



ÉLABORATION D'UN PROJET TYPE CONCERNANT LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION DU PÉTROLE ET DU GAZ À ANTICOSTI

N° : AENV17

Rapport final

ÉLABORATION D'UN PROJET TYPE CONCERNANT LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION DU PÉTROLE ET DU GAZ À ANTICOSTI

Étude AENV17

RAPPORT FINAL

Projet n° : 151-04608-00
Date : OCTOBRE 2015

—

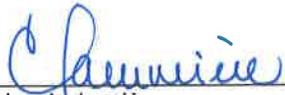
WSP Canada Inc.
5355, boul. des Gradins
Québec (Québec) G2J 1C8

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



SIGNATURES

PRÉPARÉ PAR



Catherine Lalumière,
Biologiste, chargée de projet

RÉVISÉ PAR

Julie Simard,
Géomorphologue, directrice de projet

ÉQUIPE DE RÉALISATION

WSP CANADA INC. (WSP)

Directrice de projet	Julie Simard, géomorphologue, Ph.D
Chargée de projet	Catherine Lalumière, biologiste, MBA
Collaborateurs	Christian Harvey, biologiste, M.Sc Claire-Emmanuelle Leconte, ing. David Ouzilleau, géographe, M.Sc. Denis Dionne, ing. Patrice Choquette, ing. Steve Pelletier, ing. Sylvain Marcoux, ing.
Cartographie	Diane Gagné
Édition	Linette Poulin

Note au lecteur

Le présent document a été réalisé pour le compte du gouvernement du Québec dans le contexte des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures. 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. *Élaboration d'un projet type concernant les activités d'exploration et d'exploitation du pétrole et du gaz à Anticosti*. Rapport produit pour le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. 130 pages et annexes.

SOMMAIRE

Le projet type pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti fait partie de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) spécifique à l'île d'Anticosti. Cette ÉES s'intègre à celle réalisée pour l'ensemble de la filière hydrocarbures conformément à ce qui est prévu dans le plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures déposé en mai 2014 par le gouvernement du Québec.

Dans le contexte de ce mandat, l'élaboration du projet type consiste à décrire, au mieux des connaissances disponibles, les opérations et les activités qui sont les plus probables pour une éventuelle exploration et exploitation des hydrocarbures (pétrole et gaz) à Anticosti. Les particularités de ce projet par rapport à d'autres projets d'exploitation visant des systèmes pétroliers et gaziers non conventionnels sont les suivantes :

- l'extraction d'hydrocarbures combinant une phase gazeuse (78 %) et une phase liquide (22 %);
- la désalinisation de l'eau de mer pour approvisionner le procédé de fracturation;
- la réutilisation de l'eau de fracturation et le traitement sur place des eaux non réutilisables avant le rejet en milieu naturel;
- la production locale d'énergie électrique pour approvisionner certains équipements, à partir de la combustion d'éthane extrait des puits;
- le traitement des hydrocarbures à partir d'infrastructures localisées directement sur l'île d'Anticosti;
- la liquéfaction des produits et l'approvisionnement de navires-citernes à partir d'une usine flottante, localisée à 4,5 km au large.

Il importe toutefois de rappeler que la description du projet type repose sur de nombreuses hypothèses, notamment la composition des hydrocarbures, qui influencent considérablement les choix technologiques qui ont été retenus. Par conséquent, un changement dans les prémisses de base pourrait modifier de manière significative certaines étapes du projet type.

Le scénario de déploiement des activités d'exploitation sur Anticosti atteint un point culminant en 2029, avec l'aménagement de 15 nouvelles plateformes, la présence de 385 plateformes actives, la production et la liquéfaction de 3,4 mt/a de gaz naturel.

Un bilan des émissions atmosphériques pour l'année 2029 permet de constater que :

- pour la famille des principaux contaminants atmosphériques, les limitations rencontrées par l'absence de données pour l'usine de traitement des hydrocarbures et pour l'usine de liquéfaction empêchent de faire un portrait complet et instructif des émissions pour l'ensemble du projet type;
- pour la famille des gaz à effet de serre, les systèmes pneumatiques représentent la principale source d'émission (48 %). L'utilisation de système mécanique aurait un impact significatif sur ce type d'émission;
- le NO_x et le CO₂ sont les deux gaz pour lesquels les émissions sont les plus élevées.

Quant aux nuisances sonores sur les plateformes d'extraction, elles seraient plus importantes, bien que temporaires, lors des étapes de préparation des sites, de forage et de fracturation. Une fois les sites mis en production, les nuisances seront réduites, la machinerie n'étant plus présente sur les lieux. Certaines installations seront toutefois des sources d'émissions permanentes, soit les unités de désalinisation, certaines stations de pompage, l'usine de traitement des hydrocarbures de même que l'usine de liquéfaction. Les facteurs topographiques et climatiques ainsi que les propriétés intrinsèques des équipements influenceront le niveau sonore perceptible par les occupants de l'île.

TABLE DES MATIÈRES

ÉQUIPE DE RÉALISATION	I
SOMMAIRE	III
TABLEAUX.....	XI
CARTES	XV
FIGURES	XV
ANNEXES.....	XVII
GLOSSAIRE	XIX
LISTE DES ABBRÉVIATIONS	XXI
1 CONTEXTE ET OBJECTIFS	1
2 DESCRIPTION DU MILIEU.....	3
2.1 CONTEXTE ET CONTRAINTES LIÉES À L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES SUR ANTICOSTI.....	3
3 PROJET TYPE.....	7
3.1 PROPRIÉTÉS DES HYDROCARBURES À ANTICOSTI	7
3.1.1 COMPOSITION DES HYDROCARBURES	7
3.1.2 CAPACITÉ CALORIFIQUE DES HYDROCARBURES	10
3.2 SCÉNARIO DE DÉPLOIEMENT PRÉVU.....	11
3.3 ÉTAPES DU PROJET TYPE PRÉVU	12
3.3.1 ÉTAPE 1 : APPROVISIONNEMENT EN MATIÈRES PREMIÈRES, MATÉRIELS ET SERVICES.....	12
3.3.2 ÉTAPE 2 : TRAVAUX PRÉLIMINAIRES	12
3.3.2.1 MODÈLE GÉOLOGIQUE.....	12
3.3.2.2 DROIT D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION.....	20
3.3.2.3 LEVÉS GÉOPHYSIQUES.....	21
3.3.2.4 LOCALISATION DES SITES DE FORAGE EXPLORATOIRE ET PLAN DE DÉPLOIEMENT DES PLATEFORMES DE FORAGE	21
3.3.2.5 DEMANDES D'AUTORISATION	22
3.3.2.6 PRÉPARATION DU SITE D'EXPLORATION	23

TABLE DES MATIÈRES (suite)

3.3.3	ÉTAPE 3 : EXPLORATION	23
3.3.3.1	ARRIVÉE DES ÉQUIPEMENTS ET DES MATÉRIAUX POUR LE FORAGE ET LA FRACTURATION	24
3.3.3.2	APPROVISIONNEMENT EN EAU	24
3.3.3.3	FORAGE DE PUIITS D'EXPLORATION	26
3.3.3.4	GESTION DE DÉBLAIS ET DE BOUES DE FORAGE	27
3.3.3.5	FERMETURE TEMPORAIRE DU PUIITS D'EXPLORATION ...	27
3.3.3.6	COMPLÉTION DU PUIITS.....	27
3.3.3.7	PRÉPARATION POUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	27
3.3.3.8	FRACTURATION HYDRAULIQUE	28
3.3.3.9	ESSAIS DE PRODUCTION	29
3.3.3.10	GESTION DE REJETS LIQUIDES	30
3.3.3.11	REMISE EN ÉTAT DU SITE	30
3.3.4	ÉTAPE 4 : PROJET PILOTE/DÉVELOPPEMENT	30
3.3.4.1	RENFORCEMENT DES INFRASTRUCTURES	31
3.3.4.2	INSTALLATION DE CONDUITES DE GAZ ET DE PÉTROLE	31
3.3.4.3	CRÉATION DE PLATES-FORMES MULTI-PUIITS.....	31
3.3.4.4	COMPLÉTION	31
3.3.4.5	DISPOSITION/RECYCLAGE DES EAUX, DES BOUES ET DES DÉBLAIS	31
3.3.4.6	FERMETURE TEMPORAIRE DU PUIITS EN DÉVELOPPEMENT	32
3.3.5	ÉTAPE 5 : PRODUCTION	32
3.3.5.1	SÉPARATION DU MÉLANGE EAU-HYDROCARBURES LIQUIDES-GAZ.....	32
3.3.5.2	STOCKAGE DE L'EAU	33
3.3.5.3	COMPRESSION DU GAZ.....	33
3.3.5.4	POMPAGE DES HYDROCARBURES LIQUIDES.....	33

TABLE DES MATIÈRES (suite)

3.3.5.5	COLLECTE DU MÉLANGE DES HYDROCARBURES	33
3.3.5.6	USINE DE TRAITEMENT DES HYDROCARBURES.....	34
3.3.5.7	SÉPARATION EAU-D'HYDROCARBURES LIQUIDES-GAZ...34	
3.3.5.8	COMPRESSION DES GAZ	35
3.3.5.9	DÉCARBONATATION DES GAZ	35
3.3.5.10	DÉSHYDRATATION DU CO ₂	36
3.3.5.11	COMPRESSION DU CO ₂	36
3.3.5.12	SÉQUESTRATION CO ₂	36
3.3.5.13	DÉSHYDRATATION DES GAZ	38
3.3.5.14	SÉPARATION DES GAZ	38
3.3.5.15	RÉFRIGÉRATION.....	39
3.3.5.16	GESTION DE L'ÉTHANE.....	39
3.3.5.17	STOCKAGE DES GPL (PROPANE ET BUTANE).....	40
3.3.5.18	STOCKAGE DES CONDENSATS (HYDROCARBURES LÉGERS)	40
3.3.5.19	TRANSFERT DU GAZ NATUREL	40
3.3.5.20	STABILISATION DES HYDROCARBURES LIQUIDES	40
3.3.5.21	STOCKAGE DES HYDROCARBURES LOURDS.....	41
3.3.5.22	TRAITEMENT DES EAUX USÉES	41
3.3.5.23	LIQUÉFACTION DU GAZ NATUREL	42
3.3.5.24	RÉFRIGÉRATION À L'AZOTE	42
3.3.5.25	STOCKAGE DU GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ	43
3.3.5.26	COMPRESSION DES GAZ D'ÉVAPORATION	43
3.3.5.27	ÉQUIPEMENT CONNEXE AUX ACTIVITÉS DE PRODUCTION.....	43
3.3.6	ÉTAPE 6 : TRANSPORT ET DISTRIBUTION.....	44
3.3.6.1	TRANSFERT DU GAZ NATUREL VERS LES USAGERS ET GAZODUC	44

TABLE DES MATIÈRES (suite)

3.3.6.2	CHARGEMENT DE BATEAUX MÉTHANIER ET PÉTROLIER	44
3.3.7	ÉTAPE 7 : FERMETURE DÉFINITIVE DU SITE	44
3.3.7.1	ARRIVÉE DES ÉQUIPEMENTS	44
3.3.7.2	FERMETURE DU PUIITS	44
3.3.7.3	REMISE EN ÉTAT DU SITE	45
3.3.8	ÉTAPE 8 : GESTION DES RÉSIDUS SOLIDES ET LIQUIDES.....	45
3.3.8.1	RÉSIDUS SOLIDES.....	45
3.3.8.2	REJETS LIQUIDES.....	45
4	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES ET BRUIT	47
4.1	APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE.....	47
4.1.1	LISTE DES ÉQUIPEMENTS	47
4.1.2	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES ET GAZ À EFFET DE SERRE.....	48
4.1.2.1	SOURCES D'ÉMISSION ÉTUDIÉES	49
4.1.2.2	PARAMÈTRES D'EXPLOITATION.....	49
4.1.2.3	COMPOSITION DES HYDROCARBURES À ANTICOSTI.....	50
4.1.2.4	SÉLECTION DES FACTEURS ET DES MODÈLES D'ÉMISSION	50
4.1.2.5	PROPRIÉTÉS ET CARACTÉRISTIQUES DES CARBURANTS	53
4.1.2.6	DÉTERMINATION DES PARAMÈTRES D'ÉMISSIONS DES ÉQUIPEMENTS.....	54
4.1.3	BRUIT	54
4.2	ÉTAPE 2 – TRAVAUX PRÉLIMINAIRES	55
4.2.1	PRÉPARATION DU SITE	55
4.2.1.1	ÉQUIPEMENTS.....	55
4.2.1.2	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	57
4.2.1.3	BRUIT	57

TABLE DES MATIÈRES (suite)

4.3	ÉTAPE 3 – EXPLORATION	58
4.3.1	APPROVISIONNEMENT EN EAU	58
4.3.1.1	BRUIT	58
4.3.2	FORAGE.....	63
4.3.2.1	ÉQUIPEMENTS.....	63
4.3.2.2	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	67
4.3.2.3	BRUIT	68
4.3.3	PRÉPARATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	72
4.3.4	FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	72
4.3.4.1	ÉQUIPEMENTS.....	72
4.3.4.2	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	76
4.3.4.3	BRUIT	79
4.3.5	ESSAI DE PRODUCTION	81
4.3.5.1	ÉQUIPEMENT	81
4.3.5.2	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	81
4.3.5.3	BRUIT	82
4.3.6	REMISE EN ÉTAT DU SITE.....	82
4.3.7	BILAN DES ÉMISSIONS POUR L'ÉTAPE D'EXPLORATION	84
4.4	ÉTAPE 4 – PROJET PILOTE/DÉVELOPPEMENT	85
4.4.1	RENFORCEMENT DES INFRASTRUCTURES.....	85
4.4.2	INSTALLATION DES CONDUITES DE GAZ ET DE PÉTROLE	85
4.4.3	CRÉATION DE SITE MULTI-FORAGE	85
4.4.3.1	FORAGE.....	85
4.4.3.2	FRACTURATION HYDRAULIQUE	92
4.4.3.3	VENTILATION ET TORCHÈRE.....	98
4.4.4.4	COMPLÉTION ET RÉFECTION DU PUIIS	99
4.4.4.5	BILAN DES ÉMISSIONS PUR LE DÉVELOPPEMENT DE PUIIS.....	100

TABLE DES MATIÈRES (suite)

4.5	ÉTAPE 5 – PRODUCTION.....	100
4.5.1	SÉPARATION EAU/HYDROCARBURES LIQUIDES/GAZ	101
4.5.1.1	ÉQUIPEMENTS.....	101
4.5.1.2	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	102
4.5.2	COMPRESSION DES GAZ	102
4.5.2.1	ÉQUIPEMENTS.....	102
4.5.2.2	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	103
4.5.3	POMPAGE DES HYDROCARBURES LIQUIDES	105
4.5.4	TRANSPORT DES HYDROCARBURES	105
4.5.5	AUTRES ÉQUIPEMENTS	105
4.5.5.1	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	105
4.5.6	BRUIT	106
4.5.7	USINE DE TRAITEMENT DES HYDROCARBURES.....	109
4.5.7.1	ÉQUIPEMENTS.....	109
4.5.7.2	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	112
4.5.7.3	BRUIT	114
4.5.8	USINE DE LIQUÉFACTION DU GAZ NATUREL.....	114
4.5.8.1	ÉQUIPEMENTS.....	114
4.5.8.2	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	115
4.5.8.3	BRUIT	118
4.6	GESTION DES RÉSIDUS SOLIDES ET LIQUIDES	118
5	CONCLUSION.....	119
	RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES	123

TABLEAUX

Tableau 3.1	Composition présumée des hydrocarbures à Anticosti	8
Tableau 3.2	Comparaison entre la composition des hydrocarbures de la formation géologique d'Utica et celle d'Anticosti	9
Tableau 3.3	Capacité calorifique des hydrocarbures	10
Tableau 3.4	Exemples d'exigences relatives à la composition du gaz naturel produit par l'unité de séparation des gaz pour différents distributeurs locaux.....	41
Tableau 4.1	Propriétés physiques et thermochimiques des carburants fossiles	53
Tableau 4.2	Liste des équipements pour une plateforme - Travaux préliminaires	56
Tableau 4.3	Inventaire des émissions (kg) - Préparation du site (huit jours).....	59
Tableau 4.4	Puissance acoustique par bande d'octave par sources de bruit pendant les travaux préliminaires.....	61
Tableau 4.5	Puissance acoustique par bande d'octave par sources de bruit pour l'usine de désalinisation.....	62
Tableau 4.6	Liste des équipements – Forage de puits d'exploration	65
Tableau 4.7	Inventaire des émissions (kg) – Exploration-Forage (15 jours)	69
Tableau 4.8	Puissance acoustique par bande d'octave pour les sources de bruit pendant le forage de puits d'exploration.....	71
Tableau 4.9	Liste des équipements – Fracturation hydraulique	73
Tableau 4.10	Profil d'utilisation des équipements de fracturation – Exploitation du shale de Marcellus.....	75
Tableau 4.11	Inventaire des émissions (kg) – Exploration-Fracture hydraulique (375 h)	77
Tableau 4.12	Puissance acoustique par bande d'octave pour les sources de bruit pendant la fracturation hydraulique.	80

TABLEAUX (suite)

Tableau 4.13	Liste des équipements – Essai de production	81
Tableau 4.14	Inventaire des émissions (kg) des torchères – Exploration	82
Tableau 4.15	Puissance acoustique par bande d’octave pour les sources de bruit associées aux essais de production.	83
Tableau 4.16	Inventaire des émissions (kg) – Remise en état du site	84
Tableau 4.17	Bilan des émissions (en kg) pour un puits – Étape d’exploration	84
Tableau 4.18	Liste des équipements – Développement-Forage de puits	87
Tableau 4.19	Inventaire des émissions (kg) – Développement-Forage de puits (20 jours).....	89
Tableau 4.20	Puissances acoustiques par bande d’octave pour les sources de bruit associées au développement d’un puits de forage.....	91
Tableau 4.21	Liste des équipements – Développement-Fracturation hydraulique.....	93
Tableau 4.22	Inventaire des émissions (kg) – Développement-Fracturation.....	95
Tableau 4.23	Liste des équipements – Essai de production	98
Tableau 4.24	Inventaire des émissions (kg) des torchères – Développement	99
Tableau 4.25	Bilan des émissions (en kg) pour un puits – Étape de développement	100
Tableau 4.26	Consommation annuelle de diesel par la machinerie pour l’aménagement de 15 plateformes de production.....	101
Tableau 4.27	Inventaire des émissions (kg) – Production (1 plateforme de 10 puits)	103
Tableau 4.28	Inventaire des émissions (kg) – Production (1 plateforme de 10 puits)	104
Tableau 4.29	Caractéristiques des réservoirs.	106

TABLEAUX (suite)

Tableau 4.30	Émissions estimées pour les réservoirs de diesel.	106
Tableau 4.31	Inventaire des émissions fugitives des équipements de contrôle (kg) – Production (1 plateforme de 10 puits)	107
Tableau 4.32	Puissance acoustique par bandes d’octave pour les sources de bruit associées à la production des hydrocarbures.	108
Tableau 4.33	Liste des équipements – Usine de traitement des hydrocarbures	110
Tableau 4.33	Liste des équipements – Usine de traitement des hydrocarbures (suite).....	111
Tableau 4.34	Inventaire des émissions de combustion – usine de traitement des hydrocarbures	112
Tableau 4.35	Émissions fugitives d’hydrocarbure totaux, usine de traitement des hydrocarbures et émissions de séparateur.....	113
Tableau 4.36	Intensité des émissions de gaz à effet de serre – Usine de traitement des hydrocarbures	114
Tableau 4.37	Liste des équipements – Liquéfaction du gaz naturel.....	115
Tableau 4.38	Inventaire des émissions – usine de liquéfaction	116
Tableau 4.39	Intensité des émissions de gaz à effet de serre – Usine de liquéfaction du gaz naturel.....	117
Tableau 5.1	Bilan des émissions atmosphériques de l’année 2029 du scénario de déploiement du projet type	121

CARTES

Carte 3.1	Scénario de déploiement par décennie pour la période de 2020 à 2059.	13
Carte 3.2	Scénario de déploiement par décennie pour la période de 2060 à 2094.	15
Carte 3.3	Localisation des infrastructures industrielles considérées dans le projet type.	19

FIGURES

Figure 3.1	Séquence des étapes du projet type de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures à l'île d'Anticosti.	17
Figure 3.2	Illustration des zones de perforations dans un drain horizontal (Chesapeake, 2011).	28
Figure 3.3	Exemple de ballon triphasique.....	32
Figure 3.4	Usine de traitement des hydrocarbures, Gorgon, Australie.	35
Figure 3.5	Modèle de séquestration du dioxyde de carbone.	37
Figure 3.6	Esquisse d'usine flottante de liquéfaction de gaz naturel.....	43

ANNEXES

- ANNEXE 1 LISTE EXHAUSTIVE DES COMPOSÉS SUSCEPTIBLES D'ÊTRE UTILISÉS LORS DE LA FRACTURATION DES GISEMENTS NON CONVENTIONNELS DE GAZ ET DE PÉTROLE AU QUÉBEC
- ANNEXE 2 ÉTAPE 2 : TRAVAUX PRÉLIMINAIRES - PARAMÈTRES DES SOURCES ET TAUX D'ÉMISSION
- ANNEXE 3 ÉTAPE 3 : EXPLORATION - PARAMÈTRES DES SOURCES ET TAUX D'ÉMISSION
- ANNEXE 4 ÉTAPE 4 : PROJET PILOTE/DÉVELOPPEMENT - PARAMÈTRES DES SOURCES ET TAUX D'ÉMISSION
- ANNEXE 5 ÉTAPE 5 : PRODUCTION - PARAMÈTRES DES SOURCES ET TAUX D'ÉMISSION

GLOSSAIRE

Aquifère :	Formation hydrogéologique perméable permettant le drainage et la captation de nappes d'eaux souterraines.
Coalesceur :	Colonne à garnissage dans laquelle s'effectue l'agglomération des particules de caustique, d'eau ou d'acide en émulsion, permettant ainsi leur décantation, de manière à les éliminer du produit traité.
Condensat :	Produit pétrolier liquide résultant d'une opération de condensation.
Cuesta :	Relief monoclinale composé d'un dos en pente douce et d'un revers en escarpement
Diaclase :	Fracture de la roche résultant de contraintes extensives ou compressives. Elle se distingue des failles puisque aucun mouvement du bloc rocheux n'est observé de part et d'autre de la fracture.
Diagraphie :	Action d'enregistrer en permanence des activités, des événements ou des mesures pendant les opérations de forage, soit automatiquement par des moyens électroniques, soit sous une forme narrative.
Doline :	Dépression de forme circulaire ou ovale, généralement moins profonde que large, créée par la dissolution de roches ou par l'affaissement du sol au-dessus d'une cavité.
Karstique :	Relatif au karst ou plateau calcaire où prédomine l'érosion chimique.
Lithologique :	Relatif à la nature des roches (indépendamment p. ex. de leur âge, de leurs fossiles).
Stratigraphique :	Science qui étudie la succession de dépôts sédimentaires arrangés en strates. Elle permet d'établir une chronologie stratigraphique auxquels s'appliquent les principes de superposition et de continuité latérale.

LISTE DES ABBRÉVIATIONS

3D :	Trois dimensions
ACPP :	Association Canadienne des Producteurs Pétroliers
BRCDT :	Bureau de la recherche et Centre de développement technologique
BTU/gal :	British Thermal Unit par gallon
C ₂ :	Éthane
C ₃ :	Propane
C ₄ :	Butane
C ₅ :	Pentane
C ₆ :	Hexane
C ₇ :	Heptane
C ₈ :	Octane
CIRAIG :	Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services
CH ₄ :	Méthane
CO :	Monoxyde de carbone
CO ₂ :	Dioxyde de carbone
COV :	Composé organique volatil
ÉES :	Évaluation environnementale stratégique
FLNG :	<i>Floating Liquefied Natural Gas</i>

LISTE DES ABBRÉVIATIONS (suite)

GES :	Gaz à effet de serre
GNL :	Gaz naturel liquéfié
GPL :	Gaz de pétrole liquéfié
H ₂ S :	Sulfure d'hydrogène
HAP :	Hydrocarbures aromatiques polycycliques
INRP :	Inventaire National des Rejets Polluants
IQEA :	Inventaire Québécois des Émissions Atmosphériques
INRS :	Institut national de la recherche scientifique
kWh/m ³ :	Kilowatt-heure par mètre cube
LQE :	Loi sur la qualité de l'environnement
MDDELCC :	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
MEG :	Mono-éthylène glycol
MERN :	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MFFP :	Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs
mt/a :	Million de tonnes par an
Mt/a :	Milliard de tonnes par an
N ₂ O :	Oxydes nitreux

LISTE DES ABBRÉVIATIONS (suite)

NH ₃ :	Ammoniac
NO _x :	Oxydes d'azote
PCI :	Pouvoir calorifique inférieur
PCS :	Pouvoir calorifique supérieur
PM _{2,5} :	Particules fines
PSI :	Pound-force per square-inch (livre-force par pouce carré)
PST :	Particules totales
RAA :	Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère
RPEP :	Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection
SIG :	Système d'informations géographiques
SO ₂ :	Dioxyde de soufre
tCO ₂ /tGNL	Tonne de dioxyde de carbone par tonne de gaz naturel liquéfié

1 CONTEXTE ET OBJECTIFS

Le plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures du gouvernement du Québec déposé en mai 2014 comprend une évaluation environnementale stratégique (ÉES) globale sur l'ensemble de la filière hydrocarbures, et une autre spécifique à l'île d'Anticosti, laquelle sera intégrée à l'ÉES globale.

L'élaboration du projet type du présent mandat consiste à décrire, au mieux des connaissances disponibles, les opérations et les activités qui pourraient découler d'une éventuelle exploration et exploitation des hydrocarbures (pétrole et gaz) à Anticosti. Les équipements utilisés à chaque étape du processus sont détaillés de même que les contaminants atmosphériques émis et leur taux d'émission.

Tel que prescrit au devis de projet du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), le document synthèse du projet type produit dans le contexte de ce mandat présente le même niveau de détails, adapté au contexte d'Anticosti, que le document suivant :

→ CIRAIG. 2012. *Document synthèse – Projet type concernant les activités liées au gaz du schiste au Québec*. Document produit par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) et soumis par le Bureau de la recherche et Centre de développement technologique (BRCDT) de l'École polytechnique de Montréal au Comité de l'évaluation environnementale stratégique. 51 p + Annexes.

Le livrable sur les taux d'émissions présente le même niveau de détails, adapté au contexte d'Anticosti, que le document suivant :

→ SNC-Lavalin (septembre 2013) – Livrable 2 – Détermination des taux d'émission. Détermination des taux d'émission et modélisation de la dispersion atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec. 94 p.

Enfin, il est à noter que ce document présentant le projet type concernant les activités d'exploration et d'exploitation du pétrole et du gaz à Anticosti apporte l'information nécessaire pour être en mesure d'évaluer adéquatement, à une étape subséquente, les effets environnementaux sur la qualité de l'atmosphère et sur le bilan des émissions de gaz à effet de serre (GES), ainsi que les effets sur la société et l'économie, découlant du développement de la filière des hydrocarbures.

2 DESCRIPTION DU MILIEU

L'élaboration du projet type a été réalisée en considérant la formation de Macasty comme ayant un potentiel en hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. La formation de Macasty serait analogue au shale d'Utica et plus particulièrement à la formation de Point Pleasant située en Ohio, et ce, en raison : 1) de leur contexte stratigraphique similaire; 2) de leur période de sédimentation synchrone; et 3) de la similitude de leur composition, de leur maturation ainsi que de leur teneur en matière organique et en hydrocarbures (Bertrand et Malo, 2015).

Ce projet type est une proposition de ce qui pourrait être réalisé dans le contexte des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. La présente proposition est celle qui semble la plus réalisable pour un tel projet, de l'obtention des permis et des autorisations nécessaires pour les phases d'exploration, d'exploitation et de mise en marché des hydrocarbures. L'élaboration du projet type est basée sur les données provenant de la Division of Oil and Gas Resources Management de l'Ohio Department of Natural Resources (2015), un organisme responsable de réglementer, d'éduquer et de sensibiliser relativement à l'exploitation des hydrocarbures en Ohio.

Il existe plusieurs technologies d'exploration et d'exploitation possibles des hydrocarbures, notamment le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Selon les données disponibles, il appert que la combinaison des deux technologies sera utilisée sur l'île Anticosti. Il s'agit de technologies similaires à celles qui pourraient être pratiquées dans les basses-terres du Saint-Laurent ou dans la formation de Point Pleasant, en Ohio.

2.1 CONTEXTE ET CONTRAINTES LIÉES À L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES SUR ANTICOSTI

L'île d'Anticosti est située au centre du golfe du Saint-Laurent, à environ 30 km de la Côte-Nord et à plus de 70 km des côtes de la Gaspésie au sud. L'île est isolée des côtes par le détroit de Jacques-Cartier au nord, qui atteint des profondeurs de 250 m, et le détroit d'Honguedo au sud, qui plonge à des profondeurs de plus de 450 m. L'île est un immense territoire de 7 943 km², long de 222 km et large de 56 km.

L'île est constituée de roches sédimentaires calcaires d'âge siluro-ordovicien. D'un point de vue structural, les unités sédimentaires sont peu déformées, et seule la faille de Jupiter est notable puisqu'elle traverse l'île en son centre, d'est en ouest. L'ensemble des strates ont un pendage variant de 0,5° à 2° vers le sud, conférant à l'île un relief de cuestas, dont le revers explique la présence des falaises incisées par de profonds canyons, tout le long du littoral nord de l'île. Enfin, un vaste réseau de profondes diaclases découpe le roc selon des orientations est-ouest et nord-sud (Bordet *et al.*, 2010). Ces fractures dans le roc se recoupent donc perpendiculairement, ce qui explique les

nombreux changements brusques dans la direction du réseau hydrographique subaérien et sous-terrain. La présence de ce réseau de diaclases, combinée au plan de stratification des unités calcaires, imposent une certaine structure à la complexité du réseau hydrographique de l'île. En raison de son contexte lithologique 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, 2006).

Les dépôts de surface sont généralement de faible épaisseur sur l'île. Les dépôts meubles sont principalement issus de l'altération par le gel de la roche. Quant aux dépôts quaternaires, ils sont surtout constitués de tills de dépôts littoraux près des côtes et des dépôts fluviaux. Il est à noter que les tourbières recouvrent de vastes superficies dans l'est de l'île, laissant d'épaisses couches de dépôts organiques. Compte tenu du peu de rétention de l'eau par les dépôts meubles, le ruissellement de surface et l'écoulement sous-terrain drainent rapidement l'eau de fonte ou des précipitations, imposant un régime torrentiel au réseau hydrographique, dont le tracé est confiné à la structure rocheuse. 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 1 km). Par ailleurs, de nombreux phénomènes d'avulsion sont observés le long des terrasses fluviales, témoignant de la violence des crues.

La dynamique géomorphologique extrêmement active du littoral d'Anticosti a formé, par le recul des falaises, une plateforme d'abrasion rocheuse nommée « reef ». Cette dernière forme des hauts fonds, de plus de 1 km de largeur en certains endroits.

Les côtes de l'île et certaines zones marines adjacentes sont particulièrement riches sur le plan biologique. En contrepartie, le milieu terrestre est soumis à plusieurs problématiques relatives à la biogéographie insulaire. La biodiversité est faible et le milieu biologique 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. Sur le plan socioéconomique, la population de l'île d'Anticosti (environ 240 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 la pêche au saumon atlantique. Ces activités économiques ont toutes montré certaines difficultés depuis la dernière décennie. L'île d'Anticosti présente plusieurs types de zones protégées de grande valeur environnementale.

Le contexte particulier de l'île d'Anticosti relatif à sa géologie, sa dynamique géomorphologique, son déséquilibre écologique (Simard, 2010) ainsi qu'au déclin de ses ressources, font en sorte que le milieu impose de nombreuses contraintes à l'exploration, à l'exploitation et à l'exportation des hydrocarbures. Ces contraintes seront considérées au mieux des connaissances actuelles, dans l'ensemble des étapes du projet type.

Les principaux enjeux soulevés par ces contraintes sont principalement :

- le milieu naturel et la protection de ses ressources;
- l'accessibilité à l'île pour acheminer l'équipement et les travailleurs par voie navigable et aérienne (p. ex. reef, glace, brume);
- l'accessibilité au territoire par voie terrestre pour acheminer les équipements à chacun des sites de forage (p. ex. bancs d'emprunt, traversées de cours d'eau, milieux humides);
- les défis techniques relatifs au réseau de collecte des hydrocarbures et aux autres infrastructures industrielles (p. ex. bancs d'emprunt, pentes, traversées de cours d'eau, canyon, failles);
- les défis techniques relatifs aux activités industrielles (p. ex. alimentation en eau et en énergie);
- la gestion de l'éthane, un gaz résiduel qui résulterait de l'extraction des hydrocarbures;
- le transport maritime (p. ex. reef, glace, zones de conservation à activités restreintes);
- la logistique liée aux travailleurs (p. ex. hébergement, alimentation en eau et en énergie, gestion des déchets en milieu insulaire);
- le volet socioéconomique (employabilité, tissus sociaux, vie communautaire).

3 PROJET TYPE

En premier lieu, il convient de définir la signification, selon WSP, du terme projet type. Un projet type est le projet qui semble le plus probable en tenant compte des connaissances actuelles concernant la composition du gaz et du pétrole, de l'état des connaissances sur le milieu de réalisation et des technologies ou processus d'extraction et de traitement qui sont généralement à considérer pour ce type de production. Lorsque plusieurs choix technologiques sont possibles, celui qui a été retenu est, soit le plus utilisé dans l'industrie, soit le plus susceptible d'être utilisé en raison des contraintes liées à l'île d'Anticosti.

Dans ce contexte, la définition de la séquence des opérations et des orientations du projet type pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti comporte certaines limitations. Ainsi :

- le projet type a été établi en prenant comme hypothèse une composition selon laquelle il n'y pas de soufre et qu'on observe une proportion de CO₂ de 1 % (section 3.1.1). Dans l'éventualité où l'approfondissement des connaissances sur la composition démontrait la présence de ces produits en proportions plus élevées, le procédé type devrait être revu pour considérer leur traitement;
- la définition du projet type tient compte de la législation actuelle. Dans ce contexte, la mise en œuvre des bonnes pratiques de gestion, alors qu'elles ne sont pas exigées par la réglementation en vigueur, n'est pas nécessairement maximisée. La captation des gaz lors de la complétion du puits en est un exemple;
- l'utilisation possible de certaines technologies émergentes n'a pas été considérée dans la présente description et pourrait faire l'objet d'analyses particulières. Par exemple, la fracturation au propane pourrait constituer une avenue à explorer dans le contexte d'Anticosti.

De plus, WSP tient à souligner que le projet type à Anticosti est significativement différent de ce qui peut se faire ailleurs dans le même contexte géologique, en raison notamment du contexte insulaire du site et de son éloignement des réseaux de distribution existants et plus particulièrement des contraintes techniques que son territoire impose, notamment au niveau des infrastructures de transport terrestre.

3.1 PROPRIÉTÉS DES HYDROCARBURES À ANTICOSTI

3.1.1 COMPOSITION DES HYDROCARBURES

Aucune caractérisation chimique des hydrocarbures contenus dans la formation géologique de Macasty sur Anticosti n'était disponible au moment de la rédaction de ce rapport à l'automne 2015. La détermination de la composition chimique la plus plausible et à partir de laquelle le projet type a été développé découle d'hypothèses de travail ayant servi à produire l'étude sur l'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 (WSP, 2015). Ces hypothèses sont basées sur le fait que la formation de Point Pleasant en Ohio, plus spécifiquement de la couche dite humide, est analogue à la formation de Macasty à Anticosti (Bertrand et Malo, 2015). Ainsi, en se basant sur les données disponibles pour la formation de Point Pleasant en Ohio, le gisement d'Anticosti serait constitué de 22 % de pétrole et de 78 % de gaz (tableau 3.1). Il ne contiendrait pas de composés soufrés, comme le sulfure d'hydrogène (H₂S) ni de composés azotés, comme l'ammoniac (NH₃).

Les concentrations hypothétiques pour le mélange des phases gazeuse et liquide à la sortie de chaque puits ont été calculées par WSP à partir des débits de gaz et de pétrole utilisés dans le scénario de déploiement du Chantier économique.

Tableau 3.1 Composition présumée des hydrocarbures à Anticosti

ESPÈCE CHIMIQUE	COMPOSITION (% MOL)		
	GAZ	PÉTROLE LIQUIDE	MÉLANGE D'HYDROCARBURES
Dioxyde de carbone (CO ₂)	1,0	-	1
Méthane (CH ₄)	75,0	-	71
Éthane (C ₂)	15,0	-	14
Propane (C ₃)	4,0	-	4
Butane (C ₄)	3,5	20	5
Pentane (C ₅)	0,9	5	1
Hexane (C ₆)	0,5	25	2
Heptane (C ₇)	-	25	1
Octane (C ₈)	-	25	1
Eau	-	5	-
TOTAL	100,0	100	100

Source : WSP, 2015

WSP a pu définir plus précisément la concentration des espèces chimiques dans le mélange d'hydrocarbures, dans le but d'identifier les composants qui seront émis de manière fugitive dans l'atmosphère (tableau 3.2). Ces données sont mises en parallèle avec les compositions chimiques des hydrocarbures du shale d'Utica, étudiés par SNC-Lavalin en 2012. Pour obtenir ces résultats, la concentration de chacune des espèces principales (tableau 3.1) a été répartie entre chacune des espèces apparentées, c'est-à-dire celles composées du même nombre carbone. Cette répartition est faite selon les mêmes proportions que celles observées pour les gaz de schiste d'Utica, tel que rapportées par SNC-Lavalin.

Tableau 3.2 Comparaison entre la composition des hydrocarbures de la formation géologique d'Utica et celle d'Anticosti

ESPÈCE CHIMIQUE	CONCENTRATION SHALE D'UTICA ET POINT PLEASANT ^A (PPMV)		CONCENTRATION ANTICOSTI FRACTION GAZEUSE (PPMV)	CONCENTRATION ANTICOSTI FRACTION LIQUIDE (PPMV)
	INVENTAIRE ^b	MODÉLISATION ^c	HYPOTHÈSE ^d	
Alcanes				
Méthane	981 600		748 400	-
Éthane	14 900	74 500	149 700	-
Propane	1 100	5 500	40 900	-
2-méthylpropane (isobutane)	150	750	14 000	100 000
Butane	200	1 000	23 000	100 000
2-méthylbutane (isopentane)	80	400	3 478	19 324
Pentane	100	500	4 300	24 155
Hexane	362	1 810	4 299	214 964
Heptane	-	-	-	-
Octane	460	2 300	-	239 583
Nonane	14	70	-	-
Cycloalcanes				
Cyclopentane	27	135	1 174	6 522
Méthylcyclopentane	14	70	166	8 314
Cyclohexane	25	125	297	14 846
Méthylcyclohexane	27	135	-	15 808
Hydrocarbures aromatiques monocycliques				
Benzène	20	100	238	11 876
Éthylbenzène	10	50	-	5 208
Toluène	400	2 000	-	234 192
Xylène	10	50	-	5 208
Autres				
Dioxyde de carbone	500		10 000	-
Sulfure d'hydrogène	0	100	-	-

^a La Formation de Point Pleasant en Ohio est un équivalent latéral de l'Utica Shale (Bertrand et Malo, 2015).

^b Concentrations obtenues à partir de quelques mesures du gaz de schiste d'Utica (SNC-Lavalin, 2013).

^c Concentrations appliquées par SNC-Lavalin en vue de la modélisation de la dispersion atmosphérique des gaz de schiste (Projet 614009) (SNC-Lavalin, 2013).

^d Concentrations proposées par WSP, à partir des hypothèses de base obtenues de l'étude du chantier Transport (WSP, 2015).

Par exemple, pour déterminer la concentration des espèces de la famille des pentanes, ayant cinq atomes de carbones, la démarche est la suivante :

- la concentration pour la famille des pentanes est de 1 % mol (tableau 3.1);
- les espèces ayant cinq atomes de carbones sont le 2-méthylbutane (isopentane), le n-pentane et le cyclopentane. La somme des concentrations de ces trois espèces doit être égale à 1,1 % mol;
- pour le gaz de schiste d'Utica, la concentration totale pour ces trois espèces est de 0,0207 %mol. Cette concentration se répartit entre les trois molécules selon les proportions suivantes :
 - 2-méthylbutane (isopentane) : 38,6 %;
 - n-Pentane : 48,4 %;
 - Cyclopentane : 13 %.
- ainsi, les concentrations attendues dans les hydrocarbures d'Anticosti sont :
 - 2-méthylbutane (isopentane) : 38,6 % X 1,1 %mol = 0,42 %mol;
 - n-Pentane : 48,4 % X 1,1 %mol = 0,53 %mol;
 - Cyclopentane : 13 % X 1,1 %mol = 0,14 %mol.

WSP propose de ne pas majorer les concentrations calculées dans le but de favoriser une approche prudente, afin de rester cohérent avec la définition du projet type et avec l'ensemble des études en cours. Par exemple, le projet type ne prévoit aucun équipement d'épuration du H₂S; la concentration pour ce composé reste ainsi nulle.

3.1.2 CAPACITÉ CALORIFIQUE DES HYDROCARBURES

La capacité calorifique des hydrocarbures est une caractéristique utile dans diverses situations, notamment pour estimer les émissions atmosphériques des moteurs de compresseurs utilisant le gaz naturel extrait comme combustible. Les données du tableau 3.3 ont été obtenues du logiciel Hysys, d'Aspentech.

Tableau 3.3 Capacité calorifique des hydrocarbures

		GAZ	PÉTROLE LIQUIDE
Pouvoir calorifique inférieur (PCI)	MMBTU/gal	3,855	13,68
	BTU/lb	20 300	19 390
Pouvoir calorifique supérieur (PCS)	MMBTU/gal	4,213	14,69
	BTU/lb	22 180	20 820

3.2 SCÉNARIO DE DÉPLOIEMENT PRÉVU

La description du scénario de déploiement est tirée de WSP (2015), ce dernier ayant été élaboré à partir du Chantier Économie qui a été mis en place par le gouvernement du Québec dans le contexte de l'ÉES sur les hydrocarbures. Ce scénario a été établi en regard des données actuellement disponibles. Par conséquent, le scénario 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 de la formation de Macasty. Pour le moment, le scénario de déploiement a, entre autres, été élaboré en considérant comme référence la formation de Point Pleasant en Ohio (USA) qui, à bien des égards, présente des similitudes avec le site d'Anticosti (MERN, 2015).

Le scénario de déploiement 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. À terme, les plateformes seraient fermées et restaurées conformément à la législation en vigueur. Lorsqu'elles seraient construites, les plateformes auraient chacune une superficie de 200 m par 200 m (4 ha). En cours de production, cette superficie serait réduite à 120 m par 120 m (1,44 ha).

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 de 4 km². La durée de vie des puits est estimée à 25 ans par le Chantier Économie.

Le scénario de déploiement prend en considération un début de la production en 2020, qui s'échelonne par la suite sur 75 ans. Le scénario considère l'aménagement de 712 plateformes étalées pendant 50 ans, pour une moyenne de 15 plateformes construites annuellement et un total de 6 500 puits. Au bout de 75 ans, la production totaliserait 87 millions de m³ de pétrole (538 millions de barils) et 311 Mm³ de gaz (10 968 billions de pi³).

Le nombre de plateformes actives simultanément atteindrait un maximum de 385 (année 2049). À ce moment, le nombre de puits en production serait de 3 579. Le plan de déploiement assume que cette production serait maintenue pendant 22 ans. Pendant cette période, le volume de production de gaz serait de 6,5 Mm³ (231 Mpi³) et de 1,8 million de m³ de pétrole (11,6 millions de barils) par année.

D'un point de vue spatial, les plateformes seraient graduellement aménagées en suivant un patron qui évolue du centre-ouest vers l'est de l'île (cartes 3.1 et 3.2). Les plateformes actives au cours de la première décennie (2020-2029) se situeraient dans les parties centre et ouest de l'île. Entre 2030 et 2039, la totalité des plateformes prévues dans le centre et dans l'ouest de l'île entreraient en production. Au début de la décennie de 2040-2049, le nombre maximal de plateformes en production

serait atteint. C'est également au cours de cette décennie que débiterait la fermeture et la restauration de certains puits. Entre 2050 et 2059, la totalité des puits localisés dans la partie ouest de l'île seraient fermés et restaurés, alors que le nombre de puits au centre de l'île serait réduit. La production serait encore maximale au cours de cette décennie. Enfin, entre 2060 et 2069, la construction de nouvelles plateformes cesserait et la majorité de celles localisées dans la partie centrale de l'île serait fermée et restaurée. Le maximum de production de gaz et de pétrole serait maintenu pendant 22 ans pour ensuite diminuer et se terminer au cours des années 2090.

3.3 ÉTAPES DU PROJET TYPE PRÉVU

Le projet type de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti comporte plusieurs étapes, soit : 1) l'approvisionnement en matières premières, matériels et services; 2) les travaux préliminaires; 3) l'exploration; 4) le projet pilote/développement; 5) la production; 6) le transport et la distribution; 7) la fermeture définitive des puits et la remise en état des sites; et 8) la gestion des rejets et des résidus et des équipements (figure 3.1).

Il est à noter que les principales infrastructures décrites dans le projet type ont été positionnées de façon préliminaire sur l'île d'Anticosti (carte 3.3).

3.3.1 ÉTAPE 1 : APPROVISIONNEMENT EN MATIÈRES PREMIÈRES, MATÉRIELS ET SERVICES

Bien que cette étape soit exclue du présent mandat, des liens avec les différents fournisseurs locaux doivent être établis afin d'identifier et d'obtenir les matières premières, le matériel, le carburant et les services nécessaires à la mise en place d'un projet d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Pour des activités spécialisées, des discussions pourront être établies avec les fournisseurs de services spécialisés, tels que des entreprises de forage ou de fracturation œuvrant dans l'Ouest canadien et les États-Unis. Éventuellement, une industrie locale de ce type d'activité pourra être développée au Québec.

3.3.2 ÉTAPE 2 : TRAVAUX PRÉLIMINAIRES

Lors de l'exploration et à la suite de l'obtention du permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, des travaux préliminaires sont réalisés. Il s'agit de travaux de nature géologique (modèle), géochimique, géophysique afin d'établir des cibles pour le forage de puits. Certains de ces travaux nécessitent des permis ou des autorisations spécifiques.

3.3.2.1 MODÈLE GÉOLOGIQUE

Le modèle géologique d'un gisement est une représentation en trois dimensions (3D) où est figuré l'ensemble des données stratigraphiques et structurales obtenues par différentes techniques d'exploration. À la suite de l'acquisition de nouvelles données, ce modèle évolue et permet ultimement d'estimer le volume d'hydrocarbures, leur taux de récupération, leur nature et leur composition afin de réaliser l'évaluation économique du gisement requise pour l'obtention du bail d'exploitation du pétrole et de gaz naturel. Des scénarios de déploiement peuvent ainsi être élaborés, ce qui permet d'anticiper l'emplacement des plateformes de forage pour assurer une récupération optimale des hydrocarbures.

2020 à 2029



2030 à 2039



2040 à 2049 - maximum de production atteint



2050 à 2059



Note : 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

Énergie et Ressources naturelles Québec

Élaboration d'un projet type concernant les activités d'exploration et d'exploitation du pétrole et du gaz à Anticosti

Carte 3.1
Scénario de déploiement par décennie pour la période de 2020 à 2059

0 12 24 36 km
UTM, fuseau 20, NAD83

Sources :
BDGA, 1 : 1 000 000
MERN
MDDELCC
Fichier : 151_04608_c3_1_deploiement_2020_2059_151001.mxd

Octobre 2015
Projet : 151-04788-01

2060 à 2069



Détroit de Jacques-Cartier

Détroit d'Honguedo

2070 à 2079



Détroit de Jacques-Cartier

Détroit d'Honguedo

2080 à 2089



Détroit de Jacques-Cartier

Détroit d'Honguedo

2090 à 2094



Détroit de Jacques-Cartier

Détroit d'Honguedo

Carte 3.2
Scénario de déploiement par décennie
pour la période de 2060 à 2094



Sources :
BDGA, 1 : 1 000 000
MERN
MDDELCC
Fichier : 151_04608_c3_2_deploiement_2060_2094_151001.mxd

Octobre 2015
Projet : 151-04788-01

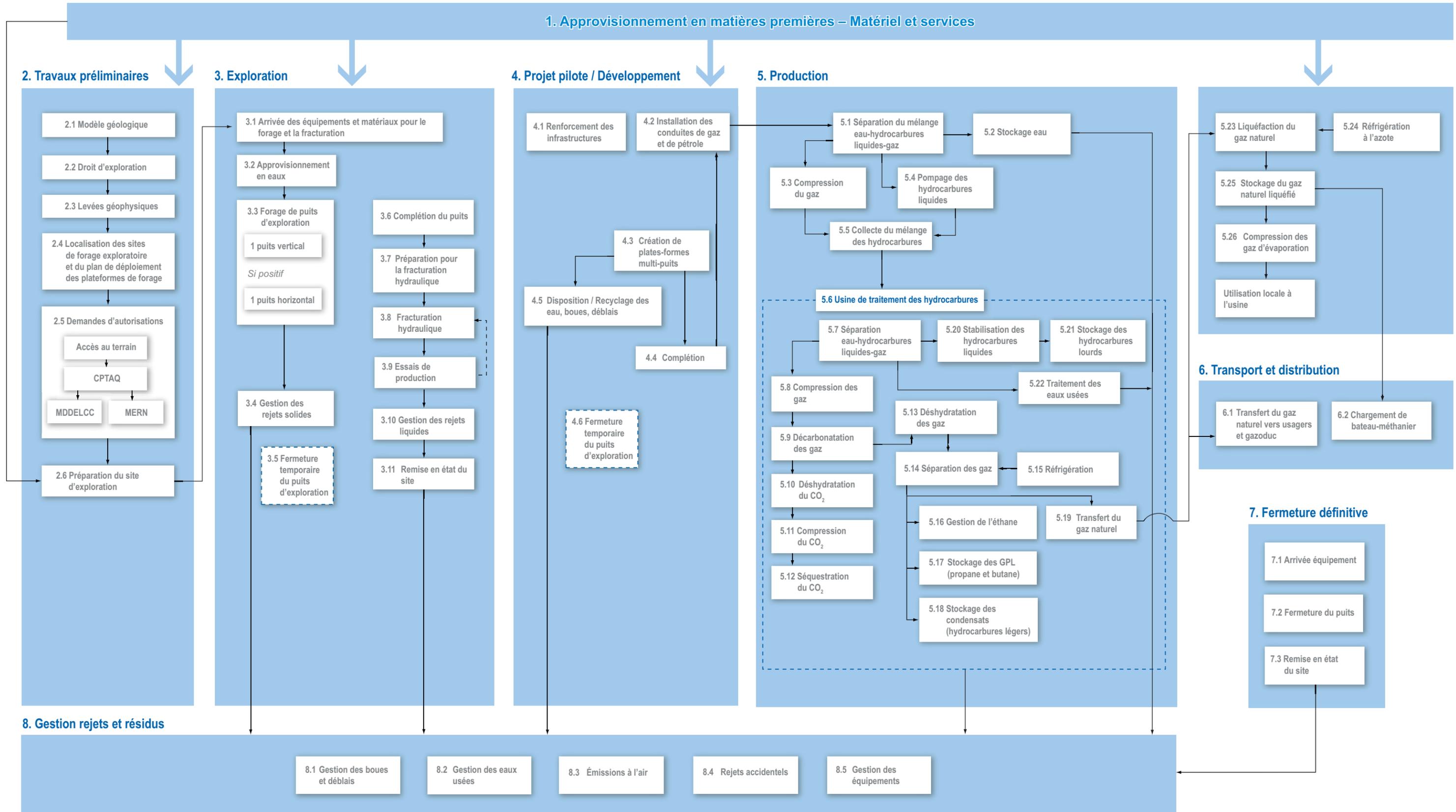


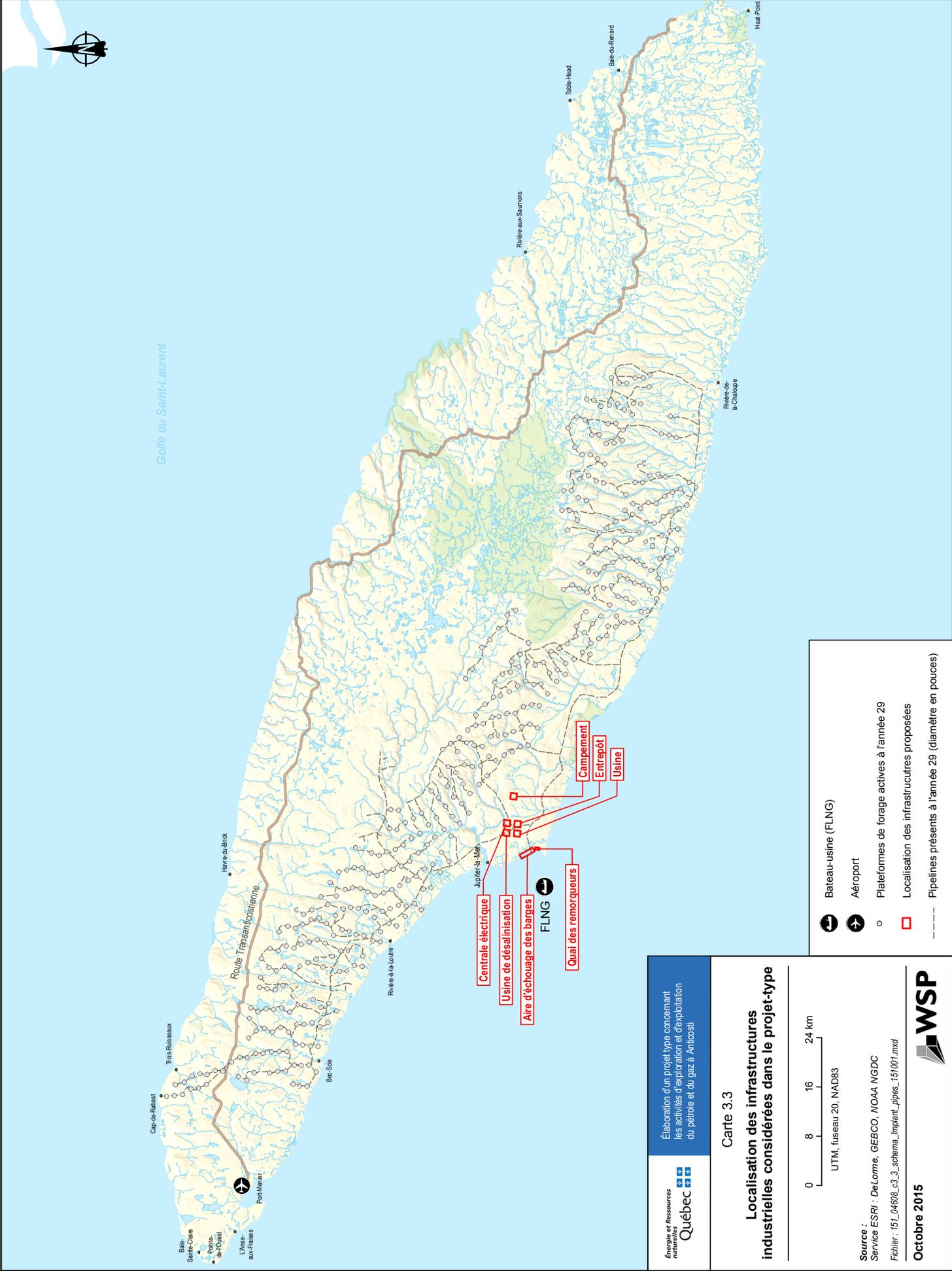
Plateformes

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

Note : La taille des points représentant les plateformes a été exagérée pour des fins de représentation.

Figure 3-1 Séquence des opérations du projet type de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures à l'île d'Anticosti.

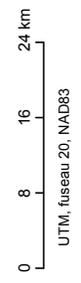




Golfe du Saint-Laurent

Élaboration d'un projet type concernant les activités d'exploration et d'exploitation du pétrole et du gaz à Anticosti

Carte 3.3 Localisation des infrastructures industrielles considérées dans le projet-type



Source : Service ESRI : DeLorme, GEBCO, NOAA, NGDC
Fichier : 151_04608_c3_3_schema_implant_pipes_151001.mxd

Octobre 2015



- Bateau-usine (FLNG)
- Aéroport
- Plateformes de forage actives à l'année 29
- Localisation des infrastructures proposées
- Pipelines présents à l'année 29 (diamètre en pouces)

La banque de données utilisée pour construire le modèle contient divers éléments en fonction de la disponibilité et de la densité de l'information de même que des objectifs poursuivis (MERN, 2003). Pour assurer le succès d'une modélisation 3D géo-intégrée, il est nécessaire de s'assurer de l'uniformité des données suivantes :

- les informations de surface (2D) :
 - le fond topographique;
 - les principaux contacts lithologiques et stratigraphiques;
 - les discontinuités structurales comme les failles et les autres structures planaires apparentées;
 - les propriétés chimiques de la roche en surface (composition, maturité thermique, carbone organique total);
 - les propriétés physiques des roches (mesures de susceptibilité magnétique, densité);
 - les sections systématiques qui couvrent l'ensemble de la région d'étude;
 - les principaux horizons marqueurs;
 - les cartes géophysiques;
 - une modélisation 3D des propriétés physiques des roches dérivées d'un processus d'inversion;
 - les diverses infrastructures présentes.
- les informations en forage disponibles en 3D :
 - l'ensemble des données de forage disponibles (traces, lithologies, diagraphies);
 - la géologie 3D (lithologies, dépôts meubles, structures);
 - la détermination des indices de maturation thermique;
 - les propriétés physiques et chimiques des roches.
- les informations résultant des levés géophysiques (terrestres ou aériens) :
 - les données sismiques;
 - les données magnétiques;
 - les données gravimétriques;
 - les méthodes électriques.

3.3.2.2 DROIT D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION

Selon la réglementation en vigueur, l'exploration des hydrocarbures nécessite un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, alors que l'exploitation requiert un bail d'exploitation de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains. Ces deux types de droits miniers sont délivrés par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN).

En vertu de l'article 168 de la Loi sur les mines, la superficie d'un permis de recherche ne peut dépasser 250 km². Un permis de recherche ne s'obtient que par adjudication. Cependant, il est possible d'obtenir un permis de recherche par voie de transfert (entente avec un titulaire). Des travaux d'exploration sont obligatoires pour conserver le permis de recherche.

3.3.2.3 LEVÉS GÉOPHYSIQUES

Les levés géophysiques permettent d'évaluer les propriétés physiques des différentes unités géologiques composant la séquence stratigraphique afin d'identifier la présence d'un réservoir d'hydrocarbures potentiel (MDDELCC, 2015). Cette étape exploratoire permet d'identifier la localisation des sondages stratigraphiques ou des puits. Les levés s'effectuent par voie aérienne ou terrestre. Les relevés par voie aérienne sont, entre autres, de type magnétique ou gravimétrique. Ils permettent d'identifier les éléments structuraux et facilitent la localisation des relevés sismiques réalisés par voie terrestre. Les relevés terrestres sont majoritairement de types sismiques par réflexion en utilisant, soit des explosifs ou des camions vibreurs.

La réalisation de levés géophysiques nécessite une demande de permis de levés géophysiques (section 3.3.2.5).

3.3.2.4 LOCALISATION DES SITES DE FORAGE EXPLORATOIRE ET PLAN DE DÉPLOIEMENT DES PLATEFORMES DE FORAGE

L'identification des sites de forage exploratoire doit être réalisée en fonction des données géologiques et techniques disponibles. Ces données servent d'abord à localiser les sites des sondages stratigraphiques. L'objectif des sondages stratigraphiques est d'échantillonner les lithologies en place, ce qui permet d'identifier la profondeur de la couche d'intérêt afin de préciser les modèles géologiques qui vont ultimement permettre de localiser et d'orienter les forages exploratoires subséquents, pour les essais de fracturation (section 3.3.3.3).

À partir du modèle géologique, un plan de déploiement des plateformes de forage dans le temps peut être développé. La localisation des plateformes fait en sorte d'assurer la couverture optimale de l'ensemble de la formation géologique. C'est sur ces plateformes de forage que seront disposés entre cinq et dix puits de forage. Conformément au scénario de déploiement, les puits de forage peuvent drainer une superficie de 4 km². L'aspect environnemental est également à considérer afin de minimiser les impacts sur le milieu environnant (MDDEFP, 2012; MDDELCC, 2014). L'acceptabilité sociale et les contraintes réglementaires sont également à considérer.

Les sites de forage pourront être repositionnés en fonction des contraintes relevées à l'aide d'un système d'informations géographiques (SIG), puis validés par des points de contrôle sur le terrain.

La localisation des sites de forage et des chemins d'accès doit respecter les exigences de localisation présentées à l'article 22 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, des Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière, du Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) ainsi que du Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains (RPRT). Une caractérisation initiale des sols, des eaux de surface et souterraine ainsi qu'un suivi de la qualité des eaux et des sols jusqu'à la fermeture des sites devront être réalisés.

3.3.2.5 DEMANDES D'AUTORISATION

Des autorisations doivent être obtenues auprès des différentes instances gouvernementales ou autres pour les différentes activités à réaliser à l'étape d'exploration et, le cas échéant, pour les étapes subséquentes du projet. L'ensemble des exigences relatives à la réglementation en vigueur sont détaillées plus précisément à l'annexe XI du document *Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière*.

Dans un premier temps, l'entreprise qui désire réaliser une exploration ou une exploitation des hydrocarbures devrait contacter la direction régionale du MDDELCC afin de présenter les lignes directrices du projet. En vertu de l'article 7.1 du Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE), le promoteur doit réaliser une consultation auprès des autorités et de la population locales afin de présenter les mesures d'atténuation et de compensation à mettre en place. Simultanément, le promoteur doit consulter le registre foncier afin de prendre contact avec le propriétaire des lieux pour établir une entente. Advenant que le terrain choisi se trouve en territoire public, le secteur du Territoire et des Opérations régionales du ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP) doit être consulté pour mettre à jour les droits accordés et pour modifier les redevances forestières.

Une demande de certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE doit être déposée au MDDELCC pour la recherche de pétrole et de gaz dans le schiste et les opérations de fracturation. Une seconde demande d'autorisation au MDDELCC est nécessaire si les gaz doivent être incinérés en vertu de l'article 48 de la LQE.

Si le projet touche un habitat faunique, soit un milieu aquatique ou humide constituant un habitat du poisson ou un habitat faunique protégé, une autorisation pourrait être requise en vertu de la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune et de son Règlement sur les habitats fauniques.

Selon les chapitres II et III du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains de la Loi sur les mines (L.R.Q., chap. M-13.1), cinq types de permis peuvent être exigés par le MERN :

- un permis pour réaliser des levés géophysiques avant la réalisation des travaux;
- un permis de forage ou de réentrée de puits;
- une autorisation de fermeture temporaire ou définitive de puits;
- un permis de complétion de puits pour réaliser des travaux dans un puits;
- un permis de modification de puits.

Selon le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement de la LQE, la construction d'une installation de gazéification ou de liquéfaction du gaz naturel et la construction d'un oléoduc d'une longueur de plus de 2 km dans une nouvelle emprise sont assujetties à la

procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. Sont cependant exclues de la procédure la construction d'un tel gazoduc, s'il est installé dans une emprise existante servant aux mêmes fins, ainsi que l'installation de conduites de distribution de gaz de moins de 30 cm de diamètre conçues pour une pression inférieure à 4 000 kPa. De plus, en vertu de l'article 31.1 de la LQE, certaines interventions touchant des lacs, des rivières ou le fleuve peuvent être soumises à une étude d'impact.

La construction de chemin et le déboisement de bois commercial (> 10 cm au DHP) nécessitent également des demandes de permis. Avant les travaux, des inventaires spécifiques doivent être réalisés afin de déterminer la présence d'espèces à statut particulier. Le cas échéant, les autorités concernées devront être consultées.

Enfin, un certificat d'autorisation délivré par le MDDELCC conformément aux exigences de la LQE sera requis pour prélever l'eau de surface nécessaire à la fracturation hydraulique, et ce, pour des quantités moindres que celles estimées pour les phases de développement et d'exploitation.

3.3.2.6 PRÉPARATION DU SITE D'EXPLORATION

L'aménagement physique du site consiste :

- au déboisement des chemins d'accès;
- au décapage de la couche végétale jusqu'au minéral;
- à la gestion du drainage de surface (fossés et ponceaux);
- à la mise en place de la sous-fondation (matériel granulaire, membrane géotextile, etc.);
- à l'installation de bassins de récupération des eaux de ruissellement avec réservoirs multiples ou avec réservoirs hors sol;
- à l'installation d'une torchère et d'une fosse de sécurité étanche;
- à l'installation de la plate-forme de travail (membrane imperméable, tapis de bois, etc.).

3.3.3 ÉTAPE 3 : EXPLORATION

L'étape d'exploration consiste à réaliser un ou deux puits par site pour confirmer le modèle géologique et trouver les endroits les plus productifs. L'étape de développement consiste à aménager des sites multi puits jusqu'au développement intensif de la production globale. La mise en place d'un puits d'exploration peut être abandonnée, et ne jamais être mise en production.

Une courbe d'apprentissage est nécessaire pour optimiser la connaissance du potentiel et des techniques utilisées. Les paramètres de production (pression, volume, débit, etc.) doivent être déterminés en fonction de la géologie locale.

Des infrastructures de transport, des équipements et des matériaux devront être mis en place afin d'assurer le transport des hydrocarbures issus des puits exploratoires.

3.3.3.1 ARRIVÉE DES ÉQUIPEMENTS ET DES MATÉRIAUX POUR LE FORAGE ET LA FRACTURATION

Cette activité consiste au transport et à l'installation des équipements et des matériaux qui sont nécessaires aux travaux de forage et de fracturation. L'arrivée des équipements par voie maritime nécessitera de prendre en considération l'implantation de nouvelles infrastructures portuaires sur un futur site qui prendra en compte les contraintes liées à la navigation et à l'environnement. Puisque les équipements spécialisés proviendront surtout des marchés internationaux, des mesures particulières devront être prises en compte afin de prévenir et de réduire au minimum les risques d'invasions d'espèces exotiques (p. ex. insectes, petits mammifères, plantes nuisibles) dans ce milieu insulaire isolé.

L'évaluation des besoins en infrastructures routières à Anticosti ne fait pas partie de la présente étude, car ils sont visés par des études spécifiques du chantier Transport. Par contre, il est à prévoir qu'une exploitation des hydrocarbures à Anticosti aura des répercussions économiques considérables au niveau du transport routier à l'extérieur de l'île pour acheminer des matériaux et des équipements divers à parti des ports d'expédition vers l'île et pour approvisionner la main-d'œuvre en denrées. De plus, la main-d'œuvre utilisera les réseaux routiers lors de l'aller-retour entre leur port d'attache et un aéroport pour leurs entrées et sorties d'Anticosti. Par conséquent, une certaine planification de la circulation routière devrait être faite afin d'éviter les conflits d'usage du système de transport de l'île.

Le transport aérien constitue une composante majeure dans l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti. Le transport des travailleurs nécessitera l'accès à un aéroport instrumenté. Aux fins de cette étude, il est prévu que l'aéroport situé à Port-Menier serait utilisé, mais optimisé. À cet effet, la longueur de la piste asphaltée, d'une longueur de 4 500 pi devra être allongée à 6 650 pi pour accommoder des avions de plus grande taille. De plus, les conditions météorologiques particulières, dont la fréquence élevée de longs épisodes de brume, exigent que l'aéroport soit muni des instruments nécessaires pour assurer des atterrissages et des décollages en période de visibilité réduite. Des aires pour les taxis et les autobus devraient également être aménagées. La localisation de l'aéroport à Port-Menier contribuerait au maintien et à la création d'emplois au sein de la population locale. En raison de l'augmentation de l'achalandage, des commerces au détail (hôtels, restaurants, location de véhicule et autres services) pourraient également apparaître.

Davantage de spécifications relatives à la gestion de l'équipement sont présentées à la section 3.3.4.1.

3.3.3.2 APPROVISIONNEMENT EN EAU

La documentation consultée rapporte que la quantité d'eau requise pour fracturer un puits varie entre 7 et 23 millions de litres. En l'absence de données pour la formation d'Utica, et en sachant que les formations de Marcellus et d'Utica sont communes au bassin appalachien, les hypothèses relatives à

l'approvisionnement en eaux ont été formulées à partir des données disponibles pour la formation de Marcellus. Selon ces données, le volume d'eau de reflux serait de l'ordre de 15 à 25 % (Accenture, 2012). Les hypothèses prudentes retenues sont :

- en mode développement : Pour un puits d'une longueur de 3 600 m, la quantité de fluide de fracturation utilisée est de 23 millions de litres par puits, et la quantité d'eau de reflux est de 25 %, équivalent à 5,75 millions de litres;
- en mode exploratoire : Pour un puits d'une longueur de 2 900 m, la quantité de fluide de fracturation est estimée au prorata de la longueur de forage, soit 18,5 millions de litres par puits, et la quantité d'eau de reflux est de 25 %, équivalent à 4.6 millions de litres.

Selon le scénario de déploiement proposé, 15 plateformes ayant chacune de 5 à 10 puits seront aménagées annuellement. Le volume d'eau nécessaire est estimé à 9 450 000 l/j.

Un grand volume d'eau initial est donc nécessaire lors du forage et de la fracturation, et une certaine quantité peut, par la suite, être réutilisée pour les fracturations subséquentes. L'accès à l'eau douce est très limité à l'île d'Anticosti, en raison de la faible proportion du territoire en lac, de la présence de plusieurs rivières à saumon (25) et de la géologie particulière qui influence la dynamique hydrologique due aux phénomènes karstiques.

Le pompage de l'eau de mer s'avère donc nécessaire pour forer et pour fracturer la roche. Comme la fracturation à l'eau de mer n'est pas courante dans l'industrie des gaz de schiste pour des considérations technologiques (Smith, 2015), la fracturation à l'eau douce sera privilégiée à Anticosti. En effet, elle a pour avantage de profiter de l'expertise développée par les opérateurs au cours des années. De plus, l'optimisation de la performance des fluides de fracturation lors des travaux à l'île d'Anticosti sera facilitée puisque les additifs chimiques sont bien connus des opérateurs.

Le procédé de désalinisation par distillation à effets multiples, par compression mécanique de vapeurs (MED-MVC), semble être le procédé le plus indiqué dans le contexte d'Anticosti. Alimentés à l'électricité (7-12 kWh/m³ d'eau), des compresseurs produisent la chaleur nécessaire à l'évaporation de l'eau de mer. Selon un équipementier (WABAG, sans date), ce procédé est utilisé lorsque de la vapeur résiduelle n'est pas disponible à proximité pour alimenter le processus de distillation. Il permet d'aménager des installations de moyenne à grande taille, avec une faible consommation d'énergie, de faibles coûts d'exploitation et un minimum de supervision et d'entretien.

Une ou plusieurs unités de désalinisation seraient aménagées sur l'île afin de fournir l'eau douce requise. L'alimentation en électricité, à partir d'une centrale au gaz, est aussi une option envisageable. C'est le scénario retenu dans cette étude compte tenu des grandes quantités d'éthane disponibles. Les systèmes de pompage de l'eau désalinisée vers les puits pourront eux aussi être alimentés par des génératrices au gaz ou par l'électricité produite localement.

Généralement, des conduites d'eau sont installées entre la source d'eau et le site de forage afin de minimiser le transport de l'eau par camion. Compte tenu de la nature des couches géologiques à Anticosti, l'eau sera entreposée dans des réservoirs d'acier fermés et mobiles, facilement déplaçables d'un site à l'autre.

3.3.3.3 FORAGE DE PUIITS D'EXPLORATION

En phase d'exploration, le forage d'un puits vertical doit être réalisé afin d'atteindre la roche-mère et de vérifier la présence de gaz et de pétrole. Cette étape consiste à faire une validation du modèle géologique (section 3.3.2.3). Si les résultats sont positifs, un puits horizontal est alors foré afin de réaliser un essai de production. Les forages exploratoires sont plus dispendieux pour différentes raisons :

- les équipements nécessaires au forage sont mobilisés pour un seul forage;
- les conditions locales non anticipées peuvent nuire à l'installation du site de forage;
- les nombreux essais nécessaires pour ajuster les paramètres d'opération.

En phase de projet pilote, si les essais de production sont adéquats, un site multiforage est alors mis en place (section 3.3.4.3).

En phase développement, si le projet pilote s'avère positif, de nombreux sites multiforages pourront être implantés à proximité du site du projet pilote. Des économies d'échelle sont à prévoir pour la phase de développement en lien avec les opérations de forage.

Deux types de forages sont nécessaires pour l'exploitation des hydrocarbures, soit le forage vertical et le forage horizontal (Malo *et al.*, 2015). Chacun est brièvement décrit ci-après.

Le puits de forage vertical consiste à forer à travers l'aquifère et d'y installer un coffrage dans le but d'isoler l'aquifère du puits. Le tubage de forage est remplacé par un coffrage d'acier et du ciment est coulé dans l'espace annulaire de ce dernier. Rendu au fond du puits, le ciment remonte entre le coffrage et les parois du forage afin de séparer de façon permanente le puits de l'aquifère. En surface, l'assise de ciment sert de fondation à l'obturateur anti-éruption, qui permet de contrôler la remontée des hydrocarbures. Après l'installation de cet obturateur, un tubage est installé dans le puits. Le forage vertical se poursuit jusqu'au point de déviation, soit environ 300 m au-dessus de la section horizontale à forer. À cet endroit, le forage horizontal peut être réalisé.

Le forage horizontal est réalisé à l'aide d'un moteur fond de trou ou *bottom hole assembly* (BHA) qui est activé par pression hydraulique de la boue de forage circulant à l'intérieur des tiges. Une torsion est appliquée sur le train des tiges afin de diriger l'outil dans la direction souhaitée. Lorsque la profondeur visée est atteinte, le moteur directionnel au fond du trou est alors placé en position

horizontale. Le forage directionnel permet de réaliser plusieurs puits dans des directions différentes, sur une même plate-forme, diminuant ainsi le nombre de sites de forages et offrant un meilleur recouvrement de la couche géologique d'intérêt en maximisant localement l'exploitation de la ressource.

Selon les données disponibles, pour Anticosti, la couche géologique d'intérêt (Macasty) se situe à une profondeur de 1 km dans la partie nord de l'île et à une profondeur de 3 km dans la partie sud de l'île, ce qui donne une profondeur de puits vertical moyenne de 2 000 m. Quant à la longueur des forages horizontaux, ils sont prévus à environ 900 m lors de l'exploration et à 1 600 m en phase de développement.

Les torchères sont des équipements de sécurité nécessaires pour évacuer les gaz (*gas kick*) lors des forages.

3.3.3.4 GESTION DE DÉBLAIS ET DE BOUES DE FORAGE

Les déblais correspondent à des retailles de forage et sont produits par l'action du trépan lors du forage. Ils sont dirigés vers la surface par l'action des fluides de forage. Quant aux boues de forage, elles sont de nature aqueuse, synthétique ou huileuse. Ces rejets solides doivent être gérés selon la réglementation en vigueur (section 3.3.8).

3.3.3.5 FERMETURE TEMPORAIRE DU PUIIS D'EXPLORATION

Selon le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, la fermeture temporaire d'un puits d'exploration est nécessaire seulement si le délai se prolonge entre les opérations de forage et la complétion du puits ou si les travaux de forage sont temporairement interrompus.

3.3.3.6 COMPLÉTION DU PUIIS

La complétion consiste à équiper le puits en vue de sa mise en production. Selon le Règlement sur le pétrole, le gaz et les réservoirs souterrains, un permis de complétion de puits est nécessaire. La demande de permis doit inclure un programme de complétion décrivant les équipements nécessaires, les travaux de cimentation, de perforation et de stimulation qui seront réalisés dans le puits. La décision de compléter un puits est prise à la fin des travaux de forage.

3.3.3.7 PRÉPARATION POUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

À la suite du forage horizontal, un tubage en acier est installé à l'intérieur du drain, ce dernier étant l'extension horizontale du forage. Il peut être cimenté dans le drain horizontal ou non. Le tubage doit être perforé vis-à-vis les réservoirs d'hydrocarbures afin d'infiltrer le liquide de fracturation.

La perforation du puits horizontal est réalisée avec un canon à perforation (*perforating gun*). Selon Chesapeake (2011), la distance qui sépare les zones de perforations est de l'ordre 50-100 pi (15-30 m) (figure 3.2). Il y a de 4 à 6 zones par stage, espacées de 250-500 pi (75-150 m). Plusieurs facteurs affectent ces paramètres de production, notamment la technologie utilisée et les caractéristiques du réservoir.

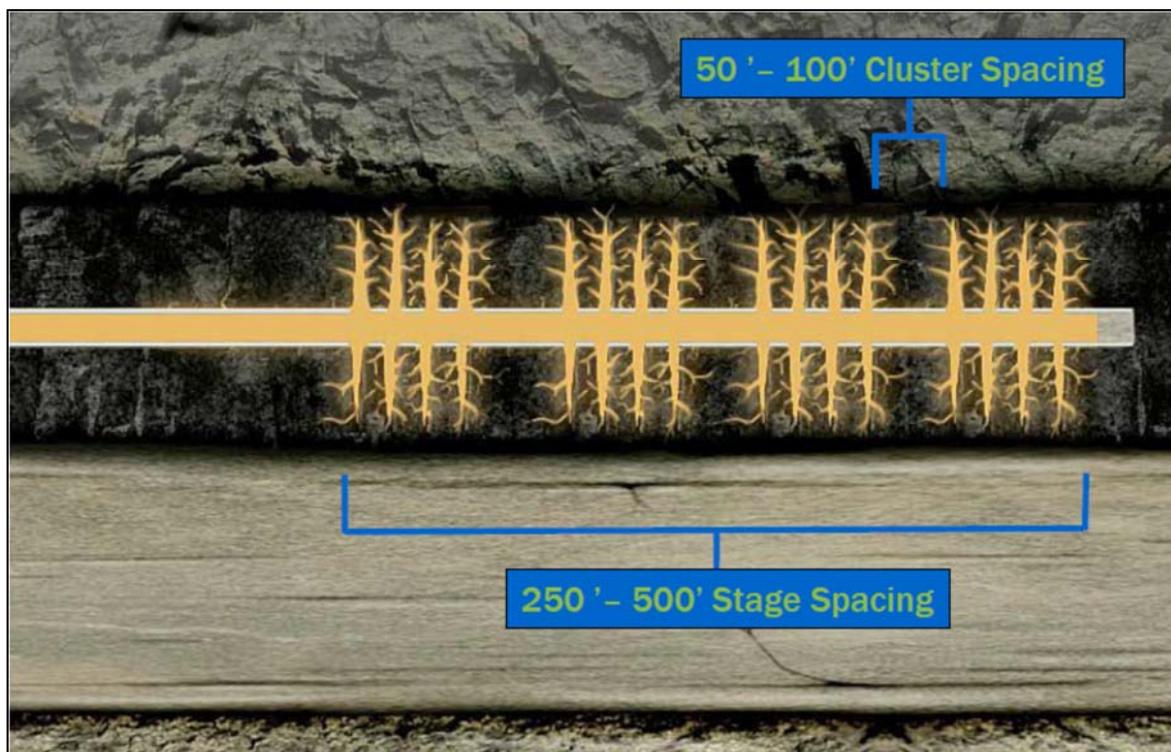


Figure 3.2 Illustration des zones de perforations dans un drain horizontal (Chesapeake, 2011).

3.3.3.8 FRACTURATION HYDRAULIQUE

La fracturation hydraulique consiste à injecter à haute pression du liquide à fracturation dans les puits créant des fractures dans la formation rocheuse afin de libérer le gaz et le pétrole. La fracturation peut s'étendre dans le sens horizontal sur une centaine de mètres de part et d'autre du forage et sur environ 70 m dans le sens vertical. Le fluide de fracturation est composé d'eau à 90 %, de sable à 9,5 % et d'additifs chimiques à 0,5 %. Le sable a pour fonction d'empêcher que les fractures ne se referment.

Les additifs chimiques, dont une liste exhaustive des composés est présentée à l'annexe 1, comprennent notamment :

- des agents gélifiants pour assurer la suspension des grains de sable, comme le guar;
- des agents réduisant les frictions et permettant un pompage plus facile dans les tuyaux et la roche en place, comme le polyacrylamide, l'isopropanol, le xylène, le triméthyl octadécyl ammonium et le sulfonate de sodium;
- des composés brisant le gélifiant pour supprimer l'effet du gélifiant et ainsi laisser le sable en place et retirer le fluide de fracturation, comme l'hypochlorite de sodium;

- des composés prévenant le gonflement de l'argile, comme des amines quaternaires;
- des composés prévenant la précipitation du fer, comme le monohydrate de nitrilotriacétate;
- des agents inhibiteurs de corrosion, comme le méthanol;
- des agents anti-mousses ou anti-émulsifiants, comme le phosphate de tributyle ou l'isopropanol;
- des composés antibactériens pour maintenir le mélange stérile, comme le dibromonitrilo-propionamide.

Il est de pratique courante que la livraison d'agents de soutènement et de produits chimiques soit faite le jour même de la fracturation pour une utilisation en juste à temps, et en évitant autant que possible tout entreposage sur le site. Des camions de transport spécialisés pour l'industrie de la fracturation permettent l'approvisionnement direct au mélangeur. L'éloignement relatif d'Anticosti suggère l'établissement d'une aire d'entreposage centralisée sur l'île, afin de pourvoir à l'approvisionnement des multiples puits qui seront en développement.

La fracturation peut se faire avec de l'eau fraîche ou encore avec les eaux de reflux qui remontent à la surface, une fois la stimulation du puits terminée. La décision de recycler les eaux de reflux est une décision d'affaires qui prend en compte les coûts d'acquisition de l'eau fraîche et les coûts de disposition des eaux de reflux. Bien que près de 90 % des eaux de reflux soient recyclées dans les opérations du shale de Marcellus, cette pratique n'est pas courante dans l'industrie. Par exemple, en 2011, les données statistiques des opérations du Texas indiquent qu'entre 0 et 20 % des besoins en eau étaient comblés par des eaux recyclées (World Resource Institute, 2014). Le taux de recyclage de l'eau de fracturation dans le shale de Marcellus serait une exception dans le paysage de l'exploitation des gaz de schiste (Reuters, 2013). La disposition locale n'est pratiquement pas possible, et l'une des seules options demeure l'expédition des eaux en Ohio, par camionnage, pour disposition dans des aquifères salins.

Dans le contexte d'Anticosti, le recyclage des eaux de reflux est le mode de gestion à privilégier pour la gestion des eaux de reflux (section 3.3.8).

3.3.3.9 ESSAIS DE PRODUCTION

L'essai de production a pour objectif de confirmer l'efficacité de la fracturation et le rendement potentiel du site.

L'essai consiste à retirer les eaux qui ont été injectées dans la formation et dans le puits afin de faire diminuer la pression hydrostatique qui garde le gaz et le pétrole en place. Le retrait des liquides est effectué par des équipements de pompage spécialisés. Une fois le pompage débuté, les hydrocarbures poussent l'eau vers la surface. Lorsque le niveau d'eau descend dans le puits, le flux

de gaz sortant augmente. Ces hydrocarbures sont par la suite envoyés à l'intérieur d'un séparateur gaz-liquide pour retirer l'eau. Le débit des gaz sortants est ensuite mesuré avant d'être redirigé vers une torchère. Une torchère à flamme visible est considérée adéquate dans le contexte d'Anticosti.

Lorsque les réseaux de collecte des hydrocarbures seront installés (section 3.3.4.2), il serait possible de récupérer le mélange d'hydrocarbures plutôt que de le brûler à la torchère. Ce procédé est appelé « complétion verte » (IPIECA, 2013). Des unités mobiles permettent de filtrer les particules solides et de séparer les phases liquides et gazeuses. Les hydrocarbures ainsi récupérés peuvent être traités et vendus. Rentable dans certaines conditions, cette façon de faire n'est pas la norme dans l'industrie et, par conséquent, n'est pas retenue pour le projet type.

3.3.3.10 GESTION DE REJETS LIQUIDES

Les rejets liquides produits correspondent aux eaux de reflux associées à la fracturation. Davantage de détails sur leur mode gestion sont fournis aux sections 3.3.8 et 3.3.4.5.

3.3.3.11 REMISE EN ÉTAT DU SITE

La remise en état du site d'exploration se fait à la suite du forage et après la complétion du puits. Cette activité consiste à retirer les infrastructures temporaires et à restaurer le site de forage par la remise en place du sol végétal ou le reboisement du site. Une petite superficie à proximité de la tête de puits doit rester intacte afin de permettre des travaux d'inspection et d'entretien en phase de production.

Lorsque la fermeture du puits est définitive, la remise en état du site consiste à retirer la tête de puits et restaurer les chemins existants (section 3.3.7.2).

3.3.4 ÉTAPE 4 : PROJET PILOTE/DÉVELOPPEMENT

Cette étape primordiale permet de déterminer si le projet pilote démontre que le processus est rentable afin de passer de la phase d'exploration à la phase de développement, en multipliant les plates formes multi-puits autour du site initial. Une optimisation de la gestion des équipements sur l'île devra être faite puisqu'il sera possible de mobiliser les équipements requis pour réaliser les activités de forage et de fracturation de plusieurs puits sur une seule plate-forme. Les efforts de production seront ainsi optimisés et les impacts minimisés.

Pour un même site (ou plateforme), plusieurs forages verticaux (6 à 8) peuvent être réalisés sur le site de forage (généralement 14 400 m²). Le nombre de puits varie selon les caractéristiques spécifiques du type de schiste et de l'expertise de la compagnie de forage. Pour chacun des puits verticaux, un puits horizontal peu atteindre des longueurs jusqu'à 1 600 m. Une quinzaine de fracturations peuvent être réalisées à intervalles réguliers. Les résultats de cette étape permettent de

déterminer si l'entreprise progresse vers la phase de production. Pendant la phase projet pilote/développement, une partie des volumes de gaz et de liquides sera acheminée vers la torchère et la fosse de sécurité étanche. Ces volumes seront éventuellement dirigés vers l'usine centrale de traitement par le réseau de collecte (section 3.3.5.5).

3.3.4.1 RENFORCEMENT DES INFRASTRUCTURES

La mise en place de puits génère une grande quantité de rejets, de matériaux et de produits qui seront transportés à l'étape du déploiement. Ces activités impliquent une augmentation de la circulation de véhicules lourds sur des routes secondaires qui n'ont pas été conçues pour une telle utilisation. Une réfection du réseau routier actuel sera probablement à prévoir.

Il est prévu que les équipements industriels acheminés sur l'île soient entreposés sur une aire adjacente et équivalente à celle de l'usine de traitement des hydrocarbures. En ce qui concerne la gestion des équipements relatifs aux activités de forage, puisque le plan de déploiement se répartit dans le temps, il est prévu que la majorité de l'équipement soit transféré d'une plateforme à l'autre, selon la progression des travaux. Il est à noter que selon le scénario du Chantier des aspects techniques et du Chantier Économique, jusqu'à 12 foreuses seraient présentes sur l'île.

3.3.4.2 INSTALLATION DE CONDUITES DE GAZ ET DE PÉTROLE

Advenant que les volumes de gaz et de pétrole soient suffisants pour permettre la rentabilité du projet, un réseau de collecte des gaz et du pétrole sera aménagé pour relier les installations de traitement (section 3.3.5.1) au réseau de transport. Conformément aux bonnes pratiques, le réseau de conduites sera intégré au système routier.

3.3.4.3 CRÉATION DE PLATES-FORMES MULTI-PUITS

La multiplication de forage de puits verticaux et horizontaux à partir d'un même site permet une optimisation de l'espace et de la production. Une économie d'échelle peut ainsi être réalisée.

3.3.4.4 COMPLÉTION

Les activités liées à la complétion des puits en phase de développement sont identiques à celles réalisées lors de la phase exploration (section 3.3.3.6).

3.3.4.5 DISPOSITION/RECYCLAGE DES EAUX, DES BOUES ET DES DÉBLAIS

Compte tenu des propriétés des couches géologiques de l'île d'Anticosti, l'aménagement d'une lagune excavée semble peu probable. Par conséquent, l'utilisation de réservoirs étanches mobiles semble un choix à privilégier, car les eaux de reflux pourront facilement être transportées vers un autre site de forage pour être réutilisées. Dans le cas où les eaux ne sont plus réutilisables, elles pourront être pompées par le réseau de conduites de surface vers l'usine de traitement des eaux usées pour être traitées. Davantage de détails sur le mode gestion des rejets liquides sont fournis à la section 3.3.8.

3.3.4.6 FERMETURE TEMPORAIRE DU PUIT EN DÉVELOPPEMENT

Les activités liées à la fermeture temporaire du puits en développement sont identiques à celles réalisées lors de la phase d'exploration (sections 3.3.3.5 et 3.3.3.11). Il est à noter que la remise à l'état du site est non exigée à cette étape.

3.3.5 ÉTAPE 5 : PRODUCTION

Une fois les étapes de forage, de fracturation et de reflux effectuées, le puits est mis en production. Il existe plusieurs choix technologiques pour effectuer la production en raison des particularités des gisements et du site d'implantation. Les technologies et les équipements présentés dans les sections suivantes correspondent au scénario d'implantation spécifique jugé le plus réaliste pour la production d'hydrocarbures sur Anticosti.

3.3.5.1 SÉPARATION DU MÉLANGE EAU-HYDROCARBURES LIQUIDES-GAZ

Comme indiqué ultérieurement, chaque plateforme regroupera cinq ou dix puits. Les conduites en provenance de chacun de ces puits seront rassemblées dans un collecteur commun qui acheminera la production des puits vers un premier ballon séparateur triphasique (figure 3.3). La pression présumée à la sortie du puits est de moins de 1 bar (15 psi).

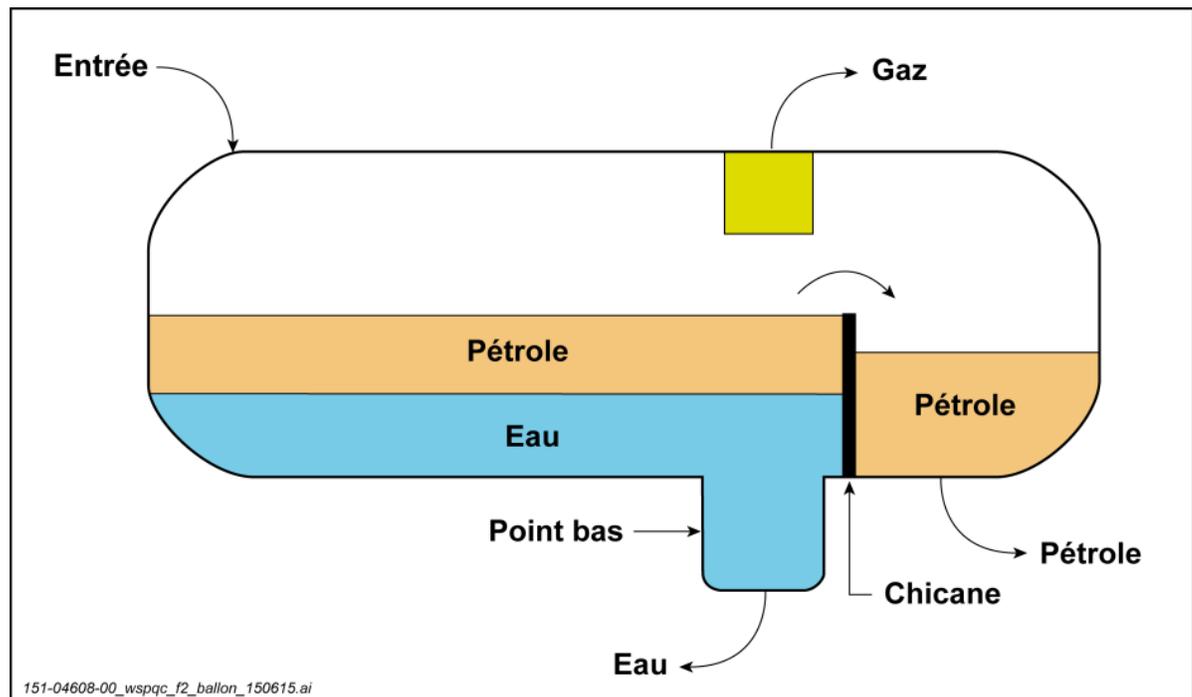


Figure 3.3 Exemple de ballon triphasique

Le mélange extrait se compose de gaz, d'hydrocarbures lourds et d'eau. Les gaz sortent par le dessus du ballon, alors que les liquides s'écoulent par le fond. En raison de la différence entre la densité de l'eau et celle des hydrocarbures, ces derniers se retrouvent à flotter sur le dessus de l'eau. Au moyen d'une chicane et de la provision d'un point bas dans le ballon séparateur, l'eau est ainsi évacuée par une première conduite, alors que les hydrocarbures sont soutirés par une seconde conduite, après qu'ils aient débordé de la chicane.

WSP prévoit également que le traçage électrique sera privilégié pour prévenir les risques de gel, par exemple aux points bas du séparateur triphasique, de même qu'à la pompe à eau. Dans le contexte d'Anticosti, les fils chauffants seraient alimentés par un ensemble photovoltaïque-batteries.

3.3.5.2 STOCKAGE DE L'EAU

L'eau produite par le ballon séparateur triphasique est envoyée vers un réservoir de stockage à pression atmosphérique, situé sur la plateforme.

L'eau sera collectée régulièrement par un camion et sera, soit acheminée vers un autre site de forage en exploration ou en développement pour être réutilisée si sa composition le permet, soit acheminée à l'usine de traitement des eaux pour être traitée (section 3.3.8).

3.3.5.3 COMPRESSION DU GAZ

Les gaz provenant du ballon séparateur triphasique seront envoyés à l'usine de traitement des gaz pour un traitement ultérieur (section 3.3.5.6). Une station de compression est requise sur chaque plateforme pour aider au transfert du gaz jusqu'à l'unité de traitement des gaz, si la pression à la tête de chaque puits n'est pas suffisante. La pression typique d'opération du réseau de collecte au point le plus éloigné de l'usine de traitement centrale sera de l'ordre de 145 à 203 psi (1 000 à 1 400 kPa).

3.3.5.4 POMPAGE DES HYDROCARBURES LIQUIDES

Les hydrocarbures liquides collectés dans le ballon triphasique sont transférés vers l'unité de traitement des gaz en les injectant dans la même conduite que celle utilisée pour les gaz. Ceci permet de n'avoir qu'une seule conduite de transfert et de minimiser l'empreinte du projet sur l'environnement. Une pompe est requise pour permettre ce transfert.

3.3.5.5 COLLECTE DU MÉLANGE DES HYDROCARBURES

La conduite provenant de la plateforme et contenant les gaz et les hydrocarbures liquides rejoindra les autres conduites similaires provenant des autres plateformes en exploitation. Des collecteurs principaux ainsi que des sous-collecteurs achemineront ces produits à l'usine de traitement des gaz (carte 3.3).

Puisque les gaz et les hydrocarbures contiennent de l'eau, il existe un risque de gel dans le réseau de collecte. Plusieurs méthodes existent pour éviter ce gel, la plus commune et utilisée dans les installations de ce genre est d'injecter du mono-éthylène glycol (MEG) à chaque plateforme. Le MEG est récupéré à l'usine de traitement des gaz (section 3.3.5.6).

Des installations sont également prévues à chaque extrémité des conduites principales pour permettre l'utilisation d'instruments de mesure, lesquels permettront de vérifier, de façon routinière, l'intégrité des conduites de tout le réseau de collecte. Il existe plusieurs entreprises spécialisées dans l'évaluation de l'intégrité des conduites. Elles utilisent des racleurs dits intelligents qui permettent de mesurer l'épaisseur de la tuyauterie de même que détecter les défauts (p. ex. crevasse dans le métal, entaille, etc.).

3.3.5.6 USINE DE TRAITEMENT DES HYDROCARBURES

L'usine de traitement des hydrocarbures regroupe les installations permettant de transformer le gaz brut venant des sites en un gaz répondant aux normes exigées par le distributeur. De façon générale, une seule usine est mise en fonction pour traiter les hydrocarbures provenant de plusieurs puits, afin de minimiser l'investissement ainsi que l'empreinte environnementale du projet. Ce centre de conditionnement comprend diverses unités qui sont décrites dans les sections 3.3.5.6 à 3.3.5.22.

Pour des fins comparatives, le projet de gaz naturel liquéfié de Gorgon en Australie, réalisé en milieu insulaire, par la pétrolière Chevron et dont les investissements sont estimés à 54 milliards USD, démontre l'ampleur des installations requises (figure 3.4) pour produire 15,6 Mt/a de GNL. Cette capacité de production est cinq fois plus élevée que celle prévue à Anticosti. L'usine de Gorgon doit débiter la livraison des hydrocarbures dès la fin de 2015.

3.3.5.7 SÉPARATION EAU-D'HYDROCARBURES LIQUIDES-GAZ

Les gaz et les liquides provenant du réseau de collecte arrivent à l'usine dans un piège à condensat (*slug catcher*). Cet équipement est conçu de façon similaire à un séparateur triphasique (section 3.3.5.1). Il a la particularité additionnelle de pouvoir absorber les vagues de liquide arrivant par le réseau.

Le piège à condensat permet de réaliser une seconde séparation du gaz brut, contenant le gaz, les hydrocarbures liquides et des traces d'eau. L'eau recueillie est traitée ultérieurement selon le procédé décrit à la section 3.3.5.22. Les hydrocarbures liquides sont transférés à une unité de stabilisation des hydrocarbures (section 3.3.5.20), alors que les gaz subissent des traitements additionnels (section 3.3.5.8).

Si du MEG a été injecté dans les plateformes, une unité de régénération sera requise afin de permettre la réutilisation de ce produit. Le MEG régénéré sera transporté par camion-citerne vers les plateformes.



Figure 3.4 Usine de traitement des hydrocarbures, Gorgon, Australie.

3.3.5.8 COMPRESSION DES GAZ

Les gaz doivent subir une nouvelle étape de compression. Il convient de noter que le dimensionnement, et donc la taille, des diverses pièces d'équipements de l'unité de traitement des gaz sont optimisées à une pression plus élevée. Un turbo-compresseur et une turbine opérant avec du gaz naturel, couplés avec un compresseur, permettront d'atteindre le niveau de pression requis pour la poursuite des opérations (6 000 à 8 000 kPa).

3.3.5.9 DÉCARBONATATION DES GAZ

Le dioxyde de carbone (CO_2) doit être retiré du gaz lorsqu'il est liquéfié, comme ce sera le cas à l'île d'Anticosti. Cette étape est essentielle, car le CO_2 crée des problèmes de gel.

La technologie de traitement à l'amine est la plus répandue. Le gaz est mis en contact avec une solution d'amines (DEA, MDEA). L'amine absorbe le CO_2 à travers une colonne d'absorption. Le gaz quittant la colonne d'absorption peut alors être acheminé vers les autres étapes de son traitement. L'amine riche en CO_2 est, quant à elle, régénérée dans une colonne de séparation où le CO_2 en est extrait. L'amine pauvre en CO_2 retourne vers la colonne d'absorption, alors que le CO_2 poursuit son chemin. L'amine est ainsi en circuit fermé, opérant en boucle d'amine pauvre à amine riche.

Si des composés sulfureux étaient présents, ils seraient également retirés du courant de gaz brut en étant absorbés par l'amine. À Anticosti, la présence d'aucun composé sulfureux n'est prévue.

3.3.5.10 DÉSHYDRATATION DU CO₂

Le CO₂ extrait du gaz brut est humide et saturé en eau. Afin de permettre la gestion ultérieure de celui-ci, le CO₂ doit être déshydraté. La technologie d'absorption par du glycol est la plus répandue. Le CO₂ passe par une colonne d'absorption où l'eau est absorbée par le glycol. Le CO₂ qui en ressort est sec. Le glycol saturé en eau est régénéré en le chauffant. L'eau recueillie est envoyée à l'unité de traitement des eaux usées. Le CO₂ est envoyé à la compression.

3.3.5.11 COMPRESSION DU CO₂

À la sortie de l'unité de déshydratation, le CO₂ est à une pression très basse. Il doit être comprimé à une pression relativement élevée afin d'assurer son transport à l'extérieur du site. Un turbo-compresseur, opérant au gaz naturel, effectuera cette opération de transfert.

3.3.5.12 SÉQUESTRATION CO₂

Dans son étude de 2013 (Delphi Group, 2013), le groupe Delphi a mis en parallèle les émissions de sept projets de gaz naturel liquéfié ayant comme caractéristique de présenter une faible intensité d'émissions de gaz à effet de serre. Deux de ces projets ont opérationnalisé la séquestration du carbone, soit le projet Gorgon de Chevron en Australie et le projet Snohvit de Statoil en Norvège :

- Le projet Gorgon prévoit la séquestration du carbone à une profondeur de 2 km avec pour objectif de réduire le bilan d'émission de 40 %. Chevron prévoit l'injection de 3,4 à 4 MtCO₂/a dans la formation de Dupuy (Chevron, 2015) sous l'île Barrow, siège d'une réserve naturelle. Selon les estimations de Delphi, la séquestration permettrait de réduire le bilan carbone d'environ 40 % sur toute la chaîne de valeur (0,22 tCO₂/tGNL). Ce projet de démonstration est financé en partie par le gouvernement Australien, à hauteur de 60 M\$.
- En opération depuis 2007, le projet Snohvit de Statoil compte sur une capacité de séquestration (Hydrocarbons technology, sans date) de l'ordre de 700 000 tCO₂/a pour réduire son empreinte carbone. En 2013, Statoil rapportait (Statoil, 2013) avoir séquestré 2 MtCO₂. Selon les estimations de Delphi, la séquestration permettrait de réduire le bilan carbone d'environ 30 % sur toute la chaîne de valeur (0,13 tCO₂/tGNL). Le projet a reçu du financement de l'Union Européenne. Les opérations européennes de Statoil sont soumises au système communautaire d'échange de quotas d'émission de l'Union Européenne (European Union Emission Trading Scheme).

À Anticosti, afin de limiter l'empreinte environnementale liée au traitement des gaz, il est possible d'envisager que le CO₂ serait séquestré géologiquement dans des réservoirs aquifères (figure 3.5). Avec une production de 3,4 Mt/a de GNL à Anticosti, à un taux de séquestration équivalent à celui rapporté par Statoil (0,13 tCO₂/tGNL), le bilan des émissions serait allégé de 442 000 t d'éq. CO₂.

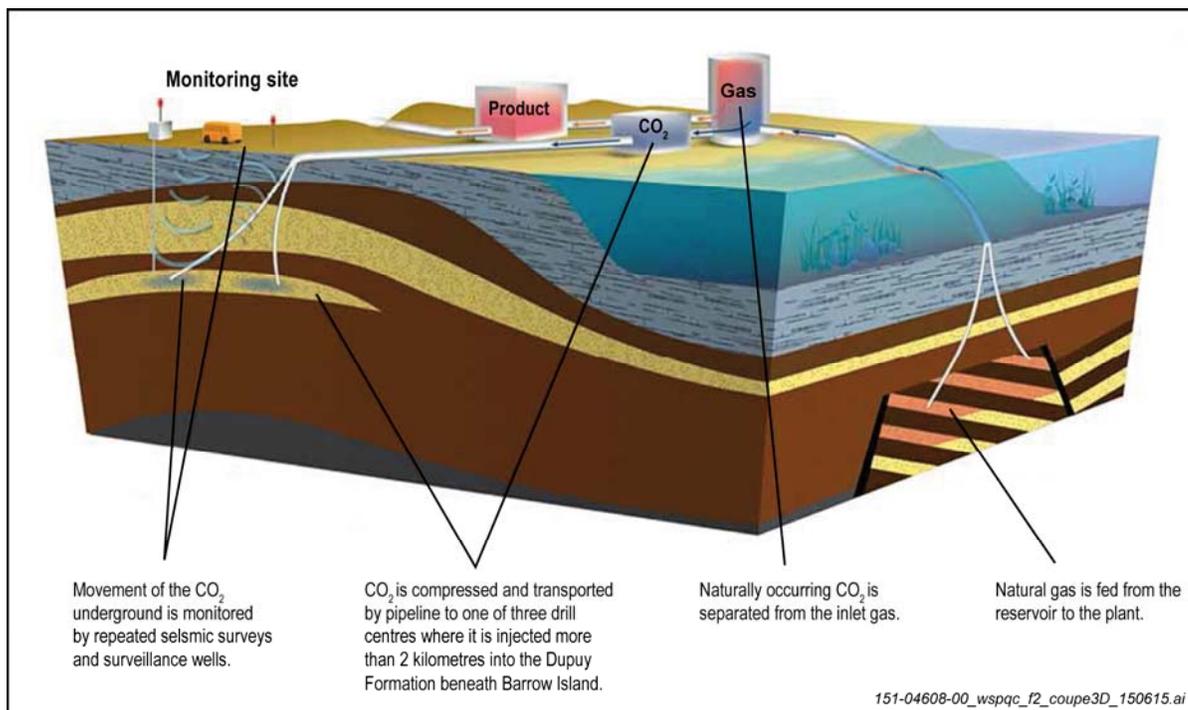


Figure 3.5 Modèle de séquestration du dioxyde de carbone.

Le bassin sédimentaire d'Anticosti présente un bon potentiel de séquestration, n'étant surpassé que par le bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent (INRS, 2014). Bien que sa localisation géographique soit jugée moins intéressante par l'INRS, elle constitue plutôt un avantage dans le contexte où des émetteurs opèrent sur l'île. Toutefois, la couche de couverture, c'est-à-dire imperméable à la migration du CO₂, est le Macasty (Bédard *et al.*, 2011), soit la même couche visée par les opérations de fracturation.

La captation industrielle du CO₂ est une option en émergence dont les coûts diminuent constamment. À titre indicatif, l'entreprise CO₂ Solutions annonçait en 2015 une estimation de coûts prudente d'environ 39 \$/t de CO₂ provenant des effluents gazeux d'une centrale électrique au charbon typique pleine échelle, y compris la compression du gaz carbonique à 2 250 psi (CO₂ Solutions, 2015).

Dans le contexte du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission du Québec, les unités d'émissions pour 2015 se sont écoulées à un prix voisin de 16 \$/tCO_{2e} lors de la première vente aux enchères conjointe entre le Québec et la Californie, laquelle s'est déroulée le 18 août 2015 (CPEQ, 2015). Au moment d'écrire ces lignes, dans un contexte où l'Ontario joindra prochainement le marché de la Western Climate Initiative WCI (La Presse, 2015), il est difficile de prévoir l'évolution du coût des unités d'émissions.

Compte tenu que la séquestration géologique semble improbable à Anticosti, pour des raisons techniques, et compte tenu qu'à court terme, les coûts de la captation sont supérieurs aux coûts de participation au marché du carbone, l'hypothèse la plus probable est que les promoteurs émettront à l'atmosphère leurs émissions de gaz à effet de serre.

3.3.5.13 DÉSHYDRATATION DES GAZ

Le gaz brut en provenance des puits contient de la vapeur d'eau. Cette eau doit être retirée, car elle occasionnera des problèmes de gel et d'obstruction dans les unités situées en aval.

La méthode de déshydratation choisie pour cette application est l'utilisation de tamis moléculaire. Un tel type d'unité consiste en trois colonnes. La première est en opération, la seconde est en mode de régénération, alors que la troisième est en attente. Un ensemble de vannes automatiques permet d'acheminer le gaz d'une colonne à l'autre selon une séquence préétablie. Dans la colonne en mode opération, le gaz humide passe dans un lit rempli d'un produit qui adsorbe l'eau. Lorsque l'adsorbant est saturé, la séquence fait passer la colonne en mode de régénération. L'adsorbant est alors régénéré en passant du gaz chaud à contresens, ce qui enlève l'eau et permet de rétablir les qualités adsorbantes du tamis. Le gaz humide généré par cette étape de régénération est simplement recyclé à l'entrée de l'unité de traitement des gaz, créant un léger recyclage. Lorsque la séquence de régénération est complétée, la colonne est mise en mode attente.

3.3.5.14 SÉPARATION DES GAZ

Le gaz extrait des puits nécessite d'être séparé dans ses différentes composantes. À ce moment-ci du processus de l'unité de traitement des gaz, les hydrocarbures lourds, qui sont liquides aux conditions ambiantes de pression et température, de même que l'eau et le CO₂, ont été retirés. Le gaz résiduel est seulement constitué d'hydrocarbures légers, soit le méthane, l'éthane, le propane, le butane, le pentane ainsi que l'hexane. Le but de l'unité de séparation des gaz consiste à séparer ces produits en quatre familles.

La première famille à considérer est l'éthane, dont la gestion ultérieure est décrite à la section 3.3.5.16. La seconde famille regroupe le propane et le butane, ou communément les gaz de pétrole liquéfiés (GPL), et leur gestion est expliquée à la section 3.3.5.17. La troisième famille comprend les hydrocarbures légers, soit le pentane, le butane et l'hexane. On les appelle fréquemment les condensats ou encore les condensats de gaz de pétrole. La section 3.3.5.18 en explique la gestion. La dernière famille extraite de l'unité de séparation des gaz est le méthane, plus communément appelé gaz naturel (section 3.3.5.19).

La séparation du gaz brut se fait par des procédés cryogéniques impliquant des systèmes de réfrigération (section 3.3.5.15), des échangeurs de chaleur et des colonnes de séparation/distillation. Une combinaison d'équipements connexes est requise, des pompes aux turbo-expandeurs, dépendamment de la technologie utilisée pour optimiser l'unité. Plusieurs procédés brevetés existent sur le marché pour réaliser cette séparation.

3.3.5.15 RÉFRIGÉRATION

Une unité de réfrigération est requise pour permettre le fractionnement des gaz à l'unité de séparation des gaz. Dépendamment de la technologie utilisée, il peut s'agir d'un système de réfrigération au propane, à l'éthylène ou encore d'un mélange de réfrigérants (technologie Mixed Refrigerants). De façon générale, ce mélange est composé d'azote, de méthane, d'éthane ou éthylène, de propane, de butane et de pentane; la composition variant selon les exigences du procédé sélectionné.

Le procédé est relativement simple, combinant un compresseur avec des échangeurs de chaleur et des pompes. Il est fréquemment comparé au système de réfrigération des réfrigérateurs. Il s'agit d'un procédé en boucle fermée.

3.3.5.16 GESTION DE L'ÉTHANE

L'éthane produit par l'unité de séparation des gaz devra être géré en considérant divers besoins technico-économiques. Il peut être exporté vers les marchés utilisant ce produit, par exemple les producteurs de polyéthylène qui craquent la molécule dans des fournaies de vapo-craquage, la transformant en éthylène puis en polyéthylène. Il peut également être utilisé pour générer de l'électricité au moyen de turbines. Il peut également être converti en d'autres molécules dont le marché serait plus attrayant, par exemple en éthylène, en éthanol, en méthanol, et bien d'autres. Plusieurs procédés brevetés existent sur le marché pour permettre d'optimiser cette ressource qu'est l'éthane.

La solution optimale pour la gestion de l'éthane doit tenir compte des grands volumes qui seront produits. L'hypothèse que le gisement aura une composition de 15 % d'éthane dans sa portion gazeuse reste à confirmer. À titre d'exemple, la compagnie Markwest, qui opère notamment dans l'Ohio et dans les états limitrophes, rapporte une teneur en éthane variant de 0 à 5 % en volume (MDDELCC, 2015a).

Pour les opérateurs à Anticosti, l'option la plus probable est qu'une partie de l'éthane récupéré sera utilisé pour alimenter les groupes électrogènes à l'usine de traitement des hydrocarbures, et pour divers procédés de l'ensemble du projet type. Bien que la technologie actuellement maîtrisée permette la combustion d'un mélange composé à 75 % gaz naturel et 25 % éthane, les technologies permettant l'utilisation d'un mélange riche en éthane sont en développement (Power - Business and Technology for the Global Generation Industry, 2014; Argus, 2014; Gas to Power Journal, 2015).

En ce qui concerne les surplus d'éthane, une étude indépendante mandatée dans le contexte du Chantier des aspects techniques indique que le marché aurait la capacité de transiger les volumes produits à Anticosti (Pineau et Audette, 2015). Bien que techniquement possible, les différents scénarios de valorisation de l'éthane ne sont pas explorés dans le contexte de ce projet, car il est

difficile de présumer des débouchés qui s'offriront réellement aux producteurs d'Anticosti, notamment en raison des changements induits par l'exploitation des gaz de schiste aux États-Unis. L'exportation et la transformation de l'éthane seront certainement des activités qui seront la principale source d'émissions atmosphériques et de gaz à effet de serre. Ces émissions sortent toutefois des limites de l'inventaire des émissions du projet type. En effet, il est probable que la transformation se réalise à l'extérieur d'Anticosti en raison de sa situation géographique, et, par conséquent, les activités ne seront plus sous le contrôle des entreprises qui exploitent les hydrocarbures à Anticosti.

3.3.5.17 STOCKAGE DES GPL (PROPANE ET BUTANE)

Le propane et le butane générés par l'unité de traitement des gaz est un mélange qui est liquide, lorsque pressurisé. La phase liquide permet de stocker de plus grands volumes que la phase gazeuse. Les réservoirs les plus communs sont les sphères, bien que les réservoirs cylindriques de forme cigares soient également très communs. Des installations de transbordement permettront de transférer les produits vers les marchés québécois et internationaux.

3.3.5.18 STOCKAGE DES CONDENSATS (HYDROCARBURES LÉGERS)

Les hydrocarbures liquides légers générés par l'unité de traitement des gaz sont liquides aux conditions de pression et de température ambiantes. Les réservoirs de stockage sont ainsi à pression atmosphérique. Des installations de transbordement permettront de transférer les produits vers les marchés québécois et internationaux.

3.3.5.19 TRANSFERT DU GAZ NATUREL

Le gaz naturel produit par l'unité de séparation des gaz devra satisfaire les exigences du distributeur local. À titre indicatif, le tableau 3.4 présente quelques exemples des exigences imposées par divers distributeurs. La conception de l'unité de séparation sera orientée vers l'atteinte des spécifications établies. Selon le point de branchement du distributeur et des pressions d'opération du gazoduc à cet endroit, un compresseur peut être requis pour augmenter la pression et pour permettre un transfert adéquat du gaz.

3.3.5.20 STABILISATION DES HYDROCARBURES LIQUIDES

Les hydrocarbures liquides générés à l'entrée de l'usine de traitement des gaz (section 3.3.5.7) sont relativement plus lourds que les hydrocarbures liquides générés à l'usine de séparation des gaz (sections 3.3.5.14 et 3.3.5.17). Leur composition consistera en un mélange d'hydrocarbures légers (hexane et octane) ainsi que d'autres hydrocarbures lourds.

Ces hydrocarbures nécessitent un traitement de base afin d'enlever l'eau, les gaz dissous ainsi que les hydrocarbures légers. Une unité de stabilisation permet d'obtenir ce résultat. Chacun des produits extraits est envoyé dans les unités où ils sont combinés avec les molécules similaires. Ainsi, l'eau est envoyée à l'unité de traitement des eaux usées (section 3.3.5.22) et les gaz ainsi que les hydrocarbures liquides légers sont envoyés à l'unité de séparation des gaz (section 3.3.5.14).

Tableau 3.4 Exemples d'exigences relatives à la composition du gaz naturel produit par l'unité de séparation des gaz pour différents distributeurs locaux.

CRITÈRE	ALLIANCE CANADA	TRANSGAS	WESTCOAST	TQM
Sulfure d'hydrogène	Max. 23 mg/m ³	Max. 6 mg/m ³	Max. 6 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
Dioxyde de carbone	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
Azote	Non spécifié	Max. 15 ml/m ³ chacun (oxyde nitrite et oxyde d'azote total)	Non spécifié	Non spécifié
Température	Max. 50 °C	Max. 50 °C	Max. 54 °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
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
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

Source : TransCanada pipeline

3.3.5.21 STOCKAGE DES HYDROCARBURES LOURDS

Le stockage des hydrocarbures liquides lourds est du même type que celui des hydrocarbures liquides légers (section 3.3.5.17). Des installations de transbordement permettront de transférer les produits vers les marchés québécois et internationaux. Il est à noter que les produits ne sont normalement pas mélangés, leur valeur sur le marché étant différente.

3.3.5.22 TRAITEMENT DES EAUX USÉES

Des eaux usées seront récupérées à diverses étapes du projet. Ces eaux peuvent contenir des hydrocarbures et contiendront assurément divers additifs chimiques ajoutés lors de la fracturation hydraulique. Ces contaminants doivent être retirés afin de disposer de cette eau à l'environnement ou encore de la réutiliser dans les procédés.

Une usine de traitement centralisée permettra d'assainir les eaux aux conditions acceptables selon le mode de gestion retenu (section 3.3.8). Une dizaine de technologies différentes ont été répertoriées (National Energy Technology Laboratory, 2006); la pertinence de chacune dépend du volume à traiter et des contaminants à retirer. La caractérisation exacte des eaux extraites à la suite des essais de forage permettra de confirmer les contaminants à traiter.

Le recyclage des eaux de reflux (5,75 millions de litres/puits et leur réutilisation) sont incertains dans le contexte d'Anticosti. La disposition d'eaux de reflux peut se faire par camion-citerne. Avec des camions d'une capacité de 50 000 l, 115 voyages sont à prévoir. Cette situation se présente parfois, avec tous les défis logistiques que cela pose, sans compter les risques pour la rentabilité du projet (Accenture, 2012).

WSP fait l'hypothèse que les eaux de reflux récupérées à la suite de la fracturation hydraulique et les eaux de formation soutirées des puits à l'étape de production seront acheminées vers l'usine centrale de traitement des eaux par une conduite adjacente au réseau de collecte des hydrocarbures.

3.3.5.23 LIQUÉFACTION DU GAZ NATUREL

Le gaz naturel produit par l'unité de séparation des gaz pourrait être liquéfié, afin de permettre de l'envoyer sur des marchés qui ne sont pas liés à un réseau d'oléoduc, tels que le Nord canadien

La liquéfaction du gaz naturel consiste à le refroidir à près de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, où il est alors liquide à pression atmosphérique. L'avantage de transporter le gaz naturel à l'état liquide plutôt que gazeux est qu'il prend environ 600 fois moins de volume pour la même quantité de gaz.

Une grande variété de procédés existe pour liquéfier le gaz naturel; plusieurs étant sous brevet. Le principe est d'avoir une unité de réfrigération pour permettre de refroidir suffisamment le gaz jusqu'à ce qu'il devienne liquide. Cet appoint frigorifique provient de l'unité de réfrigération à l'azote (section 3.3.5.24). Le gaz naturel liquide (GNL) est ensuite stocké dans des réservoirs conçus à cet effet (section 3.3.5.25).

À Anticosti, ces équipements seront installés sur une usine flottante (FLNG-Floating Liquefied Natural Gas), tel que proposé dans l'étude du chantier Transport (WSP, 2015). Ce navire-usine serait ancré à un mouillage au large, à environ 4,5 km de la côte sud de l'île d'Anticosti (carte 3.3). Il serait raccordé à un pipeline pour le transfert des hydrocarbures. Il est à noter qu'un navire-usine est autosuffisant en énergie, car il s'alimenterait à même le gaz naturel ou l'éthane produit. À titre comparatif, le projet Papua (Nouvelle-Guinée) d'InterOil (2011) prévoit la construction d'une FLNG d'une capacité de 1,8 à 2 Mtpa de GNL (figure 3.6). Ses dimensions seront de 276 m X 50 m. Le taux de transfert vers les navires de livraison (bateau-méthanier) sera de 10 000 m³/h.

3.3.5.24 RÉFRIGÉRATION À L'AZOTE

L'unité de réfrigération à l'azote fonctionne sur le même principe que l'unité de réfrigération (section 3.3.5.15). Ainsi, un compresseur est requis pour permettre une circulation de l'azote. Cet azote est normalement produit sur place, au moyen d'un générateur d'azote, à partir de l'azote présent dans l'air ambiant.



Figure 3.6 Esquisse d'usine flottante de liquéfaction de gaz naturel

3.3.5.25 STOCKAGE DU GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

Le GNL est stocké dans des réservoirs ayant une capacité de stockage de 180 000 m³. Ces réservoirs sont à double paroi et possèdent un isolant thermique permettant de conserver le GNL aux basses températures requises, afin qu'il demeure liquide. Deux à trois réservoirs seront nécessaires selon la logistique de transport retenue.

3.3.5.26 COMPRESSION DES GAZ D'ÉVAPORATION

Bien que les réservoirs de GNL soient munis d'une couche considérable de calorifugeage, permettant de minimiser les pertes thermiques et le réchauffement subséquent du GNL, la chaleur ambiante finit par créer une évaporation du GNL. Les gaz d'évaporation sont dirigés vers un système de compression qui récupère ces gaz et les comprime afin de les utiliser pour différents usages à l'usine de traitement des gaz.

3.3.5.27 ÉQUIPEMENT CONNEXE AUX ACTIVITÉS DE PRODUCTION

Au point culminant du scénario de déploiement, alors que 15 plateformes seront aménagées annuellement, la quantité de diesel requise pour alimenter l'ensemble des équipements est estimée à 50 millions de litres. À cette fin, un dépôt de produits pétroliers sera aménagé à proximité de l'usine de traitement des hydrocarbures. Trois réservoirs de 10 millions de litres seront approvisionnés 2 fois par année, afin de permettre le déroulement normal des opérations durant l'hiver. L'hypothèse prudente que les pétroliers ne seront pas en mesure d'approvisionner le site en période hivernale a été retenue.

3.3.6 ÉTAPE 6 : TRANSPORT ET DISTRIBUTION

3.3.6.1 TRANSFERT DU GAZ NATUREL VERS LES USAGERS ET GAZODUC

Plusieurs pièces d'équipement de l'usine de traitement des gaz et de l'usine de liquéfaction requièrent du gaz naturel pour fonctionner. Les principaux équipements qui utilisent le GNL sont les turbines à gaz des compresseurs. Une unité conditionne le gaz naturel et distribue celui-ci dans un vaste réseau de tuyauterie vers des usagers à identifier.

3.3.6.2 CHARGEMENT DE BATEAUX MÉTHANIER ET PÉTROLIER

Une installation de transbordement permet de transférer le GNL et le pétrole à partir du FLNG jusqu'aux usagers. Différents modèles et capacités de bateaux existent, dépendamment des besoins et du marché. Pour le gaz, les deux principaux sont le méthanier à membrane et celui à sphères, alors que pour les hydrocarbures, le pétrolier est le plus couramment utilisé.

3.3.7 ÉTAPE 7 : FERMETURE DÉFINITIVE DU SITE

3.3.7.1 ARRIVÉE DES ÉQUIPEMENTS

Pour l'arrivée des équipements concernant la fermeture définitive du site, se référer à la section 3.3.3.1.

3.3.7.2 FERMETURE DU PUIITS

Les travaux entourant la fermeture du puits sont primordiaux puisqu'ils sont essentiels à la protection des eaux (Malo *et al.*, 2015). Ces travaux visent à bloquer toute migration d'hydrocarbures ou autres substances. À cet égard, le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains stipule que :

- au moins 30 m de ciment doivent être placés au fond du puits;
- chaque zone perméable doit être isolée au moyen d'un bouchon de ciment de 10 m, s'il y a coffrage, ou de 30 m s'il n'y a pas de coffrage;
- un bouchon de ciment de 30 m doit être placé à travers le sabot du coffrage de surface;
- les coffrages doivent être coupés à au moins 1 m de la surface du sol;
- le puits doit être laissé dans un état qui empêche l'écoulement des liquides et des gaz hors du puits.

Selon les normes albertaines, il est pratique courante de remplir les sections non cimentées avec un liquide inhibiteur de corrosion pour limiter la corrosion et pour maintenir une certaine pression hydrostatique qui empêche la migration des fluides vers le puits (CIRAIG, 2012).

3.3.7.3 REMISE EN ÉTAT DU SITE

La remise en état du site doit se faire tel que présenté à la section 3.3.3.11, notamment en démantelant toutes les infrastructures (p. ex. usine, chemin d'accès, bâtiments connexes). Cependant, à cette étape, une caractérisation de la qualité des sols doit être réalisée afin de statuer si une réhabilitation est requise.

Concernant les conduites enfouies, la norme albertaine prévoit de les laisser en place pour réduire les effets sur le milieu. Les conduites doivent alors être purgées et fermées de manière sécuritaire.

Enfin, sur les terres privées, les exigences de remise en état du site peuvent faire partie des conditions du bail négocié avec le propriétaire foncier.

3.3.8 ÉTAPE 8 : GESTION DES RÉSIDUS SOLIDES ET LIQUIDES

3.3.8.1 RÉSIDUS SOLIDES

Les déblais et les boues de forage sont d'abord séparés pour être ensuite gérés conformément à la réglementation en vigueur concernant la gestion des matières résiduelles.

La gestion des déblais de forage débute par une caractérisation des fragments de roche. Si la composition de ces résidus le permet, ils seront utilisés comme matériel de remblayage (CIRAIG, 2012). Si les critères ne sont pas satisfaits, ils seront acheminés vers un site d'enfouissement approprié.

Les boues de forage seraient entreposées dans des réservoirs étanches situés à proximité de l'usine de traitement. Il existe un risque de contamination des boues par les produits chimiques utilisés pour la fracturation ou par les éléments provenant du gisement exploité. Si la composition le permet, les boues seront réutilisées pour un autre forage. Sinon, elles seront caractérisées et éliminées dans un site d'enfouissement approprié.

3.3.8.2 REJETS LIQUIDES

L'étude GTEC04 de l'INRS (2015) documente la problématique de la gestion des eaux de reflux et les constats suivants s'en dégagent :

- l'entreposage temporaire des eaux de reflux dans des réservoirs fermés est exigé dans certaines juridictions (Nouveau-Brunswick, Pennsylvanie);
- le traitement par des usines municipales avant le rejet dans le milieu n'est pas une option réaliste, car elles ne sont généralement pas conçues pour traiter des eaux ayant d'aussi fortes concentrations en solides dissous;
- la réutilisation pour d'autres fracturations, lorsque possible, est une pratique de gestion privilégiée par plusieurs instances réglementaires;
- la réinjection dans le sol doit être faite dans des couches géologiques profondes.

Compte tenu des propriétés des couches géologiques de l'île d'Anticosti, l'aménagement d'une lagune excavée semble peu probable sur le site de forage. Par conséquent, l'utilisation de réservoirs étanches mobiles semble un choix à privilégier, car les eaux de reflux pourront facilement être transportées vers un autre site de forage pour être réutilisées. Dans le cas où les eaux de reflux ne sont plus réutilisables, elles pourront être pompées par le réseau de conduites de surface vers l'usine de traitement des eaux usées pour être traitées.

En raison de certaines contraintes spécifiques à Anticosti (milieu insulaire, éloignement des grands centres urbains, composition géologique), le mode de gestion proposé pour les eaux de reflux à Anticosti consiste à :

- recycler les eaux de reflux vers le procédé de fracturation, en les diluant dans l'eau fraîche provenant de l'usine de désalinisation, sans traitement préalable. Ces eaux seront entreposées sur le site de forage, dans des réservoirs d'acier étanche;
- traiter les eaux de reflux qui ne peuvent pas être recyclées avant de les rejeter dans le milieu, en s'assurant que les critères de qualité de l'eau sont respectés. La capacité de traitement d'une usine, qui serait située à proximité de la centrale thermique, n'est pas déterminée, car elle dépend de la capacité des opérateurs à recycler les eaux de reflux. Dans un scénario conservateur (aucun recyclage des eaux de reflux), le volume d'eau à traiter serait de 2,3 million de litres par jour (25 % de 9,45 millions de litres par jour), ce qui équivaut à une station de traitement pour une municipalité d'environ 7 000 personnes. Ces eaux seraient acheminées vers l'usine par un réseau de conduites de surface contiguës à celui qui transporte les hydrocarbures. Un système de traçage électrique préviendrait le gel en hiver.

Les types de traitement des eaux de reflux qui sont les plus susceptibles d'être utilisés sont les suivants :

- la filtration (taille des mailles de 0,04 à 3 microns), qui permet de retirer les solides en suspension;
- la précipitation chimique, laquelle permet d'éliminer les métaux et les éléments causant de l'entartrage (calcium, magnésium, baryum, strontium, fer et manganèse);
- le traitement thermique (distillation, évaporation), qui permet de réduire les solides dissous à des concentrations qui permettent généralement le rejet dans le milieu.

4 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES ET BRUIT

4.1 APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE

4.1.1 LISTE DES ÉQUIPEMENTS

L'inventaire des équipements nécessaires à la réalisation des activités a été effectué pour chacune des étapes du projet type suivantes :

- les travaux préliminaires;
- l'exploration;
- le projet/pilote et le développement;
- la production;
- la fermeture définitive du site;
- la gestion des résidus solides et liquides.

Cet inventaire a été réalisé à partir de données de la documentation existante ou lors d'entretien avec des opérateurs. Parmi les documents consultés, les plus pertinents sont les suivants :

- CIRAIG (2012). Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec – Document synthèse.
- SNC-Lavalin (2013). Détermination des taux d'émission et modélisation de la dispersion atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec.
- Chesapeake Energy Corporation (2011). Fracture Design in Horizontal Shale Wells – Data Gathering to Implementation - EPA Hydraulic Fracturing Workshop.
- Société canadienne des gaz non conventionnels (sans date). Introduction à la fracturation hydraulique.

Pour chacune des étapes du projet, les activités sont identifiées et les équipements sont énumérés. Si l'équipement est considéré comme une source d'émissions atmosphériques, le type d'émissions atmosphériques générées est précisé. Il est aussi mentionné si l'équipement est une source de bruit.

Les hypothèses de travail suivantes sont applicables à l'ensemble de cette démarche :

- les équipements qui ne sont clairement pas une source d'émissions atmosphériques ou de bruit ne sont pas mentionnés (p. ex. roulotte mobile pour les bureaux, tours de lumière);
- la mobilisation et la démobilitation de la machinerie par voie maritime, en provenance du continent, ne sont pas considérées dans cette étude;

- sachant que les équipements spécialisés et les intrants de production spécialisés (p. ex. les produits chimiques entrant dans la composition des fluides de forage) proviennent principalement de l'extérieur du Québec, sans connaître l'origine, leur transport n'est pas compris dans les limites de cette étude;
- certaines infrastructures complexes, notamment l'usine de traitement des hydrocarbures et l'usine de liquéfaction, ont été présentées plus sommairement et ne présentent que les principaux équipements, sans en préciser la quantité et la capacité. Pour obtenir ce niveau de détails, des travaux d'ingénierie préliminaires auraient été requis, ce qui n'était pas inclus dans ce mandat;
- l'usine de traitement des eaux et l'usine de désalinisation sont très sommairement décrites, car les équipements varient considérablement selon les choix technologiques et les orientations de conception du fabricant.

4.1.2 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES ET GAZ À EFFET DE SERRE

Cette section présente l'ensemble de la démarche adoptée pour satisfaire les objectifs de cette étude, soit :

- présenter les facteurs d'émissions les plus récents et les plus précis, à partir des conditions d'utilisation déterminées pour chacune des sources d'émission. La sélection des facteurs doit être appuyée par les justifications et les références appropriées;
- compiler le bilan annuel des émissions pour chacun des contaminants étudiés, à partir d'une estimation de la durée des opérations;
- présenter les paramètres de sources d'émission, aux fins de modélisation de la dispersion atmosphériques.

L'opportunité d'exploiter les gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent a fait l'objet d'une ÉES visant à comprendre et à documenter les impacts sociaux, environnementaux et économiques du développement du potentiel gazier au Québec (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014). Deux études pertinentes au projet actuel ont été considérées avec attention compte tenu des objectifs qui sont similaires à ceux visés ici :

- la première étude, réalisée en 2012 par le CIRAIG, a pour objectif de documenter un projet type, soit le portrait le plus réaliste possible de ce à quoi pourrait ressembler un projet de gaz de schiste pour une entreprise gazière œuvrant au Québec, de l'obtention du droit d'explorer et d'exploiter, à la fermeture complète d'un puits et à la remise en état du site. On y trouve une description des procédés et des équipements utilisés dans l'industrie;
- la seconde étude, réalisée en 2013 par la firme SNC-Lavalin, a pour objectif d'évaluer les impacts de l'exploitation des gaz de schiste au Québec sur la qualité de l'air. Les taux d'émissions ont été documentés pour les contaminants suivants : les oxydes d'azote (NO_x), le dioxyde de soufre

(SO₂), le monoxyde de carbone (CO), les particules totales (PST), les particules fines (PM_{2.5}), le sulfure d'hydrogène (H₂S), les composés organiques volatils (COV, 70 espèces documentées) les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP, 18 espèces chimiques documentées) et les aldéhydes (18 espèces chimiques documentées). Le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et les oxydes nitreux (N₂O) sont les GES étudiés dans l'étude.

4.1.2.1 SOURCES D'ÉMISSION ÉTUDIÉES

Les sources d'émissions suivantes ont été étudiées pour les équipements utilisés dans le cours normal des opérations :

- les moteurs à combustion interne alimentés au carburant diesel, incluant les groupes électrogènes et équipements mobiles;
- les moteurs à combustion interne alimentés au gaz de schiste;
- les chaudières et les systèmes de chauffage;
- les torchères
- la ventilation et la perte de gaz de schiste à l'atmosphère;
- les émissions fugitives des réservoirs de carburant et les microfuites de procédés;
- les réservoirs de stockage des eaux de reflux.

Les sources d'émissions suivantes sortent du cadre du mandat actuel et feront l'objet d'une étude distincte :

- les émissions des moteurs à combustion interne pour la mobilisation de la machinerie et l'approvisionnement en matières premières, que ce soit par bateau ou par camion;
- le soulèvement de poussières lors du passage des camions sur des routes non pavées;
- le soulèvement de poussières lors de la manutention et du transbordement des sols et des matériaux en vrac solides.

Les émissions indirectes des équipements alimentés à l'électricité sont aussi quantifiées, et elles sont associées à l'exploitation de la centrale électrique alimentée au gaz.

4.1.2.2 PARAMÈTRES D'EXPLOITATION

Les paramètres d'exploitation pour chacun des équipements ont été déterminés à partir :

- d'une revue documentaire, notamment, et sans s'y limiter, les études du CIRAIG et de SNC-Lavalin précédemment citées;
- d'entrevues semi-dirigées réalisées avec des opérateurs et des équipementiers;

- des éléments clés du scénario de déploiement établi dans le contexte du Chantier techniques (MERN, 2015), soit :
- la superficie d'une plate-forme en construction est de 200 m x 200 m; en exploitation, elle sera réduite à 120 m x 120 m;
 - l'aménagement de 15 nouvelles plateformes à chaque année;
 - le maximum de plateformes actives sera de 385 à l'année 29;
 - une plate-forme de forage contient de 5 à 10 puits;
 - la longueur des drains horizontaux souterrains est de 1 600 m et l'espacement entre les drains est de 250 m;
 - la couverture souterraine totale est de 4 km²;
 - le débit de gaz sec de 22,9 BCF/mois (milliards de pieds cubes par mois);
 - le débit de pétrole de 1 145 921 barils/mois.

4.1.2.3 COMPOSITION DES HYDROCARBURES À ANTICOSTI

La composition attendue des hydrocarbures à Anticosti (section 3.1.1) est une donnée essentielle pour faire l'estimation des émissions fugitives pour les diverses sources en cause

4.1.2.4 SÉLECTION DES FACTEURS ET DES MODÈLES D'ÉMISSION

De façon générale, WSP préconise l'utilisation des méthodologies et des facteurs d'émissions exigées des industriels québécois pour leurs déclarations annuelles permettant d'assurer une cohérence entre les résultats de la présente étude et les déclarations qui seront éventuellement soumises au MDDELCC par les opérateurs. De plus, selon notre expérience, les demandes de certificats d'autorisation déposées au ministère doivent actuellement être préparées conformément aux exigences de la réglementation en vigueur, incluant l'utilisation des méthodologies et des facteurs d'émissions prescrits par règlement. Ces déclarations sont les suivantes :

- Inventaire National des Rejets Polluants (INRP), en vertu de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999), qui propose une boîte à outils et fait référence à la documentation établie pour déterminer les méthodologies de calculs et les facteurs d'émission, notamment pour la transmission, distribution et stockage du gaz naturel, pour les terminaux de produits pétroliers, et pour l'extraction de pétrole et de gaz. L'un des documents clés est le guide développé par l'Association Canadienne des Producteurs Pétroliers (ACPP, 2014).
- Inventaire Québécois des Émissions Atmosphériques (IQEA), en vertu du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (chapitre Q-2, r. 15). Les méthodologies et facteurs d'émissions se limitent toutefois aux GES.

WSP est aussi d'avis que la sélection des facteurs d'émission doit être cohérente avec la réglementation canadienne et québécoise, notamment :

- la réglementation canadienne relative au contenu des carburants;
- la réglementation canadienne en lien avec les émissions de moteurs diesel pour les sources d'émissions fixes ou mobiles;
- la réglementation québécoise en lien avec l'assainissement des émissions atmosphériques en milieu industriel. WSP présume également que le promoteur respectera les normes d'émission définies au Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (chapitre Q-2, r. 4.1).
- les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière, version juillet 2014, publiées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.

Deux facteurs d'émission sont présentés pour chaque contaminant, exprimés en g/s :

- un premier facteur dit « moyen », donne une idée des impacts à long terme. Ce taux d'émission « moyen » est utilisé pour le calcul du bilan annuel et pour la modélisation de dispersion atmosphérique des composés normés sur une période annuelle;
- un deuxième taux dit « maximum », donne une idée des effets à court terme et est utilisable dans un modèle de dispersion pour les composés normés sur des périodes de 4 min, 1 h, 8 h et 24 h.

Il est à noter que les taux moyens et maximums peuvent être équivalents selon l'utilisation des équipements. Les paramètres de modélisation, tel que le nombre d'heures d'utilisation par jour, pourront varier selon le scénario établi (p. ex. le scénario maximum correspond à une utilisation de 24 h/j).

Des principes généraux pour chacune des sources d'émission sont apportés ci-dessous. Les particularités des sources d'émission sont présentées pour chaque étape du projet dans les sections suivantes.

Moteurs à combustion interne alimentés au carburant diesel pour machinerie hors route

Compte tenu que les normes d'émissions ont récemment été révisées pour les moteurs diesel, WSP juge que le respect de ces nouvelles normes doit primer sur l'utilisation de facteurs d'émissions reconnus, mais applicables à des technologies désuètes qui ne seront pas utilisées pour les travaux à Anticosti.

WSP réfère au Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage par compression (DORS/2005-32) (Gouvernement du Canada, 2015). Le règlement réfère à la réglementation américaine (U.S. Government Publishing Office, 2015) pour établir des normes d'émissions pour les

moteurs diesel à partir de l'année modèle (Tier 4N). Il vise spécifiquement les moteurs pour la machinerie hors route, qui sont d'utilisation courante dans les secteurs de l'agriculture, de la construction et de la foresterie. Le processus de normalisation a pris fin en 2014, avec la norme Final Tier 4. Les normes d'émissions pour les matières particulaires, pour le NO_x et pour le CO sont principalement visées par ce règlement. Les moteurs ont tous été considérés comme étant des Tier 4N.

Moteurs à combustion interne alimentés au carburant diesel pour source fixe

WSP présume qu'une éventuelle connexion au réseau autonome d'Anticosti est improbable. Hydro-Québec y exploite une centrale thermique au mazout léger de 2,8 MW, ayant un rendement de 3,6 kWh/l, et un facteur d'utilisation de 43,6 (Hydro-Québec, 2008).

Ainsi, les besoins en énergie électrique seront comblés par des groupes électrogènes, ayant les caractéristiques du marché actuel (p. ex. Tier 4N).

Moteurs à combustion interne alimentés au gaz de schiste ou à l'éthane pour sources fixes

Il est prévu que certains groupes électrogènes soient alimentés par un carburant riche en éthane provenant des puits afin de valoriser ce composé. Ce type de technologie n'est pas abondamment documenté, et le recours aux données d'équipements similaires, sans être identique, peut s'avérer nécessaire.

Torchères

WSP prévoit suivre les recommandations du guide de déclaration INRP de l'Association canadienne des producteurs de pétrole, qui recommande une efficacité de destruction des gaz de 98 % pour les torchères à flamme visible. Il ne prescrit aucun facteur d'émission, et recommande l'utilisation de ceux disponibles dans la documentation existante ou encore ceux publiés par le fabricant.

Ventilation et émissions fugitives

Les taux d'émissions lors de la perte de gaz à l'atmosphère, par ventilation ou par émission fugitive, sont calculés en fonction des concentrations du contaminant dans les hydrocarbures, tel que décrit à la section 3.1.1, et du flux (débit) de gaz émis à l'atmosphère.

Émissions fugitives des réservoirs de carburant et microfuites de procédés

Depuis octobre 2006, l'US-EPA informe les utilisateurs que le logiciel TANKS, Version 4.09D ne serait plus un outil fiable pour faire l'estimation des émissions fugitives de réservoirs, compte tenu de l'évolution des systèmes d'exploitation des ordinateurs personnels, notamment sous Windows & Vista. Ainsi, WSP prévoit appliquer les méthodologies, les formules et les facteurs d'émission de l'AP-42, Volume 1, chapitre 7 (US-EPA, 2014).

En ce qui concerne les microfuites de procédés résultant du manque d'étanchéité de composantes (valves, joints d'étanchéité, etc.), WSP prévoit suivre le guide de déclaration INRP de l'Association canadienne des producteurs de pétroles, qui propose des facteurs d'émissions pour diverses composantes de même qu'une méthode d'estimation du nombre de composantes pour divers équipements.

4.1.2.5 PROPRIÉTÉS ET CARACTÉRISTIQUES DES CARBURANTS

Les propriétés des carburants utilisés pour alimenter les moteurs à combustion (tableau 4.1) sont essentielles pour déterminer les émissions de certains polluants, tel que les composés soufrés. WSP travaille avec des compositions qui sont conformes à la réglementation canadienne en vigueur, à savoir :

- le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel (DORS/2002-254) (Gouvernement du Canada, 2015b), lequel a pour objectif de faire en sorte que les teneurs en soufre du carburant diesel utilisé dans les véhicules à usage routier n'entraveront pas l'efficacité des technologies avancées de limitation des émissions projetées pour les modèles de 2007 et ultérieurs. Il établit les limites maximales de teneur en soufre pour les carburants diesel utilisés notamment dans des applications routières et dans les moteurs stationnaires. La concentration de soufre dans le carburant diesel ne peut dépasser 15 mg/kg pour le carburant vendu pour usage dans les véhicules routiers ou dans les moteurs hors route. Elle peut atteindre 1 000 mg/kg si le carburant est vendu pour usage dans de gros moteurs stationnaires;
- le Règlement sur les carburants renouvelables (DORS/2010-189), publié le 1^{er} septembre 2010, dans la Gazette du Canada, Partie II, exige que les producteurs et les importateurs de carburant aient une teneur moyenne de 2 % de carburant renouvelable dans le diesel et le mazout de chauffage, et ce, à partir du 1^{er} juillet 2011. Une exemption est toutefois en vigueur pour le mazout de chauffage utilisé pour le chauffage des locaux depuis le 1^{er} janvier 2013.

Tableau 4.1 Propriétés physiques et thermochimiques des carburants fossiles

PARAMÈTRES	CARBURANT DIESEL OU MAZOUT LÉGER	GAZ DE SCHISTE	ÉTHANE
Masse volumique (densité)	0,86 kg/l ^(a)	0,714 kg/Nm ³ ^(e)	1,2822 kg/m ³ ^(f)
Pouvoir calorifique supérieur ^(b)	38,30 MJ/l	38,32 MJ/m ³	17,22 MJ/l
Composition en soufre	15 ppm pour les moteurs 5 000 pour les chaudières ^(c)	0	0
Composition en COV	100 000 ppm ^(d)	241 600 ppm ^(e)	100 %

a) Selon le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, Tableau 1-10 Masse volumique

b) Selon le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, Tableau 1-1 Pouvoir calorifique supérieur selon le type de combustible

c) Selon le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel

d) Selon Marathon Petroleum (2015). Material Safety Data Sheet.

<https://www.marathonpetroleum.com/brand/content/documents/mpc/sds/0291MAR019.pdf>

e) Source : SNC-Lavalin, 2013

f) Selon la sommation des COV dans la composition des gaz calculée par WSP.

4.1.2.6 DÉTERMINATION DES PARAMÈTRES D'ÉMISSIONS DES ÉQUIPEMENTS

Certains paramètres des équipements de production sont des données d'entrées des modèles de dispersion atmosphérique. SNC-Lavalin a listé ces paramètres dans son étude portant sur les gaz de schiste. WSP reprend les mêmes paramètres pour tous les équipements qui sont communément utilisés dans l'industrie.

4.1.3 BRUIT

Comme le projet actuel est conceptuel, la puissance acoustique des équipements mécaniques est déterminée à partir de la documentation technique. La détermination des puissances acoustiques de chacun des équipements a été déterminée à partir du type, de la marque et du modèle des équipements proposés. Ainsi, les données des fournisseurs des équipements ont été utilisées en priorité pour la détermination des puissances sonores. À défaut d'avoir l'ensemble des informations nécessaires, les données ont été obtenues de bases de données publiques (DEFRA) ou de la banque de données de WSP. Les documents suivants ont aussi été consultés :

- BS 5228-1:1:2009+A1:2014. Code of practice for noise and vibration control on construction and open sites. Noise;
- Arrow Bowen Gas Project SREIS – Section 14. Noise and Vibration (2014. Supplementary report to the EIS).

À partir de l'ensemble de ces références, il est possible de déterminer les puissances acoustiques des équipements avec un contenu fréquentiel détaillé par bandes d'octaves. Ces puissances acoustiques peuvent par la suite être utilisées à l'intérieur d'équations de propagation sonore pour estimer la contribution sonore de chacun des équipements à un point d'évaluation.

La dispersion géométrique est une source d'atténuation simple d'utilisation et qui, utilisée à elle seule, offre une interprétation conservatrice de la contribution sonore d'un équipement en fonction de la distance.

Dans le cas d'une dispersion hémisphérique en terrain plat (aucun effet topographique nuisant à la propagation du bruit), il est possible de convertir une puissance acoustique en contribution sonore (ou pressions sonores) à l'aide de l'équation suivante :

$$\text{Contribution sonore} = \text{Puissance acoustique} - 20 \cdot \log(\text{distance source/récepteur en m}) - 8$$

Cette équation permet pour des distances de l'ordre de 50 à 250 m d'estimer la contribution sonore d'un équipement en fonction de sa puissance acoustique. Il est possible d'utiliser cette équation pour des distances plus importantes, mais il faut comprendre que d'autres phénomènes, tel que l'absorption de l'air et du sol viennent atténuer d'avantage la contribution sonore sur de plus grandes distances. Pour avoir des niveaux acoustiques plus précis, il est nécessaire de calculer l'impact de ces phénomènes. Des logiciels de propagation sonore extérieure sont disponibles pour utilisation commerciale.

Finalement, il est possible d'évaluer le niveau sonore global généré par des activités de construction en additionnant de façon logarithmique la contribution sonore individuelle des équipements à un endroit précis :

$$\text{Niveau sonore total} = 10 \cdot \log(10^{\text{source } i / 10} + 10^{\text{Source } \dots / 10} + 10^{\text{Source } N / 10})$$

À l'aide de ces deux équations, il est possible d'évaluer le niveau sonore généré par un chantier de construction de façon conservatrice à un endroit donné. Pour des résultats plus précis, il est toutefois recommandé d'utiliser un logiciel de propagation sonore prenant en compte l'ensemble de facteurs topographiques, climatiques (température, humidité, vents, etc.) ainsi que les propriétés intrinsèques d'équipements mécaniques tel que leur directivité sonore.

4.2 ÉTAPE 2 – TRAVAUX PRÉLIMINAIRES

La préparation du site requiert environ une semaine de travail, qui consiste à aménager le chemin permettant d'accéder au site de forage et à aménager le terrain où seront installés les équipements nécessaires aux activités de forage exploratoire.

4.2.1 PRÉPARATION DU SITE

4.2.1.1 ÉQUIPEMENTS

La liste des équipements nécessaires aux travaux pour une plateforme est présentée au tableau 4.2, de même que les données d'activité qui permettent de réaliser les calculs menant au bilan des émissions. Les paramètres de ces sources, aux fins de modélisation, sont présentés à l'annexe 2.

Équipement routier et équipement mobile hors route

La consommation de carburant de la machinerie et des camions de transport est la principale donnée d'activité requise pour quantifier les émissions. Les hypothèses de travail pour estimer la consommation de carburant sont les suivantes :

- longueur moyenne des chemins d'accès entre chaque puits: 2 km;
- classification du chemin forestier : classe III, ce qui implique 35 m de déboisement de l'emprise et nivellement/compaction d'une voie de circulation de 9 m. Le chemin d'accès est sur gravier, et ce, dès le mode exploitation, puisqu'on ne fait pratiquement pas d'économie à revenir pour élargir et stabiliser un chemin existant. Si les probabilités sont fortes que le puits sera exploité, la bonne pratique est d'aménager un chemin adéquat dès le départ;
- dimension de l'aire de travail pour l'aménagement du puits : 200 m x 200 m. sur le tout-venant, nivelé et compacté. En mode développement, il est envisageable de prévoir du gravier si le site a tendance à être détrempé. Si jamais le puits se rend à l'étape de production, la surface de la plateforme sera réduite à une dimension de 120 m x 120 m;
- journées de travail de 10 h d'opération/j, mais la machinerie tourne 85 % du temps. On travaille donc sur une base de 8,5 h/j pour les principaux équipements;

Tableau 4.2 Liste des équipements pour une plateforme - Travaux préliminaires

ÉQUIPEMENTS	PUISSANCE HP	NOMBRE	HEURES D'UTILISATION UNITAIRE (h)	FACTEUR DE CHARGE	CONSOMMATION TOTALE (L)
Camion à gravier - 2 essieux (chemin et pad)	400	6	24	0,59	4 983
Abatteuse à chaînes - TRACK HARVESTER 522B	303	1	47	0,59	1 725
Transporteur à bois - FORWARDERS 574	174	1	23	0,59	416
Bouteur - TRACK-TYPE TRACTORS D7E (Chemin)	235	1	68	0,59	1 938
Excavatrice - EXCAVATOR 336E (Chemin)	309	1	68	0,59	2 411
Bouteur - TRACK-TYPE TRACTORS D6 (Pad)	254	1	43	0,59	1 211
Excavatrice - EXCAVATOR 336E (Pad)	309	1	43	0,59	1 507
Compacteur - SOIL COMPACTORS CP64 (Pad)	156	1	43	0,59	884
Bouteur - TRACK-TYPE TRACTORS D7E (Surface de roulement)	235	1	24	0,59	692
Excavatrice - EXCAVATOR 336E (Surface de roulement)	309	1	24	0,59	861
Compacteur - SOIL COMPACTORS CP64 (Surface de roulement)	156	1	24	0,59	505
Niveleuse - MOTOR GRADERS 16M	332	1	14	0,59	528

- taux de productivité établi selon les normes connues sur la Côte-Nord;
- la localisation des matériaux sur Anticosti reste à déterminer. WSP travaille avec l'hypothèse qu'il y aura du matériel disponible dans un rayon de 10 km de chaque site en raison de la rareté des bancs d'emprunt sur l'île d'Anticosti;
- les modèles et les moteurs retenus sont préférablement ceux conformes aux normes U.S. EPA Tier 4 Final. Les cotes de consommation sont tirées de Caterpillar Performance Handbook Edition 45 - section 25, pour une application de sévérité Haute (*High*);
- WSP confirme que le bois a une valeur commerciale sur Anticosti et qu'il y aurait des entrepreneurs actuellement pour en faire l'exploitation. On fait l'hypothèse que le bois est laissé en bordure du chemin et que l'exploitant forestier aura la charge de venir le chercher. Cette activité est à l'extérieur des limites du projet;
- seul le chemin d'accès est gravelé. L'aire de forage est sur le tout-venant.

4.2.1.2 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

Le bilan des émissions atmosphériques est présenté au tableau 4.3.

Pour les travaux de préparation du site, tous les équipements sont considérés comme des équipements mobiles hors route.

Les facteurs d'émission (g/hp.hr) ont été estimés suivant la méthode proposée dans le document « *Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling - Compression-Ignition* » (US-EPA, 2010). Les taux d'émission moyens pour chacun des modèles d'équipement ont ensuite été calculés en considérant la puissance des moteurs (hp) ainsi que le facteur de chargement en fonction du type d'équipement, soit un facteur de charge de 59 % (US-EPA, 2010).

Pour la présente étude, la teneur en soufre dans le diesel a été fixée à 15 ppm, soit la limite prescrite par le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel (Environnement Canada, 2013) pour les carburants diesel pour les moteurs hors route. De plus, toutes les particules émises par les systèmes d'échappement sont assumées inférieures à 10 microns (PM_{10}) de sorte que les taux d'émission pour les PM_{tot} et les PM_{10} sont égaux. De plus, la fraction de particules fines ($PM_{2,5}$) sur l'ensemble des particules émises est estimée à 97 %.

Dans le cas de la spécification des HAP et des COV, les taux d'émission ont été établis pour des moteurs (*Internal Combustion Engine*) au diesel à partir de la base de données *California air toxics emissions factors* (CATEF) de l'agence de protection de l'environnement de Californie.

Il est à noter que le facteur de charge de 0,59 est représentatif des activités d'un véhicule hors route. Ce facteur inclut la variabilité de l'utilisation des équipements (accélération, au ralenti...), ce qui explique que les taux d'émission moyens et maximums sont équivalents. En effet, aux fins de la modélisation, le nombre d'heures d'utilisation par jour pourra varier selon le scénario établi, le maximum d'utilisation étant de 24 h/j.

Enfin pour les gaz à effet de serre, les facteurs d'émission du CO_2 , CH_4 et N_2O ont été établis à partir du Règlement RDOCECA pour le diesel.

4.2.1.3 BRUIT

Les principales sources de bruit pendant les travaux préliminaires sont essentiellement associées à la machinerie utilisée pour aménager les différents sites. Les puissances acoustiques pour cette étape varient de 100 à 113 dBA (tableau 4.4), le camion à gravier (essieux tandem), la chargeuse sur chenilles, l'abatteuse à chaînes et le boteur sur chenille étant les équipements les plus bruyants. Il s'agit toutefois d'équipements mobiles qui sont utilisés de façon ponctuelle sur l'ensemble d'un projet.

4.3 ÉTAPE 3 – EXPLORATION

Une revue non exhaustive de l'industrie en Amérique du Nord permet de constater que la durée des opérations de forage varie de 15 à 25 jours, si on exclut les opérations de fracturation, pour des profondeurs allant de 4 000 m à 5 000 m. La fracturation hydraulique dure de 5 à 7 jours.

4.3.1 APPROVISIONNEMENT EN EAU

WSP projette qu'une unité de désalinisation mobile se déplacera au rythme imposé par le scénario de déploiement. WSP estime que deux pompes de 150 kW sont nécessaires pour approvisionner les puits. Les hypothèses qui supportent ce choix sont les suivantes :

- débit de 60 l/s pour permettre le remplissage d'un réservoir de 25 millions de litres en 5 jours (120 h);
- longueur de tuyauterie maximale de 30 km, soit le puits le plus éloigné de l'usine;
- dénivellation de 250 m, ce qui justifie la 2^e pompe qui agit comme station de relai;
- diamètre de conduite de 400 mm.

Peu importe la technologie utilisée, la désalinisation de l'eau est un procédé énergivore (Encyclopedia of desalination and water resources, 2015). Pour une unité de distillation multi-effet (MED-MVC) ayant une capacité de 100 à 2 500 m³/j, la consommation varie entre 7 et 12 kWh/m³. De façon prudente, à 12 kWh/m³, WSP estime donc à 276 000 kWh le besoin en énergie pour produire 23 millions de litres d'eau, soit le besoin d'un puits en développement. À un rythme de 15 plateformes aménagées par année, chacune étant composée d'un maximum de 10 puits, la consommation annuelle de l'usine de désalinisation est estimée à 41 400 MWh.

Le scénario probable retenu par WSP est l'alimentation en électricité de l'unité de désalinisation et des systèmes de pompage, à partir de la centrale thermique alimentée à l'éthane. Aucune émission directe n'est à prévoir pour l'usine de désalinisation et les systèmes de pompage; toutes les émissions directes sont comptabilisées pour la centrale électrique (section 4.5.6.2).

4.3.1.1 BRUIT

Les principales sources de bruit pendant les travaux préliminaires sont essentiellement associées à la machinerie utilisée pour aménager les différents sites. Les puissances acoustiques pour cette étape varient de 100 à 113 dBA (tableau 4.5), le camion à gravier (essieux tandem), la chargeuse sur chenilles, l'abatteuse à chaînes et le buteur sur chenille étant les équipements les plus bruyants. Il s'agit toutefois d'équipements mobiles qui sont utilisés de façon ponctuelle sur l'ensemble d'un projet.

Tableau 4.3 Inventaire des émissions (kg) - Préparation du site (huit jours)

ÉQUIPEMENTS		CAMION À GRAVIER - 2 ESSIEUX (chemin et pad)	ABATTEUSE À CHAÎNES -	TRANSPORTEUR À BOIS -	BOUTEUR - (Chemin)	EXCAVATRICE - EXCAVATOR 336E (Chemin)	BOUTEUR - (Pad)	EXCAVATRICE - (Pad)	COMPACTEUR (Pad)	BOUTEUR - (Surface de roulement)	EXCAVATRICE - (Surface de roulement)	COMPACTEUR - SOIL (Surface de roulement)	NIVELEUSE
Puissance	HP	400	303	174	235	309	254	309	156	235	309	156	332
Nombre		6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>Principaux contaminants atmosphériques</i>													
PM	kg	0,47	0,15	0,07	0,22	0,22	0,14	0,14	0,14	0,08	0,08	0,08	0,05
PM _{2.5}	kg	0,45	0,15	0,07	0,21	0,21	0,13	0,13	0,13	0,08	0,08	0,08	0,04
CO	kg	3,32	1,07	0,55	1,39	1,55	0,87	0,97	1,00	0,49	0,55	0,57	0,32
NO _x	kg	9,57	3,07	1,53	4,46	4,46	2,79	2,79	2,79	1,59	1,59	1,59	0,93
SO ₂	kg	0,12	0,04	0,02	0,06	0,06	0,04	0,04	0,04	0,02	0,02	0,02	0,01
HC (COV)	kg	4,64	1,49	0,74	2,17	2,17	1,35	1,35	1,35	0,77	0,77	0,77	0,45
<i>Gaz à effet de serre</i>													
CO ₂	kg	13 270,9	4 593,9	1 108,0	5 160,9	6 419,4	3 225,6	4 012,1	2 354,1	1 843,2	2 292,7	1 345,2	1 405,3
CH ₄	kg	0,7	0,3	0,1	0,3	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N ₂ O	kg	5,5	1,9	0,5	2,1	2,7	1,3	1,7	1,0	0,8	0,9	0,6	0,6

Tableau 4.4 Puissance acoustique par bande d'octave par sources de bruit pendant les travaux préliminaires.

Source de bruit	Nombre	% d'utilisation	Puissance acoustique par bande d'octave (Hz)								(a)	(b)	(c)	Source
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000				
Camion vibreur (Moteur CAT C15)	1	50	110	104	109	108	109	106	102	105	113	113	110	Sercel N65 Neo - Fiche technique
Camion à gravier – essieux tandem	6	100	104	104	97	100	103	96	90	80	105	113	113	Camion artisan type - Base de données WSP
Déchetuse	1	65	101	110	100	104	102	100	96	92	107	107	105	HSE - Rapport RR618
Abatteuse à chaînes	1	65	100	117	109	108	108	110	114	113	115	115	113	FHWA 2006 / BS 5228
Transporteur à bois	1	35	103	103	100	101	100	96	91	86	104	104	100	Caterpillar forwarder 574 -Fiche technique
Excavatrice	2	100	85	94	101	106	105	102	97	87	105	108	108	Caterpillar excavator 336EL - Fiche Technique
Bouteur sur chenille	1	100	89	98	100	105	107	105	101	95	112	112	112	Caterpillar D7E - Fiche technique
Bouteur sur chenille	1	65	88	97	99	104	106	104	100	94	110	110	108	Caterpillar D6 - Fiche technique
Compacteur	1	65	116	113	105	107	99	97	93	89	107	107	105	Caterpillar compacteur CP64 - Fiche Technique
Niveleuse	1	20	108	111	117	118	117	113	109	105	118	118	111	Caterpillar 16 M - Fiche technique
Chargeuse sur chenille	1	65	113	115	114	114	110	107	102	94	115	115	113	Komatsu PC 400 - Base de donnée WSP

- a Puissance pour source individuelle
- b Puissance acoustique pour le total des équipements
- c Puissance acoustique pour le total des équipements corrigé par le % d'utilisation

Tableau 4.5 Puissance acoustique par bande d'octave par sources de bruit pour l'usine de désalinisation.

Usine de désalinisation														
Source de bruit	Nombre	% d'utilisation	Puissance acoustique par bande d'octave (Hz)								(a)	(b)	(c)	Source
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000				
Stations de pompage 2X150 kW	2	100	109	111	105	103	104	103	97	91	109	112	112	DEFRA 2006
Camion de pompage	14	100	121	127	110	109	108	106	98	83	115	126	126	SGEIS 2012
Camion-mélangeur	2	100	121	127	110	109	108	106	98	83	115	118	118	SGEIS 2012
Unité d'hydratation	1	100	121	127	110	109	108	106	98	83	115	115	115	SGEIS 2012
Convoyeur de sable	2	100	101	103	101	101	98	96	94	87	105	108	108	DEFRA 2006
Pompe à eau (287 kW)	1	100	121	127	110	109	108	106	98	83	114	114	114	SGEIS 2012
Camion-citerne	1	100	113	102	106	101	101	102	95	91	108	108	108	FHWA 2006 / BS 5228

- a Puissance pour source individuelle
- b Puissance acoustique pour le total des équipements
- c Puissance acoustique pour le total des équipements corrigé par le % d'utilisation

4.3.2 FORAGE

4.3.2.1 ÉQUIPEMENTS

La liste des équipements nécessaires aux travaux est présentée au tableau 4.6, de même que les données d'activité qui permettent de réaliser les calculs menant au bilan des émissions. Les paramètres de ces sources, aux fins de modélisation, sont présentés à l'annexe 3.

Foreuses

Les foreuses électriques sont aujourd'hui de plus en plus employées (Eastern Research Group Inc., 2014). Elles comptent sur 2 ou 3 moteurs diesel d'environ 1 400 Hp pour générer leur propre électricité. Cette électricité alimente divers moteurs électriques ayant chacun leur propre fonction : pompe pour les boues de forage, activation du treuil et des équipements rotatifs, équipements auxiliaires. Des foreuses alimentées par un carburant constitué d'un mélange de gaz naturel et de diesel ont récemment fait leur apparition (Energy and Environmental Research Center, 2013). Leur utilisation pose plusieurs avantages sur le plan de la logistique et sur le plan environnemental. WSP considère toutefois que l'évaluation des émissions atmosphériques pour des foreuses alimentées au diesel, une technologie plus courante et mieux maîtrisée et qui correspond à la pratique usuelle, constitue une évaluation prudente des émissions, puisque le gaz naturel est un carburant plus propre.

La puissance totale est de l'ordre de 3 000 Hp (2 250 kW). Les foreuses sont généralement en opération 24 h/7 j. WSP travaille avec l'hypothèse que le taux de productivité moyen d'une foreuse est de 130 h/1 000 m (40 h/1 000 pi) (le forage vertical est significativement plus rapide que le forage horizontal, mais les taux de production respectifs ne sont pas disponibles dans la littérature consultée).

Cette donnée s'appuie sur la littérature et sur des entrevues semi-dirigées avec le milieu (Eastern Research Group Inc., 2014). Selon les scénarios hypothétiques de déploiement des hydrocarbures à l'île d'Anticosti, les gaz se situeraient à une profondeur de 1 km au nord de l'île et à une profondeur de 3 km au sud de l'île, ce qui donne un puits vertical d'environ 2 000 m. La longueur des drains horizontaux serait d'environ 900 m en mode exploration et 1 600 m en mode développement. Ceci permet d'estimer à environ 375 h la durée du forage en mode exploration et à environ 475 h en mode développement.

Groupes électrogènes

Deux groupes électrogènes de 200 kW à moteur diesel sont requis pour alimenter les autres équipements (éclairage, séparateur, etc.). On fait l'hypothèse qu'ils sont en fonction durant toute la période de forage.

Réservoir de diesel

Selon SNC-Lavalin (2013), un réservoir de 50 000 l est prévu pour approvisionner les équipements durant le forage. Le groupe électrogène de la foreuse est l'équipement qui consomme le plus de carburant. Pour un forage de 375 h, avec une cote de consommation de 0,262 l/kWh, WSP estime cette consommation à 221 000 l (US-EPA, 2010). Le réservoir de 50 000 l devrait donc être rempli 5 fois durant les travaux, à partir d'un dépôt de produits pétroliers aménagé sur l'île.

Les émissions fugitives sont émises pour toute la durée des opérations, soit 15 jours.

Réservoir de boues de forage

Les boues de forage entraînent une certaine quantité d'hydrocarbures lors de leur retour à la surface. Ces hydrocarbures sont alors ventilés à l'air libre.

Les émissions fugitives sont émises pour toute la durée des opérations, soit 15 jours.

Équipement mobile

Divers camions sont utilisés, de façon ponctuelle dans le cadre des opérations :

- le camion de *fishing* est utilisé pour aller récupérer des objets indésirables dans le trou de forage afin de poursuivre l'opération : outils, tuyauterie, fragment de la tête de forage. Cette opération non planifiée n'entre pas dans le cadre normal des opérations;
- Le camion de diagraphie (*well logger*) est un camion d'instrumentation faisant l'acquisition de données pétrophysiques pour les caractéristiques de la roche et déterminer le potentiel du puits. Cette opération dure généralement de 4 à 8 h, mais elle peut être plus longue selon la profondeur du puits.

Aussi, WSP estime que l'utilisation des caractéristiques d'un camion à gravier (section 4.2) pendant 24 h est une hypothèse de travail raisonnable pour estimer les émissions de ces activités. Avec une cote de consommation de 34,2 l/h, la consommation est de l'ordre de 820 l de diesel.

Le CIRAIG rapporte également l'utilisation d'un chargeur frontal pour la manutention des déblais de forage, ce qui nécessiterait 9 h de travail. Avec une cote de consommation de 30 l/h, la consommation de diesel est estimée à 270 l (Caterpillar, 2015).

Séparateurs à gaz et torchère

Occasionnellement, du gaz peut remonter à la surface avec les boues de forages. Le mélange de boue de forage et de gaz est dirigé vers un séparateur. La boue est dirigée vers le séparateur de déblai pour retirer les éclats de roche, afin de la faire recirculer dans le procédé. Le gaz, de son côté, est dirigé vers une torchère afin d'être brûlé.

Tableau 4.6 Liste des équipements – Forage de puits d'exploration

ÉQUIPEMENT	DÉTAIL DES ÉQUIPEMENTS	TYPE D'ÉMISSIONS	NOMBRE D'ÉQUIPEMENT	PUISSANCE HP	HEURES D'UTILISATION PAR JOUR (h/j)	HEURES D'UTILISATION TOTALES (h)	FACTEUR DE CHARGE	CONSOMMATION UNITAIRE (L/h)
Foreuse électrique	Génératrice à moteur diesel – Caterpillar 3512C	Gaz de combustion (diesel)	2	1 500	24	375	0.68	294
Autres équipements	Génératrice à moteur diesel 200 kW	Gaz de combustion (diesel)	2	268	24	375	0.68	52
	Réservoir de diesel 50 000 l	Émissions fugitives COV	1		Utilisation de 221 000 L soit 4,5 remplissages pendant les 15 jours Remplissage tous les 3 jours			
Réservoir	Réservoir d'eau				Émissions négligeables			
	Silo pour la poudre de ciment				Émissions négligeables			
	Réservoir de déblai (éclat de pierre de forage)				Émissions négligeables			
	Réservoir de boue de forage	Émissions fugitives COV	1			360	n.a.	
Équipement mobile	Camion de diagraphie – <i>well logger</i>	Gaz de combustion (diesel)	1		équivalent à l'utilisation de camion à gravier pendant 24 h section 4,2			
	Camion de <i>fishing operation</i>	Gaz de combustion (diesel)	1					
	Chargeur frontal – MEDIUM WHEEL LOADER 980H	Gaz de combustion (diesel)	1	349	1	9	0.59	30
Équipement de procédé	Séparateur à gaz				Émissions négligeables			
	Torchère	Gaz de combustion	1					
	Bloc obturateur de puits				Émissions négligeables			
	Séparateur de déblai (shaker)				Émissions négligeables			

Le volume de gaz à brûler n'est pas prévisible. La documentation suggère un taux d'émission de 400 kg de gaz par jour de forage (American Petroleum Institute, 2009). La composition présumée du gaz détermine les espèces chimiques qui sont émises à l'atmosphère.

4.3.2.2 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

Le bilan des émissions atmosphériques est présenté au tableau 4.7.

Pour les activités de forage, les principales catégories d'émissions sont considérées soit les émissions de moteurs à combustion interne au diesel, le réservoir de diesel, les boues de forage et la torchère.

Moteurs à combustion interne au diesel

Les facteurs d'émission (g/hp.hr) ont été estimés suivant la méthode proposée dans le document « *Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling - Compression-Ignition* » (US-EPA, 2010). Les taux d'émission moyens pour chacun des modèles d'équipement ont ensuite été calculés en considérant la catégorie Tier (T4N pour tous les équipements) et la puissance des moteurs (hp) ainsi que le facteur de chargement en fonction du type d'équipement.

Pour la présente étude, la teneur en soufre dans le diesel a été fixée à 15 ppm, soit la limite prescrite par le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel (Environnement Canada, 2013) pour les carburants diesel pour les moteurs hors route. De plus, toutes les particules émises par les systèmes d'échappement sont assumées inférieures à 10 microns (PM₁₀) de sorte que les taux d'émission pour les PM_{tot} et les PM₁₀ sont égaux. De plus, la fraction de particules fines (PM_{2,5}) sur l'ensemble des particules émises est estimée à 97 %.

Dans le cas de la spécification des HAP et COV, les taux d'émission ont été établis pour des moteurs (*Internal Combustion Engine*) au diesel à partir de la base de données *California air toxics emissions factors* (CATEF) de l'agence de protection de l'environnement de Californie.

Dans le cadre de la modélisation, les taux d'émission moyens et maximums sont équivalents. En considérant que les activités sont constantes, le facteur de charge ont été établis 68 % (US-EPA, 2010). La durée de forage est estimée à 375 h. Le nombre d'heures d'utilisation par jour pourra varier selon le scénario établi (p. ex. le pire est une utilisation de 24 h/j).

Enfin pour les gaz à effet de serre, les facteurs d'émission du CO₂, CH₄ et N₂O ont été établis à partir du Règlement RDOCECA pour le diesel.

Réservoir de diesel

Lors du remplissage du réservoir de 50 000 l, des COV pourraient être émis.

L'estimation des COV totaux est basée sur la méthode décrite dans la section 5.2 de l'AP42 (Transportation And Marketing Of Petroleum Liquids - Submerged Loading (Normal Service) (US-EPA, 2008). Les émissions de COV peuvent être considérées négligeables.

L'utilisation de 221 000 l de diesel a été estimée, soit 4,5 remplissages pendant les 15 jours (remplissage tous les 3 jours).

Boue de forages

L'estimation des émissions de COV provenant des boues de forage est peu documentée. Dans le document de l'API (American Petroleum Institute, 2009), un facteur d'émission pour les hydrocarbures totaux (THC) et le méthane (CH₄) a été établi par journée de forage pour une boue de forage à base d'eau. Les émissions de COV peuvent être considérées négligeables.

Torchère

L'estimation des principaux polluants atmosphériques est basée sur le chapitre 2 de l'AP42. Par conséquent, les émissions de gaz de schiste brûlé à la torchère ont été estimées en utilisant un taux de destruction du gaz de 98 % et un débit de 400kg/j de forage (SNC-Lavalin, 2013). La torchère fonctionne pendant toute la période de forage, soit 360 h (15 jours).

Il est à noter qu'aucun composé soufré n'est présent dans le gaz. Aucune émission de SO₂ n'a été estimée.

4.3.2.3 BRUIT

Les principales sources de bruit pendant le forage exploratoire sont essentiellement associées aux activités de forage elles-mêmes. Les puissances acoustiques pour cette étape varient de 95 à 108 dBA (tableau 4.8), le moteur de forage, le camion de diagraphie et le camion de pompage de béton étant les équipements les plus bruyants. Ces sources sonores se trouvent essentiellement sur les sites de forage et se déplaceront sur l'île d'Anticosti selon le scénario de déploiement prévu (cartes 3.1 et 3.2).

Tableau 4.7 Inventaire des émissions (kg) – Exploration-Forage (15 jours)

DÉTAIL DES ÉQUIPEMENTS		GÉNÉRATRICE À MOTEUR DIESEL – CATERPILLAR 3512C	GÉNÉRATRICE À MOTEUR DIESEL 200 KW	CAMION DE DIAGRAPHIE – WELL LOGGER	CAMION DE FISHING OPERATION	CHARGEUR FRONTAL – MEDIUM WHEEL LOADER 980H
Nombre d'équipement		2	2	1	1	1
Puissance unitaire	HP	1 500	268	Équivalent à l'utilisation de camion à gravier pendant 24 h section 4.2		349
Heures d'utilisation totales		h/forage	375	375		9
Taux de charge		0,68	0,68			0,439
Principaux contaminants atmosphériques						
PM	kg	20,7	1,9		0,1	0,02
PM _{2.5}	kg	20,1	1,8		0,1	0,02
CO	kg	66,9	11,8		0,5	0,13
NO _x	kg	354,7	38,0		1,6	0,38
SO ₂	kg	2,7	0,5		0,0	0,00
HC (COV)	kg	103,2	18,4		0,8	0,19
Gaz à effet de serre						
CO ₂	kg	398 974,8	71 283,5		2 185,8	719 010,0
CH ₄	kg	22,5	4,0		0,1	40,5
N ₂ O	kg	164,8	29,4		0,9	297,0
COV et HAP						
Aldéhydes	kg	1,7E-01	3,0E-02			3,0E-01
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	kg	4,0E-04	7,2E-05			7,3E-04

Tableau 4.8 Puissance acoustique par bande d'octave pour les sources de bruits pendant le forage de puits d'exploration.

Source de bruit	Nombre	% d'utilisation	Puissance acoustique par bande d'octave (Hz)								(a)	(b)	(c)	Source
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000				
Génératrice à moteur diesel	2	100	86	100	94	93	92	88	82	75	100	103	103	1500 kW – Caterpillar 3512C - Insonorisé - Fiche Tech.
Génératrice à moteur diesel 200 kW	2	100	86	100	94	93	92	88	82	75	100	103	103	200 kW - Generac - Insul lv.1 - Fiche Tech.
Moteur de forage	2	100	114	112	105	106	102	99	92	86	105	108	108	SGEIS 2012
Chargeur frontal	1	3	96	101	102	106	109	105	98	90	113	113	98	Caterpillar 980H - Fiche Technique
Camion à gravier – essieux tandem	1	100	104	104	97	100	103	96	90	80	105	105	105	Camion artisan type - Base de données WSP
Torchère	1	100	80	83	87	89	91	87	80	72	95	95	95	Shaw T-4000 - Banque donnée WSP
Séparateur de déblais (Tamis)	1	100	81	89	93	98	101	102	98	88	106	106	106	SGEIS 2012
Camion de diagraphie (Well logger)	1	100	113	102	106	101	101	102	95	91	108	108	108	FHWA 2006 / BS 5228
Camion de "fishing operation"	1	10	113	102	106	101	101	102	95	91	108	108	98	FHWA 2006 / BS 5228
Camion de pompage (béton)	1	50	113	108	107	105	104	103	104	102	111	111	108	FHWA 2006 / BS 5228

- a Puissance pour source individuelle
- b Puissance acoustique pour le total des équipements
- c Puissance acoustique pour le total des équipements corrigé par le % d'utilisation

4.3.3 PRÉPARATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

De petites charges explosives sont insérées dans le puits afin de créer les zones de perforations (perforation clusters) dans la section horizontale du drain. Les fractures créées dans la roche lors de la détonation seront par la suite ouvertes sur une plus grande région de l'injection des fluides de fracturation.

Selon le CIRAIG (2012), environ 1,8 kg d'explosifs est requis pour perforer le tubage sur une zone de perforation (cluster) de 2 m. Les zones de perforation sont distantes d'environ 25 m (50 à 100 pi) (Chesapeake, 2011). Pour un drain de 1 600 m, la quantité d'explosifs serait donc de 115 kg. Il est à noter qu'environ 20 g d'explosifs seraient utilisés à la fois.

L'explosif RDX, ou cyclotriméthylènetrinitramine, est l'un des plus utilisés. Les polluants atmosphériques dont les facteurs d'émissions sont documentés sont le monoxyde de carbone (CO) à 98 kg/Mg et l'ammoniac (NH₃) à 22 kg/Mg (US-EPA, AP-42, 2008). Au plus fort des activités selon le scénario de déploiement prévu (15 plateformes en développement), la quantité d'explosifs requise serait d'environ 17 250 kg. Quant aux émissions de CO et de NH₃, elles seraient respectivement de 1 690 kg et de 379 kg.

Une hypothèse a été faite à l'égard que la majorité de ces émissions gazeuses remonteront à la surface avec les eaux de reflux et qu'une fraction moindre remontrait avec les hydrocarbures pendant la production. Une certaine quantité de gaz entrera en solution dans les eaux de reflux et le reste sera émis avec la fraction gazeuse des hydrocarbures à la torchère, où ils sont détruits à 98 %.

4.3.4 FRACTURATION HYDRAULIQUE

4.3.4.1 ÉQUIPEMENTS

La liste des principaux équipements nécessaires aux travaux est présentée au tableau 4.9, de même que les données d'activité qui permettent de réaliser les calculs menant au bilan des émissions. Les paramètres de ces sources, aux fins de modélisation, sont présentés à l'annexe 3.

Chaudière et système de chauffage hivernal

Le système de chauffage sert à prévenir le gel de l'eau fraîche et des fluides de fracturation. Les additifs chimiques permettent de travailler avec une eau entre 3 et 5°C. Il n'est pas utile de réchauffer l'eau davantage. Le CIRAIG rapporte 48 h de chauffage, sans autres détails. Sachant que la durée du processus de fracturation est de 7 jours (168 h), on peut supposer que la chaudière fonctionne en continu pendant 7 jours à environ 25 % (48/168) de sa puissance maximale.

L'alimentation de la chaudière en gaz sera possible lorsque celui-ci sera abondant, après quelques années d'exploitation sur l'île; toutefois, l'alimentation en diesel est à prévoir dans les premières années. C'est le scénario prudent retenu par WSP.

Tableau 4.9 Liste des équipements – Fracturation hydraulique

ÉQUIPEMENT	DÉTAIL DES ÉQUIPEMENTS	TYPE D'ÉMISSIONS	NOMBRE D'ÉQUIPEMENT	PUISSANCE UNITAIRE (HP)	POMPAGE		MARCHE AU RALENTI		ARRÊT	TOTAL HEURES FRACTURES (h)
					Heures unitaires (h)	Facteur de charge	Heures unitaires (h)	Facteur de charge	Heures unitaires (h)	
Approvisionnement en eau	Usine de désalinisation Stations de pompage 2X150 kW	Aucune émission – les équipements fonctionnent à l'électricité								
Chaudière et système de chauffage hivernal	Chaudière au mazout léger (7MW)	Gaz de combustion (diesel)	2	9387	48	0,5			34	82
Équipements de pompage et de mélange	Camion de pompage		12 en fonctionnement et 2 en maintenance	2150	31	0,5	26	0,05	25	82
	Camion mélangeur		2	520	31	0,43	26	0,05	25	82
	Unité d'hydratation	Gaz de combustion (diesel)	1	475	21	0,5		0,05		82
	Convoyeur de sable		2	127	15	0,43		0,05		82
	Pompe à eau		1	385	31	0,43	26	0,05	25	82
		Centre d'enregistrement des données		1	55	82	0,5	0	0,05	0
Réservoirs	Réservoirs de produits chimiques (<i>tote tank</i>)	Émissions négligeables								
	Réservoirs mobiles d'entreposage des eaux de reflux (79 500 l)	Émissions fugitives	72							
Disposition des eaux de reflux vers l'usine de traitement des eaux	Conduites de surface									

Équipement de pompage et équipement de fracturation

Rodriguez et Ouyang (2013) ont obtenu les données opérationnelles des équipements de fracturation pour un puits de la formation de Marcellus. Cette opération de fracturation a nécessité 150 000 bbl (près de 24 millions de litres d'eau), ce qui correspond bien au scénario de fracturation retenu pour Anticosti. Le portrait des équipements utilisés dans cette étude est valable.

Les données sont présentées au tableau 4.10 pour 82 h d'opération. Les opérations de pompage étant de loin les plus énergivores; la qualité de cette donnée a été vérifiée. La littérature consultée indique que la puissance motrice requise pour obtenir la pression nécessaire à une fracturation efficace dans le puits varie de 24 000 hp à 54 000 hp, selon la formation rocheuse étudiée (Weatherford, 2009). Elle est de l'ordre de 30 000 hp (22 375 kW) pour la formation de Marcellus. WSP est donc confiante que les données présentées sont fiables.

Tableau 4.10 Profil d'utilisation des équipements de fracturation – Exploitation du shale de Marcellus

	PUISSANCE UNITAIRE (KW)	NOMBRE DE MOTEUR	OPÉRATION DE POMPAGE (H)	MARCHE AU RALENTI (H)	À L'ARRÊT (H)	FACTEUR DE CHARGE
Camion de pompage	1690	12	31	26	25	50
Camion mélangeur	388	2	31	26	25	43
Unité d'hydratation	354	1	21			50
Convoyeur de sable	95	2	15			43
Pompe à eau	287	1	31	26	25	43
Centre d'enregistrement des données	55	1	82	0	0	50

Inspiré de Rodriguez et Ouyang, 2013

Réservoirs mobiles d'entreposage des eaux de reflux

WSP fait l'hypothèse que les eaux de reflux seront entreposées dans des réservoirs mobiles fermés ayant une capacité approximative de 79 500 l (21 000 gallons). Pour un volume de 5,75 millions de litres d'eau de reflux, 72 réservoirs sont requis.

Réservoirs de produits chimiques

WSP fait l'hypothèse que les produits chimiques sont livrés dans des réservoirs de type Tote Tank (capacité de 1 000 l) ou dans des réservoirs plus petits selon le besoin en production. L'entreposage sur le site se fait dans des remorques aménagées conformément aux exigences légales pour l'entreposage de matières dangereuses. La liste des produits chimiques qui seront utilisés n'est pas connue avec précision. En l'absence de données précises sur la composition des produits chimiques entreposés dans chacun des réservoirs, il n'est pas possible de déterminer de taux d'émissions, ni de faire de bilan d'émissions.

4.3.4.2 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

Le bilan des émissions atmosphériques est présenté au tableau 4.11.

Pour la fracturation hydraulique, les principales catégories de sources d'émissions sont considérées soit les chaudières à diesel et les moteurs à combustion interne au diesel.

Chaudières au diesel

Les facteurs d'émission ont été estimés suivant la méthode proposée dans la section 1.4 Section 1.3 (Fuel Oil Combustion) de l'AP42. Les facteurs pour des chaudières entre 10 à 100 MMBTU sont exprimés en lb/Mgal de carburant. Le facteur de charge a été établi à 50 %. Tel que mentionné à l'article 57 du RAA, la teneur de soufre pour le mazout léger doit être de 0,5 % en poids. Cette teneur a été retenue pour le calcul de SO₂.

Les chaudières fonctionnant 48 h sur les 82 h de la fracture hydrauliques, les taux d'émission moyens et maximums ont été estimés en fonction des heures d'utilisation. Le taux moyen a été reporté sur 82 h, alors que le maximum est sur 48 h.

Pour les gaz à effet de serre, les facteurs d'émission du CO₂, CH₄ et N₂O ont été établis à partir du Règlement RDOCECA pour le diesel.

Moteurs à combustion interne au diesel

Les facteurs d'émission (g/hp.hr) ont été estimés suivant la méthode proposée dans le document « *Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling - Compression-Ignition* » (US-EPA, 2010). Les taux d'émission moyens pour chacun des modèles d'équipement ont ensuite été calculés en considérant la puissance des moteurs (hp) ainsi que le facteur de chargement en fonction du type d'équipement.

Pour la présente étude, la teneur en soufre dans le diesel a été fixée à 15 ppm, soit la limite prescrite par le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel (Environnement Canada, 2013) pour les carburants diesel pour les moteurs hors route. De plus, toutes les particules émises par les systèmes d'échappement sont assumées inférieures à 10 microns (PM₁₀) de sorte que les taux d'émission pour les PM_{tot} et les PM₁₀ sont égaux. De plus, la fraction de particules fines (PM_{2,5}) sur l'ensemble des particules émises est estimée à 97 %.

Dans le cas de la spécification des HAP et COV, les taux d'émission ont été établis pour des moteurs (*Internal Combustion Engine*) au diesel à partir de la base de données *California air toxics emissions factors* (CATEF) de l'agence de protection de l'environnement de Californie.

Tableau 4.11 Inventaire des émissions (kg) – Exploration-Fracture hydraulique (375 h)

ÉQUIPEMENT	CHAUDIÈRE ET SYSTÈME DE CHAUFFAGE HIVERNAL			ÉQUIPEMENTS DE POMPAGE ET DE MÉLANGE				
	Détail des équipements	Chaudière au mazout léger (7MW)	Camion de pompage	Camion mélangeur	Unité d'hydratation	Convoyeur de sable	Pompe à eau	Centre d'enregistrement des données (well logging truck)
Nombre d'équipement	0	2	12	2	1	2	1	1
Puissance unitaire	HP	9 387	2 150	520	475	127	385	55
Principaux contaminants atmosphériques								
PM	kg/puits	34,9	17,6	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1
PM _{2.5}	kg/puits	16,4	17,1	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1
CO	kg/puits	52,9	37,9	1,5	0,5	0,2	0,5	0,6
NO _x	kg/puits	211,5	1045,1	4,2	1,4	0,5	1,6	6,8
SO ₂	kg/puits	750,7	1,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
HC (COV)	kg/puits	2,7	58,5	2,1	0,7	0,2	0,8	0,3
Gaz à effet de serre								
CO ₂	kg/puits	234 991,5	226 054,5	7 935,3	2 601,2	854,4	2 937,6	1 176,1
CH ₄	kg/puits	13,2	12,7	0,4	0,1	0,0	0,2	0,1
N ₂ O	kg/puits	97,1	93,4	3,3	1,1	0,4	1,2	0,5
COV et HAP								
Aldéhydes	kg/puits		9,5E-02	3,3E-03	1,1E-03	3,6E-04	1,2E-03	5,0E-04
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	kg/puits		2,3E-04	8,0E-06	2,6E-06	8,6E-07	3,0E-06	1,2E-06

Dans le cadre de la modélisation, les taux d'émission moyens ont été estimés en fonction du facteur de charge et des heures de fonctionnement des équipements sur l'ensemble des heures de la fracturation (82 h). Pour le calcul des taux maximums, le facteur de charge lors du pompage est utilisé.

Pour les gaz à effet de serre, les facteurs d'émission du CO₂, CH₄ et N₂O ont été établis à partir du Règlement RDOCECA pour le diesel.

Réservoirs mobiles d'entreposage des eaux de reflux

Les eaux de reflux sont composées d'un mélange :

- des fluides de fracturation;
- de l'eau de formation, présente naturellement dans le sol;
- des sels et des métaux dissous, lesquels sont liés à la nature géologique de la roche fracturée.

Le volume des eaux de reflux a été estimé à 5,75 millions de litres par puits. Ces eaux seront entreposées dans des réservoirs fermés avant d'être réutilisées ou traitées. À ce stade de l'étude, il n'est pas possible d'estimer les concentrations des différents composés présents dans l'eau de reflux et, par conséquent, les émissions provenant des réservoirs. En effet, les données disponibles ne permettent pas d'estimer un volume de gaz ni d'hydrocarbures liquides qui pourraient être en contact avec les eaux de reflux et ainsi quantifier la composition des eaux.

4.3.4.3 BRUIT

Les principales sources de bruit pendant la fracturation hydraulique sont essentiellement associées aux équipements nécessaires pour le pompage des fluides de fracturation. Les puissances acoustiques pour cette étape varient de 98 à 116 dBA (tableau 4.12), le camion de pompage, le convoyeur de sable, le séparateur à gaz et la station de pompage étant les équipements les plus bruyants. La plupart des équipements nécessaires à la fracturation hydraulique se trouveront à proximité du puits. Ils se déplaceront au fur et à mesure du développement de nouveaux puits selon le scénario de déploiement envisagé (cartes 3.1 et 3.2).

Tableau 4.12

Puissance acoustique par bande d'octave pour les sources de bruit pendant la fracturation hydraulique.

Source de bruit	Nombre	% d'utilisation	Fracturation hydraulique										(a)	(b)	(c)	Source	
			Puissance acoustique par bande d'octave (Hz)								(a)	(b)					(c)
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000							
Usine de désalinisation	1	100	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	Notes d'Instructions 98-01 du MDDELCC	
Station de pompage (2 x 150 kW)	1	100	109	111	105	103	104	103	97	91	109	109	109	109	109	DEFRA 2006	
Chaudière au mazout léger (7 MW)	1	100	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	Notes d'Instructions 98-01 du MDDELCC	
Camion de pompage - 1690 (kW)	12	100	121	127	110	109	108	106	98	83	105	116	116			SGEIS 2012	
Camion mélangeur (produit chimique) - 388 (kW)	2	100	121	127	110	109	108	106	98	83	95	98	98			SGEIS 2012	
Unité d'hydratation 354 (kW)	1	100	121	127	110	109	108	106	98	83	106	106	106			SGEIS 2012	
Convoyeur de sable (95 kW)	2	100	101	103	101	101	98	96	94	87	108	111	111			DEFRA 2006	
Pompe à eau 287 (kW)	1	100	121	127	110	109	108	106	98	83	108	108	108			SGEIS 2012	
Séparateur à gaz	1	100	51	59	64	76	73	70	66	60	111	111	111			BS 5228	

- a Puissance pour source individuelle
- b Puissance acoustique pour le total des équipements
- c Puissance acoustique pour le total des équipements corrigé par le % d'utilisation

4.3.5 ESSAI DE PRODUCTION

4.3.5.1 ÉQUIPEMENT

La liste des équipements nécessaires aux travaux est présentée au tableau 4.13, de même que les données d'activité qui permettent de réaliser les calculs menant au bilan des émissions. Les paramètres de ces sources, aux fins de modélisation, sont présentés à l'annexe 3.

Tableau 4.13 Liste des équipements – Essai de production

ÉQUIPEMENT	DÉTAILS DES ÉQUIPEMENTS	DÉBIT MINIMUM (m ³ /j)	DÉBIT MAXIMUM (m ³ /j)	DURÉE DE FONCTIONNEMENT (j)
Essai de production	Ventilation de gaz (avant la mise en fonction de la torchère)		Négligeable	
	Torchère à flamme visible	22 000	85 000	15

Ventilation à l'atmosphère

Le débit d'hydrocarbures récupéré à la tête du puits est dirigé vers un séparateur triphasique pour séparer le gaz, le pétrole liquide et possiblement l'eau de reflux. Le gaz est dirigé vers la torchère pour y être brûlé. La ventilation à l'atmosphère lors du non-fonctionnement de la torchère est considérée négligeable, puisqu'il est possible d'installer une torchère fonctionnant à faible débit, avec un système d'allumage par étincelle alimenté par un panneau solaire et une batterie. Dans l'éventualité où le débit excède la plage de fonctionnement de la torchère, le volume excédentaire est envoyé à d'autres torchères adjacentes.

Torchère à flamme visible

Selon la littérature consultée, la destruction du gaz par torchère ne dépasse pas 15 jours (Mohan *et al.*, 2011). Pour une évaluation prudente, le bilan est réalisé pour un débit de 22 000 m³/j pendant 15 jours.

4.3.5.2 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

L'estimation des principaux polluants atmosphériques est basée sur le chapitre 2 de l'AP42. Par conséquent, les émissions de gaz de schiste brûlé à la torchère ont été estimées en utilisant un taux de destruction du gaz de 98 % et du débit variant de 22 000 m³/j à 85 000 m³/j (SNC-Lavalin, 2013). La torchère fonctionne pendant toute la période de forage, soit 360 h (15 jours). Les taux d'émissions moyens ont été calculés avec un débit de 22 000 m³/j, alors que les taux d'émissions maximums avec un débit de 85 000 m³/j.

Il est à noter qu'aucun composé soufré n'est présent dans le gaz. Par conséquent, aucune émission de SO₂ n'a été estimée.

Le bilan des émissions atmosphériques des torchères lors du forage et de l'essai de production est présenté au tableau 4.14.

Tableau 4.14 Inventaire des émissions (kg) des torchères – Exploration

COMPOSÉS	LORS DES TRAVAUX DE FORAGE	LORS DES ESSAIS DE PRODUCTION
	Émission moyenne	Émission moyenne
	kg/puits	kg/puits
<i>Principaux contaminants atmosphériques</i>		
PM	7,1	280,2
PM _{2.5}	7,1	280,2
CO	0,5	18,3
NO _x	3,8	149,6
SO ₂	0,0	0,0
HC (COV)		
<i>Gaz à effet de serre</i>		
CO ₂	20 994	824 438
CH ₄	83,9	3295,7
N ₂ O	0,3	10,9

4.3.5.3 BRUIT

Pendant les essais de production, les principales sources de bruit sont essentiellement associées au brûlage des gaz par la torchère. Les puissances acoustiques pour cette étape sont de 103 Hz pour la torchère et de 106 Hz pour l'unité de ventilation (tableau 4.15).

4.3.6 REMISE EN ÉTAT DU SITE

La remise en état du site nécessite les mêmes équipements et la machinerie ayant été utilisés lors de la préparation du site. Ceux-ci ont été caractérisés précédemment (section 4.2). Compte tenu que le site n'est pas complètement remis à son état d'origine après les travaux d'exploration, l'ampleur des travaux à réaliser est modeste.

WSP fait l'hypothèse, pour le bilan des émissions, que l'intensité des activités représente 50 % de celles calculées pour l'étape de préparation du site, alors que celui-ci était à l'état naturel (tableau 4.16).

Tableau 4.15 Puissance acoustique par bande d'octave pour les sources de bruit associées aux essais de production.

Forage de puits d'exploration														
Source de bruit	Nombre	% d'utilisation	Puissance acoustique par bande d'octave (Hz)								(a)	(b)	(c)	Source
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000				
Unité de ventilation	1	100	113	112	109	104	101	94	90	84	106	106	106	URS 2012
Torchère (22 000 m ³ / j)	1	100	88	91	95	97	99	95	88	80	103	103	103	Shaw T-6000 - Banque donnée WSP

- a Puissance pour source individuelle
- b Puissance acoustique pour le total des équipements
- c Puissance acoustique pour le total des équipements corrigé par le % d'utilisation

Tableau 4.16 Inventaire des émissions (kg) – Remise en état du site

COMPOSÉ	ÉMISSION ATMOSPHERIQUE	
<i>Principaux contaminants atmosphériques</i>		
PM	kg	0,91
PM _{2,5}	kg	0,88
CO	kg	6,33
NO _x	kg	18,59
SO ₂	kg	0,23
HC (COV)	kg	9,02
<i>Gaz à effet de serre</i>		
CO ₂	kg	23 515,59
CH ₄	kg	1,32
N ₂ O	kg	9,71

4.3.7 BILAN DES ÉMISSIONS POUR L'ÉTAPE D'EXPLORATION

Il est utile à cette étape de présenter un sommaire des émissions pour chacune des étapes de l'exploration (tableau 4.17). Il apparaît que la grande majorité des émissions à cette étape sont attribuables au forage de puits.

Tableau 4.17 Bilan des émissions (en kg) pour un puits – Étape d'exploration

COMPOSÉS	EXPLORATION			
	FORAGE	FRACTURATION	REMISE EN	TORCHÈRE
	PUITS	PUITS	ÉTAT DU SITE	
	kg/puits	kg/puits	kg/puits	kg/puits
<i>Principaux contaminants atmosphériques</i>				
PM	22,7	52,9	0,9	287,3
PM _{2,5}	22,0	33,9	0,9	287,3
CO	79,4	94,1	6,3	18,8
NO _x	394,7	1 271,0	18,6	153,4
SO ₂	3,2	752,4	0,2	0,0
HC (COV)	122,6	65,2	9,0	-
<i>Gaz à effet de serre</i>				
CO ₂	1 191 454,1	476 550,4	23 515,6	845 432,3
CH ₄	67,1	26,8	1,3	3 379,6
N ₂ O	492,2	196,8	9,7	11,2
<i>COV et HAP</i>				
Aldehydes	0,5	0,1	-	-
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	0,0	0,0	-	-

4.4 ÉTAPE 4 – PROJET PILOTE/DÉVELOPPEMENT

La liste des équipements nécessaires aux travaux, de même que les des sources d'émissions sont les mêmes que ceux présentés à la section 4.3.

Les émissions des charges explosives lors de la préparation pour la fracturation hydraulique sont toujours considérées négligeables.

4.4.1 RENFORCEMENT DES INFRASTRUCTURES

En ce qui concerne le site de forage et les voies d'accès, l'expérience de WSP dans l'aménagement de chemins forestiers indique qu'il y a peu d'avantages financiers à revenir sur un site pour le réaménager. Si la probabilité d'exploiter le site est suffisamment forte à l'étape d'exploration, il est souvent préférable d'aménager dès le départ le site en fonction des besoins en développement. WSP fait l'hypothèse que l'aménagement du site est fait en ce sens, et qu'aucun travail additionnel significatif n'est requis pour la phase de développement.

4.4.2 INSTALLATION DES CONDUITES DE GAZ ET DE PÉTROLE

Le tracé du réseau de collecte du mélange d'hydrocarbure suivrait vraisemblablement les voies d'accès et les routes qui auront été aménagées pour permettre l'acheminement du matériel et des équipements vers les sites de forage. Les travaux à réaliser nécessitent sensiblement les mêmes équipements que ceux présentés à l'étape de préparation du site. Les taux d'émissions atmosphériques et les puissances acoustiques proposés précédemment sont toujours valables. En ce qui concerne le bilan des émissions, la nature et l'ampleur des travaux à réaliser devront être évaluées dans une étude subséquente pour obtenir une estimation satisfaisante.

4.4.3 CRÉATION DE SITE MULTI-FORAGE

4.4.3.1 FORAGE

Équipements

La liste des équipements nécessaires aux travaux est présentée au tableau 4.18, de même que les données d'activité qui permettent de réaliser les calculs menant au bilan des émissions. Les paramètres de ces sources, aux fins de modélisation, sont présentés à l'annexe 4.

En ce qui concerne les données d'activités des équipements de forage, elles sont calculées proportionnellement à la durée de forage, qui passe de 375 h pour un puits de 2 900 m à 475 h pour un puits de développement de 3 600 m, soit :

- les groupes électrogènes de la foreuse et les groupes électrogènes pour les autres applications sont utilisés sur une période de 475 h;
- les émissions fugitives du réservoir de diesel sont calculées sur 20 jours;

- les émissions fugitives du dégazage des boues de forages sont calculées sur 20 jours;
- la consommation des équipements mobiles (*fishing, well logger* et chargeur frontal) est calculée sur 20 jours;
- le taux d'émission à la torchère reste le même, mais le bilan est calculé sur 20 jours.

Émissions atmosphériques

Le bilan des émissions atmosphériques est présenté au tableau 4.19.

Pour les activités de forage, les principales catégories d'émissions sont considérées soit les émissions de moteurs à combustion interne au diesel, le réservoir de diesel, les boues de forage et la torchère

Moteurs à combustion interne au diesel

Les facteurs d'émission (g/hp.hr) ont été estimés suivant la méthode proposée dans le document « *Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling - Compression-Ignition* » (US-EPA, 2010). Les taux d'émission moyens pour chacun des modèles d'équipement ont ensuite été calculés en considérant la catégorie Tier (T4N pour tous les équipements) et la puissance des moteurs (hp) ainsi que le facteur de chargement en fonction du type d'équipement.

Pour la présente étude, la teneur en soufre dans le diesel a été fixée à 15 ppm, soit la limite prescrite par le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel (Environnement Canada, 2013) pour les carburants diesel pour les moteurs hors route. De plus, toutes les particules émises par les systèmes d'échappement sont assumées inférieures à 10 microns (PM₁₀) de sorte que les taux d'émission pour les PM_{tot} et les PM₁₀ sont égaux. De plus, la fraction de particules fines (PM_{2,5}) sur l'ensemble des particules émises est estimée à 97 %.

Dans le cas de la spécification des HAP et COV, les taux d'émission ont été établis pour des moteurs (*Internal Combustion Engine*) au diesel à partir de la base de données *California air toxics emissions factors* (CATEF) de l'agence de protection de l'environnement de Californie.

Dans le cadre de la modélisation, les taux d'émission moyens et maximums sont équivalents. En considérant que les activités sont constantes, le facteur de charge ont été établis 68 % (US-EPA, 2010). La durée de forage est estimée à 475 h. Le nombre d'heures d'utilisation par jour pourra varier selon le scénario établi, par exemple le pire est une utilisation de 24 h/j.

Tableau 4.18 Liste des équipements – Développement-Forage de puits

ÉQUIPEMENT	DÉTAIL DES ÉQUIPEMENTS	TYPE D'ÉMISSIONS	NOMBRE D'ÉQUIPEMENT	PUISSANCE HP	HEURES D'UTILISATION PAR JOUR (h/j)	FACTEUR DE CHARGE	CONSOMMATION UNITAIRE (L/h)
Foreuse électrique	Génératrice à moteur diesel – Caterpillar 3512C	Gaz de combustion (diesel)	2	1500	24	0.68	294
Autres équipements	Génératrice à moteur diesel 200 kW	Gaz de combustion (diesel)	2	268	24	0.68	52
	Réservoir de diesel - 50 000L	Émissions fugitives COV	1		Utilisation de 295 600 L soit 6 remplissages pendant les 20 jours Remplissage tous les 3 jours		
Réservoir	Réservoir d'eau				Émissions négligeables		
	Silo pour la poudre de ciment				Émissions négligeables		
	Réservoir de déblai (éclat de pierre de forage)				Émissions négligeables		
	Réservoir de boue de forage	Émissions fugitives COV	1			480	
Équipement mobile	Camion de diagraphie – <i>well logger</i>	Gaz de combustion (diesel)	1		équivalent à l'utilisation de camion à gravier pendant 24 h section 4,2		
	Camion de <i>fishing operation</i>	Gaz de combustion (diesel)	1				
	Chargeur frontal – MEDIUM WHEEL LOADER 980H	Gaz de combustion (diesel)	1	349	1	11.25	30
Équipement de procédé	Séparateur à gaz				Émissions négligeables		
	Torchère	Gaz de combustion	1			400 kg/jr	
	Bloc obturateur de puits				Émissions négligeables		
	Séparateur de déblai (shaker)				Émissions négligeables		

Tableau 4.19 Inventaire des émissions (kg) – Développement-Forage de puits (20 jours)

DÉTAIL DES ÉQUIPEMENTS		GÉNÉRATRICE À MOTEUR DIESEL – CATERPILLAR 3512C	GÉNÉRATRICE À MOTEUR DIESEL 200 KW	CAMION DE DIAGRAPHIE – WELL LOGGER	CAMION DE FISHING OPERATION	CHARGEUR FRONTAL – MEDIUM WHEEL LOADER 980H
Nombre d'équipement	0	2	2	1	1	1
Puissance	HP	1500	268	équivalent à l'utilisation de camion à gravier pendant 24 h section 4.2		349
Principaux contaminants atmosphériques						
PM	kg/puits	26,26	2,35		0,08	0,02
PM _{2.5}	kg/puits	25,48	2,28		0,07	0,02
CO	kg/puits	84,76	14,95		0,55	0,17
NO _x	kg/puits	449,31	48,17		1,58	0,48
SO ₂	kg/puits	3,38	0,60		0,02	0,01
HC (COV)	kg/puits	26,26	2,35		0,76	0,02
Gaz à effet de serre						
CO ₂	kg/puits	505 368,13	90 292,44		2185,79	898,76
CH ₄	kg/puits	28,47	5,09		0,12	0,05
N ₂ O	kg/puits	208,75	37,30		0,90	0,37
COV et HAP						
Aldéhydes	kg/puits	218,08	38,96			0,39
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	kg/puits	0,52	0,09			0,00

Enfin pour les gaz à effet de serre, les facteurs d'émission du CO₂, CH₄ et N₂O ont été établis à partir du Règlement RDOCECA pour le diesel.

Réservoir de diesel

Lors du remplissage du réservoir de 50 000 L, des COV pourraient être émis.

L'estimation des COV totaux est basée sur la méthode décrite dans la section 5.2 de l'AP 42 (Transportation And Marketing Of Petroleum Liquids - Submerged Loading (Normal Service) (US-EPA, 2008). Les émissions de COV peuvent être considérées négligeables.

L'utilisation de 221 000 l de diesel a été estimée soit 4,5 remplissages pendant les 20 jours (remplissage tous les 3 jours).

Boue de forages

L'estimation des émissions de COV provenant des boues de forage est peu documentée. Dans le document de l'API (2009), un facteur d'émission pour les hydrocarbures totaux (THC) et le méthane (CH₄) a été établi par journée de forage pour une boue de forage à base d'eau. Les émissions de COV peuvent être considérées négligeables.

Torchère

Les émissions de gaz brûlé à la torchère ont été estimées en utilisant un taux de destruction de 98 % et un débit de 400 kg/j (SNC-Lavalin, 2013). La torchère fonctionne pendant toute la période de forage soit 480 h (20 jours).

Il est à noter qu'aucun composé soufré n'est présent dans le gaz. Aucune émission de SO₂ n'a été estimée.

Bruit

Les principales sources de bruit pendant le développement d'un puits de forage sont essentiellement associées aux activités de forage elles-mêmes. Les puissances acoustiques pour cette étape varient de 95 à 108 Hz (tableau 4.20), le moteur de forage, le camion de diagraphie et le camion de pompage de béton étant les équipements les plus bruyants.

Tableau 4.20 Puissances acoustiques par bande d'octave pour les sources de bruit associées au développement d'un puits de forage.

Source de bruit	Nombre	% d'utilisation	Développement - Forage de puits								(a)	(b)	(c)	Source
			Puissance acoustique par bande d'octave (Hz)											
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000				
Génératrice à moteur diesel	2	100	86	100	94	93	92	88	82	75	100	103	103	1500 kW – Caterpillar 3512C - Insonorisé - Fiche Tech.
Génératrice à moteur diesel 200 kW	2	100	86	100	94	93	92	88	82	75	100	103	103	
Moteur de forage	2	100	114	112	105	106	102	99	92	86	105	108	108	SGEIS 2012
Chargeur frontal	1	3	96	101	102	106	109	105	98	90	113	113	98	Caterpillar 980H - Fiche Technique
Camion à gravier – essieux tandem	1	100	104	104	97	100	103	96	90	80	105	105	105	Camion artisan type - Base de données WSP
Torchère	1	100	80	83	87	89	91	87	80	72	95	95	95	Shaw T-4000 - Banque donnée WSP
Séparateur de déblais (Tamis)	1	100	81	89	93	98	101	102	98	88	106	106	106	SGEIS 2012
Camion de diagraphie (Well logger)	1	100	113	102	106	101	101	102	95	91	108	108	108	FHWA 2006 / BS 5228
Camion de "fishing operation"	1	10	113	102	106	101	101	102	95	91	108	108	98	FHWA 2006 / BS 5228
Camion de pompage (béton)	1	50	113	108	107	105	104	103	104	102	111	111	108	FHWA 2006 / BS 5228

- a Puissance pour source individuelle
- b Puissance acoustique pour le total des équipements
- c Puissance acoustique pour le total des équipements corrigé par le % d'utilisation

4.4.3.2 FRACTURATION HYDRAULIQUE

Équipements

La liste des équipements nécessaires aux travaux est présentée au tableau 4.21, de même que les données d'activité qui permettent de réaliser les calculs menant au bilan des émissions. Les paramètres de ces sources, aux fins de modélisation, sont présentés à l'annexe 4.

En ce qui concerne la fracturation hydraulique, le volume d'eau requis est plus important que lors du forage d'exploration (23 millions de litres). On fait l'hypothèse que les opérations sont 25 % plus longues, au prorata de la longueur du puits (3 600/2 900).

- la consommation d'énergie de l'usine de désalinisation est calculée pour un volume d'eau de 23 millions de litres/puits;
- la consommation d'énergie des stations de pompage est plus élevée, mais la durée de pompage est la même. Le facteur de charge est modifié en conséquence;
- la consommation de la chaudière pour le système de chauffage augmente de 25 %;
- la consommation des équipements de pompage et de mélange est augmentée de 25 %;
- les émissions fugitives du dégazage des boues de forages sont calculées sur un temps de résidence de 20 jours (aucun changement).

Émissions atmosphériques

Le bilan des émissions atmosphériques est présenté au tableau 4.22.

Pour la fracturation hydraulique, les principales de sources d'émissions sont considérées soit les chaudières à diesel et les moteurs à combustion interne au diesel.

Chaudières au diesel

Les facteurs d'émission ont été estimés suivant la méthode proposée dans la section 1.4 Section 1.3 (Fuel Oil Combustion) de l'AP42. Les facteurs pour des chaudières entre 10 à 100 MMBTU sont exprimés en lb/Mgal de carburant. Le facteur de charge a été établi à 62.5 % (25 % de plus que la phase d'exploration). Tel que mentionné à l'article 57 du RAA, la teneur de soufre pour le mazout léger doit être de 0,5 % en poids. Cette teneur a été retenue pour le calcul de SO₂.

Tableau 4.21 Liste des équipements – Développement-Fracturation hydraulique

ÉQUIPEMENT	DÉTAIL DES ÉQUIPEMENTS	TYPE D'ÉMISSIONS	NOMBRE D'ÉQUIPEMENT	PUISSANCE (HP)	POMPAGE		MARCHE AU RALENTI		ARRÊT	TOTAL HEURES FRACTURES (H)
					Heures (h)	Facteur de charge	Heures (h)	Facteur de charge	Heures (h)	
Approvisionnement en eau	Usine de désalinisation Stations de pompage 2X150 kW	Aucune émission directe – fonctionne à l'électricité								
Chaudière et système de chauffage hivernal	Chaudière au mazout léger (7MW)	Gaz de combustion (diesel)	2	9 387	48	0,62			34	82
Équipements de pompage et de mélange	Camion de pompage		12	2 150	31	0,62	26	0,05	25	82
	Camion mélangeur		2	520	31	0,54	26	0,05	25	82
	Unité d'hydratation	Gaz de combustion (diesel)	1	475	21	0,62		0,05		82
	Convoyeur de sable		2	127	15	0,54		0,05		82
	Pompe à eau		1	385	31	0,54	26	0,05	25	82
	Centre d'enregistrement des données		1	55	82	0,62	0	0,05	0	82
Réservoirs	Réservoirs de produits chimiques (<i>tote tank</i>)	Émissions négligeables								
	Réservoirs mobiles d'entreposage des eaux de reflux (79 500 l)-	Émissions fugitives								
Disposition des eaux de reflux	Conduites de surface									

Tableau 4.22 Inventaire des émissions (kg) – Développement-Fracturation

ÉQUIPEMENT	CHAUDIÈRE ET SYSTÈME DE CHAUFFAGE HIVERNAL			ÉQUIPEMENTS DE POMPAGE ET DE MÉLANGE				
	Détail des équipements	Chaudière au mazout léger (7MW)	Camion de pompage	Camion mélangeur	Unité d'hydratation	Convoyeur de sable	Pompe à eau	Centre d'enregistrement des données
Nombre d'équipement		2	12	2	1	2	1	1
Puissance unitaire	HP	9 387	2 150	520	475	127	385	55
Principaux contaminants atmosphériques								
PM	kg/puits	43,62	21,69	0,25	0,08	0,03	0,09	0,08
PM _{2.5}	kg/puits	20,49	21,04	0,25	0,08	0,03	0,09	0,07
CO	kg/puits	66,09	46,66	1,81	0,60	0,21	0,67	0,77
NO _x	kg/puits	264,35	1,86	0,07	0,02	0,01	0,02	0,01
SO ₂	kg/puits	938,43	1 286,14	5,20	1,73	0,57	1,92	8,52
HC (COV)	kg/puits	3,33	71,98	2,52	0,84	0,28	0,93	0,38
Gaz à effet de serre	kg/puits							
CO ₂	kg/puits	293 739,36	278 194,99	9 742,81	3 251,45	1 068,04	3 606,71	1 470,08
CH ₄	kg/puits	16,55	15,67	0,55	0,18	0,06	0,20	0,08
N ₂ O	kg/puits	121,33	114,91	4,02	1,34	0,44	1,49	0,61
COV et HAP	kg/puits							
Aldéhydes	kg/puits		1,2E-01	4,1E-03	1,4E-03	4,5E-04	1,5E-03	6,2E-04
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	kg/puits		2,8E-04	9,8E-06	3,3E-06	1,1E-06	3,6E-06	1,5E-06

Les chaudières fonctionnant 48 h sur les 82 h de la fracture hydraulique, les taux d'émission moyens et maximums ont été estimés en fonction des heures d'utilisation. Le taux moyen a été reporté sur 82 h, alors que le maximum est 48 h.

Pour les gaz à effet de serre, les facteurs d'émission du CO₂, CH₄ et N₂O ont été établis à partir du Règlement RDOCECA pour le diesel.

Moteurs à combustion interne au diesel

Les facteurs d'émission (g/hp.hr) ont été estimés suivant la méthode proposée dans le document « *Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling - Compression-Ignition* » (US-EPA, 2010). Les taux d'émission moyens pour chacun des modèles d'équipement ont ensuite été calculés en considérant la puissance des moteurs (hp) ainsi que le facteur de chargement en fonction du type d'équipement.

Pour la présente étude, la teneur en soufre dans le diesel a été fixée à 15 ppm, soit la limite prescrite par le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel (Environnement Canada, 2013) pour les carburants diesel pour les moteurs hors route. De plus, toutes les particules émises par les systèmes d'échappement sont assumées inférieures à 10 microns (PM₁₀) de sorte que les taux d'émission pour les PM_{tot} et les PM₁₀ sont égaux. De plus, la fraction de particules fines (PM_{2,5}) sur l'ensemble des particules émises est estimée à 97 %.

Dans le cas de la spécification des HAP et COV, les taux d'émission ont été établis pour des moteurs (*Internal Combustion Engine*) au diesel à partir de la base de données *California air toxics emissions factors* (CATEF) de l'agence de protection de l'environnement de Californie.

Dans le cadre de la modélisation, les taux d'émission moyens ont été estimés en fonction du facteur de charge et des heures de fonctionnement des équipements sur l'ensemble des heures de la fracturation (82h). Pour le calcul des taux maximums, le facteur de charge lors du pompage est utilisé.

Pour les gaz à effet de serre, les facteurs d'émission du CO₂, CH₄ et N₂O ont été établis à partir du Règlement RDOCECA pour le diesel.

Réservoirs mobiles d'entreposage des eaux de reflux

Les eaux de reflux sont composées d'un mélange :

- des fluides de fracturation;
- de l'eau de formation, présente naturellement dans le sol;
- des sels et des métaux dissous, lesquels sont liés à la nature géologique de la roche fracturée.

Le volume des eaux de reflux a été estimé à 5,75 millions de litres par puits. Ces eaux seront entreposées dans des réservoirs fermés avant d'être réutilisées si leur composition le permet. À ce stade de l'étude, il n'est pas possible d'estimer les concentrations des différents composés présents dans l'eau de reflux et, par conséquent, les émissions provenant du réservoir. En effet, les données disponibles ne permettent pas d'estimer un volume de gaz ni d'hydrocarbures liquides qui pourraient être en contact avec les eaux de reflux et ainsi quantifier la composition des eaux.

Bruit

Les sources de bruit sont identiques à celles identifiées lors de la fracturation hydraulique réalisée en phase exploratoire (section 4.3.4.3).

4.4.3.3 VENTILATION ET TORCHÈRE

Équipement

La liste des équipements nécessaires aux travaux est présentée au tableau 4.23, de même que les données d'activité qui permettent de réaliser les calculs menant au bilan des émissions. Les paramètres de ces sources, aux fins de modélisation, sont présentés à l'annexe 4.

Un ballon triphasique permet la séparation des trois phases qui remontent à la surface : le gaz, le pétrole liquide et l'eau. À cette étape du projet-type, le réseau de collecte des hydrocarbures pompés du sol est fonctionnel. La connexion à ce réseau se ferait dans un délai allant de 12 à 24 h (Mohan *et al.*, 2011).

Tableau 4.23 Liste des équipements – Essai de production

ÉQUIPEMENT	DÉTAILS DES ÉQUIPEMENTS	DÉBIT MINIMUM	DÉBIT MAXIMUM	DURÉE DE FONCTIONNEMENT
		m ³ /j	m ³ /j	h
Essai de production	Ventilation de gaz (avant la mise en fonction de la torchère)		Négligeable	
	Torchère à flamme visible	22 000	85 000	24

Émissions atmosphériques

Le bilan des émissions atmosphériques est présenté au tableau 4.24.

Tableau 4.24 Inventaire des émissions (kg) des torchères – Développement

COMPOSÉ	LORS DES TRAVAUX DE FORAGE		
	FORAGE	INSTALLATION DES CONDUITES	COMPLÉTION DU PUIT
	kg/puits	kg/puits	kg/puits
<i>Principaux contaminants atmosphériques</i>			
PM	9,5	18,7	330,8
PM _{2.5}	9,5	18,7	330,8
CO	0,6	1,2	21,7
NO _x	5,1	10,0	176,6
SO ₂			
HC (COV)			
<i>Gaz à effet de serre</i>			
CO ₂	27 992	54 963	973 436
CH ₄	111,9	219,7	3891,3
N ₂ O	0,4	0,7	12,9

Torchère

L'estimation des principaux polluants atmosphériques est basée sur le chapitre 2 de l'AP42. Par conséquent, les émissions de gaz de schiste brûlé à la torchère ont été estimées en utilisant un taux de destruction du gaz de 98 % et un débit variant de 22 000 m³/j à 85 000 m³/j (SNC-Lavalin, 2013). La torchère fonctionne pendant l'installation de la connexion au réseau soit une période maximum estimée à 24 h. Les taux d'émission moyens ont été calculés avec un débit de 22 000 m³/j, alors que les taux d'émission maximums avec un débit de 85 000 m³/j.

Il est à noter qu'aucun composé sulfuré n'est présent dans le gaz. Par conséquent, aucune émission de SO₂ n'a été estimée.

4.4.4.4 COMPLÉTION ET RÉFECTION DU PUIITS

Durant la complétion d'un puits, qui dure de 6 à 8 jours lorsqu'aucun système de collecte n'est présent, les hydrocarbures ne sont pas encore dirigés vers un système de collecte (PetroWiki - Society of Petroleum Engineers, 2015). Un taux de 48 478 m³/puits-j est proposé (American Petroleum Institute, 2009). Au Québec, comme dans plusieurs juridictions, les gaz provenant du puits doivent être détruits (MDDELCC, 2014). WSP fait l'hypothèse prudente que les gaz sont dirigés vers une torchère pendant huit jours.

Pour la réfection de puits, un taux d'émissions de gaz de 69,5 m³/puits-réfection est proposé (American Petroleum Institute, 2009). On peut compter environ une réfection dans la vie utile du puits.

4.4.4.5 BILAN DES ÉMISSIONS PUR LE DÉVELOPPEMENT DE PUIITS

Il est utile à cette étape de présenter un sommaire des émissions pour chacune des étapes du développement d'un puits (tableau 4.25). Il apparaît que la grande majorité des émissions à cette étape sont attribuables au forage de puits.

Tableau 4.25 Bilan des émissions (en kg) pour un puits – Étape de développement

COMPOSÉS	ÉTAPE DE DÉVELOPPEMENT		
	FORAGE PUIITS	FRACTURATION PUIITS	TORCHÈRE
	KG/PUIITS	KG/PUIITS	KG/PUIITS
Principaux contaminants atmosphériques			
PM	28,7	65,8	359,0
PM _{2.5}	22,0	33,9	359,0
CO	79,4	94,1	23,5
NO _x	394,7	1 271,0	191,7
SO ₂	3,2	752,4	0,0
HC (COV)	122,6	65,2	-
Gaz à effet de serre			
CO ₂	1 191 454,1	476 550,4	1 056 391,0
CH ₄	67,1	26,8	4 222,9
N ₂ O	492,2	196,8	14,0
COV et HAP			
Aldéhydes	0,5	0,1	-
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	0,0	0,0	-

4.5 ÉTAPE 5 – PRODUCTION

Une liste partielle des équipements est présentée au tableau 4.26, de même que les données d'activité qui permettent de réaliser les calculs menant au bilan des émissions. Les paramètres de ces sources, aux fins de modélisation, sont présentés à l'annexe 5.

À l'étape de production, chaque plateforme est constituée de dix puits.

WSP ne prévoit pas l'utilisation de station de mesurage, ni de système de filtration aux plateformes. Il est utile de rappeler que le traçage électrique est prévu pour prévenir le gel de l'eau aux endroits sensibles, ce qui évite de recourir à l'utilisation de systèmes de chauffage au gaz.

Bien que l'API propose divers taux d'émissions pour des activités non routinières dans l'industrie, la fréquence de ces activités est variable et imprévisible (American Petroleum Institute, 2009). Ces événements ne sont généralement pas modélisés. WSP considère que les hypothèses sur l'occurrence de ces activités sont arbitraires. Ces sources ne sont pas paramétrées dans cette étude.

Équipement connexe - Dépôt de produit pétrolier

Au point culminant du scénario de déploiement, alors que 15 plateformes seront aménagées annuellement, la quantité de diesel requise pour alimenter l'ensemble des équipements est estimée à 50 millions de litres (tableau 4.26). La consommation des équipements lors de la remise en état des sites n'est pas comptabilisée puisqu'on considère que celle-ci sera vers la fin du scénario de déploiement.

Tableau 4.26 Consommation annuelle de diesel par la machinerie pour l'aménagement de 15 plateformes de production

ÉTAPE DU PROJET TYPE	CONSOMMATION ANNUELLE DE CARBURANT (litres)
Préparation des sites	264 915
Forage des puits en mode développement	16 826 646
Fracturation des puits en mode développement	33 293 660
TOTAL	50 385 221

4.5.1 SÉPARATION EAU/HYDROCARBURES LIQUIDES/GAZ

4.5.1.1 ÉQUIPEMENTS

Ventilation au coffrage de surface

L'accumulation de gaz au coffrage de surface du puits atteint 41 m³/j, selon les données par défaut suggérées par l'industrie (SNC-Lavalin, 2013). Ces gaz circulent à l'extérieur du coffrage de production, et n'entrent pas dans le circuit de collecte de production. Dans un scénario prudent, WSP prévoit que ces hydrocarbures sont ventilés à l'atmosphère.

Tête de puits

Avant même d'arriver au séparateur triphasique, des émissions fugitives sont à prévoir des diverses composantes à la tête de chacun des puits (*christmas tree*). Le CCAP propose un décompte du nombre de composantes par défaut pour ce type d'équipement (*Well – Gas – Deep > 1000m*) (Canadian Association of Petroleum Producers, 2014) :

- 19 raccords (*connector GV*);
- 1 raccord (*connector LL*);
- 6 soupapes (*valves GV*).

Séparateur triphasique

Des émissions fugitives sont également à prévoir au séparateur triphasique. Le CCAP propose un décompte du nombre de composantes par défaut pour ce type d'équipement (*Inlet separator*) :

- 66 raccords (*connector GV*);
- 41 raccords (*connector LL*);
- 11 valves (*valves GV*);
- 11 valves (*valves LL*).

4.5.1.2 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

Il aurait été souhaitable de calculer les émissions fugitives à partir du décompte des composantes présentées précédemment, et en suivant la méthodologie proposée par le CAPP. Ceci permet de tenir compte des émissions fugitives des gaz et également du pétrole liquide. Toutefois, les facteurs d'émissions pour les COV totaux sont les seuls disponibles. Afin d'avoir les émissions détaillées pour chacune des espèces de COV, la composition détaillée du gaz et du pétrole liquide est nécessaire, et celles-ci ne sont pas connues.

Ainsi, les émissions fugitives liées aux fuites des équipements ont été estimées à partir de facteurs d'émissions de CH₄ proposés par l'API (American Petroleum Institute, 2009). Les émissions fugitives des autres familles chimiques contenues dans le gaz ont été calculées de façon proportionnelle selon la composition présumée des gaz d'Anticosti. Les émissions fugitives des liquides ont été ignorées (tableau 4.27).

4.5.2 COMPRESSION DES GAZ

4.5.2.1 ÉQUIPEMENTS

Compresseur

Un compresseur à vis de 400 hp sera utilisé pour compresser les hydrocarbures d'une plateforme. Il sera alimenté au gaz, tiré directement du séparateur triphasique, sans traitement. Il sera la source d'émissions de combustion.

Des émissions fugitives sont également à prévoir au compresseur. Toutefois, aucun décompte des composantes par défaut n'existe pour ce type d'équipement (Compressor : Screw – Gas engine). WSP utilise plutôt les données d'un équipement similaire (Compressor: Screw – Electric). Le décompte du nombre de composantes pour ce type d'équipement est le suivant :

- 228 raccords (*connector GV*);
- 1 vanne de régulation (*control valve GV*);
- 1 joint d'étanchéité de compresseur (*compressor seal GV*);
- 2 soupapes de surpression (*pressure relief valve GV*);
- 2 régulateurs (*regulator GV*);
- 35 valves (*valves GV*).

Tableau 4.27 Inventaire des émissions (kg) – Production (1 plateforme de 10 puits)

ÉQUIPEMENTS		ÉMISSIONS FUGITIVES			
DÉTAIL DES ÉQUIPEMENTS	Ventilation au coffrage de surface	Tête de puits	Séparateur triphasique	Compresseur	
Nombre d'équipements	10	10	1	1	
Composés	Inventaire	Inventaire	Inventaire	Inventaire	
	kg / plateforme	kg / plateforme	kg / plateforme	kg / plateforme	
Alcanes					
Méthane	204,7	15 768,0	3871,9	18 571,2	
Éthane	76,7	5909,1	1451,0	6959,6	
Propane	30,7	2367,7	581,4	2788,6	
Isobutane	13,9	1068,1	262,3	1258,0	
Butane	22,8	1754,8	430,9	2066,7	
2-méthylbutane (isopentane)	4,3	329,4	80,9	388,0	
Pentanes	5,3	407,3	100,0	479,7	
Hexanes	6,3	486,3	119,4	572,8	
Heptanes	-	-	-	-	
Octanes	-	-	-	-	
Nonanes	-	-	-	-	
Cycloalcanes					
Cyclopentane	1,4	108,0	26,5	127,2	
Méthylcyclopentane	0,2	18,3	4,5	21,6	
Cyclohexane	0,4	32,8	8,1	38,6	
Méthylcyclohexane	-	-	-	-	
Hydrocarbures aromatiques monocycliques					
Benzène	0,3	24,4	6,0	28,7	
Éthylbenzène	-	-	-	-	
Toluène	-	-	-	-	
Xylène	-	-	-	-	
Autres					
Dioxyde de carbone	7,5	577,7	141,9	680,4	
Sulfure d'hydrogène	-	-	-	-	

4.5.2.2 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

Les émissions fugitives liées aux fuites des équipements ont été estimées à partir des documents de l'API et du CAPP (American Petroleum Institute, 2009; Canadian Association of Petroleum Producers, 2014).

Moteur à combustion interne alimenté au gaz de schiste

Les facteurs d'émissions de gaz ont été établis à partir des données de la section 3.2- Natural Gas-fired Reciprocating Engines de l'AP-42. Le type de moteur considéré est un moteur 4-temps alimenté par un mélange pauvre (4-stroke lean burn).

Pour compléter, les taux d'émission ont été établis pour des moteurs (Internal Combustion Engine) au gaz (4-stroke lean burn < 650HP) à partir de la base de données California air toxics emissions factors (CATEF) de l'agence de protection de l'environnement de Californie.

Dans le cadre de la modélisation, les taux d'émission moyens et maximums ont été estimés en fonction du facteur de charge. Les facteurs de charge ont été établis respectivement à 50 % et 68 % (US-EPA, 2010).

Enfin pour les gaz à effet de serre, les facteurs d'émission du CO₂, CH₄ et N₂O ont été établis à partir du Règlement RDOCECA pour le diesel et ajusté en fonction du pouvoir énergétique du gaz de schiste.

Le bilan des émissions associées à la compression du gaz est présenté au tableau 4.28.

Tableau 4.28 Inventaire des émissions (kg) – Production (1 plateforme de 10 puits)

ÉQUIPEMENT		COMPRESSEUR À GAZ
TYPE D'ÉMISSIONS		ÉMISSIONS GAZ DE COMBUSTION (GAZ NON TRAITÉ)
Puissance	HP	400
Principaux contaminants atmosphériques		
PM	kg/plateforme	60,8
PM _{2.5}	kg/plateforme	60,8
CO	kg/plateforme	3 391,8
NO _x	kg/plateforme	24 845,1
SO ₂	kg/plateforme	
HC (COV)	kg/plateforme	922,9
Gaz à effet de serre		
CO ₂	kg/plateforme	313 490,5
CH ₄	kg/plateforme	6,2
N ₂ O	kg/plateforme	5,5
COV et HAP		
Aldéhydes		-
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	kg/plateforme	0,2

4.5.3 POMPAGE DES HYDROCARBURES LIQUIDES

Le pétrole liquide est pompé de la sortie du séparateur triphasique vers le pipeline de transport à un débit de 90 barils/j avec une pompe de 5 hp alimentée au gaz. Cette pompe ne fonctionnerait qu'une heure par jour. Compte tenu de la faible puissance de pompage, ces émissions sont considérées négligeables.

4.5.4 TRANSPORT DES HYDROCARBURES

Les équipements décrits précédemment suffiront à transporter le mélange d'hydrocarbure du puits vers l'usine de traitement. Aucune capacité de compression ou de pompage supplémentaire ne sera requise.

4.5.5 AUTRES ÉQUIPEMENTS

Les équipements suivants sont considérés dans les sources d'émissions atmosphériques, mais peuvent difficilement être associés à l'une ou à l'autre des activités présentées précédemment.

Au point culminant du scénario de déploiement (année 29), la quantité de diesel requise pour alimenter l'ensemble des équipements est estimée à 50 millions de litres. À cette fin, un dépôt de produit pétrolier sera aménagé à proximité de l'usine de traitement des hydrocarbures.

Trois réservoirs de 10 millions de litres seront approvisionnés 2 fois par année, afin de permettre le déroulement normal des opérations pendant l'hiver.

Équipements de contrôle

Pour le projet type, on estime que le nombre d'équipements sera de deux contrôleurs de niveau de liquide et d'un contrôleur de pression par puits, ce qui est conforme aux observations dans plusieurs secteurs géographiques. Les contrôleurs pneumatiques sont couramment utilisés dans l'industrie, et représentent une source non négligeable d'émissions (MDDELCC, 2015a). Au Québec, les promoteurs sont tenus de considérer le remplacement des contrôleurs pneumatiques par des contrôleurs mécaniques, de même que l'utilisation de systèmes électriques n'émettant pas de contaminants atmosphériques (MDDELCC, 2014). Dans le contexte d'Anticosti, WSP confirme qu'il est possible d'alimenter ces équipements par des ensembles photovoltaïques-batterie. Toutefois, dans un scénario prudent conforme à la pratique courante, des contrôleurs de type pneumatique sont considérés ici.

4.5.5.1 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

Émissions des réservoirs de diesel

Les émissions de réservoirs de diesel ont été estimées à l'aide du logiciel TANK 4.09D de l'EPA. Dans le but d'éviter des problèmes de compatibilité des systèmes rapportés par l'EPA, le logiciel TANK a été roulé sur un ordinateur opérant sous Windows 95. Les émissions annuelles ont été calculées directement en considérant des réservoirs verticaux à toit fixe (toit conique). Les caractéristiques des réservoirs sont présentées au tableau 4.29.

Tableau 4.29 Caractéristiques des réservoirs.

PARAMETRE	Valeur/référence
HAUTEUR	19,8 m
DIAMÈTRE	27,4 m
HAUTEUR MAXIMALE DE LIQUIDE	15,8 m
COULEUR DU RÉSERVOIR & DU TOIT	Blanche
CONDITION GÉNÉRALE	Bonne
DONNÉES MÉTÉOROLOGIQUES	Environnement Canada, Port-Meunier, statistique 2014
ENSOLEILLEMENT	Valeur moyenne, Ressources Naturelles Canada

Les émissions estimées sont présentées au tableau 4.30.

Tableau 4.30 Émissions estimées pour les réservoirs de diesel.

ÉMISSIONS D'HYDROCARBURES TOTAUX	ÉMISSIONS DE TRAVAIL (kg/a)	ÉMISSIONS DE STOCKAGE (kg/a)	ÉMISSIONS TOTALES (kg/a)
1 réservoir	19,15	78,7	97,85
3 réservoirs	57,45	236,1	293,55

Émissions fugitives des équipements de contrôle

L'API rapporte que le débit de gaz émis par un contrôleur peut aller jusqu'à 25,4 m³/j et cette valeur a été utilisé comme base de calcul des émissions par plateforme.

Les émissions des autres substances ont été déterminées au prorata de leur composition par rapport au méthane dans le gaz d'Anticosti. Le tableau 4.31 indique les émissions pour le scénario de 385 plateformes ayant chacune 10 puits.

4.5.6 BRUIT

Les principales sources de bruit pendant l'étape de production sont essentiellement associées à la compression des gaz ainsi qu'au pompage des hydrocarbures. Les puissances acoustiques pour cette étape varient de 85 à 113 dBA (tableau 4.32), le compresseur à vis au gaz et l'équipement pneumatique étant les équipements les plus bruyants.

Tableau 4.31 Inventaire des émissions fugitives des équipements de contrôle (kg) – Production (1 plateforme de 10 puits)

ÉQUIPEMENTS		ÉMISSIONS FUGITIVES
DÉTAIL DES ÉQUIPEMENTS		Équipement de contrôle
Nombre d'équipements		Inventaire
Espèces chimiques		kg/plateforme
Alcanes		
	Méthane	136 254
	Éthane	51 082
	Propane	20 466
	Isobutane	9 234
	Butane	15 170
	2-méthylbutane (isopentane)	2 848
	Pentanes	3 521
	Hexanes	4 204
	Heptanes	0
	Octanes	0
	Nonanes	0
Cycloalcanes		
	Cyclopentane	934
	Méthylcyclopentane	159
	Cyclohexane	284
	Méthylcyclohexane	0
Hydrocarbures aromatiques monocycliques		
	Benzène	211
	Éthylbenzène	0
	Toluène	0
	Xylène	0
Autres		
	Dioxyde de carbone	4997
	Sulfure d'hydrogène	0

Tableau 4.32

Puissance acoustique par bandes d'octave pour les sources de bruit associées à la production des hydrocarbures.

Développement - Forage de puits														
Source de bruit	Nombre	% d'utilisation	Puissance acoustique par bande d'octave (Hz)								(a)	(b)	(c)	Source
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000				
Séparateur à gaz	1	25	51	59	64	76	73	70	66	60	100	100	94	BS 5228
Équipement pneumatique	3	100	100	112	105	106	102	99	92	86	105	110	110	Banque de donnée WSP
Compresseur à vis au gaz (400 Hp)	1	100	95	100	101	99	103	109	107	98	113	113	113	URS 2012
Pompe des hydrocarbures liquides	1	100	99	90	83	82	73	69	76	68	85	85	85	URS 2012

- a Puissance pour source individuelle
- b Puissance acoustique pour le total des équipements
- c Puissance acoustique pour le total des équipements corrigé par le % d'utilisation

4.5.7 USINE DE TRAITEMENT DES HYDROCARBURES

4.5.7.1 ÉQUIPEMENTS

L'API présente un inventaire complet des sources d'émissions de gaz à effet de serre, au nombre de vingt (20), à considérer pour des opérations de traitement du gaz naturel (American Petroleum Institute, 2009). Cet inventaire est incomplet et inexact, compte tenu que dans le contexte d'Anticosti, les procédés seront très différents selon les hypothèses formulées :

- les hydrocarbures d'Anticosti seraient exempts d'H₂S, ce qui justifie le retrait des tous les procédés de traitement de gaz acide;
- plusieurs procédés et équipements sont requis pour le traitement de la phase liquide, ce qui ajoute à la complexité de l'usine;
- dans l'éventualité où l'éthane doit être transformé pour en faire un produit présentant un intérêt commercial, des procédés de fabrication devront être établis et documentés;
- compte tenu de la disponibilité de l'électricité produite à la centrale électrique, plusieurs sources d'émissions ne seront pas présentes à l'usine de traitement des hydrocarbures d'Anticosti :
 - aucun moteur à combustion ne sera utilisé pour des besoins de compression, de pompage, ou de force motrice;
 - les systèmes de contrôle de procédé seraient pneumatiques.

WSP présente au tableau 4.33 un inventaire des principaux équipements prévus à l'usine. Le type d'émission est présenté, de même qu'une indication sur la possibilité d'y voir une source significative de bruit. Trois types d'émissions atmosphériques sont possibles :

- les émissions fugitives sont à peu près partout présentes; le gaz qui s'échappe varie selon le procédé. Lorsqu'on parle de « gaz brut », il s'agit du gaz extrait du puits, dont la composition présumée a été présentée précédemment. Lorsqu'on parle des hydrocarbures liquides (HC liquides) il s'agit des pétroles liquides dont la composition présumée a été présentée précédemment. En ce qui concerne les échangeurs de chaleur, le type de réfrigérant n'est pas précisé, car sa composition est souvent déterminée sur mesure, en fonction des besoins de réfrigération du procédé.
- Les émissions par ventilation sont présentes partout où un évent ou une soupape de surpression est présent aux fins de sécurité.
- Les émissions de combustion demeurent présentes pour tous les équipements qui ont besoin de chaleur. Dans tous les cas, le carburant est le gaz naturel. La seule exception concerne les groupes électrogènes, qui sont alimentés par un carburant riche en éthane.

Tableau 4.33 Liste des équipements – Usine de traitement des hydrocarbures

PROCÉDÉS	PRINCIPAUX ÉQUIPEMENTS	TYPE D'ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	SOURCE DE BRUIT
5.7 Séparation eau-hydrocarbures/liquides-gaz	Slug catcher	Fugitive (gaz brut, HC liquide)	Aucune
	Réservoir atmosphérique de MEG	Fugitive (MEG)/Ventilation (MEG)	Aucune
	Réservoir de collecte d'eau de formation / eau de reflux	Ventilation (gaz brut)	Aucune
5.9 Décarbonatation des gaz	Colonne d'absorption	Fugitive (gaz brut)	Pompes de recirculation
	Colonne de désorption	Fugitive (CO ₂)	Aucune
	Échangeurs de chaleur	Fugitive (à déterminer)	Ventilateurs
	Réchauffeur	Combustion (gaz brut)	Foyer de combustion
	Réservoirs d'amines – sous pression d'azote	Fugitive (azote)	Aucune
510 Déshydratation du CO ₂	Colonne d'absorption	Fugitive (CO ₂)	Pompes de recirculation
	Colonne de désorption	Fugitive (eau)	Aucune
	Échangeurs de chaleur	Fugitive (à déterminer)	Ventilateurs
	Système de chauffage - régénération du glycol	Combustion (gaz brut)	Foyer de combustion
	Réservoir de glycol - sous pression d'azote	Fugitive (azote)	Aucune
5.11 Compression du CO ₂	Compresseur électrique	Fugitive (CO ₂)	Moteur
5.12 Séquestration du CO ₂	Tuyauterie	Fugitive (CO ₂)	Aucune
5.13 Déshydratation des gaz	Unité de déshydratation – tamis moléculaire	Fugitive (gaz brut)	Moteur de compresseur
	Système de chauffage– régénération des tamis	Combustion (gaz brut)	Foyer de combustion
	Échangeurs de chaleur	Fugitive (à déterminer)	Ventilateurs
5.14 Séparation des gaz éthane et GPL	Turbo expandeur	Fugitive (gaz brut)	Moteurs
	Pompes	Fugitive (HC liquide)	Moteurs
	Colonnes de séparation/distillation	Fugitive (HC liquide)	Aucune
5.15 Réfrigération	Compresseur à moteur électrique	Fugitive (à déterminer)	Moteur
	Échangeurs de chaleur	Fugitive (à déterminer)	Ventilateurs
	Pompes électrique	Fugitive (à déterminer)	Moteur
5.16 Gestion de l'éthane	Centrale électrique (4,7 MW)	Combustion	Fugitive
	Mélange (75%méthane-25%éthane)	Fugitive	

Tableau 4.33 Liste des équipements – Usine de traitement des hydrocarbures (suite)

PROCÉDÉS	PRINCIPAUX ÉQUIPEMENTS	TYPE D'ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	SOURCE DE BRUIT
5.17 Stockage des GPL, Propane et butane	Réservoirs sous pression, sphériques	Fugitive	Aucune
	Pompe de transfert	Fugitive	Moteur
5.18 Stockage des condensats	Réservoirs atmosphériques	Fugitive/Ventilation	Aucune
	Pompe de transfert	Fugitive	Moteur
5.19 Stabilisation des hydrocarbures liquides	Réservoirs atmosphériques	Fugitive/Ventilation	Aucune
	Pompe de transfert	Fugitive	Moteur
5.21 Stockage des hydrocarbures lourds	Réservoirs atmosphériques	Fugitive/Ventilation	Aucune
	Pompe de transfert	Fugitive	Moteur
5.22 Traitement des eaux de procédé	À déterminer	À déterminer	À déterminer
Équipements connexes			
Sécurité	Torchère à flamme visible	Combustion (gaz brut)	Sortie des gaz
	Ballon de torchère	Fugitive (gaz brut)	Aucune
	Réservoir d'eau incendie	Aucune	Pompe
Générateur d'azote	Compresseur	Fugitive (N ₂)	Moteur
Traitement de l'eau potable	Unité d'osmose inverse	Aucune	Pompe
	Réservoir d'eau potable	Aucune	Pompe
	Pompe d'alimentation d'eau de mer	Aucune	Moteur
Approvisionnement des véhicules routiers	Réservoir de diesel	Fugitive (COV)	Pompe

4.5.7.2 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

À ce stade-ci de la définition du projet-type, le seul équipement pour lequel il est possible de déterminer les caractéristiques est la centrale électrique à 4,7 MW opérant avec un mélange 75 % méthane et 25 % éthane.

Équipement de combustion, incluant la centrale électrique à 4,7 MW

Le projet type prévoit l'aménagement d'une centrale alimentée avec un carburant riche en éthane (25 %), afin de valoriser une partie de ce combustible. Les données techniques publiquement disponibles sur ce type d'équipement ne sont pas abondantes.

L'usine de traitement des hydrocarbures inclut aussi l'utilisation de réchauffeurs générant de la vapeur et/ou de la chaleur.

En l'absence d'un design détaillé de l'usine de traitement des hydrocarbures, les émissions de combustion de l'usine ont été estimées par comparaison avec un projet équivalent. Le projet Gorgon de Chevron sur l'île de Barrow au nord-ouest de l'Australie inclut une usine similaire et le document de projet présente les émissions de NO_x et de particules totales émises par les appareils de combustion. Les émissions du projet Anticosti ont été estimées au prorata de la production des deux projets, soit 15,6 Mt/a de GNL pour Gorgon et 3,4 mt/a de GNL pour Anticosti.

Le tableau 4.34 détaille les émissions de NO_x et PM dues à la combustion à l'usine de traitement des hydrocarbures du projet Anticosti.

Tableau 4.34 Inventaire des émissions de combustion – usine de traitement des hydrocarbures

SUBSTANCE ÉMISE	TAUX D'ÉMISSION kg/h	INVENTAIRE D'ÉMISSION kg/a
NO _x	109	965 500
PM	6,3	52 500

Émissions du séparateur

Les émissions du séparateur de l'unité de traitement des hydrocarbures ont été estimées équivalentes à celle du séparateur triphasique utilisé en amont lors de la réception du produit extrait des puits.

Émissions fugitives d'hydrocarbure

Les émissions fugitives d'hydrocarbure des procédés détaillés au tableau 4.33 ont été estimées suivant la méthode proposée par le CAPP ¹. Le tableau 4.35 montre les émissions fugitives d'hydrocarbure par procédé et totales. Les émissions annuelles considèrent une opération continue sur 8760 heures.

Tableau 4.35 Émissions fugitives d'hydrocarbure totaux, usine de traitement des hydrocarbures et émissions de séparateur

ÉQUIPEMENTS		ÉMISSIONS FUGITIVES	
DÉTAIL DES ÉQUIPEMENTS		Fugitives d'équipements	Séparateur
Espèce chimique		Inventaire	Inventaire
		kg/a	kg/a
Alcanes			
	Méthane	3251	3871,9
	Éthane	1219	1451,0
	Propane	488	581,4
	Isobutane	1782	262,3
	Butane	1924	430,9
	2-méthylbutane (isopentane)	370	80,9
	Pentanes	461	100,0
	Hexanes	3458	119,4
	Heptanes	0	-
	Octanes	3742	-
	Nonanes	0	-
Cycloalcanes			
	Cyclopentane	124	26,5
	Méthylcyclopentane	134	4,5
	Cyclohexane	239	8,1
	Méthylcyclohexane	247	-
Hydrocarbures aromatiques monocycliques			
	Benzène	191	6,0
	Éthylbenzène	81	-
	Toluène	3658	-
	Xylène	81	-

¹ A Recommended Approach to Completing the National Pollutant Release Inventory (NPRI) for the Upstream Oil and Gas Industry

Émissions de GES

Il n'est pas possible de déterminer le nombre, la capacité, les caractéristiques et les durées d'utilisation des équipements qui composent une usine de l'envergure de celle prévue à Anticosti. Ainsi, les paramètres d'émissions aux fins de modélisation, les taux d'émissions ne sont pas présentés pour cette étape du projet.

Toutefois, une adaptation des données produites pour le cycle de vie dans le shale de Marcellus (National Energy Technology Laboratory, 2014) permet à WSP de donner un ordre de grandeur des émissions de gaz à effet de serre pour l'étape de production (tableau 4.36). Des facteurs d'intensité d'émission ont été retenus pour calculer un bilan des émissions, pour une production à Anticosti de 3,4 mt/a.

Tableau 4.36 Intensité des émissions de gaz à effet de serre – Usine de traitement des hydrocarbures

SOURCE D'ÉMISSIONS	INTENSITÉ D'ÉMISSION (gCO ₂ e/MJ)	BILAN DES ÉMISSIONS ANTICOSTI	
		TCO ₂ E	%
Déshydratation	0,0091	1 689	0.34
Émissions fugitives - Valves	0,0091	1 689	0.34
Émissions fugitives - Autres	0,3003	55 765	11.1
Consommation énergétique – Compresseurs	2,3478	435 983	87.2
Autres sources d'émissions	0,0273	5 069	1
TOTAL		500 198	100

4.5.7.3 BRUIT

À ce stade-ci de la définition du projet-type, il n'est pas possible de déterminer le nombre, la capacité, les caractéristiques et les durées d'utilisation des équipements qui composent une usine de l'envergure de celle prévue à Anticosti. Ainsi, les puissances acoustiques ne sont pas présentées pour cette étape du projet. De plus, la revue de la documentation existante n'a pas permis de trouver de comparable satisfaisant.

4.5.8 USINE DE LIQUÉFACTION DU GAZ NATUREL

4.5.8.1 ÉQUIPEMENTS

L'API présente un inventaire complet des sources d'émissions à considérer pour des opérations d'entreposage et de production de gaz naturel liquéfié. Quarante-quatre (44) sources d'émissions de combustion, de ventilation et fugitives sont présentées (American Petroleum Institute, 2009).

Cet inventaire est incomplet et inexact, compte tenu que dans le contexte d'Anticosti, le gaz naturel n'est pas le seul produit qui sera traité à cette usine. D'autres gaz et des hydrocarbures liquides pourront aussi être transbordés.

WSP présente au tableau 4.37 un inventaire des principaux équipements prévus à l'usine. Le type d'émission est présenté, de même qu'une indication sur la possibilité d'y voir une source significative de bruit. Un seul type d'émission est à prévoir :

- aucune émission de combustion n'est à prévoir;
- aucune émission de ventilation n'est à prévoir, notamment au réservoir cryogénique, car les gaz d'évaporation sont récupérés et comprimés;
- les émissions fugitives sont à peu près partout présentes; le gaz qui s'échappe varie selon le procédé. Les émissions fugitives d'azote (N₂) sont indiquées, malgré qu'elles présentent peu d'intérêt.

Tableau 4.37 Liste des équipements – Liquéfaction du gaz naturel

PROCÉDÉS	PRINCIPAUX ÉQUIPEMENTS	TYPE D'ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	SOURCE DE BRUIT
Liquéfaction du gaz naturel	Échangeur boîte cryogénique	Fugitive (CH ₄)	Aucune
	Pompes de transfert	Fugitive (CH ₄)	Moteur
	Bras de chargement	Fugitive (CH ₄)	Aucune
Réfrigération à l'azote	Échangeurs de chaleur	Fugitive (N ₂)	Aucune
	Compresseurs électriques	Fugitive (N ₂)	Moteur
	Pompes électriques	Fugitive (N ₂)	Moteur
	Réservoir d'azote liquide	Fugitive (N ₂)	Aucune
Stockage du GNL	Réservoir cryogénique (-162°C)	Fugitive (CH ₄)	Aucune
	Pompe de transfert	Fugitive (CH ₄)	Moteur
Compression des gaz d'évaporation	Compresseurs électriques	Fugitive (CH ₄)	Moteur

4.5.8.2 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

À ce stade-ci de la définition du projet-type, il n'est pas possible de déterminer le nombre, la capacité, les caractéristiques et les durées d'utilisation des équipements qui composent une usine de l'envergure de celle prévue à Anticosti.

Sachant que l'usine de liquéfaction est au stade concept conceptuel, il est possible de déterminer un ordre de grandeur pour les émissions atmosphériques, incluant les gaz à effet de serre, à partir d'études récentes.

La compagnie StoltLNGaz a documenté son projet d'usine de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour d'une capacité d'un million de tonnes de gaz naturel liquéfié par année. Dans l'étude d'impact du projet, le promoteur a documenté les émissions de l'usine. Les émissions de l'usine de liquéfaction prévue au projet type ont donc été estimées par le ratio de production des deux usines. L'usine de liquéfaction du projet de référence à Anticosti est de 3,4 millions de tonnes de GNL. Un ratio de 3,4 a donc été utilisé pour l'ensemble des émissions. Contrairement au projet de StoltLNGaz, le lavage des gaz acides n'a pas été considéré considérant l'absence de H₂S dans le gaz d'Anticosti. Le tableau 4.38 montre donc les émissions atmosphériques du projet.

Tableau 4.38 Inventaire des émissions – usine de liquéfaction

CONTAMINANT	CHAUFFAGE (t/a)	FUGITIVES (t/a)	PILOTES (t/a)	TORCHÈRES (t/a)	TOTAL (t/a)
NO _x	12,2	0,0	0,2	5,4	17,8
CO	17,0	0,0	0,2	6,5	23,6
SO ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PM	1,5	0,0	0,0	0,6	2,1
COT	2,2	170,0	0,0	3,7	176,0
COV ¹	1,1	0,7	0,0	0,4	2,3
H ₂ S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éthylène	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3
Propane	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3
i-butane	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
i-pentane	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
n-pentane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
n-hexane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
n-heptane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
n-octane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CO ₂	23 460	0,0	255	9180	32 895
Méthane	0,5	170,0	0,0	3,4	408,0
N ₂ O	0,4	0,0	0,0	0,2	0,6
GES (CO _{2eq})	23 460	3740	255	9180	43 267

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a adopté en 2011 une stratégie de développement de la filière industrielle du gaz naturel liquéfié. Le groupe Delphi a réalisé en 2013 une étude pour le compte de *BC Climate Action Secretariat* ayant pour objectif de faire une estimation des émissions de gaz à effet de serre pour chacun des maillons de la chaîne de valeur de divers scénarios d'exploitation hypothétiques. Delphi a estimé les émissions d'une usine de liquéfaction, à l'aide du logiciel GHGenius. Ce logiciel fût développé par Ressources naturelles Canada afin d'estimer les émissions de divers carburant, à travers tout leur cycle de vie, incluant la production, le traitement et la distribution. Plusieurs scénarios ont été quantifiés, le plus intéressant étant celui où les besoins en électricité sont comblés par une centrale au gaz naturel sur le site (Delphi Group, 2013).

En effet, dans le cadre du projet type à Anticosti, WSP prévoit que tous les équipements et toutes les unités de procédés de l'usine de traitement des hydrocarbures seront alimentés par une centrale électrique alimentée à l'éthane. Ainsi, les équipements ne sont à la source d'aucune émission de combustion directe.

De plus, il est possible de répartir les émissions directes (fugitives) et les émissions indirectes (consommation d'énergie électrique) pour les étapes du procédé. WSP a examiné les données présentées par Delphi pour estimer les émissions pour le procédé de liquéfaction du projet type à Anticosti (tableau 4.39). Des facteurs d'intensité d'émission ont été retenus pour calculer un bilan des émissions, pour une production à Anticosti de 3,4 mt/a.

Tableau 4.39 Intensité des émissions de gaz à effet de serre – Usine de liquéfaction du gaz naturel

SOURCE D'ÉMISSIONS	INTENSITÉ D'ÉMISSION (TCO _{2E} /T GNL)	BILAN DES ÉMISSIONS ANTICOSTI	
		TCO _{2E}	%
Ventilation des gaz	0,026	88 400	13
Torchage et émissions fugitives	0,0091	30 940	4
Consommation énergétique – Compresseurs des systèmes de réfrigération	0,15	510 000	74
Consommation énergétique - Autres besoins	0,018	61 200	9
TOTAL	0,20	690 540	100

Delphi a également mis en parallèle les émissions de sept projets de gaz naturel liquéfié. Ces projets ont comme caractéristique de présenter une faible intensité d'émissions de gaz à effet de serre. Ces faits saillants permettent de mieux orienter une stratégie de réduction des émissions de gaz à effet de serre :

- Le gaz naturel en provenance des puits doit être purifié du CO₂ avant d'être liquéfié. Le CO₂ retiré est généralement émis à l'atmosphère, ce qui en fait une source de gaz à effet de serre. La séquestration est la première alternative à considérer pour réduire le bilan des émissions.
- Le procédé de réfrigération est une très importante source d'émissions de gaz à effet de serre. Bien que diverses technologies de réfrigération existent, elles sont généralement d'une efficacité comparable. La sélection d'équipements à haut rendement énergétique, la récupération de chaleur et le choix d'un procédé éco-efficace pour la séparation du CO₂ constituent la deuxième piste à explorer dans une stratégie de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les procédés d'une usine de liquéfaction sont presque invariablement alimentés en mode « *direct-drive* », c'est-à-dire que les compresseurs sont alimentés au gaz produit sur le site et que l'énergie électrique nécessaire aux autres procédés est produite par des génératrices alimentées au gaz. La seule exception connue est l'usine de Snohvit en Norvège, où des turbines au gaz naturel produisent l'électricité nécessaire à tous les équipements sur le site, incluant les systèmes de réfrigération. La troisième piste à explorer pour réduire les émissions de gaz à effet de serre est l'alimentation des procédés de l'usine par une source d'énergie propre, voire renouvelable.

4.5.8.3 BRUIT

À ce stade-ci de la définition du projet-type, il n'est pas possible de déterminer le nombre, la capacité, les caractéristiques et les durées d'utilisation des équipements qui composent une usine de l'envergure de celle prévue à Anticosti. Ainsi, les puissances acoustiques ne sont pas présentées pour cette étape du projet. De plus, la revue de la documentation existante n'a pas permis de trouver de comparables satisfaisants.

4.6 GESTION DES RÉSIDUS SOLIDES ET LIQUIDES

L'usine de traitement des eaux de reflux serait éventuellement alimentée par la centrale électrique.

Les équipements requis pour traiter les eaux de reflux émettront des émissions indirectes en lien avec la consommation d'énergie (moteur, pompe). La consommation d'énergie n'est pas quantifiée pour l'usine d'Anticosti, en l'absence de détails sur les procédés et les équipements utilisés. Ces émissions seraient éventuellement comptabilisées pour la centrale électrique, lors de la combustion du carburant riche en éthane.

Il est difficile de se prononcer sur les émissions de procédés. Les émissions de CH₄ et de N₂O sont jugées négligeables puisqu'aucun traitement biologique n'est typiquement requis dans l'industrie (Accenture, 2012). Des émissions fugitives par évaporation de certains composés chimiques dissouts dans l'eau sont à prévoir. Cependant en raison de l'absence de caractérisation précise de ces eaux, il n'est pas possible de faire d'estimation valable.

En ce qui concerne la gestion des déblais et des boues de forage, des émissions en lien avec le transport des matières vers les lieux de disposition sont à prévoir. Les activités sortent toutefois du cadre de ce mandat. Aucune émission atmosphérique n'est à prévoir, compte tenu du mode de gestion proposé pour le projet type.

5 CONCLUSION

Tel que présenté dans ce rapport, le projet type pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti se veut le projet le plus probable sur la base des connaissances actuelles. Les particularités de ce projet par rapport à d'autres projets d'exploitation non conventionnels sont les suivantes :

- l'extraction d'hydrocarbures combinant une phase gazeuse (78 %) et une phase liquide (22 %);
- la désalinisation de l'eau de mer pour approvisionner le procédé de fracturation;
- la réutilisation de l'eau de fracturation et le traitement sur place des eaux non réutilisables avant le rejet en milieu naturel;
- la production locale d'énergie électrique pour approvisionner certains équipements, à partir de la combustion d'éthane extrait des puits;
- le traitement des hydrocarbures à partir d'infrastructures localisées directement sur l'île d'Anticosti;
- la liquéfaction des produits et l'approvisionnement de navires-citernes à partir d'une usine flottante, localisée à 4 km au large.

Il importe toutefois de rappeler que la description du projet type repose sur de nombreuses hypothèses, notamment la composition des hydrocarbures, qui influencent considérablement les choix technologiques qui ont été retenus. Par conséquent, un changement dans les prémisses de base pourrait modifier de manière significative certaines étapes du projet type.

Le scénario de déploiement des activités d'exploitation sur Anticosti atteint un point culminant en 2029, avec l'aménagement de 15 nouvelles plateformes, la présence de 385 plateformes actives, la production et la liquéfaction de 3,4 mt/a de gaz naturel.

Un bilan des émissions atmosphériques pour l'année 2029 permet de constater que (tableau 5.1):

- pour la famille des principaux contaminants atmosphériques, les limitations rencontrées par l'absence de données pour l'usine de traitement des hydrocarbures et pour l'usine de liquéfaction empêchent de faire un portrait complet et instructif des émissions pour l'ensemble du projet type;
- pour la famille des gaz à effet de serre, les systèmes pneumatiques représentent la principale source d'émission (48 %). L'utilisation de système mécanique aurait un impact significatif sur ce type d'émission;
- le NO_x et le CO₂ sont les deux gaz pour lesquels les émissions sont les plus élevées.

Quant aux nuisances sonores sur les plateformes d'extraction, elles seraient plus importantes, bien que temporaires, lors des étapes de préparation des sites, de forage et de fracturation. Une fois les sites mis en production, les nuisances seront réduites, la machinerie n'étant plus présente sur les lieux. Certaines installations seront toutefois des sources d'émissions permanentes, soit les unités de désalinisation, certaines stations de pompage, l'usine de traitement des hydrocarbures de même que l'usine de liquéfaction. Les facteurs topographiques et climatiques ainsi que les propriétés intrinsèques des équipements influenceront le niveau sonore perceptible par les occupants de l'île.

Tableau 5.1 Bilan des émissions atmosphériques de l'année 2029 du scénario de déploiement du projet type.

Composés		Travaux préliminaires (15)	Développement des plateformes (15)			Production (385 plateformes)			Usine de traitement des hydrocarbures	Usine de liquéfaction (3,4 mt)
		Préparation des sites	Forage	Fracturation	Torchère	Compression des gaz	Émissions fugitives	Systèmes de contrôle pneumatique		
Principaux contaminants atmosphériques										
PM	tonnes	0,03	4,31	9,88	53,85	23,41	-	-	52,53	-
PM2.5	tonnes	0,03	4,18	6,31	53,85	23,41	-	-	-	-
CO	tonnes	0,19	15,06	17,52	3,53	1 305,86	-	-	-	-
NOx	tonnes	0,56	74,93	39,95	28,75	9 565,36	-	-	965,51	-
SO2	tonnes	0,01	0,60	336,38	0,00	-	-	-	-	-
HC (COV)	tonnes	0,27	4,41	12,04	-	355,30	-	-	-	-
Gaz à effet de serre										
CO2	tonnes	705,47	89 811,77	88 661,02	158 458,65	120 693,84	541,89	1 923,72	500 198,00	32 895,00
CH4	tonnes	0,04	5,06	4,99	633,44	2,38	14 790,10	52 457,94	3,25	173,88
N2O	tonnes	0,29	37,10	36,62	2,09	2,12	-	-	-	-
Émissions de GES totales (CO2e)	tonnes	796,64	101 418,50	100 119,03	172 409,74	121 401,10	311 134,06	1 103 540,45	500 266,27	36 546,50
	%	0%	4%	4%	7%	5%	13%	45%	20%	1%
Autres										
Aldehydes	tonnes	-	38,61	0,02	-	-	-	-	-	-
Hydrocarbures polycycliques	tonnes	-	0,09	0,00	-	0,06	-	-	-	-

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- ACCENTURE. 2012. *Water and Shale Gas Development – Leveraging the US experience in new shale developments*. [En ligne] [https://www.accenture.com/t20150527T210953__w__fr-fr/_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/DotCom/Documents/Local/fr-fr/PDF_2/Accenture-Water-And-Shale-Gas-Development.pdf]
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 2009. *Compendium of greenhouse gas methodologies for the oil and gas industry*. [En ligne] [<http://www.api.org/environment-health-and-safety/climate-change/whats-new/compendium-ghg-methodologies-oil-and-gas-industry>]
- ARGUS, 2014. *Rusal to develop ethane power plant in Jamaica*. [En ligne] [<http://www.argusmedia.com/pages/NewsBody.aspx?id=931440>]
- ARTHUR, J.D., LANGHUS, B., ET ALLEMAN, D. 2008. *An overview of modern shale gas development in the United States*: ALL Consulting, p.4. [En ligne] [<http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf>]
- ASSOCIATION CANADIENNE DES PRODUCTEURS PÉTROLIERS. 2014. *NPRI Guide – A Recommended Approach to Completing the National Pollutant Release Inventory for the Upstream Oil and Gas Industry*.
- BÉDARD, K., COMEAU, F.X., ET MALO, M. 2011. *Évaluation du potentiel de séquestration géologique du CO₂ des bassins sédimentaires du sud du Québec. Rapport de l'INRS Soimis au Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*. 25p.
- 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.
- BORDET, E., MALO, M., ET KIRKWOOD, D. 2010. *A structural study of western Anticosti Island, St. Lawrence platform, Québec : a fracture analysis the integrate surface and subsurface structural data*. *Belletin of Canadian Petreulom Geology*, 58 : 35-55
- CATERPILLAR. 2015. *Caterpillar Performance Handbook 45*. Hourly Fuel Consumption Tables. Wheel loader 980H.

- CENTRE D'EXPERTISE EN ANALYSE ENVIRONNEMENTALE DU QUÉBEC (CEAEQ). 2015. *Identification de nouveaux composés susceptibles d'être utilisés pour la fracturation hydraulique – Persistance, potentiel de bioaccumulation et toxicité vis-à-vis des organismes aquatiques (Étude AENV12)*. Rapport produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures. Québec : CEAEQ; Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.
- CHESAPEAKE. 2011. *EPA Hydraulic Fracturing Workshop. Fracture Design in Horizontal Shale Wells – Data Gathering to Implementation*. [En ligne]
[<http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/fracturedesigninhorizontalshalewells.pdf>]
- CHEVRON. 2015. *Gorgon project Fact sheet – Gorgon project overview*. [En ligne]
[<http://www.chevronaustralia.com/docs/default-source/default-document-library/fact-sheet-gorgon-project-overview.pdf?sfvrsn=15>]
- CHEVRON. 2015. *Gorgon project Fact sheet – Carbon dioxide injection project*. [En ligne]
[<https://www.chevronaustralia.com/docs/default-source/default-document-library/fact-sheet-gorgon-c02-injection-project.pdf?sfvrsn=8>]
- CIRAIG. 2012. *Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec*. [En ligne]
[http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.4.1.pdf]
- COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE. 2014. *Rapport synthèse de l'Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*. [En ligne] [<http://www.mdelcc.gouv.qc.ca/evaluations/Gaz-de-schiste/rapport-synthese.pdf>]
- CONSEIL PATRONAL DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (2015). Communiqué hebdomadaire du CPEQ – 28 août 2015.
- CÔTÉ, D., DUBOIS, J., HÉTU, B., ET GWYN, Q.H.J. 2006. *Les lacs karstiques de l'île d'Anticosti : analyse hydrogéomorphologique*.
- CO2 SOLUTIONS (2015). *CO2 Solutions présente les résultats complets des essais pilotes*. [En ligne]
[<http://www.co2solutions.com/uploads/file/c29324adc6f9dab973820ac978654147450a7ec2.pdf>]
- DELPHI GROUP. 2013. *LNG Production in British Columbia – GHG Emissions Assessment and Benchmarking*. [En ligne]
[http://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/climate-change/reports-and-data/liquefied-natural-gas-greenhousegas-background-reports/lng_production_in_british_columbia_-_ghg_emissions_assessment_and_benchmarking_-_may_2013.pdf]

- DOUGLAS, G.P., ET NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY (U.S.). 2006. *A geologic play book for Trenton-Black River Appalachian Basin Exploration*. 601 p.
- EASTERN RESEARCH GROUP. INC. 2014. *Drilling Rig Emission Inventory for the State of Texas*. [En ligne]
[http://www.tceq.state.tx.us/assets/public/implementation/air/am/contracts/reports/ei/5820783985FY0901-20090715-ergi-Drilling_Rig_EI.pdf]
- ENERGY AND ENVIRONMENTAL RESEARCH CENTER. 2013. *Utilization of associated gas to power drilling rigs. A demonstration in the Bakken*. [En ligne]
[<http://wbpc.ca/pub/documents/archived-talks/2013/Wocken%20-%20Utilization%20of%20Associated%20Gas%20to%20Power.pdf>]
- ENCYCLOPEDIA OF DESALINATION AND WATER RESOURCES. 2015. *Energy requirements of desalination processes*. [En ligne] [<http://www.desware.net/desa4.aspx>]
- ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 2011. *Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing. API guidance document HF3*. First edition. [En ligne]
[http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf3_practices_for_mitigating_surface]
- GAS TO POWER JOURNAL. 2015. *Pakistani ethane power plant mooted*. [En ligne]
[<http://gastopowerjournal.com/market/item/4930-pakistani-ethane-power-plant-mooted#axzz3iKTDx9P5>]
- GOUVERNEMENT DU CANADA. 2015. *Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage par compression*. [En ligne]
[<http://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/SOR-2005-32.pdf>]
- GOUVERNEMENT DU CANADA. 2015a. *Règlement sur les émissions des véhicules routiers et de leurs moteurs (SOR/2003-2)*. [En ligne]
[<http://www.ec.gc.ca/lcpe-cepa/fra/reglements/detailReg.cfm?intReg=65>]
- GOUVERNEMENT DU CANADA. 2015 b. *Règlement sur le soufre dans le carburant diesel (DORS/2002-254)*. [En ligne] [<http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2002-254/>]
- HYDROCARBONS TECHNOLOGY. n.d. *Snøhvit LNG Export Terminal, Melkøya Island, Norway*. [En ligne] [<http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snohvit-lng/>]
- HYDRO-QUÉBEC. 2008. *Plan d'approvisionnement 2008-2017 des réseaux autonomes – Annexes*. [En ligne]
[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/Requete3648/B-31-HQD-02-02-Rev_3648_20mar08.pdf]

- INTEROIL. 2011. *Seoul FLNG Conference*. [En ligne]
[\[http://www.flexlng.com/publish_files/For_web_FLEX_LNG_and_InterOil_presentation_at_Seoul_FLNG_conference_25_October_2011.pdf\]](http://www.flexlng.com/publish_files/For_web_FLEX_LNG_and_InterOil_presentation_at_Seoul_FLNG_conference_25_October_2011.pdf)
- INSTITUT NATIONAL DE RECHERCHE SCIENTIFIQUE (INRS). 2013. *Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale, détermination des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau et élaboration d'avis quant à l'encadrement de l'industrie*. [En ligne]
[\[http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.1.pdf\]](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.1.pdf)
- INSTITUT NATIONAL DE RECHERCHE SCIENTIFIQUE (INRS). 2014. Rapport synthèse 2008-2013 de la Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂. [En ligne]
[\[http://espace.inrs.ca/2092/1/R001492.pdf\]](http://espace.inrs.ca/2092/1/R001492.pdf)
- INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION (IPIECA). 2013. Green completions. [En ligne]
[\[http://www.ipieca.org/energyefficiency/solutions/78161\]](http://www.ipieca.org/energyefficiency/solutions/78161)
- LA PRESSE (2015). L'Ontario se rallie au marché du carbone. [En ligne]
[\[http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201504/13/01-4860580-lontario-se-rallie-au-marche-du-carbone.php\]](http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201504/13/01-4860580-lontario-se-rallie-au-marche-du-carbone.php)
- MALO, M., R. LEFEBVRE, F.-A. COMEAU et S. SÉJOURNÉE. 2015. *Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière*. [En ligne] [\[http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Chantier-technique.pdf\]](http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Chantier-technique.pdf)
- MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES DU QUÉBEC (MERN). 2015. *Évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures spécifique à l'île d'Anticosti. Scénarios hypothétiques de déploiement des hydrocarbures à l'île d'Anticosti*. 7 mai 2015. [En ligne] [\[http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Presentation_Scenarios_Anticosti.pdf\]](http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Presentation_Scenarios_Anticosti.pdf)
- MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES DU QUÉBEC (MERN). 2003. *Définition d'un modèle 3D géo-intégré*. [En ligne]
[\[https://www.mern.gouv.qc.ca/mines/quebec-mines/2003-02/definition.jsp\]](https://www.mern.gouv.qc.ca/mines/quebec-mines/2003-02/definition.jsp)
- MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS (MDDEFP). 2013. *Détermination exhaustive des substances utilisées, ou susceptibles de l'être, pour le forage et la fracturation au Québec, et des sous-produits de dégradation et de réaction; évaluation de leurs propriétés toxicologiques et de leur potentiel de biodégradation, de bioaccumulation, de persistance et de toxicité globale (Étude E3-5)*. Documentation produit pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste. Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

- MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS (MDDEFP). 2012. *Tableau synthèse des autorisations, permis et avis à obtenir tout au long d'un projet type d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures de schiste*. Précisions apportées au document « Projet type » du CIRAIG. [En ligne] [http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.4.2.pdf]
- MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (MDDELCC). 2015. *Synthèse des connaissances et plan d'acquisition de connaissances additionnelles – Évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures – ÉES globale – ÉES Anticosti*. Gouvernement du Québec. ISBN (PDF) : 978-2-550-72738-5.
- MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (MDDELCC). 2012a. *Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti*. Étude AENV01. 4 mai 2015.
- MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (MDDELCC). 2014. *Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière*. 2014. 200 pages. [En ligne] [<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/industriel/hydrocarbures/Lignes-directrices.pdf>]
- MOHAN, J., GRIFFIN, W.M., HENDRICKSON, C., JARAMILLO, P., VANBRIESEN, J., ET VENKATESH, A. 2011. *Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas*. [En ligne] [http://iopscience.iop.org/1748-9326/6/3/034014/pdf/1748-9326_6_3_034014.pdf]
- NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY. 2006. *A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States*. [En ligne] [<http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALL-PWGuide.pdf>]
- OHIO DEPARTMENT OF NATURAL RESOURCES. 2015. [En ligne]. [<http://geosurvey.ohiodnr.gov/>]
- OHIO ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. 2012. *Guidance for temporary Housing Associated with Oil and Natural Gas Drilling Operations*. [En ligne] [<http://www.epa.state.oh.us/Portals/0/general%20pdfs/Guidance%20for%20Temporary%20Housing.pdf>]
- PENNSYLVANIA STATE UNIVERSITY, 2011. *Marcellus Shale Wastewater Issues in Pennsylvania—Current and Emerging Treatment and Disposal Technologies*. [En ligne] [http://extension.psu.edu/natural-resources/water/marcellus-shale/waste-water/current-and-emerging-treatment-and-disposal-technologies/extension_publication_file]
- PETROWIKI – SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2015. *AFE: projected drilling time*. [En ligne] [http://petrowiki.org/AFE%3A_projected_drilling_time#Drill_rate]

- PINEAU, PIERRE-OLIVIER et SYLVAIN M. AUDETTE. 2015. *Identification des marchés potentiels internes et externes pour la ressource produite et des effets de déplacement potentiels au Québec (G-ECN-04)*. Chaire de gestion du secteur de l'énergie. HEC Montréal. 89 pages et annexes.
- POWER- BUSINESS AND TECHNOLOGY FOR THE GLOBAL GENERATION INDUSTRY. 2014. *West Virginia Combined Cycle Plant Will Be First to Burn Ethane and Natural Gas*. [En ligne] [<http://www.powermag.com/west-virginia-combined-cycle-plant-will-be-first-to-burn-ethane-and-natural-gas/>]
- RANGE RESOURCES. 2013. *Utica Point Pleasant Play – Range's view on a key Appalachian basin unconventional target and plans for future development*. STRH 5th Utica shale mini conference.
- REUTERS. 2013. *Analysis: Fracking water's dirty little secret – recycling*. [En ligne] [<http://www.reuters.com/article/2013/07/15/us-fracking-water-analysis-idUSBRE96E0ML20130715>]
- RILEY, R.A. 2010. *A Utica Point Pleasant type log for eastern Ohio*: Ohio Department of Natural Resources, Division of Geological Survey. [En ligne] [<http://www.dnr.state.oh.us/Portals/10/Energy/Utica/TuscarawasWellRockAnalyses.pdf>]
- RODRIGUEZ, G., ET OUYANG, C. 2013. *Air emission characterization and management for natural gas hydraulic fracturing operations in the United States*. [En ligne] [<http://deepblue.lib.umich.edu/handle/2027.42/97418>]
- SIMARD, J. 2010. *Dynamique après-feu et histoire Holocène du bassin versant de la rivière à la Patate, île d'Anticosti, Québec*. Thèse, Université Laval, Québec, 255 p.
- SKYTRUTH. 2014. *SkyTruth Releases Map of Drilling-Related Impoundments across PA*. [En ligne] [<http://blog.skytruth.org/2014/10/PA-drilling-impoundments-2005-2013.html>]
- SMITH, B. 2015. *Changing Habits Using Seawater-Based Fracturing Fluids Onshore*. Shale Play Water Management Magazine. January/February Issue. [En ligne] [<http://viewer.epaperflip.com/Viewer.aspx?docid=1dfa470d-0262-45fc-af13-a428016bdbb9#?page=44>]
- SNC-LAVALIN. 2013. *Détermination des taux d'émission et modélisation de la dispersion atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec*. [En ligne] [http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.18.pdf]

- SOCIÉTÉ CANADIENNE DES GAZ NON CONVENTIONNELS. Sans date. Introduction à la fracturation hydraulique. [En ligne]
[http://www.csur.com/sites/default/files/Hydr_Frac_French_web.pdf]
- STATOIL. 2013. Technology and information – Carbon capture and storage. [En ligne]
[<http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/Co2CaptureStorage/Pages/Snohvit.aspx>]
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY OFFICE OF FOSSIL ENERGY AND NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY. 2009. *Modern Shale Gas Development in the United States: A primer*. Prepared by Ground Water Protection Council and ALL Consulting . [En ligne]
[http://energy.gov/sites/prod/files/2013/03/f0/ShaleGasPrimer_Online_4-2009.pdf]
- US-EPA. 2010. *Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling - Compression-Ignition*.
[En ligne] [<http://www.epa.gov/OMS/models/nonrdmdl/nonrdmdl2010/420r10018.pdf>]
- US-EPA. 2010. *Median Life, Annual Activity and Load Factor Values For Nonroad Engine Emissions Modeling*. [En ligne]
[<http://www.epa.gov/oms/models/nonrdmdl/nonrdmdl2010/420r10016.pdf>]
- US-EPA. 2008. *Emission factors & AP-42: Compilation of air pollutant emission factors*. Section 5.2 Transportation And Marketing Of Petroleum Liquids. [En ligne]
[<http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch05/final/c05s02.pdf>]
- US-EPA. 2015. *Control of Emissions from New and In-Use Highways Vehicles and Engines*. [En ligne]
[<http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=8ee1d4fad299beae216716c7abc98414&mc=true&node=pt40.19.86&rgn=div5>]
- US-EPA. 2015a. *Water (version 2.0)*. [En ligne] [<http://www.epa.gov/ttnchie1/software/water/>]
- US-EPA. 2014. *AP 42. Fifth Edition, Volume I, Chapter 7: Liquid Storage Tanks*. [En ligne]
[<http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/ch07/>]
- U.S. GOVERNMENT PUBLISHING OFFICE. 20150. *Title 40, Chapter 1, Subchapter U, Part 1039 – Control of Emissions from New and In-Use Nonroad Compression-Ignition Engines*. [En ligne]
[http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?tpl=/ecfrbrowse/Title40/40cfr1039_main_02.tpl]
- WABAG (sans date). Desalination technologies. [En ligne]
[http://www.wabag.com/wp-content/uploads/2012/04/WABAG_Desalination_2014_ENG.pdf]
- WEATHERFORD. 2009. *U.S. Shale Oil & Gas Experience Extrapolates Globally*. [En ligne]
[<http://dea-global.org/wp-content/uploads/2010/09/DEA-Unconventional-Shale-Development.pdf>]

- WORLD RESOURCES INSTITUTE. 2014. *Global Shale Gas Development: Water Availability and Business Risks*. [En ligne]
[<http://www.wri.org/publication/global-shale-gas-development-water-availability-business-risks>]
- WICKSTROM, L. 2013. *Geology and Activity of the Utica-Point Pleasant of Ohio*. [En ligne]
[http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/10490wickstrom/ndx_wickstrom.pdf.html]
- WICKSTROM, L.H., GRAY, J.D., ET STIEGLITZ, R.D. 1992. *Stratigraphy, structure and production history of the Trenton Limestone (Ordovician) and adjacent strata in northwestern Ohio*: Ohio Department of Natural Resources, Division of Geological Survey Report Investigations 143, 78 p.
- 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. 132 pages et annexes.

Annexe 1

**LISTE EXHAUSTIVE DES COMPOSÉS SUSCEPTIBLES
D'ÊTRE UTILISÉS LORS DE LA FRACTURATION DES
GISEMENTS NON CONVENTIONNELS DE GAZ ET DE
PÉTROLE AU QUÉBEC**

Annexe 1 Liste exhaustive des composés susceptibles d'être utilisés dans les intrants destinés à la fracturation des gisements non conventionnels de gaz et de pétrole au Québec.

COMPOSÉ		N° CHIMIQUE	UTILISATION
NOM FRANÇAIS	NOM ANGLAIS		
Acétaldéhyde	Acetaldehyde	75-07-0	Agent inhibiteur de corrosion
Acétone	Acetone	67-64-1	Agent inhibiteur de corrosion
Acide acétique	Acetic acid	64-19-7	Antitartre
Acide fumarique	Fumaric acid	110-17-8	Agent gélifiant
Acide d'huile de tall	Tall oil acid or fatty acids	61790-12-3	Anticorrosif
Acide formique	Formic acid	64-18-6	Agent acidifiant
Acide sulfamique	Sulfamic acid	5329-14-6	Agent inhibiteur de corrosion
Alcool	Alcohol	-	Composé de traitement de puits de pétrole
Alcool n-butylque	n-butyl alcohol	71-36-6	Solvant
Alcools ethoxyles, C14-C15	Ethoxylated alcohols, C14-15	68951-67-7	Anticorrosif
Alcools ethoxyles, C12-C15	Ethoxylated alcohols, C12-15	68131-39-5	Stimulateur de reflux
Alcools ethoxyles, ramifiés	Ethoxylated alcohols, branched	78330-19-5	Anti émulsifiant
Alkoxyates d'alkyle	Alkyl alkoxyate	-	Composé de traitement de puits de pétrole
Alpha-alcènes, C > 10	Alkenes, C>10 alpha-	64743-02-8	Anticorrosif
Amino triacéate de sodium	Nitrilotriacetic acid trisodium salt monohydrate	18662-53-8	Agent séquestrant du fer
Anhydre acétique	Acetic anhydride	108-24-7	Fluidifiant
1,2-Benzisothiazol-3(2H)-one	1,2-Benzisothiazol-3(2H)-one	2634-33-5	Biocide
Betaine de cocamidopropyle	Cocamido propyl betaine	61789-40-0	Contrôleur d'argile et de pH, surfactant
Bisulfite de sodium	Sodium bisulfite	7631-90-5	-
1-bromo-3-chloro-5,5-diméthylhydantoïne (BCDMH)	1-Bromo-3-chloro-5,5-dimethylhydantoin	16079-88-2	Biocide
Butoxy éthanol, 2-	Butoxy ethanol	111-76-2	Agent acidifiant
Carbonate de potassium	Carbonic acid, dipotassium salt	584-08-7	Contrôleur de pH
Carboxyméthyl d'hydroxypropyle gomme de guar	Carboxymethyl hydroxypropyl guar gum	68130-15-4	Agent gélifiant
Carboxyméthyl gomme de guar	Carboxymethyl guar gum	39346-76-4	Agent interrupteur
Cellulase	Hemicellulase enzyme	9012-54-8	Agent interrupteur
Chlore	Chlorine	7782-50-5	Fluide de stimulation
Cellulose de Carboxyméthyl hydroxyéthyl éther	Carboxymethyl hydroxyethyl cellulose	9004-30-2	Agent gélifiant
Chlorhydrate d'hydroxylamine	Hydroxylamine hydrochloride	5470-11-1	Agent inhibiteur de corrosion
Chlorhydrate de N,N-diméthyl-octadécylamine	Octadecanamine, N,N-dimethyl-, hydrochloride, 1- (1:1)	1613-17-8	Surfactant
Chloroacétate de sodium	Sodium Chloroacetate	3926-62-3	Biocide

Annexe 1 (suite) Liste exhaustive des composés susceptibles d'être utilisés dans les intrants destinés à la fracturation des gisements non conventionnels de gaz et de pétrole au Québec.

COMPOSÉ		N° CHIMIQUE	UTILISATION
NOM FRANÇAIS	NOM ANGLAIS		
Chlorure de (chloro-3 propenyl-2(z))-1 triaza-3,5,7 azoniatriacyclo-1 decane[3.3.1(3,7)]	1-(3-chloro-2-propenyl)-3,5,7-triaza-1-azoniatriacyclo[3.3.1(3,7)] decane chloride	51229-78-8	Biocide
Chlorure d'ammonium	Ammonium chloride	12125-02-9	Antitartre
Chlorure d'ammonium triméthylque d'octadécyle (ammonium quaternaire)	Trimethyloctadecyl ammonium chloride	112-03-8	Surfactant
Chlorure de calcium	Calcium chloride	10043-52-4	Agent interrupteur
Chlorure de choline	Choline chloride	67-48-1	Contrôleur d'argile
Chlorure d'hydrogène	Hydrochloric acid	7647-01-0	Agent acidifiant
Chlorure de potassium	Potassium chloride	7447-40-7	Contrôleur d'argile
Chlorure de sodium	Sodium chloride	7647-14-5	Agent interrupteur, réducteur de friction, inhibiteur de l'échelle, le contrôleur d'argile, biocide
Composé d'acide gras et d'huile de tall	Complex alkylaryl polyo-ester	68188-40-9	Contrôleur du fer
Copolymère d'acrylamide	Acrylamide copolymer	38193-60-1	Réducteur de friction
Copolymère d'acrylamide et d'acrylate	Acrylamide copolymer	—	Composé de traitement de puits de pétrole
Chlorure de didécylidiméthylammonium	Didecyl dimethyl ammonium chloride	7173-51-5	Biocide
Chlorure de tétraméthylammonium	Tetramethyl ammonium chloride	75-57-0	Contrôleur d'argile
Chlorure de tributyltétradécylphosphonium	Tributyl tetradecyl phosphonium chloride	81741-28-8	Biocide
Complexe de zirconium d'hydroxy lactate de sodium	Zirconium hydroxy lactate sodium complex	113184-20-6	Agent réticulant
Cumène	Cumene	98-82-8	Solvant
Dérivé de sulfonate de benzène	Benzene sulphonate derivative	147732-60-3	Additif pour acide
Dérivés d'acide benzosulfonique, C10-16	Benzenesulphonic acid, C10-16 alkyl derivatives	68584-22-5	Additif pour acide
Dérivés de quinoline	Quaternary quinoline derivatives	72480-70-7	Anticorrosif
Dibromoacétonitrile	Dibromoacetone nitrile	3252-43-5	Biocide
Dibromo-3-nitrilopropionamide, 2,2-	Dibromo-3-nitrilopropionamide, 2,2-	10222-01-2	Agent interrupteur
Diéthanolamine	Diethanolamine	111-42-2	Agent interrupteur
Difluorure d'ammonium	Ammonium difluoride	1341-49-7	Biocide
Di-iso-propylnaphtalène	Naphthalene bis(1-methylethyl)	38640-62-9	Solvant

Annexe 1 (suite) Liste exhaustive des composés susceptibles d'être utilisés dans les intrants destinés à la fracturation des gisements non conventionnels de gaz et de pétrole au Québec.

COMPOSÉ		N° CHIMIQUE	UTILISATION
NOM FRANÇAIS	NOM ANGLAIS		
N,N-diméthylformamide	N,N-dimethylformamide	68-12-2	Agent inhibiteur de corrosion
Diméthyl-octadécylamine, N,N-	Octadecanamine, N,N-dimethyl-, 1-	124-28-7	Surfactant
3,5-diméthyl-2h-tétrahydro-1,3,5-thiadiazine-2-thione	3,5-dimethyl-tetrahydro-1,3,5-thiadiazine-2-thione (Dazomet)	533-74-4	Biocide
1,4-Dioxane	1,4-Dioxane	123-91-1	Solvant
Dioxyde de chlore	Chlorine dioxide	10049-04-4	Biocide
Dioxyde de magnésium	Magnesium dioxide	14452-57-4	Agent interrupteur
Dipropylène glycol	Propylene glycol	25265-71-8	Stimulateur de reflux
Distillats de pétrole (C9-C16) (2x)	Distillates, petroleum, hydrotreated light	64742-47-8	Réducteur de friction, épaississant
Érythorbate de sodium	Sodium erythorbate	6381-77-7	Agent séquestrant le fer
Esters d'acides gras	Fatty acid esters	91744-20-6	Réducteur de friction
Ethanediaminium,N1,N2-bis [2-[bis(2-hydroxyethyl)methylammonio]ethyl]-N1,N2-bis (2-hydroxyethyl)-N1,N2-dimethyl-,chloride (1:4), 1,2-	Complexe polyamine salts	138879-94-4	Contrôleur d'argile Abaissement du pH Tampon Surfactant
Éthanol	Ethanol	64-17-5	Surfactant, biocide
Éthanolamine	Ethanolamine	141-43-5	Antitartre
Éthylamine	Ethylamine	75-04-7	Agent réticulant
Éthyl-1-octyn-3-ol, 4-	Ethyl-octynol	5877-42-9	Anticorrosion
Éthylène glycol	Ethylene glycol	107-21-1	Briseur d'enzymes
Formaldéhyde	Formaldehyde	50-00-0	Antitartre, anticorrosif, agent acidifiant
Formamide	Formamide	75-12-07	Agent acidifiant
Glutaraldéhyde	Glutaraldehyde	111-30-8	Biocide
Glycol	Glycol	—	Composé de traitement de puits de pétrole
Glyoxal	Glyoxal	107-22-2	Agent réticulant
Gomme de guar	Guar gum	9000-30-0	Agent gélifiant
Gomme de xanthane	Xanthan gum	11138-66-2	Agent gélifiant
Huile de ricin éthoxylé	Castor oil ethoxylated	61791-12-6	Stimulateur de reflux
Huiles de base de faible toxicité	-	—	Anti-émulsifiant, Agent interrupteur
Hydroxyde de sodium	Sodium hydroxide	1310-73-2	Fluide de stimulation
2-Hydroxyéthyle cellulose	2-hydroxyethyl cellulose	9004-62-0	Agent gélifiant
Hydroxypropyl cellulose	Hydroxypropyl cellulose	9004-64-2	Agent gélifiant

Annexe 1 (suite) Liste exhaustive des composés susceptibles d'être utilisés dans les intrants destinés à la fracturation des gisements non conventionnels de gaz et de pétrole au Québec.

COMPOSÉ		N° CHIMIQUE	UTILISATION
NOM FRANÇAIS	NOM ANGLAIS		
2-Hydroxy propyle de gomme de guar	Hydroxypropyl guar gum	39421-75-5	Agent gélifiant
Hypochlorite de sodium	Sodium hypochlorite	7681-52-9	Anti émulsifiant, fluide de stimulation
Laurylsulfate de sodium	Sodium lauryl sulfate	151-21-3	Surfactant
Limonène, d-	Limonene, d-	5989-27-5	Stimulateur de reflux
Métaborate de potassium	Potassium metaborate	13709-94-9	Agent de réticulation
Méthanol	Methanol	67-56-1	Anticorrosif, agent acidifiant
1-Méthoxy-2-hydroxypropane	1-methoxy-2-hydroxypropane	107-98-2	Solvant
Naphtalène	Naphthalene	91-20-3	Anticorrosif
Nonyl phénol éthoxylé	Polyethylene glycol-(phenol) ethers	9016-45-9	Surfactant
Octaméthylcyclotétrasiloxane	Octamethylcyclotetra-siloxane	556-67-2	Anti-émulsifiant
Oxyde d'éthylène	Ethylene oxide	75-21-8	Biocide
Oxyde de magnésium	Magnesium oxide	1309-48-4	Agent interrupteur
Peroxyde de calcium	Calcium peroxide	1305-79-9	Agent interrupteur
Persulfate d'ammonium	Ammonium persulfate	7727-54-0	Agent interrupteur
Persulfate de potassium	Potassium persulfate	7727-21-1	Agent interrupteur
Persulfate de sodium	Sodium persulphate	7775-27-1	Anti émulsifiant
Phosphate de tributyle	Tributyl phosphate	126-73-8	Agent anti-émulsifiant
Polysaccharide (Mélange de)	Polysaccharide blend	—	Épaississant
Propane-1,2-diol	Propylene glycol	57-55-6	Stimulateur de reflux
Propane-1-ol	Propylic Alcohol	71-23-8	Anticorrosif
Propane-2-ol	Isopropanol	67-63-0	Anticorrosif, anti émulsifiant, stimulateur de reflux, agent acidifiant, fluide de stimulation.
Propanediamine-2-substitué,-1,3-di-chlorure d'hexaalkyle	Propanediaminium-2-substitued, -hexaalkyl-, di halide, 1,3-	—	Stabilisateur d'argile
Prop-2-yne-1-ol	Propargyl alcohol	107-19-7	Anticorrosif
Pyridinium	Pyridinium	16969-45-2	Agent inhibiteur de corrosion
Résines alkylphénoliques oxyalkylées	Oxyalkylated alkylphenol	68891-11-2	Acide anticorrosion
Sel sodique de l'acide borique	Boric acid sodium salt	1333-73-9	Agent réticulant
Sel tétrasodique de l'acide éthylènediaminetétraacétique anhydre	Tetrasodium Ethylenediaminetetraacetate	64-02-8	-
Solvant Naphta aromatique lourd	Heavy aromatic Naphtha	64742-94-5	Anticorrosif, agent acidifiant

Annexe 1 (suite) Liste exhaustive des composés susceptibles d'être utilisés dans les intrants destinés à la fracturation des gisements non conventionnels de gaz et de pétrole au Québec.

COMPOSÉ		N° CHIMIQUE	UTILISATION
NOM FRANÇAIS	NOM ANGLAIS		
Sulfate de cuivre	Copper sulfate	7758-98-7	-
Sulfate de fer	Ferrous sulfate	7720-78-7	-
Sulfate de nickel	Nickel sulfate	7786-81-4	-
Sulfate de tétrakis(hydroxyméthyl)phosphonium	Tetrakis (hydroxymethyl) phosphonium sulfate	55566-30-8	Biocide
Sulfate de zirconium	Zirconium sulfate	14644-61-2	Agent réticulant
Terpène	Terpenes	—	Composé de traitement de puits de pétrole
Tétraborate de sodium décahydraté	Sodium tetraborate decahydrate	1303-96-4	Agent réticulant
Tétranitrate de zirconium	Zirconium tetranitrate	13746-89-9	Agent réticulant
Thiourée (Polymère de)	Thiourea polymer	68527-49-1	Anticorrosif
Triéthanolamine	Triethanolamine	102-71-6	Anti émulsifiant
Triéthylène glycol	Triethylene glycol	112-27-6	Stimulateur de reflux
Triméthylbenzène, 1,2,4-	Trimethylbenzene, 1,2,4-	95-63-6	Anticorrosif
Xylène sulfonate de sodium	Sodium xylene sulphonate	1300-72-7	Surfactant
Zirconate de triéthanolamine	Triethanolamine zirconate	101033-44-7	Agent réticulant
Zirconium, complexe de-	Zirconium complex	197980-53-3	Agent réticulant

Sources : CEAEQ, 2015; MDDEFP, 2013

Annexe 2

**ÉTAPE 2 : TRAVAUX PRÉLIMINAIRES -
PARAMÈTRES DES SOURCES
ET TAUX D'ÉMISSION**

Tableau A2.1 : Paramètres des sources d'émission des camions pour l'étude de dispersion

Paramètres d'émission*	Camions
Nombre de sources	17
Température du gaz (°C)	425
Débit du gaz (m ³ /min)	80
Vitesse du gaz (m/s)	40
Diamètre (cm)	21
Hauteur du point d'émission (m)	4
Direction initiale du gaz	H/V

* SNC Lavalin, 2013

Tableau A2.2 : Taux d'émission pour les équipements utilisés à l'étape de la préparation du site

Équipements		Camion à gravier - 2 essieux (chemin et pad)	Abatteuse à chaînes - TRACK HARVESTER 522B	Transporteur à bois - FORWARDERS 574	Bouteur - TRACK-TYPE TRACTORS D7E (Chemin)	Excavatrice - EXCAVATOR 336E (Chemin)	Bouteur - TRACK-TYPE TRACTORS D6 (Pad)	Excavatrice - EXCAVATOR 336E (Pad)	Compacteur - SOIL COMPACTORS CP64 (Pad)	Bouteur - TRACK-TYPE TRACTORS D7E (Surface de roulement)	Excavatrice - EXCAVATOR 336E (Surface de roulement)	Compacteur - SOIL COMPACTORS CP64 (Surface de roulement)	Niveleuse - MOTOR GRADERS 16M
Puissance	HP	400	303	174	235	309	254	309	156	235	309	156	332
Nombre		6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Principaux contaminants atmosphériques													
PM	g/s	8,9E-04	6,7E-04	3,9E-04	5,2E-04	6,9E-04	5,6E-04	6,9E-04	3,5E-04	5,2E-04	6,9E-04	3,5E-04	7,4E-04
PM2.5	g/s	8,6E-04	6,5E-04	3,7E-04	5,1E-04	6,7E-04	5,5E-04	6,7E-04	3,4E-04	5,1E-04	6,7E-04	3,4E-04	7,2E-04
CO	g/s	6,3E-03	4,8E-03	2,9E-03	3,3E-03	4,9E-03	3,6E-03	4,9E-03	2,6E-03	3,3E-03	4,9E-03	2,6E-03	5,3E-03
NOx	g/s	1,8E-02	1,4E-02	7,9E-03	1,4E-02	1,2E-02	1,4E-02	1,4E-02	7,1E-03	1,1E-02	1,4E-02	7,1E-03	1,5E-02
SO2	g/s	2,3E-04	1,7E-04	1,0E-04	1,3E-04	1,8E-04	1,5E-04	1,8E-04	8,9E-05	1,3E-04	1,8E-04	8,9E-05	1,9E-04
HC (COV)	g/s	8,8E-03	6,7E-03	3,8E-03	5,2E-03	6,8E-03	5,6E-03	6,8E-03	3,5E-03	5,2E-03	6,8E-03	3,5E-03	7,3E-03
Gaz à effet de serre													
CO2	g/s	2,5E+01	2,7E+01	1,3E+01	2,1E+01	2,6E+01	2,1E+01	2,6E+01	1,5E+01	2,1E+01	2,6E+01	1,5E+01	2,8E+01
CH4	g/s	1,4E-03	1,5E-03	7,4E-04	1,2E-03	1,5E-03	1,2E-03	1,5E-03	8,7E-04	1,2E-03	1,5E-03	8,7E-04	1,6E-03
N2O	g/s	1,0E-02	1,1E-02	5,4E-03	8,7E-03	1,1E-02	5,4E-03	8,7E-03	1,1E-02	5,4E-03	8,7E-03	1,1E-02	1,1E-02
COV et HAP													
3-Butadiene	g/s	6,2E-06	6,6E-06	3,2E-06	5,1E-06	6,4E-06	5,1E-06	6,4E-06	3,7E-06	5,1E-06	6,4E-06	3,7E-06	6,7E-06
Acenaphthene	g/s	2,3E-05	2,5E-05	1,2E-05	1,9E-05	2,4E-05	1,9E-05	2,4E-05	1,4E-05	1,9E-05	2,4E-05	1,4E-05	2,5E-05
Acenaphthylene	g/s	1,7E-05	1,8E-05	8,7E-06	1,4E-05	1,7E-05	1,4E-05	1,7E-05	1,0E-05	1,4E-05	1,7E-05	1,0E-05	1,8E-05
Acetaldehyde	g/s	1,7E-04	1,9E-04	9,0E-05	1,4E-04	1,8E-04	1,4E-04	1,8E-04	1,1E-04	1,4E-04	1,8E-04	1,1E-04	1,9E-04
Acrolein	g/s	3,6E-05	3,9E-05	1,9E-05	3,0E-05	3,7E-05	3,0E-05	3,7E-05	2,2E-05	3,0E-05	3,7E-05	2,2E-05	3,9E-05
Anthracene	g/s	2,9E-06	3,1E-06	1,5E-06	2,4E-06	3,0E-06	2,4E-06	3,0E-06	1,8E-06	2,4E-06	3,0E-06	1,8E-06	3,2E-06
Benzaldehyde	g/s	1,5E-05	1,7E-05	8,0E-06	1,3E-05	1,6E-05	1,3E-05	1,6E-05	9,4E-06	1,3E-05	1,6E-05	9,4E-06	1,7E-05
Benzene	g/s	2,2E-04	2,3E-04	1,1E-04	1,8E-04	2,3E-04	1,8E-04	2,3E-04	1,3E-04	1,8E-04	2,3E-04	1,3E-04	2,4E-04
Benzo(a)anthracene	g/s	7,7E-07	8,3E-07	4,0E-07	6,4E-07	8,0E-07	6,4E-07	8,0E-07	4,7E-07	6,4E-07	8,0E-07	4,7E-07	8,4E-07
Benzo(a)pyrene	g/s	6,6E-08	7,2E-08	3,5E-08	5,5E-08	6,9E-08	5,5E-08	6,9E-08	4,0E-08	5,5E-08	6,9E-08	4,0E-08	7,2E-08
Benzo(b)fluoranthene	g/s	1,9E-07	2,0E-07	9,7E-08	1,5E-07	1,9E-07	1,5E-07	1,9E-07	1,1E-07	1,5E-07	1,9E-07	1,1E-07	2,0E-07
Benzo(b+k)fluoranthene	g/s	1,7E-09	1,8E-09	8,7E-10	1,4E-09	1,7E-09	1,4E-09	1,7E-09	1,0E-09	1,4E-09	1,7E-09	1,0E-09	1,8E-09
Benzo(g,h,i)perylene	g/s	1,8E-07	1,9E-07	9,2E-08	1,5E-07	1,8E-07	1,5E-07	1,8E-07	1,1E-07	1,5E-07	1,8E-07	1,1E-07	1,9E-07
Benzo(k)fluoranthene	g/s	7,1E-08	7,6E-08	3,7E-08	5,9E-08	7,3E-08	5,9E-08	7,3E-08	4,3E-08	5,9E-08	7,3E-08	4,3E-08	7,7E-08
Chrysene	g/s	8,3E-08	9,0E-08	4,3E-08	7,0E-08	8,6E-08	7,0E-08	8,6E-08	5,1E-08	7,0E-08	8,6E-08	5,1E-08	9,1E-08
Dibenz(a,h)anthracene	g/s	1,6E-07	1,8E-07	8,5E-08	1,4E-07	1,7E-07	1,4E-07	1,7E-07	1,0E-07	1,4E-07	1,7E-07	1,0E-07	1,8E-07
Fluoranthene	g/s	3,1E-06	3,3E-06	1,6E-06	2,6E-06	3,2E-06	2,6E-06	3,2E-06	1,9E-06	2,6E-06	3,2E-06	1,9E-06	3,3E-06
Fluorene	g/s	1,2E-05	1,3E-05	6,2E-06	9,9E-06	1,2E-05	9,9E-06	1,2E-05	7,3E-06	9,9E-06	1,2E-05	7,3E-06	1,3E-05
Formaldehyde	g/s	3,8E-04	4,1E-04	2,0E-04	3,2E-04	4,0E-04	3,2E-04	4,0E-04	2,3E-04	3,2E-04	4,0E-04	2,3E-04	4,2E-04
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	g/s	1,5E-07	1,6E-07	7,8E-08	1,3E-07	1,6E-07	1,3E-07	1,6E-07	9,1E-08	1,3E-07	1,6E-07	9,1E-08	1,6E-07
Naphthalene	g/s	1,8E-04	1,9E-04	9,3E-05	1,5E-04	1,9E-04	1,5E-04	1,9E-04	1,1E-04	1,5E-04	1,9E-04	1,1E-04	2,0E-04
Phenanthrene	g/s	2,6E-05	2,8E-05	1,4E-05	2,2E-05	2,7E-05	2,2E-05	2,7E-05	1,6E-05	2,2E-05	2,7E-05	1,6E-05	2,9E-05
Propylene	g/s	6,6E-04	7,2E-04	3,5E-04	5,5E-04	6,9E-04	5,5E-04	6,9E-04	4,0E-04	5,5E-04	6,9E-04	4,0E-04	7,2E-04
Pyrene	g/s	1,6E-06	1,8E-06	8,5E-07	1,4E-06	1,7E-06	1,4E-06	1,7E-06	1,0E-06	1,4E-06	1,7E-06	1,0E-06	1,8E-06
Toluene	g/s	8,6E-05	9,3E-05	4,5E-05	7,2E-05	8,9E-05	7,2E-05	8,9E-05	5,2E-05	7,2E-05	8,9E-05	5,2E-05	9,4E-05
Xylene (m)	g/s	2,7E-05	3,0E-05	1,4E-05	2,3E-05	2,8E-05	2,3E-05	2,8E-05	1,7E-05	2,3E-05	2,8E-05	1,7E-05	3,0E-05
Xylene (o)	g/s	2,4E-05	2,6E-05	1,2E-05	2,0E-05	2,5E-05	2,0E-05	2,5E-05	1,4E-05	2,0E-05	2,5E-05	1,4E-05	2,6E-05
Xylene (Total)	g/s	5,1E-05	5,5E-05	2,6E-05	4,2E-05	5,2E-05	4,2E-05	5,2E-05	3,1E-05	4,2E-05	5,2E-05	3,1E-05	5,5E-05

Annexe 3

**ÉTAPE 3 : EXPLORATION –
PARAMÈTRES DES SOURCES ET TAUX D'ÉMISSION**

Tableau A3.1 : Paramètres des sources d'émission de forage pour l'étude de dispersion

Paramètres d'émission	Groupes électrogènes Moteurs 1 200 kW	Groupes électrogènes Moteurs 300 kW	Camions	Chargeur frontal	Torchère
Nombre de sources	2	2	1	1	1
Température du gaz (°C)	450	400	425	400	1 000
Vitesse du gaz (m/s)	40	25	40	25	20
Diamètre (cm)	37	24	21	21	36
Hauteur du point d'émission (m)	4	3	4	37	11,9
Direction initiale du gaz	H/V	H/V	H/V	H/V	V

Tableau A3.2 : Paramètres d'émission des sources pour la fracturation hydraulique-phase d'exploration

Paramètres d'émission	Chaudières	Camions-pompes (moteurs de 1 690 kW)	Camions de mélanges	Équipements de mélange	Torchère
Nombre de sources	2	12	1	4	1
Température du gaz (°C)	150	450	425	400	1 000
Vitesse du gaz (m/s)	15	50	40	25	20
Diamètre (cm)	53	39	21	24	36
Hauteur du point d'émission (m)	6	4	4	4	11,9
Direction initiale du gaz	V	H/V	H/V	H/V	V

Tableau A3.3 : Taux d'émission moyens pour les équipements utilisés lors des travaux de forage (étape d'exploration)

Détail des équipements		Génératrice à moteur diesel – Caterpillar 3512C	Génératrice à moteur diesel 200 kW	Chargeur frontal – MEDIUM WHEEL LOADER 980H
Nombre d'équipement		2	2	1
Puissance équipement		1500	268	349
HP				
Principaux contaminants atmosphériques				
PM	g/s	7,68E-03	6,86E-04	5,77E-04
PM2.5	g/s	7,45E-03	6,65E-04	5,59E-04
CO	g/s	2,48E-02	4,37E-03	4,11E-03
NOx	g/s	1,31E-01	1,41E-02	1,18E-02
SO2	g/s	9,89E-04	1,77E-04	1,49E-04
HC (COV)	g/s	3,82E-02	6,83E-03	5,74E-03
Gaz à effet de serre				
CO2	g/s	147,7684593	26,40129807	22,19166667
CH4	g/s	0,008323421	0,001487118	0,00125
N2O	g/s	0,061038417	0,010905531	0,009166667
COV et HAP				
Aldehydes				
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)				
2-Chloronaphthalene				
2-Methylnaphthalene				
3-Butadiene				
Acenaphthene				
Acenaphthylene				
Acetaldehyde				
Acrolein				
Anthracene				
Benzaldehyde				
Benzene				
Benzo(a)anthracene				
Benzo(a)pyrene				
Benzo(b)fluoranthene				
Benzo(b+k)fluoranthene				
Benzo(e)pyrene				
Benzo(g,h,i)perylene				
Benzo(k)fluoranthene				
Chrysene				
Dibenz(a,h)anthracene				
Ethylbenzene				
Fluoranthene				
Fluorene				
Formaldehyde				
Hexane				
Indeno(1,2,3-cd)pyrene				
Naphthalene				
Perylene				
Phenanthrene				
Propylene				
Pyrene				
Toluene				
Xylene (m)				
Xylene (o)				
Xylene (Total)				

Tableau A3.4 : Taux d'émission moyens pour les équipements utilisés lors des travaux de fracturation hydraulique (étape d'exploration)

Équipement		Chaudière et système de chauffage hivernal	Équipements de pompage et de mélange					
Détail des équipements		Chaudière au mazout léger (7MW)	Camion de pompage	Camion mélangeur	Unité d'hydratation	Convoyeur de sable	Pompe à eau	Centre d'enregistrement des données
Nombre d'équipement		2	12	2	1	2	1	1
Puissance	HP	9387	2150	520	475	127	385	55
Principaux contaminants atmosphériques								
PM	g/s	5,91E-02	4,97E-03	3,49E-04	2,29E-04	3,76E-05	2,59E-04	2,07E-04
PM2.5	g/s	2,78E-02	4,83E-03	3,39E-04	2,22E-04	3,65E-05	2,51E-04	2,01E-04
CO	g/s	8,95E-02	1,07E-02	2,49E-03	1,63E-03	2,78E-04	1,84E-03	2,08E-03
NOx	g/s	3,58E-01	2,95E-01	7,17E-03	4,70E-03	7,72E-04	5,31E-03	2,31E-02
SO2	g/s	3,81E-03	4,27E-04	9,00E-05	5,90E-05	9,69E-06	6,66E-05	2,97E-05
HC (COV)	g/s	4,51E-03	1,65E-02	3,48E-03	2,28E-03	3,74E-04	2,57E-03	1,03E-03
Gaz à effet de serre								
CO2	g/s	3,98E+02	6,38E+01	1,34E+01	8,81E+00	1,45E+00	9,95E+00	3,98E+00
CH4	g/s	2,24E-02	3,59E-03	7,57E-04	4,96E-04	8,15E-05	5,61E-04	2,24E-04
N2O	g/s	1,64E-01	2,64E-02	5,55E-03	3,64E-03	5,98E-04	4,11E-03	1,65E-03
COV et HAP								
Aldehydes	g/s	-	2,69E-05	5,66E-06	3,71E-06	6,09E-07	4,19E-06	1,68E-06
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	g/s	-	6,45E-08	1,36E-08	8,90E-09	1,46E-09	1,01E-08	4,03E-09
2-Chloronaphthalene	g/s	3,33E-07	-	-	-	-	-	-
2-Methylnaphthalene	g/s	3,23E-06	-	-	-	-	-	-
3-Butadiene	g/s	-	1,55E-05	3,27E-06	2,15E-06	3,53E-07	2,42E-06	9,70E-07
Acenaphthene	g/s	2,02E-05	5,85E-05	1,23E-05	8,08E-06	1,33E-06	9,13E-06	3,65E-06
Acenaphthylene	g/s	4,27E-06	4,21E-05	8,87E-06	5,81E-06	9,55E-07	6,57E-06	2,63E-06
Acetaldehyde	g/s	-	4,36E-04	9,19E-05	6,02E-05	9,89E-06	6,80E-05	2,72E-05
Acrolein	g/s	-	9,08E-05	1,91E-05	1,25E-05	2,06E-06	1,42E-05	5,67E-06
Anthracene	g/s	1,52E-06	7,36E-06	1,55E-06	1,02E-06	1,67E-07	1,15E-06	4,59E-07
Benzaldehyde	g/s	-	3,88E-05	8,17E-06	5,36E-06	8,80E-07	6,05E-06	2,42E-06
Benzene	g/s	5,10E-05	5,49E-04	1,16E-04	7,58E-05	1,24E-05	8,56E-05	3,43E-05
Benzo(a)anthracene	g/s	1,78E-06	1,94E-06	4,08E-07	2,68E-07	4,39E-08	3,02E-07	1,21E-07
Benzo(a)pyrene	g/s	3,94E-07	1,67E-07	3,53E-08	2,31E-08	3,80E-09	2,61E-08	1,05E-08
Benzo(b)fluoranthene	g/s	3,78E-07	4,69E-07	9,88E-08	6,48E-08	1,06E-08	7,32E-08	2,93E-08
Benzo(b+k)fluoranthene	g/s	-	4,19E-09	8,83E-10	5,79E-10	9,51E-11	6,54E-10	2,62E-10
Benzo(e)pyrene	g/s	2,72E-07	-	-	-	-	-	-
Benzo(g,h,i)perylene	g/s	4,96E-07	4,46E-07	9,40E-08	6,16E-08	1,01E-08	6,96E-08	2,79E-08
Benzo(k)fluoranthene	g/s	1,26E-05	1,79E-07	3,76E-08	2,47E-08	4,05E-09	2,79E-08	1,12E-08
Chrysene	g/s	1,81E-06	2,10E-07	4,43E-08	2,91E-08	4,77E-09	3,28E-08	1,31E-08
Dibenz(a,h)anthracene	g/s	4,87E-07	4,13E-07	8,69E-08	5,70E-08	9,36E-09	6,44E-08	2,58E-08
Ethylbenzene	g/s	2,96E-05	-	-	-	-	-	-
Fluoranthene	g/s	1,28E-06	7,75E-06	1,63E-06	1,07E-06	1,76E-07	1,21E-06	4,84E-07
Fluorene	g/s	4,98E-06	3,01E-05	6,33E-06	4,15E-06	6,82E-07	4,69E-06	1,88E-06
Formaldehyde	g/s	3,13E-02	9,62E-04	2,03E-04	1,33E-04	2,18E-05	1,50E-04	6,01E-05
Hexane	g/s	2,40E-05	-	-	-	-	-	-
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	g/s	3,90E-07	3,79E-07	7,99E-08	5,24E-08	8,60E-09	5,91E-08	2,37E-08
Naphthalene	g/s	4,98E-02	4,53E-04	9,53E-05	6,25E-05	1,03E-05	7,06E-05	2,83E-05
Perylene	g/s	5,19E-07	-	-	-	-	-	-
Phenanthrene	g/s	1,76E-05	6,63E-05	1,40E-05	9,16E-06	1,50E-06	1,03E-05	4,14E-06
Propylene	g/s	3,23E-05	1,67E-03	3,53E-04	2,31E-04	3,80E-05	2,61E-04	1,05E-04
Pyrene	g/s	2,07E-06	4,13E-06	8,69E-07	5,70E-07	9,36E-08	6,44E-07	2,58E-07
Toluene	g/s	3,05E-05	2,17E-04	4,57E-05	3,00E-05	4,92E-06	3,39E-05	1,36E-05
Xylene (m)	g/s	-	6,90E-05	1,45E-05	9,53E-06	1,56E-06	1,08E-05	4,31E-06
Xylene (o)	g/s	-	6,00E-05	1,26E-05	8,28E-06	1,36E-06	9,35E-06	3,74E-06
Xylene (Total)	g/s	2,96E-05	1,28E-04	2,69E-05	1,76E-05	2,89E-06	1,99E-05	7,96E-06

Tableau A3.5 : Taux d'émission moyens pour les torchères (étape d'exploration)

Composés	Lors des travaux de forage	Lors des essais de production
	Taux d'émission moyen (g/s)	Taux d'émission moyen (g/s)
Principaux contaminants atmosphériques		
PM	5,50E-03	2,16E-01
PM2.5	5,50E-03	2,16E-01
CO	3,60E-04	1,42E-02
NOx	2,94E-03	1,15E-01
SO2	0,00E+00	0,00E+00
Gaz à effet de serre		
CO2	1,62E+01	6,36E+02
CH4	6,48E-02	2,54E+00
N2O	2,14E-04	8,40E-03
Alcanes		
Méthane	6,48E-02	2,54E+00
Éthane	2,43E-02	9,53E-01
Propane	9,72E-03	3,82E-01
Isobutane	4,39E-03	1,72E-01
Butane	7,21E-03	2,83E-01
2-méthylbutane (isopentane)	1,35E-03	5,31E-02
Pentanes	1,67E-03	6,57E-02
Hexanes	2,00E-03	7,84E-02
Heptanes	-	-
Octanes	-	-
Nonanes	-	-
Cycloalcanes		
Cyclopentane	4,44E-04	1,74E-02
Méthylcyclopentane	7,53E-05	2,96E-03
Cyclohexane	1,35E-04	5,29E-03
Méthylcyclohexane	-	-
Hydrocarbures aromatiques monocycliques		
Benzène	1,00E-04	3,94E-03
Éthylbenzène	-	-
Toluène	-	-
Xylène	-	-
Autres		
Dioxyde de carbone	1,62E+01	6,36E+02
Sulfure d'hydrogène	-	-

Tableau A3.6 : Taux d'émission maximum pour les équipements utilisés lors des travaux de forage (étape d'exploration)

Détail des équipements		Génératrice à moteur diesel – Caterpillar 3512C	Génératrice à moteur diesel 200 kW	Chargeur frontal – MEDIUM WHEEL LOADER 980H
Nombre d'équipement	HP	2	2	1
Puissance, équipement		1500	268	349
Principaux contaminants atmosphériques				
PM10	g/s	7,68E-03	6,96E-04	7,75E-04
PM2.5	g/s	7,45E-03	6,65E-04	7,52E-04
CO	g/s	2,48E-02	4,37E-03	5,53E-03
NOx	g/s	1,31E-01	1,41E-02	1,59E-02
SO2	g/s	9,89E-04	1,77E-04	2,00E-04
HC (COV)	g/s	3,82E-02	6,83E-03	7,72E-03
Gaz à effet de serre				
CO2	g/s	147,7684593	26,40129807	29,83039555
CH4	g/s	0,008323421	0,001487118	0,00168027
N2O	g/s	0,061038417	0,010905531	0,012321981
COV et HAP				
Aldéhydes	g/s	6,22199E-05	1,11166E-05	1,25605E-05
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	g/s	1,49328E-07	2,66799E-08	3,01452E-08
2-Chloronaphthalène	g/s	-	-	-
2-Méthyl-naphthalène	g/s	-	-	-
3-Butadiène	g/s	3,5996E-05	6,43128E-06	7,2666E-06
Acénaphthène	g/s	0,000135552	2,42186E-05	2,73642E-05
Acénaphthylène	g/s	9,7513E-05	1,74223E-05	1,96852E-05
Acétaldéhyde	g/s	0,001009927	0,00018044	0,000203877
Acroléin	g/s	0,000210269	3,75681E-05	4,24476E-05
Anthracène	g/s	1,70419E-05	3,04482E-06	3,44029E-06
Benzaldéhyde	g/s	8,98538E-05	1,60539E-05	1,8139E-05
Benzène	g/s	0,001270724	0,000227036	0,000256524
Benzo(a)anthracène	g/s	4,48697E-06	8,01672E-07	9,05796E-07
Benzo(a)pyrène	g/s	3,87643E-07	6,92589E-08	7,82544E-08
Benzo(b)fluoranthène	g/s	1,08642E-06	1,94108E-07	2,19319E-07
Benzo(b+k)fluoranthène	g/s	9,70769E-09	1,73444E-09	1,95972E-09
Benzo(e)pyrène	g/s	-	-	-
Benzo(g,h,i)perylene	g/s	1,03325E-06	1,84608E-07	2,08585E-07
Benzo(k)fluoranthène	g/s	4,13574E-07	7,38919E-08	8,34893E-08
Chrysène	g/s	4,87379E-07	8,70785E-08	9,83885E-08
Dibenz(a,h)anthracène	g/s	9,55756E-07	1,70762E-07	1,92941E-07
Ethylbenzène	g/s	-	-	-
Fluoranthène	g/s	1,79479E-05	3,20669E-06	3,62318E-06
Fluorène	g/s	6,96309E-05	1,24407E-05	1,40566E-05
Formaldéhyde	g/s	0,00222778	0,00039803	0,000449728
Hexane	g/s	-	-	-
Indeno(1,2,3-cd)pyrène	g/s	8,78267E-07	1,56917E-07	1,77298E-07
Naphthalène	g/s	0,001048077	0,000187256	0,000211578
Perylene	g/s	-	-	-
Phenanthrène	g/s	0,000153576	2,74388E-05	3,10027E-05
Propylène	g/s	0,003878185	0,000692902	0,000782899
Pyrène	g/s	9,55767E-06	1,70764E-06	1,92943E-06
Toluène	g/s	0,00050282	8,98371E-05	0,000101506
Xylène (m)	g/s	0,000159735	2,85392E-05	3,2246E-05
Xylène (o)	g/s	0,0001389	2,48167E-05	2,804E-05
Xylène (Total)	g/s	0,000295348	5,27688E-05	5,96226E-05

Tableau A3.7 : Taux d'émission maximum pour les équipements utilisés lors des travaux de fracturation hydraulique (étape d'exploration)

Équipement		Chaudière et système de chauffage hivernal		Équipements de pompage et de mélange				
Détail des équipements		Chaudière au mazout léger (7MW)	Camion de pompage	Camion mélangeur	Unité d'hydratation	Convoyeur de sable	Pompe à eau	Centre d'enregistrement des données
Nombre d'équipement	0	2	12	2	1	2	1	1
Puissance	HP	9387	2150	520	475	127	385	55
Principaux contaminants atmosphériques								
PM	g/s	1,01E-01	1,21E-02	8,42E-04	8,94E-04	2,06E-04	6,23E-04	2,07E-04
PM2.5	g/s	4,74E-02	1,18E-02	8,16E-04	8,67E-04	1,99E-04	6,04E-04	2,01E-04
CO	g/s	1,53E-01	2,61E-02	6,01E-03	6,38E-03	1,52E-03	4,45E-03	2,08E-03
NOx	g/s	6,12E-01	7,20E-01	1,73E-02	1,84E-02	4,22E-03	1,28E-02	2,31E-02
SO2	g/s	2,17E+00	1,04E-03	2,17E-04	2,30E-04	5,30E-05	1,61E-04	2,97E-05
HC (COV)	g/s	7,71E-03	4,03E-02	8,38E-03	8,90E-03	2,05E-03	6,21E-03	1,03E-03
Gaz à effet de serre								
CO2	g/s	6,80E+02	1,56E+02	3,24E+01	3,44E+01	7,91E+00	2,40E+01	3,98E+00
CH4	g/s	3,83E-02	8,77E-03	1,82E-03	1,94E-03	4,46E-04	1,35E-03	2,24E-04
N2O	g/s	2,81E-01	6,43E-02	1,34E-02	1,42E-02	3,27E-03	9,91E-03	1,65E-03
COV et HAP								
Aldehydes	g/s		6,56E-05	1,36E-05	1,45E-05	3,33E-06	1,01E-05	1,68E-06
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	g/s		1,57E-07	3,27E-08	3,48E-08	7,99E-09	2,42E-08	4,03E-09
2-Chloronaphthalene	g/s	5,69E-07			8,38E-06	1,93E-06	5,84E-06	
2-Methylnaphthalene	g/s	5,52E-06			3,16E-05	7,26E-06	2,20E-05	
3-Butadiene	g/s		3,79E-05	7,89E-06				9,70E-07
Acenaphthene	g/s	3,46E-05	1,43E-04	2,97E-05	2,27E-05	5,22E-06	1,58E-05	3,65E-06
Acenaphthylene	g/s	7,29E-06	1,03E-04	2,14E-05	2,35E-04	5,41E-05	1,64E-04	2,63E-06
Acetaldehyde	g/s		1,06E-03	2,21E-04	4,90E-05	1,13E-05	3,41E-05	2,72E-05
Acrolein	g/s		2,22E-04	4,61E-05	3,97E-06	9,12E-07	2,77E-06	5,67E-06
Anthracene	g/s	2,60E-06	1,80E-05	3,74E-06	2,09E-05	4,81E-06	1,46E-05	4,59E-07
Benzaldehyde	g/s		9,47E-05	1,97E-05	2,96E-04	6,80E-05	2,06E-04	2,42E-06
Benzene	g/s	8,71E-05	1,34E-03	2,79E-04				3,43E-05
Benzo(a)anthracene	g/s	3,04E-06	4,73E-06	9,84E-07	1,04E-06	2,40E-07	7,28E-07	1,21E-07
Benzo(a)pyrene	g/s	6,73E-07	4,09E-07	8,50E-08	9,03E-08	2,08E-08	6,29E-08	1,05E-08
Benzo(b)fluoranthene	g/s	6,46E-07	1,15E-06	2,38E-07	2,53E-07	5,82E-08	1,76E-07	2,93E-08
Benzo(b+k)fluoranthene	g/s		1,02E-08	2,13E-09				2,62E-10
Benzo(e)pyrene	g/s	4,65E-07						
Benzo(g,h,i)perylene	g/s	8,47E-07	1,09E-06	2,27E-07	2,41E-07	5,53E-08	1,68E-07	2,79E-08
Benzo(k)fluoranthene	g/s	2,15E-05	4,36E-07	9,07E-08	9,63E-08	2,21E-08	6,71E-08	1,12E-08
Chrysene	g/s	3,09E-06	5,14E-07	1,07E-07	1,13E-07	2,61E-08	7,91E-08	1,31E-08
Dibenz(a,h)anthracene	g/s	8,32E-07	1,01E-06	2,10E-07	2,23E-07	5,12E-08	1,55E-07	2,58E-08
Ethylbenzene	g/s	5,05E-05						
Fluoranthene	g/s	2,18E-06	1,89E-05	3,93E-06	4,18E-06	9,61E-07	2,91E-06	4,84E-07
Fluorene	g/s	8,50E-06	7,34E-05	1,53E-05	1,62E-05	3,73E-06	1,13E-05	1,88E-06
Formaldehyde	g/s	5,35E-02	2,35E-03	4,88E-04	5,19E-04	1,19E-04	3,62E-04	6,01E-05
Hexane	g/s	4,10E-05						
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	g/s	6,67E-07	9,26E-07	1,93E-07	2,04E-07	4,70E-08	1,43E-07	2,37E-08
Naphthalene	g/s	8,51E-02	1,10E-03	2,30E-04	2,44E-04	5,61E-05	1,70E-04	2,83E-05
Perylene	g/s	8,87E-07						
Phenanthrene	g/s	3,00E-05	1,62E-04	3,37E-05	3,58E-05	8,22E-06	2,49E-05	4,14E-06
Propylene	g/s	5,52E-05	4,09E-03	8,50E-04	9,03E-04	2,08E-04	6,29E-04	1,05E-04
Pyrene	g/s	3,54E-06	1,01E-05	2,10E-06	2,23E-06	5,12E-07	1,55E-06	2,58E-07
Toluene	g/s	5,21E-05	5,30E-04	1,10E-04	1,17E-04	2,69E-05	8,16E-05	1,36E-05
Xylene (m)	g/s		1,68E-04	3,50E-05	3,72E-05	8,55E-06	2,59E-05	4,31E-06
Xylene (o)	g/s		1,46E-04	3,04E-05	3,23E-05	7,44E-06	2,25E-05	3,74E-06
Xylene (Total)	g/s	5,05E-05	3,11E-04	6,47E-05	6,88E-05	1,58E-05	4,79E-05	7,96E-06

Tableau A3.8 : Taux d'émission maximum pour les torchères (étape d'exploration)

Composés	Lors des travaux de forage	Lors des essais de production
	Taux d'émission max	Taux d'émission max
	(g/s)	(g/s)
Principaux contaminants atmosphériques		
PM	5,50E-03	8,35E-01
PM2.5	5,50E-03	8,35E-01
CO	3,60E-04	5,47E-02
NOx	2,94E-03	4,46E-01
SO2	0,00E+00	0,00E+00
HC (COV)		
Gaz à effet de serre		
CO2	1,62E+01	2,46E+03
CH4	6,48E-02	9,83E+00
N2O	2,14E-04	3,25E-02
Alcanes		
Méthane	6,48E-02	9,83E+00
Éthane	2,43E-02	3,68E+00
Propane	9,72E-03	1,48E+00
Isobutane	4,39E-03	6,66E-01
Butane	7,21E-03	1,09E+00
2-méthylbutane (isopentane)	1,35E-03	2,05E-01
Pentanes	1,67E-03	2,54E-01
Hexanes	2,00E-03	3,03E-01
Heptanes	-	-
Octanes	-	-
Nonanes	-	-
Cycloalcanes		
Cyclopentane	4,44E-04	6,73E-02
Méthylcyclopentane	7,53E-05	1,14E-02
Cyclohexane	1,35E-04	2,04E-02
Méthylcyclohexane	-	-
Hydrocarbures aromatiques monocycliques		
Benzène	1,00E-04	1,52E-02
Éthylbenzène	-	-
Toluène	-	-
Xylène	-	-
Autres		
Dioxyde de carbone	1,62E+01	2,46E+03
Sulfure d'hydrogène	-	-

Annexe 4

**ÉTAPE 4 : DÉVELOPPEMENT -
PARAMÈTRES DES SOURCES
ET TAUX D'ÉMISSION**

Tableau A4.1 : Paramètres des sources d'émission de forage pour l'étude de dispersion

Paramètres d'émission	Groupes électrogènes Moteurs 1 200 kW	Groupes électrogènes Moteurs 300 kW	Camions	Chargeur frontal	Torchère
Nombre de sources	2	2	1	1	1
Température du gaz (°C)	450	400	425	400	1 000
Vitesse du gaz (m/s)	40	25	40	25	20
Diamètre (cm)	37	24	21	21	36
Hauteur du point d'émission (m)	4	3	4	37	11,9
Direction initiale du gaz	H/V	H/V	H/V	H/V	V

Tableau A4.2 : Paramètres d'émission des sources pour la fracturation hydraulique-phase d'exploration

Paramètres d'émission	Chaudières	Camions-pompes (moteurs de 1 690 kW)	Camions de mélanges	Équipements de mélange	Torchère
Nombre de sources	2	12	1	4	1
Température du gaz (°C)	150	450	425	400	1 000
Vitesse du gaz (m/s)	15	50	40	25	20
Diamètre (cm)	53	39	21	24	36
Hauteur du point d'émission (m)	6	4	4	4	11,9
Direction initiale du gaz	V	H/V	H/V	H/V	V

Tableau A4.3 : Taux d'émission moyens pour les équipements utilisés lors des travaux de forage (étape de développement)

Détail des équipements		Génératrice à moteur diesel – Caterpillar 3512C	Génératrice à moteur diesel 200 kW	Chargeur frontal – MEDIUM WHEEL LOADER 980H
Nombre d'équipement	0	2	2	1
Puissance_équipement	HP	1500	268	349
Principaux contaminants atmosphériques				
PM	g/s	7,68E-03	6,86E-04	5,77E-04
PM2.5	g/s	7,45E-03	6,65E-04	5,59E-04
CO	g/s	2,48E-02	4,37E-03	4,11E-03
NOx	g/s	1,31E-01	1,41E-02	1,18E-02
SO2	g/s	9,89E-04	1,77E-04	1,49E-04
HC (COV)	g/s	7,68E-03	6,86E-04	5,77E-04
Gaz à effet de serre				
CO2	g/s	1,48E+02	2,64E+01	2,22E+01
CH4	g/s	8,32E-03	1,49E-03	1,25E-03
N2O	g/s	6,10E-02	1,09E-02	9,17E-03
COV et HAP				
Aldehydes				
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	g/s	6,38E-02	1,14E-02	9,58E-03
3-Butadiène	g/s	1,53E-04	2,73E-05	2,30E-05
Acénaphtène	g/s	3,60E-05	6,43E-06	5,41E-06
Acénaphtylène	g/s	1,36E-04	2,42E-05	2,04E-05
Acétaldéhyde	g/s	9,75E-05	1,74E-05	1,46E-05
Acroléin	g/s	1,01E-03	1,80E-04	1,52E-04
Anthracène	g/s	2,10E-04	3,76E-05	3,16E-05
Benzaldéhyde	g/s	1,70E-05	3,04E-06	2,56E-06
Benzène	g/s	8,99E-05	1,61E-05	1,35E-05
Benzo(a)anthracène	g/s	1,27E-03	2,27E-04	1,91E-04
Benzo(b)fluoranthène	g/s	4,49E-06	8,02E-07	6,74E-07
Benzo(k)fluoranthène	g/s	3,88E-07	6,93E-08	5,82E-08
Benzo(a)pyrène	g/s	1,09E-06	1,94E-07	1,63E-07
Benzo(b)fluoranthène	g/s	9,71E-09	1,73E-09	1,46E-09
Benzo(g,h,i)perylene	g/s	1,03E-06	1,85E-07	1,55E-07
Benzo(k)fluoranthène	g/s	4,14E-07	7,39E-08	6,21E-08
Chrysène	g/s	4,87E-07	8,71E-08	7,32E-08
Dibenz(a,h)anthracène	g/s	9,56E-07	1,71E-07	1,44E-07
Fluoranthène	g/s	1,79E-05	3,21E-06	2,70E-06
Fluorène	g/s	6,96E-05	1,24E-05	1,05E-05
Formaldéhyde	g/s	2,23E-03	3,98E-04	3,35E-04
Indeno(1,2,3-cd)pyrène	g/s	8,76E-07	1,57E-07	1,32E-07
Naphthalène	g/s	1,05E-03	1,87E-04	1,57E-04
Phénanthrène	g/s	1,54E-04	2,74E-05	2,31E-05
Propylène	g/s	3,88E-03	6,93E-04	5,82E-04
Pyrène	g/s	9,56E-06	1,71E-06	1,44E-06
Toluène	g/s	5,03E-04	8,98E-05	7,55E-05
Xylène (m)	g/s	1,60E-04	2,85E-05	2,40E-05
Xylène (o)	g/s	1,39E-04	2,48E-05	2,09E-05
Xylène (Total)	g/s	2,95E-04	5,28E-05	4,44E-05

Tableau A4.4 : Taux d'émission moyens pour les équipements utilisés lors des travaux de fracturation hydraulique (étape de développement)

Équipement		Chaudière et système de chauffage hivernal	Équipements de pompage et de mélange					
Détail des équipements		Chaudière au mazout léger (7MW)	Camion de pompage	Camion mélangeur	Unité d'hydratation	Convoyeur de sable	Pompe à eau	Centre d'enregistrement des données
Nombre d'équipement		0	2	12	2	1	2	1
Puissance		HP	9 387	2 150	520	475	127	385
Principaux contaminants atmosphériques								
PM	g/s	7,39E-02	6,12E-03	4,29E-04	2,86E-04	4,70E-05	3,17E-04	2,59E-04
PM2.5	g/s	3,47E-02	5,94E-03	4,16E-04	2,78E-04	4,56E-05	3,08E-04	2,51E-04
CO	g/s	1,12E-01	1,32E-02	3,06E-03	2,04E-03	3,47E-04	2,26E-03	2,60E-03
NOx	g/s	4,48E-01	5,26E-04	1,10E-04	7,37E-05	1,21E-05	8,18E-05	3,71E-05
SO2	g/s	4,77E-03	3,63E-01	8,80E-03	5,88E-03	9,65E-04	6,52E-03	2,89E-02
HC (COV)	g/s	5,64E-03	2,03E-02	4,27E-03	2,85E-03	4,68E-04	3,16E-03	1,29E-03
Gaz à effet de serre								
CO2	g/s	4,98E+02	7,85E+01	1,65E+01	1,10E+01	1,81E+00	1,22E+01	4,98E+00
CH4	g/s	2,80E-02	4,42E-03	9,30E-04	6,20E-04	1,02E-04	6,88E-04	2,81E-04
N2O	g/s	2,06E-01	3,24E-02	6,82E-03	4,55E-03	7,47E-04	5,05E-03	2,06E-03
COV et HAP								
Aldehydes	g/s	-	3,31E-05	6,95E-06	4,64E-06	7,62E-07	5,14E-06	2,10E-06
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	g/s	-	7,94E-08	1,67E-08	1,11E-08	1,83E-09	1,23E-08	5,03E-09
2-Chloronaphthalene	g/s	4,16E-07	-	-	-	-	-	-
2-Methylnaphthalene	g/s	4,04E-06	-	-	-	-	-	-
3-Butadiene	g/s	-	1,91E-05	4,02E-06	2,68E-06	4,41E-07	2,98E-06	1,21E-06
Acenaphthene	g/s	2,53E-05	7,20E-05	1,51E-05	1,01E-05	1,66E-06	1,12E-05	4,57E-06
Acenaphthylene	g/s	5,34E-06	5,18E-05	1,09E-05	7,27E-06	1,19E-06	8,06E-06	3,29E-06
Acetaldehyde	g/s	-	5,37E-04	1,13E-04	7,53E-05	1,24E-05	8,35E-05	3,40E-05
Acrolein	g/s	-	1,12E-04	2,35E-05	1,57E-05	2,57E-06	1,74E-05	7,09E-06
Anthracene	g/s	1,90E-06	9,06E-06	1,90E-06	1,27E-06	2,09E-07	1,41E-06	5,74E-07
Benzaldehyde	g/s	-	4,78E-05	1,00E-05	6,70E-06	1,10E-06	7,43E-06	3,03E-06
Benzene	g/s	6,37E-05	6,75E-04	1,42E-04	9,47E-05	1,56E-05	1,05E-04	4,28E-05
Benzo(a)anthracene	g/s	2,22E-06	2,38E-06	5,01E-07	3,34E-07	5,49E-08	3,71E-07	1,51E-07
Benzo(a)pyrene	g/s	4,93E-07	2,06E-07	4,33E-08	2,89E-08	4,75E-09	3,21E-08	1,31E-08
Benzo(b)fluoranthene	g/s	4,72E-07	5,77E-07	1,21E-07	8,10E-08	1,33E-08	8,98E-08	3,66E-08
Benzo(b+k)fluoranthene	g/s	-	5,16E-09	1,08E-09	7,24E-10	1,19E-10	8,03E-10	3,27E-10
Benzo(e)pyrene	g/s	3,40E-07	-	-	-	-	-	-
Benzo(g,h,i)perylene	g/s	6,20E-07	5,49E-07	1,15E-07	7,70E-08	1,26E-08	8,54E-08	3,48E-08
Benzo(k)fluoranthene	g/s	1,57E-05	2,20E-07	4,62E-08	3,08E-08	5,06E-09	3,42E-08	1,39E-08
Chrysene	g/s	2,26E-06	2,59E-07	5,44E-08	3,63E-08	5,97E-09	4,03E-08	1,64E-08
Dibenz(a,h)anthracene	g/s	6,09E-07	5,08E-07	1,07E-07	7,12E-08	1,17E-08	7,90E-08	3,22E-08
Ethylbenzene	g/s	3,70E-05	-	-	-	-	-	-
Fluoranthene	g/s	1,59E-06	9,54E-06	2,00E-06	1,34E-06	2,20E-07	1,48E-06	6,05E-07
Fluorene	g/s	6,22E-06	3,70E-05	7,78E-06	5,19E-06	8,52E-07	5,76E-06	2,35E-06
Formaldehyde	g/s	3,92E-02	1,18E-03	2,49E-04	1,66E-04	2,73E-05	1,84E-04	7,51E-05
Hexane	g/s	3,00E-05	-	-	-	-	-	-
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	g/s	4,88E-07	4,67E-07	9,81E-08	6,55E-08	1,08E-08	7,26E-08	2,96E-08
Naphthalene	g/s	6,23E-02	5,57E-04	1,17E-04	7,81E-05	1,28E-05	8,67E-05	3,53E-05
Perylene	g/s	6,49E-07	-	-	-	-	-	-
Phenanthrene	g/s	2,19E-05	8,16E-05	1,72E-05	1,14E-05	1,88E-06	1,27E-05	5,18E-06
Propylene	g/s	4,04E-05	2,06E-03	4,33E-04	2,89E-04	4,75E-05	3,21E-04	1,31E-04
Pyrene	g/s	2,59E-06	5,08E-06	1,07E-06	7,12E-07	1,17E-07	7,90E-07	3,22E-07
Toluene	g/s	3,81E-05	2,67E-04	5,62E-05	3,75E-05	6,16E-06	4,16E-05	1,69E-05
Xylene (m)	g/s	-	8,49E-05	1,78E-05	1,19E-05	1,96E-06	1,32E-05	5,38E-06
Xylene (o)	g/s	-	7,38E-05	1,55E-05	1,04E-05	1,70E-06	1,15E-05	4,68E-06
Xylene (Total)	g/s	3,70E-05	1,57E-04	3,30E-05	2,20E-05	3,62E-06	2,44E-05	9,95E-06

Tableau A4.5 : Taux d'émission moyens pour les torchères (étape de développement)

	Lors des travaux de forage	Lors de l'installation des conduites	Lors de la complétion du puit
ESPÈCE CHIMIQUE	Taux d'émission	Taux d'émission moyen	Taux d'émission moyen
	(g/s)	(g/s)	(g/s)
Principaux contaminants atmosphériques			
PM	5,50E-03	2,16E-01	4,79E-01
PM2.5	5,50E-03	2,16E-01	4,79E-01
CO	3,60E-04	1,42E-02	3,13E-02
NOx	2,94E-03	1,15E-01	2,56E-01
SO2	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
HC (COV)			
Gaz à effet de serre			
CO2	1,62E+01	6,36E+02	1,41E+03
CH4	6,48E-02	2,54E+00	5,63E+00
N2O	2,14E-04	8,40E-03	1,85E-02
Alcanes			
Méthane	6,48E-02	2,54E+00	5,63E+00
Éthane	2,43E-02	9,53E-01	2,11E+00
Propane	9,72E-03	3,82E-01	8,45E-01
Isobutane	4,39E-03	1,72E-01	3,81E-01
Butane	7,21E-03	2,83E-01	6,27E-01
2-méthylbutane (isopentane)	1,35E-03	5,31E-02	1,18E-01
Pentanes	1,67E-03	6,57E-02	1,45E-01
Hexanes	2,00E-03	7,84E-02	1,74E-01
Heptanes	-	-	-
Octanes	-	-	-
Nonanes	-	-	-
Cycloalcanes			
Cyclopentane	4,44E-04	1,74E-02	3,86E-02
Méthylcyclopentane	7,53E-05	2,96E-03	6,55E-03
Cyclohexane	1,35E-04	5,29E-03	1,17E-02
Méthylcyclohexane	-	-	-
Hydrocarbures aromatiques monocycliques			
Benzène	1,00E-04	3,94E-03	8,71E-03
Éthylbenzène	-	-	-
Toluène	-	-	-
Xylène	-	-	-
Autres			
Dioxyde de carbone	1,62E+01	6,36E+02	1,41E+03
Sulfure d'hydrogène	-	-	-

Tableau A4.6 : Taux d'émission maximum pour les équipements utilisés lors des travaux de forage (étape de développement)

Détail des équipements		Génératrice à moteur diesel – Caterpillar 3512C	Génératrice à moteur diesel 200 kW	Chargeur frontal – MEDIUM WHEEL LOADER 980H
Nombre d'équipement	HP	2	2	1
Puissance_équipement		1500	268	349
Principaux contaminants atmosphériques				
PM	g/s	7,68E-03	6,86E-04	7,75E-04
PM2.5	g/s	7,45E-03	6,65E-04	7,52E-04
CO	g/s	2,48E-02	4,37E-03	5,53E-03
NOx	g/s	1,31E-01	1,41E-02	1,59E-02
SO2	g/s	9,89E-04	1,77E-04	2,00E-04
HC (COV)	g/s	7,68E-03	6,86E-04	7,75E-04
Gaz à effet de serre				
CO2	g/s	1,48E+02	2,64E+01	2,98E+01
CH4	g/s	8,32E-03	1,49E-03	1,68E-03
N2O	g/s	6,10E-02	1,09E-02	1,23E-02
COV et HAP				
Aldehydes	g/s	6,38E-02	1,14E-02	1,29E-02
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	g/s	1,53E-04	2,73E-05	3,09E-05
3-Butadiene	g/s	3,60E-05	6,43E-06	7,27E-06
Acenaphthene	g/s	1,36E-04	2,42E-05	2,74E-05
Acenaphthylene	g/s	9,75E-05	1,74E-05	1,97E-05
Acetaldehyde	g/s	1,01E-03	1,80E-04	2,04E-04
Acrolein	g/s	2,10E-04	3,76E-05	4,24E-05
Anthracene	g/s	1,70E-05	3,04E-06	3,44E-06
Benzaldehyde	g/s	8,99E-05	1,61E-05	1,81E-05
Benzene	g/s	1,27E-03	2,27E-04	2,57E-04
Benzo(a)anthracene	g/s	4,49E-06	8,02E-07	9,06E-07
Benzo(a)pyrene	g/s	3,88E-07	6,93E-08	7,83E-08
Benzo(b)fluoranthene	g/s	1,09E-06	1,94E-07	2,19E-07
Benzo(b+k)fluoranthene	g/s	9,71E-09	1,73E-09	1,96E-09
Benzo(g,h,i)perylene	g/s	1,03E-06	1,85E-07	2,09E-07
Benzo(k)fluoranthene	g/s	4,14E-07	7,39E-08	8,35E-08
Chrysene	g/s	4,87E-07	8,71E-08	9,84E-08
Dibenz(a,h)anthracene	g/s	9,56E-07	1,71E-07	1,93E-07
Fluoranthene	g/s	1,79E-05	3,21E-06	3,62E-06
Fluorene	g/s	6,96E-05	1,24E-05	1,41E-05
Formaldehyde	g/s	2,23E-03	3,98E-04	4,50E-04
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	g/s	8,78E-07	1,57E-07	1,77E-07
Naphthalene	g/s	1,05E-03	1,87E-04	2,12E-04
Phenanthrene	g/s	1,54E-04	2,74E-05	3,10E-05
Propylene	g/s	3,88E-03	6,93E-04	7,83E-04
Pyrene	g/s	9,56E-06	1,71E-06	1,93E-06
Toluene	g/s	5,03E-04	8,98E-05	1,02E-04
Xylene (m)	g/s	1,60E-04	2,85E-05	3,22E-05
Xylene (o)	g/s	1,39E-04	2,48E-05	2,80E-05
Xylene (Total)	g/s	2,95E-04	5,28E-05	5,96E-05

Tableau A4.7 : Taux d'émission maximum pour les équipements utilisés lors des travaux de fracturation hydraulique (étape de développement)

Équipement		Chaudière et système de chauffage hivernal	Équipements de pompage et de mélange					
Détail des équipements		Chaudière au mazout léger (7MW)	Camion de pompage	Camion mélangeur	Unité d'hydratation	Convoyeur de sable	Pompe à eau	Centre d'enregistrement des données
Nombre d'équipement	0	2	12	2	1	2	1	1
Puissance	HP	9 387	2 150	520	475	127	385	55
Principaux contaminants atmosphériques								
PM	g/s	1,26E-01	1,52E-02	1,05E-03	1,12E-03	2,57E-04	7,79E-04	2,59E-04
PM2.5	g/s	5,93E-02	1,47E-02	1,02E-03	1,08E-03	2,49E-04	7,56E-04	2,51E-04
CO	g/s	1,91E-01	3,27E-02	7,51E-03	7,97E-03	1,90E-03	5,56E-03	2,60E-03
NOx	g/s	7,65E-01	1,30E-03	2,88E-04	2,71E-04	6,62E-05	2,01E-04	3,71E-05
SO2	g/s	8,15E-03	9,00E-01	2,16E-02	2,29E-02	5,28E-03	1,60E-02	2,89E-02
HC (COV)	g/s	9,64E-03	5,04E-02	1,05E-02	1,11E-02	2,56E-03	7,76E-03	1,29E-03
Gaz à effet de serre								
CO2	g/s	8,50E+02	1,95E+02	4,05E+01	4,30E+01	9,89E+00	3,00E+01	4,98E+00
CH4	g/s	4,79E-02	1,10E-02	2,28E-03	2,42E-03	5,57E-04	1,69E-03	2,81E-04
N2O	g/s	3,51E-01	8,04E-02	1,67E-02	1,78E-02	4,08E-03	1,24E-02	2,06E-03
COV et HAP								
Aldehydes	g/s	-	8,20E-05	1,70E-05	1,81E-05	4,16E-06	1,26E-05	2,10E-06
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	g/s	-	1,97E-07	4,09E-08	4,35E-08	9,99E-09	3,03E-08	5,03E-09
2-Chloronaphthalene	g/s	7,11E-07	-	-	-	-	-	-
2-Methylnaphthalene	g/s	6,91E-06	-	-	-	-	-	-
3-Butadiene	g/s	-	4,74E-05	9,86E-06	1,05E-05	2,41E-06	7,30E-06	1,21E-06
Acenaphthene	g/s	4,32E-05	1,79E-04	3,71E-05	3,95E-05	9,07E-06	2,75E-05	4,57E-06
Acenaphthylene	g/s	9,12E-06	1,28E-04	2,67E-05	2,84E-05	6,53E-06	1,98E-05	3,29E-06
Acetaldehyde	g/s	-	1,33E-03	2,94E-04	2,77E-04	6,76E-05	2,05E-04	3,40E-05
Acrolein	g/s	-	2,77E-04	5,76E-05	6,12E-05	1,41E-05	4,27E-05	7,09E-06
Anthracene	g/s	3,25E-06	2,25E-05	4,67E-06	4,96E-06	1,14E-06	3,46E-06	5,74E-07
Benzaldehyde	g/s	-	1,18E-04	2,46E-05	2,62E-05	6,01E-06	1,82E-05	3,03E-06
Benzene	g/s	1,09E-04	1,67E-03	3,48E-04	3,70E-04	8,50E-05	2,58E-04	4,28E-05
Benzo(a)anthracene	g/s	3,80E-06	5,91E-06	1,23E-06	1,31E-06	3,00E-07	9,10E-07	1,51E-07
Benzo(a)pyrene	g/s	8,41E-07	5,11E-07	1,06E-07	1,13E-07	2,59E-08	7,86E-08	1,31E-08
Benzo(b)fluoranthene	g/s	8,07E-07	1,43E-06	2,98E-07	3,16E-07	7,27E-08	2,20E-07	3,66E-08
Benzo(b+k)fluoranthene	g/s	-	1,28E-08	2,66E-09	2,83E-09	6,50E-10	1,97E-09	3,27E-10
Benzo(e)pyrene	g/s	5,81E-07	-	-	-	-	-	-
Benzo(g,h,i)perylene	g/s	1,06E-06	1,36E-06	2,83E-07	3,01E-07	6,91E-08	2,10E-07	3,48E-08
Benzo(k)fluoranthene	g/s	2,69E-05	5,45E-07	1,13E-07	1,20E-07	2,77E-08	8,39E-08	1,39E-08
Chrysene	g/s	3,87E-06	6,42E-07	1,34E-07	1,42E-07	3,26E-08	9,89E-08	1,64E-08
Dibenz(a,h)anthracene	g/s	1,04E-06	1,26E-06	2,62E-07	2,78E-07	6,40E-08	1,94E-07	3,22E-08
Ethylbenzene	g/s	6,31E-05	-	-	-	-	-	-
Fluoranthene	g/s	2,72E-06	2,36E-05	4,92E-06	5,22E-06	1,20E-06	3,64E-06	6,05E-07
Fluorene	g/s	1,06E-05	9,17E-05	1,91E-05	2,03E-05	4,66E-06	1,41E-05	2,35E-06
Formaldehyde	g/s	6,69E-02	2,93E-03	6,10E-04	6,48E-04	1,49E-04	4,52E-04	7,51E-05
Hexane	g/s	5,12E-05	-	-	-	-	-	-
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	g/s	8,34E-07	1,16E-06	2,41E-07	2,56E-07	5,88E-08	1,78E-07	2,96E-08
Naphthalene	g/s	1,06E-01	1,38E-03	2,87E-04	3,05E-04	7,01E-05	2,13E-04	3,53E-05
Perylene	g/s	1,11E-06	-	-	-	-	-	-
Phenanthrene	g/s	3,75E-05	2,02E-04	4,21E-05	4,47E-05	1,03E-05	3,12E-05	5,18E-06
Propylene	g/s	6,90E-05	5,11E-03	1,06E-03	1,13E-03	2,60E-04	7,87E-04	1,31E-04
Pyrene	g/s	4,42E-06	1,26E-05	2,62E-06	2,78E-06	6,40E-07	1,94E-06	3,22E-07
Toluene	g/s	6,51E-05	6,62E-04	1,38E-04	1,46E-04	3,37E-05	1,02E-04	1,69E-05
Xylene (m)	g/s	-	2,10E-04	4,38E-05	4,65E-05	1,07E-05	3,24E-05	5,38E-06
Xylene (o)	g/s	-	1,83E-04	3,81E-05	4,04E-05	9,30E-06	2,82E-05	4,68E-06
Xylene (Total)	g/s	6,31E-05	3,89E-04	8,09E-05	8,60E-05	1,98E-05	5,99E-05	9,95E-06

Tableau A4.8 : Taux d'émission maximum pour les torchères (étape de développement)

Composés	Lors des travaux de forage	Lors de l'installation des conduites	Lors de la complétion du puit
	Taux d'émission (g/s)	Taux d'émission max (g/s)	Taux d'émission moyen (g/s)
Principaux contaminants atmosphériques			
PM	5,5E-03	8,4E-01	4,79E-01
PM2.5	5,5E-03	8,4E-01	4,79E-01
CO	3,6E-04	5,5E-02	3,13E-02
NOx	2,9E-03	4,5E-01	2,56E-01
SO2	0E+00	0E+00	0,00E+00
HC (COV)			
Gaz à effet de serre			
CO2	1,6E+01	2,5E+03	1,4E+03
CH4	6,5E-02	9,8E+00	5,6E+00
N2O	2,1E-04	3,2E-02	1,9E-02
Alcanes			
Méthane	6,5E-02	9,8E+00	5,6E+00
Éthane	2,4E-02	3,7E+00	2,1E+00
Propane	9,7E-03	1,5E+00	8,5E-01
Isobutane	4,4E-03	6,7E-01	3,8E-01
Butane	7,2E-03	1,1E+00	6,3E-01
2-méthylbutane (isopentane)	1,4E-03	2,1E-01	1,2E-01
Pentanes	1,7E-03	2,5E-01	1,5E-01
Hexanes	2,0E-03	3,0E-01	1,7E-01
Heptanes	-	-	-
Octanes	-	-	-
Nonanes	-	-	-
Cycloalcanes			
Cyclopentane	4,4E-04	6,7E-02	3,9E-02
Méthylcyclopentane	7,5E-05	1,1E-02	6,5E-03
Cyclohexane	1,3E-04	2,0E-02	1,2E-02
Méthylcyclohexane	-	-	-
Hydrocarbures aromatiques monocycliques			
Benzène	1,0E-04	1,5E-02	8,7E-03
Éthylbenzène	-	-	-
Toluène	-	-	-
Xylène	-	-	-
Autres			
Dioxyde de carbone	1,6E+01	2,5E+03	1,4E+03
Sulfure d'hydrogène	-	-	-

Annexe 5

**ÉTAPE 5 : PRODUCTION -
PARAMÈTRES DES SOURCES
ET TAUX D'ÉMISSION**

Tableau A5.1 : Paramètres des sources d'émission sur une plate-forme pour l'étude de dispersion

Paramètres d'émission	Coffrage et migration	Équipements de procédé	Compresseurs de puits
Nombre de sources	10	1	1
Température du gaz (°C)	ambiant	s.o.	550
Vitesse du gaz (m/s)	0,10	s.o.	25
Diamètre (cm)	7,80	s.o.	22,60
Volume (LxLxH) (m)	s.o.	15x15x1	s.o.
Hauteur du point d'émission (m)	0	5	3
Direction initiale du gaz	H/V	s.o.	H/V

Tableau A5.2 : Taux d'émission moyens pour les équipements utilisés en production

Équipement		Compresseur
Détail des équipements		
Type d'émissions		Émissions gaz de combustion (gaz non traité)
Puissance	HP	400
Principaux contaminants atmosphériques		
PM	g/s	1,93E-03
PM2.5	g/s	1,93E-03
CO	g/s	1,08E-01
NOx	g/s	7,88E-01
SO2	g/s	
HC (VOC)	g/s	2,93E-02
Gaz à effet de serre		
CO2	g/s	9,94E+00
CH4	g/s	1,96E-04
N2O	g/s	1,75E-04
COV et HAP		
Hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP)	g/s	5,19E-06
1,1,2,2-Tetrachloroethane	g/s	7,72E-06
1,1,2-Trichloroethane	g/s	6,14E-06
1,1-Dichloroethane	g/s	4,56E-06
1,2,3-Trimethylbenzene	g/s	4,44E-06
1,2,4-Trimethylbenzene	g/s	2,76E-06
1,3,5-Trimethylbenzene	g/s	6,53E-06
1,3-Butadiene	g/s	5,16E-05
1,3-Dichloropropene	g/s	5,10E-06
2,2,4-Trimethylpentane	g/s	4,83E-05
2-Methyl Naphthalene	g/s	6,41E-06
Acenaphthene	g/s	2,41E-07
Acenaphthylene	g/s	2,07E-06
Acetaldehyde	g/s	1,92E-03
Acrolein	g/s	1,06E-03
Anthracene	g/s	7,13E-08
Benzene	g/s	4,76E-04
Benzo (b) fluoranthene	g/s	3,21E-08
Benzo (e) pyrene	g/s	8,01E-08
Benzo (g,h,i) perylene	g/s	7,99E-08
Benzo(a)anthracene	g/s	1,85E-08
Benzo(a)pyrene	g/s	9,98E-09
Benzo(b)fluoranthene	g/s	1,79E-07
Benzo(g,h,i)perylene	g/s	4,99E-08
Benzo(k)fluoranthene	g/s	2,07E-07
Biphenyl	g/s	4,09E-05
Carbon tetrachloride	g/s	7,09E-06
Chlorobenzene	g/s	5,87E-06
Chloroform	g/s	5,50E-06
Chrysene	g/s	1,34E-07
Cyclopentane	g/s	4,38E-05
Dibenz(a,h)anthracene	g/s	2,84E-09
Dichloromethane	g/s	3,86E-06
Ethane	g/s	2,03E-02
Ethyl chloride	g/s	3,61E-07
Ethylbenzene	g/s	7,67E-06
Ethylene dibromide	g/s	8,55E-06
Ethylene dichloride	g/s	4,56E-06
Fluoranthene	g/s	2,14E-07
Fluorene	g/s	1,09E-06
Formaldehyde	g/s	1,89E-02
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	g/s	5,70E-08
Isobutyraldehyde	g/s	1,95E-05
Isomers of xylene	g/s	3,55E-05
Methyl alcohol	g/s	4,83E-04
Methylcyclohexane	g/s	2,38E-04
Naphthalene	g/s	3,59E-05
n-Butane	g/s	1,04E-04
N-Hexane	g/s	2,14E-04
N-Nonane	g/s	2,12E-05
N-Octane	g/s	6,78E-05
N-Pentane	g/s	5,02E-04
Perchloroethylene	g/s	4,79E-07
Phenanthrene	g/s	2,01E-06
Phenol	g/s	4,63E-06
Propane	g/s	8,09E-03
Propylene	g/s	1,13E-02
Propylene dichloride	g/s	5,19E-06
Pyrene	g/s	2,63E-07
Styrene	g/s	4,56E-06
Toluene	g/s	2,26E-04
Vinyl chloride	g/s	2,88E-06
Xylene (m,p)	g/s	3,07E-05
Xylene (o)	g/s	2,35E-05

