	-59.5803	3 juin 99	58	55	55				2.84	0.605	1.04
44.4872	-59.5803	3 juin 99	58	30	30				2.63	0.568	1
44.4872	-59.5803	3 juin 99	58	20	20				2.91	0.631	1
44.4872	-59.5803	3 juin 99	58	10	10				1.8	0.473	0.56
44.436	-59.58	3 juin 99		3	3				0.43	0.316	0.08
44.4195	-59.5798	3 juin 99		3	3				0.48	0.367	0.1

Tableau 1 Paramètres de la qualité de l'eau dans la zone du Project

Latitude	Longitude	Date	Sondage (mètres)	Prof. début (mètres)	Prof. fin (mètres)	Unités de salinité	Température °C	O ₂ uM	Silicate uM	Phosphate uM	Nitrate uM
44.4195	-59.5798	3 juin 99	80	76	76				4.61	0.793	3.62
44.4195	-59.5798	3 juin 99	80	31	31				3.09	0.631	1.39
44.4195	-59.5798	3 juin 99	80	20	20				1.21	0.412	0.5
44.4195	-59.5798	3 juin 99	80	6	6				0.6	0.345	0.16
44.4077	-59.5802	3 juin 99		3	3				0.44	0.309	0.1
44.3608	-59.5797	3 juin 99		3	3				0.6	0.343	0.08
44.3608	-59.5797	3 juin 99	176	179	179				15.26	1.156	14.86
44.3608	-59.5797	3 juin 99	176	99	99				8.5	0.828	9.32
44.3608	-59.5797	3 juin 99	176	50	50				3.79	0.677	3.3
44.3608	-59.5797	3 juin 99	176	20	20				0.74	0.342	0.37
44.3608	-59.5797	3 juin 99	176	11	11				0.77	0.379	0.24
44.3198	-59.5715	3 juin 99		3	3				0.44	0.311	0.08
44.3198	-59.5715	3 juin 99	133	130	130				11.8	1.119	13.11
44.3198	-59.5715	3 juin 99	133	101	101				9.49	1.035	10.64
44.3198	-59.5715	3 juin 99	133	51	51				2.41	0.533	2.63
44.3198	-59.5715	3 juin 99	133	21	21				0.58	0.335	0.23
44.3198	-59.5715	3 juin 99	133	5	5				0.65	0.355	0.22
44.3047	-59.5793	3 juin 99		3	3				0.43	0.295	0.1
44.2835	-59.5798	3 juin 99	146	141	141				10.9	1.044	12.17
44.2835	-59.5798	3 juin 99	146	50	50				2.26	0.669	2.73
44.2835	-59.5798	3 juin 99	146	20	20				0.75	0.344	0.23
44.2835	-59.5798	3 juin 99	146	6	6				0.75	0.282	0.19
44.2835	-59.5798	3 juin 99	146	3	3				0.49	0.335	0.22
44.2618	-59.5793	3 juin 99		3	3				0.42	0.268	0.11
44.2433	-59.5785	3 juin 99		3	3				0.44	0.274	0.09
44.2243	-59.578	3 juin 99		3	3				1.78	0.41	0.24
44.204	-59.5793	3 juin 99	194	191	191				15.98	1.252	15.79
44.204	-59.5793	3 juin 99	194	20	20				0.41	0.167	0.29
44.204	-59.5793	3 juin 99	194	10	10				0.48	0.226	0.21
44.204	-59.5793	3 juin 99	194	5	5				0.68	0.297	0.22
44.187	-59.579	3 juin 99		3	3				0.56	0.317	0.11
44.1547	-59.5803	3 juin 99	105	95	95				8.14	0.868	8.13
44.1547	-59.5803	3 juin 99	105	50	50				5.22	0.838	5.33
44.1547	-59.5803	3 juin 99	105	31	31				0.81	0.414	0.54
44.1547	-59.5803	3 juin 99	105	10	10				0.61	0.299	0.32
44.1537	-59.5415	3 juin 99		3	3				1.71	0.309	0.22

Tableau 1 Paramètres de la qualité de l'eau dans la zone du Project

Latitude	Longitude	Date	Sondage (mètres)	Prof. début (mètres)	Prof. fin (mètres)	Unités de salinité	Température °C	O ₂ uM	Silicate uM	Phosphate uM	Nitrate uM
44.0358	-59.5487	3 juin 99		3	3				0.49	0.386	0.24
44.0327	-59.5747	3 juin 99		3	3				0.45	0.366	0.26
44.0327	-59.5785	3 juin 99		3	3				0.47	0.397	0.36
44.3	-60.46	3 oct. 98		95	95				10.36	1.138	9.46
44.3	-60.46	3 oct. 98		74	74				9.7	1.127	8.99
44.3	-60.46	3 oct. 98		51	51				7.99	1.064	7.92
44.3	-60.46	3 oct. 98		23	23				0.56	0.261	0.06
44.3	-60.46	3 oct. 98		2	2				0.47	0.225	0.04
44.22	-59.55	4 oct. 98		214	214				12.92	1.242	15.99
44.22	-59.55	4 oct. 98		105	105				10.22	1.129	11.03
44.22	-59.55	4 oct. 98		84	84				8.49	1.068	9.18
44.22	-59.55	4 oct. 98		56	56				5.31	0.908	5.51
44.22	-59.55	4 oct. 98		35	35				1.91	0.529	0.24
44.31	-60.46	18 avr. 98		130	130				10.71	1.059	9.86
44.31	-60.46	18 avr. 98		100	100				9.36	0.999	8.8
44.31	-60.46	18 avr. 98		81	81				9.3	1.068	8.82
44.31	-60.46	18 avr. 98		61	61				6.46	0.901	6.72
44.31	-60.46	18 avr. 98		41	41				6.33	0.995	7.03
44.31	-60.46	18 avr. 98		20	20				0.27	0.418	0.07
44.31	-60.46	18 avr. 98		10	10				0.38	0.454	0.05
44.31	-60.46	18 avr. 98		6	6				0.27	0.428	0.15
44.23	-59.56	19 avr. 98		205	205				9.56	1.021	12.28
44.23	-59.56	19 avr. 98		150	150				9.68	1.065	12.91
44.23	-59.56	19 avr. 98		101	101				7.41	0.896	9.85
44.23	-59.56	19 avr. 98		62	62				6.11	0.832	7.02
44.23	-59.56	19 avr. 98		41	41				1	0.592	1.23
44.23	-59.56	19 avr. 98		21	21				0.37	0.361	0.06
44.23	-59.56	19 avr. 98		11	11				0.26	0.336	
44.23	-59.56	19 avr. 98		6	6				0.24	0.328	
44.83399	-60.27149	24 juin 98		90	90				9.86	1.1	10.23
44.83399	-60.27149	24 juin 98		80	80				6.56	0.98	7.96
44.83399	-60.27149	24 juin 98		70	70				5.63	1.01	7.61
44.83399	-60.27149	24 juin 98		60	60				2.61	0.88	5.03
44.83399	-60.27149	24 juin 98		50	50				0.66	0.77	2.85
44.83399	-60.27149	24 juin 98		40	40				0.28	0.53	0.64
44.83399	-60.27149	24 juin 98		30	30				0.27	0.43	0.34

Tableau 1 Paramètres de la qualité de l'eau dans la zone du Project

Latitude	Longitude	Date	Sondage (mètres)	Prof. début (mètres)	Prof. fin (mètres)	Unités de salinité	Température °C	O ₂ uM	Silicate uM	Phosphate uM	Nitrate uM
44.83399	-60.27149	24 juin 98		1	1				0.23	0.31	0.35
43.916	-59.916	30 nov 78		0	0	30.533	7.7				
43.872	-60.6278	27 oct. 94	30	15	15	30.757	10.41		1.69	0.416	0.48
43.9417	-60.6283	28 oct. 94	27	25	25	30.396	10.83		1.23	0.354	0.04
43.85	-61.1367	28 oct. 94	51	27	27	31.09	9.6		2.16	0.485	1.29
43.8495	-60.63	26 oct. 94	41	40	40	31.019	9.603		1.94	0.45	0.84
43.85	-60.6583	27 oct. 94	35	17	17	30.689	10.516		1.55	0.402	0.31
43.85	-60.69	27 oct. 94	32	1	1	30.563	10.97		1.45	0.373	0.15
44.7	-59.7	9 juill. 62	130	20	20	31.518	7.3	343		0.46	
44.15	-60.8833	27 juill. 70	40	10	10	31.38	14.64	272			
44.55	-61.1	27 juill. 70	103	30	30	31.971	7.27	324			
44.1	-61.05	29 août 70	57	30	30	31.62	10.18	294			1.7
43.8833	-61.2333	20 juill. 76	52	20	20	31.749	10.94	415			
43.916	-59.916	30 nov 78		0	0	30.588	7.7				
44.83167	-60.94833	3 juill. 85	222	100	100	32.763	2.157				
44.49833	-60.25167	19 avr. 88	137	75	75	32.389	1.332	351.9	2.48	0.515	3.38
44.635	-60.33167	19 avr. 88	185	1	1	31.875	0.854	395.7	1.15	0.425	0.92
44.635	-60.33167	19 avr. 88	185	175	175	32.708	1.548	300.6	7.81	0.9	8.09
43.8502	-60.6603	27 oct. 94	39	1	1	30.536	10.912		1.4	0.361	
43.8495	-60.63	26 oct. 94	41	20	20	30.991	9.717		1.79	0.407	0.69
43.85	-60.6583	27 oct. 94	35	1	1	30.591	10.949		1.3	0.361	0.03
44.7	-59.7	9 juill. 62	130	125	125	32.799	2.22	295		1.1	
44.55	-61.1	27 juill. 70	103	75	75	32.837	4.06	263			
44.18	-60.73333	16 juin 76	50	45	45	31.684		330	1.65	0.43	1.07
44.46667	-61.01667	16 juin 76	90	75	75	32.669		284	9.83	1.09	10.5
44.225	-60.075	18 juin 76	172	100	100			280	6.75	0.86	7.84
44.76667	-59.96667	26 avr. 73	228	1	1	31.359		383.6			
44.49833	-60.25167	19 avr. 88	137	100	100	32.42	1.369	352.4	3.1	0.595	4.25
44.22	-59.55	4 oct. 98		25	25				0.54	0.26	0.05
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		80	80				10.57	1.042	10
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		20	20				2.16	0.36	0.36
44.18	-60.73333	16 juin 76	50	25	25	31.507		328	1.35	0.37	0.4
44.225	-60.075	18 juin 76	172	50	50			329	2.93	0.58	2.43
44.50167	-60.64167	3 juill. 85	44	10	10	31.582	6.787		1.02	0.415	0.37
44.83167	-60.94833	3 juill. 85	222	200	200	33.401	4.904		14.71	1.365	14.16
44.635	-60.33167	19 avr. 88	185	100	100	32.278	0.61	336.7	5.71	0.73	6.05

Tableau 1 Paramètres de la qualité de l'eau dans la zone du Project

Latitude	Longitude	Date	Sondage (mètres)	Prof. début (mètres)	Prof. fin (mètres)	Unités de salinité	Température °C	O ₂ uM	Silicate uM	Phosphate uM	Nitrate uM
43.872	-60.6278	27 oct. 94	30	1	1	30.624	10.892		1.49	0.423	0.2
43.8495	-60.63	26 oct. 94	41	1	1	30.57	10.753		1.49	0.344	0.03
43.85	-60.69	27 oct. 94	32	30	30	30.736	10.41		1.93	0.437	0.73
44.4872	-59.5803	3 juin 99		3	3				0.61	0.363	0.08
44.4872	-59.5803	3 juin 99	58	5	5				0.88	0.342	0.22
44.204	-59.5793	3 juin 99	194	50	50				2.36	0.641	2.76
44.1712	-59.5792	3 juin 99		3	3				0.59	0.228	0.09
44.1547	-59.5803	3 juin 99	105	21	21				0.52	0.327	0.25
44.036	-59.5362	3 juin 99		3	3				0.5	0.283	0.12
44.3	-60.46	3 oct. 98		131	131				11.71	1.148	9.97
44.3	-60.46	3 oct. 98		34	34				3.23	0.712	2.57
44.22	-59.55	4 oct. 98		156	156				11.91	1.184	12.9
44.22	-59.55	4 oct. 98		45	45				2.19	0.665	1.59
44.83167	-60.94833	3 juill. 85	222	100	100	32.804	2.157		7.46	1.125	10.21
43.85	-60.7533	27 oct. 94		1	1	30.417	11.074		1.36	0.372	
44.7	-59.7	9 juill. 62	130	75	75	32.574	2.11	304		1.04	
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		60	60				9.08	0.994	8.9
44.46667	-61.01667	16 juin 76	90	0	0	31.306		310	0.83	0.47	0.06
44.225	-60.075	18 juin 76	172	25	25			345	2.1	0.51	1.45
44.77667	-59.92	2 juill. 85	250	10	10	31.528	7.623		0.3	0.365	0.04
44.12667	-60.305	2 juill. 85	105	50	50	32.797	2.648		4.53	0.845	6.54
44.50167	-60.64167	3 juill. 85	44	0	0	31.357			0.3	0.37	0.06
44.49833	-60.25167	19 avr. 88	137	10	10	32.175	1.435	368.4	2.43	0.58	3.22
43.85	-60.8767	7 oct. 94	44	19	19	30.615	11.052		1.36	0.361	0.15
43.85	-61.1367	28 oct. 94	51	51	51	31.613	7.341		4	0.671	3.3
43.85	-60.69	27 oct. 94	32	16	16	30.64	10.79		1.56	0.386	0.36
44.4623	-59.5805	3 juin 99		3	3				0.46	0.33	0.08
44.3843	-59.5807	3 juin 99		3	3				0.29	0.217	0.1
44.3608	-59.5797	3 juin 99	176	5	5				0.53	0.304	0.18
44.3198	-59.5715	3 juin 99	133	10	10				0.68	0.331	0.32
44.2835	-59.5798	3 juin 99	146	11	11				0.6	0.238	0.18
44.204	-59.5793	3 juin 99		3	3				0.49	0.264	0.09
44.1547	-59.5803	3 juin 99		3	3				0.27	0.162	0.07
44.034	-59.5688	3 juin 99		3	3				0.4	0.333	0.32
44.3	-60.46	3 oct. 98		44	44				5.83	0.939	6.18
44.22	-59.55	4 oct. 98		66	66				6.38	0.977	6.9

Tableau 1 Paramètres de la qualité de l'eau dans la zone du Project

Latitude	Longitude	Date	Sondage (mètres)	Prof. début (mètres)	Prof. fin (mètres)	Unités de salinité	Température °C	O ₂ uM	Silicate uM	Phosphate uM	Nitrate uM
44.23	-59.56	19 avr. 98		82	82				7.16	0.891	9.11
44.83399	-60.27149	24 juin 98		100	100				10.09	1.13	10.45
44.83399	-60.27149	24 juin 98		20	20				0.22	0.35	0.34
43.8483	-60.64	27 oct. 94	40	35	35	30.927	9.943		1.94	0.437	0.78
43.9417	-60.6283	28 oct. 94	27	12	12	30.391	10.828		1.21	0.353	0.05
44.23283	-59.54816	27 oct. 99		200	200				15.02	1.236	17.12
44.18	-60.73333	16 juin 76	50	10	10	31.438		332	1.09	0.36	0.2
44.83167	-60.94833	3 juill. 85	222	50	50	32.33	1.271		4.06	0.895	5.84
43.8502	-60.6603	27 oct. 94	39	20	20	30.639	10.698		1.55	0.372	0.16
43.85	-60.7533	27 oct. 94		16	16	30.556	11.096		1.8	0.38	0.24
44.4195	-59.5798	3 juin 99	80	11	11				0.72	0.376	0.21
44.1757	-59.5803	3 juin 99		3	3				0.53	0.353	0.08
44.2835	-59.5798	3 juin 99	146	101	101				8.97	0.999	10.3
44.204	-59.5793	3 juin 99	194	100	100				6.46	0.66	7.41
44.1547	-59.5803	3 juin 99	105	6	6				0.64	0.315	0.23
44.3	-60.46	3 oct. 98		4	4				0.62	0.234	0.04
44.31	-60.46	18 avr. 98		51	51				7.54	1.036	7.94
44.23	-59.56	19 avr. 98		52	52				4.38	0.833	5.86
44.83399	-60.27149	24 juin 98		10	10				0.24	0.32	0.36
44.12667	-60.305	2j uill. 85	105	90	90	33.531	4.6		7.63	1.14	10.81
44.4195	-59.5798	3 juin 99	80	51	51				3.04	0.544	2.28
44.31	-60.46	18 avr. 98		31	31				1.97	0.792	3.8

Source: BIO Biochem Database 200

Tableau 2 Concentrations des ions majeurs dans l'eau de mer

Ion majeur	Concentration (g/kg d'eau à 35,0 de salinité)
Chlorure	19.353
Sodium	10.76
Sulfate	2.712
Magnésium	1.294
Calcium	0.413
Potassium	0.378
Bicarbonate	0.142
Bromure	0.067
Strontium	0.008
Bore	0.004
Fluorure	0.001

Sources : Culkin 1965; Wilson 1975

Tableau 3 Prévision des concentrations des métaux-traces dans la zone de Deep Panuke

Métal-trace	Concentration (ug/l)
Arsenic	2
Baryum	25
Cadmium	0.04
Barium	0.4
Cuivre	0.3
Iron (total)	1.5
Plomb	0.02
Manganèse	0.3
Mercure	0.002
Molybdène	1.1
Nickel	0.2
Vanadium	2
Zinc	1

Source : SOEP 1996a

Ajouts et errata concernant le document
Mise en valeur du gisement de gaz extracôtier de Deep Panuke
Rapport d'étude approfondie
Octobre 2002

Ces révisions et errata font partie du Rapport d'étude approfondie, daté d'octobre 2002, relatif à la mise en valeur du gisement de gaz extracôtier de Deep Panuke.

Ce texte est une traduction du document original intitulé *Mise en valeur du gisement extracôtier de Deep Panuke – Rapport d'étude approfondie*, rédigé en anglais à l'intention des autorités responsables. Sa traduction a pu introduire de légères différences ou anomalies.

En cas d'ambiguïté de syntaxe ou de terminologie entre les versions anglaise et française, c'est le texte anglais qui a préséance et qui servira de référence.

Ajouts

Section 9 – Sommaire et conclusions

Ajouter au tableau 9.1 – Tracé et construction du pipeline côtier et gestion de l'emprise, page 9-6 :

- EnCana sélectionnera des techniques d'élimination de la poussière conformes aux lois applicables.

Ajouter au tableau 9.1 – Tracé et construction du pipeline sous-marin, page 9-7 :

- Dans les zones à haute énergie, qui se caractérisent par du sable fin, des mesures de retour des matières dans la tranchée seront mises en œuvre, si les résultats du programme de suivi indiquent que la tranchée ne s'est pas remblayée de façon naturelle;
- En cas de déversement latéral de matières se produisant à côté de la tranchée au moment du dynamitage de creusement, des dispositions seront prises pour y retourner ces matières;
- En cas de forage directionnel horizontal (FDH), la boue de forage sera recueillie sur place. Elle sera ensuite recyclée et les déblais seront éliminés à terre, au besoin;
- Un programme de suivi permettant de vérifier le remblayage de matières dans les tranchées sera mis sur pied en collaboration avec Environnement Canada;

Au fur et à mesure du raffinement du Projet, et avant le début de la construction, EnCana fournira à Environnement Canada des détails sur l'installation du pipeline sous-marin (notamment sur le creusement de tranchée, le remblayage, le FDH et le dynamitage) et vérifiera les dispositions relatives à la gestion du déversement latéral de matières (le cas échéant), pour qu'Environnement Canada puisse déterminer les besoins en matière de permis de rejet à l'eau (le cas échéant).

Ajouter au tableau 9.1 – Conception technique, page 9-9:

- Aucun ignifugeant chimique ne sera utilisé dans le système d'extincteurs automatiques à eau de type déluge;
- Le PPE inclura des détails sur les systèmes de lutte contre l'incendie (à eau ou à gaz) et une étude de l'incidence de l'utilisation du système d'extincteurs automatiques à eau de type déluge choisi.

Ajouter au tableau 9.1 – Plan de protection environnementale et rendement environnemental, page 9-12 :

- Lorsque c'est possible, le nettoyage aura lieu en dehors de la période de reproduction de la plupart des espèces d'oiseaux, qui s'étend de mars à août;
- Les résultats des évaluations terrestres initiales réalisées à ce jour seront transmis à Environnement Canada pour novembre 2002. EnCana entreprendra une étude détaillée de l'habitat le long du tracé du pipeline côtier, lorsque le tracé sera arrêté. Cette étude sera réalisée de concert avec Environnement Canada, auquel EnCana transmettra les résultats pour analyse. Selon les résultats de ces études, le PPE côtier sera raffiné pour intégrer les mesures d'atténuation permettant de réduire l'incidence sur les espèces dont la conservation est préoccupante (espèces à statut spécial);
- Des procédures d'atténuation du torchage seront incluses au PPE extracôtier, qu'EnCana révisera avec Environnement Canada;
- Dans le cadre de son PPE, élaboré lors de la conception technique détaillée du Projet, EnCana mettra en place des mesures de protection de l'environnement permettant d'atténuer l'incidence potentielle des activités rattachées au Projet, dont l'utilisation de chlore pour le traitement de la salissure biologique de l'eau de refroidissement;
- Durant la période du 1^{er} mai au 20 juin, EnCana limitera les activités menées à 22 km de l'île Country à la pose de canalisation côtière (mise en place des treuils comprise) et aux activités à proximité de la côte des navires de plongée de faible importance et de soutien de l'environnement. La liste de ces activités sera soumise au Service canadien de la faune (SCF) d'Environnement Canada.

Ajouter au tableau 9.1 – Gestion des émissions et des déchets, page 9-12:

- Les activités conduites sur la jetée existante et sur les installations de construction temporaires seront couvertes par le PPE, qui tiendra compte des questions environnementales locales et régionales. EnCana s'assurera, grâce à des inspections environnementales des sites, que l'exploitation de la jetée existante et des installations de construction temporaires respecte les normes et les exigences de son système de gestion de l'environnement.

Ajouter au tableau 9.1 – Émissions dans l'atmosphère, page 9-14:

- Les émissions dégagées par les turbines à combustion fixes respecteront les directives sur la qualité de l'air ambiant de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* et le règlement provincial sur les émissions au sol;
- EnCana débattira de la configuration définitive des turbines avec Environnement Canada;
- EnCana remettra à Environnement Canada un rapport annuel sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) rattachées au Projet de Deep Panuke et aux autres exploitations d'EnCana menées en Nouvelle-Écosse et au large de la province. Avant la construction de Deep Panuke, un cadre de rapport sera élaboré conjointement avec Environnement Canada. Ce cadre de rapport tiendra compte des exigences incluses dans l'Inventaire national des rejets de polluants. Le rapport mentionnera le mode de calcul des émissions de GES, y compris les hypothèses et les facteurs utilisés. Il inclura également une étude des changements relatifs aux émissions de GES en comparaison des années précédentes. En outre, EnCana réalisera un plan d'action interne sur les GES, comprenant les objectifs en matière de réduction et les mesures permettant de les réaliser. Le plan d'action interne sur les GES couvrira toutes les exploitations d'EnCana au Canada, dont Deep Panuke, lorsque le Projet sera en production, et les autres exploitations menées en Nouvelle-Écosse et au large de la province. Une fois par an, EnCana transmettra un exemplaire de ce plan d'action à Environnement Canada. Les mesures de réduction des émissions de GES du Projet seront incluses au Plan de protection environnementale (PPE), conformément aux Lignes directrices sur le traitement des

déchets extracôtiers. EnCana consultera Environnement Canada durant l'élaboration et la mise en œuvre du PPE, qui sera mis à jour au besoin pour refléter les résultats du rapport et les meilleures pratiques de gestion.

Ajouter au tableau 9.1 – Études de surveillance et de suivi, page 9-15:

- Un contrat a été conclu avec des observateurs indépendants pour la surveillance des oiseaux et des mammifères marins, à partir des installations et des navires d'EnCana. EnCana consultera le SCF au sujet de la mise au point d'un programme de suivi adéquat, pour la détection et la vérification des incidences prévues sur les oiseaux marins. Ce programme inclura des dispositions relatives aux mesures d'atténuation correspondantes. EnCana s'est engagé à réaliser des études sur les oiseaux marins et à élaborer et mettre en œuvre de mesures d'atténuation ainsi que des programmes de suivi (interactions entre les oiseaux et les feux, torches et déversements). Cet engagement comprend la consultation du SCF au sujet des éléments de conception particuliers prescrits par Environnement Canada dans son étude de l'addenda 1 (volume 1), le 9 octobre 2002;
- Le Plan d'intervention en cas de déversement d'EnCana a été soumis à Environnement Canada et au MPO pour étude et commentaires. EnCana mettra en place des mesures de gestion des petits et grands déversements, et des nappes d'hydrocarbures qui en résultent. EnCana s'assurera de l'approbation du plan par l'équipe régionale des interventions d'urgence, avant de démarrer la construction. En s'appuyant sur les consultations effectuées auprès d'Environnement Canada, EnCana s'assurera que le Plan d'intervention en cas de déversement et les plans de gestion rattachés contiennent des dispositions relatives à la réduction de l'incidence potentielle sur les oiseaux des rejets accidentels, et des traces brillantes et nappes d'hydrocarbures résultantes;
- EnCana s'engage à consulter le SCF lors des interventions d'urgence sur les oiseaux mazoutés. Les employés et les entrepreneurs d'EnCana adhéreront au protocole de traitement des oiseaux blessés ou piégés sur les navires ou les plates-formes extracôtiers, approuvé par le SCF. EnCana reconnaît le protocole de Williams et Chardine (1999) et les besoins potentiels en matière de permis;
- EnCana continuera à soutenir l'étude des oiseaux mazoutés à l'île de Sable;
- Le programme de surveillance et de suivi mis sur pied en collaboration avec le SCF comprendra la détection et la vérification des incidences potentielles de l'éclairage et du torchage, ainsi que des dispositions sur les mesures d'atténuation correspondantes;
- Dans le cas, improbable, d'une modification de l'échéancier pouvant avoir des conséquences sur la colonie de sternes de Dougall de l'île Country, EnCana s'engage à consulter rapidement le SCF au sujet des mesures de gestion requises. EnCana consultera le SCF à propos du programme de suivi de la détection et de la vérification des incidences prévues sur les sternes de Dougall. Cette consultation inclura la prise en compte des éléments de conception particuliers prescrits par Environnement Canada dans son étude de l'addenda 1 (volume 1), le 9 octobre 2002;
- EnCana adhérera aux dispositions de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) relatives au Projet. En s'appuyant sur les Directives sur la sélection des produits chimiques de l'OCNEHE et sur ses plans de gestion des déchets et des produits chimiques, EnCana s'efforcera de réduire ou d'éliminer les déchets et les transferts de substances comprises dans l'INRP, tout au long de la durée de vie du Projet;
- EnCana s'engage à consulter les organismes de réglementation concernés pour la conception du programme d'ESEE;
- Le programme de surveillance et de suivi couvrira la toxicité potentielle, le devenir et les effets environnementaux de la BBE et des déblais associés;
- Le programme de surveillance et de suivi concernera la toxicité potentielle, le devenir et les effets environnementaux de l'eau produite. EnCana effectuera des essais de toxicité des organismes,

approuvés par l'agent principal de la conservation de l'OCNEHE, comme l'exigent les LDTDE en matière d'eau produite et en collaboration avec Environnement Canada;

- Le programme de surveillance et de suivi tiendra compte du transport des contaminants et des organismes résidents.

Errata

En général

Les références aux Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers (LDTDE) contenues dans le REA doivent être modifiées avec (ONÉ et coll. 2002).

Section 2 – Description du projet

Section 2.2.4, figure 2.7 : Les symboles de CANALISATION DE SURFACE et de CANALISATION ENTERRÉE doivent être inversés.

Section 2.2.4, figure 2.7 : Les dimensions de l'installation côtière doivent être remplacées par «50 m», dans la direction est-ouest, et «40 m», dans la direction nord-sud.

Section 6 - Évaluation biophysique

Section 6.1.1.3, page 6-2 : La référence à «EnCana (2001b)» doit être remplacée par «PanCanadian (2001c)». Voir la section Références pour l'ajout de cette référence.

Section 6.1.2.5 – Espèces en péril, page 6-28 : Ajouter : «Selon le rapport d'expert du SCF, EnCana reconnaît que la mouette blanche, une espèce d'oiseau migrateur préoccupante (COSEPAC 2002), peut également être rencontrée dans la région sur laquelle le Projet aura une incidence. Il sera tenu compte du besoin de protéger cette espèce dans tous les plans de gestion environnementale applicables reliés au Projet.»

Tableau 6.7 – Oiseaux marins, page 6-38: Ajouter : «Mouette blanche».

Tableau 6.15, page 6-75: La valeur du «Maximum prévu» du critère «24 heures SO₂» doit être remplacée par 300*. Le pourcentage rattaché doit être remplacé par 100*.

Section 6.3.8.8, page 6-189: La première phrase doit être remplacée par : «L'évaluation environnementale a porté sur un corridor à l'intérieur duquel le pipeline, la route de service et les installations côtières associées seraient situés.»

Section 7 – Évaluation socio-économique

Section 7.2.4.1, page 7-16 : La dernière puce doit être remplacée par : «potentiel de ressources pour les Black Loyalists de Webb Cove et des alentours.»

Section 9 – Sommaire et conclusions

Page 9-2 : La dernière phrase du premier paragraphe doit être remplacée par : «Les retombées économiques régionales et locales sont présentées dans la section 7.3.»

Tableau 9-1, page 9-6 : La huitième phrase de la page doit être remplacée par : «Les résultats seront transmis au ministère de l'Environnement et du travail de la Nouvelle-Écosse (accompagnés d'une demande de permis de modification de cours d'eau) et à l'ONÉ.»

Tableau 9-1, page 9-15 : La septième phrase doit être remplacée par : «Avant la construction du pipeline extracôtier, une étude du fond marin sera effectuée le long du tracé du pipeline et sur le site des plates-formes. Cette analyse permettra de recueillir des données nécessaires à l'atténuation des effets sur les communautés marines situées à proximité des installations du Projet.»

Annexe D

Page D-3 : La dernière phrase du deuxième paragraphe doit être remplacée par : «Le PPE sera mis à jour au cours de la durée de vie du Projet, et répondra aux exigences des règlements et des directives de l'OCNEHE et de l'ONÉ.»

Annexe E

L'en-tête de légende de la Carte de référence des codes de pratiques doit être remplacée par : «Licences exploitées par EnCana.»