

PROJET N° 20150115-37

ÉVALUATION CONCEPTUELLE DES BESOINS EN INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DES HYDROCARBURES EXTRAITS DE L'ÎLE D'ANTICOSTI NÉCESSAIRES À L'EXPORTATION VERS LES MARCHÉS DE CONSOMMATION

RAPPORT FINAL



WSP Canada Inc.
1600 boul. René-Lévesque Ouest
Montréal, Québec, H3H 1P9

Téléphone : +1 514-343-0773
Télécopieur : +1 514-340-1337
www.wspgroup.com

Certifié ISO 9001:2008



ÉVALUATION CONCEPTUELLE DES BESOINS EN INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DES HYDROCARBURES EXTRAITS DE L'ÎLE D'ANTICOSTI NÉCESSAIRES À L'EXPORTATION VERS LES MARCHÉS DE CONSOMMATION

RAPPORT FINAL

Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

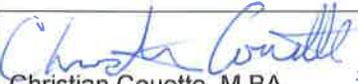
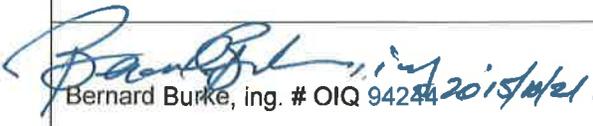
Projet n° : 151-04788-01
Date : Octobre 2015

—

WSP Canada Inc.
5355, boulevard des Gradins
Québec (Québec) G2J 1C8

Téléphone : 418 623-2254
Télécopieur : 418 624-1857
www.wspgroup.com

SIGNATURES

PRÉPARÉ PAR	RÉVISÉ PAR
 Christian Couette, M.BA Chargé de projet 21/10/2015	 Frédéric Dufour, ing. # OIQ 134493 Directeur de projet 21 OCT 2015
 Julie Simard, géomorphologue, Ph.D. 2015-10-21	
 Bernard Burke, ing. # OIQ 94244 2015/10/21	
 Denis Dionne, ing. # OIQ 43549 2015-10-21	

ÉQUIPE DE RÉALISATION

WSP CANADA INC. (WSP)

Directeur de projet	Frédéric Dufour, ing., Pétrole et gaz
Chargé de projet	Christian Couette, MBA Bernard Burke, ing. Denis Dionne, ing.
Collaboratrice	Julie Simard, géomorphologue, Ph.D.

Le présent document a été réalisé pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures annoncées le 30 mai 2014. L'auteur est responsable du choix et de la présentation des faits. Les opinions exprimées dans ce document sont celles de l'auteur et n'engagent aucunement le gouvernement du Québec.

Référence à citer :

WSP. 2015. *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation*. Rapport produit pour le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

TABLE DES MATIÈRES

SIGNATURES.....	I
ÉQUIPE DE RÉALISATION	I
TABLEAUX.....	VII
FIGURES	IX
CARTES	XI
ANNEXES.....	XIII
LISTE DES ACRONYMES	XV
1. INTRODUCTION.....	1
1.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS.....	1
1.2 CONTENU DU RAPPORT	2
2. IDENTIFICATION DE PROJETS SIMILAIRES	3
2.1 MISE EN CONTEXTE	3
2.2 DÉMARCHE UTILISÉE POUR LA SÉLECTION DES SITES	3
2.3 SÉLECTION DES PROJETS COMPARABLES	4
2.3.1 Les sites d'exploitation d'hydrocarbures de l'Est du Canada	4
2.3.2 Les sites d'exploitation d'hydrocarbures en environnement nordique	6
2.3.3 Les cas d'exploitation d'hydrocarbures en milieux insulaires isolés	9
2.3.4 Les sites d'exploitation de GNL dans le monde.....	10
2.3.5 L'exploitation de navires-usines.....	15
2.3.6 Analyse globale et mise en contexte	16
3. IDENTIFICATION ET DESCRIPTION SOMMAIRE DES COMPOSANTES DU MILIEU	19
3.1 MILIEU TERRESTRE.....	19
3.1.1 Milieu physique	19
3.1.1.1 Géologie.....	19
3.1.1.2 Géomorphologie.....	23
3.1.1.3 Processus géomorphologiques actifs	24
3.1.2 Milieu biologique	31
3.1.2.1 Végétation.....	31
3.1.2.2 Faune.....	32

TABLE DES MATIÈRES (SUITE)

3.2	MILIEU MARIN	35
3.2.1	Océanographie	35
3.2.1.1	Climat	35
3.2.1.2	Marées et courants	36
3.2.1.3	Vagues	41
3.2.1.4	Saison des glaces et iceberg	41
3.2.2	Milieu biologique	41
3.2.2.1	Végétation intertidale	42
3.2.2.2	Flore et Faune marine	42
3.2.2.3	Zones protégées	45
3.3	MILIEU HUMAIN	46
3.3.1	Portrait démographique	46
3.3.2	Territoire d'intérêts	49
3.3.3	Infrastructures	49
3.4	CONSTATS EN LIEN AVEC L'ANALYSE DU MILIEU	50
4.	PRÉSENTATION DU SCÉNARIO DE DÉVELOPPEMENT DE BASE	53
4.1	DESCRIPTION GÉNÉRALE	53
4.2	CONSTATS À CONSIDÉRER EN LIEN AVEC LE SCÉNARIO DE DÉVELOPPEMENT	56
5.	MISE EN CONTEXTE DES MARCHÉS POTENTIELS ET DE LEUR LOCALISATION	61
5.1	CONSTATS GÉNÉRAUX SUR LES MARCHÉS	61
5.2	LES MARCHÉS POTENTIELS POUR ANTICOSTI – RAPPORT DU HEC	62
5.2.1	Option 1 : Le marché du gaz naturel de la Côte-Nord	63
5.2.2	Option 2 : La demande du Québec couvert par le réseau de distribution	63
5.2.3	Option 3 : Le marché des provinces maritimes	66
5.2.4	Option 4 : la demande internationale, incluant l'est des États-Unis	67
5.2.5	Les marchés potentiels pour le pétrole d'Anticosti	67
5.2.6	Synthèse des marchés potentiels	68
5.3	IMPACT DES MARCHÉS SUR LE CHOIX DES SCÉNARIOS D'INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DES HYDROCARBURES	68
6.	COMPOSITION DES PÉTROLES ET GAZ ET DÉFINITION DES PRODUITS ET SOUS-PRODUITS À CONSIDÉRER	69
6.1	COMPOSITION ET DÉFINITION	69
6.2	BILAN VOLUMÉTRIQUE	71

TABLE DES MATIÈRES (SUITE)

7.	IDENTIFICATION ET DESCRIPTION DES SCÉNARIOS.....	73
7.1	DESCRIPTION DES INFRASTRUCTURES TYPIQUES	73
7.1.1	Plateformes de production	74
7.1.2	Réseau de collecte, d'entreposage et de livraison	77
7.1.2.1	Réseau de collecte.....	77
7.1.2.2	Entreposage.....	83
7.1.2.3	Transport maritime – réception et expédition.....	87
7.1.3	Usine de traitement.....	96
7.1.3.1	Gestion de l'éthane	98
7.1.4	Usine de liquéfaction	100
7.1.5	Énergie et services	101
7.1.6	Autres Infrastructures	102
7.1.6.1	Transport terrestre et aérien	102
7.1.6.2	Hébergement des travailleurs	103
7.1.6.3	Opération et entretien	105
7.2	ÉTABLISSEMENT DE L'ORDRE DE GRANDEUR DES COÛTS	105
7.2.1	Répartition des coûts par secteur	107
7.3	IDENTIFICATION DES SCÉNARIOS	107
7.3.1	SCÉNARIO 1 : usine de traitement et d'une usine de liquéfaction sur l'Île d'Anticosti	108
7.3.1.1	Technologie / infrastructures requises	108
7.3.1.2	Localisations potentielles	109
7.3.1.3	Évaluation générale des coûts pour le Scénario 1.....	109
7.3.2	SCÉNARIO 2 : navire-usine (FLNG) muni d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction	111
7.3.2.1	Technologie / Infrastructures requises	114
7.3.2.2	Localisation potentielle.....	116
7.3.2.3	Évaluation générale des coûts pour le Scénario 2.....	116
7.3.3	SCÉNARIO 3 : usine de traitement et usine de liquéfaction sur le continent (Côte-Nord ou Gaspésie) avec raccordement par pipeline sous-marin	118
7.3.3.1	Technologie / Infrastructures requises	118
7.3.3.2	Localisation potentielle.....	120
7.3.3.3	ÉVALUATION générale des coûts pour le scénario 3	120
7.3.4	SCÉNARIO 4 : usine de traitement de pétrole et gaz sur l'Île d'Anticosti et raccordement au réseau de gaz de la rive sud par pipeline	121
7.3.4.1	Technologie / Infrastructures requises	121
7.3.4.2	Évaluation générale des coûts pour le Scénario 4.....	123

TABLE DES MATIÈRES (SUITE)

7.4	RÉCAPITULATIF DES COÛTS ESTIMÉS PAR SCÉNARIO	124
7.5	ÉTALEMENT DES COÛTS EN CAPITALISATION.....	124
8.	CONCLUSION	129
9.	RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES	131
9.1	SITES INTERNET CONSULTÉS	134

TABLEAUX

Tableau 2-1	Projets GNL (en exploitation) et leurs principales caractéristiques	11
Tableau 2-2	Projets GNL (en développement) et leurs principales caractéristiques	14
Tableau 5-1	Récapitulatif des options pour Anticosti – Étude HEC	68
Tableau 6-1	Hypothèses retenues pour la composition du gaz à Anticosti.....	70
Tableau 6-2	Hypothèses retenues pour la composition du pétrole à Anticosti.....	70
Tableau 6-3	Hypothèses retenues pour la composition du mélange sortant des puits	71
Tableau 6-4	Bilan volumétrique.....	71
Tableau 7-1	Estimation des longueurs de collecteurs et sous-collecteurs selon le diamètre des conduites	83
Tableau 7-2	Synthèse des infrastructures de stockage requises.....	84
Tableau 7-3	Exemples d'exigences relatives à la composition du gaz naturel.....	99
Tableau 7-4	Ordre de grandeur des coûts de construction d'un complexe d'hébergement	104
Tableau 7-5	Coûts réels moyens de projets de GNL	106
Tableau 7-6	Répartition des coûts par secteur.....	107
Tableau 7-7	Évaluation d'ordre de grandeur des coûts – Scénario 1	109
Tableau 7-8	Évaluation d'ordre de grandeur des coûts – Scénario 2	117
Tableau 7-9	Évaluation d'ordre de grandeur des coûts – Scénario 3	120
Tableau 7-10	Évaluation d'ordre de grandeur des coûts – Scénario 4	123
Tableau 7-11	Récapitulatif des coûts par scénario	124
Tableau 7-12	Ventilation des coûts inhérents aux infrastructures des plateformes et au réseau de collecte	125
Tableau 7-13	Exemple de ventilation des coûts en trois phases pour le scénario 1	127

FIGURES

Figure 2-1	Projet Yamal (Russie)	17
Figure 4-1	Puits de production.....	54
Figure 4-2	Plateforme de production (exemple avec 18 puits).....	54
Figure 4-3	Scénario de développement considéré dans la présente étude (source : chantier économie des EES, 2015).....	55
Figure 4-4	Productivité annuelle de pétrole et de gaz prévue dans le scénario de développement (source : chantier économie des EES, 2015).	55
Figure 5-1	Aperçu de joueurs clés actuels du marché du gaz naturel à proximité d'Anticosti	64
Figure 5-2	Corridors à l'étude pour relier le réseau de Gaz Métro à la Côte-Nord en 2012.....	64
Figure 5-3	Réseau de Trans Québec Maritime (Section nord).....	65
Figure 7-1	Logigramme d'une exploitation typique.....	75
Figure 7-2	Plateforme typique où des hydrocarbures sont récupérés par des puits en production	78
Figure 7-3	Plateforme typique où des hydrocarbures sont récupérés par des puits en production	78
Figure 7-4	Exemple de collecteur	79
Figure 7-5	Exemple de collecteur	79
Figure 7-6	Exemple de pipeline	80
Figure 7-7	Exemple de pipeline typique qui pourrait être installé à Anticosti.	80
Figure 7-8	Réservoir de stockage de gaz naturel liquéfié	85
Figure 7-9	Sphère de stockage de GPL	85
Figure 7-10	Réservoir de condensat de pétrole	86
Figure 7-11	Réservoir de pétrole	86
Figure 7-12	Illustration de barge LCT	89
Figure 7-13	Illustration de tapis de protection pour l'aménagement de rampes sur berge	89
Figure 7-14	Illustration de duc-d'Albe	90
Figure 7-15	Illustration de quai temporaire flottant	91
Figure 7-16	Illustration de brise-lames flottant.....	92
Figure 7-17	Illustration de quai en caissons	93
Figure 7-18	Illustration du système de tourelle d'amarrage (Turret Mooring System)	95
Figure 7-19	Illustration du système de tourelle d'amarrage (Turret Mooring System)	95
Figure 7-20	Usine de traitement de gaz	97
Figure 7-21	Usine de liquéfaction de gaz naturel (pour les scénarios 1 et 3).....	97

FIGURES (SUITE)

Figure 7-22	Logigramme des opérations – Scénario 1	110
Figure 7-23	Illustration de navire-usine	113
Figure 7-24	Illustration de navire-usine FLNG	113
Figure 7-25	Logigramme des opérations – Scénario 2	115
Figure 7-26	Logigramme des opérations – Scénario 3	119
Figure 7-27	Logigramme des opérations – Scénario 4	122

CARTES

Carte 3-1	Localisation de la zone d'étude	20
Carte 3-2	Lithologie, contexte stratigraphique et structural d'Anticosti	21
Carte 3-3	Relief de l'île d'Anticosti	25
Carte 3-4	Dépôts de surface et type de côte.....	27
Carte 3-5	Type de drainage	29
Carte 3-6	Milieu biologique terrestre et côtier	33
Carte 3-7	Conditions climatiques prévalant dans le secteur d'Anticosti.....	37
Carte 3-8	Composantes océanographiques prévalant dans le secteur d'Anticosti	39
Carte 3-9	Zones d'importance en richesse concernant les nutriments (plancton), en ichtyofaune et en mammifères marins	43
Carte 3-10	Milieu humain	47
Carte 4-1	Scénario de développement par décennie, années 1 à 40	57
Carte 4-2	Scénario de développement par décennie, années 41 à 75	59
Carte 7-1	Schéma d'implantation des infrastructures du réseau de collecte associées au transport des hydrocarbures.	81

ANNEXES

Annexe 1	Analyse multicritères
Document annexe	Recherche documentaire

LISTE DES ACRONYMES

ACOA	Aires de concentration des oiseaux aquatiques
AOG	Australian Oil&Gaz
CARD	Center for Arctic Development
COSEPAC	Comité sur la situation des espèces en péril au Canada
CRIAAC	Centre de ressource en impact et adaptation au climat et à ses changements
EES	Évaluations environnementales stratégiques
FIFO	Fly in – Fly out
FLNG	Floating Liquefied Natural Gas
FPSO	Floating production storage and offloading
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
GTL	Gas-to-liquids
HEC	Haute étude commerciale
IGU	International Gas Union
LCT	Land Craft Tank
M&NE	Maritime & Northeast
MERN	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MFQ	Ministère des Finances du Québec
MTPA	Millions de tonnes métriques par année
ONÉ	Office national de l'énergie
PEI	Île du Prince Edward
Sépaq	Société d'établissement de plein air du Québec
TPA	Tonne par année
TQM	Trans-Québec Maritime
UN	United Nations
ZIEB	Zones d'importance écologiques et biologiques

ABRÉVIATIONS TYPIQUES

Pétrole brut et liquides de gaz naturel

Abréviation	Description
b	Baril
b/j	Barils par jour
kb/j	Mille barils par jour
m ³	Mètre cube
m ³ /j	Mètres cubes par jour
Mb	Million de barils
Mb/j	Millions de barils par jour

Gaz naturel

Abréviation	Description
BCF	Billion de pieds cubes (10 ⁹ pieds cubes)
BTU/pi ³	BTU par pied cube (unité thermique britannique)
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
kpi ³	mille pieds cubes
m ³	mètre cube
m ³ /j	mètre cube par jour
MMBTU	million de BTU (unité thermique britannique)
Mpi ³	million de pieds cubes
Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
pi ³	pied cube
Tpi ³	billion de pieds cubes
t	Tonne (1 000 kilogrammes) Équivalant à une tonne métrique
MMt	Million de tonnes métriques
MMt/a	Million de tonnes métriques par année

Taux de conversion typique

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Les valeurs ci-dessous ne sont que des approximations; elles peuvent varier selon les conditions de référence et la composition du gaz d'alimentation.

Unité	Équivalent
1,0 mètre cube (m ³) de gaz naturel	35,301 pieds cubes (pi ³) de gaz naturel
1,0 mètre cube (m ³) de gaz naturel	1,7111 x 10 ⁻³ mètres cubes (m ³) de gaz naturel liquéfié
1,0 mètre cube (m ³) de gaz naturel	7,2487 x 10 ⁻⁴ tonnes (t) de gaz naturel liquéfié
1,0 mètre cube (m ³) de gaz naturel liquéfié	2,0631 x 10 ⁴ pieds cubes (pi ³) de gaz naturel
1,0 mètre cube (m ³) de gaz naturel liquéfié	584,431 mètres cubes (m ³) de gaz naturel
1,0 mètre cube (m ³) de gaz naturel liquéfié	0,4049 tonne (t) de gaz naturel liquéfié
1,0 mètre cube (m ³) de gaz naturel liquéfié	2,0631 x 10 ⁻⁵ milliards de pieds cubes (Gpi ³) de gaz naturel
1,0 tonne (t) de gaz naturel liquéfié	1 379,549 mètres cubes (m ³) de gaz naturel
1,0 tonne (t) de gaz naturel liquéfié	2,4697 mètres cubes (m ³) de gaz naturel liquéfié
1,0 tonne (t) de gaz naturel liquéfié	4,8699 x 10 ⁴ pieds cubes (pi ³) de gaz naturel
1,0 pied cube (pi ³) de gaz naturel	2,0531 x 10 ⁻⁵ tonnes (t) de gaz naturel liquéfié
1,0 tonne de GNL par année	133,4232 pieds cubes de gaz naturel par jour (pi ³ /j)
1,0 million de tonnes de GNL par année	0,1334 milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour (Gpi ³ /j)
1,0 milliard de pieds cubes (Gpi ³) de gaz naturel	4,8471 x 10 ⁴ mètres cubes (m ³) de gaz naturel liquéfié
1,0 milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour (Gpi ³ /j)	7,495 millions de tonnes de GNL par année

1. INTRODUCTION

1.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS

Le plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures avancé en mai 2014 inclut la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (EES), une globale pour l'ensemble des enjeux associés aux hydrocarbures et une propre à l'île d'Anticosti. Un des chantiers de l'EES propre à l'île d'Anticosti couvre le transport, c'est-à-dire tous les aspects relatifs aux infrastructures devant être mises en place et nécessaires à la collecte et à l'exportation des hydrocarbures vers les marchés de consommation. Le présent mandat s'inscrit dans le cadre de l'évaluation économique du développement potentiel des hydrocarbures à l'île d'Anticosti. Ce processus d'évaluation économique vise ultimement à estimer, à partir de l'information disponible, la rentabilité économique du développement des hydrocarbures de l'île d'Anticosti, un des critères déterminants dans la décision que prendra le gouvernement du Québec relativement à la poursuite des travaux.

Plus particulièrement, le présent mandat a comme objectif principal de proposer des solutions durables en matière d'infrastructures de collecte, de traitement, d'entreposage et de transport des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti et vers les marchés de consommation. Le mandat consiste spécifiquement en une description sommaire des infrastructures de transport requises et les coûts associés afin de collecter, entreposer, épurer, traiter et transporter les hydrocarbures jusqu'à un terminal d'exportation et/ou par canalisations vers les marchés potentiels de consommation.

De façon plus spécifique, il s'agit :

- de réaliser une étude de préfaisabilité ou de concept technico-économique afin d'évaluer les investissements requis pour les infrastructures de collecte, de traitement, d'entreposage et de transport et connexes nécessaires à l'exportation, vers les marchés de consommation, des hydrocarbures qui seraient éventuellement exploités sur l'île d'Anticosti;
- d'établir une séquence dans le temps des investissements requis pour la mise en place des infrastructures en fonction de l'évolution de la production, excluant les infrastructures routières nécessaires à l'exploitation des puits de forage;
- d'identifier les emplacements possibles des infrastructures de transport et connexes ainsi qu'un ou des tracés privilégiés pour les réseaux de transport par canalisation considérant les caractéristiques (physiques, biologiques, humaines et économiques) propres à l'île.

1.2 CONTENU DU RAPPORT

Le rapport qui suit présente successivement :

- Une identification sommaire de projets similaires d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en milieu nordique et en milieu insulaire, visant à établir des références utiles à l'analyse des orientations techniques;
- une identification et une description sommaire des grandes composantes environnementales et sociales du milieu, en considérant les composantes terrestres, côtières marines et humaines;
- une description du scénario de production de base utilisé pour l'évaluation des besoins en infrastructures, en tenant compte des hypothèses de production telles que définies par le chantier économie des EES;
- une description des hypothèses retenues pour la composition des pétroles et gaz et des produits et sous-produits à considérer dans la définition des concepts de traitement et de transport, en fonction des sources d'information disponibles à ce jour et tel que discuté et entendu avec le MERN;
- une mise en contexte des marchés potentiels sur la base de l'étude de marché menée en parallèle par les HEC, de manière à établir les scénarios de traitement et de transport à considérer en fonction des opportunités de marché envisageables;
- une identification et une description globales des scénarios de collecte, de traitement, d'entreposage et de transport à considérer en fonction des scénarios de production envisagés, comprenant une ordre de grandeur de l'évaluation des coûts;
- une présentation de l'analyse multicritères qui a été menée afin d'établir le ou les scénarios optimaux en termes de construction et d'exploitation;
- des conclusions et des recommandations en regard des analyses effectuées.

Par ailleurs, un document annexe, présenté séparément du rapport principal, a été élaboré afin de regrouper les principales références ayant servi à l'analyse lors de la rédaction du rapport. Ce document de référence permettra aux lecteurs d'approfondir au besoin plusieurs des éléments discutés dans le présent rapport.

2. IDENTIFICATION DE PROJETS SIMILAIRES

2.1 MISE EN CONTEXTE

La première étape de l'étude vise à identifier des projets similaires déjà réalisés ou en cours de réalisation de manière à illustrer des situations de développement des hydrocarbures qui pourraient présenter des contraintes techniques relatives au transport des hydrocarbures qui sont similaires à celles pouvant être potentiellement rencontrées dans le contexte de l'île d'Anticosti (p. ex. milieux insulaire, nordique et côtier, environnements sensibles). Cet exercice vise, entre autres :

- à identifier les défis que posent ces milieux et les problématiques rencontrées relatives aux transports des hydrocarbures;
- à documenter les enjeux et les solutions qui ont été pris en compte du point de vue de la faisabilité technique des transports.

Bien que chaque cas soit particulier et qu'il faille rester prudent dans les comparaisons et la définition de dénominateurs communs, cette analyse vise surtout à servir de points de départ dans la définition et l'analyse des scénarios et de trouver des facteurs comparables sur certaines problématiques techniques et environnementales relatives au transport des hydrocarbures qui sont envisageables dans le contexte anticostien.

2.2 DÉMARCHE UTILISÉE POUR LA SÉLECTION DES SITES

Outre son contexte géographique et géologique particulier qui sera présenté en détail au chapitre suivant, l'île d'Anticosti présente plusieurs types de zones protégées de grande valeur environnementale. Néanmoins, le milieu naturel est fortement perturbé par l'introduction du cerf de Virginie et par l'exploitation forestière. La présence de cette espèce sur l'île depuis plus de 135 ans a amené de profondes modifications écologiques, tant au niveau de sa faune qu'au niveau de sa flore. Sur le plan socio-économique, la population de l'île d'Anticosti (plus de 200 personnes résidant à Port-Menier) vit des ressources provenant de l'exploitation forestière et des activités récréotouristiques liées à la chasse au cerf de Virginie et à la pêche au saumon atlantique.

Afin de sélectionner les projets les plus comparables, une recherche a été réalisée pour identifier d'abord les projets d'exploitation d'hydrocarbures dans l'Est du Canada, pour des raisons de proximité géographique. Les projets d'exploitation d'hydrocarbures qui sont localisés en environnement nordique au Canada et ailleurs dans le monde ont par la suite été identifiés, afin de prendre connaissance des problématiques liées aux techniques, à l'éloignement et aux problématiques environnementales

qui pourraient être similaires au contexte d'Anticosti. Enfin, puisque les hydrocarbures exploités sur l'île seraient essentiellement du gaz naturel, un recensement de plusieurs projets d'exploitation de gaz naturel actuellement en cours d'exploitation ou en phase de développement dans le monde a été réalisé.

Afin de sélectionner les projets susceptibles de présenter le plus de similitudes en termes de transport des hydrocarbures avec celui d'Anticosti, un tableau synthèse a été créé, en intégrant les données relatives au type de champ gazier (insulaire, terrestre, extracôtier), ainsi que les données relatives à l'emplacement des installations industrielles et portuaires (insulaire, continental, bateau-usine).

2.3 SÉLECTION DES PROJETS COMPARABLES

2.3.1 LES SITES D'EXPLOITATION D'HYDROCARBURES DE L'EST DU CANADA

Hibernia, Terre-Neuve, Canada

L'exploitation pétrolière et gazière est présente au Canada depuis les années 1950 et le premier puits productif en zone extracôtière est celui du bassin Jeanne d'Arc (Terre-Neuve) en 1971. Ce n'est cependant qu'en novembre 1997 que la plateforme Hibernia a produit ses premiers barils de pétrole. La production actuelle d'Hibernia est estimée à 220 000 barils par jour. Avec Terra Nova et Wild Rose, c'est en moyenne 84,6 millions de barils par année (de 1997 à 2015) qui ont été produits sur les champs pétrolifères extracôtiers de Terre-Neuve. (Source : <http://www.economics.gov.nl.ca/EB-oil.asp>).

Le pétrole extrait en zone extracôtière est acheminé soit par bateaux directement dans les diverses raffineries du Canada ou dans des pétroliers qui font exclusivement la navette entre la plateforme et le terminal de transbordement de Whiffen Head, localisé sur l'île de Terre-Neuve. Le pétrole est entreposé pour être éventuellement transbordé sur des navires conventionnels afin d'être exporté vers les marchés. Ce mode de transbordement permet de réduire et de rendre sécuritaire la circulation des navires, de s'adapter à la production de la plateforme, augmente les possibilités de commercialisation et permet d'être flexible quant aux besoins des clients. Outre ce terminal de transbordement, les autres infrastructures supportant la logistique de transport des hydrocarbures, du personnel, du matériel et des denrées comprennent une base de contrôle, un hélicoptère, un complexe d'entrepôts industriels. L'ensemble de ces infrastructures sert également à d'autres compagnies exploitant les hydrocarbures de la région (Hibernia, 2010).

L'exploitation des hydrocarbures le long de la côte est de l'Atlantique impose une contrainte technique majeure relative à la circulation des icebergs et à la formation de glace de mer. Pour arriver à une exploitation rentable et sécuritaire, la plateforme d'exploitation d'Hibernia a été conçue afin de résister aux impacts d'iceberg. De plus, des programmes de suivis aériens des glaces (assurés par l'*International Ice Patrol* (USA), ainsi que le Service canadien des glaces), combinés à des suivis par télédétection (satellites et radars) et les relevés en temps réels de données océanographiques (assurés par la compagnie), permettent de suivre et de modéliser les trajectoires des glaces. Des remorqueurs spécialisés sont prêts à intervenir, advenant que des glaces pénètrent à l'intérieur d'un rayon de 20 km de la plateforme. Ces remorqueurs sont aptes à modifier les trajectoires des icebergs (Hibernia, 2010).

Les problématiques de transport liées à l'isolement en milieu extracôtier (insulaire) et aux glaces sont également susceptibles de se présenter dans le cadre d'un projet d'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Cependant, les nombreuses solutions et moyens d'action entrepris font en sorte que ces défis deviennent de moins en moins contraignants et permettent une gestion efficace du risque.

L'île de Sable, Nouvelle-Écosse, Canada

À l'île de Sable, en Nouvelle-Écosse, la mise en marche de l'extraction gazière extracôtière (Sable offshore Energy Project), date de 1999. Ce projet est basé sur la présence de champs d'hydrocarbures de type conventionnel qui sont localisés en zone extracôtière, à des profondeurs de 20 à 80 m. D'une durée de vie évaluée à 25 ans, cette exploitation produisait initialement 11 M m³ par jour alors qu'en 2010, sa production a diminué à près de la moitié, soit à 5,5 M m³ par jour. Formé par un réseau de plateformes en milieu extracôtier, le cœur de cette exploitation est orienté vers les plateformes De Thebaud, deux plateformes qui comprennent le complexe d'hébergement et l'autre qui comprend des installations industrielles pour déshydrater et compresser les gaz (SOEP, 2015). Les plateformes satellites sont visitées régulièrement par les travailleurs par hélicoptères. Aucun navire ne doit pénétrer à l'intérieur d'un rayon de 500 m de ces plateformes.

Les hydrocarbures extraits des plateformes de production sont acheminés par des pipelines sous-marins secondaires enfouis sous le fond marin et de longueurs comprises entre 5 et 55 km, jusqu'à la plateforme De Thebaud. C'est cette infrastructure qui est connectée à la côte par près de 225 km de gazoduc sous-marin qui transporte le mélange d'hydrocarbures en deux phases, vers Goldboro en Nouvelle-Écosse (SOEP, 2015). Certaines sections de ce pipeline sont enfouies et le tracé évite les zones rocheuses et de fortes pentes, ainsi que les zones sensibles. Le gaz est ensuite

traité à l'usine de Goldboro. Le gaz naturel est expédié vers le marché nord-américain, via le réseau Maritimes and Northeast Pipelines. Sous forme de liquides, le reste des hydrocarbures est expédié vers les installations industrielles de pointe Tupper où il est fractionné en propane, en butane et en condensat. Ces produits sont expédiés vers les marchés par train et par camionnage. Ce projet d'implantation d'usine de liquéfaction dans le parc industriel de Goldboro a été récemment autorisé par le gouvernement de la Nouvelle-Écosse. L'usine serait opérationnelle vers 2019 et serait en mesure d'exporter le GNL par voie maritime vers les marchés internationaux (source : <http://goldborolng.com/>).

Le transport des hydrocarbures s'effectue en grande majorité par des pipelines sous-marins ou terrestres. Leur implantation ainsi que leur opération n'ont pas posé de défis techniques particuliers relatifs aux particularités du milieu. Pour l'heure, seules les conditions climatiques reliées surtout aux fortes tempêtes maritimes ont été évoquées comme étant problématiques dans la décennie de 1980. Bien que ces tempêtes n'aient pas été la cause d'incidents, elles ont tout de même occasionné des délais dans les opérations d'intervention.

Les problématiques de transport reliées à l'isolement en milieu extracôtier (insulaire) et aux tempêtes maritimes sont également susceptibles de se présenter dans le cadre d'un projet d'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Tout comme le cas précédent, le savoir-faire acquis pour pallier aux problématiques reliées à l'isolement en milieu extracôtier et aux conditions climatiques à l'entrée du golfe du Saint-Laurent pourra être mis à profit advenant une exploitation des hydrocarbures sur Anticosti.

2.3.2 LES SITES D'EXPLOITATION D'HYDROCARBURES EN ENVIRONNEMENT NORDIQUE

Mer de Beaufort et delta du Mackenzie, Arctique canadien

La mer de Beaufort et le delta du Mackenzie ont fait l'objet de nombreux travaux d'exploration depuis la décennie de 1920 dans le delta et depuis la Seconde Guerre mondiale pour la zone extracôtière de la mer de Beaufort. Suite au choc pétrolier de 1973, le gouvernement canadien a fortement investi et encouragé la recherche d'hydrocarbures dans ces régions (PARL, 2008). Ces travaux ont par ailleurs démontré à maintes reprises un certain potentiel en hydrocarbures, tant en milieu terrestre qu'en milieu extracôtier (Beaufortrea, 2015). Avec l'atténuation des effets du choc pétrolier, l'éloignement des marchés, les nombreuses difficultés techniques en raison de l'absence d'infrastructures et les coûts exorbitants des projets ont fait diminuer l'intérêt de l'exploitation pétrolière dans cette région. Ainsi, seul 317 000 barils ont été expédiés par pétrolier au Japon, au moment de forages (champs d'Amauligak) menés en 1985.

Néanmoins, l'intérêt a été ressuscité en 2004 avec la proposition d'un nouvel oléoduc de 1 220 km traversant le Nunavut et reliant celui du nord de l'Alberta. Les activités d'exploration et d'exploitation ont fortement augmenté depuis la dernière décennie. De plus, d'autres puits d'exploration ont été forés dans le but de commencer l'exploitation de l'hydrate de méthane, un gaz non conventionnel contenu dans le pergélisol du delta. Toutefois, le manque de connaissances empêche une production efficace et rentable de cette nouvelle ressource à grand potentiel. Néanmoins, bien que les technologies en matière de transport des hydrocarbures rendent possible l'implantation de projets d'envergures en arctique, le développement de cette industrie sera toujours embryonnaire, et ce, tant qu'il y aura la présence de ressources en hydrocarbures plus accessibles et plus près des marchés, comme c'est le cas en Europe (p. ex. exploitation en mer de Barents ou dans la péninsule de Yamal).

Prudhoe Bay, Alaska, États-Unis

Prudhoe Bay est situé au nord de l'Alaska, dans la région de North Slope, à 400 km au nord du cercle polaire. Prudhoe Bay est enclavé entre deux réserves nationales, soit la *National Petroleum Reserve-Alaska* et le *Arctic National Wildlife Refuge*. Le champ pétrolifère compte 1 000 puits, avec un potentiel de 25 M de barils. Ce champ de type conventionnel se situe en milieu terrestre isolé et il est deux fois plus gros que le second champ le plus important des États-Unis. Le champ pétrolifère a été découvert en 1968 et mis en exploitation en 1977. Sa production journalière est actuellement en déclin et avoisine les 547 000 barils par jour, alors qu'en 1988, elle était de 1,5 M de barils par jour (Wikipedia, 2015). Il est à noter que le champ contient également une grande quantité de gaz estimée à 740 G de m³ ainsi qu'un fort potentiel en gaz de shale. Ainsi, au cours de l'année 2013, l'exploration pour les gaz non conventionnels a débuté sur un site d'environ 50 km².

Quant aux installations industrielles, elles se concentrent en un centre de traitement local qui alimente ensuite la station de pompage principale à la tête de l'oléoduc Trans-Alaska. Cet oléoduc, qui mesure 1 300 km, traverse l'Alaska, et ce, jusqu'à Valdez, un terminal maritime majeur par lequel les hydrocarbures sont expédiés vers les états plus au sud. Cet oléoduc a été mis en place dans le contexte de la crise du pétrole dans la décennie de 1970. Il constitue encore aujourd'hui un des plus grands réseaux de transport des hydrocarbures au monde. Ce dernier traverse au moins trois chaînes de montage et de nombreux cours d'eau (Wikipédia Trans-Alaska, 2015). Il est monté sur pilotis et comprend plusieurs systèmes de pompage et d'éléments lui permettant d'éviter le gel l'hiver et la corrosion au cours de l'été.

L'implantation d'un important réseau de collecte et de transport des hydrocarbures dans un milieu arctique (p. ex. présence de pergélisol, contraintes topographiques majeures, nombreuses traverses

de cours d'eau) et particulièrement isolé a représenté des défis techniques importants en matière de transport des hydrocarbures. Ces techniques sont pleinement maîtrisées depuis près de 40 ans. Les problématiques de transport reliées à un tel isolement en milieu périglaciaire sont moins probables dans le cadre d'un projet d'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Toutefois, les nombreuses connaissances techniques développées au cours de la construction et de l'exploitation du pipeline Trans-Alaska pourront être mises en application advenant une exploitation des hydrocarbures sur Anticosti.

Prirazlomnoye, mer de Barents, Russie

Le gisement de pétrole de Prirazlomnoye se situe au sud-est de la mer de Barents, dans la région de la mer de Pechora, à 60 km des côtes Arctiques de la Russie (Wikipédia, 2015). Les réserves disponibles sont estimées à 72 Mt et d'une durée de production d'environ 22 ans. La première livraison de cette exploitation s'est effectuée en mai 2014 avec un peu plus de 70 000 t de pétrole. Il s'agit d'une des seules exploitations commerciales en cours de production dans l'Arctique.

Cette plateforme d'extraction d'hydrocarbures en milieu extracôtier, témoigne des avancées technologiques les plus récentes, puisqu'elle est résistante aux glaces et aux conditions climatiques les plus extrêmes. Elle est la première plateforme issue de la classe Arctique.

Une fois le pétrole extrait, il est transféré sur un pétrolier brise-glace qui fait la navette et qui achemine les hydrocarbures vers le superpétrolier Belokamenka, qui navigue à 1 100 km plus à l'ouest, afin de faciliter son exportation en eau libre de glace. Ce dernier achemine dès lors les hydrocarbures vers les raffineries.

Encore plus qu'Hibernia, le projet de Prirazlomnoye illustre les problématiques de transport reliées à l'isolement en milieu extracôtier (insulaire) et à la présence de glaces. Ces conditions sont susceptibles de se présenter dans le cadre d'un projet d'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Les nombreuses solutions et moyens d'action entrepris dans le cadre de ce projet seront applicables pour ce qui est du cas de l'île d'Anticosti et permettront vraisemblablement une gestion efficace du risque.

2.3.3 LES CAS D'EXPLOITATION D'HYDROCARBURES EN MILIEUX INSULAIRES ISOLÉS

Île Cameron, océan Arctique, Canada

L'île Cameron est située dans l'océan Arctique et fait partie du territoire du Nunavut. D'une superficie d'un peu plus de 1 000 km², elle est caractérisée par un relief montueux et dénudé. Le champ pétrolifère, localisé en milieu terrestre, est constitué du gisement de Bent Horn qui est de type conventionnel. Ce projet est le seul site de l'Arctique canadien à avoir été développé pour une production commerciale de pétrole.

L'île Cameron a été en opération entre 1985 à 1996 et a produit 2,8 mmbbl à partir de cinq puits. Le transport des hydrocarbures s'est effectué vers les raffineries de Montréal à raison de deux à trois expéditions de pétrolier brise-glace par année (Fednav M/V Arctic). La circulation des pétroliers s'est effectuée à l'époque, uniquement pendant les périodes libres de glace. Malgré l'abandon du projet depuis 1996, l'intérêt vers de nouvelles explorations pétrolières et gazières semble regagner de l'intérêt. Récemment, des permis d'exploration ont été mis à l'enchère afin d'étendre les recherches. Surtout depuis que les avancées technologiques et le raffinement de l'expertise permettent d'exploiter et de transporter des hydrocarbures dans les régions isolées en milieu où la banquise prédomine.

Île de Barrow, Australie

L'île de Barrow, d'une superficie de près de 200 km², est localisée à 50 km au nord-ouest de l'Australie. Cette île comprend l'un des plus importants champs pétrolifère et gazier conventionnels en terre australienne. Ces gisements, découverts en 1964, principalement dans la partie sud de l'île, sont exploités commercialement depuis 1967. Depuis le début en 1964, près de 900 puits ont été installés et environ 300 millions de barils d'huile (Mb) ont été produits. Les hydrocarbures issus de cette exploitation sont acheminés aux navires pétroliers par des oléoducs sous-marins longs d'une dizaine de kilomètres. L'année 2014 a marqué les 50 ans d'exploitation, au cours desquels 320 mmbbl ont été produits.

Les explorations effectuées en parallèle ont mené à la découverte de gisements gaziers majeurs au large des côtes de l'île de Barrow, donnant naissance au projet Gorgon LNG. En 2009, le projet Gorgon LNG mené par Chevron a été approuvé par les autorités australiennes et a été mis en chantier. Ce projet comprend la construction de plateformes d'extraction gazière extracôtières, d'un oléoduc sous-marin acheminant les hydrocarbures sur l'île de Barrow, d'une usine de liquéfaction et

d'un terminal d'exportation d'une capacité de 15 millions de tonnes de GNL/année. Ce chantier est l'un des plus importants projets de gaz naturel au monde avec une ressource gazière recelant environ 40 000 G pi³ de gaz. Sa mise en fonction est prévue à court terme.

La principale similitude de ce projet avec celui d'Anticosti est surtout associée à l'importation de matériels, ainsi qu'à la gestion même des hydrocarbures dans un milieu insulaire, dont l'équilibre écologique est relativement fragile. On retrouve 378 plantes, 13 espèces de mammifères et 43 espèces de reptiles natifs de l'île de Barrow. De nombreux ouvrages permettant de minimiser les risques d'invasion du milieu par des espèces exotiques ont été réalisés, dont la mise en place d'un système de quarantaine¹ depuis les années 60. Chevron a reçu en juin 2102, le United Nations (UN) Association of Australia World Environment Awards en reconnaissance de sa gestion de l'environnement.

2.3.4 LES SITES D'EXPLOITATION DE GNL DANS LE MONDE

Les sites d'exploitation de GNL dans le monde sont relativement nombreux. Selon le « Global GNL Info », en date du mois de mai 2015, plus de 34 projets visant la liquéfaction de gaz naturel sont actuellement en cours d'exploitation, alors que 16 projets sont en cours de développement et 25 sont projetés dans un avenir rapproché (tableaux 2.1 et 2.2).

La compilation démontre qu'une majorité de projets GNL en cours de production dans le monde exploitent des gisements surtout localisés en milieu extracôtier. Le traitement des hydrocarbures s'effectue soit sur le continent (p. ex. Égypte ou Qatar), ou soit directement en milieu insulaire (Émirats Arabes Unis, Norvège). Les principales infrastructures de transports des hydrocarbures relient les sites d'extraction extracôtiers et les centres de traitement par des pipelines sous-marins reliés directement à une usine localisée tout près des côtes, à proximité des installations portuaires. D'autres projets montrent que les hydrocarbures extracôtiers cheminent d'abord dans des oléoducs sous-marins, puis terrestres avant d'aboutir dans le centre de traitement. Les projets s'adressent pour la plupart à des marchés internationaux, faisant en sorte qu'ils sont exportés par bateaux. Quelques projets sont destinés également à fournir dans une certaine proportion leurs marchés locaux.

La majorité des projets en développement hors États-Unis visent l'exploitation de gisements extracôtiers (Australie, Malaisie, etc.). Parmi les projets aux États-Unis, il est intéressant de noter que ces derniers découlent d'une conversion d'installations d'importation (de gazéification en liquéfaction), montrant que la tendance aux États-Unis est davantage liée à l'exportation de leur gaz de schiste. Enfin, il est intéressant de noter que quatre projets en développement envisagent de traiter les hydrocarbures sur des bateaux-usines (Colombie, Australie et Malaisie).

¹ Procédures par lesquelles tous les intrants sur l'île sont contrôlés pour éviter toutes contaminations.

Tableau 2-1 Projets GNL (en exploitation) et leurs principales caractéristiques

NOM DU PROJET	PAYS	LOCALISATION DU CHAMP	INFRASTRUCTURE DE TRANSPORT DU CHAMP À L'USINE	INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DE L'USINE AU PORT	LOCALISATION DU TERMINAL PORTUAIRE	DÉBUT DE PRODUCTION	TYPE DE MARCHÉ
Aogas	Émirats Arabes Unis	Extracôtier	Gazoduc terrestre (266 km)	Gazoduc terrestre	Ile de DAS	1977	International
Algeria	Algérie	Continent	Gazoduc terrestre (232 km)	Gazoduc terrestre	Continent - Skikda et Arzew	1964	International
Angola	Angola	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (121 km)	Gazoduc terrestre	Continent - Soyo	2013	International
Arun*	Indonésie (Sumatra)	Insulaire	Gazoduc sous-marin (100 km)	Gazoduc terrestre	Insulaire - Blang Lancang	1978	International
Atlantic	Trinité et Tobago	Extracôtier	Gazoduc terrestre enfoui (408 km)	Gazoduc terrestre	Insulaire – Pointe Fortin	1999	International
Bontang	Indonésie (Bornéo)	Terrestre et Extracôtier	Gazoduc terrestre (86 km)	Gazoduc terrestre	Insulaire- Bontang	1977	International
Brunel	Brunel (Borneo)	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (39 km)	Gazoduc terrestre	Insulaire - Lumut	1973	International
Damietta	Égypte	Extracôtier	Gazoduc terrestre (502 km)	Gazoduc terrestre	Continent -Damietta	2005	International
Darwin	Australie	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (502 km)	Gazoduc terrestre	Continent - Darwin	2006	Local et international
EG	Guinée Equatoriale	Extracôtier	Gazoduc terrestre (25 km)	Gazoduc terrestre	Insulaire – Punta Europa	1991	International
Egyptian	Égypte	Extracôtier	Gazoduc terrestre (80 km)	Gazoduc terrestre	Continent - Abu Qir Bay	2005	International
Kenai	Alaska, USA	Extracôtier	Gazoduc terrestre (100 km)	Gazoduc terrestre	Continent - Nikiski	1969	Local
Marsa El Brega	Libye	terrestre	Gazoduc terrestre (299 km)	Gazoduc terrestre	Continent- Marsa El Brega	1970	International
MGNL Satu	Malaisie - Borneo	Extracôtier	Gazoduc sous-marin	Gazoduc terrestre	Insulaire- Bintulu	1983	International

Source : Global GNL Info, mai 2015.

Tableau 2-1 (suite) Projets GNL (en exploitation) et leurs principales caractéristiques

NOM DU PROJET	PAYS	LOCALISATION DU CHAMP	INFRASTRUCTURE DE TRANSPORT DU CHAMP À L'USINE	INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DE L'USINE AU PORT	LOCALISATION DU TERMINAL PORTUAIRE	DÉBUT DE PRODUCTION	TYPE DE MARCHÉ
MGNL Dua	Malaisie	Extracôtier	Gazoduc sous-marin	Gazoduc terrestre	Insulaire- Bintulu	1995	International
MGNL Tiga	Malaisie	Extracôtier	Gazoduc sous-marin	Gazoduc terrestre	Insulaire- Bintulu	2003	International
Nigerian	Niger	Extracôtier et terrestre (Delta)	Gazoduc terrestre (113 km)	Gazoduc terrestre	Insulaire - Finima	2000	International
Nordic (Skangass)	Norvège	Extracôtier	Gazoduc terrestre (50 km)	Gazoduc terrestre	Continent - Risavika	2007	Local
North West Shelf	Australie	Extracôtier	Gazoduc terrestre (23 km)	Gazoduc terrestre	Continent- Dampier	1984	Local et international
Oman & Qalhat	Oman	Terrestre	Gazoduc terrestre (360 km)	Gazoduc terrestre	Sur - Continent	2000	International
Peru	Pérou	Terrestre	Gazoduc terrestre enfoui (408 km)	Gazoduc terrestre	Continent - Pampa Melchorita	2010	International
Pluto	Australie	Extracôtier	Gazoduc terrestre (180 km)	Gazoduc terrestre	Continent - Dampier Port	2012	Local et international
PNG	Papouasie - Nouvelle-Guinée	Insulaire	Gazoduc terrestre enfoui (292 km)/Gazoduc sous-marin (402 km)	Gazoduc terrestre	Moresby — insulaire	2014	International
Qatargas I	Qatar	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (80 km)	Gazoduc terrestre	Rass Laffan - Continent	1996	International
Qatargas II	Qatar	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (55 km)	Gazoduc terrestre	Rass Laffan - Continent	2009	International
Qatargas III, IV	Qatar	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (60 km)	Gazoduc terrestre	Rass Laffan - Continent	2011	International
Queensland Curtis	Australie	Terrestre	Gazoduc terrestre enfoui (540 km)	Gazoduc terrestre	Curtis (insulaire)	2014	Local et international
RasGas 1-2	Qatar	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (92 km)	Gazoduc terrestre	Rass Laffan - Continent	1999	International

Tableau 2-1 (suite) Projets GNL (en exploitation) et leurs principales caractéristiques

NOM DU PROJET	PAYS	LOCALISATION DU CHAMP	INFRASTRUCTURE DE TRANSPORT DU CHAMP À L'USINE	INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DE L'USINE AU PORT	LOCALISATION DU TERMINAL PORTUAIRE	DÉBUT DE PRODUCTION	TYPE DE MARCHÉ
RasGas 3-5	Qatar	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (92 km)	Gazoduc terrestre	Rass Laffan - Continent	2006	International
RasGas 5-7	Qatar	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (92 km)	Gazoduc terrestre	Rass Laffan - Continent	2010	International
Sakhalin	Russie	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (300 km)	Gazoduc terrestre	Korsakov - insulaire	1999	International
Snohvit	Norvège	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (160 km)	Gazoduc terrestre	Hammerfest - Insulaire	2007	Local et International
Tangguh	Indonésie	Extracôtier	Gazoduc sous-marin (22 km)	Gazoduc terrestre	Bintuni Bay- insulaire	2009	International
Yemen	Yémen	Terrestre	Gazoduc terrestre enfoui (320 km)	Gazoduc terrestre	Balhaf - continent	1986	International

Tableau 2-2 Projets GNL (en développement) et leurs principales caractéristiques

NOM DU PROJET	PAYS	LOCALISATION DU CHAMP	INFRASTRUCTURE DE TRANSPORT DU CHAMP À L'USINE	INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DE L'USINE AU PORT	LOCALISATION DU TERMINAL PORTUAIRE	TYPE DE MARCHÉ
Australia Pacific	Australie	Terrestre	Gazoduc terrestre enfoui (530 km)	Gazoduc terrestre	Curtis - insulaire	Local et international
Cameron	États-Unis	Extracôtière	Gazoduc terrestre (60 km)	Gazoduc terrestre	Hackberry	Local
Caribbean FLRSU	Colombie	Terrestre	Gazoduc sous-marin (88 km)	In situ	Bateau usine	International
Cove Point	États-Unis	Terrestre	Gazoduc terrestre (200 km)	Gazoduc terrestre	Lusby, continent	Local
Elba	États-Unis	Terrestre	Gazoduc terrestre (320 km)	Gazoduc terrestre	Savannah - Insulaire	Local
Donggi-Senoro	Indonésie	Insulaire	Gazoduc terrestre (75 km)	Gazoduc terrestre	Luwuk - insulaire	International
Freeport	États-Unis	Extracôtière	Gazoduc terrestre (16 km)	Gazoduc terrestre	Freeport - continent	Local
Gladstone	Australie	Terrestre	Gazoduc terrestre (435 km)	Gazoduc terrestre	Curtis - insulaire	Local et international
Gorgon	Australie	Extracôtière	Gazoduc sous-marin (70 km)	Gazoduc terrestre	Île de Barrow - Insulaire	Local et international
Ichthys	Australie	Extracôtière	Gazoduc terrestre enfoui (889 km)/Gazoduc sous-marin (200 km)	Gazoduc terrestre	Darwin - Continent	Local et international
Petronas Floating GNL-1	Malaisie	Extracôtière	In situ	In situ	Bateau usine	International
Petronas Floating GNL-2	Malaisie	Extracôtière	In situ	In situ	Bateau usine	International
Prelude Floating	Australie	Extracôtière	In situ	In situ	Bateau usine	Local et international
Sabine Pass	États-Unis	Extracôtière	Gazoduc terrestre (110 km)	Gazoduc terrestre	Beaumont - Continent	Local
Wheatstone	Australie	Extracôtière	Gazoduc sous-marin (220 km)	Gazoduc terrestre	Hashburton - continent	Local et international
Yamal	Russie	Terrestre	Gazoduc terrestre (1 100 km)	Gazoduc terrestre	Sabetta - continent	International

Source : Global GNL Info, mai 2015.

2.3.5 L'EXPLOITATION DE NAVIRES-USINES

Le développement des navires-usines a débuté dans les années 1970 pour l'exploitation des hydrocarbures sur les sites extracôtiers. Leur développement fait suite aux plateformes de forage flottantes qui sont apparues à cette époque pour l'exploitation des hydrocarbures en eaux profondes. L'utilisation de navires-usines constitue assurément une tendance dans l'industrie pétrolière, dans la mesure où cette approche est perçue comme étant plus avantageuse par rapport à la construction et à l'opération d'une usine bâtie sur terre.

Le premier navire-usine de production, de stockage et de déchargement (FPSO, Floating production storage and offloading) a été mis en exploitation par Shell Castellon en 1977. Plus de 200 navires FPSO sont actuellement déployés pour l'exploitation d'hydrocarbures. L'évolution de cette technologie a mené au développement du navire Sanha LPG (Gaz de pétrole liquéfié, GPL), FPSO qui opère en Angola, le premier navire de ce type avec à bord un système complet de liquéfaction du gaz de pétrole et d'installations d'exportation intégrées.

Au Canada, le Center for Arctic Development (CARD), qui regroupe C-Core, Hybernia, RDC, Terranova et l'université Memorial, effectue des recherches en lien avec le développement des hydrocarbures en milieu arctique. Le CARD possède un programme de recherche élaboré sur cinq ans qui comprend, entre autres, les défis technologiques associés au FLNG (ou Floating Liquefied Natural Gas) en zone arctique.

Les développements récents visent l'ajout de la liquéfaction du gaz naturel aux procédés que l'on retrouve actuellement sur un navire FPSO. La compagnie Royal Dutch Shell construit actuellement le Shell Prelude FLNG qui aura une capacité excédant 5 MTPA (million de tonnes année), aux coûts de 13 G USD, devant être en opération en 2016. Il mesurera 488 m de long sur 74 m de large et aura une capacité de stockage de 436 000 m³ de GNL et de GPL (source : <http://www.shell.com/global/aboutshell/major-projects-2/prelude-flng.html>).

Parmi, les autres projets de FLNG en cours, il faut mentionner les suivants :

- La compagnie belge Exmar construit actuellement le navire-usine Caribbean FLNG dont la mise en service est prévue pour la fin 2015. Exmar a annoncé la construction d'un autre navire-usine pour le projet Douglas Channel LNG en Colombie-Britannique pour 2018. La compagnie ExxonMobil Corp. envisage également d'utiliser des navires-usines FLNG pour un projet en Colombie-Britannique (source : <http://www.fpsonetwork.com/market-outlook/articles/exmar-to-develop-canadian-flng-facility/>).

- La compagnie Petronas a annoncé la construction du navire-usine PFLNG1, d'une capacité de production de 1,2 MTPA, qui sera amarré à 180 kilomètres au large de Sarawak en Malaisie pour l'exploitation du gisement de gaz Kanowit. La construction du navire-usine devrait être terminée en 2015
(source : <http://www.petronas.com.my/media-relations/media-releases/Pages/article/PETRONAS-LAUNCHES-HULL-OF-ITS-FIRST-FLOATING-LNG-FACILITY.aspx>).
- La compagnie DNV GL travaille à l'élaboration d'un concept de navire-usine automatisé non habité qui serait opéré à distance. Du personnel à bord serait nécessaire seulement lors des opérations reliées aux travaux d'entretien.
(source : <http://www.dnvgl.com/technology-innovation/flng/index.html>).
- Un rapport de Clarkson Research Services, en date de mai 2014, fait pour sa part état de 5 projets en construction, de 17 projets probables et de 22 projets possibles d'ici 2021.
(source : <http://www.standard-club.com/media/1161393/2-flng-market-update-david-jordan-clarksons-.pdf>).
- Selon le rapport "Floating LNG: Revolution and evolution for the global industry?", présenté par la firme KPMG, il est mentionné que quatre projets entreront en opération entre 2015 et 2018.
(source : <http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/floating-Lng/Documents/floating-LNG-evolution-and-revolution-for-the-global-industry.pdf>).

2.3.6 ANALYSE GLOBALE ET MISE EN CONTEXTE

En regard de la revue de littérature présentée précédemment, il existe à l'échelle mondiale plusieurs projets pétroliers et gaziers exploités en milieu nordique ou en milieu insulaire. Bien qu'il faille rester prudent dans les comparaisons, on peut néanmoins observer que, du point de vue de la faisabilité technique, plusieurs de ces projets ont été menés dans des conditions similaires à celles d'Anticosti et ont fait appel à des technologies et à des infrastructures adaptées aux conditions du milieu.

Le cas du projet Yamal, en Russie (voir figure 2-1), est un bel exemple de développement et d'exploitation en zone arctique. Plusieurs projets ont aussi été réalisés dans un contexte insulaire, démontrant ainsi la faisabilité technique de réaliser de tels projets. Le projet Gorgon LNG sur l'île de Barrow, au large de la côte ouest de l'Australie, est un exemple de développement en milieu insulaire depuis les années 1960, dont l'environnement est très sensible.

Dans le cas de l'île d'Anticosti, le développement du système de collecte, de traitement et de transport des hydrocarbures devra composer avec des défis techniques importants à plusieurs niveaux, que ce soit lors de la construction et de l'opération, que ce soit en raison de l'isolement, des conditions climatiques particulières et des enjeux environnementaux, entre autres.



Source : <http://www.rcinet.ca/eye-on-the-arctic/2015/01/05/russian-crisis-money-for-novateks-yamal-lng-project/>.

Figure 2-1 Projet Yamal (Russie)

3. IDENTIFICATION ET DESCRIPTION

SOMMAIRE DES COMPOSANTES DU MILIEU

L'île d'Anticosti est située au centre du golfe du Saint-Laurent, à une trentaine de kilomètres de la Côte-Nord et à plus de 70 km des côtes de la Gaspésie. L'île est isolée des côtes par le détroit de Jacques Cartier, qui atteint des profondeurs de 250 m, et le détroit d'Honduego qui plonge à des profondeurs de plus de 450 m (carte 3-1). Compte tenu de cette localisation et du contexte océanographique particulier, les côtes de l'île et certaines zones marines adjacentes sont particulièrement riches sur le plan biologique. De plus, la dynamique géomorphologique extrêmement active du littoral d'Anticosti a formé, par le recul des falaises, une plateforme d'abrasion rocheuse et à fleur d'eau nommée « reef ». Cette dernière, de plusieurs centaines de mètres de largeur en certains endroits, complexifie les conditions de navigation et les accès maritimes sur presque tout le pourtour de l'île. Le contexte particulier de l'île d'Anticosti fait en sorte qu'il existe de nombreux enjeux environnementaux et que le milieu impose de nombreuses contraintes à la collecte d'hydrocarbures sur l'île et au transport des hydrocarbures. De ces contraintes découlent de nombreux enjeux liés aux réseaux de transport terrestre et maritime. Afin de mieux comprendre les enjeux et les contraintes, voici une description sommaire des composantes des milieux terrestre, côtier et maritime.

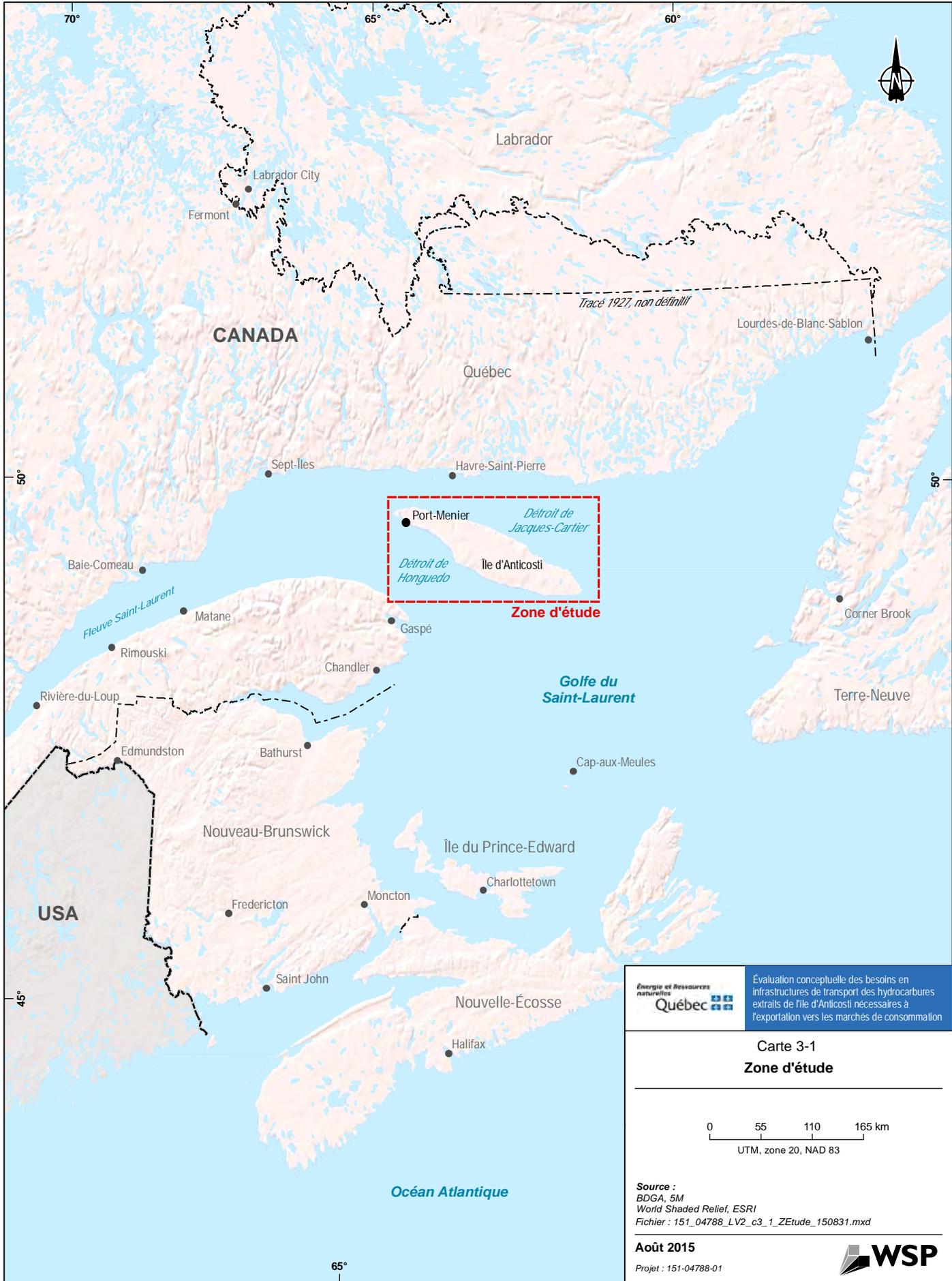
3.1 MILIEU TERRESTRE

3.1.1 MILIEU PHYSIQUE

L'île est un immense territoire de 7 943 km², long de 222 km et large de 56 km. Sur le plan géologique, la structure de l'île d'Anticosti est marquée par un important réseau de fractures (diaclasses), subverticales et verticales, de profondeur variable. Ces fractures, visibles en surface, se recoupent de façon quasi perpendiculaire (orientées N100° et N010°). Selon Pinet et coll. (2015), seule une proportion des fractures (N100°) traverse l'ensemble des bancs sédimentaires. Même si les profondeurs de ces fractures restent encore inconnues, il est important de souligner que ces dernières sont susceptibles de contribuer à la circulation des fluides en profondeur (Pinet et coll., 2015). L'île consiste en une cuesta, faisant en sorte que sa topographie forme une pente généralement douce qui plonge vers le sud (carte 3-2). Le littoral nord est donc constitué de falaises d'une centaine de mètres de hauteur.

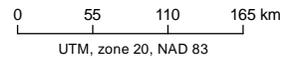
3.1.1.1 GÉOLOGIE

L'île d'Anticosti est située entre les régions géologiques du Bouclier canadien au nord et les Appalaches au sud. Avec l'archipel de Mingan, elle constitue une des seules parties émergées de la plateforme d'Anticosti (Brisebois et Brun, 1994; MRN, 2012). L'île d'Anticosti est localisée dans la province géologique du Bassin d'Anticosti qui englobe une dizaine de formations distinctes de roches sédimentaires calcaires déposées sur le socle précambrien sous-jacent.




 Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation

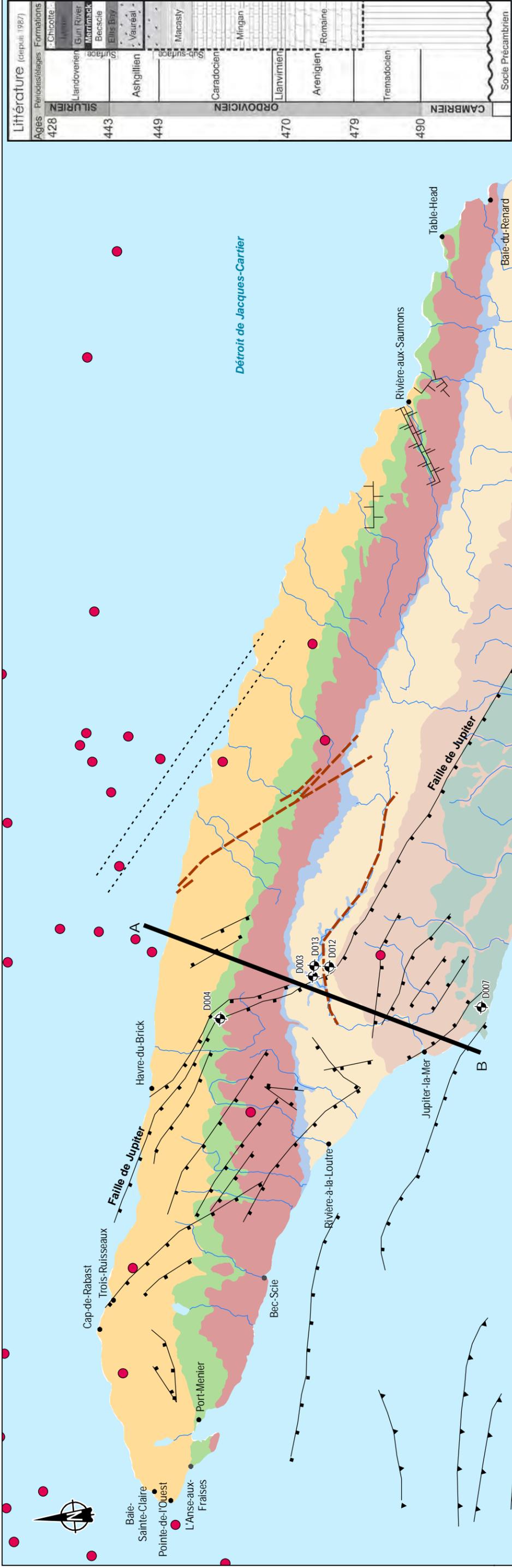
Carte 3-1
Zone d'étude



Source :
 BDGA, 5M
 World Shaded Relief, ESRI
 Fichier : 151_04788_LV2_c3_1_ZEtude_150831.mxd

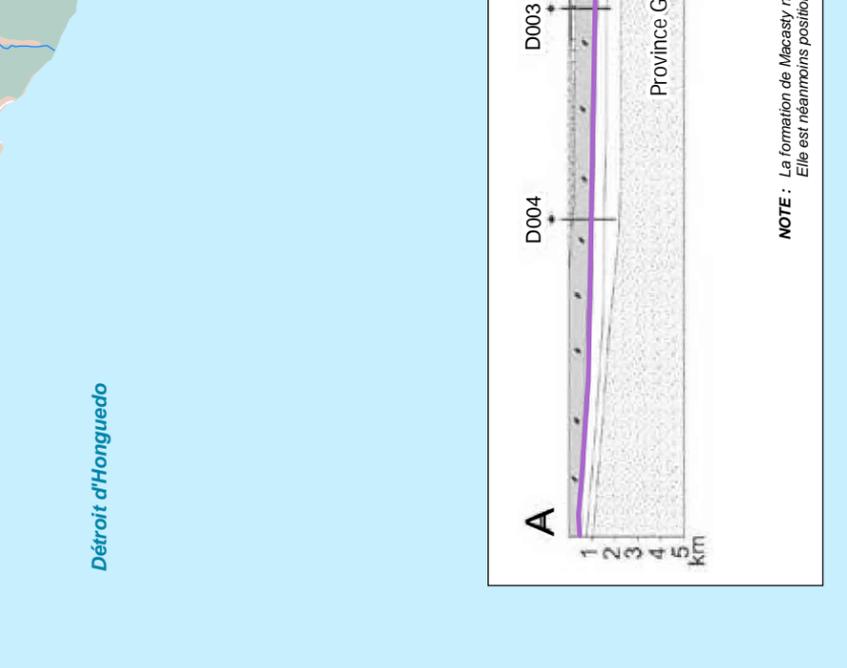
Août 2015
 Projet : 151-04788-01





Formation géologique et lithologie

- Chicotte (Calcarénite et calcirudite à crinoïdes; calcaire récifal)
- Jupiter (Mudstone calcaireux, calcilutite, calcarénite avec interlits de mudstone calcaireux, calcaire récifal (secteur est))
- Gun River (Calcilutite, calcarénite et calcirudite à intraclastes avec interlits de calcilutite ou de mudstone calcaireux)
- Merrimack (Shale calcaireux avec calcilutite et calcarénite)
- Becsic (Calcarénite et calcirudite à intraclastes avec interlits de calcilutite ou de mudstone calcaireux)
- Ellis Bay (Calcaire (récifal au sommet), mudstone calcaireux et shale; grès (secteur est))
- Vauréal (Calcarénite avec interlits de calcilutite ou de mudstone calcaireux; grès (secteur est))



Carte 3-2
Lithologie et contexte stratigraphique et structural d'Anticosti

Énergie et Ressources naturelles Québec

Evaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation

Sources :
 BOGA, 1 : 1 000 000
 SIGEOM
 MERN
 MDDELCC
 Bordet et al., 2008
 Séismes Canada, RN/Can
 Fichier : 151_04788_LV2_c3_2_Geologie_150831.mxd

Scale: 0 6 12 18 km
 UTM, fuseau 20, NAD83

Projet : 151-04788-01

WSP

Littérature (depuis 1987)

Âges	Périodes/stages	Formations
428	SILURIEN	Chicotte
443		Gun River Merrimack Becsic Ellis Bay
449		Vauréal
470	ORDOVICIEN	Macasty Mingan
479		Romaine
490	CAMBRIEN	Tremadocien
		Socié Précambrien

Les formations qui affleurent à Anticosti sont d'âge Siluro-Ordoviciennes et se nomment, de la plus ancienne à la plus récente, Vauréal, Ellis Bay, Becscie, Merrimack, Gun River, Jupiter et Chicotte (carte 3-2). Ces roches sédimentaires ont été mises en place dans un milieu marin peu profond, lorsque le continent se situait à de plus basses latitudes, voilà moins de 450 millions d'années (Petryk, 1981a et b; Desrochers, 1988 a et b). Quant à la Formation de Macasty elle se trouve entre les formations Vauréal et de Mingan, mais n'affleure pas sur l'île d'Anticosti. Son épaisseur varie entre 13 et 173 m et elle se trouve à des profondeurs comprises entre 3 000 m au sud de l'île et de moins de 400 m au nord (carte 3-2) (Bertrand et Malo, 2015).

Les formations rocheuses d'Anticosti sont peu déformées, elles affectent un pendage faible vers le sud et contribuent au développement d'un relief de type « cuesta ». Les autres principaux éléments structuraux observés sur l'île sont les failles normales, dont celle de Jupiter (Lynch et Grits, 2002) (carte 3-2). Enfin, un système de diaclases² orthogonales, orientées nord-sud (200°-020°) et est-ouest (290°-110°) fracture l'ensemble des formations géologiques de l'île. Ce réseau se serait formé par des épisodes de compression et de détente tectoniques relatives à la poussée appalachienne ou encore aux mouvements glacio-isostatiques (Côté et coll., 1990). Enfin, il est à noter qu'Anticosti présente un faible niveau de risque sismique. En effet, la majorité des séismes enregistrés sont localisés au nord de l'île, et ce jusqu'à Mingan et sont de faible magnitude, soit inférieure à la magnitude 2 sur l'échelle de Richter (carte 3-2) (GCG, 2015).

3.1.1.2 GÉOMORPHOLOGIE

De par son contexte structural, l'ensemble des strates de calcaire montre un pendage variant de 0,5° à 2° vers le sud, conférant à l'île un relief de cuesta. Le relief s'exprime donc généralement sous la forme d'une pente douce qui plonge vers le sud, dans le golfe du Saint-Laurent (carte 3-3). En revanche, dans le secteur amont de la rivière Jupiter, ainsi que tout le long du littoral nord de l'île, les revers de cuesta forment des escarpements d'une dénivelée du plus de 100 m (carte 3-3). C'est ce qui explique la présence des falaises et des profonds canyons qui incisent le plateau rocheux, tout le long du littoral nord de l'île. Les falaises et les parois de canyons peuvent atteindre une hauteur de 130 m.

Le vaste réseau de canyon tient son origine de longues périodes d'érosion et de la forte incision des cours d'eau s'écoulant dans de profondes diaclases. Par ailleurs, ces canyons sont très anciens (antérieurs aux cycles glaciaires quaternaires), puisque certains d'entre eux ont été comblés de sédiments (glaciaires, fluvioglaciaires, glaciomarins) et ont été ainsi préservés (Bigras, 1985; Saint-Pierre et coll., 1987; Bigras et Dubois, 1987).

² Les diaclases sont des fractures de la roche résultant des contraintes extensives ou compressives. Elles se distinguent des failles puisqu'aucun mouvement du bloc rocheux n'est observé de part et d'autre de la fracture.

Sauf pour les épaisses séquences stratigraphiques de dépôts meubles conservés dans les vallées de la rivière à la Patate et de la rivière Jupiter, les dépôts de surface sur l'ensemble de l'île sont généralement de faible épaisseur (carte 3-4). Les dépôts sont surtout constitués de tills, de dépôts littoraux et de dépôts fluviatiles (carte 3-4). Il est à noter que les tourbières recouvrent de vastes superficies dans l'est de l'île, laissant d'épaisses couches de dépôts organiques (carte 3-4). Enfin, d'immenses superficies sont recouvertes de dépôts issus de l'altération de la roche dont l'origine pourrait dater du Tertiaire ou encore de processus de gélifraction actif encore aujourd'hui (carte 3-4).

3.1.1.3 PROCESSUS GÉOMORPHOLOGIQUES ACTIFS

Le réseau de diaclases qui se recoupent perpendiculairement explique les nombreux changements brusques dans la direction du réseau hydrographique subaérien et souterrain. La présence de ce réseau de diaclases, combinée au plan de stratification des unités calcaires, permettent d'anticiper un patron d'écoulement subaérien et sous-terrain complexe sur l'ensemble de l'île.

Compte tenu du peu de rétention de l'eau par les dépôts meubles minces, le ruissellement de surface ou l'écoulement sous-terrain draine rapidement l'eau de fonte ou des précipitations, imposant un régime torrentiel au réseau hydrographique, dont le tracé est confiné à la structure rocheuse (carte 3-5). Les crues des rivières sont donc imposantes lors des embâcles hivernaux, au moment de la fonte des neiges, ainsi que pendant les épisodes pluviométriques estivaux. Le lit mineur des rivières s'écoule donc dans un lit majeur excessivement large (parfois de près de 200 m). Par ailleurs, de nombreux phénomènes d'avulsion sont observés le long des terrasses fluviales, témoignant de la violence des crues. Enfin, en raison du ruissellement de surface excessif les versants des vallées sont particulièrement actifs (coulées de débris, glissement de terrain et éboulis rocheux).

En raison de son contexte lithologique carbonaté et structural, les phénomènes karstiques sur l'île sont nombreux et s'expriment sous la forme de dolines, de lacs à niveau variable, de résurgences et de grottes. Les zones karstiques sont omniprésentes sur l'ensemble de l'île et les plus remarquables sont dans la région de la rivière aux Saumons et au nord de la rivière Jupiter (Côté et coll., 2006) (carte 3-4). Par ailleurs, les lacs sont peu nombreux sur l'île et leur niveau est très variable et conditionné en fonction des précipitations et de la dynamique karstique (Côté et coll. 2006). Enfin, il est à noter que les eaux de surface et souterraine sont fortement chargées en CO_2 , sous-saturées en calcite avec des duretés variant de 84 à 109 mg/l de Ca^{2+} + plus Mg^{2+} (Côté et coll., 2006).



Baie-Sainte-Claire
Pointe-de-l'Ouest
L'Anse-aux-Fraîses
Port-Menier
Cap-de-Rabast
Trois-Ruisseaux
Havre-du-Brick
Bec-Scie
Rivière-a-la-Loutre
Jupiter-la-Mer
Rivière-de-la-Chaloupe
Rivière-aux-Saumons
Table-Head
Baie-du-Renard
Heat-Point

Détroit de Jacques-Cartier
Détroit d'Honguedo

200 m
100 m
150 m
200 m
250 m
300 m
100 m
200 m
300 m
400 m

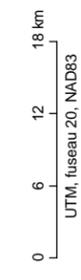
80
110
50
100
150
200
150
100
50
10
50
100
150
200
100
150
200
250
300
20
30
10
10
150
100
40
10

Énergie et Ressources
naturelles
Québec

Évaluation conceptuelle des besoins en
infrastructures de transport des hydrocarbures
extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à
l'exportation vers les marchés de consommation

Carte 3-3

Relief de l'île d'Anticosti



Sources :
BDGA, 1 : 1 000 000
MERN
MDDELCC
Fichier : 151_04788_LV2_c3_3_MNT_150831.mxd

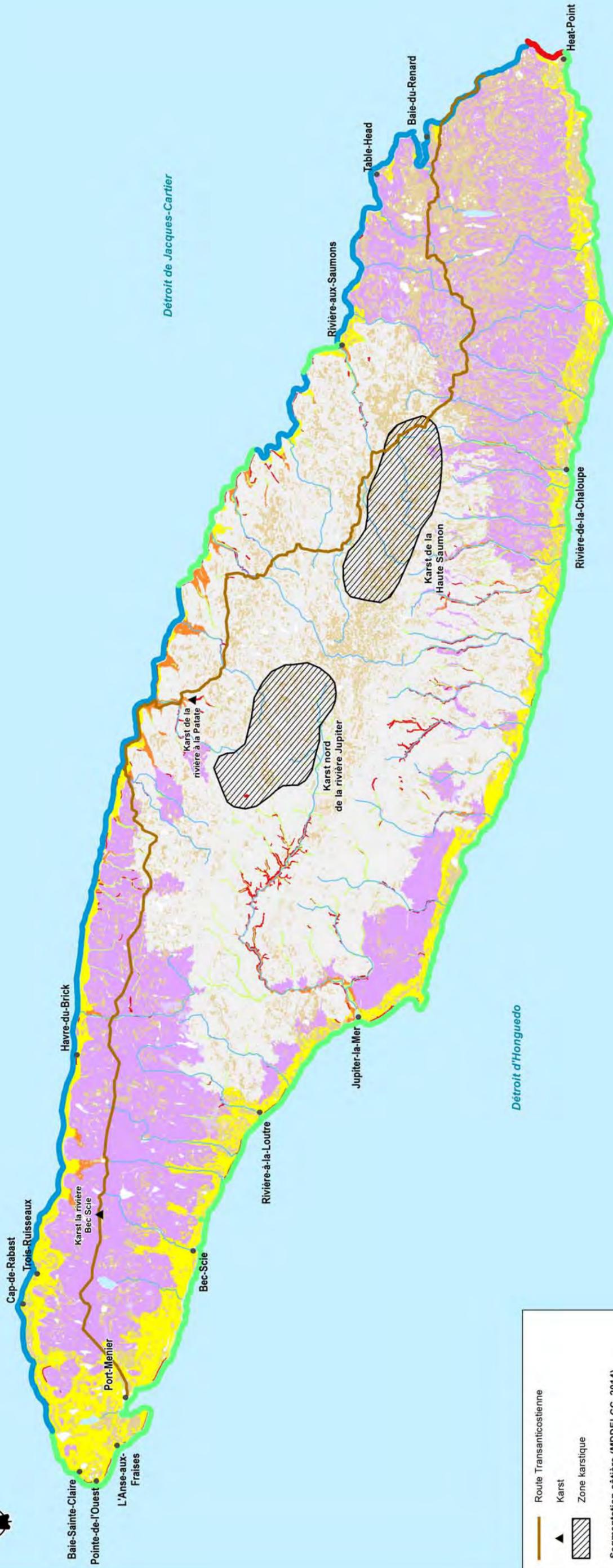
Août 2015
Projet : 151-04788-01

● Point coté (mètres)

Élévations
- 300 m
0 m

Route Transanticostienne



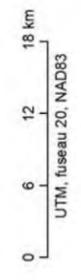


	Route Transanticoostienne
	Karst
	Zone karstique
Segmentation côtière (MDDELCC, 2014)	
	Falaise rocheuse
	Falaise ou terrasse de sédiments
	Plages et flèches littorales graveleuses à galet avec falaises mortes
Dépôts de surface	
	Organique
	Fluviatile
	Marin
	Fluvioglacière
	Glaciaire (plus de 50 cm)
	Glaciaire (moins de 50 cm)
	Dépôts d'altérations
	Substrat rocheux

Énergie et Ressources
Québec
 Evaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation

Carte 3-4

Dépôts de surface et type de côtes



Sources :
 BDGA, 1 : 1 000 000
 MERN
 MDDELCC
 Fichier : 151_04788_LV2_c3_4_DSU_150723.mxd

août 2015
 Projet : 151-04788-01





Route Transanticozienne

Classe de drainage

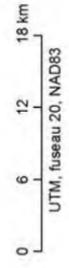
- Excessif
- Rapide
- Bon
- Modéré
- Imparfait
- Mauvais
- Très mauvais

Énergie et Ressources
Québec

Evaluation conceptuelle des besoins en
 infrastructures de transport des hydrocarbures
 extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à
 l'exportation vers les marchés de consommation

Carte 3-5

Types de drainage



Source :
 BDGA, 1 : 1 000 000
 MERN
 MDELCC
 Drainage : SIEF
 Fichier : 151_04788_LV2_c3_5_Drainage_150723.mxd

Août 2015
 Projet : 151-04788-01



3.1.2 MILIEU BIOLOGIQUE

Les nombreux inventaires biologiques réalisés sur Anticosti au fil du temps démontrent que l'île, à l'origine, était un milieu relativement riche et diversifié au niveau de sa végétation, mais très limité au niveau de sa faune. Depuis plus d'un siècle, le milieu biologique terrestre est soumis à plusieurs problématiques relatives à la biogéographie insulaire. Sa biodiversité décline et le milieu est fortement perturbé en raison de la surpopulation du cerf de Virginie. L'introduction de cette espèce sur l'île, voilà plus de 135 ans, a amené de profonds bouleversements écologiques, tant au niveau de sa faune qu'au niveau de sa flore terrestre.

3.1.2.1 VÉGÉTATION

La végétation de l'île est essentiellement forestière et appartient au domaine bioclimatique de la Sapinière à bouleau blanc. D'autres essences forestières sont également identifiées sur l'île telles que l'épinette noire, le peuplier baumier, le peuplier faux-tremble, le cornouiller et le thuya d'Amérique. Les forêts sont dominées par les sapinières surannées et les pressières à épinette blanche. Les forêts ont été passablement perturbées par les épidémies d'insectes et par les feux de forêt (Simard, 2010). Ces perturbations en rafales, combinées au broutage de la régénération forestière par le Cerf de Virginie, inhibent la régénération forestière ou favorisent l'expansion de l'épinette blanche au détriment du sapin. Ce broutage intensif n'est pas sans affecter la diversité végétale de l'île en favorisant la propagation de certaines espèces, notamment des espèces indésirables comme le chardon des champs (*Cirsium arvense*). De vastes exclos ont été installés pour favoriser la régénération du sapin baumier et accroître la diversité végétale (carte 3-6).

Flore vasculaire d'intérêt

À l'instar de plusieurs régions du pourtour du golfe du Saint-Laurent, l'île d'Anticosti se distingue par la présence d'espèces endémiques ou fortement disjointes, la plupart étant des espèces d'affinité cordillérienne ou arctique-alpine (Morisset, 1971; Dignard et coll., 2009). Ces régions sont la Gaspésie (incluant l'enclave du Bic), l'île d'Anticosti, l'archipel de Mingan, la région de Blanc-Sablon (avec la portion adjacente du sud labradorien) et le Long Range, à Terre-Neuve. Toutes ces régions se caractérisent par la présence d'habitats ouverts (non-forestiers) sur substrat sédimentaire basique, en général du calcaire. La présence de ces espèces remonterait au Tardi-glaciaire, soit entre 18 et 14 ka AA. Ces espèces, déjà présentes au front de l'inlandsis, se seraient réfugiées face à l'invasion de la forêt dans des sites possédant des caractéristiques similaires à leur région d'origine (habitat ouvert, substrat basique, climat frais). Ces habitats, bien que relativement répandus, n'en demeurent pas moins marginaux et de faible superficie : falaises, talus d'éboulis, platières graveleuses des rivières, landes exposées, etc.).

L'île d'Anticosti, de par sa nature essentiellement calcaire et la présence de tels habitats, notamment les nombreuses platières graveleuses des rivières, constitue donc un refuge de choix pour des espèces d'intérêt. Ainsi, 27 plantes menacées ou vulnérables ou susceptibles d'être ainsi désignées sont connues à ce jour sur l'île, selon les sources récentes (CDPNQ, 2013; Dignard et coll., 2009; Sabourin et Morin, 2009; Dignard, 2000). De ce nombre, une plante est menacée, une est vulnérable, 24 sont susceptibles d'être désignées et une dernière est vulnérable à la récolte commerciale. À l'exception de quelques espèces méridionales récemment trouvées sur l'île, presque toutes ces espèces sont originaires de l'ouest ou du nord de l'Amérique du Nord et font partie de ce qu'on appelait jusqu'à récemment les « endémiques du golfe du Saint-Laurent ». Outre Anticosti, plusieurs de ces plantes sont aussi connues dans d'autres secteurs autour du golfe. Dans tous les cas, que ce soit sur Anticosti ou ailleurs, les populations de ces plantes rares ne sont jamais nombreuses.

3.1.2.2 FAUNE

À l'origine, la faune terrestre sur Anticosti était peu diversifiée et il n'existait que sept espèces de mammifères, soit l'ours noir, la loutre, le renard roux, la martre d'Amérique, la souris sylvestre et deux espèces de chauves-souris. À l'arrivée de Henri Menier sur l'île, en 1885, plusieurs espèces ont été introduites, telles que le cerf de Virginie, l'orignal, le lièvre d'Amérique, le castor, le rat musqué, le renard Arctique, l'élan, le tétaras du Canada, la gélinotte huppée, voire même le bœuf musqué, ainsi que trois espèces de grenouilles (verte, du nord et léopard). À l'heure actuelle, l'île est largement dominée par la population de cerf de Virginie, dont le cheptel a atteint en 2006 166 000 têtes, soit une densité de 20 cerfs/km² (Rochette et Gingras, 2007). Les densités les plus fortes sont identifiées dans l'est de l'île et dans la périphérie de Port-Menier (Rochette et Gingras, 2007).

Parmi les mammifères indigènes, l'ours noir et la martre ont disparu de l'île alors que, de toutes les espèces introduites, l'élan et le bœuf musqué n'ont pas réussi à subsister dans ce type d'environnement. En ce qui concerne la population d'orignal, elle ne compte que quelques centaines d'individus concentrés vraisemblablement dans le centre nord de l'île. Enfin, en ce qui concerne la faune aviaire, compte tenu de sa mobilité, elle est aussi diversifiée que celle occupant le continent. Un fait à noter, l'île abrite plusieurs couples de pygargue à tête blanche.

L'ichtyofaune sur Anticosti se compose essentiellement de saumon, de l'omble de fontaine et de truite de mer. Le saumon est sans contredit l'espèce la plus présente sur l'île et il occupe 24 rivières réparties autour de l'île d'Anticosti (carte 3-6). Les rivières offrent des habitats de qualité tant pour la reproduction que la croissance des jeunes saumoneaux. Les bassins versants des rivières à saumon sont de faibles tailles (sauf pour la rivière Jupiter) (carte 3-6). La rivière Jupiter représente 30 % des habitats de reproduction et de croissance de l'île et accueille environ 30 % des effectifs de saumons adultes d'Anticosti (Valiquette et coll., 2015).

3.2 MILIEU MARIN

La structure en cuesta de l'île d'Anticosti forme sur sa côte sud un paysage littoral en pente douce, avec une plateforme d'abrasion rocheuse, nommée reef, qui peut atteindre plus de 1 km de largeur à marée basse. Sur le littoral sud, les flèches littorales graveleuses y sont nombreuses surtout à l'embouchure des rivières, alors qu'il existe quelques lagunes constituant des milieux particulièrement riches (carte 3-4). Sur la rive nord de l'île, le front de la cuesta forme un littoral constitué presque exclusivement de falaises vives devancées par de larges plateformes d'abrasion (carte 3-4). Au large des côtes, le relief sous-marin forme un plateau rocheux en pente relativement douce, sauf pour les secteurs centraux de l'île, où s'expriment des pentes plus fortes, qui délimitent les bordures des détroits d'Hunguedo et de Jacques Cartier (carte 3-6).

Globalement, les hauts fonds rocheux sont nombreux sur tout le pourtour de l'île d'Anticosti. Ces hauts fonds (zone 0-50 m de profondeur; carte 3-6), combinés à la proximité des zones profondes du golfe en font un lieu extrêmement riche et biodiversifié, mais particulièrement complexe et hasardeux pour la navigation, comme en témoignent la présence des nombreuses épaves le long des côtes anticostiennes (carte 3-6).

3.2.1 OCÉANOGRAPHIE

3.2.1.1 CLIMAT

Située dans la partie nord du golfe du Saint-Laurent, l'île d'Anticosti est caractérisée par un climat tempéré de type boréal océanique (Boisclair, 1998). Les hivers sont donc moins froids et les étés plus frais que ceux connus à la même latitude ailleurs sur le continent. La température moyenne du mois le plus froid (février) à Port-Menier est de -11,8 °C et celle du mois le plus chaud (juillet) est de 16,2 °C (Environnement Canada, 2004). Les précipitations totales annuelles sont de 1 005 mm, dont 40 % tombent sous forme de neige (l'équivalent de 415,9 cm) (Environnement Canada, 2004). L'influence maritime du golfe du Saint-Laurent contribue à réduire les écarts de la température et à la formation de brouillard à proximité des côtes (Proulx et coll., 1987).

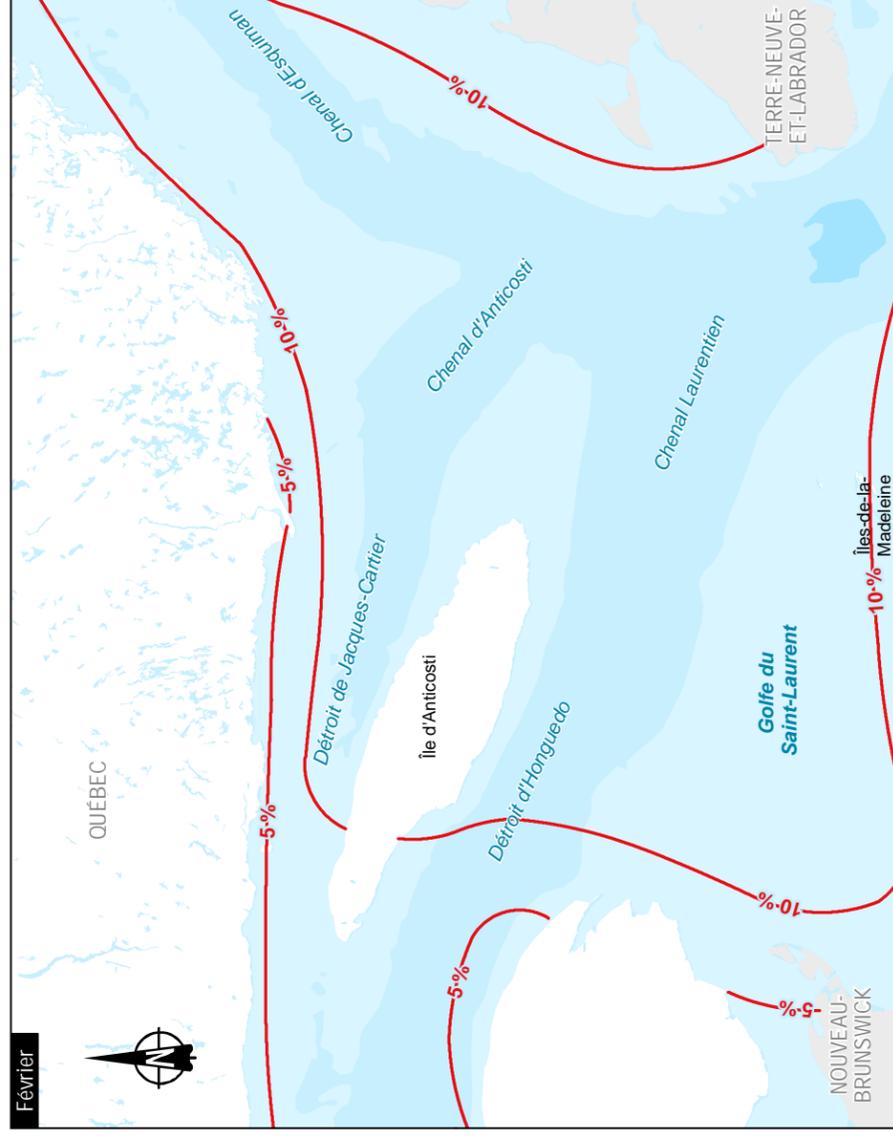
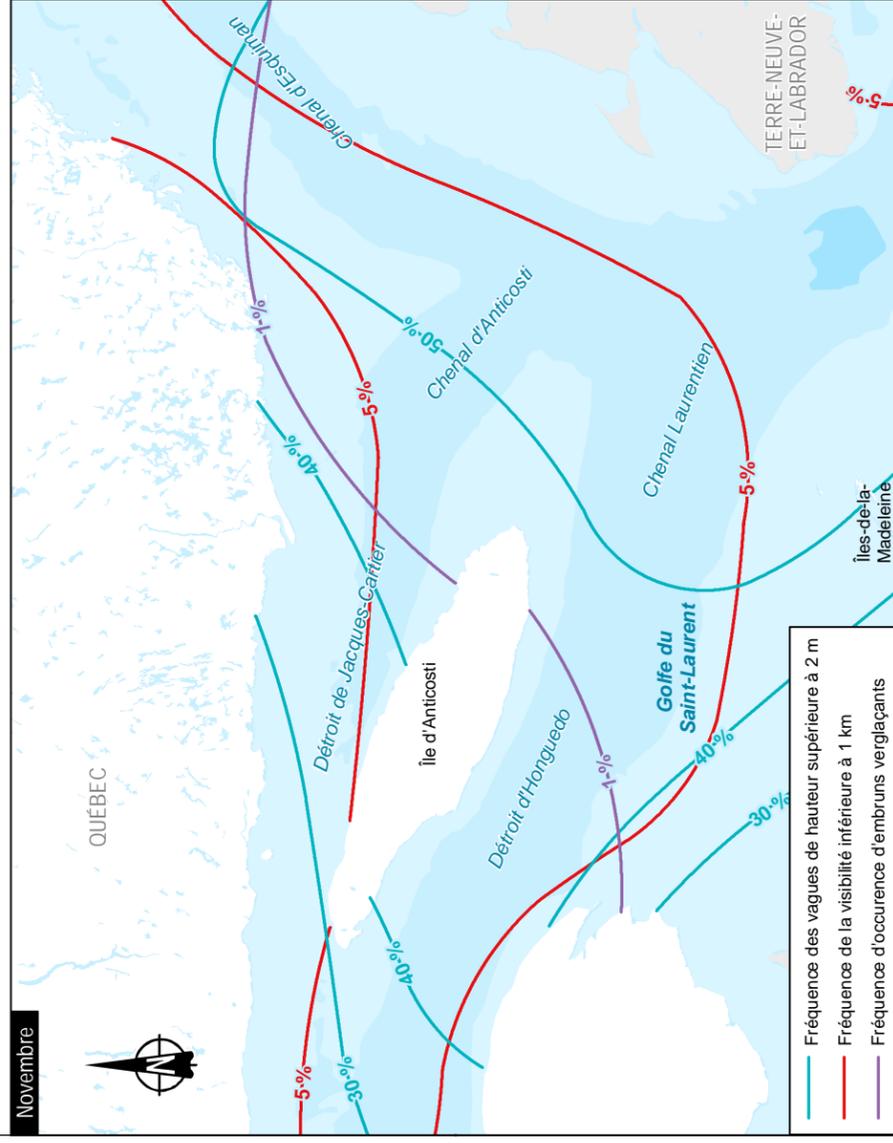
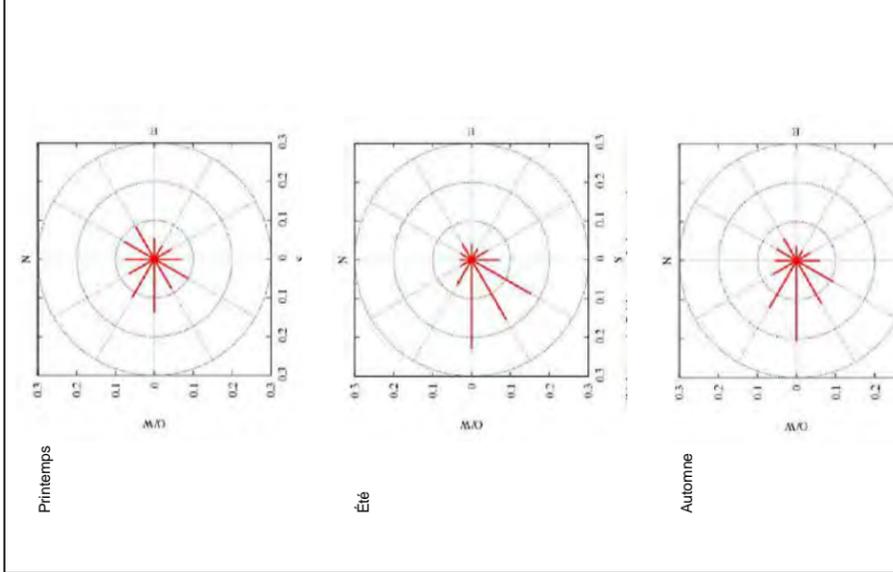
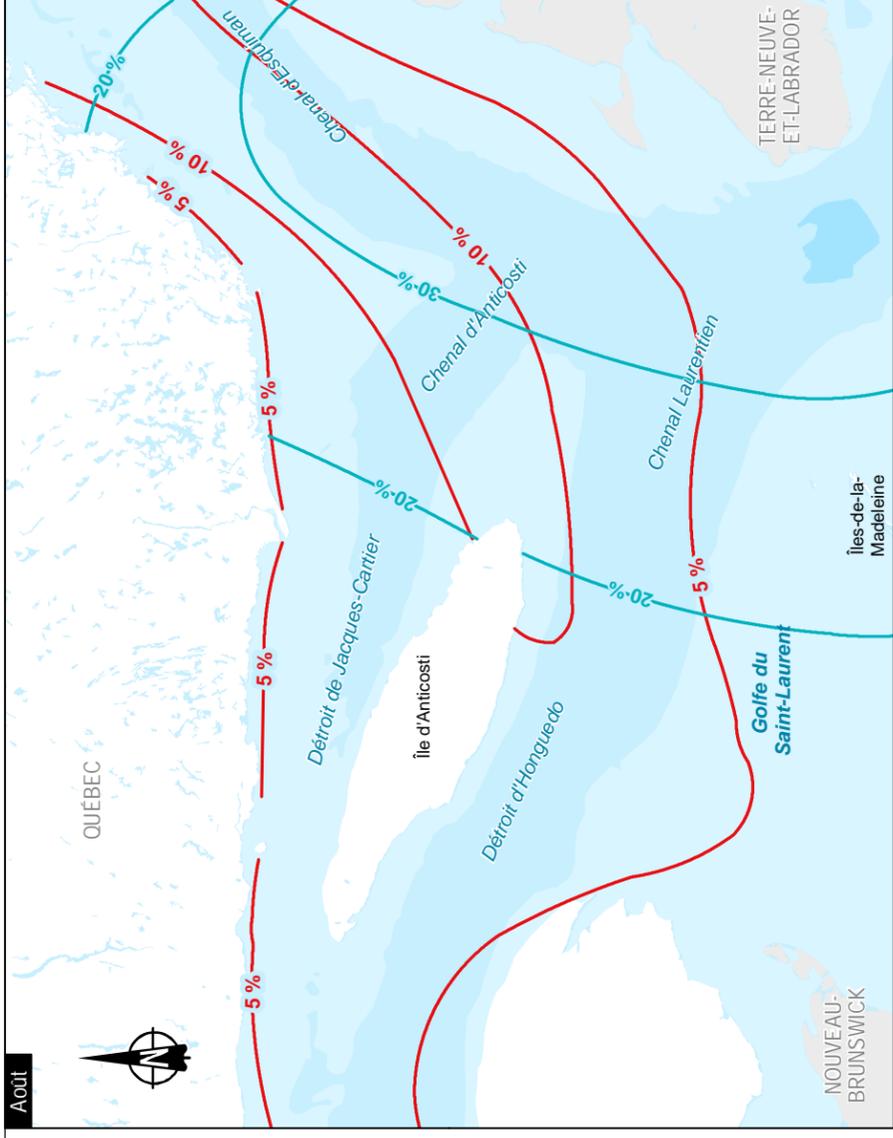
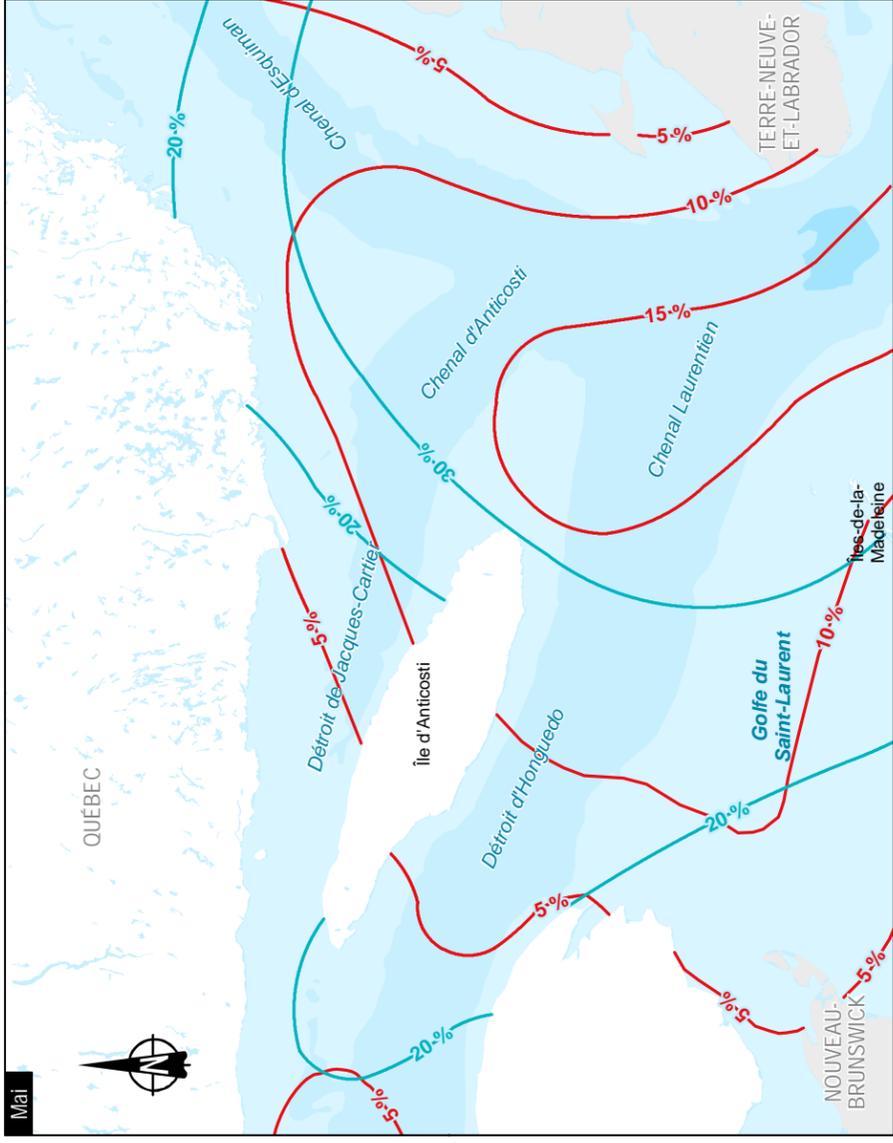
Sur une base annuelle, les vents dominants proviennent surtout de l'ouest (carte 3-7). La vitesse moyenne annuelle des vents est de 16,6 km/h avec des rafales pouvant atteindre les 130 km/h (Société de la faune et des parcs du Québec, 2004). La direction des vents devient plus variable au printemps, avec une augmentation de la fréquence des vents provenant du nord-est et du sud-ouest (carte 3-7). En été les vents proviennent surtout du cadran sud-ouest, une provenance qui devient franchement ouest au cours de l'automne (carte 3-7). C'est en hiver que les vents soufflent le plus fort, en moyenne 20,4 km/h, alors qu'en été, la vitesse moyenne diminue à 12,4 km/h (Atlas canadien d'énergie éolienne, 2003).

D'intenses dépressions ou tempêtes hivernales traversent Anticosti. Les tempêtes hivernales sont associées à des systèmes dépressionnaires extratropicaux, actifs surtout entre novembre et avril. Quant aux embruns verglaçants, leur fréquence d'occurrence varie de 1 % en novembre et peut augmenter à 20 % pendant le mois de décembre et perdurer jusqu'au moment de la prise de glace (carte 3-7). Selon Lambert et coll. (2006) et Savard et coll. (2008), l'augmentation anticipée des GES au cours des prochaines années aurait pour effet de réduire la fréquence des tempêtes, tout en augmentant la sévérité des tempêtes les plus extrêmes. Il est intéressant de noter que dans le golfe du Saint-Laurent, la durée de la période d'inhibition des vagues par les glaces de mer a diminué de 30 % depuis 1960 (Savard et coll., 2008). Ce phénomène, combiné à la hausse du niveau de la mer et aux changements du régime des tempêtes ont des incidences non seulement en ce qui concerne la dynamique d'érosion côtière, mais également sur les conditions de navigation en général.

Enfin, les conditions de brouillard sur Anticosti sont relativement fréquentes. Elles varient non seulement en fonction des saisons, mais aussi selon un gradient croissant entre les secteurs Ouest, Centre et Est de l'île (carte 3-7). Ainsi, les épisodes de brouillards sont relativement soutenus entre avril et juillet, de sorte que dans l'est de l'île, les conditions de visibilité sont inférieures à 1 km pendant plus de 15 % du temps, alors qu'elles le sont de 10 à 5 % du temps, respectivement au centre et à l'ouest de l'île (carte 3-7) (CRIAAC, 1994). Vers la fin de l'été, les conditions deviennent particulièrement clémentes à l'ouest et au centre de l'île, alors que la visibilité est inférieure à 1 km entre 5 et 10 % du temps dans l'est de l'île (carte 3-7). Ce n'est qu'à l'hiver que les conditions de brouillard deviennent plus homogènes sur l'ensemble de l'île, avec une visibilité inférieure à 1 km variant entre 10 et 15 % du temps, plus marquée pour le mois de janvier (carte 3-7).

3.2.1.2 MARÉES ET COURANTS

Dans le golfe du Saint-Laurent, l'amplitude de la marée est variable d'un endroit à l'autre et c'est probablement le cas sur le pourtour de l'île. Néanmoins, l'amplitude des marées est estimée à 2,0 m à la pointe ouest de l'île. L'intensité et la direction des courants et de la circulation des masses d'eau autour d'Anticosti résultent plus particulièrement de l'intrusion du courant du Labrador par le détroit de Belle Isle et par ses déviations en raison de la configuration bathymétrique ou de son interaction avec d'autres courants (carte 3-8). De ces interactions entre les courants résultent des gyres et des remontées d'eau profondes, créant ainsi des milieux particulièrement riches en nutriments à l'ouest et tout le long du littoral nord de l'île (carte 3-8). Enfin des zones de fort courant se situent aux extrémités est et ouest de l'île (carte 3-8).

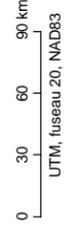


Énergie et Ressources naturelles Québec

Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation

Carte 3-7

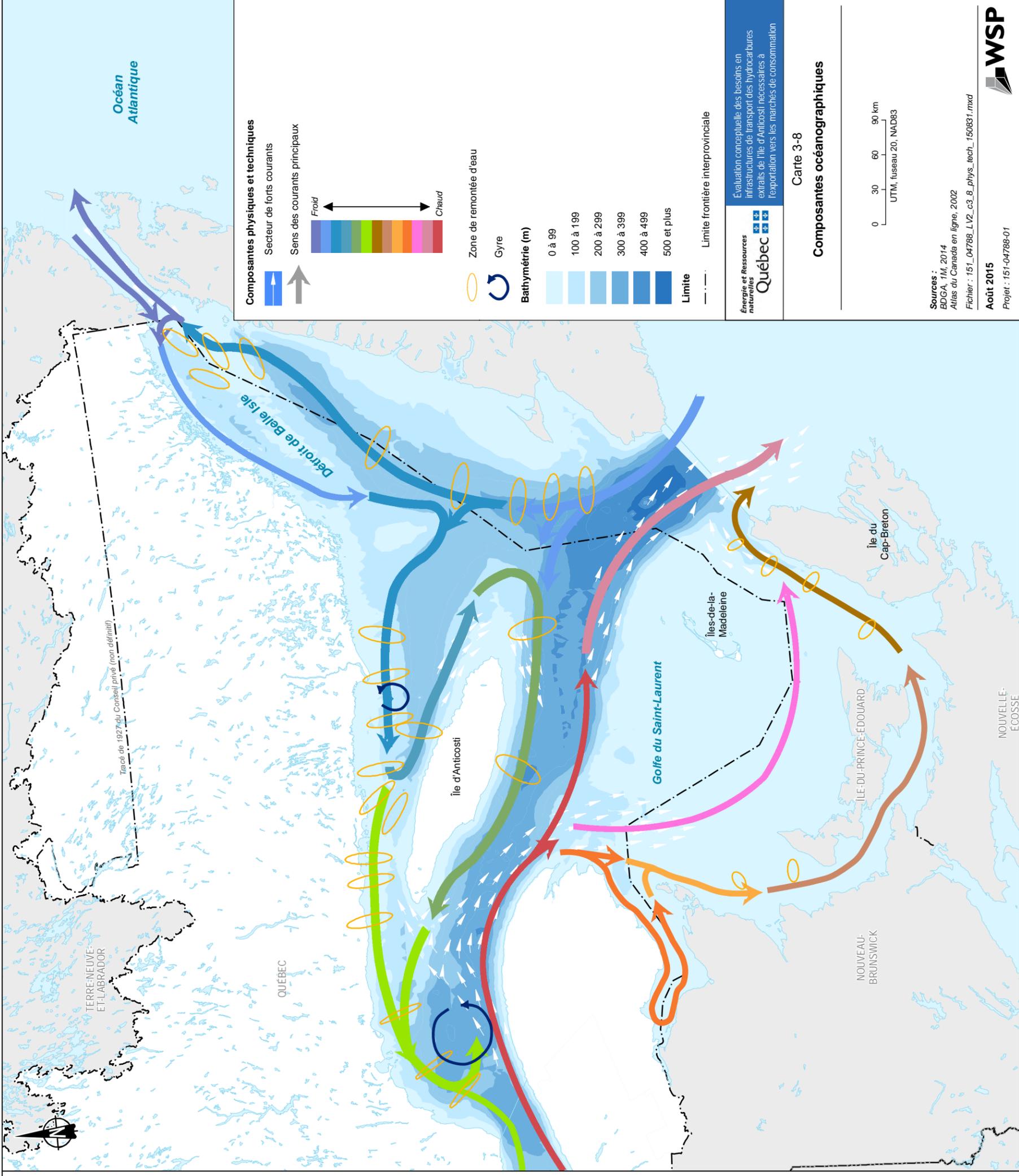
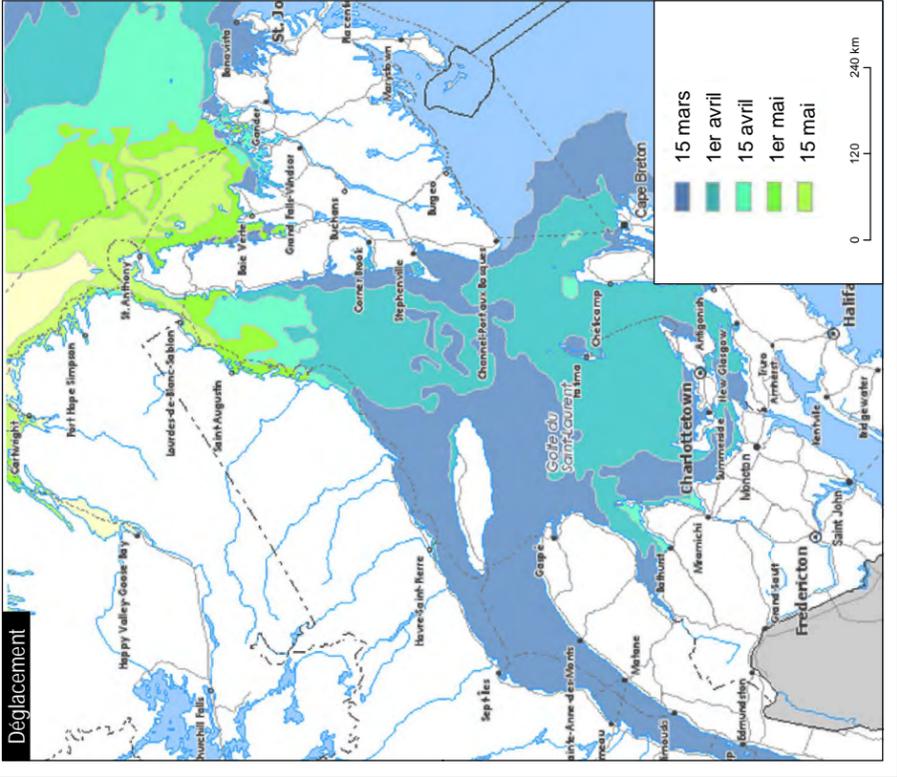
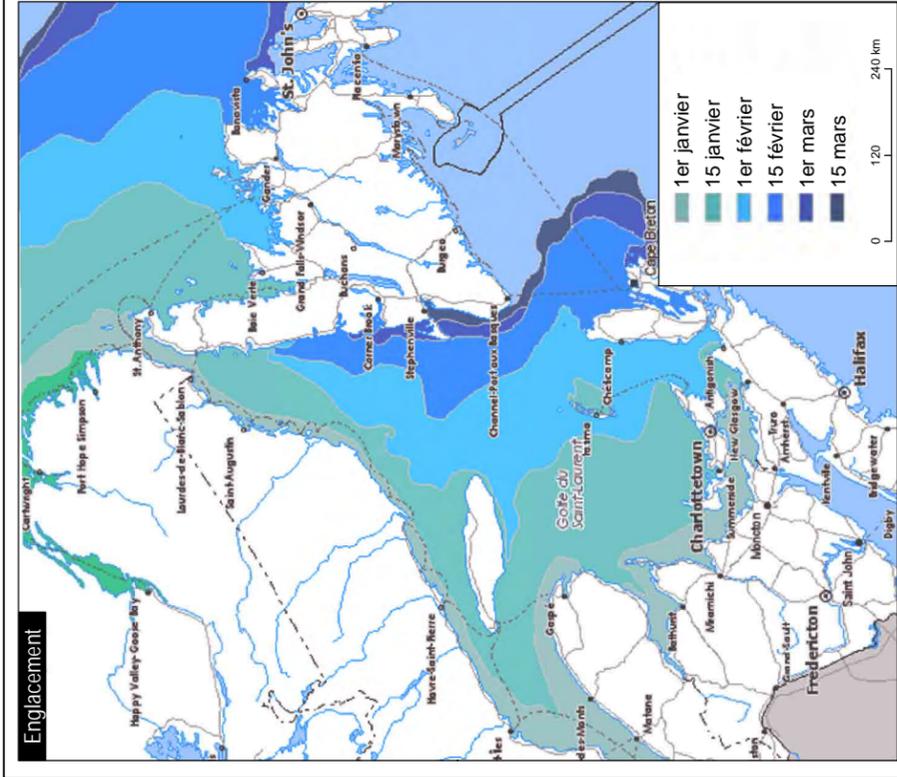
Conditions climatiques prévalant dans le secteur d'Anticosti



Sources :
BDGA, 1M, 2014
Atlas du Canada en ligne, 2002
Atlas canadien d'énergie éolienne
SAGIE Inc.
Fichier : 151_04788_LV2_c3_Z_oceano_150631.mxd

Juillet 2015
Projet : 151-04788-01





3.2.1.3 VAGUES

Pour Anticosti, les hauteurs moyennes mensuelles des vagues se présentent en un gradient croissant d'ouest en est. De plus, les hauteurs de vagues sont moins importantes au nord de l'île (CRIACC, 1994; OceanWeather, 2005) (carte 3-7). Les mois pour lesquels la hauteur moyenne des vagues est la plus élevée (2 m) sont octobre, novembre et décembre et possiblement janvier, dépendamment du moment de la prise des glaces (OceanWeather, 2005). Selon les données du CRIACC, les vagues de plus de deux mètres de hauteur sont alors observables entre 30 et 50 % du temps (carte 3-7). À partir de février, la hauteur moyenne des vagues diminue à un peu moins d'un mètre, et ce, en raison du couvert de glace qui limite les superficies d'eau libre (OceanWeather, 2005). Pendant cette même période, les vagues de plus de deux mètres sont quasi inexistantes (CRIACC, 1994) (carte 3-7). La hauteur moyenne des vagues reste la même, voire même diminue à 0,5 m entre avril et août, alors que les vagues de plus de deux mètres sont observables moins de 20 % du temps, sauf dans l'est de l'île (30 %) (carte 3-7).

3.2.1.4 SAISON DES GLACES ET ICEBERG

À la mi-décembre, l'englacement débute dans les eaux côtières peu profondes, alors que les côtes insulaires d'Anticosti s'englacent plus tardivement et recouvrent entièrement la côte ouest de Terre-Neuve-et-Labrador à partir de la mi-février (Environnement Canada, 2010) (carte 3-8). Le patron de déglacement du golfe du Saint-Laurent est différent, car la dislocation de la couverture de glace s'effectue tant à l'ouest (dont tout le pourtour d'Anticosti) qu'à l'est, et ce, dès la mi-mars (carte 3-8). Enfin, bien qu'elle soit variable, la superficie couverte de glace dans le golfe du Saint-Laurent a eu tendance à diminuer entre 1968 et 2009 et de manière plus marquée depuis 1994 (Environnement Canada, 2010).

La glace est généralement très mobile dans le golfe du Saint-Laurent. La mobilité des glaces dépend des vents et des courants qui créent des chenaux d'eau libre et des secteurs de pression glacielle formant des crêtes de 1 à 2 m d'épaisseur. Il arrive certaines années qu'un pont de glace se forme entre Anticosti et la Côte-Nord. Normalement la glace le long du littoral nord a une épaisseur moyenne de 15 à 30 cm, alors que le long du littoral sud, la glace aurait des épaisseurs inférieures à 15 cm (Environnement Canada, 2010). Enfin, l'extension occidentale maximale de la trajectoire des icebergs provenant du Groenland et de l'archipel Arctique se trouve près du méridien 65° O, soit au large de la pointe ouest de l'île d'Anticosti.

3.2.2 MILIEU BIOLOGIQUE

Les grandes zones intertidales, le reef anticostien et ses abrupts bathymétriques, combinés avec les processus océanographiques particulièrement dynamiques font de la zone côtière et marine d'Anticosti

un milieu extrêmement riche, diversifié et productif sur le plan biologique, et ce tant au niveau de sa flore que de la faune.

3.2.2.1 VÉGÉTATION INTERTIDALE

La végétation intertidale de l'île d'Anticosti se présente sous la forme de prairies ou de marais salés. Les prairies salées sont les plus répandues autour de l'île. Elles occupent la partie la plus élevée du rivage, soit l'étage supérieur qui est inondé uniquement lors des hautes mers de vives-eaux ou par les vagues de tempêtes. Leur composition spécifique est généralement peu diversifiée et se répartit en deux principales bandes de végétation. La première bande est discontinue et souvent dominée par les halophytes basses, dont le coquillier édentulé, la sabline faux-péplus et la mertensie maritime. La seconde bande est beaucoup plus dense et se trouve au-dessus de la limite de la ligne de pleines mers, soit dans la zone directement touchée par les embruns salins. L'élyme des sables, une graminée, domine cette bande en périphérie de l'île d'Anticosti (Couillard et Grondin, 1986; Gauthier et Aubry, 1995). Quant aux marais salés, ils se concentrent surtout dans le fond des baies abritées ou dans les étangs littoraux abrités par les flèches littorales. De tels marais salés se situent surtout dans la zone du Grand Lac Salé, sur le littoral sud de l'île d'Anticosti (Gagnon, 1997a). Le littoral d'Anticosti est un milieu particulièrement dynamique, comme en témoignent ses côtes rocheuses ou de plages de gravier et de galets. Ce contexte ne permet pas l'implantation de la zostère marine (plante à fleurs aquatique aussi appelée varech marin), sauf près de Port-Menier (Martel et coll., 2009) (carte 3-6).

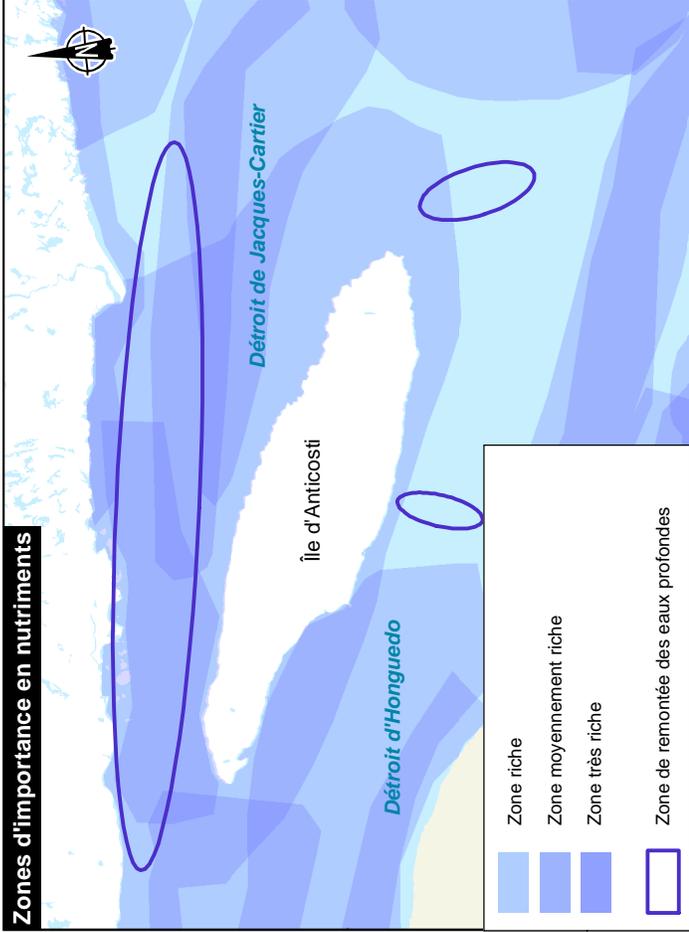
3.2.2.2 FLORE ET FAUNE MARINE

La flore et la faune marine autour de l'île d'Anticosti sont extrêmement riches en espèces planctoniques. Cette abondance reflète l'importance de cette zone concernant l'alimentation des poissons et des mammifères marins dans le golfe du Saint-Laurent.

Plancton

La production planctonique est très élevée autour d'Anticosti et particulièrement à l'est de l'île et dans le détroit de Jacques-Cartier, et ce en raison des nombreuses zones de remontées d'eaux profondes (*upwelling*) (cartes 3-8 et 3-9). Ces remontées d'eaux profondes favorisent de grandes, mais occasionnelles, productions de phytoplancton, surtout dans le détroit de Jacques-Cartier (Lavoie et coll., 2008) (carte 3-9). Des concentrations d'euphausides (krill) s'étendent également sur plusieurs kilomètres autour de l'île d'Anticosti (Sameoto, 1976 dans Mousseau et coll., 1997; Sourisseau et coll., 2008). Ces concentrations représentent une biomasse de plus de 100 t/km² et se situent principalement au-dessus de 100 m de profondeur pendant le jour.

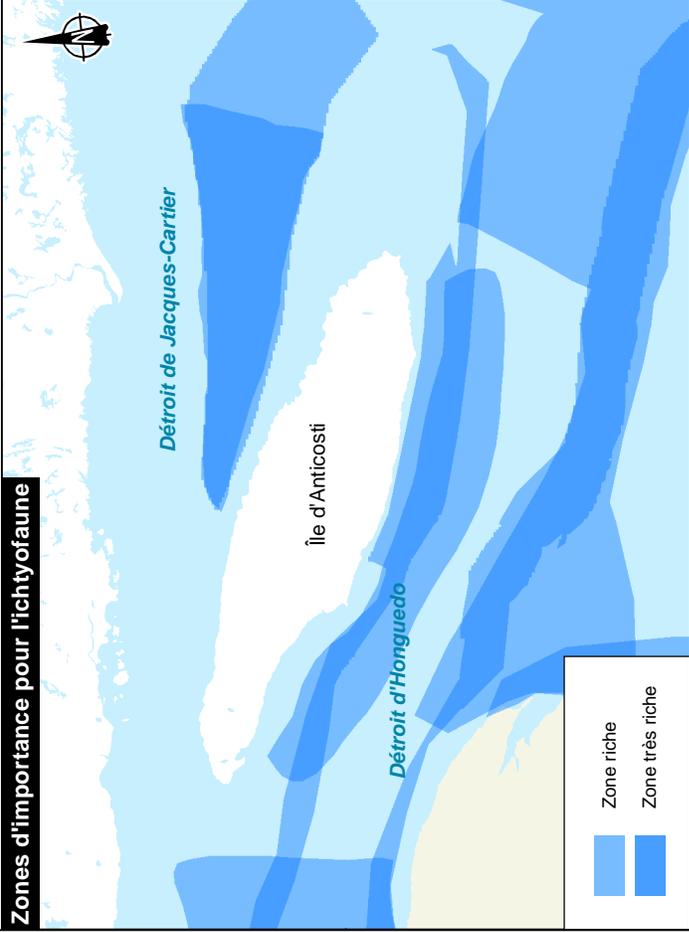
Zones d'importance en nutriments



Zones d'importance pour les mammifères marins



Zones d'importance pour l'ichtyofaune



Carte 3-9
**Zones d'importance en nutriment (plankton),
en ichtyofaune et en mammifères marins**



Source :
BDGA, SIM
World Shaded Relief, ESR1
Fichier : 151_04788_LV2_c3_9_Bio_marin_150831.mxd

Août 2015

Projet : 151-04788-01



Le méroplancton est généralement très abondant sur le pourtour de l'île d'Anticosti (Dufour et Ouellet, 2007; Mousseau et coll., 1997; Ouellet, 2007). Anticosti est effectivement remarquable pour sa richesse en larves d'espèces de poissons et de crustacés et pour son abondance d'œufs, notamment dans le secteur du détroit de Jacques-Cartier (Ouellet, 2007). Parmi les espèces les plus abondantes, les œufs de morues et de plie grosse se trouvent en grands nombres dans les secteurs du détroit de Jacques-Cartier, des côtes nord-est et sud de l'île d'Anticosti. Le détroit de Jacques-Cartier affiche aussi des concentrations élevées de larves de lançon, de capelan, de stichée arctique ainsi que de crabes, dont le crabe des neiges. Ce détroit profond est également important pour la reproduction et la répartition du flétan du Groenland. Le secteur sud-ouest de l'île d'Anticosti présente des stades larvaires avancés de la crevette nordique.

Ichtyofaune

Les principales espèces d'invertébrés d'intérêt commercial présentes à Anticosti sont le homard d'Amérique, qui abonde particulièrement dans le secteur de la pointe est de l'île d'Anticosti, la crevette nordique et le pétoncle d'Islande. Les eaux peu profondes (0 à 50 m) de l'île d'Anticosti constituent également des aires favorables à la mue et à la reproduction du crabe des neiges (Lovrich et coll., 1995).

En ce qui concerne les poissons, Anticosti constitue une zone d'abondance. Le secteur de la gyre d'Anticosti constitue une aire de concentration secondaire pour les juvéniles de flétan du Groenland et de plie canadienne. La côte sud d'Anticosti est pour sa part la plus grande aire de concentration connue de morues juvéniles sur la Côte-Nord et une aire de concentration secondaire pour le flétan du Groenland et pour la plie canadienne (carte 3-9). Le détroit de Jacques-Cartier est quant à lui une aire de concentration de juvénile de flétan du Groenland, possiblement une sous-population distincte (carte 3-9). Enfin, le chenal d'Anticosti est une aire d'alimentation pour plusieurs espèces de poissons pélagiques.

Plusieurs secteurs autour d'Anticosti sont également des zones utilisées pour la reproduction et l'alevinage de plusieurs espèces de poissons. Ainsi, le hareng atlantique pond ses œufs le long de la côte sud de l'île d'Anticosti. Le capelan se reproduit et s'alimente tout autour de l'île. Enfin, plusieurs autres espèces, dont certaines à statut particulier se trouvent en abondance dans le secteur, soit le sébaste (*S. fasciatus* et *S. mentella*), le loup atlantique, l'éperlan arc-en-ciel (une population d'éperlan arc-en-ciel génétiquement distincte) et le saumon atlantique. Il convient de noter que le saumon atlantique (population de l'île d'Anticosti) est jugé en voie de disparition par le COSEPAC depuis novembre 2010 (COSEPAC, 2010e).

Reptiles et mammifères marins

Plusieurs observations de la tortue luth ont été documentées entre 1981 et 2006 entre Havre-Saint-Pierre et Port-Menier. En ce qui concerne les mammifères marins, deux zones d'importance à proximité de l'île d'Anticosti se distinguent, soit à l'ouest de l'île et dans le détroit de Jacques-Cartier (carte 3-9). L'ouest de l'île est une aire d'alimentation pour plusieurs espèces de cétacés (incluant le rorqual bleu) et de pinnipèdes (phoques gris, à capuchon et commun). Cette zone regroupe également une diversité d'espèces de rorqual (petit rorqual, rorqual à bosse et rorqual commun) et constitue une aire d'hivernage pour certaines espèces, dont le phoque à capuchon et du Groenland. Le détroit de Jacques-Cartier est une aire d'alimentation estivale (de juin à septembre) principalement pour six espèces de cétacés, soit le rorqual commun, le petit rorqual, le rorqual à bosse, le marsouin commun, le dauphin à flancs blancs et l'épaulard. Le détroit constitue une aire de répartition géographique du phoque gris pendant la période libre de glace. Il est à noter que les estuaires de rivières et les zones marines adjacentes sont des secteurs hautement fréquentés par les pinnipèdes.

Oiseaux marins

Les falaises escarpées le long de la rive nord de l'île d'Anticosti et à l'est de l'île en font un milieu propice à la nidification pour les oiseaux marins (Chapdelaine et Rail, 2004) (carte 3-6).

3.2.2.3 ZONES PROTÉGÉES

Société d'établissement de plein air du Québec (Sépaq)

La Sépaq gère le parc national d'Anticosti. Créé en 2011, ce parc national du Québec d'une superficie de 572 km² compte parmi ses principaux attraits le canyon et la chute Vauréal, la grotte de la Patate et la baie de la Tour (carte 3-10).

Réserves écologiques

L'île d'Anticosti compte deux réserves écologiques, celle de la Pointe-Heath et celle du Grand-Lac-Salé (carte 3-10). La réserve de la Pointe-Heath a été la toute première, dans le but de protéger les tourbières ombrotrophes et minérotrophes des milieux maritimes ainsi que la falaise aux Goélands. Cette falaise abrite le guillemot de Brünnich et le macareux moine, deux espèces en situation précaire. Elle abrite également une des plus importantes colonies de mouette tridactyle du Québec et environ 200 couples nicheurs de fou de Bassan. La réserve écologique du Grand-Lac-Salé vise à protéger la plus grande lagune et le plus grand marais salé de la région Anticosti-Minganie. Cette réserve renferme de nombreuses espèces susceptibles d'être désignées menacées ou vulnérables.

Aires de concentration des oiseaux aquatiques (ACOA)

Il y a plusieurs ACOA sur la presque totalité de la rive de l'île d'Anticosti. Fréquentés par les oies, les bernaches et les canards pendant les périodes de nidification et de migration, ces sites correspondent à des battures, des caps, des pointes, des anses et des baies. Il est à noter également que deux zones de concentration d'oiseaux marins sont situées à l'ouest et le long du littoral nord-est de l'île (carte 3-6). À peu de choses près, ces mêmes zones constituent également des zones d'importance écologiques et biologiques (ZIEB). Pour les autres habitats littoraux importants identifiés à la carte (3-6), il s'agit pour la plupart de baies, de deltas ou d'embouchures de rivières.

3.3 MILIEU HUMAIN

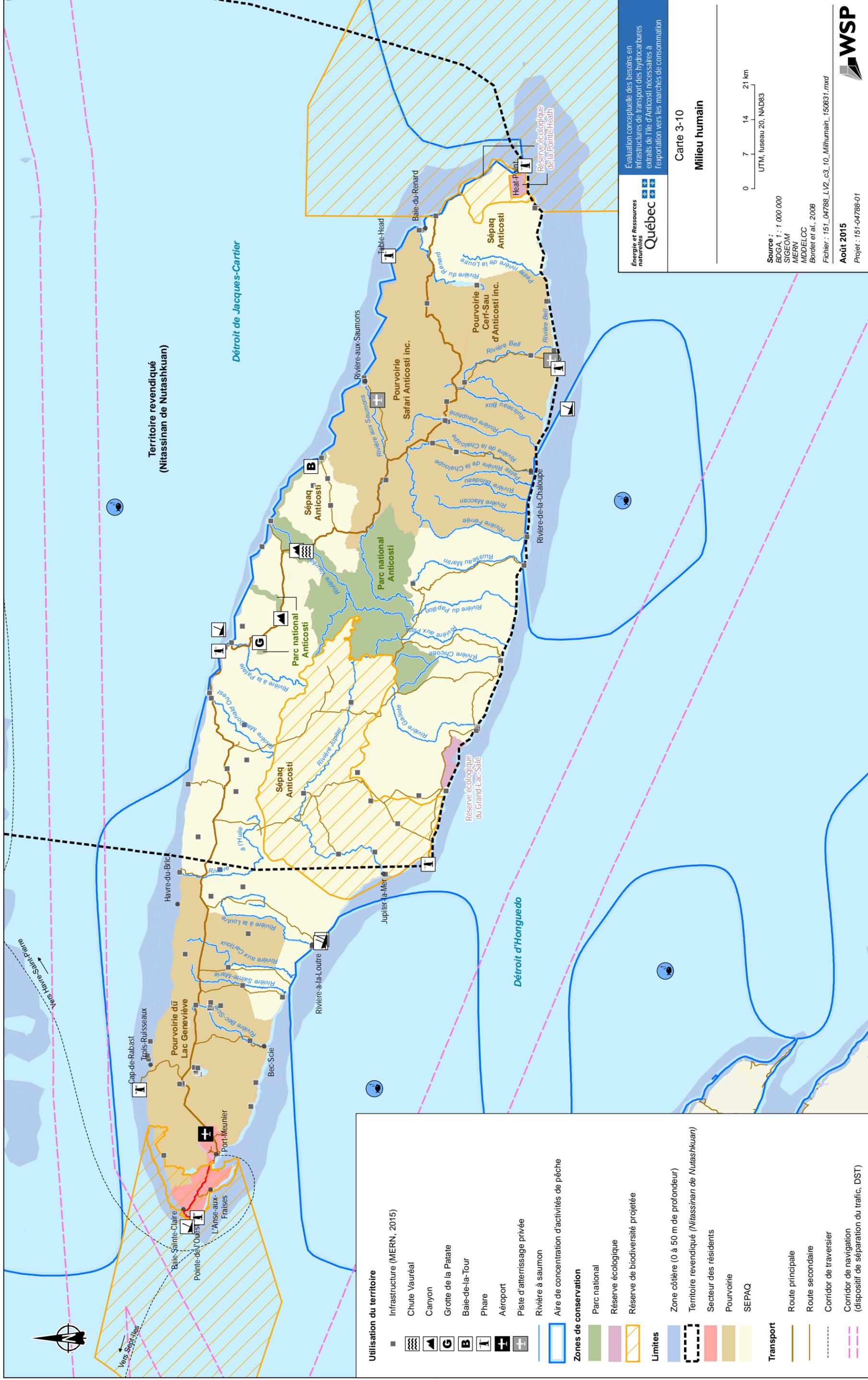
Bien que la présence humaine soit relatée depuis que l'île ait été offerte à Louis Joliette en 1680, ce n'est qu'à partir de 1895 que le développement de l'île d'Anticosti s'est amorcé au point d'engendrer de profondes modifications au milieu. Henri Menier avait alors comme objectif de faire de l'île un paradis de la chasse et de la pêche en y introduisant plusieurs espèces animales, dont le cerf de Virginie. Après le passage des Menier, le développement de l'île d'Anticosti s'est davantage réalisé au cours du XXe siècle principalement par la coupe forestière et dans une moindre mesure par des essais de cultures et la pêche commerciale (Municipalité de L'Île - D'Anticosti, sans date).

L'île d'Anticosti est située sur le territoire de la MRC de La Minganie dans la région administrative de la Côte-Nord (carte 3-10). En raison de son insularité, le territoire de l'île d'Anticosti a été municipalisé en 1984 et constitue la municipalité de L'Île d'Anticosti. Sa population est de plus de 200 résidents (en date du 1^{er} janvier 2015) et elle est concentrée dans le seul village de Port-Meunier (MAMOT, 2015). Le territoire est en grande partie consacré aux activités récréotouristiques et à l'exploitation des ressources fauniques.

3.3.1 PORTRAIT DÉMOGRAPHIQUE

Sur le plan démographique, la population d'Anticosti enregistre en déclin, avec une diminution de 15 %, notée entre 2006 et 2011 (Statistiques Canada, 2012). La population est vieillissante et montre un âge médian de 48 ans, avec plus de 87 % des personnes âgées de plus de 15 ans. Par ailleurs, les emplois sont saisonniers et la population est au chômage en période hivernale tandis qu'au cours de l'été, le taux de chômage est pratiquement nul (GIRAIG, 2015; Municipalité de L'Île-D'Anticosti, sans date).

Les activités économiques de l'île d'Anticosti reposent essentiellement sur l'exploitation forestière et le tourisme, dont les principales offres concernent la villégiature, la chasse et la pêche (Gendron et Fisher, 2015; GIRAIG, 2015). L'activité forestière a considérablement diminué au cours de la dernière



**Territoire revendiqué
(Nitassinan de Nutashkuan)**

Détroit de Jacques-Cartier

Détroit d'Honguedo

Utilisation du territoire

- Infrastructure (MERN, 2015)
- ▬ Chute Vauréal
- ▬ Canyon
- ▬ Grotte de la Patate
- ▬ Baie-de-la-Tour
- ▬ Phare
- ▬ Aéroport
- ▬ Piste d'atterrissage privée
- ▬ Rivière à saumon

▭ Aire de concentration d'activités de pêche

Zones de conservation

- ▭ Parc national
- ▭ Réserve écologique
- ▭ Réserve de biodiversité projetée

Limites

- ▭ Zone côtière (0 à 50 m de profondeur)
- ▭ Territoire revendiqué (Nitassinan de Nutashkuan)
- ▭ Secteur des résidents
- ▭ Pourovoire
- ▭ SEPAQ

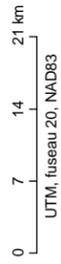
Transport

- ▬ Route principale
- ▬ Route secondaire
- ▬ Corridor de traversier
- ▬ Corridor de navigation (dispositif de séparation du trafic, DST)

Énergie et Ressources
naturelles
Québec

Évaluation conceptuelle des besoins en
infrastructures de transport des hydrocarbures
extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à
l'exportation vers les marchés de consommation

Carte 3-10
Milieu humain



UTM, fuseau 20, NAD83

Source :
BDGA, 1 : 1 000 000
SIGEOM
MERN
MDEELCC
Bordet et al., 2008
Fichier : 151_04788_LV2_c3_10_MilieuHumain_150631.mxd

Août 2015
Projet : 151-04788-01



décennie, alors que l'activité touristique s'essouffle en raison du déclin de la population de saumon Atlantique et du désintérêt du touriste étranger en raison, jusqu'à tout récemment, de la valeur de la devise. Néanmoins, l'île accueille autour de 4 500 chasseurs par année (CIRAIG, 2015). La Sépaq, deux pourvoyeurs privés, ainsi qu'une pourvoirie sous forme de coopérative gérée par les résidents opèrent les activités touristiques.

Aujourd'hui, trois zones de pêche situées aux pourtours de l'île d'Anticosti permettent l'exploitation des ressources halieutiques (carte 3-10). C'est principalement la communauté nord-côtière et la communauté innue qui possèdent une majorité de permis de pêche commerciale autour de l'île (GENIVAR, 2013). Ce milieu insulaire est donc tributaire de l'accessibilité de son territoire, ce qui entrave souvent le développement économique. La diversification de l'économie devient donc un enjeu majeur (GIRAIG, 2015).

3.3.2 TERRITOIRE D'INTÉRÊTS

De nombreux éléments d'intérêts sont présents tant à l'intérieur du territoire (canyons, grottes, rivières et chutes) qu'en milieu côtier (estran, caps et plages) (carte 3-10). Pour la population, le paysage est une valeur importante tant pour leur qualité de vie, mais que pour son importance pour le tourisme (Gendron et Fisher, 2015). Sur le plan culturel, le mode de vie anticostien est souvent évoqué. Le sentiment d'appartenance est fort allant jusqu'au statut de mythe. On qualifie souvent le territoire comme le paradis terrestre, de joyau ou même de la perle du Saint-Laurent (CIRAIG, 2015).

Les principaux éléments patrimoniaux sont surtout les anciens villages de l'Anse-aux-Fraises et de Baie-Sainte-Claire et leur cimetière, les secteurs de la pointe Ouest et de la Pointe-Sud-Ouest (cimentières et phares), l'embouchure de la rivière Jupiter et les six autres phares au pourtour de l'île, de même que les épaves le long des côtes (carte 3-10). D'autres éléments sont notables, dont la présence de fossiles sur plusieurs sites qui témoignent d'une époque géologique dont il n'existe que très peu de témoins à l'échelle mondiale. Ces sites d'intérêt paléontologiques ont été identifiés à la pointe-sud-ouest et au centre – sud de l'île d'Anticosti et sont reconnus mondialement (GENIVAR, 2013).

3.3.3 INFRASTRUCTURES

Le quai de Port-Menier permet par cabotage, le transport de marchandises et de passagers à partir de Sept-Îles ou de Havre-Saint-Pierre (Gouvernement du Québec, 2014). Différentes compagnies aériennes desservent l'aéroport de Port-Menier par vols réguliers à partir de Sept-Îles et de Havre-Saint-Pierre. Seule la route forestière Transanticostienne parcourt l'île d'est en ouest (carte 3-10). Le réseau routier est complété par des chemins forestiers secondaires et tertiaires. Une centrale

thermique assure l'approvisionnement en électricité de l'île d'Anticosti (GENIVAR, 2013). Au village de Port-Menier, on retrouve une école (jusqu'au niveau de secondaire II), une bibliothèque et des installations sportives (CIRAIG, 2015). En considérant l'importance de l'alimentation en eau potable pour la population, la cartographie des aquifères n'est pas connue (CIRAIG, 2015).

3.4 CONSTATS EN LIEN AVEC L'ANALYSE DU MILIEU

La prise en compte de la description sommaire des composantes du milieu permet de faire ressortir certains éléments clés qui auront une incidence directe sur la définition des besoins en infrastructures et sur la faisabilité technique. Les éléments clés à souligner plus particulièrement sont les suivants :

- Du point de vue géomorphologique, les dépôts de surface sur l'ensemble de l'île sont généralement de faible épaisseur, sauf dans les vallées de la rivière à la Patate et de rivière Jupiter. Cette situation aurait un impact direct sur les possibilités d'enfouissement des pipelines à mettre en place.
- Les tourbières recouvrent de vastes superficies dans la partie est de l'île, de sorte que l'exploitation de la ressource dans ce secteur serait soumise à des contraintes techniques et environnementales particulières.
- Depuis plus d'un siècle, le milieu biologique terrestre de l'île est soumis à plusieurs problématiques particulières. Sa biodiversité décline et le milieu est fortement perturbé en raison de la surpopulation de cerf de Virginie. Néanmoins l'île d'Anticosti constitue un refuge de choix pour des espèces florales d'intérêt, avec la présence de 27 plantes menacées ou vulnérables ou susceptibles d'être ainsi désignées.
- Du point de vue de l'ichtyofaune, le saumon est particulièrement présent et occupe 24 rivières réparties autour de l'île. La rivière Jupiter, à elle seule, accueille environ 30 % des effectifs de saumons adultes sur l'île.
- En ce qui concerne le milieu marin, la présence de hauts fonds rocheux sur le pourtour de l'île, combinée à la proximité de zones profondes du golfe Saint-Laurent, font de l'île un lieu riche en biodiversité. La configuration du littoral, jumelée aux conditions particulières de glaces, de vents et de courant, constituent a priori des contraintes importantes à l'implantation de sites portuaires.
- Du point de vue du milieu humain, les activités économiques de l'île d'Anticosti reposent sur l'exploitation forestière et touristique, notamment autour des activités de villégiature, de chasse et de pêche. Dans ce contexte, la présence sur le territoire de la Sépaq et de pourvoiries doit être prise en considération.

- Des informations générales sont disponibles concernant les contraintes maritimes (glaces, brume, vents, marées, etc.). Elles furent présentées précédemment dans ce rapport. Cependant, une étude additionnelle serait requise pour évaluer l'impact précis de ces contraintes sur un éventuel transport d'hydrocarbures par navire dans le golfe du Saint-Laurent.

Conclusion générale en lien avec l'exploitation des hydrocarbures

Malgré les contraintes observées sur l'île d'Anticosti, il est constaté que celles-ci ne viendraient pas empêcher la réalisation des projets d'infrastructures envisagés. S'ils se concrétisent, les projets d'infrastructures (pipelines, usines, etc.) devront cependant se conformer aux différents processus d'approbation du MDDELCC, notamment le processus d'évaluation environnementale et l'obtention de certificats d'autorisation.

4. PRÉSENTATION DU SCÉNARIO DE DÉVELOPPEMENT DE BASE

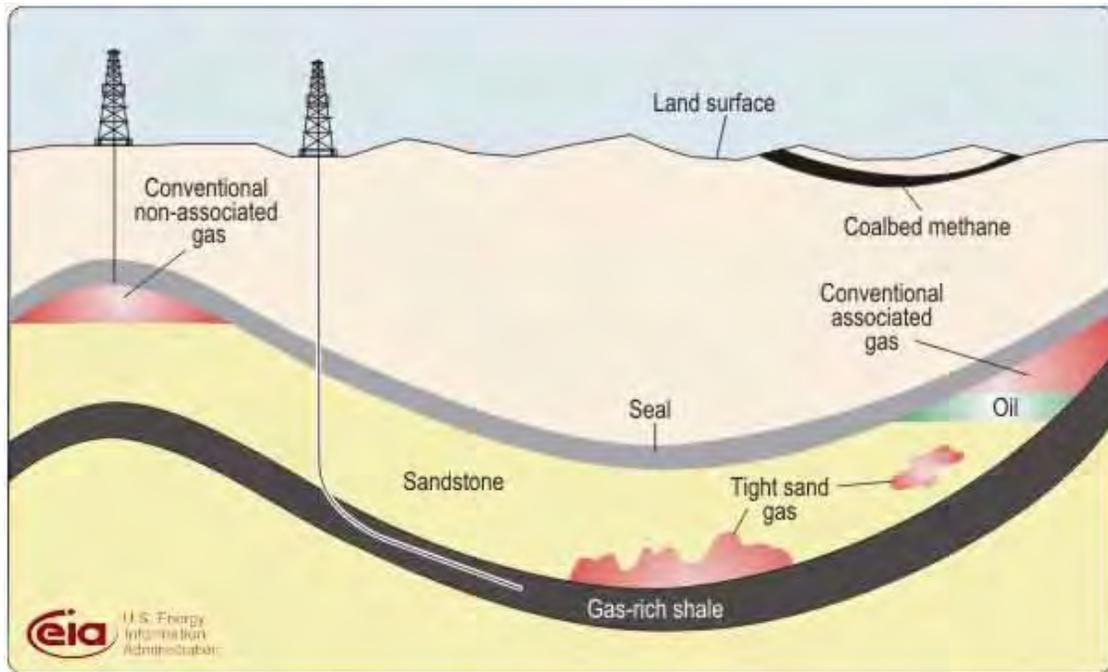
4.1 DESCRIPTION GÉNÉRALE

Le scénario de développement des puits utilisés a été développé par le chantier économie dans le cadre de l'EES globale sur les hydrocarbures. Le scénario tel que présenté doit être considéré comme étant un outil de planification et de réflexion, qui est sujet à évoluer en fonction de l'état des connaissances sur le gisement. Pour le moment, le scénario de développement a été élaboré, entre autres, en considérant comme référence l'horizon géologique de Point Pleasant en Ohio (USA) qui, à bien des égards, présente des similitudes avec le site d'Anticosti chantier technique.

Le scénario de développement a été élaboré en considérant l'aménagement de plateformes de forage comprenant entre 5 et 10 puits chacune, destinés à une production mixte de pétrole et de gaz. Les plateformes seraient à terme restaurées (p. ex. décontamination au besoin, reconstitution des sols et reboisement). Les plateformes auraient une superficie de 120 m sur 120 m (1,44 ha) lorsqu'elle serait en cours de production. Des illustrations de puits de production typiques et de plateforme de production sont présentées, à titre indicatif, aux figures 4-1 et 4-2.

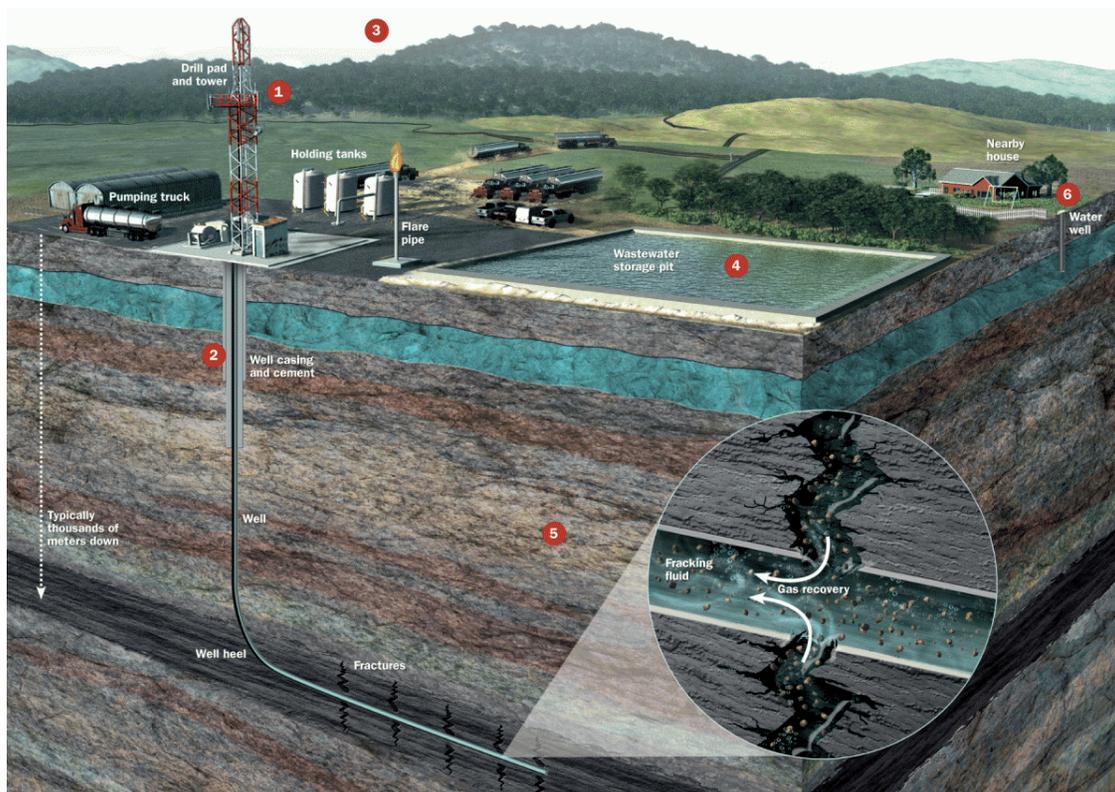
Chaque puits serait constitué d'un forage vertical qui se prolongerait, la majeure partie du temps, par un forage horizontal, une fois la couche géologique atteinte. La longueur des forages verticaux dépendrait de la profondeur de la couche géologique d'intérêt (Macasty) et de la profondeur visée dans cette même couche. Il est anticipé que ces deux aspects varieraient selon l'emplacement sur l'île. Quant aux forages horizontaux, leur longueur pourrait être de 1 600 m. Ces forages horizontaux seraient espacés de 250 m les uns des autres, permettant de couvrir une superficie souterraine de 4 km². La durée de vie des puits est estimée à 25 ans.

Le modèle de développement sur lequel repose la présente étude prend en considération une production qui s'échelonne sur une période de 75 ans (figures 4-3 et 4-4). Le modèle considère l'aménagement de 712 plateformes étalées sur une période de 50 ans, pour une moyenne de 15 plateformes construites annuellement et un total de 6 800 puits. La production totaliserait, au bout de 75 ans, 87 millions de mètres cubes de pétrole (548 millions de barils) et 311 milliards de mètres cubes de gaz (10 968 billions de pieds cubes).



Source: <http://geology.com/energy/shale-gas/>

Figure 4-1 Puits de production



Source: <http://www.desmog.ca/2013/10/15/ontario-be-warned-importing-fracked-gas-not-way-go-say-experts>

Figure 4-2 Puits de production

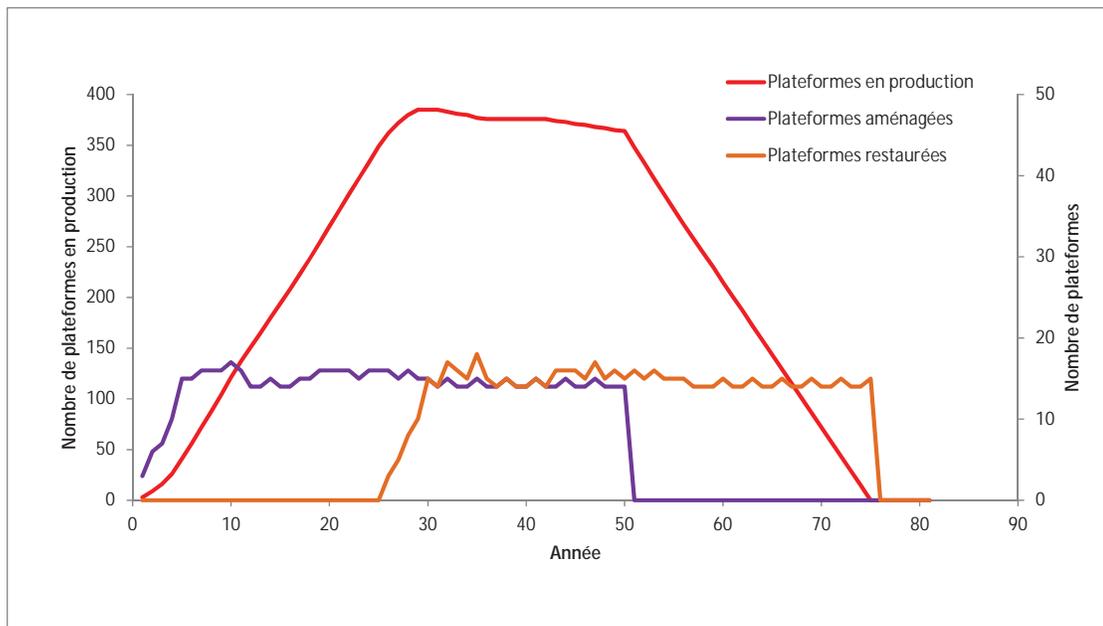


Figure 4-3 Scénario de développement considéré dans la présente étude (source : chantier économie des EES, 2015).

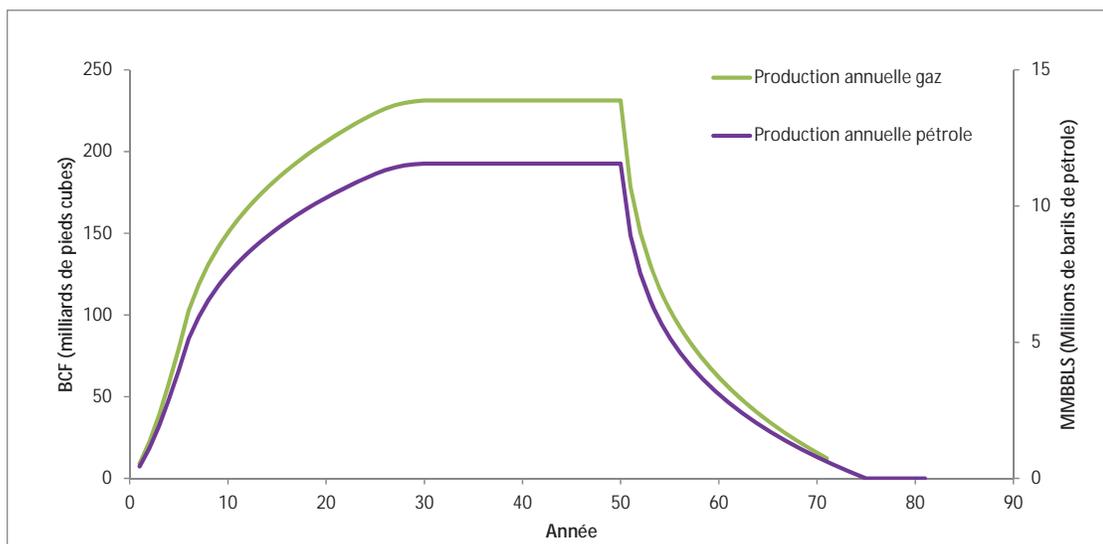


Figure 4-4 Productivité annuelle de pétrole et de gaz prévue dans le scénario de développement (source : chantier économie des EES, 2015).

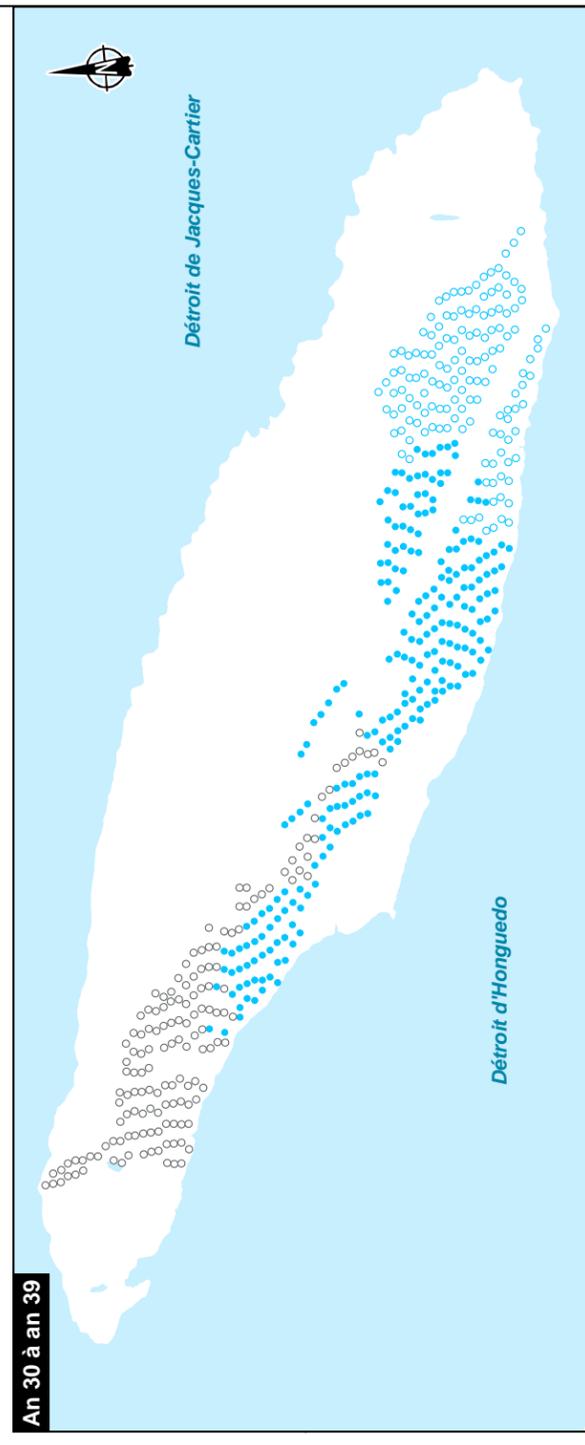
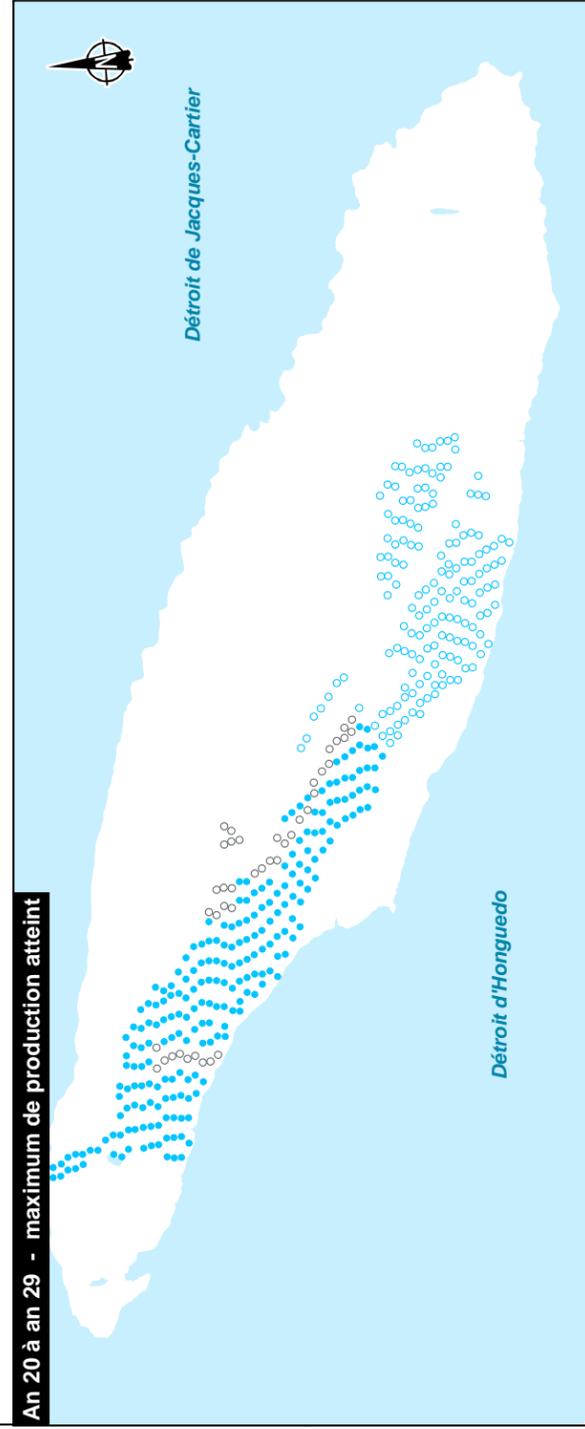
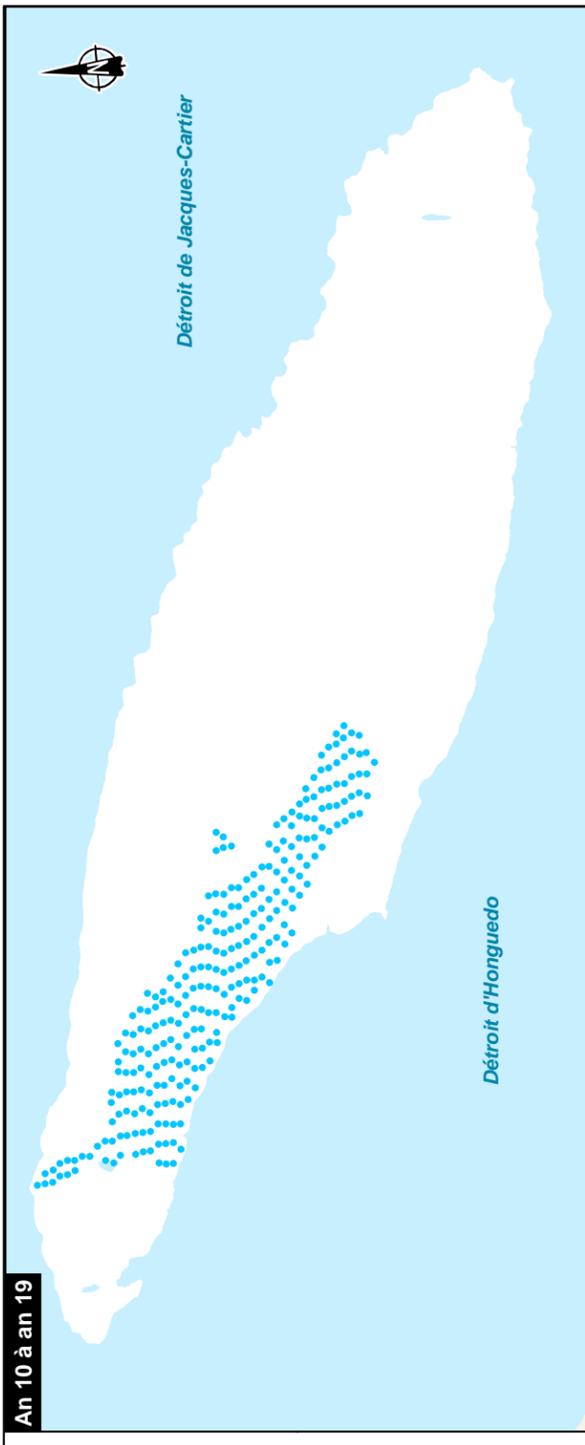
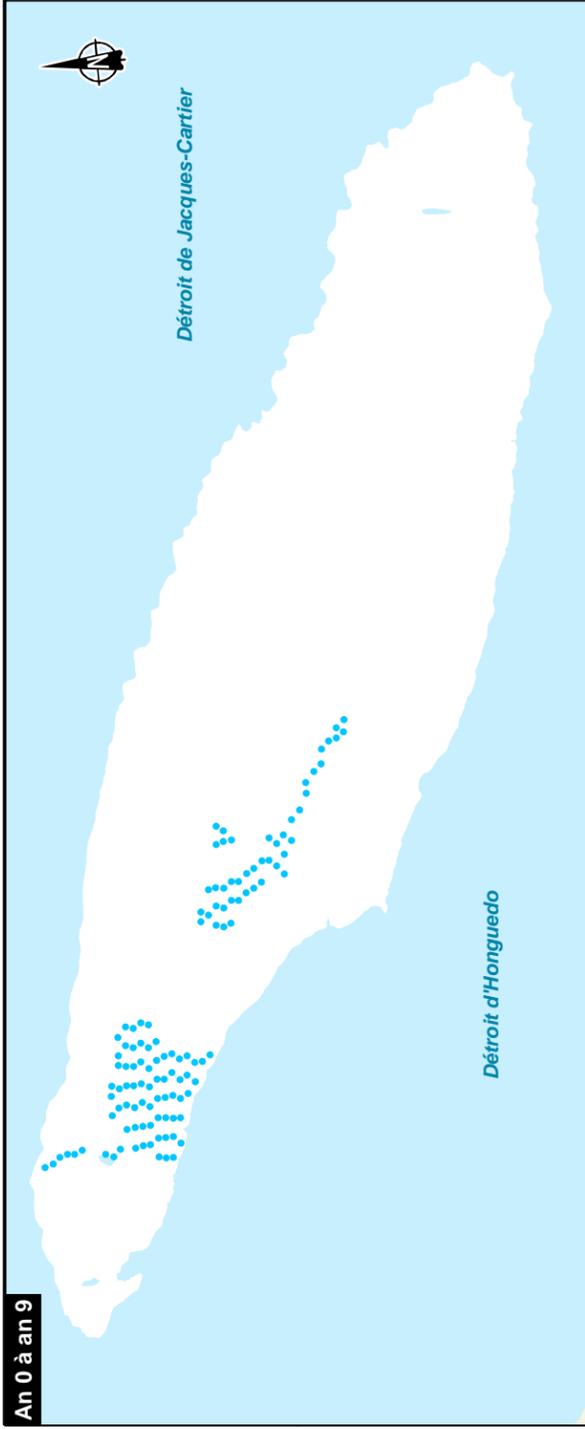
Le nombre de plateformes actives simultanément atteindrait un maximum de 385 (figure 4-3). À ce moment, le nombre de puits en production serait de 3 579. Le scénario de développement assume que cette production serait maintenue sur une période de 22 ans (figure 4-4). Durant cette période, le volume de production de gaz serait de 6,5 milliards de mètres cubes par année (231 milliards de pieds cubes) et de 1,8 million de mètres cubes de pétrole (11,6 millions de barils) (figure 4-4).

D'un point de vue spatial, les plateformes seraient graduellement instaurées en suivant un patron qui évolue du centre-ouest vers l'est de l'île (cartes 4-1 et 4-2). Les plateformes actives au cours de la première décennie se situeraient au centre et à l'ouest de l'île (carte 4-1). Au cours de la décennie suivante, la totalité des plateformes prévues dans le centre et dans l'ouest de l'île entreraient en production (carte 4-1). Au début de la troisième décennie, le nombre maximal de plateformes en production serait atteint (figure 4-3). C'est également au cours de cette décennie que débuteraient la fermeture de certains puits et leur restauration (carte 4-1). Enfin, au cours de la quatrième décennie, la totalité des puits localisés dans l'ouest de l'île seraient fermés et restaurés, alors que le nombre de puits au centre de l'île serait réduit (carte 4-1). La production resterait à son maximum au cours de cette même décennie (figure 4-4). Enfin, la construction de nouvelles plateformes cesserait au cours de la cinquième décennie et la majorité des plateformes localisées au centre de l'île seraient fermées puis restaurées (carte 4-2). Le maximum de production de gaz et de pétrole serait maintenu jusqu'à la cinquantième année, pour baisser par la suite (figure 4-4; carte 4-2.).

4.2 CONSTATS À CONSIDÉRER EN LIEN AVEC LE SCÉNARIO DE DÉVELOPPEMENT

Il est important de noter, à ce stade-ci du processus de réflexion et de planification, que le scénario de développement qui a été utilisé dans le cadre de cette étude vise à illustrer une situation représentative de l'étalement de l'exploitation dans le temps, selon une vision à long terme. Dans les faits, plusieurs autres scénarios de développement sont possibles et auraient des incidences différentes sur la programmation des investissements de la part des promoteurs. Dans la pratique, cette planification pourra dépendre d'une multitude de facteurs, dont notamment : l'évolution des connaissances concernant les ressources d'Anticosti (types de produits, importance des réserves, etc.), l'évolution de la conjoncture de l'offre et de la demande, l'évolution de la conjoncture de prix et des perspectives de revenus, les opportunités de financement, les objectifs de recouvrement de l'investissement de la part des investisseurs, etc. À titre d'exemple, les promoteurs pourraient décider de développer plus rapidement les activités d'exploitation afin d'accélérer le recouvrement du capital investi, dans la mesure où les conditions de marché le permettent.

Dans ce contexte, l'analyse ici présentée doit être considérée comme étant représentative d'une situation donnée et que celle-ci devra, en temps et lieu, être validée ou révisée à partir d'une meilleure connaissance du gisement et des marchés.



Note :
 La représentation graphique n'est pas à l'échelle.
 La taille des points représentant les plateformes a été exagérée pour des fins de représentation.


 Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation

Carte 5-1

Scénario de développement par décennie

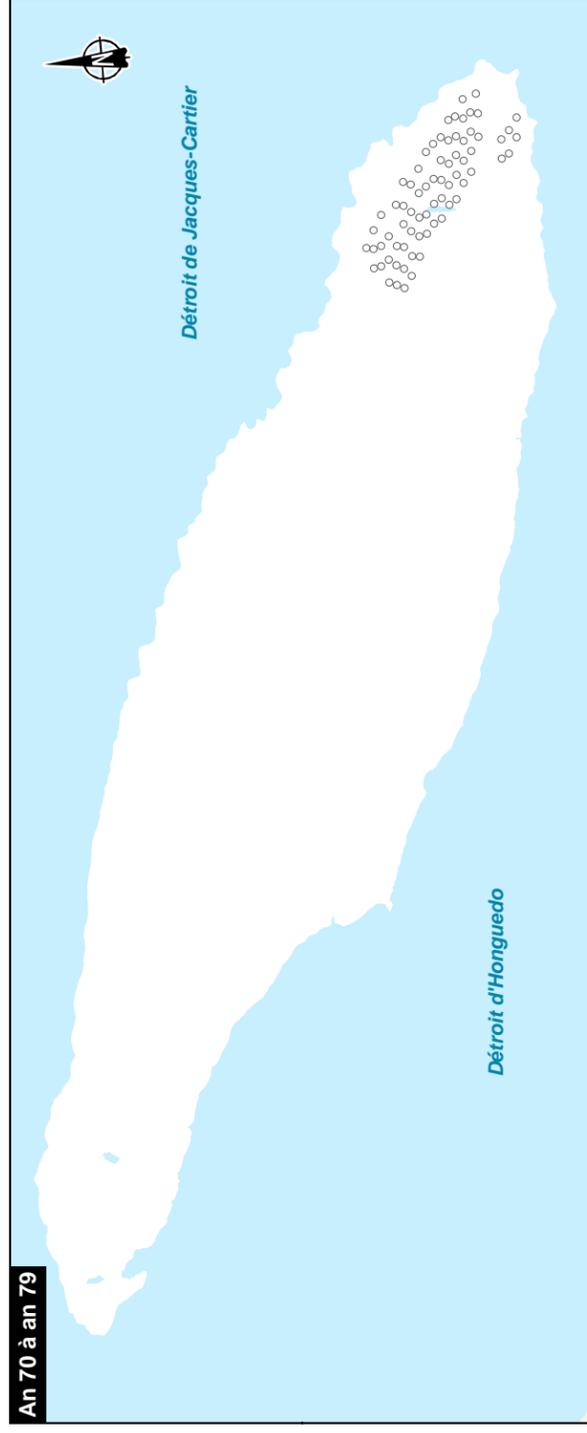
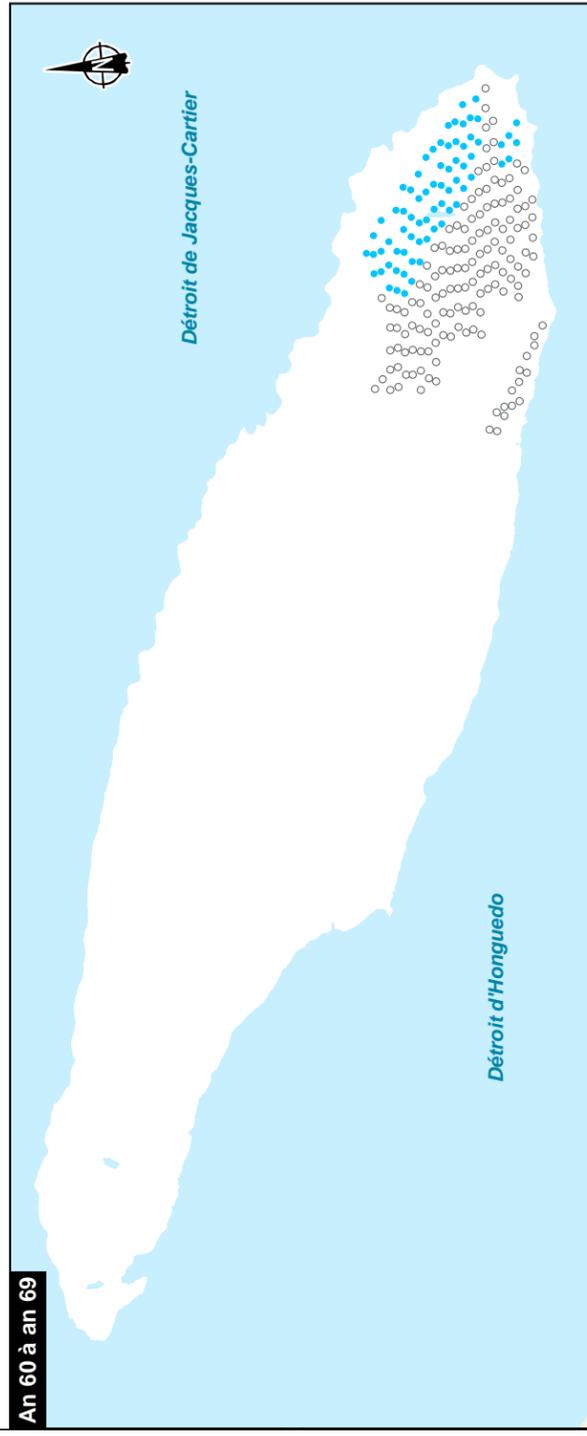
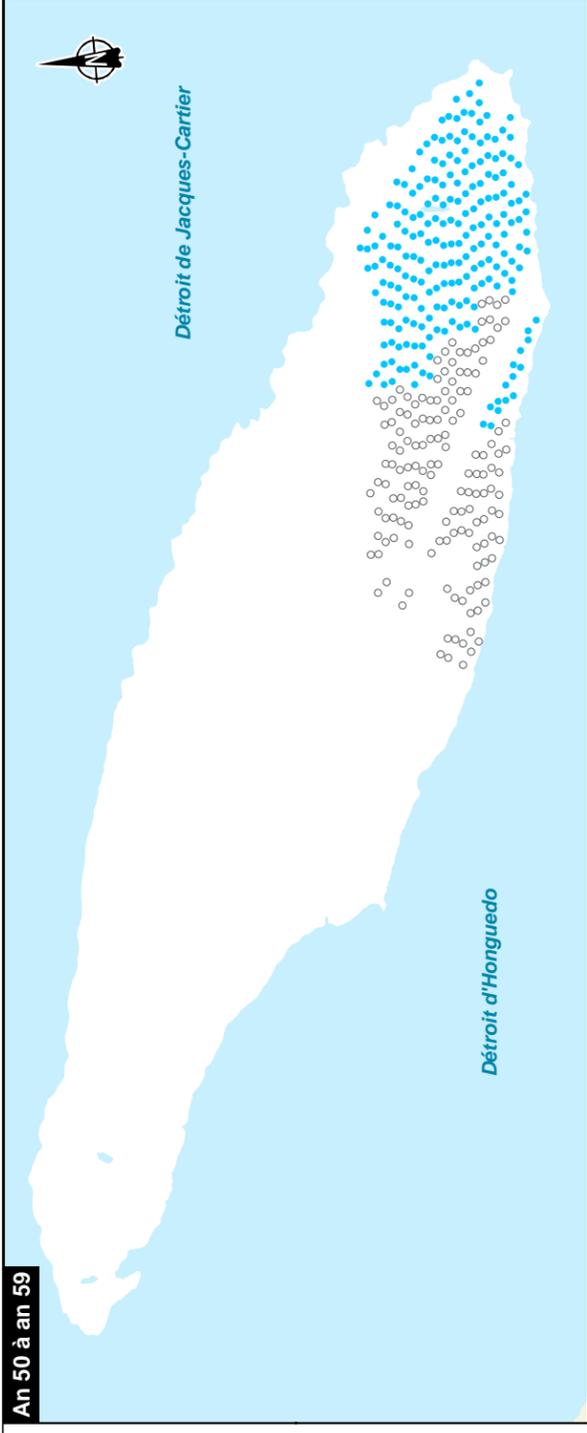
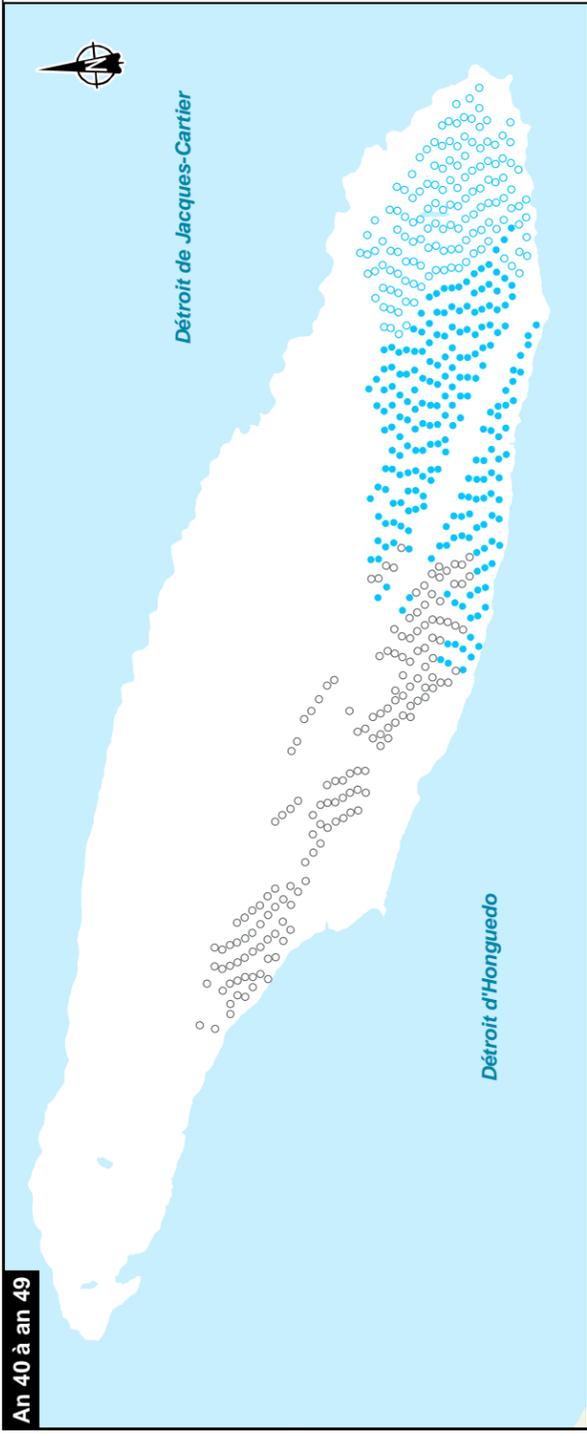
Sources :
 BDGA, 1 : 1 000 000
 MERN
 MDDELCC
 Fichier : 151_04788_LV2_c5_1_deploiement_2020_2059_151015.mxd
Août 2015
 Projet : 151-04788-01

0 12 24 36 km
 UTM, fuseau 20, NAD83

Plateformes

- En exploitation
- Fermée et restaurée pendant la décennie
- Ouverte pendant la décennie





Note :
La représentation graphique n'est pas à l'échelle.
La taille des points représentant les plateformes a été exagérée pour des fins de représentation.

- Plateformes**
- En exploitation
 - Fermée et restaurée pendant la décennie
 - Ouverte pendant la décennie



Evaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation

Carte 5-2

Scénario de développement par décennie



Sources :
BDGA, 1 : 1 000 000
MERN
MDEELCC
Fichier : 151_04788_LV2_c5_2_deploiement_2060_2094_151015.mxd

Août 2015
Projet : 151-04788-01



5. MISE EN CONTEXTE DES MARCHÉS POTENTIELS ET DE LEUR LOCALISATION

L'évaluation des marchés potentiels pour les produits susceptibles d'être extraits de l'île d'Anticosti ne faisait pas partie de la présente étude. Toutefois, il est certain que les orientations relatives aux marchés (types de produits et sous-produits à écouler, localisation des marchés potentiels, etc.) vont avoir une incidence directe sur la définition des scénarios de traitement et de transport à considérer. Par conséquent, il importe de mettre en contexte dans l'étude qui suit les possibilités de marchés qui sont envisageables pour Anticosti.

Le MERN, dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures, a mandaté la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC-Montréal afin de réaliser une étude portant sur *l'identification des marchés potentiels internes et externes pour la ressource produite et des effets de déplacements potentiels au Québec* (G-ECN-04). Le rapport final a été présenté au mois de septembre 2015.

Les sections qui suivent présentent des constats généraux sur les marchés, une synthèse des principaux marchés, tel qu'identifié dans le rapport du HEC ainsi qu'une conclusion quant à l'impact des marchés sur le choix des infrastructures de transport des hydrocarbures.

5.1 CONSTATS GÉNÉRAUX SUR LES MARCHÉS

Les auteurs soulignent, d'entrée de jeu, qu'en raison de l'absence de données fiables quant aux types de produits d'hydrocarbure et aux volumes disponibles à Anticosti, il n'était pas possible à ce stade de poser un regard micro pour une chaîne plausible de création de valeur pour la ressource. De plus, avant même de procéder à la définition comme telle des marchés potentiels pour Anticosti, les auteurs de l'étude soulignent un certains nombres de constats à prendre en considération quant à la compréhension des marchés globaux pour les produits de pétroles et de gaz. Les principaux constats à considérer sont les suivants :

- La composition des hydrocarbures à la tête des puits influencera le potentiel de valorisation et de commercialisation dans les marchés. Ainsi :
 - Un faible taux de LGN/condensats, avec de surcroît moins de composantes non carbone indésirables à éliminer, peuvent abaisser les coûts de traitement, mais limitent le portefeuille de valorisation dans les marchés. Cela a pour conséquence de diminuer les options d'exportation et ainsi augmenter le risque de production en fonction des variations de divers prix.

- Un taux élevé de LGN/condensats, par exemple pour le gaz naturel avec une proportion d'éthane, propane ou butane notable, augmente les coûts de traitement, mais permettent un portefeuille de production plus diversifié. Plus de produits différents à commercialiser et donc moins de risque de production. Dans le cas du Québec, il pourrait y avoir des retombées potentielles pour la création d'une nouvelle demande, dans le développement de l'industrie pétrochimique dans des régions plus éloignées selon certains scénarios.
- La demande potentielle, au-delà de la consommation historique ou actuelle, qu'elle soit interne au Québec, continentale en Amérique du Nord, ou mondiale, pour les produits d'hydrocarbure et ses dérivés, répond d'abord à une logique de prix grandement tributaire des infrastructures de transport et d'entreposage entre l'offre (Points d'injection) et la demande (Points de réception).
- La distance et le volume à transiger, combinés à la durée de vie estimée de l'offre, ou de la demande, pour un produit d'hydrocarbure influenceront la période d'amortissement et/ou le risque associé aux transactions d'échange entre les parties productrices et demanderesse.
- Sur la plupart des chaînes de valeurs des produits d'hydrocarbures, la revue de littérature récente réalisée dans le cadre de l'étude des HEC, démontre un niveau d'incertitude élevé pour les différents acteurs de l'industrie.
- La compétition des prix pour espérer écouler la production québécoise des puits dans diverses chaînes de valeur augmente proportionnellement avec la taille des marchés visés.

5.2 LES MARCHÉS POTENTIELS POUR ANTICOSTI – RAPPORT DU HEC

La production des hydrocarbures à partir de sites de puits sur l'île d'Anticosti pourrait théoriquement viser quatre grands segments de marchés potentiels :

1. la Côte-Nord;
2. le Québec couvert par le réseau de distribution et de transport de gaz naturel;
3. les provinces maritimes;
4. la demande internationale, incluant l'est des États-Unis.

Pour faciliter la compréhension des marchés actuels et potentiels liés à l'exploitation et au transport du gaz naturel sur l'ensemble de la partie est de l'Amérique du Nord, la figure 4-1 présente une synthèse des principaux acteurs concernés par le transport de gaz naturel au Québec, dans les provinces maritimes et sur la Côte-Est des États-Unis.

5.2.1 OPTION 1 : LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL DE LA CÔTE-NORD

Une option, bien que relativement restreinte et incertaine, pour le marché du Québec, serait la Côte-Nord. En effet, sans même tenir compte du pétrole à valoriser, dans le futur à l'horizon 2020 ou 2030, selon des estimations d'un rapport interne de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal, la Côte-Nord aurait une demande potentielle maximale de 25 à 50 Bcf/an en gaz naturel, données compilées en fonction des projets annoncés dans le cadre du Plan Nord.

Il s'agirait d'un marché de type « preneur », probablement plus captif, en dehors des prix mondiaux et continentaux, qui permet d'établir un prix négocié de gré à gré avec les clients directement ou un opérateur qui distribuerait ensuite vers ses clients à partir du point désigné. À titre indicatif, la distance entre Port-Menier et Sept-Îles est de seulement 160 km en ligne droite, ce qui permet de croire qu'une conduite fluviale ou même un moyen de transport maritime en mode de gaz naturel comprimé (GNC), et non pas liquéfié, pourraient être analysés.

5.2.2 OPTION 2 : LA DEMANDE DU QUÉBEC COUVERT PAR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Selon l'étude des HEC, il y aurait près de 300 PJ de gaz à déplacer d'ici 2030 pour répondre à la demande locale au Québec. Toutefois, cette deuxième option est en compétition directe avec les prix du triangle de l'est pour le gaz naturel. Ce prix serait probablement celui de Dawn (4 à 5 CAN\$ selon diverses sources), moins le différentiel sur le transport évité, s'il y a lieu, une fois que l'entente entre Gaz Métro et TCPL qui a été approuvée récemment par l'ONÉ le permettra. Par contre, notons ici l'importance de devoir investir dans certaines infrastructures existantes d'ici 2030. Également, au-delà du Québec, il faudrait peut-être même investir pour inverser les sens des flux de transport du gaz naturel dans l'est du Canada, un peu comme ce fut le cas pour le point de Niagara en 2012 plus au sud (ONÉ, Février 2015b).

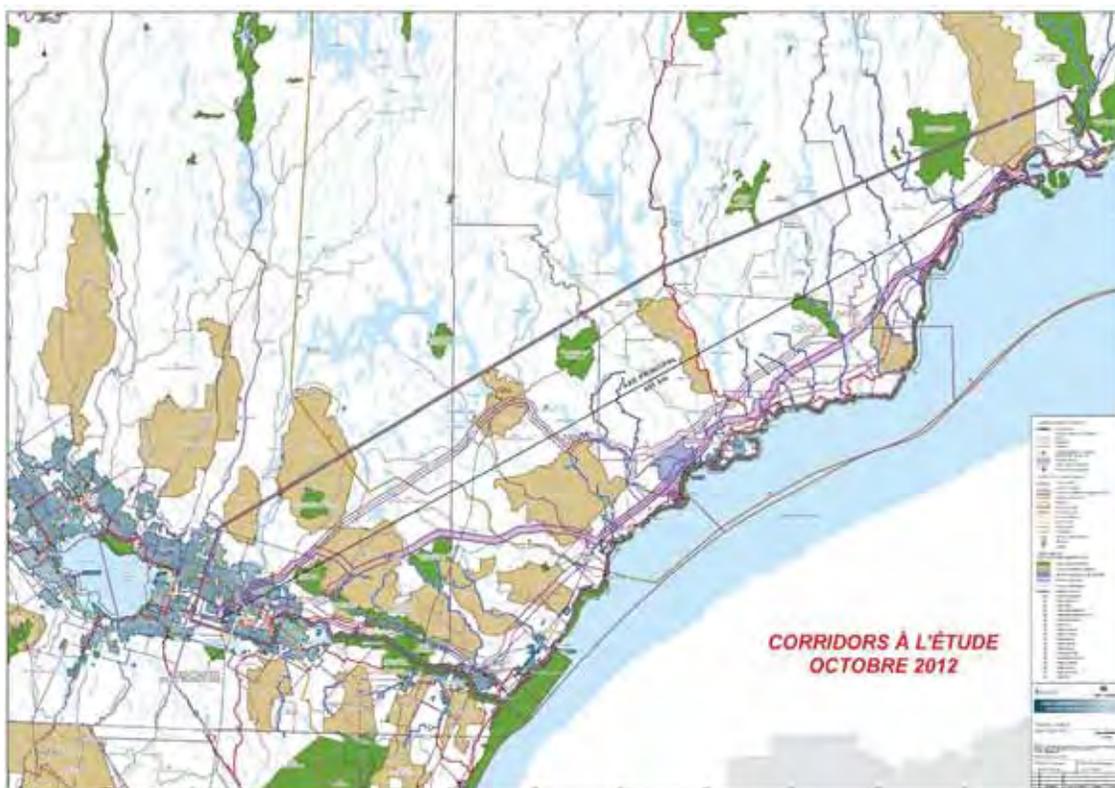
Dans le cadre du développement de la Route bleue (premier corridor de transport de marchandises au gaz naturel entre Québec et Toronto), Gaz Métro pourrait évaluer la possibilité de plutôt utiliser la rive sud du Saint-Laurent et à l'intégrer à la possibilité d'exploiter Anticosti.

Selon le marché potentiel du Québec d'ici 2030, une alternative serait d'atteindre un point sur le réseau existant de Gaz Métro ou TQM, par canalisation ou par navire, voir figure 5-3. Dans ce cas, pour rejoindre Lévis par exemple, la distance serait de l'ordre de 900 km, en zones plus habitées.



Source: Adapté de la carte sur le site de Maritimes & Northeast, <http://www.mnpp.com/canada/map>, HEC 2015

Figure 5-1 Aperçu des joueurs clés actuels du marché du gaz naturel à proximité d'Anticosti



Source: <http://www.gazmetroctenord.com/sites/default/files/Carte%20Gaz%20Metro.pdf>, HEC 2015

Figure 5-2 Corridors à l'étude pour relier le réseau de Gaz Métro à la Côte-Nord en 2012



Source: Site de TQM (2014).
<http://www.gazoductqm.com/fr/pdf/22-TQM-System-Map-Carte-Sep-2014.pdf>, HEC 2015

Figure 5-3 Réseau de Trans Québec Maritime (Section nord)

L'option de nouvelles canalisations du côté de la rive nord du Saint-Laurent sur une distance de près de 1 000 km, ainsi que le renforcement du réseau actuel entre Saguenay et la rivière Saint-Maurice serait également à considérer pour rejoindre le réseau existant devient peu intéressante si une alternative moins chère existe au sud, à moins de pouvoir battre le prix avec le différentiel de l'alternative plus au sud (TCPL SH). Il faudra inclure des évaluations de coûts avec le GNL, qui peuvent dans certains cas être moins élevés qu'avec des canalisations. Le prix cible pour intéresser des acheteurs serait donc celui autour du marché du triangle de l'est.

5.2.3 OPTION 3 : LE MARCHÉ DES PROVINCES MARITIMES

Dans une troisième option, le marché des Maritimes pourrait être aussi intéressant. La distance est moindre, de l'ordre de 400 km pour un point d'échange dans la région de Moncton au Nouveau-Brunswick, par exemple. Le réseau de Maritime & Northeast (M&NE), en passant à l'extrémité nord de l'Île du Prince Edward (PEI), est aussi un marché possible. Par rapport au Québec, cependant, les infrastructures en aval sont présentement moins développées et le marché local est de 0,2 Bcf/J (73 Bcf). Selon la quantité disponible sur Anticosti, par canalisation, GNL ou GNC, la valeur du marché des Maritimes résulte d'abord et avant tout de la présence des installations de Canaport (propriété de Repsol à 75 % et Irving à 25 %), à Saint-Jean au Nouveau-Brunswick. Il faut également ajouter les demandes approuvées d'exportation de GNL des sites de Goldboro et Bear Head en Nouvelle-Écosse, un peu plus loin cependant.

Aussi, un accès avec le marché plus serré du nord-est des États-Unis ajoute une valeur potentielle à cette option. Pour le moment, les prix sont supérieurs à la moyenne continentale dans ce marché, surtout en hiver. Beaucoup d'incertitudes sur les approvisionnements futurs demeurent dans cette région. Notons qu'il y a aussi de la production au site McCully au Nouveau-Brunswick, de l'ordre de 8 millions cf/j, qui pourrait doubler d'ici 2019. C'est Corridor Ressources qui exploite ce site, un partenaire d'Hydrocarbures Anticosti.

D'autres facteurs sont à considérer, notamment la diminution notable de la production de gaz naturel provenant de l'île de Sable qui pourrait libérer des capacités de transport pour alimenter certaines infrastructures gazières. La possibilité de modifier le site de regazéification de Canaport (en plus des projets Goldboro et Bear Head) est un autre élément majeur à suivre dans cette région pour Anticosti.

Toujours selon les documents déposés publiquement à l'ONÉ par les promoteurs de la conversion du site de Canaport en février 2015, sans Canaport la demande pour les maritimes passerait de 0,2 Bcf/J à environ 0,3 Bcf/Jours (109 Bcf/an), principalement pour de la production d'électricité, en 2030. Par contre, avec Canaport en liquéfaction, la demande exploserait à 1,3 Bcf/jour, pour 475 Bcf par an, un marché qui serait alors plus gros que celui du Québec, si le site de GNL Québec ne se concrétise pas.

Notons que les coûts de conversion pour Canaport seraient, selon diverses sources, de l'ordre de 2 milliards \$. (Bloomberg, mai 2014) <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-05-20/repsol-said-to-look-for-2-bln-lng-plant-amid-ukraine-crisis>.

La plupart de ces projets d'exportation de GNL à partir des maritimes, surtout s'il y en a plusieurs, nécessiteront des investissements en transport pour pouvoir désengorger la région, c'est alors qu'une autre source que celle provenant du continent américain pourrait devenir intéressante. Toutefois, Anticosti n'a pas encore de production alors que les producteurs américains sont peut-être prêts à s'engager à long terme dès maintenant dans ces chaînes de valeur en développement dans les Maritimes.

5.2.4 OPTION 4 : LA DEMANDE INTERNATIONALE, INCLUANT L'EST DES ÉTATS-UNIS

L'autre option à évaluer pour le gaz naturel, qui est plus proche des enjeux applicables aux prix mondiaux, comme c'est le cas pour le pétrole, est d'exporter du gaz naturel sur de plus longues distances avec une transformation préalable en GNL ou même en liquides (« gas-to-liquids », GTL; par exemple le méthanol). Il existe une multitude de points possibles dans le monde pour négocier des contrats d'exportation fixes ou bien se risquer sur le marché « spot ». Les plus grands marchés cibles sont encore en Asie, même si l'instabilité européenne avec la crise du gaz russe a créé des opportunités récemment.

Le marché du transport par GNL vit une période de grande incertitude. Le nombre de nouveaux projets de liquéfaction dépasse ceux de regazéification et la baisse des prix des hydrocarbures semble rattraper le GNL également, même si les coûts variables en fuel réduisent un peu l'impact sur la rentabilité. La chaîne de valeur mondiale du GNL est en pleine mutation en attendant les projets nord-américains visant à entrer dans ce marché mondial.

Les prix de GNL avaient atteint des prix moyens légèrement supérieurs à 10 \$/MBtu en Europe entre 2011 et 2014, mais ils étaient sous la barre des 10 \$ en janvier 2015. Aussi, les prix ne suivraient plus ceux du pétrole d'ici 2030, plutôt indexé avec le prix américain Henry Hub, ce qui modifierait les méthodes actuelles de fixation des prix.

5.2.5 LES MARCHÉS POTENTIELS POUR LE PÉTROLE D'ANTICOSTI

Le pétrole d'Anticosti sera vraisemblablement du pétrole léger (45°API) et le scénario de développement du chantier économie utilise une production maximale d'environ 40 000 barils par jour au maximum de production. Étant donné cette relativement faible production en regard des besoins québécois, même s'ils décroissaient de 30 ou 40 % d'ici 2030, ce pétrole pourrait être acheminé par bateau à la raffinerie de Valero, à Lévis ou celle de Suncor, à Montréal.

Pour réussir à vendre à cette raffinerie, cependant, le prix du pétrole devra être marginalement inférieur aux alternatives déjà établies : les importations de la côte est canadienne, d'outre-Atlantique et du continent américain (par pipeline, train et navire).

Un désavantage à surmonter pour un acheteur québécois serait l'obligation d'avoir à utiliser des navires avec équipage canadien, plus chers que les navires internationaux arrivant au Québec. Selon les différentiels de coût, il pourrait être plus économique d'exporter ce pétrole sur les marchés internationaux, qui n'ont pas d'exigences sur la nationalité des navires et de leur équipage. Aussi, la forte concurrence des pétroles légers issus de la production des shales américains et canadiens (ainsi que du pétrole brut synthétique) rendra le marché très compétitif.

5.2.6 SYNTHÈSE DES MARCHÉS POTENTIELS

Le tableau 5-1 présente un récapitulatif des principales options de marchés pour le gaz naturel et le pétrole susceptibles d'être exploités à partir d'Anticosti, sur la base de l'étude présentée par les HEC.

Tableau 5-1 Récapitulatif des options pour Anticosti – Étude HEC

Marché	Prix moyens Gaz 2020-2030 CAN\$	Ventes max. Gaz 2020-2030 Gpi ³	Prix moyens Pétrole 2020-2030 CAN\$	Ventes max Pétrole 2020-2030 Barils
1 Côte-Nord	??	25		
2 Gaz Métro	5	285/850	85	40 000/jour
3 Maritimes (et É-U)	6	73/475		(production maximale)
4 International (GNL)	10	+++		

NOTE : Les prix sont à titre indicatif en fonction des tendances actuelles dans le rapport préliminaire, mais seront ajustés en août selon les prévisions officielles à jour. +++ indique un potentiel élevé selon les capacités en transport disponibles.
Source pour le prix moyen du pétrole (WTI) : EIA (2015).
HEC 2015.

5.3 IMPACT DES MARCHÉS SUR LE CHOIX DES SCÉNARIOS D'INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DES HYDROCARBURES

À la lumière des constats généraux ainsi que de l'analyse présentée dans l'étude des HEC, il existe encore plusieurs zones grises quant à la définition des marchés à cibler ou à prioriser. Dans ce contexte, la définition des besoins en infrastructures doit être abordée, à ce stade, en considérant toutes les perspectives possibles concernant l'exploitation possible des marchés québécois, nord-américains ou outremer. Par conséquent, la définition des besoins en infrastructures devra être validée ou approfondie ultérieurement, le cas échéant, en fonction d'une définition plus précise des marchés pour les divers produits et sous-produits à expédier. Il est à noter que cette étude n'a pas retenu spécifiquement le marché des provinces maritimes. Il apparaît plus plausible que le marché des Maritimes s'approvisionne à partir du nord-est des États-Unis (des infrastructures existent déjà et les distances sont plus courtes).

6. COMPOSITION DES PÉTROLES ET GAZ ET DÉFINITION DES PRODUITS ET SOUS-PRODUITS À CONSIDÉRER

6.1 COMPOSITION ET DÉFINITION

L'état actuel des connaissances ne permet pas de statuer formellement sur la composition des pétroles et gaz susceptibles d'être produits à partir du site d'Anticosti. En effet, en tenant compte des travaux effectués jusqu'à présent sur le site, aucune caractérisation de la composition du pétrole et du gaz éventuellement extraits n'était disponible au moment de la rédaction de ce rapport. Dans le même sens, aucune donnée disponible ne permettait d'établir la présence ou non de divers contaminants dans le gaz qui serait extrait (dont le soufre et le dioxyde de carbone).

Dans ce contexte, des hypothèses de travail concernant la composition du pétrole et du gaz ont été établies afin d'être en mesure de déterminer les infrastructures de transport, de distribution, de traitement et de stockage requises. C'est donc dire que la description des procédés de production et de traitement, de même que l'identification des besoins en infrastructures, devront être validées et approfondies ultérieurement en fonction d'une meilleure connaissance du gisement.

Après discussions avec le MERN, les hypothèses sur la composition du pétrole et du gaz ont été établies à partir des données disponibles à ce jour, provenant de l'exploitation du gisement de Pleasant Point en Ohio, en considérant plus spécifiquement la formation haute en teneur de condensats. L'utilisation de ces données est *a priori* valable et découle du fait qu'une étude menée par l'INRS (chantier technique, Bertrand et Malo, 2015), affirme que la formation de Macasty est analogue à celle de Pleasant Point.

Il est important de noter, qu'à ce stade, tout changement quant à la définition de la composition des pétroles et gaz pourrait avoir des répercussions importantes sur la définition des procédés et l'identification des infrastructures requises. À titre d'exemple, il a été considéré, sur la base des informations disponibles, que le gisement d'Anticosti ne comprendrait pas de grandes quantités de produits sulfurés. Dans l'éventualité où la présence de produits sulfurés était observée, une usine d'extraction serait requise. Une concentration plus grande de dioxyde de carbone pourrait aussi constituer un enjeu important. Similairement, tout changement quant au ratio de pétrole et de gaz aurait évidemment un impact important sur la définition et le dimensionnement des infrastructures requises.

Il convient de mentionner que l'extraction d'un gisement permet d'obtenir du pétrole ainsi que du gaz. Le pétrole possède une certaine composition alors que le gaz possède une composition différente. Aux fins des analyses techniques, ces deux produits sont caractérisés de façon indépendante. Donc, le volume de pétrole produit, le volume de gaz produit, la composition du pétrole et la composition du gaz seront autant de variables qui affecteront les infrastructures requises pour exploiter le gisement.

Ainsi, en se basant sur les données disponibles à ce jour, il a été déterminé, pour les fins de la présente étude, que les volumes provenant du gisement d'Anticosti consisteraient en une fraction de 22 % de pétrole et 78 % de gaz (chantier économie).

Le tableau 6-1 présente la composition retenue pour le gaz alors que la composition du pétrole est présentée au tableau 6-2.

Tableau 6-1 Hypothèses retenues pour la composition du gaz à Anticosti

	% volumique de chaque molécule dans la phase gaz
Méthane	75,0
Éthane	15,0
Propane	4,0
Butane	3,5
Pentane	0,9
Hexane	0,5
Dioxyde de carbone (CO ₂)	1,1
TOTAL	100,0

Tableau 6-2 Hypothèses retenues pour la composition du pétrole à Anticosti

	% volumique de chaque molécule dans la phase pétrole liquide
Butane	20,0
Pentane	5,0
Hexane	25,0
Heptane	25,0
Octane	25,0
TOTAL	100,0

Le pétrole et le gaz forment ainsi un mélange, à 22 % et 78 %, tel que considéré par ce qui est appelé le scénario de développement (chantier économie). Ce scénario permet d'établir les volumes de production du pétrole liquide et du gaz. Il devient ainsi possible d'établir une composition du mélange sortant des puits. Celle-ci est présentée au tableau 6-3. Il convient de noter que de l'eau est produite par le gisement, elle est exclue de ce bilan.

Tableau 6-3 Hypothèses retenues pour la composition du mélange sortant des puits

	% volumique de chaque molécule dans le mélange
Méthane	71
Éthane	14
Propane	4
Butane	5
Pentane	1
Hexane	2
Heptane	1
Octane	1
Dioxyde de carbone (CO ₂)	1
TOTAL	100

Il convient également de rappeler que, sur la base des sources d'informations analysées, il a été retenu comme hypothèse que le gisement ne posséderait pas de produits sulfurés, comme le H₂S ou tout autre mercaptan, ou de produits ammoniacaux, comme le NH₃.

6.2 BILAN VOLUMÉTRIQUE

Considérant le scénario de développement des puits développé dans le chantier économie des EES, et incorporant les hypothèses de composition indiquées dans les tableaux précédents, il est possible d'établir un bilan des quantités produites, sur une base volumétrique, pour chacun des produits en présence. Le tableau 6-4 présente le bilan de masse lorsque les installations sont à leur maximum d'exploitation. À noter que le propane et le butane sont inclus dans le bilan des liquides (étant stockés à l'état liquide). Les volumes mentionnés pour ces deux produits sont spécifiés dans des conditions de liquéfaction.

Tableau 6-4 Bilan volumétrique

PRODUITS	GAZ	LIQUIDES
	milliers de m ³ par année (conditions standards)	milliers de m ³ par année (conditions de liquéfaction)
Méthane	4 900 950	---
Éthane	980 321	---
Propane	---	984
Butane	---	1 309
Hydrocarbures liquides légers (pentane, hexane)	---	984
Hydrocarbures liquides lourds (heptane, octane et hydrocarbures plus lourds)	---	1 044
Dioxyde de carbone (CO ₂)	65 486	---

Ce premier bilan permettra de déterminer la taille des infrastructures qui seraient requises afin de collecter, distribuer, traiter et stocker les liquides et gaz extraits de l'Île d'Anticosti. La section suivante présente ces infrastructures potentielles.

Les premiers constats permettent d'identifier que le méthane serait le principal produit présent. Considérant que le gaz naturel est constitué de méthane, mais également d'hydrocarbures plus lourds dont l'éthane, en quantité importante, ainsi que de dioxyde de carbone, il est permis de noter que le gaz naturel serait la principale ressource du gisement. Le propane et le butane, que l'on regroupe sous le nom de Gaz de Pétrole Liquéfiés, seraient également une ressource importante. On les retrouve sous le bilan des liquides, puisqu'ils sont stockés sous leur forme liquide.

Finalement, les hydrocarbures liquides plus lourds, qui sont parfois identifiés comme condensats de pétrole, présenteraient également un bon volume de production. Il convient de noter que, basé sur les hypothèses de travail, l'hydrocarbure le plus lourd est l'octane. Dans la chaîne d'approvisionnement du raffinage, cet hydrocarbure est considéré comme une molécule légère.

7. IDENTIFICATION ET DESCRIPTION DES SCÉNARIOS

Le chapitre qui suit présente une identification et une description globales des scénarios de collecte, de traitement, d'entreposage et de transport à considérer dans l'éventualité d'une exploitation des ressources en hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Pour ce faire, les sections qui suivent présentent d'abord une description des infrastructures typiques à considérer pour ensuite s'attarder plus spécifiquement à la définition des scénarios. Finalement, une évaluation de l'ordre de grandeur des coûts par scénario, de même qu'une répartition des coûts dans le temps sont présentées, selon un scénario d'implantation en deux phases.

Il est important ici de rappeler que cette évaluation des besoins en infrastructures a été effectuée à partir d'hypothèses concernant la composition du pétrole et du gaz et du scénario de développement retenu, sur la base des informations disponibles à ce jour. Par conséquent, l'évaluation des besoins telle que présentée devra être validée et approfondie, le cas échéant, en fonction d'une meilleure connaissance du gisement d'Anticosti et des marchés visés.

Une analyse multicritères des scénarios a fait l'objet, au mois de mai 2015, lors d'une séance de travail réunissant des représentants du MERN, du MFQ, du MDDELCC et de WSP. Cet exercice visait à préciser la justesse des scénarios retenus. Les résultats de cette analyse sont présentés à l'annexe 1.

7.1 DESCRIPTION DES INFRASTRUCTURES TYPIQUES

Avant d'aller plus à fond dans la définition et la description des scénarios, il apparaît pertinent de présenter d'abord une description générale des infrastructures pouvant composer ce type d'exploitation. Pour ce faire, les infrastructures ont été regroupées en six secteurs :

→ **Les plateformes de production :**

Sur chacune des 712 plateformes, on retrouverait des équipements de procédé ainsi que de la tuyauterie afin d'effectuer un premier traitement des produits extraits du gisement.

→ **Le réseau de collecte, d'entreposage et de livraison :**

Ce groupe comprendrait l'ensemble des infrastructures du réseau de collecte, tous les réservoirs de stockage et les installations maritimes.

→ **L'usine de traitement :**

Cette usine serait conçue pour séparer les diverses constituantes du pétrole et du gaz afin d'en optimiser leur valeur pour les marchés d'exploitation.

→ **L'usine de liquéfaction :**

Dépendamment du scénario d'exploitation retenu, une usine de liquéfaction permettrait de liquéfier le gaz naturel par un procédé de réfrigération. La liquéfaction permet l'entreposage et la manipulation de plus grands volumes de gaz, le gaz naturel liquide prenant environ 600 fois moins de volume que le gaz naturel.

→ **L'énergie et les services :**

Ce groupe comprendrait la production d'électricité, le traitement des eaux et les divers services requis pour soutenir l'opération et l'exploitation du site (communication, sécurité, éclairage, etc.).

→ **Les autres infrastructures :**

Ce dernier groupe comprendrait les bâtiments administratifs, les ateliers d'entretien, les entrepôts, les garages, les complexes d'hébergement et les installations aéroportuaires.

Le logigramme d'une exploitation typique est présenté à la figure 7-1. Une étude indépendante, réalisée pour le MDDELCC, présente un projet type pour l'exploitation du pétrole et du gaz à Anticosti.

7.1.1 PLATEFORMES DE PRODUCTION

Afin de minimiser l'investissement ainsi que l'empreinte environnementale, plusieurs puits seraient regroupés. Tel que présenté précédemment, dans le cas de l'île d'Anticosti, chaque plateforme pourrait regrouper de 5 à 10 puits, pour un total de 712 plateformes et 6 800 puits. Les installations aux plateformes comprendraient divers équipements afin de permettre le transfert du pétrole et du gaz vers une usine centrale de traitement. Pour chacune des plateformes, on pourrait retrouver les équipements suivants :

- compresseurs dans un abri;
- pompes;
- réservoirs de stockage;
- torchère des gaz;
- fosse de rétention de pétrole.

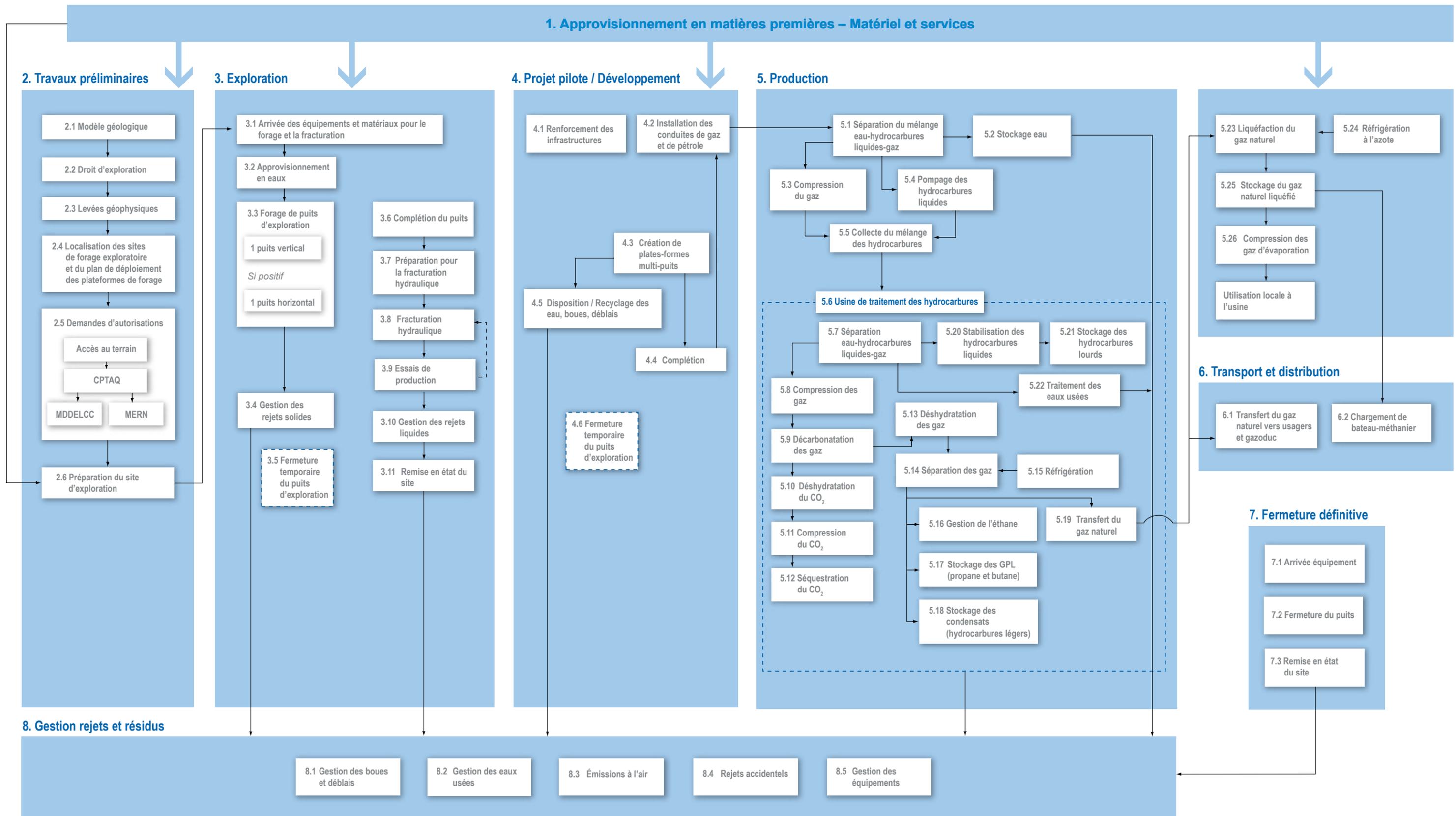


Figure 7-1 Séquence des opérations du projet type de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures à l'île d'Anticosti.

Les compresseurs et les pompes permettraient de fournir la pression nécessaire au transfert du pétrole et du gaz vers l'usine centrale, pouvant être située à plus de 100 km de la plateforme. La torchère et la fosse de rétention sont des équipements de sécurité qui ne sont en opération qu'advenant des événements fortuits. Les installations seraient ainsi conçues pour relâcher le pétrole et le gaz de façon sécuritaire advenant l'activation d'un des mécanismes de protection des équipements situés sur les puits et la plateforme. Les figures 7-2 et 7-3 montrent des plateformes typiques, où des hydrocarbures sont récupérés par des puits en production.

7.1.2 RÉSEAU DE COLLECTE, D'ENTREPOSAGE ET DE LIVRAISON

7.1.2.1 RÉSEAU DE COLLECTE

Le réseau de collecte serait constitué d'un système en arborescence de tuyauterie qui permettrait de collecter le pétrole et les gaz extraits sur chacune des plateformes. La même conduite transporterait le pétrole et le gaz ensemble. La conduite en provenance de chaque plateforme rejoindrait les conduites similaires provenant des autres plateformes en exploitation, pour ensuite se jeter dans des sous-collecteurs. Ces sous-collecteurs iraient finalement rejoindre des collecteurs principaux afin d'acheminer les produits vers une usine centrale de traitement des hydrocarbures. Des exemples de sous-collecteurs et de collecteurs principaux sont présentés aux figures 7-4 à 7-7. Lors d'une éventuelle phase d'exécution de ce projet, soit à l'ingénierie préliminaire, il serait possible de confirmer si les installations de collecte seront hors terre (à cause de la faible épaisseur des dépôts de surface), comme proposé sur les diverses figures. La métallurgie de la tuyauterie, les longueurs et diamètres des pipelines, le type de compresseur et de pompe, les détails sur la configuration de la plateforme, seront également déterminés lors cette ingénierie. La pression disponible à la tête des puits, tout comme une composition plus précise du pétrole et du gaz, permettront alors de parfaire le détail des infrastructures requises.

Dans le cas d'Anticosti, sur la base du scénario de développement qui a été présenté précédemment, près de 1 610 km de pipelines seraient nécessaires pour l'ensemble du réseau de collecte. La carte 7-1 présente un aménagement potentiel de réseau qui a été conçu dans le cadre du présent mandat. Plusieurs autres études seront nécessaires pour établir un réseau de collecte optimisé en fonction des contraintes physiques, telles que les rivières et les ravins. Le réseau de collecte, tel que présenté à la carte 7-1, a été élaboré dans le but d'établir un ordre de grandeur des longueurs des différents types de conduites de pipeline qui seraient nécessaires. Le tableau 7-1 présente une estimation des longueurs des collecteurs et sous-collecteurs principaux de ce réseau de collecte.



Source: <http://equinox-eng.com/markets/heavy-oil-projects/sagd-css-pads/>

Figure 7-2 Plateforme typique où des hydrocarbures sont récupérés par des puits en production.



Source: <http://www.newswire.ca/news-releases/cenovus-oil-sands-production-increases-33-515180101.html>

Figure 7-3 Plateforme typique où des hydrocarbures sont récupérés par des puits en production



Source: <http://www.phoenixplastics.com.au/gallery/>

Figure 7-4 Exemple de collecteur



Source: <http://www.newswire.ca/news-releases/cenovus-oil-sands-production-increases-33-515180101.html>

Figure 7-5 Exemple de collecteur



Source: <http://www.getthatyoumatter.com/feature-blog/dear-president-obama/>

Figure 7-6 Exemple de pipeline



Source: <http://www.agefotostock.com/en/Stock-Images/Rights-Managed/E16-387965>

Figure 7-7 Exemple de pipeline



- Bateau-usine (FLNG)
 - Aéroport
 - Plateforme de forage
 - Localisation des infrastructures proposées
- Pipelines (diamètre en pouces)
- 8"
 - 12"
 - 16"
 - 18"
 - 20"
 - 24"
 - 30"
 - 36"

Energie et Ressources naturelles Québec

Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures vers les marchés de consommation

Carte 7-1
Schéma d'implantation du réseau de collecte des hydrocarbures

0 2,75 5,5 8,25 km
UTM, fuseau 20, NAD83

Source : Carivac, échelle 1 : 50 000, RINCAN
Fichier : 151_04788_LV2_c7_1_schema_implant_pipes_151015.mxd

Octobre 2015

Tableau 7-1 Estimation des longueurs de collecteurs et sous-collecteurs selon le diamètre des conduites

Diamètre de conduite (pouces)	Longueur estimée (km)
8"	212
12"	239
16"	324
18"	200
20"	475
24"	35
30"	119
36"	26
Total	1 610

7.1.2.2 ENTREPOSAGE

Les différents produits de pétrole et de gaz issus de l'exploitation seraient entreposés dans divers types de réservoirs, en attendant leur transfert vers les marchés de consommation. Dans les faits, le dimensionnement des infrastructures requises va dépendre, évidemment, du niveau de production, de même que de l'organisation de la logistique d'expédition (dont notamment la taille et la fréquence des navires, la destination des livraisons, etc.).

Dans le cas du méthane, selon les scénarios retenus, le gaz pourrait être directement distribué vers les réseaux existants sur le continent. Il pourrait également être liquéfié et stocké dans un réservoir de 180 000 m³. Le réservoir pourrait être de type à double paroi, comme celui montré à la figure 7-8.

Compte tenu des contraintes associées à son transport et les marchés limités, l'éthane ne serait pas stocké, mais serait plutôt valorisé localement afin de produire de l'électricité. Une partie pourrait être mélangée avec le méthane, afin de bonifier la valeur calorifique du gaz naturel. Cet aspect est discuté plus en profondeur à la section 7.1.3.1.

Le propane et le butane forment ce qui est appelé les Gaz de Pétrole Liquéfiés (GPL). Ils sont présents dans le pétrole ainsi que dans le gaz. Ils seraient entreposés sous forme liquide dans des sphères de 5 600 m³. La pression d'opération de ces réservoirs est plus élevée, exigeant un réservoir plus résistant. Compte tenu des volumes de production estimés pour Anticosti, plus d'une douzaine de ces réservoirs, similaires à ceux présentés à la figure 7-9, seraient requis.

Les condensats de pétrole, qui correspondraient au pentane et à l'hexane, molécules qui sont présentes à la fois dans le gaz et dans le pétrole sortant des puits, seraient pour leur part entreposés sous forme liquide dans des réservoirs similaires à ceux présentés à la figure 7-10. Ces réservoirs sont également de type « atmosphérique ». On retrouverait deux réservoirs ayant chacun une capacité de 31 800 m³ (200 000 barils).

Le pétrole produit, qui serait principalement constitué de l'heptane, de l'octane, et de tout autre hydrocarbure plus lourd, que l'on retrouve dans la phase liquide, serait entreposé dans des réservoirs similaires à ceux présentés à la figure 7-11. Ces réservoirs sont dits « atmosphériques », puisque leur pression d'opération est très basse. Dans le cas d'Anticosti, en tenant compte du scénario de production qui a été établi à ce jour, on retrouverait deux réservoirs ayant chacun une capacité de 31 800 m³ (200 000 barils).

Le tableau 7-2 résume les infrastructures de stockage requises (pour les scénarios d'infrastructures 1 et 3, voir prochaines sections de ce rapport).

Tableau 7-2 Synthèse des infrastructures de stockage requises

Produits	Nombre de réservoirs	Capacité de chaque réservoir (m ³)
Gaz Naturel Liquide	1	180 000
Gaz de Pétrole Liquéfiés	12	5 600
Condensats de pétrole	2	31 800
Pétrole liquide	2	31 800
Total	17	

Le dioxyde de carbone (CO₂) ne sera pas stocké. Si on tient compte des hypothèses qui ont été établies quant à la composition du pétrole et du gaz ainsi que du scénario de développement, et selon le scénario d'opération retenu, le dioxyde de carbone pourrait être mélangé avec le méthane, tout en demeurant dans les tolérances des spécifications techniques du gaz naturel. Ainsi, aucun stockage ne serait requis. Dans les scénarios de stockage du gaz naturel liquide, le dioxyde de carbone pourrait être extrait et séquestré dans des aquifères, dirigé vers une usine utilisant ce type de produit ou relâché à l'atmosphère. Ainsi on ne retrouve aucun stockage de dioxyde de carbone. Les contraintes relativement au dioxyde de carbone sont abordées à la section 7.1.4.



Source: https://en.wikipedia.org/wiki/Natural_gas_storage

Figure 7-8 Réservoir de stockage de gaz naturel liquéfié



Source: https://en.wikipedia.org/wiki/Horton_Sphere

Figure 7-9 Sphère de stockage de GPL



Source: <https://www.youtube.com/watch?v=Ah4SFoYVdeA>

Figure 7-10 Réservoir de condensat de pétrole



Source: <http://www.mero.cz/en/provoz/rozsireni-ctr-nelahozeves/>

Figure 7-11 Réservoirs de pétrole

7.1.2.3 TRANSPORT MARITIME – RÉCEPTION ET EXPÉDITION

Dans le cas d'un milieu insulaire comme celui d'Anticosti, différentes options peuvent être envisageables, en fonction de la localisation des marchés visés. Pour les marchés continentaux, le raccordement par pipeline sous-marin peut être considéré. Pour les marchés outremer ou celui de la Côte-Est des États-Unis, le transport maritime constitue le moyen de transport à privilégier. Dans un tel cas, différents scénarios sont envisageables, dont la construction d'un terminal maritime fixe en eaux profondes et le mouillage au large (turret).

Le transport maritime exigera de nouvelles installations temporaires et permanentes pour accommoder le trafic et l'amarrage de remorqueurs en permanence.

Deux types d'installations maritimes sont à prévoir, soit des installations temporaires pour permettre la réception des matériaux et des équipements durant la construction, de même que des installations permanentes pour l'expédition des produits des hydrocarbures, selon les besoins des différents marchés. En phase de construction, l'utilisation de barges et d'installations portuaires temporaires pourrait *a priori* être adaptée aux conditions particulières de l'île d'Anticosti. En phase d'exploitation, la mise en place d'installations permanentes pour le transport des matériaux serait requise. Il en va de même pour l'expédition des produits, dans le cas des scénarios où le transport maritime est considéré.

En première analyse, les installations portuaires actuelles de Port-Menier ne peuvent pas répondre aux besoins d'une exploitation commerciale. D'une part, la localisation même du port, à proximité du noyau villageois de Port-Menier, constitue une contrainte importante à prendre en considération. D'autre part, la faible profondeur d'eau disponible et l'éloignement relatif des zones à considérer pour les sites d'exploitation et de traitement des hydrocarbures constituent d'autres contraintes majeures.

Différents types d'infrastructures portuaires peuvent être pris en compte en fonction des besoins en phases de construction et d'exploitation dans chacun des scénarios. La définition des besoins en infrastructures devra, le cas échéant, faire l'objet d'une analyse technique plus approfondie, à partir d'une meilleure connaissance des conditions de navigation et de la configuration du littoral. Dans le cadre de la présente étude, la section qui suit s'attarde plus particulièrement aux possibilités d'installations portuaires suivantes :

- aide à la navigation (permanente);
- rampe d'accostage pour barges de type LCT de type Flexamat ou autre (temporaire durant la construction);
- ducs-d'Albe (temporaire pour accommoder les barges LCT);

- bollards (temporaire pour accommoder les barges LCT);
- défenses (temporaire pour accommoder les barges LCT);
- quai temporaire (transbordement durant la construction);
- brise-lame (permanent pour amarrage des remorqueurs de navires);
- quai permanent en caisson;
- pipeline sous-marin (1 à 3 km);
- mouillage au large (Turret).

Deux sites potentiels pour les infrastructures maritimes ont été identifiés sur la rive sud de l'île. Le premier est situé à la Pointe-Sud-Ouest, tandis que le second est situé dans une anse à environ 4,5 km à l'est de la Pointe-Sud-Ouest.

La rive nord de l'île d'Anticosti est éloignée de la zone des plateformes. De plus, selon les informations disponibles, elle est caractérisée par la présence de falaises imposantes et un littoral rocheux. Dans ce contexte, l'aménagement d'infrastructures maritimes sur la rive nord n'est pas à privilégier.

Ces sites ont été identifiés en fonction de leur distance par rapport au centre de l'île et à l'absence apparente de formations rocheuses sur le littoral. Des études de faisabilité seront nécessaires pour valider le potentiel de ces sites pour l'aménagement d'infrastructures maritimes.

Installations temporaires sur berge et utilisation de barges en phase de construction

Afin de répondre aux besoins en phase de construction, l'aménagement d'installations temporaires permettant l'utilisation de barges serait à considérer. Les barges du type Land Craft Tank (LCT) (voir figure 7-12) en permettant le débarquement sur les plages, peuvent constituer un moyen efficace pour le transport de matériel roulant (camions, machineries, remorques) et des conteneurs.

Pour permettre l'accès de ce type de barges, l'aménagement sur berges de rampes d'amarrage temporaires serait requis. Plusieurs entreprises offrent des produits de protection des berges pouvant accommoder l'accostage de barges de type LCT. Ces produits protègent contre l'érosion et utilisent le sol naturel pour leur fixation à la berge. Ces produits sont fabriqués en béton ou en matières plastiques et leur installation temporaire permet une restauration complète de la berge une fois leur utilisation terminée (figure 7-13). Des môles d'amarrage (ducs-d'Albe) seraient également requis pour permettre l'amarrage des barges (figure 7-14).



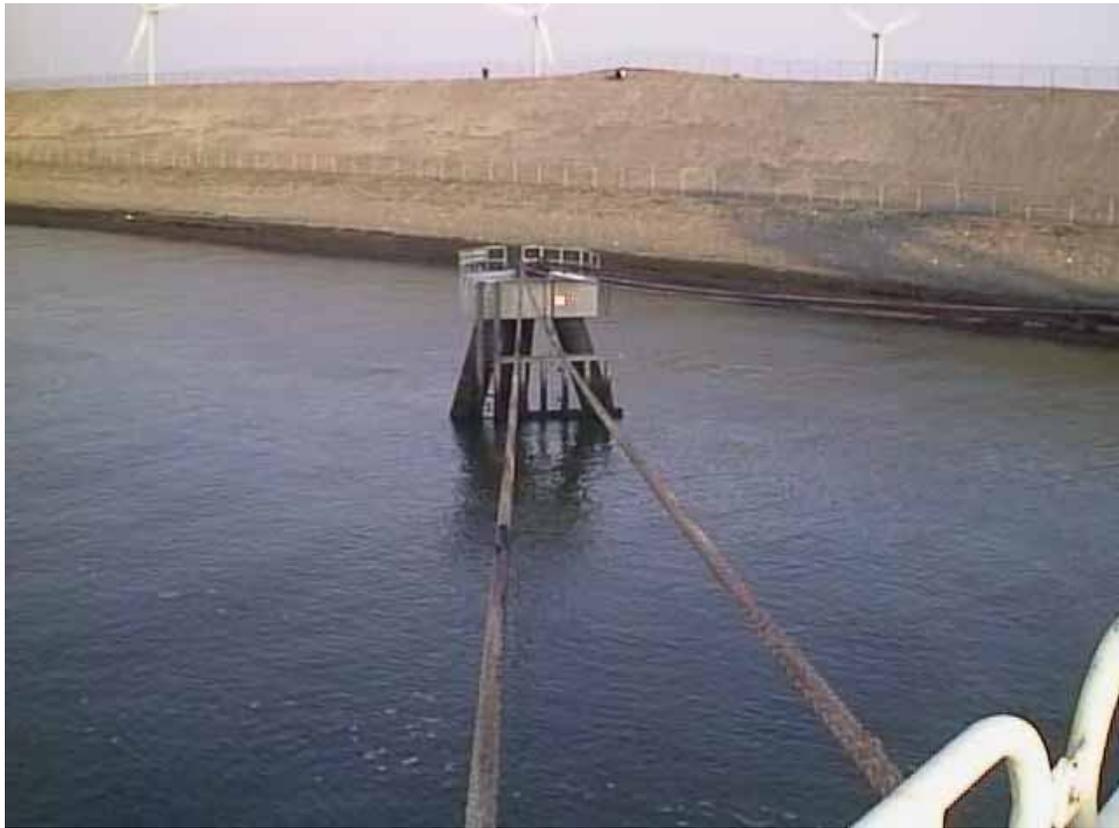
Source: <http://www.pinstopin.com/vc-ships/>

Figure 7-12 Illustration de barge LCT



Source : <http://www.shoretec.com/images/gallery/images/flng4-big.jpg>

Figure 7-13 Illustration de tapis de protection pour l'aménagement de rampes sur berge



Source: http://www.afcan.org/dossiers_securite/port_refuge.html

Figure 7-14 Duc d'able

Ce type d'installation a pour avantage principal d'éviter la construction d'infrastructures maritimes majeures et permanentes. Ce type de barges pourrait être fabriqué dans des chantiers maritimes québécois. Des entreprises des provinces maritimes, tel Thériault International Marine offrent des barges du type LCT.

Aménagement d'un quai temporaire

Un quai temporaire consistant en une structure flottante (figure 7-15) pourrait être aménagé pour accommoder le transport maritime d'équipements pour la phase de déploiement. L'avantage principal de ce type d'infrastructure est de minimiser les impacts à long terme, tout en diminuant les coûts en capitalisation. Ce type de structure a aussi l'avantage de pouvoir être agrandi ou diminué au besoin. Par contre, ce type de quai a des limitations au niveau de la manutention de charges lourdes.



(Source : <https://www.groupeocean.com/fr/achievements/view/16>).

Figure 7-15 Illustration de quai temporaire flottant

Brise-lames pour la protection des remorqueurs

Un brise-lames permanent pour l'amarrage des remorqueurs de navires serait nécessaire. Ces structures sont habituellement construites en empierrements. Par contre, de nouvelles structures de brise-lames flottantes (figure 7-16) utilisant des atténuateurs de vague sont maintenant disponibles. L'énergie est absorbée par des filtres produisant des eaux beaucoup plus calmes derrière l'atténuateur. Des analyses des conditions maritimes devront être réalisées pour valider l'utilisation d'un tel concept.



(Source : <http://www.nauticexpo.fr/prod/majestic-jetties-marinas/product-28866-372308.html>).

Figure 7-16 Illustration de brise-lames flottant

Quai en caissons

Pour faciliter le transbordement d'équipements et de matériel lourd, un quai permanent en caissons pourrait s'avérer nécessaire. L'image suivante (figure 7-17) représente un quai de ce type pouvant accommoder des grues pour le déchargement de lourdes charges à partir des navires.



(Source : <http://www.simcotechnologies.com/projects-and-references/u-s-navy-kilo-wharf-extension/>).

Figure 7-17 Illustration de quai en caissons

Mouillage au large pour l'expédition des produits

Le concept de mouillage en mer avec l'utilisation de môles d'amarrage ou de « tourelles » (technologie connue en anglais sous l'appellation de « Turret Mooring System ») est de plus en plus fréquent. Cette technologie a été lancée au début des années 1980 par SBM Offshore et a ensuite évolué pour répondre davantage aux exigences des opérations d'amarrage et de transfert d'hydrocarbures. Ce type de système peut remplacer l'utilisation d'infrastructures portuaires fixes sur rive ou répondre à des conditions particulières de navigation.

Essentiellement, un système de tourelle d'amarrage comprend un môle pivotant qui est fixé par l'intermédiaire d'un certain nombre de lignes d'ancrage par rapport au fond marin. L'amarrage à ce type de môle permet ainsi aux navires de réduire la résistance contre les vagues, le vent et les courants.

Au sommet de la colonne de la tourelle fixe, et au-dessus du niveau du pont du navire, une structure ouverte permet la mise en place d'un tuyau collecteur des fluides (pétrole, gaz, eau). Au-dessus de cette structure, une tête d'injection de fluide permet le transfert de fluides à travers l'interface de la tourelle rotative. Une illustration du système de mouillage en mer à partir de tourelle d'amarrage est présentée aux figures 7-18 et 7-19.

Avec un raccordement aux installations terrestres par pipelines à partir des réservoirs de stockage, ce système permettrait l'amarrage des navires et le transfert de chaque produit. Des pompes de transfert permettraient ainsi l'acheminement des produits vers les différents marchés.

BW Pioneer FPSO



LOA 241m
L_{FP} 232 m
BM 42 m
DM 20,4 m
Draft 13,9 m

Source: http://www.afcan.org/dossiers_securite/port_refuge.html

Figure 7-18 Illustration du système de tourelle d'amarrage (Turret Mooring System)



Source: <http://fps.nov.com/subsea/mooring-systems/submerged-turret-production>

Figure 7-19 Illustration du système de tourelle d'amarrage (Turret Mooring System)

7.1.3 USINE DE TRAITEMENT

La qualité du pétrole et du gaz en provenance des divers puits devrait nécessiter un traitement afin de permettre une optimisation des produits qui sont contenus dans le gisement. Une usine de traitement des gaz permettrait d'atteindre cet objectif. Cette usine serait conçue pour séparer les divers constituants du pétrole et du gaz afin d'en optimiser leur valeur pour les marchés d'exploitation.

Il serait prématuré, à ce stade du processus de réflexion, de chercher à préciser les équipements et les installations de l'usine de traitement qui pourraient être requis pour le gisement d'Anticosti. En effet, la conception de cette usine dépendra des différentes technologies de purification et d'extraction qui seraient choisies, certaines d'entre elles faisant l'objet de brevets. Il convient également de souligner que ces technologies dépendent grandement des contaminants présents, ainsi que de la composition des hydrocarbures qui l'alimenterait. De plus, le degré de pureté des produits finis, qui seront dictés par les études des marchés, sera également un élément crucial dans la sélection des fournisseurs de technologie.

On peut malgré tout dresser une description sommaire des installations, basé sur la figure 7.1 présentée plus tôt dans cette section du rapport. À l'entrée de l'usine, une première séparation du mélange eau, hydrocarbures liquides et gaz serait réalisée dans un séparateur de condensats/eau. L'eau serait traitée dans une unité de conditionnement afin d'en enlever les hydrocarbures et les contaminants. Une partie importante de l'eau pourrait être recyclée, puisqu'un besoin en eau serait requis dans l'usine. Les hydrocarbures provenant du séparateur seraient pompés vers une unité de stabilisation afin de permettre d'augmenter leur valeur sur le marché.

Les gaz seraient comprimés à haute pression et envoyés vers une unité de décarbonatation afin d'en extraire le dioxyde de carbone (CO₂). Ils seraient ensuite dirigés vers une unité de déshydratation afin de retirer toute trace d'eau. Les gaz secs poursuivraient leur route vers une unité de séparation des gaz. Cette unité posséderait des installations de réfrigération permettant la séparation de chacun des constituants présents dans le gaz. Ainsi, les produits, le méthane, l'éthane, le propane, le butane puis les hydrocarbures plus lourds (pentane, hexane, etc.) se retrouveraient à être extraits avec le niveau de pureté exigé par le marché. Pour le dioxyde de carbone, il serait séquestré dans des aquifères, dirigé vers une usine utilisant ce type de produit ou relâché à l'atmosphère.

Afin d'optimiser les coûts des infrastructures, une seule usine de traitement de gaz serait installée.

La figure 7-20 montre un exemple d'usine de traitement de gaz.



Source: <http://www.volcanic-heater.com/natural-gas-processing-market.php>

Figure 7-20 Usine de traitement de gaz



Source: <http://www.gladstoneobserver.com.au/news/world-first-lng-project-gets-to-delivery-stage/2490260/>

Figure 7-21 Usine de liquéfaction de gaz naturel

7.1.3.1 GESTION DE L'ÉTHANE

Selon l'hypothèse de travail qui a été établie concernant la composition des produits susceptibles d'être extraits du site d'Anticosti, la portion gazeuse serait composée de 15 % d'éthane. Cette quantité est importante et peut engendrer une certaine complexité, car l'éthane doit généralement être liquéfié pour être transporté sur de grandes distances.

Trois options pourraient être envisagées :

→ **La totalité de l'éthane pourrait être injectée avec le méthane**

Ceci aurait pour effet de faire augmenter la valeur calorifique du gaz naturel jusqu'à 38,4 MJ/m³, dépendamment des scénarios retenus. À titre d'exemple, la littérature cite des spécifications de pipelines au Canada, incluant TQM, requérant un minimum de 35 ou 36 MJ/m³ (voir tableau 7-3). Dans le cas du réseau principal de TransCanada pipelines (TCPL), un maximum de 41,34 MJ/m³ est identifié. Dans cette option, il conviendrait de valider avec les entreprises en charge des pipelines la valeur calorifique maximale acceptable, afin de confirmer l'impact avec les divers usagers.

→ **Production d'électricité**

Une partie de l'éthane pourrait être utilisée pour permettre la production de l'électricité requise sur le site. Des turbines à l'éthane pourraient alimenter des groupes électrogènes pouvant alimenter des équipements, tels que des compresseurs et des pompes, ainsi que le complexe d'hébergement et les autres services associés au projet.

La technologie actuellement maîtrisée permet la combustion d'un mélange composé à 75 % de méthane et 25 % d'éthane. Des technologies permettant l'utilisation d'un mélange encore plus riche en éthane sont également en développement (Power - Business and Technology for the Global Generation Industry, 2014; Argus, 2014; Gas to Power Journal, 2015).

Une partie de l'éthane pourrait être combinée avec le méthane, comme dans le premier scénario, ce qui aurait pour effet une augmentation de la valeur calorifique du gaz naturel.

Tableau 7-3 Exemples d'exigences relatives à la composition du gaz naturel

CRITÈRE	ALLIANCE CANADA	TRANSGAS	WESTCOAST	TQM	TCPL (RÉSEAU PRINCIPAL)
Sulfure d'hydrogène	Max. 23 mg/m ³	Max. 6 mg/m ³	Max. 6 mg/m ³	Max. 23 mg/m ³	Max. 23 mg/m ³
Soufre total	Max. 115 mg/m ³	Max. 23 mg/m ³ total, 6 mg/m ³ mercaptant	Max. 23 mg/m ³	Max. 115 mg/m ³	Max. 115 mg/m ³
Dioxyde de carbone	Max. 2 % par volume	Max. 2 % par volume	Max. 2 % par volume	Max. 2 % par volume	Max. 2 % par volume
Oxygène	Max. 0,4 % par volume	Max. 0,4 % par volume	Max. 0,4 % par volume	Max. 0,4 % par volume	Max. 0,4 % par volume
Azote	Non spécifié	Max. 15 ml/m ³ chacun (oxyde nitrite et oxyde d'azote total)	Non spécifié	Non spécifié	Voir « TCPL Mainline Tarif »
Température	Max. 50 °C	Max. 50 °C	Max. 54 °C	Max. 50 °C	Max. 50 °C
Valeur de chaleur	Min. 36 MJ/m ³ Max. 60 MJ/m ³	Min. 35 MJ/m ³	Min. 36 MJ/m ³	Min. 36 MJ/m ³	Min. 36 MJ/m ³ Max. 41,34 MJ/m ³
Eau	Max. 65 mg/m ³	Max. 65 mg/m ³ à 101,325 kPa et à 15 °C	Max. 65 mg/m ³	Max. 65 mg/m ³	Max. 65 mg/m ³
Point de rupture des hydrocarbures	Max. 10 °C à une pression optimale	Max. 10 °C à une pression optimale	Max. 9 °C à une pression optimale	Non spécifié	Max. -10 °C à une pression de 5500 kpa absolu

Source : TransCanada pipeline

→ La mise en marché de l'éthane pour son utilisation dans l'industrie pétrochimique

Parmi les applications possibles, il faut mentionner les producteurs de polyéthylène qui craquent la molécule dans des fournaies de vapo-craquage, la transformant en éthylène puis en polyéthylène. La conversion de l'éthane en éthanol est également un marché possible.

La possibilité de mettre en marché, en partie ou en totalité, l'éthane qui serait produit à Anticosti a été avancée dans l'étude de marché effectuée par les HEC. Toutefois, dans le contexte actuel et imprévisible du marché des hydrocarbures, l'opportunité de commercialiser l'éthane qui serait produit à Anticosti reste à démontrer (à moins de développer une industrie pétrochimique sur Anticosti, l'éthane devrait être liquéfié pour être expédié). L'impact de l'exploitation des gaz de schiste aux États-Unis sur le marché spécifique de l'éthane, la capacité d'Anticosti à produire et transporter de l'éthane en tenant compte des conditions de prix qui prévaudront, le développement des besoins de l'industrie pétrochimique au Québec et ailleurs, constituent autant de facteurs à considérer.

Dans ce contexte, une analyse plus précise des conditions de marché et des possibilités de valorisation alternatives de l'éthane devra être réalisée avant d'en arriver à une définition plus précise des infrastructures requises à la gestion de l'éthane. Ainsi, une analyse technico-économique sera nécessaire, afin de déterminer la gestion optimale de l'éthane.

Dans l'éventualité où un surplus d'éthane serait présent et que les conditions de marché ne permettraient pas d'écouler l'éthane à d'autres fins, celui-ci devrait alors être brûlé.

7.1.4 USINE DE LIQUÉFACTION

Dépendamment du scénario d'exploitation retenue, une usine de liquéfaction pourrait être requise. Cette usine permettrait de liquéfier le gaz naturel par un procédé de réfrigération. La liquéfaction permet l'entreposage et la manipulation de plus grands volumes de gaz, le gaz naturel liquide prenant environ 600 fois moins de volume que le gaz naturel. On retrouverait cette unité en aval de l'unité de traitement des gaz, tel que démontré sur le logigramme de la figure 7-1.

On retrouverait dans l'unité de liquéfaction, entre autres, des installations pour enlever le dioxyde de carbone du gaz naturel. Le dioxyde de carbone devrait être géré de façon à minimiser son empreinte environnementale. À ce moment-ci de la présente étude, le dioxyde de carbone pourrait être soit transféré vers un site de séquestration, vers une industrie consommant ce type de produit ou relâché à l'atmosphère. Cette hypothèse devra être validée par une étude technico-commerciale indépendante.

Tout comme l'unité de traitement des gaz, plusieurs types de procédés existent afin de liquéfier le gaz naturel. Encore là, il serait prématuré de chercher à préciser les équipements requis. Mentionnons malgré tout que la base d'une telle unité est son système de réfrigération. Ce système refroidit le gaz jusqu'à des températures avoisinants les -160°C . À ce moment, le gaz naturel est liquide et à très basse pression. Il est alors simplement envoyé vers le stockage. La figure 7-21 présente une unité typique de liquéfaction.

7.1.5 ÉNERGIE ET SERVICES

Les installations ainsi que les unités de traitement et de liquéfaction nécessiteront certains besoins qui sont regroupés dans ce secteur. On retrouverait ainsi des installations comme :

→ Traitement des eaux

Les diverses infrastructures auront des besoins en eau potable, de même que de l'eau pour refroidir le procédé. Des unités de traitement des eaux usées et des eaux domestiques seraient également requises, afin de traiter et conditionner les eaux produites par le gisement et pour les besoins des autres infrastructures. Ces eaux pourraient potentiellement être réutilisées dans le complexe, afin de minimiser l'empreinte environnementale de l'usine.

À cette étape-ci de l'étude, il est impossible de pouvoir détailler ces unités de traitement. La quantité et la qualité de l'eau provenant du gisement sont inconnues, les contaminants ne sont pas déterminés, et les besoins en eau pour les diverses unités d'opération, en qualité et en quantité, sont également inconnus.

De la même façon, il n'est pas possible de déterminer si ces unités pourraient gérer les eaux de fracturation des plateformes de forage, aucune information n'étant disponible sur les méthodes de fracturation. Le traitement des eaux de fracturation mériterait une étude indépendante approfondie, qui ne fait pas partie du cadre de cette étude.

→ Production d'électricité

Tel qu'indiqué antérieurement, il y aurait divers besoins pour le complexe d'hébergement (éclairage, chauffage) ainsi que pour divers équipements (compresseurs, pompes). L'éthane et/ou le gaz naturel pourraient, si les conditions le permettent, être utilisés comme combustible énergétique pour générer de l'électricité au moyen de turbines à gaz appropriées. Cette technologie est émergente et des discussions devraient être entreprises avec les manufacturiers de turbine pour valider la faisabilité de cette application.

Pour les besoins des divers équipements, il est impossible d'identifier les besoins en consommation électrique des équipements des diverses unités de production. Cette information ne pourra être confirmée qu'après sélection du type d'unité.

Une centrale thermique est à prévoir pour alimenter en énergie le complexe d'hébergement. Pour accommoder une population résidante de 5 000 personnes, une centrale thermique d'une capacité de 13 MW serait nécessaire et le coût d'une centrale serait d'environ CDN\$110 millions. Cette évaluation est basée sur les coûts de la nouvelle centrale thermique de Kuujuaq réalisée par Hydro-Québec en 2010.

→ Services

Divers systèmes seront requis pour soutenir l'opération et l'exploitation du site, on retrouve la protection incendie, les systèmes de communication et de sécurité, l'éclairage des sites, etc.

7.1.6 AUTRES INFRASTRUCTURES

Les autres infrastructures à considérer sont les suivantes :

- transport terrestre et aérien;
- hébergement des travailleurs;
- opération et entretien.

La section qui suit présente brièvement les principales autres infrastructures à considérer, en tenant compte du caractère insulaire d'Anticosti. Il est à noter que l'analyse des besoins en infrastructures devra, le cas échéant, faire l'objet d'analyses d'ingénierie une fois que la composition des hydrocarbures sera définie et que le scénario de développement proposé aura été validé sur des bases économiques et commerciales.

7.1.6.1 TRANSPORT TERRESTRE ET AÉRIEN

L'évaluation des besoins en infrastructures routières à Anticosti ne fait pas partie de la présente étude. Il est par contre à prévoir que l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti aura des répercussions importantes au niveau du transport routier sur l'île, et en dehors de l'île pour l'acheminement des matériaux et des équipements divers, l'approvisionnement de la main-d'œuvre en nourriture et autres denrées qui ne seraient pas disponibles à Anticosti.

Le transport aérien représenterait une composante importante dans le cadre du développement et de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti. Le transport des travailleurs nécessiterait un aéroport instrumenté, pouvant accommoder des avions de type 737-300.

Aux fins de cette étude, il a été retenu que l'aéroport situé à Port-Menier pourrait possiblement être utilisé. L'aéroport dispose déjà de certaines installations, ce qui permettrait de réduire les coûts de

réaménagement. Sa localisation par rapport aux sites à considérer pour l'implantation d'un éventuel complexe d'hébergement près de la Pointe-Sud-Ouest est également intéressante. Toutefois, l'aéroport dispose actuellement d'une piste asphaltée de 4 500 pieds de longueur, ce qui est insuffisant pour pouvoir accueillir des avions de type 737-300. Pour répondre aux besoins, la piste devrait donc être allongée à 6 650 pieds pour accommoder des avions de ce type et des zones de roulage pour les avions devraient être aménagées. Les conditions météorologiques et la présence fréquente de brume à l'île d'Anticosti exigeraient que l'aéroport soit muni des équipements en instrumentation nécessaires pour permettre des atterrissages et des décollages sécuritaires en toute période.

L'aéroport devrait de plus être muni d'une gare d'autobus pour le transfert de la main-d'œuvre vers un complexe d'hébergement près de la Pointe-Sud-Ouest.

De plus, il est anticipé que la localisation de l'aéroport à Port-Menier contribuerait au maintien et à la création d'emplois au sein de la population locale étant donné la demande accrue en services aériens pour de nombreuses années.

7.1.6.2 HÉBERGEMENT DES TRAVAILLEURS

L'hébergement des travailleurs sur l'île d'Anticosti nécessiterait l'aménagement d'infrastructures importantes. Afin d'établir les besoins en hébergement, il est assumé que l'affectation de la main-d'œuvre associée au développement des hydrocarbures serait basée sur un système de rotation de travail appelé Fly in – Fly out (FIFO).

Un complexe d'hébergement devrait être conçu afin d'offrir un environnement et une qualité de vie susceptible d'attirer et de maintenir une main-d'œuvre de qualité. Plusieurs études, notamment en Australie, ont démontré l'importance de la planification dans l'établissement d'un tel complexe d'hébergement, afin de contrer les effets négatifs associés au mode de vie FIFO en milieu isolé. (Référence :

<https://internationalwimcommunityportal.files.wordpress.com/2013/06/fifo-report-reduced.pdf>).

La firme KPMG a produit un rapport préliminaire en date du 24 juin 2015 - *Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec*. Selon ce rapport, les activités sur l'île d'Anticosti pourraient soutenir environ 5 130 travailleurs (directs et indirects), dont 3 060 seraient soutenus par les activités de forage, 1 960 par les activités d'exploitation et 110 pour la restauration des puits.

Le rapport mentionne que ces emplois ne sont pas tous nécessairement situés sur le site du gisement. Le rapport prévoit que 2 352 emplois directs seront maintenus en moyenne l'année 0 à l'année 30 pour l'ensemble des phases d'exploitation (page 23; tableau 4 : Professions d'intérêt soutenues par l'exploitation).

KPMG a utilisé plusieurs sources et références de projets similaires pour extrapoler le portrait de la main-d'œuvre pour les activités de forage (préparation du terrain, forage, gestion des déchets, etc.), d'exploitation des puits (maintenance, essais, etc.) et de restauration des puits (cimentation, mise en valeur du site, etc.). L'étude de KPMG ne considère pas les activités d'exploration dans le portrait des professions associées à l'extraction du pétrole. De même, les activités liées au traitement du gaz naturel et à la distribution du gaz ou du pétrole ne font pas partie du cadre de l'analyse.

Ainsi, le rapport n'inclut pas les besoins en main-d'œuvre pour le transport, l'installation et l'entretien des pipelines nécessaires à la collecte et au transport des hydrocarbures à partir des plateformes de forage vers une usine de traitement ou de liquéfaction ou un navire-usine, le traitement, la liquéfaction et la distribution à partir d'Anticosti vers les marchés. De plus, l'étude de KPMG n'inclut pas la main-d'œuvre pour la mise en place des infrastructures routières, la mise à niveau de l'aéroport et la construction du complexe d'hébergement.

L'évaluation de ces besoins additionnels en main-d'œuvre n'était pas disponible au moment de la rédaction du présent rapport. Dans le cadre de la présente analyse, les besoins en hébergement ont été établis en considérant un total de 5 000 personnes.

Le tableau 7-4 présente un ordre de grandeur des coûts pour un complexe d'hébergement en utilisant des coûts pour des projets similaires.

Tableau 7-4 Ordre de grandeur des coûts de construction d'un complexe d'hébergement

		Coût estimé	Référence
Population anticipée	5 000 pers.		
Coût unitaire (incluant traitement des eaux et espaces communs comme cuisine, salle à manger, gym, salons, etc.)	55 000 \$/lit	275 000 000 \$	Canadian Royalties et Stornoway
Système de communications		2 500 000 \$	Canadian Royalties (2 M\$ en 2008)
Total (CAD)		277 500 000 \$	

7.1.6.3 OPÉRATION ET ENTRETIEN

Un centre d'opération, des ateliers d'entretien, des entrepôts et des garages seront nécessaires pour l'exploitation des hydrocarbures. Le contrôle des procédés de production et la planification de l'entretien seraient effectués à partir d'un centre opérant 24 heures par jour.

En plus de ces installations, un complexe sera nécessaire pour accommoder les entrepreneurs et les équipes de gestion associés aux travaux de construction pour la période de développement projetée.

7.2 ÉTABLISSEMENT DE L'ORDRE DE GRANDEUR DES COÛTS

Afin d'établir l'ordre de grandeur des coûts, nous avons recensé huit projets réalisés depuis 2007 ou en cours de réalisation, incluant des projets en milieu insulaire. Les données sur ces projets sont présentées au tableau 7-5. Les valeurs sont exprimées en dollars américains constants et ont été arrondies pour faciliter l'établissement des ordres de grandeur. Ces coûts couvrent à la fois : la collecte, l'entreposage et la livraison (incluant les infrastructures maritimes), l'usine de traitement, l'usine de liquéfaction, l'énergie et les autres services (incluant la production d'électricité, le traitement des eaux et les divers services), de même que les autres infrastructures (bâtiments administratifs, ateliers d'entretien, entrepôts, garages, complexe d'hébergement, installations aéroportuaires, etc.). Le coût moyen ne tient pas compte du coût des plateformes et du coût pour l'installation de pipelines sous-marins, le cas échéant.

De façon générale, on observe que les coûts calculés en fonction de la capacité de production des usines, mesurées en tonnes métriques par année (TPA), varient significativement d'un projet à l'autre. Ces variations de coûts peuvent être attribuables à de multiples facteurs, dont la localisation, les fluctuations des taux de change des devises, la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, le coût des matériaux et des équipements, les coûts d'hébergement, les coûts de transport de la main-d'œuvre, des matériaux et des équipements, etc.

Globalement, lorsque l'on considère l'ensemble des projets recensés, le coût moyen observé est de l'ordre de 2 200 USD par TPA. Toutefois, le coût unitaire moyen augmente à 2 800 USD par TPA lorsque l'on considère uniquement les projets construits en milieux insulaires. On observe également que les projets avec des champs localisés en milieu terrestre sont moins coûteux.

Tableau 7-5 Coûts réels moyens de projets de GNL

Nom du projet	Pays	Localisation du champ	Terminal portuaire	Début de production	Coût total (MMUSD)	MTPA GNL	Coût (USD/TPA)
PROJETS INSULAIRES							
Snohvit	Norvège	Extracôtier	Hammerfest - Insulaire	2007	7,2	4,3	1 674
Tangguh LNG	Indonésie	Extracôtier	Bintuni Bay-insulaire	2009	12	3,8	3 158
Gorgon LNG	Australie	Extracôtier	Barrow Island - Insulaire	2016	54	15,6	3 462
PNG LNG	PNG	Terrestre	Moresby-insulaire	2014	19	6,9	2 754
Moyenne							2 800
PROJETS CONTINENTAUX							
Peru	Pérou	Terrestre	Continent	2010	5,3	4,5	1 178
Pluto	Australie	Extracôtier	Continent - Dampier Port	2012	14,9	4,3	3 488
Angola	Angola	Extracôtier	Continent - Soyo	2013	12	5,2	2 308
Yamal	Russie	Terrestre	Continent - Sabetta	2017	27	16,5	1 636
Moyenne							1 900
Moyenne globale							2 200

Sources :

http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2005/SDS_TIF/050123PR.pdf<http://www.ogj.com/articles/2008/10/costs-rise-for-statoilhydros-snohvit-lng-project.html><http://www.ogj.com/articles/2014/08/bp-gets-key-approval-for-12-billion-tangguh-lng-expansion.html>http://www.cbi.com/images/uploads/technical_articles/WG09_Peru_CBI_2.pdf<http://www.offshore-technology.com/projects/pluto/><http://pnglng.com/project/about><http://www.wsj.com/articles/SB10001424127887323894704578114160875999832><http://www.gastechnews.com/lng/angola-lng-shuts-down-until-2015-for-major-re-build/><http://in.reuters.com/article/2014/09/22/angola-lng-shutdown-idINL6N0QE26P20140922><http://www.reuters.com/article/2013/12/20/russia-novatek-costs-idUSL6N0JZ1K220131220><http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-12-18/novatek-s-yamal-lng-backs-investment-even-as-costs-climb>

Dans ce contexte, un coût de 2 800 USD par TPA a été retenu dans l'établissement de l'ordre de grandeur des coûts globaux pour l'ensemble du développement des hydrocarbures et de liquéfaction sur l'île d'Anticosti.

La capacité projetée, basée sur le scénario de développement, étant de 3 395 282 TPA de GNL, le coût estimé pour la construction d'un complexe industriel, tel que présenté précédemment, serait de l'ordre de 9,5 G USD. Il convient de noter que les coûts des infrastructures des 712 plateformes ne sont pas inclus dans ce montant.

7.2.1 RÉPARTITION DES COÛTS PAR SECTEUR

Afin d'établir la répartition des coûts par secteur du projet, nous avons analysé quatre études qui fournissent des répartitions de coûts par secteur. Ces études incluent celles de IE Australia, Technip-Coflexip, Worley Parsons et de l'université d'Oxford. Les projets analysés dans ces études incluent une usine de traitement des hydrocarbures, une usine de GNL, ainsi que les infrastructures connexes : réseau de collecte, entreposage et livraison, énergie et services et autres infrastructures. Cette répartition servira à établir la ventilation des coûts par secteur, tel que décrits à l'article 7.1, pour l'ensemble du projet.

Tableau 7-6 Répartition des coûts par secteur

Collecte, entreposage et livraison	Traitement	Liquéfaction	Énergie et services	Autres infrastructures
41 %	17 %	9 %	25 %	8 %

Source :

https://www.engineersaustralia.org.au/sites/default/files/shado/Divisions/Western%20Australia%20Division/Groups/Oil_Gas/Ing_technical_presentation_ieaustralia_oil_and_gas_division_perth_october_2012.pdf

<http://www.google.ca/url?sa=t&rct=i&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CB0QFjAA&url=http%3A%2F%2Fphx.corporate-ir.net%2FExternal.File%3Fitem%3DUGFyZW50SUQ9MzYxOTc5fENoaWxkSUQ9MzU1NTQ5fFR5cGU9MQ%3D%3D%26t%3D1&ei=vISdVbOFD4rv-AGen5-YBQ&usq=AFQjCNELkqFho2nJjDhgPGjgk5eFBivJyA&bvm=bv.96952980.d.cWw&cad=rja>

<http://worleyparsons.com/CSG/Hydrocarbons/Documents/LNG%20Conceptual%20Design%20Strategies.pdf>

<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/02/NG-83.pdf>

L'ordre de grandeur des coûts des plateformes a été établi en utilisant des coûts de plateformes provenant de notre base de données pour des projets réalisés par WSP au Canada. L'ordre de grandeur des coûts des pipelines et du réseau de collecte a été obtenu de fournisseurs canadiens.

7.3 IDENTIFICATION DES SCÉNARIOS

Sur la base des paramètres retenus concernant la composition des produits et le scénario de développement, quatre scénarios ont été élaborés pour établir les besoins en infrastructures de collecte, d'entreposage, d'épuration, de traitement et de transport jusqu'à un terminal d'exportation et/ou par canalisation vers les marchés potentiels de consommation. Les scénarios retenus sont présentés à la page suivante. Il convient de noter que ces scénarios se distinguent principalement par le mode de transfert du gaz naturel vers les marchés de consommation.

Le contexte insulaire d'Anticosti impliquerait que des infrastructures de transport aérien et maritime soient prévues pour les besoins en construction et pour la durée de l'exploitation selon le scénario de développement qui a été établi.

- SCÉNARIO 1 :** Implantation d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction sur l'île d'Anticosti.
- SCÉNARIO 2 :** Utilisation d'un bateau-usine (FLNG-Floating Liquefied Natural Gas) muni d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction.
- SCÉNARIO 3 :** Implantation d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction sur le continent (Côte-Nord ou Gaspésie) avec raccordement par pipeline sous-marin.
- SCÉNARIO 4 :** Implantation d'une usine de traitement de gaz sur l'Île d'Anticosti avec raccordement au réseau continental de transport par pipeline, sans construction d'une usine de liquéfaction.

7.3.1 SCÉNARIO 1 : USINE DE TRAITEMENT ET D'UNE USINE DE LIQUÉFACTION SUR L'ÎLE D'ANTICOSTI

Le scénario 1 consisterait à implanter l'ensemble des infrastructures de collecte, d'entreposage, d'épuration, de traitement et de transport sur l'île d'Anticosti.

7.3.1.1 TECHNOLOGIE / INFRASTRUCTURES REQUISES

Le logigramme des opérations inhérentes au scénario 1 est présenté à la figure 7-22. Ce scénario consisterait à l'aménagement de l'ensemble des infrastructures décrites précédemment. Les infrastructures projetées selon ce scénario sont les suivantes :

Les infrastructures projetées selon ce scénario sont les suivantes :

- La carte 7-1 présente un aménagement potentiel du réseau de collecte sur l'île d'Anticosti qui pourrait satisfaire ce scénario;
- Installations de traitement d'eau de procédé;
- Usine de traitement des hydrocarbures;
- Usine de liquéfaction;
- Réservoirs de pétrole (deux réservoirs ayant chacun une capacité de 31 800 m³ (200 000 barils);
- Un réservoir de méthane liquéfié d'une capacité de 180 000 m³;
- Réservoir de propane et de butane - Gaz de Pétrole Liquéfiés (GPL), (12 réservoirs de 5 600 m³ chacun);
- Installations maritimes (temporaires et permanentes);
- Complexe d'hébergement pour accommoder la main-d'œuvre associée aux travaux de déploiement (5 000 personnes);

- Réaménagement de l'aéroport de Port-Menier;
- Équipements pour la gestion de l'éthane.

7.3.1.2 LOCALISATIONS POTENTIELLES

Les infrastructures de traitement et de liquéfaction seraient situées à l'intérieur des terres, telles que montrées à la carte 7-1. Le complexe d'hébergement serait également situé à proximité des usines, afin de faciliter les déplacements de la main-d'œuvre entre le complexe d'hébergement et leurs lieux de travail.

En ce qui concerne les installations portuaires, tel que présenté à la section 7.1.6.2, deux localisations potentielles ont été identifiées sur la rive sud de l'île, soit à la Pointe-Sud-Ouest et dans une anse située à environ 4,5 km à l'est de la Pointe-Sud-Ouest.

7.3.1.3 ÉVALUATION GÉNÉRALE DES COÛTS POUR LE SCÉNARIO 1

Le tableau 7-7 présente l'ordre de grandeur des coûts en capitalisation pour le scénario 1.

Tableau 7-7 Évaluation d'ordre de grandeur des coûts – Scénario 1

Secteur	Notes	(USD)
1	Infrastructures des plateformes	Voir note 2 447 483 000
2	Collecte, entreposage et livraison	25 % de 9,5 G\$ 2 375 000 000
3	Traitement	9 % de 9,5 G\$ 855 000 000
4	Liquéfaction	41 % de 9,5 G\$ 3 895 000 000
5	Énergie et services	17 % de 9,5 G\$ 1 615 000 000
6	Autres infrastructures	8 % de 9,5 G\$ 760 000 000
TOTAL		11 947 483 000

Note : Le coût des infrastructures des plateformes a été évalué à 3 204 000 000 CAD, selon des bases de données d'évaluation de WSP pour des projets similaires. Le taux de change de la Banque du Canada, en date du 17 août 2015, de 0.763884 a été utilisé, ce qui donne 2 447 483 000 USD.

Scénario 1

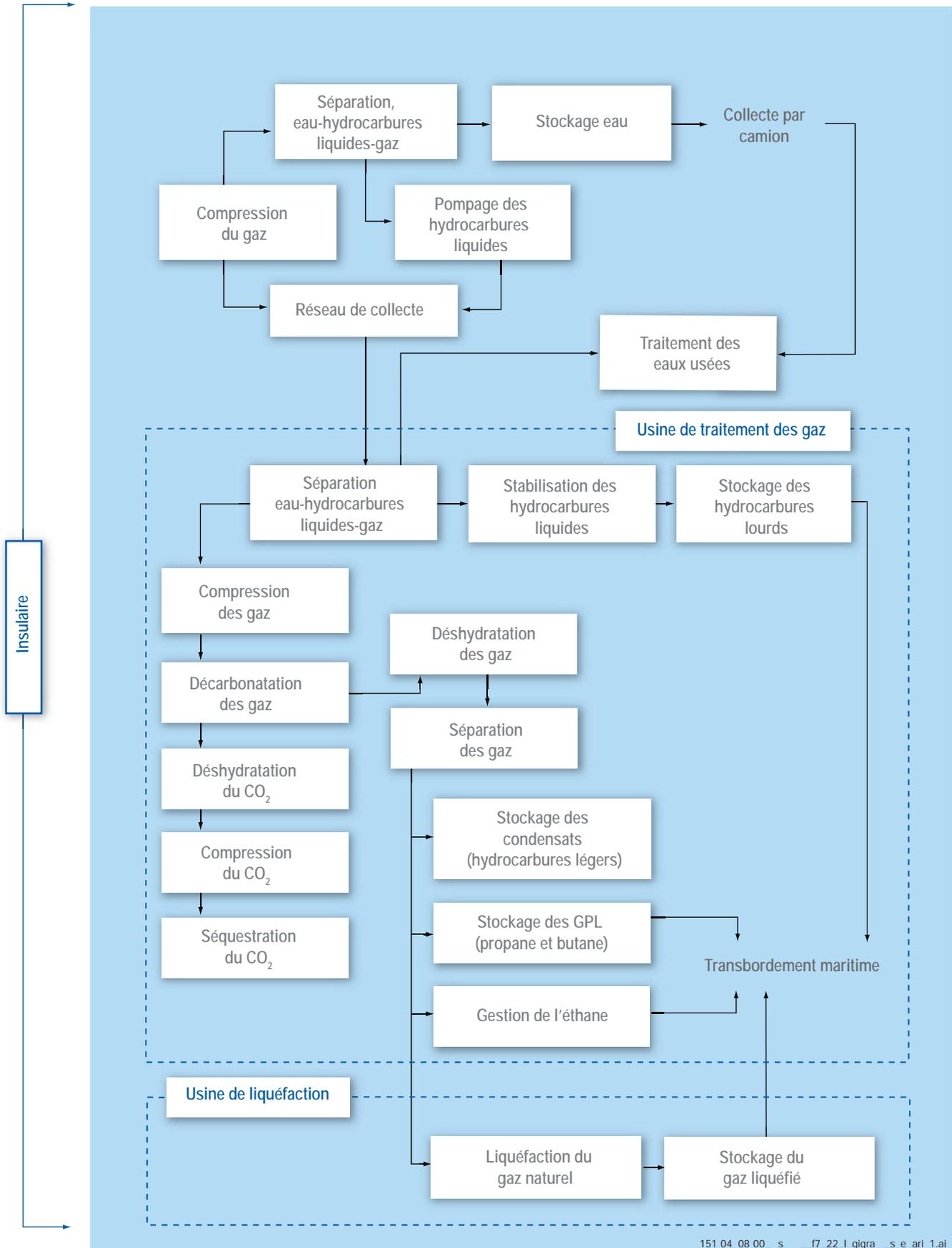


Figure 7-22 Logigramme des opérations – Scénario 1

7.3.2 SCÉNARIO 2 : NAVIRE-USINE (FLNG) MUNI D'UNE USINE DE TRAITEMENT DE GAZ ET D'UNE USINE DE LIQUÉFACTION

Selon ce scénario, un navire-usine serait utilisé pour le traitement des hydrocarbures, la liquéfaction et l'entreposage des condensats et du GNL. Ce scénario s'inscrit dans la tendance actuelle observée dans l'industrie pétrolière, tel que décrit à l'article 2.3.5 et à l'effet que cette approche apporte de nombreux avantages comparativement à la construction et l'opération d'une usine bâtie sur terre.

Les navires-usines de type FLNG pourraient présenter certains risques technologiques étant donné que la technologie n'a pas encore été entièrement éprouvée sur une base de long terme. Par contre, étant donné que le FLNG fait suite à des développements antérieurs des navires-usines FPSO (Floating production storage and offloading), l'industrie pétrolière anticipe que cette technologie apportera de nombreux bénéfices à long terme. D'autres aspects importants à considérer seront les juridictions et législations fédérale et provinciale encadrant l'opération d'un navire-usine dans le golfe du Saint-Laurent.

Selon le rapport "Floating LNG: Revolution and evolution for the global industry?", présenté par la firme KPMG, il est mentionné que quatre projets pourraient entrer en opération entre 2015 et 2018 (source : <https://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/floating-Lng/Documents/floating-LNG-evolution-and-revolution-for-the-global-industry.pdf>).

Le rapport de la firme KPMG indique que le FLNG présente de nombreux avantages :

1. réduction de l'empreinte environnementale;
2. mitigation des délais associés au processus d'approbation pour une usine terrestre;
3. diminution des impacts sur les communautés;
4. diminution significative des coûts;
5. mitigation des risques de flambée des coûts associés à d'importants chantiers;
6. diminution des risques;
7. flexibilité;
8. options financières.

Cette technologie permettrait de réduire l'empreinte environnementale à Anticosti de façon significative, étant donné l'absence d'usines sur l'île.

Les délais associés au processus d'approbation ont des impacts majeurs sur la planification des investisseurs qui doivent assurer des livraisons de condensats et de GNL selon des ententes en approvisionnement à échéance et un retour sur l'investissement.

L'absence d'usines sur terre contribuera à diminuer l'empreinte terrestre. Par contre, l'exploitation des hydrocarbures à l'aide de ce type d'équipement impliquerait une augmentation des mouvements de navires dans le golfe du Saint-Laurent et à proximité de l'île.

Le développement des technologies FLNG pourrait apporter des diminutions de coûts associés au fait que les navires-usines seront standardisés et construits en série dans des chantiers navals, ce qui contribuera à diminuer les coûts d'ingénierie et les risques associés aux conditions géotechniques. De plus, les coûts de la main-d'œuvre, de fabrication et de transport des matériaux et composants seront significativement réduits.

L'utilisation de navires-usines contribuera à mitiger les risques de flambée des coûts associés à d'importants chantiers de construction. La flambée des coûts de plusieurs projets en Australie, entre autres, contribue à favoriser le développement des technologies FLNG.

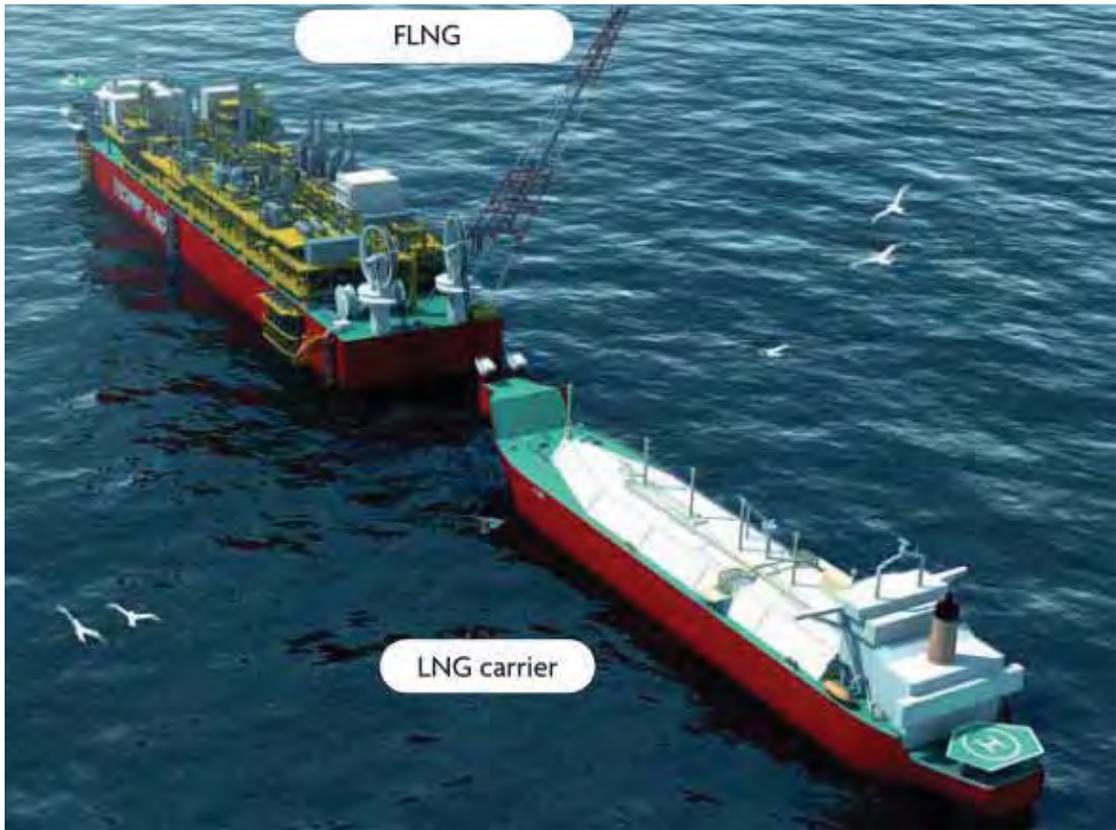
La construction d'un navire-usine dans un chantier naval représente beaucoup moins de risques au niveau de la qualité des ouvrages. Ceci est dû au fait de la disponibilité de la main-d'œuvre expérimentée et qualifiée avec ce type d'ouvrage. De plus, la présence de fournisseurs locaux de matériaux et de composants préfabriqués contribuera au développement d'une chaîne d'approvisionnement favorisant la compétitivité.

Les navires-usines permettraient une plus grande flexibilité au niveau des besoins spécifiques des procédés et leur mise à jour sera plus facile.

En terminant, ces technologies apportent des options financières au niveau de la capitalisation et de l'opération et permettent d'adresser des opportunités de marché variées, tant au niveau régional qu'international.

Les navires-usines permettent le transbordement de GNL et condensats sur des navires qui pourraient transporter les produits vers les marchés internationaux (Europe, Asie), mais également vers les marchés locaux tels que Bécancour, Lévis, Saguenay, la région du plan Nord, l'arctique, etc. où ils pourraient être gazéifiés. De plus, ces navires pourraient potentiellement alimenter le réseau de Gaz Métro. Des versions de navire-usine incluent également la regazéification et le raccordement aux réseaux de distribution de gaz naturel. Ces navires-usines sont du type FLRSU (liquefaction, regasification and storage unit).

Une illustration de navires-usines est présentée aux figures 7-23 et 7-24.



Source: <http://www.offshoreenergytoday.com/technip-daewoo-consortium-to-build-petronas-flng-malaysia/>

Figure 7-23 Illustration de navire-usine FLNG



Source: <http://worldmaritimeneews.com/archives/45265/uk-gulf-lng-project-talks-progressing-well/>

Figure 7-24 Illustration de navire-usine FLNG

7.3.2.1 TECHNOLOGIE / INFRASTRUCTURES REQUISES

Le logigramme des opérations inhérentes au scénario 2 est présenté à la figure 7-25. Selon ce scénario, le réseau de collecte sur l'île demeurerait inchangé. Par contre, les réservoirs de stockage terrestres seraient incorporés au navire-usine, ce qui représenterait une économie significative. Le nombre de personnes résidant sur l'île en mode FIFO serait réduit d'environ 200 personnes qui seront hébergées sur le navire-usine.

Globalement, les pipelines pour la collecte des hydrocarbures iraient vers une usine de traitement et une usine de liquéfaction du gaz naturel. Les condensats et les GPL (butane et propane) seraient entreposés dans des réservoirs tampons sur le navire. Ils seraient ensuite transférés et expédiés directement par navire.

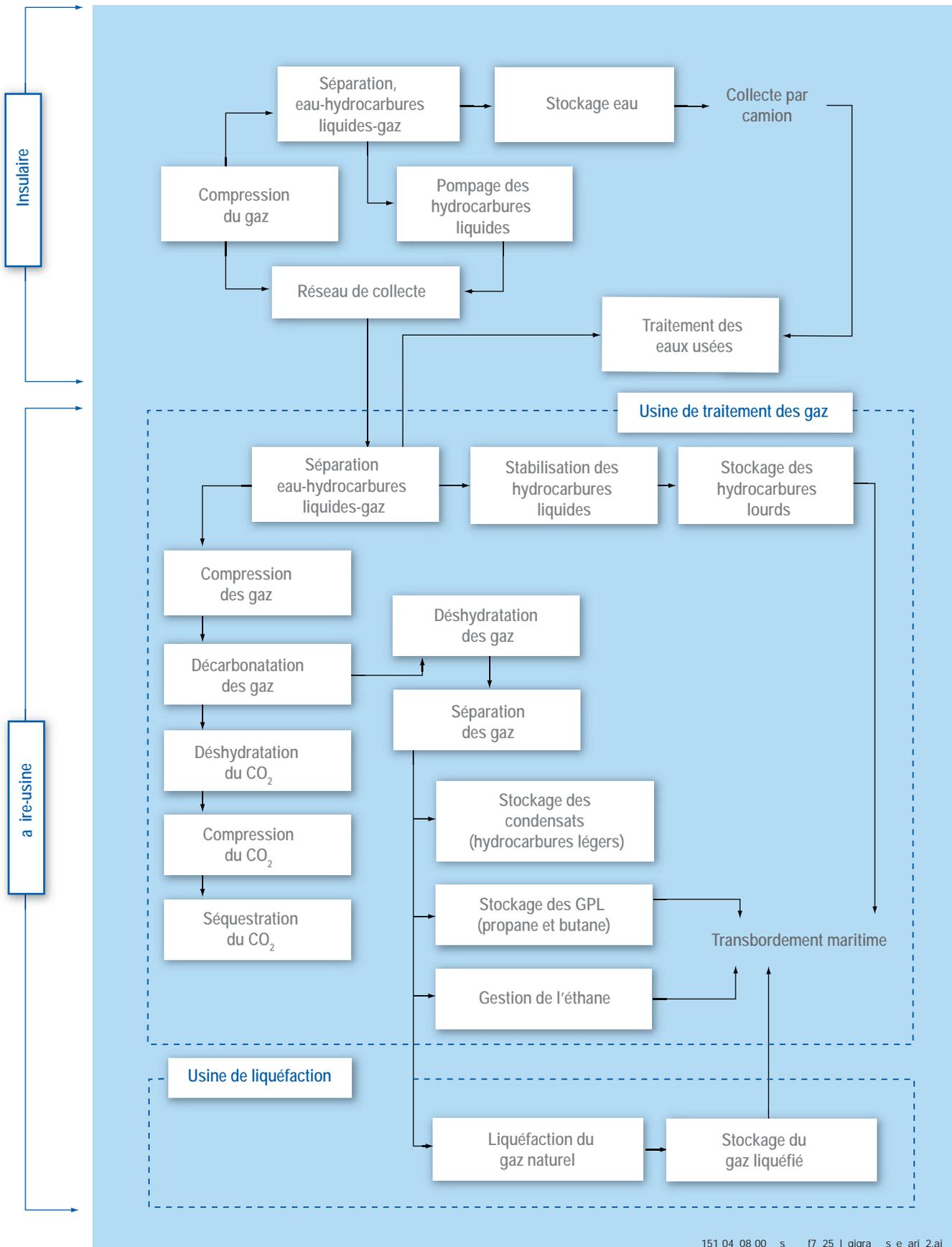
Les divers produits extraits, dont le GNL, seraient acheminés par pipelines à partir des réservoirs vers un navire de transport en vrac vers les marchés. Un mouillage au large (turret), raccordé au pipeline à partir des réservoirs de stockage, permettrait l'amarrage des navires et le transfert des produits. Ce scénario permettrait l'acheminement de tous les produits vers divers marchés, tels que le marché local par le raccordement au réseau de distribution de TQM ou de Gaz Métro ou les marchés internationaux.

Les installations maritimes pour ce scénario seraient identiques à celles envisagées pour le scénario précédent. Les infrastructures projetées selon ce scénario sont les suivantes :

Les infrastructures projetées selon ce scénario sont les suivantes :

- la carte 7-1 présente un aménagement potentiel du réseau de collecte sur l'île d'Anticosti qui pourrait satisfaire ce scénario;
- installations de traitement d'eau de procédé sur l'île;
- usine de traitement des hydrocarbures sur le navire-usine;
- usine de liquéfaction sur le navire-usine;
- réservoir de méthane liquéfié sur le navire-usine;
- installations maritimes (temporaires et permanentes);
- complexe d'hébergement pour accommoder la main-d'œuvre associée aux travaux de déploiement (4 800 personnes);
- réaménagement de l'aéroport de Port-Menier.

Scénario 2



151 04 08 00_ s _f7_25_ l gignra _s e ari 2.ai

Figure 7-25 Logigramme des opérations – Scénario 2

7.3.2.2 LOCALISATION POTENTIELLE

Le navire-usine serait ancré à un mouillage au large (turret), auquel serait raccordé un pipeline pour le transfert des hydrocarbures à partir de l'usine de traitement. Ce mouillage serait situé du côté sud de l'île d'Anticosti.

Le navire-usine pourrait être ravitaillé en vivre et denrées à partir de la rive nord ou de la rive sud du Saint-Laurent. Il est à noter qu'un navire-usine est autosuffisant en énergie, car il s'alimenterait à même le gaz naturel ou l'éthane. Des études de navigation et océanographique seront nécessaires pour identifier et valider la faisabilité d'endroits potentiels, en considération des conditions et des caractéristiques d'un tel navire.

7.3.2.3 ÉVALUATION GÉNÉRALE DES COÛTS POUR LE SCÉNARIO 2

Les évaluations des coûts des navires-usines FLNG varient en fonction des sources. La plupart des références indiquent que les coûts du FLNG seront moindres. Un article de l'AOG (Australian Oil&Gaz) indique que les coûts du FLNG sont de 20 à 25 % moindres que les coûts réels des usines ayant été bâties en Australie.

(Référence :<http://aogexpo.com.au/rising-onshore-build-costs-driving-flng-development-australia/>).

Shell a déclaré que le navire-usine Prelude représenterait des économies de l'ordre de 30 à 50 %, comparativement à la construction d'une usine terrestre.

(Référence:<http://www.abc.net.au/news/2013-10-23/shell-planning-to-source-browse-staff-locally/5041286>).

Effectivement, lorsque l'on compare les coûts du projet Gorgon LNG (Chevron/Exxon/Shell) évalués à USD 3 600 versus USD 2 264 par MTPA, on constate que le projet de Shell Prelude coûtera 35 % moins cher. Le gouvernement de Western Australia constate aussi les économies potentielles de l'ordre de 35 % du FLNG versus la construction d'usines de traitement et de liquéfaction et des infrastructures connexes.

(Référence

: [http://www.parliament.wa.gov.au/Parliament/commit.nsf/%28Evidence+Lookup+by+Com+ID%29/BF+E63BF7C855020448257CD9002835A1/\\$file/27+20131002+Department+of+State+Development+Submission.pdf](http://www.parliament.wa.gov.au/Parliament/commit.nsf/%28Evidence+Lookup+by+Com+ID%29/BF+E63BF7C855020448257CD9002835A1/$file/27+20131002+Department+of+State+Development+Submission.pdf)).

Pour les fins d'une évaluation préliminaire, il a été posé comme hypothèse que le navire-usine coûterait 25 % de moins que la construction d'une usine de traitement et une usine de GNL sur l'île. Il est à noter que la construction en milieu insulaire, tel le projet Gorgon LNG, présente de nombreux risques

financiers associés à la logistique. De plus, la faible disponibilité en main-d'œuvre spécialisée au Québec risquerait de provoquer une augmentation des salaires et des conditions de travail.

Le coût moindre des navires-usines est justifié en considérant les salaires plus bas dans les chantiers maritimes en Asie, l'élimination des coûts associés à la préparation du terrain et des fondations pour la construction des usines et réservoirs, le coût des matériaux, des préassemblages, du transport et des économies potentielles associées à la standardisation de la conception et la fabrication des navires-usines dans un chantier naval.

À des fins de comparaison, le tableau 7-8 présente l'ordre de grandeur des coûts selon la même ventilation que pour le scénario 1.

Tableau 7-8 Évaluation d'ordre de grandeur des coûts – Scénario 2

Secteur	Note	(USD)
1 Infrastructures de plateformes	Voir note 1	2 447 483 000
2 Collecte, entreposage et livraison	25 % de 9,5 G \$ (note 2)	1 781 250 000
3 Traitement	9 % de 9,5 G\$ (note 2)	641 250 000
4 Liquéfaction	41 % de 9,5 G\$ (note 2)	2 921 250 000
5 Énergie et services	17 % de 9,5 G\$ (note 2)	1 211 250 000
6 Autres infrastructures	8 % de 9,5 G\$ (note 2)	570 000 000
TOTAL		9 572 483 000

Note 1 : Le coût des infrastructures des plateformes a été évalué à 3 204 000 000 CAD, selon des bases de données d'évaluation de WSP pour des projets similaires. Le taux de change de la Banque du Canada, en date du 17 août 2015, de 0.763884 a été utilisé, ce qui donne 2 447 483 000 USD.

Note 2 : Items 2 à 6 imputés de 25 %

7.3.3 SCÉNARIO 3 : USINE DE TRAITEMENT ET USINE DE LIQUÉFACTION SUR LE CONTINENT (CÔTE-NORD OU GASPÉSIE) AVEC RACCORDEMENT PAR PIPELINE SOUS-MARIN

7.3.3.1 TECHNOLOGIE / INFRASTRUCTURES REQUISES

Le logigramme des opérations inhérent au scénario 3 est présenté à la figure 7-26. Le réseau de pipelines sur l'île d'Anticosti serait le même que celui présenté aux deux scénarios précédents. Les besoins en hébergement seraient diminués, en assumant que 250 personnes travailleraient aux usines de traitement et de liquéfaction située sur le continent.

Malgré la localisation des usines en dehors de l'île, certaines infrastructures seraient requises sur l'île, entre autres :

- la carte 7-1 présente un aménagement potentiel du réseau de collecte sur l'île d'Anticosti qui pourrait satisfaire ce scénario;
- installations de traitement d'eau de procédé;
- installations maritimes (temporaires et permanentes);
- complexe d'hébergement pour accommoder la main-d'œuvre associée aux travaux de déploiement (4 750 personnes);
- réaménagement de l'aéroport de Port-Menier.

Les infrastructures projetées en dehors d'Anticosti selon ce scénario seraient les suivantes :

- installations maritimes permanentes;
- installations de traitement d'eau de procédé;
- usine de traitement des hydrocarbures;
- usine de liquéfaction;
- réservoirs de pétrole (deux réservoirs ayant chacun une capacité de 31 800 m³ (200 000 barils);
- réservoir de méthane liquéfié d'une capacité de 180 000 m³;
- réservoir de propane et de butane - Gaz de Pétrole Liquéfiés (GPL). 12 réservoirs de 5 600 m³ chacun;

Scénario

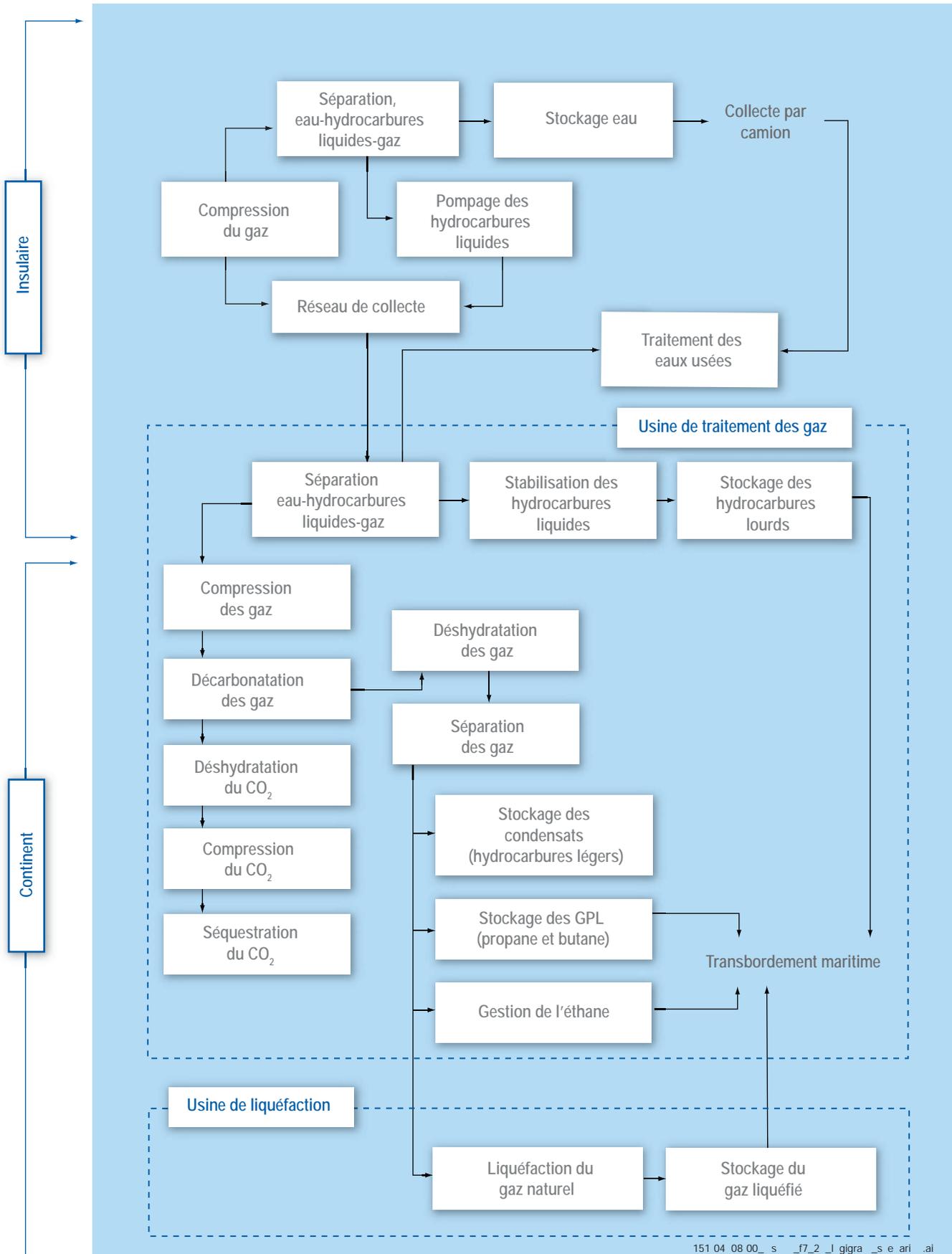


Figure 7-26 Logigramme des opérations – Scénario 3

7.3.3.2 LOCALISATION POTENTIELLE

Les coûts associés aux installations maritimes à Anticosti seraient similaires au scénario 1, à l'exception du mouillage au large (turret) qui pourrait être installé sur la rive nord ou la rive sud du Saint-Laurent. Il est à prévoir que des installations maritimes seront nécessaires pour faciliter la construction du réseau de collecte des hydrocarbures.

Du côté de la rive nord, l'usine pourrait être construite aux environs de Sept-Îles ou de Havre-Saint-Pierre. Des études supplémentaires seront nécessaires pour identifier des sites propices à la construction d'installations maritimes. Relativement à la rive sud, des études océanographiques seront nécessaires pour identifier des sites potentiels.

7.3.3.3 ÉVALUATION GÉNÉRALE DES COÛTS POUR LE SCÉNARIO 3

Avec ce scénario, des distances de 50 km pour accéder à la rive nord et de 100 km pour accéder à la rive sud ont été retenues. Selon le Pipeline and Gas Journal - 2012 Worldwide Pipeline Construction Report, le coût moyen d'un pipeline au Canada est 2 500 000 CAD/km (1 909 700 USD/km) pour une conduite de 900 mm (36 pouces) de diamètre. Ce coût moyen fut utilisé pour évaluer le coût des pipelines sous-marins mentionnés.

Le tableau 7-9 présente un ordre de grandeur des coûts de ce scénario pour une installation sur la rive nord ou sur la rive sud.

Tableau 7-9 Évaluation d'ordre de grandeur des coûts – Scénario 3

3A - RIVE NORD			(USD)
1	Infrastructures de plateformes	Voir note	2 447 483 000
2	Collecte, entreposage et livraison	25 % de 9,5 G\$	2 375 000 000
3	Traitement	9 % de 9,5 G\$	855 000 000
4	Liquéfaction	41 % de 9,5 G\$	3 895 000 000
5	Énergie et services	17 % de 9,5 G\$	1 615 000 000
6	Autres infrastructures	8 % de 9,5 G\$	760 000 000
7	Pipeline (50 km)		95 000 000
TOTAL			12 042 483 000
3B - RIVE SUD			(USD)
1	Infrastructures de plateformes	Voir note	2 447 483 000
2	Collecte, entreposage et livraison	25 % de 9,5 G\$	2 375 000 000
3	Traitement	9 % de 9,5 G\$	855 000 000
4	Liquéfaction	41 % de 9,5 G\$	3 895 000 000
5	Énergie et services	17 % de 9,5 G\$	1 615 000 000
6	Autres infrastructures	8 % de 9,5 G\$	760 000 000
7	Pipeline (100 km)		190 000 000
TOTAL			12 137 483 000

Note : Le coût des infrastructures des plateformes a été évalué à 3 204 000 000 CAD, selon des bases de données d'évaluation de WSP pour des projets similaires. Le taux de change de la Banque du Canada, en date du 17 août 2015, de 0.763884 a été utilisé, ce qui donne 2 447 483 000 USD.

7.3.4 SCÉNARIO 4 : USINE DE TRAITEMENT DE PÉTROLE ET GAZ SUR L'ÎLE D'ANTICOSTI ET RACCORDEMENT AU RÉSEAU DE GAZ DE LA RIVE SUD PAR PIPELINE

7.3.4.1 TECHNOLOGIE / INFRASTRUCTURES REQUISES

Ce scénario consisterait à collecter et traiter les hydrocarbures sur l'île d'Anticosti et à acheminer le gaz naturel par pipeline jusqu'à un point de raccordement au réseau de distribution existant de Gaz Métro ou TQM sur la rive sud dans la région de Lévis. Il est anticipé que le tracé couvrirait une distance d'environ 900 km. Une partie de cette canalisation serait sous-marine et l'autre partie serait terrestre.

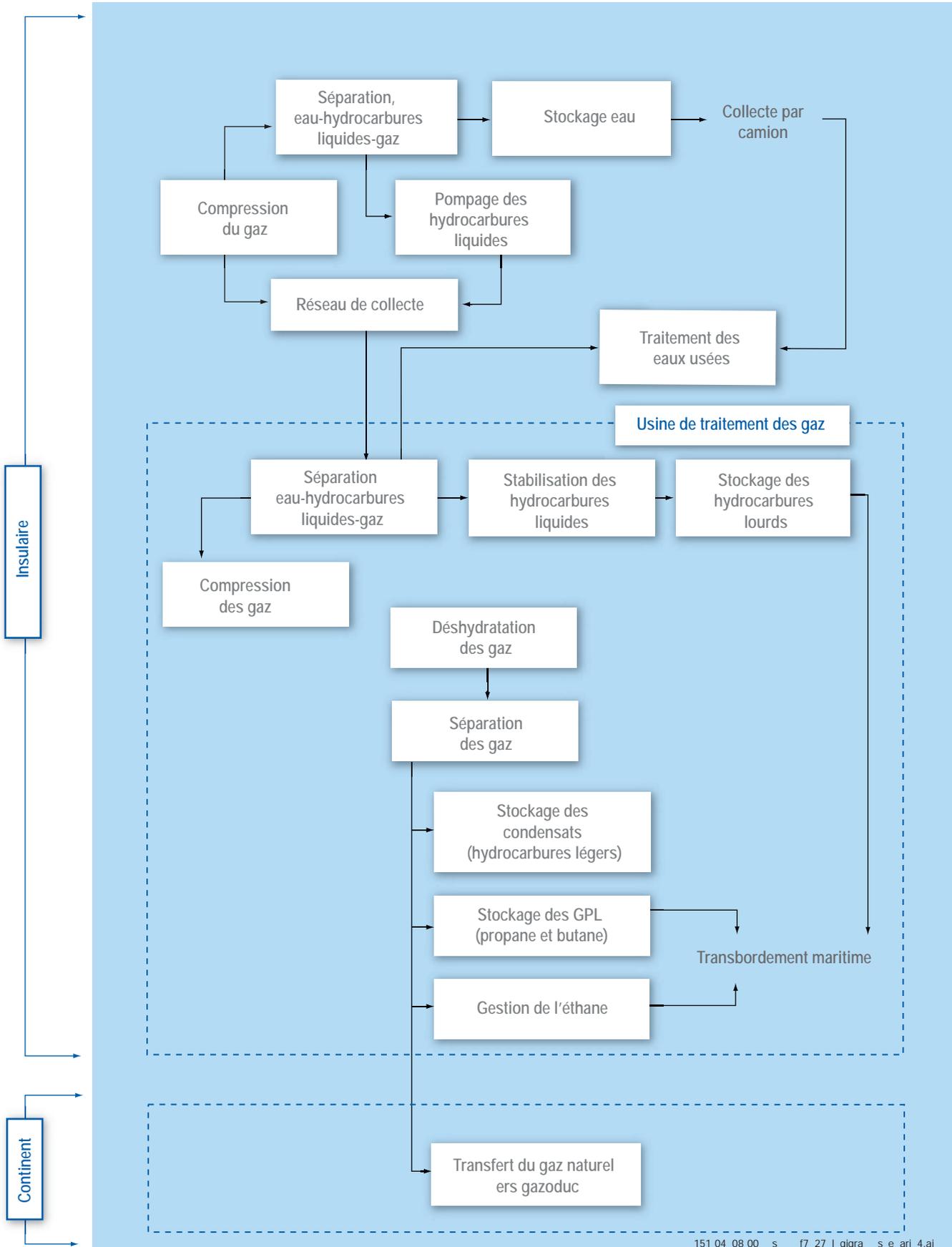
Ce scénario ne nécessiterait pas la construction d'une usine de liquéfaction du gaz naturel. Cela résulterait en une réduction de la main d'œuvre de 5 000 à 4 000 personnes. Avec ce scénario, une usine de traitement du pétrole et des gaz serait nécessaire sur l'île d'Anticosti.

Le logigramme inhérent aux opérations du scénario 4 est présenté à la figure 7-27.

Les infrastructures projetées selon ce scénario sont les suivantes :

- la carte 7-1 présente un aménagement potentiel du réseau de collecte sur l'île d'Anticosti qui pourrait satisfaire ce scénario;
- installations de traitement d'eau de procédé sur l'île;
- usine de traitement des hydrocarbures sur l'île;
- réservoirs de pétrole (deux réservoirs ayant chacun une capacité de 31 800 m³ (200 000 barils) sur l'île;
- réservoir de propane et de butane - Gaz de Pétrole Liquéfiés (GPL). 12 réservoirs de 5 600 m³ chacun sur l'île;
- installations maritimes (temporaires et permanentes);
- complexe d'hébergement pour accommoder la main-d'œuvre associée aux travaux de déploiement (4 000 personnes);
- réaménagement de l'aéroport de Port-Menier;
- avec ce scénario, le complexe d'hébergement sur Anticosti devrait pouvoir accommoder une population de 4 000 personnes pour la construction du réseau de collecte, de l'usine de traitement et des réservoirs.

Scénario



151 04 08 00_ s _f7_27_l gigna _s e ari 4.ai

Figure 7-27 Logigramme des opérations – Scénario 4

Avec ce scénario, les infrastructures de collectes et d'hébergement sur Anticosti devraient pouvoir accommoder une population de 4 000 personnes pour la construction du réseau de collecte, de l'usine de traitement et des réservoirs.

Ces installations seraient nécessaires pour l'acheminement des matériaux et équipements nécessaires à la construction des infrastructures et du réseau de collecte, ainsi que la livraison des condensats et du pétrole.

7.3.4.2 ÉVALUATION GÉNÉRALE DES COÛTS POUR LE SCÉNARIO 4

L'ordre de grandeur des coûts de réalisation d'un pipeline varie principalement en fonction des contraintes environnementales, du diamètre du pipeline, de la topographie, de la géologie, du climat, des contraintes physiques (lacs, rivières, routes, escarpements, etc.) et des droits de servitudes. Cette étude a pris comme hypothèse qu'aucune station de compression ne serait installée. Une étude complémentaire devrait être réalisée pour valider l'avantage économique en utilisant des diamètres moindres.

Le pipeline Marcellus en Pennsylvanie, qui vient d'être complété, a été le plus coûteux, avec un coût de 300 000 USD/pouce de diamètre/mile. Selon la firme Ziff Energy, le coût moyen de pipeline aux États-Unis serait de 200 000 USD/pouce de diamètre/mile.

(Source : <http://www.pipelineandgasjournal.com/pipeline-costs-shale-gas-regions>)

En utilisant un coût moyen de 200 000 USD/pouce de diamètre/mile, le coût du pipeline pour le scénario 4 serait estimé à environ 4,032 G USD pour un pipeline de 900 km (tableau 7-10)

Tableau 7-10 Évaluation d'ordre de grandeur des coûts – Scénario 4

			(USD)
1	Infrastructures de plateformes	Voir note	2 447 483 600
2	Collecte, entreposage et livraison	25 % de 9,5 G\$	2 375 000 000
3	Traitement	9 % de 9,5 G\$	855 000 000
4	Liquéfaction	0 % de 9,5 G\$	0
5	Énergie et services	17 % de 9,5 G\$	1 615 000 000
6	Autres infrastructures	8 % de 9,5 G\$	760 000 000
7	Pipeline (900 km)		4 032 000 000
TOTAL			12 084 483 000

Note : Le coût des infrastructures des plateformes a été évalué à 3 204 000 000 CAD, selon des bases de données d'évaluation de WSP pour des projets similaires. Le taux de change de la Banque du Canada, en date du 17 août 2015, de 0.763884 a été utilisé, ce qui donne 2 447 483 000 USD.

7.4 RÉCAPITULATIF DES COÛTS ESTIMÉS PAR SCÉNARIO

Une synthèse des coûts estimés pour chacun des scénarios est présentée au tableau 7-11.

Tableau 7-11 Récapitulatif des coûts par scénario

	1 Construction entière sur l'île	2 Opération Navire-usine	3A Continent Côte-Nord	3B Continent Gaspésie	4 Connexion Rive-sud
1 Infrastructures des plateformes	2 447 483 000	2 447 483 000	2 447 483 000	2 447 483 000	2 447 483 000
2 Collecte, entreposage et livraison	2 375 000 000	1 781 250 000	2 375 000 000	2 375 000 000	2 375 000 000
3 Traitement	855 000 000	641 250 000	855 000 000	855 000 000	855 000 000
4 Liquéfaction	3 895 000 000	2 921 250 000	3 895 000 000	3 895 000 000	0
5 Énergie et services	1 615 000 000	1 211 250 000	1 615 000 000	1 615 000 000	1 615 000 000
6 Autres infrastructures	760 000 000	570 000 000	760 000 000	760 000 000	760 000 000
7 Pipeline sous-marin et sur le continent	0	0	95 000 000	190 000 000	4 032 000 000
TOTAL (en USD)	11 947 483 000	9 572 483 000	12 042 483 000	12 137 483 000	12 084 483 000

7.5 ÉTALEMENT DES COÛTS EN CAPITALISATION

L'implantation des infrastructures de collecte, de traitement, d'entreposage et de transport des hydrocarbures pourrait s'étaler selon de nombreux scénarios de mise en œuvre qui devront être analysés afin d'optimiser le retour sur les investissements.

Ainsi, il est possible de quantifier dans le temps, en dollars d'aujourd'hui, et selon le scénario de développement, combien de plateformes devront être installées chaque année sur une période de 50 ans.

Il n'est pas requis que l'ensemble du réseau de collecte soit construit dès la première année d'opération de l'usine. En effet, le réseau de collecte pourrait progresser au fur et à mesure que des plateformes seraient mises en opération. Il serait donc possible d'échelonner les coûts du réseau de collecte sur la même période.

De plus, la construction de l'usine pourrait être réalisée de deux façons différentes. Par exemple, la première option consisterait à construire pour l'an 1, une usine prête à prendre 100 % du débit total de l'usine (231 BCF/année).

Une seconde option consisterait à construire l'usine en deux phases, chacune ayant 50 % de la capacité totale (par exemple 120 BCF/année). La première phase pourrait être construite pour l'an 1, alors que la seconde phase (usine 2) serait construite pour l'an 7. Le scénario de développement

proposé par le chantier économie des EES indique que cette seconde phase d'expansion ne serait pas requise avant la sixième année d'opération. Quelques notions de base seront importantes à observer pour s'assurer que les coûts de la deuxième phase demeurent comparables à ceux de la première. Pour n'en citer que quelques-uns, voici certains éléments à retenir :

- la construction de la seconde usine devrait démarrer dès que la première est mise en opération, dans le but d'éviter des coûts de démobilisation et de remobilisation du personnel;
- la seconde usine devra être localisée à une distance suffisamment grande pour ne pas impacter l'opération de la première usine;
- les coûts entre la première usine et la seconde ne représenteront pas un ratio de 50-50. À titre d'exemple, citons les infrastructures portuaires et aériennes qui devront être présentes dès la première année.

Le tableau 7-12 présente la ventilation dans le temps de l'ordre de grandeur des coûts inhérents aux infrastructures des plateformes et au réseau de collecte. L'ordre de grandeur des coûts des plateformes a été établi en utilisant des coûts de plateformes provenant de notre base de données pour des projets réalisés par WSP au Canada. L'ordre de grandeur des coûts des pipelines du réseau de collecte a été obtenu de fournisseurs canadiens. Le tableau 7-13 présente, pour sa part, un exemple de ventilation des coûts en trois phases pour la réalisation du scénario 1.

Tableau 7-12 Ventilation des coûts inhérents aux infrastructures des plateformes et au réseau de collecte

Année	Plateforme (nombre installé par an)	Coût total de plateformes installées (USD/an)	Longueur de pipeline (km par an)	Coût de pipeline installé (USD/an)	Coût total (USD/an)
1	3	10 311 000	59	104 802 000	115 113 000
2	6	20 624 000	35	32 472 000	53 096 000
3	7	24 060 000	8	4 371 000	28 431 000
4	10	34 372 000	52	69 900 000	104 272 000
5	15	51 562 000	69	105 378 000	156 940 000
6	15	51 562 000	28	17 691 000	69 253 000
7	16	55 000 000	29	20 448 000	75 448 000
8	16	55 000 000	35	28 380 000	83 380 000
9	16	55 000 000	22	17 514 000	72 514 000
10	17	58 436 000	38	32 601 000	91 037 000
11	16	55 000 000	34	23 196 000	78 196 000
12	14	48 125 000	54	43 596 000	91 721 000
13	14	48 125 000	22	15 687 000	63 812 000
14	15	51 562 000	22	12 798 000	64 360 000

Tableau 7-12 (suite) Ventilation des coûts inhérents aux infrastructures des plateformes et au réseau de collecte

Année	Plateforme (nbre installé par an)	Coût total de plateformes installées (USD/an)	Longueur de pipeline (km par an)	Coût de pipeline installé (USD/an)	Coût total (USD/an)
15	14	48 125 000	11	10 557 000	58 682 000
16	14	48 125 000	11	3 309 000	51 434 000
17	15	51 562 000	15	9 777 000	61 339 000
18	15	51 562 000	24	12 921 000	64 483 000
19	16	55 000 000	34	23 928 000	78 928 000
20	16	55 000 000	23	15 723 000	70 723 000
21	16	55 000 000	38	29 451 000	84 451 000
22	16	55 000 000	55	62 784 000	117 784 000
23	15	51 562 000	27	28 782 000	80 344 000
24	16	55 000 000	50	59 328 000	114 328 000
25	16	55 000 000	54	47 310 000	102 310 000
26	16	55 000 000	26	20 190 000	75 190 000
27	15	51 562 000	44	48 735 000	100 297 000
28	16	55 000 000	17	11 139 000	66 139 000
29	15	51 562 000	53	50 100 000	101 662 000
30	15	51 562 000	16	10 209 000	61 771 000
31	14	48 125 000	46	40 182 000	88 307 000
32	15	51 562 000	34	36 096 000	87 658 000
33	14	48 125 000	43	39 852 000	87 977 000
34	14	48 125 000	22	12 948 000	61 073 000
35	15	51 562 000	27	22 194 000	73 756 000
36	14	48 125 000	16	8 805 000	56 930 000
37	14	48 125 000	34	24 222 000	72 347 000
38	15	51 562 000	47	37 914 000	89 476 000
39	14	48 125 000	26	21 387 000	69 512 000
40	14	48 125 000	22	17 793 000	65 918 000
41	15	51 562 000	34	28 641 000	80 203 000
42	14	48 125 000	15	9 522 000	57 647 000
43	14	48 125 000	24	19 848 000	67 973 000
44	15	51 562 000	53	42 723 000	94 285 000
45	14	48 125 000	25	17 817 000	65 942 000
46	14	48 125 000	24	15 240 000	63 365 000
47	15	51 562 000	28	21 774 000	73 336 000
48	14	48 125 000	24	17 562 000	65 687 000
49	14	48 125 000	27	35 643 000	83 768 000
50	14	48 125 000	29	22 584 000	70 709 000
Totaux	712	2 447 483 000	1 610	1 465 824 000	3 913 307 000

Tableau 7-13 Exemple de ventilation des coûts en trois phases pour le scénario 1

	Phase 1 (d'ici l'an 1)	Phase 2 (de l'an 2 à l'an 7)	Phase 3 (de l'an 8 à l'an 50)
1 Plateformes	10 311 000	237 180 000	2 199 992 000
2 Collecte, entreposage et livraison	950 000 000	237 500 000	1 187 500 000
3 Usine de traitement	641 250 000	213 750 000	0
4 Liquéfaction	1 947 500 000	1 947 500 000	0
5 Énergie et services	969 000 000	646 000 000	0
6 Autres infrastructures	646 000 000	114 000 000	0
TOTAL (USD)	5 164 061 000	3 395 930 000	3 387 492 000

8. CONCLUSION

Il existe à l'échelle mondiale plusieurs projets pétroliers et gaziers exploités en milieu nordique ou en milieu insulaire. Bien qu'il faille rester prudent dans les comparaisons, on peut néanmoins observer que, du point de vue de la faisabilité technique, plusieurs de ces projets ont été menés dans des conditions similaires à celles d'Anticosti et ont fait appel à des technologies et à des infrastructures adaptées aux conditions du milieu.

L'implantation d'un projet de collecte, de traitement, d'entreposage et de transport des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti devra composer avec des défis techniques importants liés à l'isolement, les enjeux environnementaux et les conditions climatiques particulières.

Plusieurs projets ont toutefois été réalisés dans un contexte insulaire, de manière sécuritaire, démontrant ainsi la faisabilité technique de réaliser de tels projets. Le projet Gorgon LNG pour lequel Chevron a reçu une reconnaissance de l'ONU pour sa gestion de l'environnement et le projet russe Yamal en zone arctique sont des exemples où l'isolement et les conditions climatiques ont été adressés avec succès. L'état des connaissances ne permet pas de statuer formellement sur la composition et la quantité des hydrocarbures susceptibles d'être produits à partir de l'île d'Anticosti. Des hypothèses de travail concernant la composition ont été établies afin de déterminer les besoins en infrastructures en fonction des scénarios envisagés.

La nature et de la localisation des marchés visés (continental et/ou outremer) influenceront la sélection du scénario optimal. En résumé, le scénario 1, visant l'aménagement de l'ensemble des infrastructures sur l'île, est à bien des égards le scénario le plus contraignant au niveau environnemental et des coûts de réalisation. En contrepartie, le scénario 2, visant l'utilisation d'un navire-usine, ce qui constitue une nouvelle tendance dans l'industrie pétrolière, pourrait apporter des avantages économiques potentiels et minimiser l'empreinte environnementale.

Le scénario 4, visant la construction d'un pipeline pour atteindre le marché continental, pourrait être intéressant, puisque les régions situées le long du tracé, comme la Gaspésie et le Bas-Saint-Laurent, pourraient se raccorder au réseau de gaz naturel, ce qui pourrait avoir un effet structurant important sur leur développement économique. Ce scénario devra être validé en fonction des conditions du marché.

Bien que les besoins en infrastructures auront à être validés et approfondis suite à une meilleure connaissance du gisement; il convient de conclure positivement tant qu'à la faisabilité technique du développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

9. RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- ATLAS CANADIEN D'ÉNERGIE ÉOLIENNE. 2003. <http://www.windatlas.ca/fr/>.
- BIGRAS P., DUBOIS J.-M. 1987. *Répertoire commenté des datations 14C du nord de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent, Québec et Labrador*. Bulletin de recherche du Département de géomatique appliquée, Université de Sherbrooke, numéros 94-95-96, Sherbrooke, 170 pp.
- BIGRAS, P., 1985. *Hydrogéomorphologie fluviale quaternaire du bassin versant de la rivière à la Patate, île d'Anticosti, Québec*. Mémoire de maîtrise, Université de Sherbrooke, Sherbrooke, 87 pp.
- BERTRAND, R., et MALO, M. 2015. *Comparaison entre la Formation de Macasty, l'Île d'Anticosti, Québec et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord*, INRS-ÉTÉ, version finale, INRS, Janvier 2015.
- BOISCLAIR J., 1998. *Projet de parc de la rivière Vauréal. État des connaissances*. Service de la planification du réseau des parcs québécois, Direction des parcs québécois, Ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec, Québec. 197 pp.
- BRISEBOIS, D. et J. BRUN. 1994. *Géologie du Québec*. Bibliothèque nationale du Québec, Gouvernement du Québec. P. 95-120.
- CENTRE DE DONNÉES SUR LE PATRIMOINE NATUREL DU QUÉBEC (CDPNQ). 2013. *Liste des espèces floristiques menacées, vulnérables ou susceptibles d'être ainsi désignées*. [Mise à jour juin 2013] <http://www.mdelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/especes/index.htm>.
- CHAPDELAINÉ, G. et J.-F. RAIL. 2004. *Plan de conservation des oiseaux aquatiques du Québec*. Division des oiseaux migrateurs, Service canadien de la faune, région du Québec. Environnement Canada, Sainte-Foy, Québec. 99 pages.
- CGC (Commission géologique du Canada), 2015. Base Nationale de Données Sismologiques. Voir site Internet <http://www.seismescanada.rncan.gc.ca/stndon/NEDB-BNDS/bull-fra.php>.
- CENTRE INTERUNIVERSITAIRE DE RECHERCHE SUR LE CYCLE DE VIE DES PRODUITS, PROCÉDÉS ET SERVICES (CIRAIG). 2015. *Revue de littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au Québec*. École polytechnique de Montréal – CIRAIG. Révisé en mars 2015. 150 p. et annexes.
- CÔTÉ, D., DUBOIS, J.-M.M. et GWYN, Q.H.J. 1990. *Mysterious lakes - Les lacs mystérieux de l'île d'Anticosti*. GEOS, vol. 19, no 3, p. 20-25.
- COTÉ D., DUBOIS J.-M., HÉTU, B., Gwyn Q. H. J. 2006. *Les lacs karstiques de l'île d'Anticosti : analyse hydrogéomorphologique*. Bulletin de recherche du Département de géomatique appliquée, Université de Sherbrooke, Numéro 181, Sherbrooke. 22 pp.
- COUILLARD, L. et P. GRONDIN. 1986. *La végétation des milieux humides du Québec*. Les Publications du Québec, 376 pages et annexes.

- COMITÉ SUR LA SITUATION DES ESPÈCES EN PÉRIL AU CANADA (COSEPAC). 2010e. *Base de données des espèces sauvages évaluées par le COSEPAC*. [En ligne]
[http://www.cosewic.gc.ca/fra/sct1/searchform_f.cfm].
- DESROCHERS A., 2006. *Rocky shoreline deposits in the Lower Silurian (upper Llandovery, Telychian) Chicotte formation, Anticosti Island, Québec*. *Revue Canadienne des Sciences de la Terre*, 43 : 1205-1214.
- DIGNARD, N. 2000. *Rapport d'herborisation sur le cours supérieur de la rivière Chicotte, île d'Anticosti, Québec*. Notices floristiques no 1. Ministère des Ressources naturelles, Forêt Québec, Direction de la recherche forestière, Herbarium du Québec. 9 p.
- DIGNARD, N., P. PETITCLAIR, J. LABRECQUE et L. COUILLARD. 2009. *Guide de reconnaissance des habitats forestiers des plantes forestières des plantes menacées ou vulnérables*. Côte-Nord et Saguenay-Lac-Saint-Jean, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune et ministère du Développement durable, de l'Environnement et des parcs. 144 p.
- DUFOUR, R. et P. OUELLET. 2007. *Rapport d'aperçu et d'évaluation de l'écosystème marin de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent*. *Rapp. tech. can. sci. halieut. aquat.* 2744F : vii + 123 p.
- ENVIRONNEMENT CANADA. 2004. *Normales et moyennes climatiques au Canada 1971-2000*. Internet. [En ligne]
[http://www.climate.weatheroffice.gc.ca/climate_normals/index_f.html].
- GAGNON, M. 1997a. *Bilan régional – Côte-Nord-Anticosti. Zone d'intervention prioritaire 19*. Environnement Canada – région du Québec, Conservation de l'environnement, Centre Saint-Laurent. 84 pages.
- GAUTHIER, J. et Y. AUBRY (éd.). 1995. *Les oiseaux nicheurs du Québec : Atlas des oiseaux nicheurs du Québec méridional*. Association québécoise des groupes d'ornithologues. Société québécoise de protection des oiseaux. Service canadien de la faune, Environnement Canada, région du Québec, Montréal, xvii + 1 295 pages.
- GENDRON, C. et FISHER, A. 2015. *Revue de littérature critique sur l'acceptabilité sociale du développement des hydrocarbures*. Université du Québec à Montréal. 115 p.
- GENIVAR. 2013. *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs (EES2)*.
- LAMBERT, S.J. and J.C. FYFE. 2006. *Changes in winter cyclone frequencies and strengths simulated in enhanced greenhouse warming experiments: results from the models participating in the IPCC diagnostic exercise*. *Climate Dynamics*. 26: 713-728.
- LAVOIE, D., STARR, M., ZAKARDJIAN, B. et LAROUCHE, P. 2008. *Identification des zones d'importance écologique et biologique (ZIEB) pour l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent – une perspective des mammifères marins*, 3848.
- LOVRICH, G.A., B. SAINTE-MARIE et B.D. SMITH. 1995. *Depth distribution and seasonal movements of chionocetes opilio (Brachyura : Majidae) in baie Sainte-Marguerite, Gulf of St. Lawrence*. *Can. J. Zool.* 73: 1712-1726.

- LYNCH, G. et GRIST, A.M. 2002. *Thermal modelling of the Laurentian Margin beneath Anticosti Island using AFTA, 1D well profiles and bulk fluid inclusions*. Canadian Society of Petroleum Geologists, Diamond Jubilee Convention, Calgary 2002, Programme et résumés. p. 210.
- MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE (MAMOT). 2015. *L'île d'Anticosti - Répertoire des municipalités* - Ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire. [En ligne]
: [<http://www.mamrot.gouv.qc.ca/repertoire-des-municipalites/fiche/municipalite/98020/>].
- MORISSET, P. 1971. *Endemism in the vascular plants of the Gulf of St. Lawrence region*. Naturaliste canadien, 98 : 167-177.
- MOUSSEAU, P., M. GAGNON, P. BERGERON, J. LEBLANC et R. SIRON. 1997. *Synthèse des connaissances sur les communautés biologiques du golfe du Saint-Laurent et de la baie des Chaleurs*. Ministère des Pêches et des Océans – Région Laurentienne, Division des sciences de l'environnement marin, Institut Maurice-Lamontagne et Environnement Canada – Région du Québec, Conservation de l'environnement, Centre Saint-Laurent. Rapport technique. Zones d'intervention prioritaires 19, 20 et 21. 473 pages.
- OCEAN WEATHER. 2005. *MSCO6Min: North Atlantic Basin Wind and Wave Climate*. [En ligne]
[<http://www.oceanweather.net/MSO50WaveAtlas/index.htm>].
- OUELLET, P. 2007. *Contribution à l'identification des zones d'importance écologique et biologique (ZIEB) pour l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent : La couche des œufs et des larves de poissons et de crustacés décapodes*. Pêches et Océans Canada. Secr. can. de consult. sci. du MPO. Doc. de rech. 2007/011. 18 pages + annexes.
- PETRYK, A.A., 1981a. *Géologie de la partie Ouest de l'île d'Anticosti*. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, DPV-815, 45 p.
- PETRYK, A.A., 1981b. *Carte géologique de l'île d'Anticosti 1 :100 000*. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, DPV-823, 14 p.
- PINET, N., BRAKE, V., LAVOIE, D., 2015. *Geometry and regional significance of joint sets in the Ordovician-Silurian Anticosti Basin: new insights from fracture mapping*. Geological survey of Canada, Open File 7752, 25 p.
- PROULX, G., G. JACQUES, A. M. LAMOTHE et J. LITYNSKI. 1987. *Climatologie du Québec méridional*. Gouvernement du Québec, Ministère de l'Environnement, Direction de la météorologie. Rapport no 65. Québec.
- ROCHETTE, B. et A. GINGRAS. 2007. *Inventaire aérien du cerf de Virginie de l'île d'Anticosti – Été 2006*, ministère des Ressources naturelles et de la Faune, Direction de l'aménagement de la faune de la Côte-Nord. 28 p.
- SABOURIN, A. et D. MORIN. 2009. *Quelques plantes rares ou d'intérêt de l'île d'Anticosti*. Naturaliste canadien, 133(1) : 5-11.

- SAINT-PIERRE, L., GWYN, Q. H.J., et DUBOIS J.M.M. 1987. *Lithostratigraphie et dynamique glaciaire au Wisconsinien, île d'Anticosti, golfe du Saint-Laurent*.
- SAMEOTO, D.D. 1976. *Distribution of sound scattering layers caused by euphausiids in the gulf of St. Lawrence*. *J.Can. Sci. Halieut. Aquat.* 33 :681-687.
- SAVARD, J.P., P. BERNATCHEZ, F. MORNEAU, F. SAUCIER, P. GACHON, S. SENNEVILLE, C. FRASER et Y. JOLIVER. 2008. *Étude de la sensibilité des côtes et de la vulnérabilité des communautés du golfe du Saint-Laurent aux impacts des changements climatiques – Sommaire*. Ouranos. 58 pages.
- SIMARD. 2010. *Dynamique après-feu et histoire holocène du bassin versant de la rivière à la Patate, Île d'Anticosti, Québec*. Thèse de doctorat, Université Laval, Québec. 220 pp + annexes.
- SOURISSEAU, M., Y. SIMARD and F.J. SAUCIER. 2008. *Krill diel vertical migration fine dynamics, nocturnal overturns, and their roles for aggregation in stratified flows*. *Can. J. Fish. Aquat. Sci.* 65, 574-587.
- STATISTIQUE CANADA. 2012. L'Île d'Anticosti, Québec (Code 2498020) et Québec (Code 24) (tableau). Profil du recensement, Recensement de 2011. Produit n° 98-316-XWF au catalogue de Statistique Canada. Ottawa. Diffusé le 24 octobre 2012. [En ligne] [<http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2011/dp-pd/prof/index.cfm?Lang=F>].

9.1 SITES INTERNET CONSULTÉS

- A BARREL FULL. 2015. *Marsa El Grega LNG Terminal*. [En ligne]. <http://abarrelfull.wikidot.com/marsa-el-brega-lng-terminal>.
- AUSTRALIA PACIFIC LNG. 2015. *Pacific LNG project*. [En ligne]. <http://www.aplng.com.au/>.
- BLOOMBERG BUSINESS. 2015. *Repsol Said to Seek \$2 Bln LNG Plant Amid Ukraine Crisis*. [En ligne]. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-05-20/repsol-said-to-seek-2-bln-lng-plant-amid-ukraine-crisis>.
- CENTRE FOR ARCTIC RESOURCE DEVELOPMENT. 2012. *Arctic Development Roadmap*. [En ligne]. <https://www.card-arctic.ca/ADR>.
- CLARKSON GROUP. 2014. *Floating LNG*. [En ligne]. <http://www.standard-club.com/media/1161393/2-flng-market-update-david-jordan-clarksons.pdf>.
- DONGGI SENORO. 2015. *LNG project in Indonesia*. [En ligne]. <http://www.donggisenorolng.co.id/>.
- DOMINION COVE POINT. 2015. *Dominion Begins Construction Activities For Cove Point LNG Export Project*. [En ligne]. <https://www.dom.com/covepoint>.
- EXXONMOBILE SABLE PROJECT. 2015. *Project components*. [En ligne]. <http://www.soep.com/cgi-bin/getpage?pageid=1/5/0&dpa=1/3/1/1>.

- FPSO NETWORK. 2015. *EXMAR to develop Canadian FLNG facility*. [En ligne].
<http://www.fpsonetwork.com/market-outlook/articles/exmar-to-develop-canadian-flng-facility/>.
- HIBERNIA MANAGEMENT AND DEVELOPMENT COMPANY LTD. 2010. *Platform support and Ice management*. [En ligne] <http://www.hibernia.ca/>.
- KINDER MORGAN. 2015. *Elba Liquefaction Project & EEC Modification Project*. [En ligne].
http://www.kindermorgan.com/business/gas_pipelines/projects/elbaLNG.
- KPMG. 2011. *Floating LNG: Revolution and evolution for the global industry?* [En ligne].
<https://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/floating-lng/Documents/floating-LNG-evolution-and-revolution-for-the-global-industry.pdf>.
- OFFSHORE MAG. 2015. *EXMAR launches FLRSU to exploit stranded gas offshore Colombia*. [En ligne].
<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-72/issue-8/engineering-construction-installation1/exmar-launches-flrsu-to-exploit-stranded-gas-offshore-colombia.html>.
- OMAN LNG. 2015. *Oman Liquefied Natural Gas Terminal*. [En ligne].
<http://omanlng.com/en/Pages/HOME.aspx>.
- PARLEMENT DU CANADA. 2008. *L'Arctique : Les hydrocarbures*. [En ligne].
<http://www.parl.gc.ca/Content/LOP/researchpublications/prb0807-f.htm>.
- PERU LNG. 2015. *Peru LNG project*. [En ligne].
<http://portal.perulng.com/irj/go/km/docs/documents/PLNG%20Website/index.htm>.
- PETRONAS. 2014. *Petronas launches hull of its first floating FLNG facilities*. [En ligne].
<http://www.petronas.com.my/media-relations/media-releases/Pages/article/PETRONAS-LAUNCHES-HULL-OF-ITS-FIRST-FLOATING-LNG-FACILITY.aspx>.
- PIPELINE AND GAS JOURNAL. 2015. *Pipeline costs in shale gas regions*. [En ligne].
<http://www.pipelineandgasjournal.com/pipeline-costs-shale-gas-regions>.
- PNG LNG. 2015. *Papua New Guinea LNG project*. [En ligne]. <http://pnglng.com/>.
- QGC. 2015. *Queensland Curtis LNG (QCLNG) project*. [En ligne].
<http://www.qgc.com.au/qclng-project.aspx>.
- RESSOURCES NATURELLES CANADA. 2015. *Régime de réglementation des pipelines du Québec*. [En ligne].
<http://www.rncan.gc.ca/energie/infrastructure/regimes-reglementation-pipelines/16455>.
- SANTON GLNG. 2015. *Santos project*. [En ligne]. <http://www.santoslng.com/>.
- SHELL GLOBAL. 2015. *Prelude FLNG*. [En ligne].
<http://www.shell.com/global/aboutshell/major-projects-2/prelude-flng.html>.
- SONATRACH. 2015. *Algeria LNG projects*. [En ligne]. <http://www.sonatrach.com/>.

- THE JAKARTA POST. 2015. *Arun facility starts anew after LNG delivery*. [En ligne]. <http://www.thejakartapost.com/news/2015/02/21/arun-facility-starts-anew-after-lng-delivery.html>.
- THERIAULT INTERNATIONAL MARINE. 2015. *Inventory*. [En ligne]. <http://www.marinedieselpower.com/detail.phtml?id=102107>.
- UNIVERSITY OF QUEENSLAND. 2013. *Factors linked to the well-being of Fly-In-Fly-Out (FIFO) workers*. [En ligne]. <https://internationalwimcommunityportal.files.wordpress.com/2013/06/fifo-report-reduced.pdf>.
- WIKIPEDIA. 2015. *Prudhoe Bay Oil Field*. [En ligne]. https://en.wikipedia.org/wiki/Prudhoe_Bay_Oil_Field.
- WIKIPEDIA. 2015. *Prirazlomnoye field*. [En ligne]. https://en.wikipedia.org/wiki/Prirazlomnoye_field.
- YAMAL LNG. 2015. *Yamal LNG project*. [En ligne]. <http://yamallng.ru/>.
- YEMEN LNG COMPANY. 2015. *Yemen LNG project*. [En ligne]. http://www.yemenlng.com/ws/en/go.aspx?c=proj_overview.

Annexe 1

ANALYSE MULTICRITÈRES

Analyse multicritères

Approche méthodologique

L'analyse comparative des scénarios a fait l'objet, au mois de mai 2015, d'une séance de travail réunissant différents spécialistes de WSP, de même que des représentants du MERN, du MFQ et du MDDELCC. Cette rencontre avait comme objectif principal de permettre à une équipe composée de représentants de chacun des ministères de s'exprimer sur chaque scénario, de manière à confronter les opinions et de dégager, dans la mesure du possible, un consensus sur le positionnement stratégique des différents scénarios.

Pour ce faire, différents critères ont été proposés aux représentants des ministères afin de structurer la discussion. Au final, les critères retenus ont été les suivants :

Critères qualitatifs

- Impact sur le milieu terrestre
 - Impact des routes d'accès, des plateformes et pipelines et des usines notamment.
- Impact sur le milieu marin
 - Impact sur le milieu marin, des plages de débarquement, brise-lames, port, etc.
- Faisabilité
 - Faisabilité en termes de constructibilité des ouvrages dans la région eu égard à son éloignement, à son accès difficile (pour l'île) ainsi qu'à l'accès aux marchés;
 - fiabilité de la technologie, maîtrise des risques.
- Flexibilité
 - Adaptabilité de la technologie aux conditions locales;
 - capacité de production en termes de sensibilité devant les aléas géographiques et climatiques.
- Acceptabilité sociale
 - Perception et attitude de la population et des groupes d'intérêt par rapport aux projets et aux enjeux économiques, environnementaux et sociaux, autant à l'échelle régionale qu'à l'échelle provinciale ou nationale.
- Retombées économiques
 - Retombées (provinciales et régionales) inhérentes aux coûts de construction et à l'exploitation.

Critères quantitatifs

- Coûts d'immobilisations.
- Coûts d'opération.

Le tableau A-1 présente une synthèse des principaux constats de l'analyse comparative effectuée par l'équipe de WSP et par les participants à la séance de travail d'analyse multicritères.

Sur la base des analyses effectuées, le scénario 1, qui considère la construction de l'ensemble des infrastructures sur l'île d'Anticosti, est assurément le moins performant en fonction des critères retenus. D'une part, il est clair que ce scénario aura un impact accru sur l'environnement terrestre et marin. D'autre part, ce scénario est celui qui implique le coût d'immobilisation le plus important.

À l'opposé, le scénario 2, considérant l'exploitation d'un navire-usine, offre a priori plusieurs avantages, en réduisant l'impact sur le milieu terrestre et en permettant une plus grande flexibilité en termes d'opération. Du point de vue financier, l'utilisation d'un navire-usine permettrait une diminution importante des coûts par rapport à une usine fixe construite sur terre. Néanmoins, l'utilisation d'un navire-usine pour le gisement d'Anticosti devra faire l'objet d'une analyse technique plus approfondie, en tenant compte des conditions particulières (bathymétrie, vents, courants, glaces, etc.) qui caractérisent la région.

Pour ce qui est des scénarios 3 et 4, le transport des produits vers le continent par pipeline sous-marin peut constituer une avenue pour l'exploitation du marché continental. Ces scénarios permettraient également de réduire les impacts sur l'île.

Tableau A-1 Constats de l'analyse comparative

Scénarios Critères	SCÉNARIO 1 Implantation d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction sur l'île d'Anticosti	SCÉNARIO 2 Utilisation d'un bateau-usine (FLNG) muni d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction	SCÉNARIO 3 Implantation d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction sur le continent (Côte-Nord ou Gaspésie) avec raccordement par pipeline sous-marin	SCÉNARIO 4 Implantation d'une usine de traitement de gaz sur l'île d'Anticosti avec raccordement au réseau continental de transport de Gaz Métro ou TQM par pipeline sans construction d'une usine de liquéfaction
CRITÈRES QUALITATIFS				
Impact sur le milieu terrestre (île d'Anticosti et continent)	<ul style="list-style-type: none"> Impact plus important sur l'occupation du territoire et sur l'ensemble du milieu terrestre de l'île en raison de la présence de l'usine de traitement et de liquéfaction Présence des travailleurs de l'usine sur l'île : impact additionnel imputable à l'activité humaine 	<ul style="list-style-type: none"> Impact moins important sur l'occupation du territoire et sur l'ensemble du milieu terrestre de l'île 	<ul style="list-style-type: none"> Impact sur l'île moins grand, mais nécessité de prendre en considération les impacts potentiels inhérents à la construction d'usines et d'installations portuaires sur le continent 	<ul style="list-style-type: none"> Impact moins grand en raison de l'absence d'usine de liquéfaction Impacts potentiels inhérents à la construction d'un pipeline de l'ordre de 900 km pour se raccorder au continent
Impact sur le milieu marin	<ul style="list-style-type: none"> Conditions difficiles de navigation sur le pourtour de l'île (courants, vents, vagues, glaces et iceberg) : impact sur le niveau de risque lié aux opérations maritimes à valider Peu d'emplacements possibles pour l'implantation de nouvelles infrastructures portuaires sur le pourtour de l'île (profondeur d'eau, escarpement des côtes, etc.) 		<ul style="list-style-type: none"> Impact inhérent à l'implantation d'un pipeline sous-marin (empiètement potentiellement plus important dans le cas du scénario 4) 	<ul style="list-style-type: none"> Enjeux environnementaux à considérer : zones de pêche au homard, présence de rivières à saumon, mammifères marins
Faisabilité	<ul style="list-style-type: none"> Enjeu particulier inhérent à la construction de l'usine sur l'île (acheminement des matériaux, transport et hébergement de la main-d'œuvre) 	<ul style="list-style-type: none"> Technologie en évolution et pas entièrement éprouvée 	<ul style="list-style-type: none"> Enjeu inhérent à la localisation de l'usine de traitement et de liquéfaction sur le continent 	<ul style="list-style-type: none"> Enjeu technique à considérer pour l'établissement du tracé du pipeline terrestre, sur la rive sud : topographie, propriété des terres, etc.
Flexibilité	<ul style="list-style-type: none"> Permet l'exportation tant pour le marché intérieur qu'à l'international 	<ul style="list-style-type: none"> Permet une plus grande souplesse à l'exploitant du point de vue de l'utilisation et de la gestion à long terme des installations de traitement : possibilité de remplacement du bateau-usine, transfert des installations sur un autre site à la fin de la période d'exploitation (réaffectation des actifs) Mobilité en cas de jours non opérationnels (permet de se réfugier à l'abri des tempêtes) Permet l'exportation tant pour le marché intérieur qu'à l'international 	<ul style="list-style-type: none"> Permet l'exportation tant pour le marché intérieur qu'à l'international 	<ul style="list-style-type: none"> Très limité en termes de marché

Tableau A-1 (suite) Constats de l'analyse comparative

Scénarios Critères	SCÉNARIO 1 Implantation d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction sur l'île d'Anticosti	SCÉNARIO 2 Utilisation d'un bateau-usine (FLNG) muni d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction	SCÉNARIO 3 Implantation d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction sur le continent (Côte-Nord ou Gaspésie) avec raccordement par pipeline sous-marin	SCÉNARIO 4 Implantation d'une usine de traitement de gaz sur l'Île d'Anticosti avec raccordement au réseau continental de transport de Gaz Métro ou TQM par pipeline sans construction d'une usine de liquéfaction
Acceptabilité sociale	<ul style="list-style-type: none"> Enjeux d'acceptabilité sociale inhérents à tous les scénarios : l'impact sur l'activité touristique, les activités de chasse et de pêche, la qualité de vie pour les habitants de Port-Menier, la création d'emplois, etc. 			
Retombées économiques	<ul style="list-style-type: none"> Enjeu d'acceptabilité sociale accru en raison de l'exploitation d'une usine de traitement et de liquéfaction sur l'île 	<ul style="list-style-type: none"> Construction d'un navire-usine à l'étranger : diminution de l'impact économique potentiel inhérent aux investissements initiaux 		
CRITÈRES QUANTITATIFS				
Coûts d'immobilisations	<ul style="list-style-type: none"> Coût global estimé : 12,0 USG\$ 	<ul style="list-style-type: none"> Coût total estimé : 9,6 USG\$ Diminution significative des coûts d'immobilisation pour les installations de traitement et liquéfaction 	<ul style="list-style-type: none"> Coût total estimé : 12,0 USG\$ Installation des pipelines sous-marins : Impact sur les coûts globaux d'immobilisations (coût plus important dans l'éventualité d'un raccordement vers la Gaspésie) 	<ul style="list-style-type: none"> Coût total estimé : 12,1 USG\$
Coûts d'opération			<ul style="list-style-type: none"> Transport par pipeline sous-marin : augmentation de la distance d'acheminement vers l'usine : accroissement des coûts de transport des produits bruts 	

