

# Analyse avantages-coûts (AAC) d'un éventuel développement des hydrocarbures à Anticosti

Étude ATVS02



Équipe de la coordination stratégique  
Février 2016

*Développement durable,  
Environnement et Lutte  
contre les changements  
climatiques*

Québec 

## **ÉQUIPE DE TRAVAIL**

### **Auteur**

Dick McCollough, économiste  
Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

### **Collaboratrice**

Stéphanie Girard

### **Réviseur scientifique**

Claude Sauvé, consultant

### **Révision de texte et mise en page**

Donna Larivière, agente en secrétariat

### **Photo de la page couverture**

La semaine verte

### **Note aux lecteurs**

Toutes les études réalisées dans le cadre du Plan d'acquisition de connaissances additionnelles citées dans ce document sont disponibles sur le site Internet du Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures à l'adresse suivante :

<http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-plan-acquisition-connaissances.asp>

# TABLE DES MATIÈRES

ÉQUIPE DE TRAVAIL .....	i
LISTE DES TABLEAUX.....	v
LISTE DES FIGURES ET GRAPHIQUES .....	vii
LISTE DES ANNEXES.....	viii
SOMMAIRE EXÉCUTIF .....	1
INTRODUCTION.....	5
Contexte .....	5
Mandat et objectifs .....	5
CHAPITRE 1.....	7
Méthodologie .....	7
<i>Fondements théoriques</i> .....	7
<i>Guides et ouvrages de référence</i> .....	7
<i>Méthode retenue</i> .....	8
<i>Choix du taux d'actualisation</i> .....	11
<i>Limites du modèle</i> .....	13
CHAPITRE 2.....	15
Portrait socioéconomique de l'île d'Anticosti.....	15
<i>Portrait de l'île d'Anticosti</i> .....	15
Scénarios de développement et hypothèses retenus .....	17
Analyse de sensibilité .....	18
CHAPITRE 3.....	19
Détermination et mesure des avantages .....	19
3.1 Les redevances .....	20
3.1.1 <i>Redevances sur les hydrocarbures</i> .....	20
a. Régime actuel.....	20
b. Régimes annoncés.....	22
c. Redevances versées à Hydro-Québec.....	22
3.1.2 <i>Redevances sur les prélèvements d'eau</i> .....	22
3.2 Les avantages associés aux dépenses .....	23

3.2.1	<i>Emplois et salaires</i> .....	23
	Les emplois .....	24
	Estimation du coût social du travail (CST).....	26
3.2.2	<i>Les impôts</i> .....	29
	<i>Impôt provincial et impôt fédéral</i> .....	30
	<i>Impôt foncier</i> .....	30
	<i>Crédits pour l'exploration</i> .....	30
3.3	Profits des entreprises .....	31
	<i>Les autres détenteurs de permis</i> .....	32
	<i>Calcul des revenus bruts</i> .....	32
	<i>Calcul des dépenses</i> .....	34
3.4	Autres avantages .....	35
CHAPITRE 4	.....	37
Détermination et mesure des coûts	.....	37
4.1	Coûts gouvernementaux .....	37
	<i>Encadrement</i> .....	37
	<i>Suivi et contrôle</i> .....	37
	<i>Coût des permis et autorisations</i> .....	39
4.2	Externalités.....	40
4.2.1	<i>Qualité de l'eau et de l'air (excluant les gaz à effet de serre)</i> .....	41
	<i>Qualité de l'eau</i> .....	42
	<i>Qualité de l'air</i> .....	42
4.2.2	<i>Les émissions de gaz à effet de serre (GES)</i> .....	43
	<i>Estimation du volume des émissions</i> .....	43
	<i>Valeurs retenues pour l'estimation des émissions</i> .....	46
	<i>Estimation du coût du carbone</i> .....	46
	<i>Les prix « au marché »</i> .....	47
	<i>Le coût social du carbone (CSC)</i> .....	48
	<i>Le coût marginal du carbone</i> .....	50
	<i>Détermination du coût social du carbone dans la présente AAC</i> .....	50
4.2.3	<i>Risques associés au transport</i> .....	52
4.2.4	<i>Autres externalités</i> .....	55
	<i>Infrastructures de transport</i> .....	57

<b>Infrastructures routières</b> .....	<b>59</b>
<b>4.3 Autres coûts</b> .....	<b>60</b>
<i>Dépenses d'exploration</i> .....	<b>60</b>
<b>CHAPITRE 5</b> .....	<b>61</b>
<b>Résultats et discussion</b> .....	<b>61</b>
<b>5.1 Résultats</b> .....	<b>61</b>
<b>5.1.2 Avantages</b> .....	<b>61</b>
<b>5.1.3 Coûts</b> .....	<b>66</b>
<b>5.2 Impacts locaux (conflits d'usage et nuisances)</b> .....	<b>68</b>
<b>5.2.1 Impacts économiques</b> .....	<b>68</b>
<b>5.2.2 Impacts environnementaux</b> .....	<b>69</b>
<b>5.2.3 Impacts sociaux</b> .....	<b>69</b>
<b>5.3 Discussion</b> .....	<b>70</b>
<b>5.3.1 Le présent scénario et le scénario « Optimisé »</b> .....	<b>70</b>
<b>5.3.2 Partage de la rente</b> .....	<b>71</b>
<b>5.4 Principaux constats</b> .....	<b>72</b>
<b>CONCLUSION</b> .....	<b>74</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b> .....	<b>75</b>
<b>ANNEXES</b> .....	<b>81</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Guides et ouvrages de référence pour les AAC en usage au Québec et ailleurs.....	8
Tableau 2 : Facteurs à prendre en compte dans une AAC (González, 2012).....	9
Tableau 3 : Variables retenues pour évaluation dans l’AAC sur le gaz de schiste (GENIVAR et coll., 2013).....	10
Tableau 4 : Comparaison de différents taux d’actualisation en usage selon différentes administrations .....	13
Tableau 5 : Quelques exemples de variables ou d’hypothèses retenues.....	17
Tableau 6 : Analyse de sensibilité sur les principaux paramètres .....	18
Tableau 7 : Redevances sur la production moyenne quotidienne de gaz et de pétrole (article 104 du RPGNRS) .....	20
Tableau 8 : Redevances sur les prélèvements d’eau .....	23
Tableau 9 : Emplois soutenus par puits à Anticosti pour un puits type, en années-personnes .....	25
Tableau 10 : Nombre d’emplois soutenus (années-personnes) en 2050 (période de pointe).....	25
Tableau 11 : Salaires moyens du secteur de l’extraction du pétrole et du gaz, et écarts par rapport à la moyenne provinciale .....	25
Tableau 12 : Particularités du régime de l’assurance-emploi pour la période du 6 septembre 2015 au 10 octobre 2015.....	26
Tableau 13 : Paramètres pour le calcul du coût social du travail.....	27
Tableau 14 : Valeurs préliminaires des paramètres pour le calcul du coût social du travail.....	28
Tableau 15 : Valeurs préliminaires des gains nets de salaires.....	28
Tableau 16 : Taux de participation des entreprises à la société en commandite Hydrocarbures Anticosti.....	31
Tableau 17 : Détenteurs de permis à Anticosti .....	32
Tableau 18 : Principales hypothèses retenues pour le calcul des dépenses.....	34
Tableau 19 : Ratios du nombre de puits actifs par inspecteur, en Alberta et dans cinq États américains .....	38
Tableau 20 : Tarifs des principales autorisations délivrées par le MDDELCC associées à un site de forage.....	39
Tableau 21 : Droits et coûts de délivrance des permis relatifs aux hydrocarbures (en dollars de 2012) .....	40

<b>Tableau 22 : Estimation des dommages causés par la pollution de l'air à la suite de l'extraction du gaz de schiste en Pennsylvanie (\$ US de 2011) .....</b>	<b>42</b>
<b>Tableau 23 : Évaluation du pourcentage d'émissions de GES associé au gaz de schiste, selon différentes sources .....</b>	<b>44</b>
<b>Tableau 24 : Estimation des taux d'émissions fugitives et de combustion.....</b>	<b>46</b>
<b>Tableau 25 : Prix du carbone dans différentes administrations publiques .....</b>	<b>48</b>
<b>Tableau 26 : Modèles d'évaluation intégrés des dommages .....</b>	<b>49</b>
<b>Tableau 27 : Estimation du coût du carbone selon différentes sources .....</b>	<b>51</b>
<b>Tableau 28 : Exemple de calcul du niveau d'émissions et du coût des GES pour une année de production en période de pointe .....</b>	<b>51</b>
<b>Tableau 29 : Principaux modes de transport prévus.....</b>	<b>52</b>
<b>Tableau 30 : Infrastructures potentiellement requises pour le scénario 2 et le scénario 4.....</b>	<b>53</b>
<b>Tableau 31 : Estimation des coûts de déversements par baril (\$ US de 2012).....</b>	<b>54</b>
<b>Tableau 32 : Mesures supplémentaires proposées pour certaines activités plus à risque .....</b>	<b>56</b>
<b>Tableau 6 : Analyse de sensibilité sur les principaux paramètres .....</b>	<b>61</b>
<b>Tableau 33 : Emplois soutenus par puits à Anticosti .....</b>	<b>63</b>
<b>Tableau 34 : Salaires moyens du secteur de l'extraction du pétrole et du gaz, et écarts par rapport à la moyenne provinciale .....</b>	<b>63</b>
<b>Tableau 35 : Comparaison de certains impacts entre le présent scénario et le scénario « Optimisé » de l'étude AECN01 .....</b>	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>

## LISTE DES FIGURES ET GRAPHIQUES

Figure 1 : Principaux avantages, principaux coûts et principales externalités.....	11
Figure 2 : Répartition de la rente entre les différents agents.....	19
Graphique 1 : Redevances annuelles pour un puits.....	21
Graphique 2 : Redevances annuelles totales en période de pointe .....	21
Figure 3 : Région économique de l'assurance-emploi de Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine .....	26
Graphique 3 : Revenus bruts – pétrole (non actualisés).....	33
Graphique 4 : Revenus bruts – gaz (non actualisés).....	33
Graphique 5 : Revenus bruts en 2050.....	34
Graphique 6 : Coûts totaux : immobilisations, coûts fixes et coûts variables.....	35
Graphique 7 : Profits des entreprises selon le taux d'actualisation .....	62
Graphique 8 : Gains nets de salaires en valeur actualisée .....	63
Graphique 9 : Redevances annuelles pour un puits.....	64
Graphique 10 : Redevances annuelles totales en période de pointe .....	64
Graphique 11 : Valeur actualisée des avantages .....	65
Graphique 12 : Partage de la rente (avantages).....	65
Graphique 13 : Coût social actualisé des émissions de GES .....	66
Graphique 14 : Coûts actualisés de suivi et de contrôle.....	67



## LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 .....	81
ANNEXE 2.1.1a .....	82
ANNEXE 2.1.1b .....	83
ANNEXE 2.1.1c .....	84
ANNEXE 2.1.2 .....	85
ANNEXE 2.3 .....	88
ANNEXE 3.1.1a .....	89
ANNEXE 3.1.1b .....	90
ANNEXE 3.2.1 .....	91
ANNEXE 3.2.2a .....	92
ANNEXE 3.2.2b .....	94
ANNEXE 3.3.1 .....	96
ANNEXE 4.1 .....	98
ANNEXE 4.2a .....	99
ANNEXE 4.2b .....	100

## SOMMAIRE EXÉCUTIF

Le 30 mai 2014, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques annonçaient le Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures. Afin de mettre en œuvre ce plan d'action, le gouvernement a demandé la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) menées en parallèle : une première, globale, portant sur les hydrocarbures au Québec, et une seconde spécifique au développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

À la suite d'une première étape qui consistait à produire des revues de littérature et des bilans de connaissances, le gouvernement a réalisé et publié en avril 2015 une synthèse globale des connaissances actuelles et un Plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA). C'est dans le cadre du PACA que la présente analyse avantages-coûts (ATVS02) est réalisée. v

Le mandat de la présente étude est formulé comme suit dans la synthèse des connaissances :

*La seconde phase de l'ÉES spécifique à Anticosti comprendra une analyse avantages-coûts de l'exploitation des hydrocarbures de schiste, selon quelques scénarios de développement plausibles. Les intrants de l'analyse proviendront d'autres études réalisées lors de cette phase, notamment la description d'un projet type, les études portant sur les émissions de GES, celle sur les externalités et celles portant sur les infrastructures de transport et les retombées économiques.*

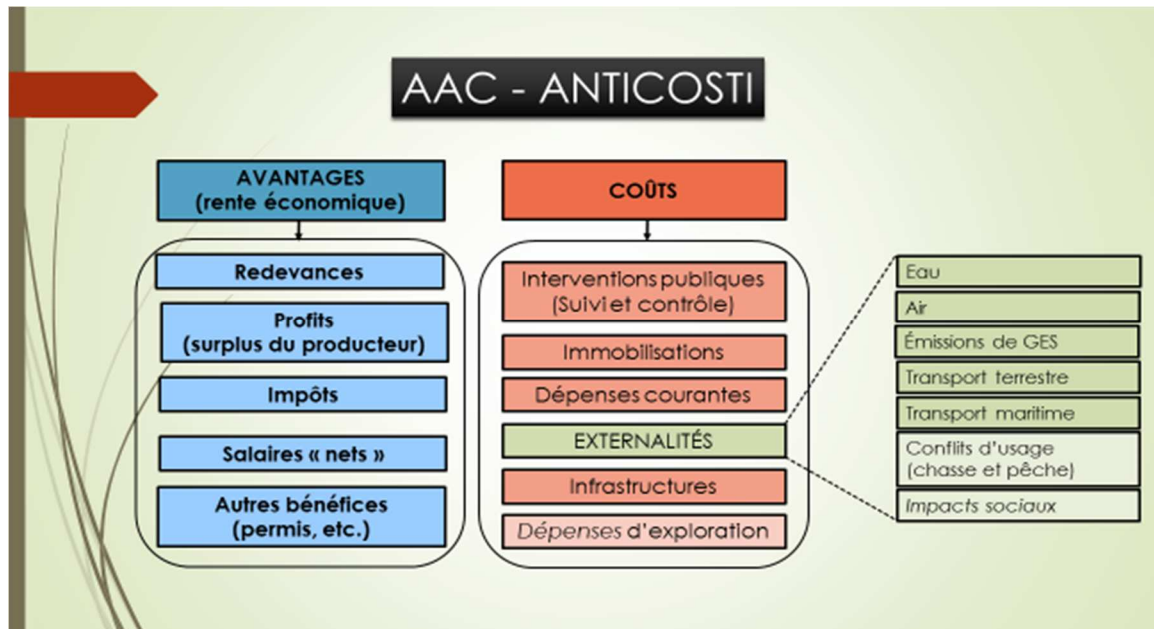
Les principaux objectifs poursuivis par la présente analyse sont les suivants :

- Offrir un éclairage le plus complet possible des avantages et des coûts associés à un éventuel développement des hydrocarbures à Anticosti;
- Examiner les meilleures façons de maximiser les bénéfices et de minimiser les coûts;
- Documenter les principaux enjeux environnementaux, économiques et sociaux appréhendés.

Le premier chapitre présente la méthodologie employée pour réaliser l'étude. Cette méthodologie est basée sur les pratiques récentes reconnues au Québec et ailleurs. Il convient également de distinguer l'objectif de la présente analyse avantages-coûts (AAC) de celui de l'étude présentant les scénarios de développement des hydrocarbures à l'île d'Anticosti (étude AECN01). Dans l'AAC, ce sont les avantages et les coûts sociétaux qui sont pris en compte, tandis que dans l'étude sur les scénarios de développement, ce sont les revenus et les coûts pour les entreprises.

Les principaux éléments retenus pour évaluation sont schématisés dans la figure suivante :

### Principaux avantages, principaux coûts et principales externalités



Source : MDDELCC, 2015

Par la suite, l'étude trace brièvement le portrait socioéconomique de l'île d'Anticosti et présente quelques exemples de variables d'hypothèses retenues par l'auteur.

Elle décrit les principaux avantages et les coûts retenus et, lorsqu'applicable, présente la méthode retenue pour en estimer la valeur. Les externalités prises en compte ont été analysées et sélectionnées dans l'étude ATVS01. Les salaires nets (du côté des avantages) et les émissions de gaz à effet de serre (du côté des coûts) ont fait l'objet d'une analyse plus approfondie.

Enfin, on présente les principaux résultats sous forme graphique, de même qu'une analyse des impacts locaux, en particulier les possibles conflits d'usage et les nuisances subies à l'échelle locale. Une discussion sur l'importance du choix des variables et du partage de la rente sur les résultats finaux et la présentation des principaux constats complètent l'étude.

## Principaux constats

- La détermination du niveau de redevances est un facteur important autant pour la rentabilité sociale (au chapitre des avantages) que pour la rentabilité financière des entreprises exploitantes (au chapitre des coûts). Il s'agit toutefois d'un transfert de la rente entre les deux niveaux (les entreprises et le gouvernement). Par exemple, une augmentation du taux de redevances fera augmenter les avantages du côté du gouvernement, mais réduira d'autant les profits nets des entreprises. Au total, les avantages sociétaux demeureront les mêmes.
- La réalisation de profits nets privés (pour l'industrie) est une condition essentielle à l'existence de tout projet de développement. L'estimation des coûts et bénéfices privés repose sur un grand nombre d'hypothèses. À titre d'exemple, les estimations de prix et de volumes initiaux sont déterminantes quant aux bénéfices attendus. Toutefois, leur estimation demeure un exercice encore hypothétique.
- L'importance des émissions de gaz à effet de serre, en bonne partie attribuable aux émissions fugitives, pourrait ralentir pour un temps l'atteinte des objectifs de réduction que s'est donnés le Québec. Par ailleurs, le « coût social du carbone » présente un écart important par rapport au prix que devront éventuellement payer les entreprises exploitantes en vertu du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE).
- Le coût attendu des infrastructures de traitement et de transport est important et contribue à réduire considérablement la rente (les avantages). Étant requises principalement en début de projet, ces infrastructures pèsent lourd dans le bilan des résultats. En contrepartie, ces infrastructures contribuent également à l'augmentation des gains nets de salaires.
- Le coût des infrastructures routières sur Anticosti n'a pas été pris en compte. Le coût des routes secondaires donnant accès aux plateformes de forage devra également être comptabilisé. Ces coûts risquent de modifier à la hausse le seuil de rentabilité du projet.
- Bien qu'il existe une panoplie d'instruments de marché qui permettent d'internaliser une partie du risque, la question des risques de déversement associés au transport maritime et terrestre des hydrocarbures demeure importante, particulièrement dans le cas du pétrole.
- Les impacts locaux (nuisances et conflits d'usage), même s'ils ne sont pas importants à l'échelle provinciale, peuvent affecter la population et les entreprises locales. Un mécanisme de consultation/participation ciblé et des mesures compensatoires peuvent être envisagés pour réduire ces impacts.

- À l'heure actuelle, il est difficile d'évaluer monétairement les impacts potentiels sur la faune, la flore et les écosystèmes de l'île. Des travaux supplémentaires pourraient être entrepris pour combler cette lacune, particulièrement en ce qui concerne le cerf de Virginie et le saumon atlantique.
- Finalement, le choix du ou des taux d'actualisation, qui relève en bonne partie de considérations éthiques, s'avère crucial, selon l'importance qu'on voudra donner aux générations futures.

La conclusion rappelle l'objectif de la présente AAC, qui est d'offrir un ordre de grandeur des principaux impacts, tant négatifs que positifs, pour la société québécoise d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures à Anticosti. On rappelle également que les estimations présentées dans l'AAC sont particulièrement sensibles aux prévisions de prix des ressources et de productivité moyenne des puits et doivent être interprétées avec circonspection.

Il est suggéré de procéder à une mise à jour de l'étude lorsque les hypothèses sur le potentiel de production et sur les infrastructures requises seront davantage précisées.

# INTRODUCTION

## Contexte

Le 30 mai 2014, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques annonçaient le Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures.

Afin de mettre en œuvre ce plan d'action, le gouvernement a notamment annoncé la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) menées en parallèle : une première, globale, portant sur les hydrocarbures au Québec, et une seconde spécifique au développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

Comme première étape commune aux deux ÉES, des revues de littérature et des bilans de connaissances ont été réalisés pour chacun des cinq chantiers : environnement, économie, société, transport et technique<sup>1</sup>. À partir de ces rapports produits essentiellement par des chercheurs universitaires québécois, le gouvernement a réalisé une synthèse globale des connaissances actuelles et de celles qu'il reste à acquérir.

C'est dans le cadre des connaissances restant à acquérir, c'est-à-dire le « plan d'acquisition de connaissances additionnelles » (PACA) pour l'ÉES Anticosti, que s'inscrit la présente analyse avantages-coûts (étude ATVS02).

## Mandat et objectifs

Le mandat de la présente étude est formulé de façon spécifique dans le PACA :

*La seconde phase de l'ÉES spécifique à Anticosti comprendra une analyse avantages-coûts [AAC] de l'exploitation des [hydrocarbures] de schiste, selon quelques scénarios de développement plausibles (Réf. : ATVS02). Les intrants de l'analyse proviendront d'autres études réalisées lors de cette phase, notamment la description d'un projet type, les études portant sur les émissions de GES, celle sur les externalités et celles portant sur les infrastructures de transport et les retombées économiques. (Gouvernement du Québec, 2015b)*

Les deux principaux objectifs énoncés sont de « déterminer dans un premier temps les avantages et les coûts les plus importants susceptibles de se produire, et, dans un deuxième temps, de rechercher les meilleures façons de maximiser les avantages et de réduire les coûts pour les Anticostiens et l'ensemble des Québécois ».

En permettant d'évaluer les coûts et les avantages pour la société québécoise d'un éventuel projet d'exploitation des hydrocarbures sur Anticosti, sur une même base et sur un même horizon de temps, l'AAC peut faciliter la prise de décision par les administrateurs

---

<sup>1</sup> Un sixième chantier « transversal », regroupant quelques études de portée générale, s'est ajouté par la suite.

publics concernant l'acceptabilité d'un projet. Elle permet d'évaluer différentes options et de tester différentes hypothèses en procédant à une analyse de sensibilité des principales variables.

La présente analyse poursuit parallèlement trois objectifs :

- Présenter un éclairage le plus complet possible des avantages et des coûts associés à un éventuel développement des hydrocarbures à Anticosti;
- Examiner les meilleures façons de maximiser les bénéfices et de minimiser les coûts pour l'ensemble de la société québécoise et pour les habitants de l'île;
- Documenter les principaux enjeux environnementaux, économiques et sociaux appréhendés, qu'ils soient positifs ou négatifs à des fins d'information publique.

# CHAPITRE 1

## Méthodologie

### *Fondements théoriques*

Une AAC est un outil d'aide à la décision qui évalue et compare les effets favorables (avantages ou bénéfiques) et les effets négatifs (désavantages ou coûts), pour la société, d'un projet, d'un plan ou d'un programme (PPP). Il est question ici des coûts et avantages nets pour l'ensemble des individus d'une communauté ou d'une société. L'AAC est particulièrement utilisée dans les domaines du transport, de l'agriculture, de la santé publique et de l'environnement.

Selon les objectifs poursuivis, l'AAC peut servir à :

- attribuer une « valeur » aux impacts environnementaux, économiques ou sociaux;
- comparer les bénéfices et les coûts sur une même base;
- comparer les bénéfices et les coûts sur un même horizon de temps;
- comparer les bénéfices et les coûts de différentes options;
- s'assurer que les bénéfices sont suffisants pour compenser les inconvénients;
- proposer aux décideurs une ou des options qui maximisent l'optimum social.

Plusieurs pays utilisent cet outil dans leur processus d'évaluation environnementale stratégique (Suède, Portugal, Liban, Royaume-Uni), dans leurs procédures d'analyse d'impact réglementaire (États-Unis, Canada, République tchèque, Irlande, Italie, Pays-Bas, Pologne, Suisse) ou à la carte, lorsque jugé opportun ou au-delà d'un certain seuil prédéterminé.

### *Guides et ouvrages de référence*

Comme en fait foi le tableau suivant, la méthodologie utilisée dans la présente AAC s'inspire directement des méthodologies en usage au Québec, au Canada, aux États-Unis et en Europe.



**TABLEAU 1 : GUIDES ET OUVRAGES DE RÉFÉRENCE POUR LES AAC EN USAGE AU QUÉBEC ET AILLEURS**

	SCT Canada (1998)	SCT Canada (2007)	MTQ (2006)	MCE (2004)	GENIVAR (2013)	É.-U. (2014)	UE (2008)
Définition contexte et problématique	X	X	X	X	X	X	X
Détermination des scénarios	X	X	X	X	X	X	X
Détermination des coûts et des bénéfices pour chaque scénario	X	X	X	+/-	X	X	X
Quantification et « monétarisation » des impacts	X	X	X	+/-	X	X	X
Actualisation de l'ensemble des coûts et bénéfices	X	X	X	X	X	X	X
Analyses de sensibilité	X	X	X		X	X	X
Conclusions et recommandations	X	X	X	X	X	X	

### ***Méthode retenue***

On remarque que pour l'ensemble des guides présentés, la structure demeure essentiellement la même. Les principales étapes de réalisation des AAC sont :

- Définition contexte et problématique
- Détermination des scénarios
- Détermination des coûts et des bénéfices pour chaque scénario
- Quantification et « monétarisation »<sup>2</sup> des impacts
- Actualisation de l'ensemble des coûts et bénéfices
- Analyses de sensibilité
- Conclusions et recommandations

Ce sont ces mêmes étapes qui constituent la trame de la présente AAC.

---

<sup>2</sup> Attribution d'une valeur monétaire.

Les AAC portant sur l'exploitation de la filière des hydrocarbures ne sont pas légion (GENIVAR et coll., 2013). Par ailleurs, certaines études présentées comme telles s'apparentent davantage à des analyses de retombées économiques ou à des analyses financières. Les principales différences entre ces différentes méthodes d'évaluation sont brièvement présentées à l'annexe 1.

Il convient également de distinguer l'objectif de la présente AAC de celui des scénarios de développement des hydrocarbures et de leur rentabilité financière présentés dans le cadre de l'étude AECN01-02. Dans la présente analyse, ce sont les avantages et les coûts sociétaux<sup>3</sup> qui sont pris en compte alors que dans l'étude AECN01-02, ce sont les revenus et les coûts du point de vue de l'entreprise. L'AAC de projets de développement d'hydrocarbures au Québec a fait l'objet de deux études spécifiques. La première étude (González, 2012) avait pour objectif de déterminer les facteurs qui devraient être considérés dans une AAC sur l'exploitation du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent. Toutefois, l'auteur ne procède à aucune estimation chiffrée des avantages et des coûts.

Les composantes établies sont reproduites dans le tableau ci-dessous.

**TABLEAU 2 : FACTEURS À PRENDRE EN COMPTE DANS UNE AAC (GONZÁLEZ, 2012)**

Bénéfices	Coûts	Net
Redevances	–	+ Redevances
Profits québécois	–	+ Profits québécois
Taxes et impôts	–	+ Taxes et impôts
Crédits fiscaux aux détenteurs québécois d'actions accréditatives	Comblement du manque à gagner produit par le PAC <sup>4</sup>	– Coût du PAC
Salaires	Salaires de réserve	+ Hausses de salaire
–	Dégradation de l'environnement	– Dégradation de l'environnement
Compensations aux résidents	Inconvénients pour les résidents	–
–	Coûts externes	– Coûts externes
–	Risques particuliers	– Risques particuliers
Valeur des permis	Structure réglementaire	– Coût du secteur
–	Transport du gaz	+/- Transport du gaz
Fonds de compensation	Risques généraux	–
	Émissions de gaz à effet de serre	– Émissions de gaz à effet de serre

González, 2012

<sup>3</sup> Pour l'ensemble de la société du Québec.

<sup>4</sup> Programme d'actions accréditatives.

La seconde étude (GENIVAR et coll., 2013), appuyée sur les scénarios de production élaborés dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de schiste des basses terres, constitue une véritable AAC. Les principales variables retenues pour évaluation dans cette étude sont présentées dans le tableau suivant.

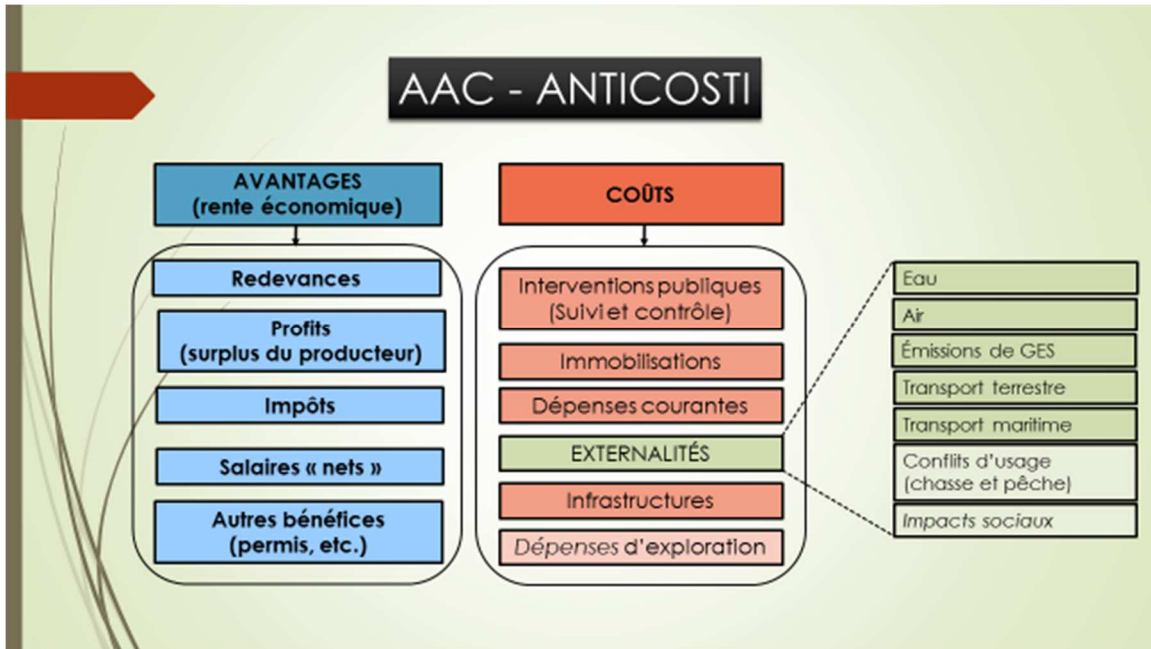
**TABLEAU 3 : VARIABLES RETENUES POUR ÉVALUATION DANS L'AAC SUR LE GAZ DE SCHISTE (GENIVAR ET COLL., 2013)**

<b>Variable</b>	<b>Valeur retenue</b>
Redevances d'exploitation	Nouveau régime publié par le ministère des Finances, budget 2011-2012
Redevances pour l'utilisation de l'eau	Prélèvements d'eau (redevance pour l'utilisation de l'eau, gouvernement du Québec, 0,07 \$/m <sup>3</sup> )
Gestion de la qualité de l'eau	Qualité de l'eau souterraine (projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, gouvernement du Québec; coût initial de 128 000 \$ et coûts de suivi de 98 000 \$ sur 10 ans)
Profits québécois	Part des profits après impôts des entreprises québécoises
Impôts	Impôts fédéral et provincial combinés de 26,9 %
Salaires	Augmentation du salaire par rapport au salaire de réserve
Réglementation	Coût net de la réglementation (valeur des permis moins coûts administratifs)
Externalités	Coût social du carbone (USEPA, 2013) soit 48 \$ par tonne de CO <sub>2</sub>
	Qualité de l'air (Litovitz et coll., 2013)
	Diminution d'aménités environnementales, biens et services écosystémiques liés à la destruction de certains milieux naturels (Ouranos, 2013)
	Nuisances pour les résidents (odeur, bruit, poussière, vibration, perte d'accès, trafic, etc.)

GENIVAR et coll., 2013

Dans le cadre de la présente analyse, les variables retenues pour évaluation sont schématisées dans la figure ci-dessous.

**FIGURE 1 : PRINCIPAUX AVANTAGES, PRINCIPAUX COÛTS ET PRINCIPALES EXTERNALITÉS**



Source : MDDELCC, 2015

Les dépenses d'exploration, les conflits d'usage et les impacts sociaux sont analysés et discutés dans la présente AAC mais ne font pas l'objet d'une évaluation monétaire.

La colonne de droite présente les externalités retenues dans l'étude ATVS01 aux fins d'évaluation. Les externalités associées aux conflits d'usage et aux nuisances se limitent essentiellement à la population de l'île d'Anticosti.

Une AAC est, au sens strict, une analyse qui porte sur la désirabilité sociale d'un projet du point de vue de l'allocation efficace des ressources dans une économie. Elle ne porte pas sur la distribution de ces ressources ni sur la perspective régionale. Étant donné que l'AAC mesure les avantages et les coûts pour l'ensemble de la société québécoise, les principales externalités (conflits d'usage et nuisances) pourraient paraître négligeables à l'échelle provinciale, compte tenu de la faible densité de population de l'île. Toutefois, ces impacts risquent d'être majeurs pour cette communauté. C'est pourquoi ces externalités seront plutôt évaluées dans une section complémentaire de l'AAC intitulée « Impacts locaux ».

### **Choix du taux d'actualisation**

Dans le cadre de l'AAC d'un projet, le choix du taux d'actualisation est une décision cruciale qui peut avoir des répercussions importantes sur l'ensemble des coûts et des revenus escomptés. Le taux d'actualisation permet de ramener sur une base comparable

l'ensemble des coûts et des bénéfices attendus pendant toute la durée d'un projet. Un taux d'actualisation élevé aura pour effet de valoriser davantage le présent au détriment du futur et, inversement, un faible taux accordera une plus grande valeur aux coûts et avantages qui auront lieu dans le futur (Montmarquette et Scott, 2007).

Voici quelques notions à prendre en considération dans le choix d'un taux d'actualisation :

- Établir clairement la distinction entre le taux d'actualisation « social » et le taux d'actualisation « privé », de même qu'entre une décision d'investissement (coût du capital) et une décision de financement (coût de financement);
- Le taux d'actualisation est un taux réel, hors inflation, exprimé en dollars constants et hors risques;
- Un consensus se dégage dans la littérature économique selon lequel, dans le cas de projets à long terme (s'échelonnant sur plus de 30 ans), le taux d'actualisation doit décroître graduellement à partir d'un certain temps afin de tenir compte des impacts intergénérationnels;
- Les auteurs reconnaissent également qu'il n'est pas pertinent de fixer le taux d'actualisation public au niveau du taux d'intérêt nominal moyen des emprunts gouvernementaux (Montmarquette et Scott, 2007; Stern, 2008).

Stern (2008) souligne l'importance de prendre en compte des considérations éthiques dans le choix du taux d'actualisation plutôt que d'utiliser des taux de rendement privé disponibles sur les marchés.

Le tableau suivant présente un bref tour d'horizon des pratiques dans différentes administrations publiques.

**TABLEAU 4 : COMPARAISON DE DIFFÉRENTS TAUX D'ACTUALISATION EN USAGE SELON DIFFÉRENTES ADMINISTRATIONS**

<b>Administrations/auteurs/objet/année</b>	<b>Taux réels et remarques/horizon</b>
Québec – Montmarquette et Scott – Projet d'investissement gouvernemental – 2007	6 % intragénérationnel Devrait être révisé au minimum tous les 5 ans
Québec – MTQ – Infrastructures de transport	3,35 %; Transport Canada : 4 %, Alberta-Transport : 4 % – 30 ans
Québec - GENIVAR, Groupe AGECO, J.-T. Bernard /MFE – Gaz de schiste –2013	6,5 % – 25 ans intragénérationnel
Canada – Conseil du Trésor – Analyses d'impact réglementaire – 2007	8 %, 3 % sans coûts d'opportunité intragénérationnel
Canada - Boardman et coll., 2009	Années 0 à 50 : 3,5 % Années 51 à 100 : 2,5 % intergénérationnel
USEPA, Analyse d'impact réglementaire, « Clean Power Plan », 2014	3 % (lié au coût social du carbone choisi) Sensibilité à 2,5 % et 7 % (taux officiel d'actualisation aux États-Unis) – 2030 intra et intergénérationnel
Grande-Bretagne, Green Book, 2003/2011	0 à 30 ans : 3,5 % 31 à 75 ans : 3,0 % 76 à 125 ans : 2,5 % intergénérationnel
France, 2005	0 à 30 ans : 4,0 % 30 à 50 ans : 3,5 % Au-delà de 50 ans : 3,0 % intergénérationnel

En se basant sur ces pratiques, la présente AAC utilise un taux d'actualisation social hors risque de 4,5 % pour les 30 premières années et de 3 % pour les années subséquentes. Une analyse de sensibilité sera effectuée avec des taux uniques de 6 % et de 2,5 %.

### ***Limites du modèle***

La présente AAC ne cherche pas à procéder à une évaluation monétaire détaillée de l'ensemble des avantages et des coûts, pour la société québécoise, d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. L'incertitude entourant les nombreuses hypothèses avancées à un stade aussi précoce de développement ne justifie pas un tel exercice.

Les efforts portent plutôt sur la détermination et la présentation d'un ordre de grandeur des principaux impacts, tant négatifs que positifs, d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures dans le but de documenter les principaux enjeux de ce développement.

Il convient également de rappeler certaines limites inhérentes à ce type d'étude, de même que certaines contraintes spécifiques à la présente AAC.

En premier lieu, l'AAC cherche à comparer les avantages et les coûts sur une base commune (en dollars<sup>5</sup>) et sur un même horizon de temps. Or, certains avantages et coûts, en particulier ceux associés à des impacts environnementaux et sociaux, ne se prêtent pas facilement à un tel exercice<sup>6</sup>. Les résultats dépendent en bonne partie du choix des hypothèses retenues et des sources de données.

En second lieu, les résultats demeurent tributaires des informations disponibles au moment de la réalisation de cet exercice.

---

<sup>5</sup> Dans la présente étude, les montants sont exprimés en dollars de 2015, sauf indication contraire.

<sup>6</sup> Par exemple, mettre un prix sur un écosystème naturel.

## CHAPITRE 2

### **Portrait socioéconomique de l'île d'Anticosti**

Plusieurs études réalisées dans le cadre de l'ÉES Anticosti commencent en brossant un portrait de l'île. On y retrouve des caractéristiques générales (superficie, occupation du territoire, etc.), de même que des caractéristiques spécifiques à chaque étude, selon les sujets traités (géologie, faune, régime hydrique, etc.).

Dans le cadre de la présente AAC, dont la portée est provinciale, il n'a pas été jugé utile de tracer un portrait socioéconomique spécifique. Toutefois, en complément au portrait général emprunté à d'autres études, un survol des caractéristiques socioéconomiques et physiques pouvant avoir une incidence sur l'AAC a été effectué.

#### ***Portrait de l'île d'Anticosti<sup>7</sup>***

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. L'île est isolée des côtes par le détroit de Jacques-Cartier, qui atteint des profondeurs de 250 m, et le détroit d'Honguedo, qui plonge à des profondeurs de plus de 450 m. L'île est un immense territoire de 7 943 km<sup>2</sup>, long de 222 km et large de 56 km (ATRA01).

L'île d'Anticosti constitue une seule municipalité, la municipalité de L'Île-d'Anticosti, qui fait partie de la MRC de Minganie, dans la région administrative de la Côte-Nord.

La population de l'île est d'environ 240 habitants (recensement de 2011), résidant tous dans le village de Port-Menier, qui constitue la seule agglomération de l'île.

Sur le plan des infrastructures et des services publics, on retrouve notamment sur l'île une centrale thermique, un aéroport, une école (allant jusqu'au secondaire II), un dispensaire et quelques infrastructures culturelles et sportives.

L'activité économique sur l'île est principalement orientée vers le récréotourisme : chasse, pêche, villégiature et observation des mammifères. L'île compte un parc national (parc national d'Anticosti) et deux réserves écologiques.

Anticosti est reconnue pour son cheptel de cerfs de Virginie et ses 24 rivières à saumons. On y retrouve trois pourvoiries, dont une de la Société des établissements de plein air du Québec (SEPAQ), et près de 125 km de sentiers de randonnée pédestre. Elle accueille annuellement plus de 4 000 chasseurs et de nombreux pêcheurs. L'exploitation forestière y a été pratiquée intensivement à quelques reprises par le passé, mais elle l'est aujourd'hui de façon sporadique. L'île est entourée de trois aires d'activité de pêche commerciale.

---

<sup>7</sup> Ce portrait est essentiellement emprunté à ceux décrits dans d'autres études, notamment celle de WSP (2015b).



Anticosti compte aussi un patrimoine historique : ancien village de l'Anse-aux-Fraises, cimetière et phare de la Pointe Sud-Ouest. Sur le plan paléontologique, elle est renommée pour la présence de fossiles. Enfin, on peut également observer des épaves au sud de l'île.

La majorité des emplois sont saisonniers et une bonne partie des habitants sont donc au chômage durant l'hiver. La communauté est petite et isolée, ce qui pose des contraintes au développement.

Les côtes de l'île et certaines zones marines adjacentes sont particulièrement riches sur le plan biologique. Le milieu terrestre est en contrepartie 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 en ce qui concerne sa faune qu'en ce qui concerne sa flore. Sur le plan socioéconomique, la population de l'île d'Anticosti vit des ressources provenant de l'exploitation forestière et des activités récréotouristiques liées à la chasse au cerf de Virginie et à la pêche au saumon atlantique. Ces activités économiques ont toutes rencontré certaines difficultés au cours de 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 et son déséquilibre écologique font en sorte que le milieu impose de nombreuses contraintes à l'exploration, à l'exploitation et à l'exportation des hydrocarbures. Les principaux enjeux soulevés par ces contraintes sont notamment :

- l'accessibilité à l'île pour acheminer l'équipement et les travailleurs par voie navigable et aérienne;
- l'accessibilité au territoire par voie terrestre pour acheminer les équipements à chacun des sites de forage;
- les défis techniques relatifs au réseau de collecte des hydrocarbures et aux autres infrastructures industrielles;
- les défis techniques relatifs aux activités industrielles;
- le transport maritime;
- la logistique liée aux travailleurs;
- le volet socioéconomique (WSP, 2015b).

D'autres caractéristiques socioéconomiques spécifiques à Anticosti sont décrites dans la section 5.2 portant sur les impacts locaux.

## Scénarios de développement et hypothèses retenus

La plupart des hypothèses et variables retenues pour la présente analyse proviennent d'autres études réalisées dans le cadre de l'ÉES sur les hydrocarbures propre à Anticosti, particulièrement celles portant sur les scénarios de développement (AECN01), sur l'élaboration d'un projet type (AENV17) et sur les infrastructures de transport des hydrocarbures (ATRA01). Plusieurs informations complémentaires proviennent de documents officiels de sources gouvernementales et universitaires.

Ces informations, telles que les estimations des volumes et du ratio de gaz et de pétrole produits par puits, le nombre de puits, le nombre d'années de production, les courbes de déclin, les prix, les redevances, etc., permettront d'estimer un ordre de grandeur des avantages et des coûts pour la société.

**TABEAU 5 : QUELQUES EXEMPLES DE VARIABLES OU D'HYPOTHÈSES RETENUES**

	Valeurs	Source	Commentaires
<b>Période de forage</b>	2020 à 2069	Scénario « Plus »	
<b>Période de production</b>	2020 à 2094	Scénario « Plus »	Environ 75 ans
<b>Durée de vie d'un puits</b>	25 ans	Scénario « Plus »	
<b>Forages annuels</b>	143	Scénario « Plus »	En rythme de croisière
<b>Puits en production</b>	2 577	Scénario « Plus »	En rythme de croisière
<b>Ratio gaz-pétrole</b>	78 % - 22 %	Analogie Utica-Ohio (scénario « Plus »)	On fait abstraction des condensats dans l'étude ATVS02.
<b>Taux de conversion<sup>8</sup></b>	5,8 kpc/bpe	EIA	
<b>EUR<sup>9</sup> pétrole (barils)</b>	80 000	Hypothèses spécifiques à l'étude	
<b>EUR gaz (Gpc)</b>	1,6	Hypothèses spécifiques à l'étude	
<b>Coût moyen d'un forage</b>	8,8 M\$	Hypothèses spécifiques à l'étude	Excluant les infrastructures, les redevances et les coûts d'exploration
<b>Émissions par puits (tonnes)</b>	2, 3 et 4 %	Plusieurs sources	Incluant les émissions fugitives

<sup>8</sup> Un baril-équivalent pétrole (bpe) correspond à 5,8 milliers de pieds cubes (kpc) de gaz naturel.

<sup>9</sup> L'EUR ou « Estimated Ultimate Recovery » est une méthode couramment utilisée par l'industrie pour estimer le volume total d'hydrocarbure produit par un puits pendant sa vie utile. Il est habituellement exprimé en nombre de barils pour le pétrole et en milliards de pieds cubes (Gpc) pour le gaz.

## Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité a été effectuée sur certains paramètres afin de voir lesquels sont les plus déterminants sur les résultats. L'analyse de sensibilité a été menée à même les différentes sections traitant des avantages et des coûts. Le tableau suivant présente les paramètres les plus déterminants.

**TABLEAU 6 : ANALYSE DE SENSIBILITÉ SUR LES PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

	Valeur faible	Valeur de référence	Valeur forte
Volumes Gaz Pétrole	Moins 30 %	Productions initiales : 55 000 mcf/mois 2 750 barils/mois	Plus 30 %
Prix Gaz Pétrole	3 \$/kpc 50 \$/bbl	4 \$/kpc 75 \$/bbl	5 \$/kpc 100 \$/bbl
Émissions de GES	2 %	3 %	4 %
Coût social des GES (\$/tCO <sub>2</sub> eq)	20 \$	50 \$	80 \$
Taux d'actualisation <sup>[2]</sup>	6 %	4,5 % et 3 %	2,5 %

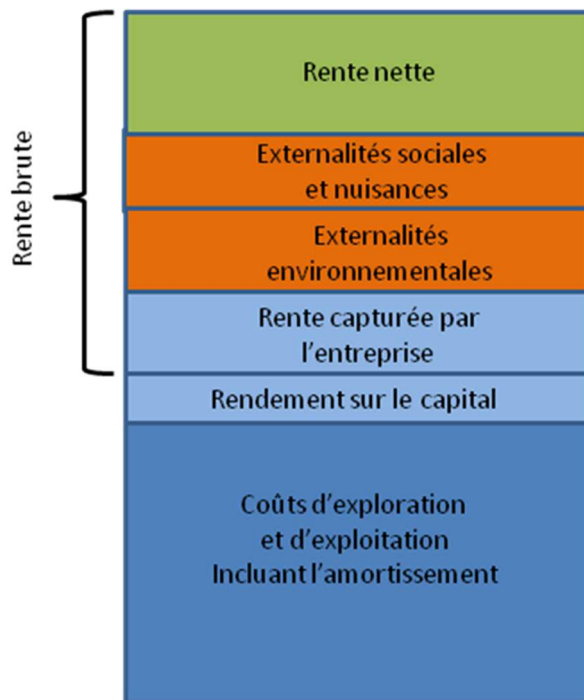
<sup>[2]</sup> Plus le taux d'actualisation est élevé, moins grande est la valeur actuelle nette (VAN).

## CHAPITRE 3

### Détermination et mesure des avantages

Dans une AAC, les avantages (bénéfiques) que retire la société de l'exploitation d'une ressource naturelle correspondent en fait à la rente économique que se partagent le gouvernement (redevances et impôts), les entreprises (profits nets) et les travailleurs (gains nets de salaires) (GENIVAR et coll., 2013; Sauvé, 2012).

FIGURE 2 : RÉPARTITION DE LA RENTE ENTRE LES DIFFÉRENTS AGENTS



La figure ci-contre, adaptée de Sauvé (2012), schématise la répartition de la valeur totale de la ressource entre les principaux agents. En commençant par le bas, la première case représente les coûts d'exploration et d'exploitation de la ressource, incluant l'amortissement et les frais de financement associés aux activités d'exploration et d'exploitation. À ces coûts s'ajoute la rémunération normale du capital investi par l'exploitant (deuxième case). L'exploitant capture également une partie de la rente (troisième case à partir du bas) qui peut être proportionnelle au risque financier qu'il prend. Les deux autres cases, de couleur orange, correspondent à la valeur des externalités environnementales et

sociales qui n'ont pas été internalisées, soit par règlement<sup>10</sup>, soit par l'utilisation d'instruments économiques.

Les principaux avantages pris en compte dans le présent chapitre sont les redevances, les avantages associés aux dépenses (gains nets de salaires et impôts) et les profits des entreprises. Certains autres avantages plus difficiles à circonscrire sont discutés en fin de chapitre et ne font pas l'objet d'une estimation monétaire.

<sup>10</sup> Par exemple, le respect d'une norme d'émission énoncé dans un règlement.

### 3.1 Les redevances

Les entreprises exploitantes doivent verser au gouvernement des redevances sur les ressources qu'elles prélèvent en vertu de différents règlements. Ainsi, des redevances sont exigées sur les volumes d'hydrocarbures et sur les volumes d'eau prélevés par les entreprises exploitantes.

#### 3.1.1 Redevances sur les hydrocarbures

##### a. Régime actuel

Sous le régime actuel, les redevances versées par les titulaires de baux d'exploitation de gaz et de pétrole sont déterminées à l'article 104 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RPGNRS) (Gouvernement du Québec, 2015a).

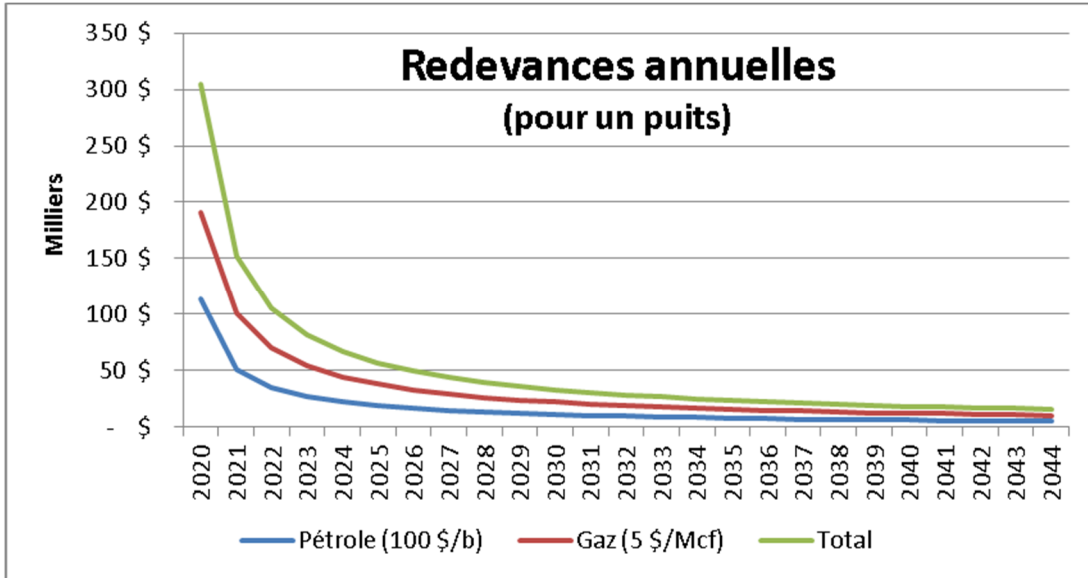
En vertu de cet article, on remarque que les taux de redevances, perçus sur la valeur de la production moyenne quotidienne du puits, varient en fonction du volume et ne sont pas les mêmes pour le pétrole et pour le gaz. L'annexe 2.1.1a reproduit intégralement l'article 104. Ces taux ont été appliqués pour le calcul des redevances sous le régime actuel.

**TABLEAU 7 : REDEVANCES SUR LA PRODUCTION MOYENNE QUOTIDIENNE DE GAZ ET DE PÉTROLE (ARTICLE 104 DU RPGNRS)**

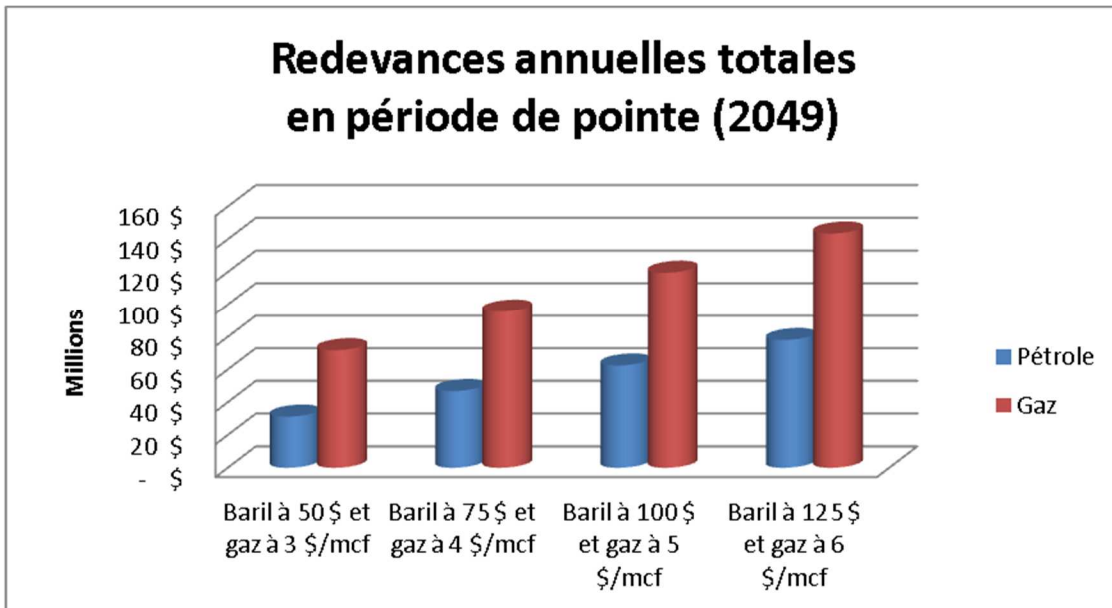
<b>Pétrole</b>	7 m <sup>3</sup> ou moins		5 %
	Entre 7 et 30 m <sup>3</sup>	Sur les premiers 7 m <sup>3</sup>	5 %
		Sur l'excédent	10 %
	Plus de 30 m <sup>3</sup>	Sur les premiers 30 m <sup>3</sup>	8,75 %
Sur l'excédent		12,5 %	
<b>Gaz</b>	84 000 m <sup>3</sup> ou moins		10 %
	Plus de 84 000 m <sup>3</sup>	Sur les premiers 84 000 m <sup>3</sup>	10 %
		Sur l'excédent	12,5 %

RÉSULTATS PARTIELS

GRAPHIQUE 1 : REDEVANCES ANNUELLES POUR UN PUIITS



GRAPHIQUE 2 : REDEVANCES ANNUELLES TOTALES EN PÉRIODE DE POINTE



## **b. Régimes annoncés<sup>11</sup>**

Dans son budget de 2011-2012, le gouvernement annonçait le remplacement du système de redevances sur le gaz naturel par un nouveau « régime de redevances fondé sur un taux progressif dépendant du prix de la ressource et de la productivité du puits », assorti d'un crédit de redevance non remboursable. En vertu de ce régime, le taux de redevance appliqué à la production gazière est progressif et varie mensuellement selon quatre échelons, en fonction du prix du gaz naturel et de la productivité des puits. Le taux de redevance peut varier entre 5 % et 35 %. L'annexe 2.1.1b présente plus en détail les quatre échelons.

L'année suivante, dans son budget de 2012-2013, le gouvernement annonçait cette fois un énoncé de principes d'un régime de redevances applicable au pétrole produit en milieu terrestre. Le taux de redevance serait établi par l'addition d'un composant prix et d'un composant volume dans le but de ne pas surcharger indûment les entreprises exploitantes. L'annexe 2.1.1c présente plus en détail les deux composants.

## **c. Redevances versées à Hydro-Québec**

En vertu de l'entente intervenue entre Hydro-Québec et Pétrolia lors de la cession des permis de recherche en faveur de cette dernière en 2008, il a été convenu qu'Hydro-Québec recevrait en échange une participation ou une redevance s'il y avait production.

Cette redevance éventuelle fait partie des termes de la transaction entre les deux parties et ne doit donc pas être comptabilisée dans la présente AAC.

### **3.1.2 Redevances sur les prélèvements d'eau**

Les redevances sur les prélèvements d'eau sont établies en vertu du Règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau (Gouvernement du Québec, 2015).

Au-delà d'un certain seuil, les prélèvements d'eau provenant d'un système de distribution ou directement à même l'eau de surface ou souterraine sont sujets au versement d'une redevance proportionnelle aux volumes d'eau prélevés. Conformément aux articles 3, 4 et 5, les activités liées à l'extraction de pétrole et de gaz sont soumises à cette redevance à raison de 0,07 \$ par mètre cube (m<sup>3</sup>) d'eau utilisé.

Dans l'étude portant sur l'évaluation des besoins en eau nécessaires à l'industrie des hydrocarbures à Anticosti (AENV02), on estime que « l'industrie a besoin d'un volume total de 1 670 m<sup>3</sup> d'eau par étape de fracturation (segment horizontal de 120 m de longueur), soit un volume total d'eau requis pour les 13 étapes de fracturation de 21 710 m<sup>3</sup> (pour un puits horizontal de 1 600 m). Selon l'étude AECN01, entre 8 000 et 9 000 m<sup>3</sup> d'eau par puits seraient réutilisés pour la fracturation d'un nouveau puits, soit environ 40 % du volume initial. Le tableau suivant donne un aperçu des volumes d'eau

---

<sup>11</sup> Les régimes annoncés dans les budgets 2011-2012 et 2012-2013 n'ont jamais été adoptés. Ils sont présentés à titre informatif seulement.

nécessaires et des redevances annuelles à verser. Ces montants demeurent modestes par rapport aux redevances d'exploitation des hydrocarbures.

**TABLEAU 8 : REDEVANCES SUR LES PRÉLÈVEMENTS D'EAU**

	<b>Volume d'eau</b>	<b>Redevances</b>
Pour une étape de fracturation	1 670 m <sup>3</sup>	
Total pour un puits	21 710 m <sup>3</sup>	
Quantité réutilisée (40 %)	8 700 m <sup>3</sup>	
Quantité nette pour un puits	13 010 m <sup>3</sup>	911 \$
Année de croisière (143 puits)	3 104 530 m <sup>3</sup>	130 230 \$
Total (6 800 puits)	147 628 000 m <sup>3</sup>	6 192 760 \$

## **3.2 Les avantages associés aux dépenses**

Les retombées économiques liées aux dépenses d'exploitation et aux investissements s'évaluent principalement en emplois créés, en augmentation de l'activité économique et en taxes et impôts versés aux différents ordres de gouvernement.

Toutefois, dans une analyse des avantages et des coûts pour l'ensemble de la société, ce ne sont pas les retombées économiques mais seuls les gains nets d'emplois (exprimés en salaires) et d'impôts qui sont pris en compte au chapitre des avantages.

### **3.2.1 Emplois et salaires**

Dans le cadre d'une AAC, sur l'ensemble du territoire, seuls les gains nets d'emplois, exprimés en salaires, sont considérés comme un avantage pour la société. Par exemple, dans une économie qui connaîtrait le plein emploi, un emploi de camionneur créé dans une région ne représente pas un gain net pour la société si ce camionneur provient d'une autre région et qu'il est engagé aux mêmes conditions. Toutefois, si ses conditions de travail sont meilleures et sont exprimables en gain de salaire, c'est ce « gain net » qui est additionné dans la colonne des avantages. Inversement, dans une économie où le taux de chômage est élevé, les gains nets de salaires seraient plus importants.

« Pour estimer les avantages liés aux emplois, il faut connaître quel pourcentage de l'augmentation des emplois provient de chômeurs involontaires par rapport aux travailleurs déplacés ou volontairement en chômage<sup>12</sup>. » (Bartik, 2011)

Le calcul des gains nets de salaires<sup>13</sup> peut devenir un exercice complexe puisqu'il faut tenir compte d'un grand nombre de variables. C'est pourquoi cette notion est souvent mentionnée dans les AAC mais rarement calculée (GENIVAR et coll., 2013; González, 2012, Guillermo-Peon et Harding, 2012).

Les principaux concepts à la base du calcul du bénéfice associé aux gains nets de salaires dans une AAC sont les suivants :

<sup>12</sup> Traduction libre.

<sup>13</sup> Le gain net de salaire correspond aux salaires plus élevés versés aux travailleurs dans le nouveau projet moins le « salaire de réserve », qui correspond aux salaires moyens versés pour une même catégorie d'emplois.



- Dans une AAC, quand on parle du nombre d'emplois, on parle essentiellement de la rémunération pour ces emplois.
- Les salaires versés aux travailleurs affectés à un projet faisant l'objet d'une AAC ne sont pas des bénéfices, mais des coûts du projet. Ce qui est considéré comme bénéfiques en cette matière, c'est la part de la rente (ou « surplus du producteur ») qui est captée par les travailleurs.
- Dépendant de la situation particulière du marché du travail et de l'effet du projet dans l'attraction des travailleurs nécessaires pour réaliser le projet, on peut calculer un « salaire de réserve » (ou « coût d'opportunité social du travail »), si on dispose des données nécessaires.
- La différence entre les salaires payés dans le projet et le « salaire de réserve » représente la part de la rente captée par les travailleurs et constitue en fait le bénéfice social relié à la main-d'œuvre utilisée dans la réalisation du projet.

À l'aide de deux exercices réalisés au Québec (Deddi, 2008) et au Mexique (Guillermo-Peon et Harberger, 2012) et des travaux de KPMG (2015) sur les caractéristiques des emplois qui seront hypothétiquement créés pour l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti (GECN02), il a été possible d'estimer un ordre de grandeur des gains nets de main-d'œuvre exprimés en salaires.

Dans la présente AAC, le nombre d'emplois créés utilisé pour estimer les gains nets d'emplois provient essentiellement des estimations faites dans les études sur les scénarios de développement (AECN01-02) et les besoins de main-d'œuvre (GECN02).

### **Les emplois**

Le nombre d'emplois directs et indirects générés, exprimés en années-personnes, à chacune des trois phases de développement d'un puits (forage et fracturation, exploitation et restauration) est présenté au tableau 8.

**TABLEAU 9 : EMPLOIS SOUTENUS PAR PUIITS À ANTICOSTI POUR UN PUIITS TYPE, EN ANNÉES-PERSONNES**

Phase	Emplois directs	Emplois indirects	Emplois totaux
Forage et fracturation	14,28	7,12	21,40
Exploitation	0,25	0,30	0,55
Restauration	0,46	0,31	0,77

Source : Résultats des simulations de l'ISQ  
KPMG, 2015

Lorsqu'on transpose les ratios par puits de KPMG au scénario « Plus »<sup>14</sup>, on dénombre près de 5 000 années-personnes pour une année de croisière, au cours de laquelle le nombre de puits forés, en production et fermés sont à leur maximum.

**TABLEAU 10 : NOMBRE D'EMPLOIS SOUTENUS (ANNÉES-PERSONNES) EN 2050 (PÉRIODE DE POINTE)<sup>15</sup>**

	Forage et fracturation	Production	Fermeture	Total
<b>Puits</b>	143	3 579	143	
<b>Emplois directs</b>	1 921	895	66	<b>2 882</b>
<b>Emplois directs et indirects</b>	2 763	1 968	110	<b>4 842</b>

- KPMG distingue deux grandes classes d'emplois : les « professions d'intérêt » et les « activités de soutien ». Les professions d'intérêt sont propres à l'industrie des hydrocarbures et les activités de soutien englobent les autres emplois qui ne demandent pas une formation spécialisée liée à l'industrie des hydrocarbures (KPMG, 2015).
- L'écart de salaires pour les « professions d'intérêt » est de 120 % par rapport à la moyenne provinciale.
- L'écart de salaires pour les « activités de soutien » est de 60 % par rapport à la moyenne provinciale.

**TABLEAU 11 : SALAIRES MOYENS DU SECTEUR DE L'EXTRACTION DU PÉTROLE ET DU GAZ, ET ÉCARTS PAR RAPPORT À LA MOYENNE PROVINCIALE**

	Salaires moyens	Écart	Nombre d'emplois
Professions d'intérêt	116 000 \$	120 %	2 451
Activités de soutien	84 250 \$	60 %	2 390

Adapté de KPMG, 2015

<sup>14</sup> Soit 6 800 puits forés sur une période de 75 ans.

<sup>15</sup> Le nombre d'emplois soutenus estimé diffère légèrement par rapport aux résultats présentés dans l'étude de KPMG en raison d'un traitement statistique différent. Toutefois l'écart est jugé non significatif et n'influence pas les résultats finaux.

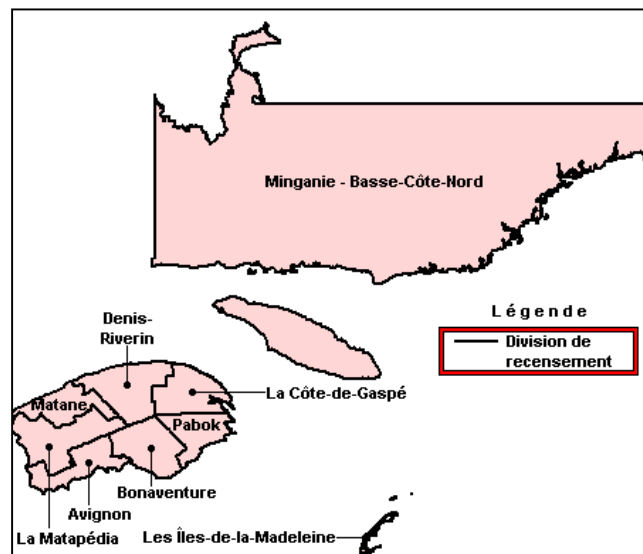
- Une hypothèse supplémentaire est posée selon laquelle la répartition des professions d'intérêt et des activités de soutien demeure la même à toutes les étapes de production (forage, production et fermeture).

### Estimation du coût social du travail (CST)

Comme mentionné au début de la présente section, les bénéficiaires associés aux salaires versés aux travailleurs affectés à un projet correspondent à la rente (surplus du producteur) qui est captée par ces travailleurs. Cette rente correspond à la différence entre les salaires payés dans le projet et le salaire de réserve, ou coût d'opportunité social du travail (Kuo, 1997).

Pour mesurer le coût social du travail, il est nécessaire de connaître les caractéristiques du marché du travail dans la région visée, notamment les particularités du régime d'assurance-emploi.

**FIGURE 3 : RÉGION ÉCONOMIQUE DE L'ASSURANCE-EMPLOI DE GASPÉSIE-ÎLES-DE-LA-MADELEINE**



Source : <http://srv129.services.gc.ca/rbin/fra/gaspe.aspx>

**TABLEAU 12 : PARTICULARITÉS DU RÉGIME DE L'ASSURANCE-EMPLOI POUR LA PÉRIODE DU 6 SEPTEMBRE 2015 AU 10 OCTOBRE 2015**

Taux de chômage	14,7
Nombre requis d'heures assurables pour avoir droit aux prestations régulières	420
Nombre minimum de semaines de prestations régulières payables	28
Nombre maximum de semaines de prestations régulières payables	45

De façon plus précise, pour évaluer le coût social du travail à l'aide de la méthode de Jenkin et Kuo (1978), il faut résoudre l'équation suivante :

$$CST = P * W_t + (1 - P) * L$$

Où :

$$L = \frac{W_1(1 - tm) - B[fU(1 - tm)]}{B}$$

[CST] représente le coût social du travail et [L] la valeur du temps non rémunéré (loisir). En bref, le coût social du travail correspond à la probabilité que le travailleur en chômage touche un salaire pendant une certaine période, auquel s'ajoute la valeur du temps qu'il consacre à des activités non rémunérées (bénévolat, loisir, etc.). Cette valeur dépend à son tour de certaines conditions de marché telles que le montant et la durée des allocations de chômage, le salaire minimum et le taux de syndicalisation.

Les paramètres des équations sont brièvement expliqués dans le tableau qui suit.

**TABLEAU 13 : PARAMÈTRES POUR LE CALCUL DU COÛT SOCIAL DU TRAVAIL**

Paramètres	Précisions
CST	Coût social du travail (ou salaire de réserve, ou coût marginal social du travail).
P	Probabilité de travailler durant l'année (en nombre de semaines/année).
$W_t$	Salaire hebdomadaire que le chômeur pourrait gagner (incluant les avantages sociaux et taxes sur les salaires payés par l'employeur).
L	Valeur des loisirs et de tout autre travail non rémunéré durant cette période (inclut les prestations d'assurance-emploi).
$W_1$	Salaire hebdomadaire et bénéfice gagné dans un emploi comparable (excluant les taxes et avantages sociaux payés par le gouvernement).
$T_m$	Taux marginal d'impôt sur le revenu imposable des travailleurs.
f	Proportion de la période de chômage durant laquelle des prestations d'assurance-emploi seront payées.
B	Ratio représentant les distorsions (syndicalisation, salaire minimum, etc.)
U	Taux de chômage (sert également à déterminer le paramètre P).

Le paramètre P (probabilité de travailler) est le facteur déterminant de l'équation. Plus il est élevé (ou plus le taux de chômage est bas), plus grand sera le salaire de réserve et plus faibles seront les gains nets de salaires pour la société.

Le taux de chômage dans la région (14,7 %) est particulièrement élevé. Toutefois, selon KPMG (2015), dans le cas des « professions d'intérêt », les futurs employés proviendront essentiellement de l'extérieur de la région. Aussi, pour mieux refléter les réalités du marché, un premier salaire de réserve sera calculé pour les activités de soutien avec le taux de chômage régional actuel (14,7 % en septembre 2015) et un second salaire de réserve sera calculé pour les « professions d'intérêt » avec un taux le chômage provincial actuel (8 % en août 2015).

Le tableau suivant présente un résumé des valeurs préliminaires des paramètres obtenues pour le calcul du salaire de réserve pour les professions d'intérêt.

**TABLEAU 14 : VALEURS PRÉLIMINAIRES DES PARAMÈTRES POUR LE CALCUL DU COÛT SOCIAL DU TRAVAIL**

	<b>P</b>	<b>W<sub>t</sub></b>	<b>W<sub>1</sub></b>	<b>T<sub>m</sub></b>	<b>f</b>	<b>U</b>	<b>B</b>
Professions d'intérêt	47,8	1 951,62 \$	1 866,02\$	0,38	0,93	524 \$	1,216
Activités de soutien	44,4	1 157,32 \$	1 106,56	0,38	0,93	524 \$	1,216

Exemple de calcul du CST pour un emploi de « profession d'intérêt » :

$$L = \frac{W_1(1 - tm) - B[fU(1 - tm)]}{B}$$

$$L = \{1\ 866,02(1-0,38) - 1,216[0,93*524(1-0,38)]\}/1,216$$

$$L = (1\ 156,93 - 367,4)/1,216$$

$$L = 649,28 \$$$

Et

$$CST = P * W_t + (1 - P) * L$$

$$CST = 47,8*1\ 951,62 \$ + (52-47,8)*649,28 \$$$

$$CST = 96\ 014,40 \$$$

Le tableau suivant présente les valeurs préliminaires des gains nets de salaires calculés à partir des salaires moyens estimés par KPMG (2015) pour les deux grandes catégories d'emplois.

**TABLEAU 15 : VALEURS PRÉLIMINAIRES DES GAINS NETS DE SALAIRES**

	<b>Salaires moyens*</b>	<b>CST</b>	<b>Gains nets par emploi</b>	<b>Gains nets en 2050**</b>
Professions d'intérêt	116 000 \$	96 000 \$	20 000 \$	49 M\$
Activités de soutien	84 250 \$	51 500 \$	32 750 \$	78 M\$

\* Selon KPMG, 2015

\*\* En période de croisière (montants non actualisés)

L'annexe 2.1.2 du présent rapport détaille les calculs du salaire de réserve.

Ces résultats doivent être utilisés avec prudence. Le marché de l'emploi est complexe, surtout en ce qui regarde la mobilité des travailleurs. Il existe de nombreux facteurs qui peuvent motiver le choix de travailler ou non dans un secteur d'activité ou dans une région en particulier (Rioux, 2001), notamment :

- La probabilité de travailler;
- Le salaire;
- Les conditions de travail;
- Le lieu de travail (éloignement);
- La répartition des heures de travail;
- L'accommodement travail-famille;
- L'offre de programmes de formation.

Tous ces facteurs peuvent avoir une influence sur l'offre et la demande de main-d'œuvre (et indirectement sur les salaires). Il est impossible de modéliser l'ensemble de ces facteurs qui, en plus, peuvent varier avec le temps.

Il n'y a pas encore de véritable secteur industriel de l'extraction des hydrocarbures au Québec. Selon KPMG (2015), « pour les foreurs, le personnel du forage et les entrepreneurs et surveillants du forage et des services reliés à l'extraction de pétrole et de gaz, la demande prévue pour Anticosti seulement est déjà supérieure à la main-d'œuvre actuelle au Québec ». À court et moyen terme, une proportion de cette main-d'œuvre spécialisée serait recrutée à l'extérieur du Québec, réduisant ainsi la rente perçue par les travailleurs québécois.

« La différence substantielle des salaires entre les travailleurs de l'industrie du pétrole et ceux dans les autres secteurs d'activités entraînera une pression à la hausse des coûts de main-d'œuvre pour les entreprises des autres secteurs. » (KPMG, 2015) Cet impact pourrait être majeur sur les entreprises locales et régionales, en particulier dans le secteur du tourisme, de la chasse et de la pêche. Ce sujet sera repris dans la section traitant des impacts locaux (chapitre 5).

En dernier lieu, les résultats exposés dans la présente section reposent essentiellement sur les estimations du nombre d'emplois et de rémunération de l'étude GECN04 (KPMG, 2015). Une révision à la hausse ou à la baisse de ces estimations aura un effet direct sur les présents résultats.

### **3.2.2 Les impôts**

Les impôts que versent les entreprises aux gouvernements (incluant les administrations municipales) représentent une ponction sur les profits de ces entreprises. Il s'agit en fait d'un transfert d'une partie de la rente captée par les entreprises vers celle captée par le gouvernement. Étant donné que dans la présente AAC les impôts versés par les entreprises ont été retranchés dans le calcul des bénéfices, il faut ajouter ces impôts à la colonne des bénéfices de l'AAC.

Dans le cas des impôts des particuliers, étant donné que le calcul des gains nets de salaires a été réalisé à partir des revenus bruts, les impôts des particuliers ne sont donc pas rajoutés dans la colonne des bénéfices.

### ***Impôt provincial et impôt fédéral***

Les impôts sur les profits versés au trésor québécois par les entreprises québécoises ou étrangères<sup>16</sup> sont redistribués au Québec sous forme d'investissements ou de dépenses en biens et services. On peut faire le même raisonnement avec l'impôt fédéral versé par ces mêmes entreprises. Ces impôts seront également retournés en tout ou en partie (GENIVAR et coll., 2013; González, 2012) au Québec sous forme d'investissements ou de dépenses en biens et services.

Aussi, les impôts sur les profits versés par les entreprises au gouvernement fédéral, au taux de 15 % (Revenu Canada, 2015), et au gouvernement provincial, au taux de 11,9 %<sup>17</sup> (Revenu Québec, 2015) sont ajoutés dans la colonne des avantages. Le taux combiné de 26,9 % d'impôt fédéral et provincial utilisé dans la présente AAC correspond au taux actuellement en vigueur pour les grandes entreprises.

### ***Impôt foncier***

Pour ce qui est de l'impôt foncier<sup>18</sup>, les données disponibles n'ont pas permis de le considérer. L'étude GECN07 (*Effet sur la richesse foncière municipale d'un pipeline ou d'une voie ferrée pour le transport de pétrole ou de gaz naturel*) couvre uniquement certaines infrastructures de transport des hydrocarbures et ne permet pas de déterminer la valeur de l'impôt foncier.

Dans la présente AAC, il est établi que les impôts fonciers perçus servent à supporter les coûts supplémentaires des services municipaux attribuables à l'exploitation des hydrocarbures sur l'île. Ils ne sont donc pas ajoutés à la colonne des avantages.

### ***Crédits pour l'exploration***

Les entreprises qui entreprennent des travaux d'exploration peuvent bénéficier d'un crédit d'impôt applicable sur une partie ou sur la totalité de leurs dépenses d'exploration. Ces crédits peuvent alors être portés à la colonne des avantages. En contrepartie, ces mêmes crédits représentent un manque à gagner pour le gouvernement qui les assume. Ils peuvent alors être portés à la colonne des coûts (GENIVAR, 2013).

Dans le cadre de la présente analyse, ces crédits ne sont pas comptabilisés.

---

<sup>16</sup> Les profits des entreprises étrangères réalisés au Québec sont imposés au Québec.

<sup>17</sup> En 2020, l'abaissement graduel du taux d'imposition sera complété pour atteindre 11,5 %.

<sup>18</sup> Impôt perçu par le palier municipal.

### 3.3 Profits des entreprises

Comme mentionné précédemment, les profits nets réalisés par les entreprises de propriété québécoise<sup>19</sup> constituent une partie importante de la rente associée à l'exploitation des hydrocarbures et doivent être portés à la colonne des avantages (bénéfices) sociétaux.

Les profits nets correspondent aux revenus éventuels réalisés par l'entreprise québécoise desquels sont soustraits l'ensemble des coûts d'investissement, d'exploration et d'exploitation, les redevances et les impôts sur les profits des entreprises. Le coût d'opportunité du capital, qui correspond au taux de rendement normal du capital, est également retranché des revenus. En deçà de ce coût d'opportunité du capital (fixé à 10 %), l'entreprise choisirait un autre projet jugé plus rentable<sup>20</sup> (GENIVAR et coll., 2013; González, 2012; Sauvé, 2012).

Dans le cadre de la présente AAC, on doit compter seulement les profits des entreprises de propriété québécoise. On pose également l'hypothèse supplémentaire que les profits nets seront redistribués au prorata de la participation des entreprises (incluant le gouvernement du Québec par l'entremise de Ressources Québec) à la société en commandite Hydrocarbures Anticosti.

En vertu de cette entente (pour plus de détails, voir l'annexe 2.3), la participation des partenaires est la suivante :

**TABLEAU 16 : TAUX DE PARTICIPATION DES ENTREPRISES À LA SOCIÉTÉ EN COMMANDITE HYDROCARBURES ANTICOSTI**

Partenaires	Participation
Gouvernement du Québec (Ressources Québec)	35 %
Pétrolia (Québec)	21,7 %
Corridor Resources (Nouvelle-Écosse)	21,7 %
Saint-Aubin E&P, filiale de la société Maurel & Prom (France)	21,7 %
TOTAL	100 %

<sup>19</sup> Les profits réalisés par les sociétés de propriété étrangère sont considérés comme dépensés ou investis à l'extérieur de la province.

<sup>20</sup> Toutefois, les impôts et les redevances sont calculés à partir des profits totaux (profits nets + 10 %).



### **Les autres détenteurs de permis**

Dans l'étude AECN01, les estimations de production sur lesquelles est basé le calcul des profits couvrent l'ensemble des permis de recherche. Or, l'entreprise de propriété québécoise Junex, détentrice de cinq permis, et l'entreprise de propriété étrangère (hors Québec) Transamerican Energy Inc., détentrice d'un permis, ne font pas partie de l'entente Hydrocarbures Anticosti. En répartissant la participation aux profits éventuels au prorata des superficies totales couvertes par les permis d'exploration, telles qu'illustrées au tableau suivant, on obtient un ratio de 38,3 % pour les entreprises de propriété étrangère (hors Québec) et 61,7 % pour les entreprises de propriété québécoise. Ce sont donc 61,7 % des profits totaux des entreprises qui sont portés à la colonne des avantages.

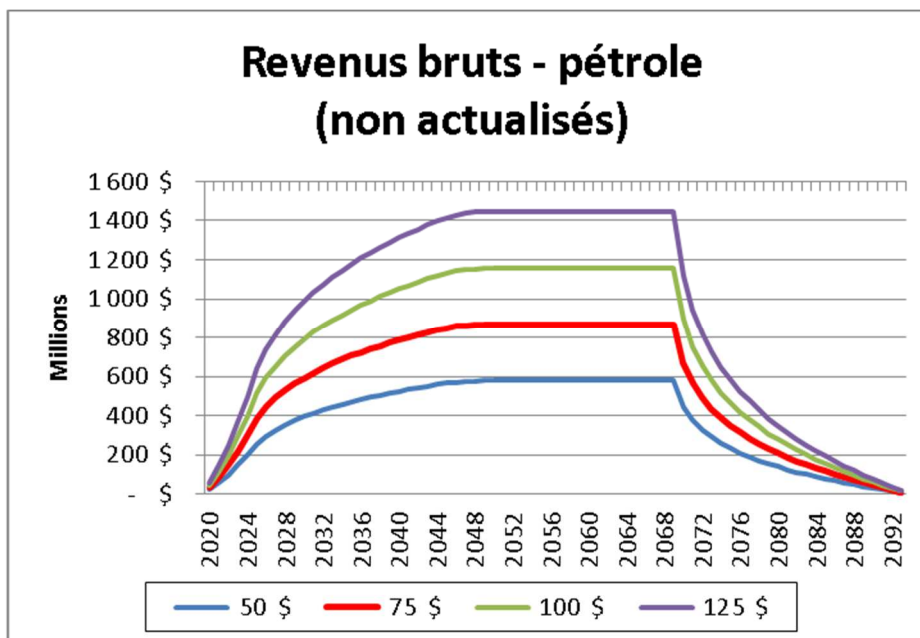
**TABLEAU 17 : DÉTENTEURS DE PERMIS À ANTICOSTI**

<b>Détenteur de permis</b>	<b>Permis</b>	<b>Superficie (ha)</b>	<b>Intérêts étrangers</b>
Hydrocarbures Anticosti S.E.C.	38	619 564	43,3 %
Junex Inc.	5	94 403	0 %
Transamerican Energy Inc. (Colombie-Britannique)	1	7 916	100 %
<b>Total</b>	<b>44</b>	<b>721 883</b>	<b>38,3 %</b>

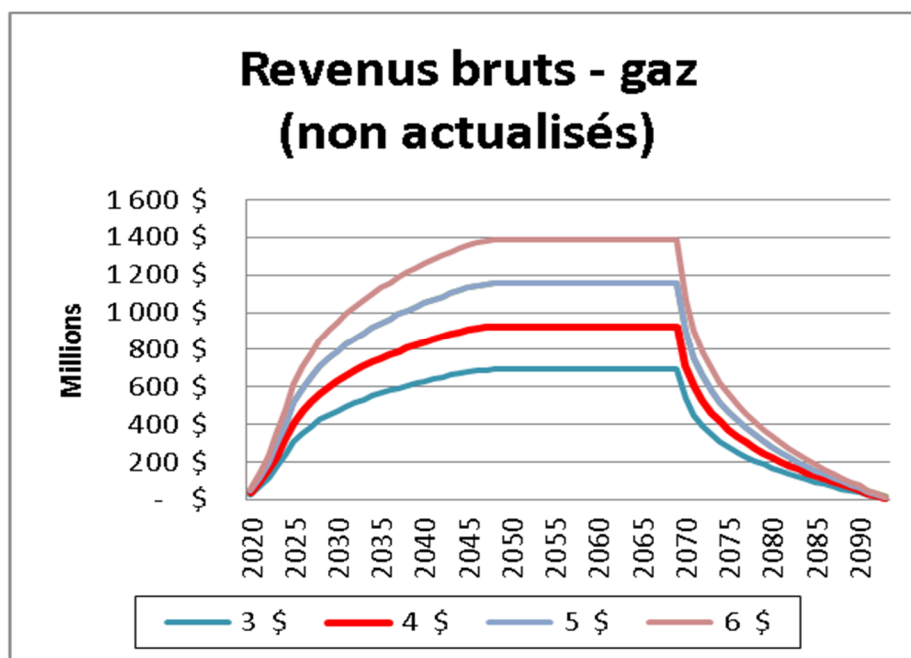
### **Calcul des revenus bruts**

Les prochains graphiques présentent un ordre de grandeur des revenus bruts que réaliseraient les entreprises locales, selon différentes hypothèses de prix pour le pétrole et le gaz. Les revenus bruts correspondent aux revenus annuels totaux, avant la soustraction des dépenses.

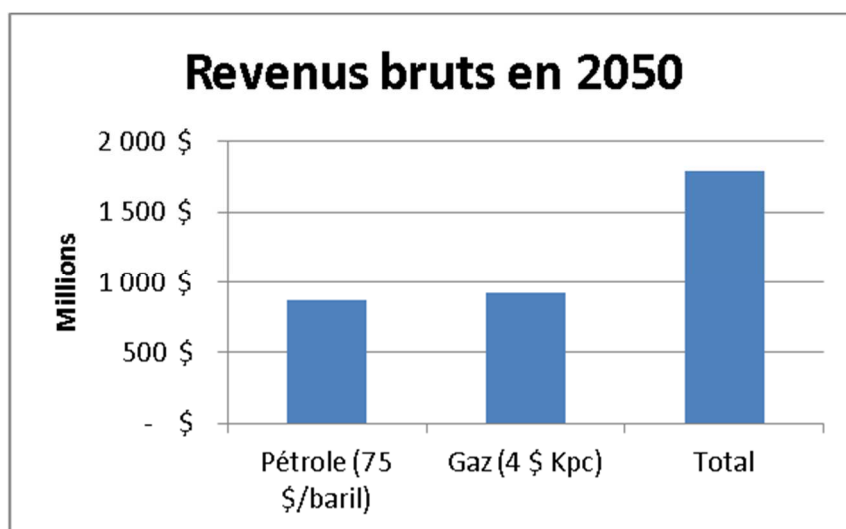
GRAPHIQUE 3 : REVENUS BRUTS – PÉTROLE (NON ACTUALISÉS)



GRAPHIQUE 4 : REVENUS BRUTS – GAZ (NON ACTUALISÉS)



**GRAPHIQUE 5 : REVENUS BRUTS EN 2050**



### **Calcul des dépenses**

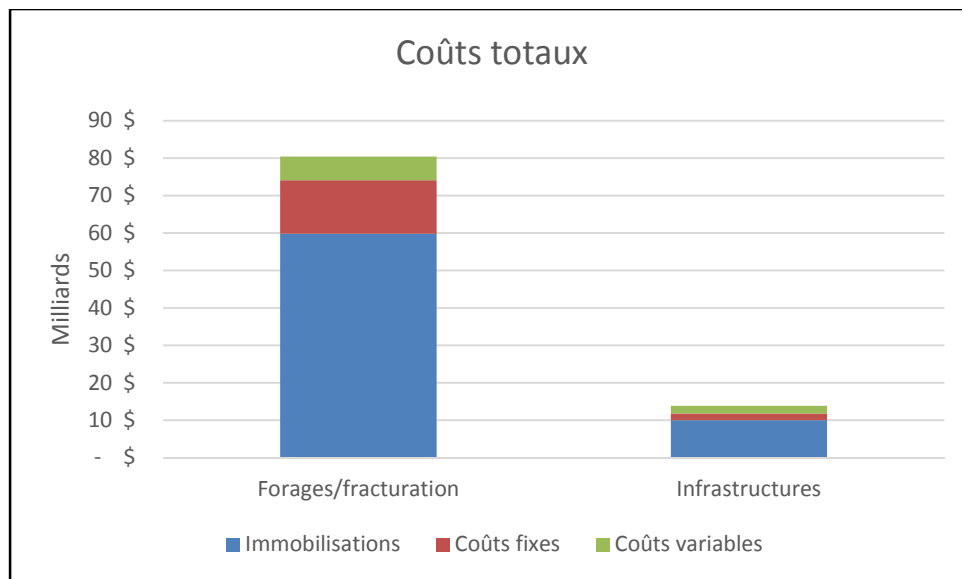
Le tableau suivant présente les principales hypothèses retenues pour le calcul des dépenses. Elles proviennent de différentes sources dont certaines sont spécifiques à la présente étude.

**TABLEAU 18 : PRINCIPALES HYPOTHÈSES RETENUES POUR LE CALCUL DES DÉPENSES**

	<i>Valeur faible</i>	<i>Valeur de référence</i>	<i>Valeur forte</i>	<i>Source</i>
Coûts de forage (par puits)	6,4 M\$	8,8 M\$	11,2 M\$	Hypothèses spécifiques à la présente étude
Coûts fixes (par puits)	5 k\$/mois	7 k\$/mois	10 k\$/mois	Hypothèses spécifiques à la présente étude
Coûts variables (par puits)				Hypothèses spécifiques à la présente étude
Pétrole	1,25 \$/baril	1,50 \$/baril	1,75 \$/baril	
Gaz	0,25 \$/Mcf	0,50 \$/Mcf	0,75 \$/Mcf	
Redevances		5 à 12 % des revenus bruts		Article 104 du RPGNRS (Annexe 2.1.1a)
Impôts sur les profits		26,9 % des profits		Taux combiné fédéral/provincial (section 3.2.2)
Infrastructures (investissement)	9,5 G\$	10 G\$	12 G\$	ATRA01
Infrastructures (coûts fixes)	200 k\$/mois	2 M\$/mois	5 M\$/mois	Hypothèses spécifiques à la présente étude

Le graphique suivant présente la répartition des dépenses d'immobilisation, fixes et variables en lien avec les activités de forage/fracturation et les infrastructures de transport et de traitement.

**GRAPHIQUE 6 : COÛTS TOTAUX : IMMOBILISATIONS, COÛTS FIXES ET COÛTS VARIABLES**



Pour calculer les profits des entreprises, l'ordonnement des opérations est le suivant :

- Calcul des revenus bruts à partir des hypothèses de prix et de volumes retenues ;
- Soustraction des coûts d'investissement et d'exploitation (fixes et variables), incluant les infrastructures;
- Soustraction des impôts et des redevances<sup>21</sup>;
- Soustraction de la partie des profits nets versés à des entreprises non québécoises.

### 3.4 Autres avantages

Le développement éventuel d'une nouvelle industrie des hydrocarbures au Québec pourrait apporter des avantages non négligeables pour l'économie de la province. Les études suivantes donnent un aperçu de ces avantages :

- Marchés potentiels intérieurs et internationaux pour la ressource produite au Québec (GECN04)
- Avantages et désavantages concurrentiels de l'exploitation des hydrocarbures au Québec (GECN05)

<sup>21</sup> Les impôts et redevances ont déjà été comptabilisés dans la colonne des avantages. Voir les sections précédentes.

- Revue de l'expertise requise pour l'exploitation des hydrocarbures et potentiel de développement d'une industrie québécoise de services dans ce secteur (GECN06)

Toutefois, en raison du caractère hypothétique de ce développement, ces avantages n'ont pas fait l'objet d'une évaluation dans la présente AAC.

Certaines externalités positives locales, telles qu'une plus grande accessibilité au territoire pour la chasse et la pêche, une réduction des coûts de transport vers le continent pour les résidents d'Anticosti, etc., n'ont pas été évaluées, mais elles font l'objet d'une discussion dans la section 5.2 portant sur les impacts locaux.

## CHAPITRE 4

### Détermination et mesure des coûts

Les coûts sociétaux associés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures correspondent à l'ensemble des charges qui sont déduites de la rente que se partagent les différents agents économiques, en l'occurrence les gouvernements, les entreprises et les personnes.

#### 4.1 Coûts gouvernementaux

Les coûts que devra supporter le gouvernement sont principalement de deux ordres : les coûts inhérents à la préparation et l'adoption de lois, règlements, directives et programmes spécifiques au projet, et les coûts de suivi et de contrôle des activités assujetties à la réglementation. Le gouvernement pourrait également subir des coûts supplémentaires s'il choisit de participer au financement ou à la gestion de certaines infrastructures. Dans le cas de la présente AAC, le gouvernement, en vertu de l'entente de partenariat Hydrocarbures Anticosti, partage également les coûts d'investissement et d'exploitation au pro rata de sa participation et assume la plus grande part des coûts de la première phase d'exploration. Cette prise en charge des coûts de la première phase d'exploration représente la contrepartie pour l'acquisition d'une portion des permis qui appartenaient antérieurement aux entreprises privées.

#### *Encadrement*

Comme dans tout autre secteur d'activités, le gouvernement doit supporter des coûts pour préparer, mettre en œuvre et appliquer les lois, règlements, directives et programmes afin d'encadrer les activités liées à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Ces coûts s'inscrivent dans le fonctionnement normal de l'État. Par ailleurs, il serait difficile d'estimer quelle part de ces coûts globaux pourrait être attribuée spécifiquement à Anticosti. Ces coûts ne sont donc pas comptabilisés dans la présente AAC. Il en va de même pour les dépenses publiques telles que les coûts liés à l'information<sup>22</sup>, à la consultation publique et à la formation de la main-d'œuvre.

#### *Suivi et contrôle*

Les coûts de suivi et de contrôle des activités liées à l'exploitation des hydrocarbures sont directement proportionnels au nombre de puits forés et en activité sur le territoire. Dans le cas d'une éventuelle exploitation commerciale des hydrocarbures à Anticosti, les deux ministères responsables de ces activités (le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles [MERN] et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques [MDDELCC]) devront prévoir les ressources

---

<sup>22</sup> Notamment les coûts de la présente évaluation environnementale stratégique.

nécessaires au suivi et au contrôle conformément aux lois et règlements en vigueur, incluant la délivrance des permis, les inspections et les autorisations.

À partir des scénarios de production et des normes en vigueur dans les ministères responsables (MERN et MDDELCC), de même qu'à l'aide d'exemples tirés d'autres administrations publiques, un ordre de grandeur des coûts a été estimé pour l'autorisation, le suivi et le contrôle des activités assujetties à la réglementation sur le territoire de l'île d'Anticosti. Ces coûts sont comptabilisés après soustraction des montants versés par les entreprises pour obtenir les permis et autorisations préalables à l'exercice de leurs activités.

Sur la base des travaux des auteurs de l'étude GTEC03 qui suggèrent notamment de recourir aux normes et aux bonnes pratiques développées par l'Alberta en matière de forage en milieu terrestre, l'hypothèse qu'il faudrait proportionnellement un nombre comparable d'inspecteurs pour assurer le suivi et le contrôle des puits sur Anticosti a été examinée.

Selon l'Alberta Energy Regulator (AER, 2015), les inspecteurs surveillent et contrôlent les activités de construction, d'exploitation et de fermeture des puits et des infrastructures connexes (pipeline, usine de traitement, etc.). Les trois critères de priorisation des interventions sont :

- L'historique de l'exploitant;
- Les caractéristiques du site;
- Le risque associé au projet ou aux activités.

Le tableau suivant présente le ratio du nombre de puits actifs par inspecteur en Alberta en 2013-2014, comparé au ratio moyen calculé sur trois ans dans cinq États américains<sup>23</sup> où ont lieu de nombreux forages annuellement. L'annexe 3.1.1a présente plus de détails sur le nombre de puits actifs par inspecteur.

**TABLEAU 19 : RATIOS DU NOMBRE DE PUIITS ACTIFS PAR INSPECTEUR, EN ALBERTA ET DANS CINQ ÉTATS AMÉRICAINS**

	<b>Nombre de puits actifs</b>	<b>Inspecteurs</b>	<b>Ratio nombre de puits par inspecteur</b>
Moyenne cinq États	121 504	54	2 247
Alberta (2013-2014)	181 300	70	2 590

Sources : ODNR, 2014 ; AER, 2014

Toutefois, de l'avis des experts au MDDELCC, dans un contexte d'une industrie naissante nécessitant de nouvelles connaissances, et tenant compte du partage de la responsabilité entre les deux ministères, ces ratios sont jugés insuffisants pour remplir adéquatement les fonctions de suivi et de contrôle.

<sup>23</sup> Ohio, Pennsylvanie, Oklahoma, Colorado et Texas.

Sur la base d'informations parcellaires provenant des services internes du MDDELCC et de statistiques de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) sur la rémunération des emplois (voir l'annexe 3.1.1b), une hypothèse supplémentaire est posée selon laquelle le coût moyen d'un service d'inspection et de suivi, doté d'une vingtaine de personnes, majoritairement des inspecteurs, serait d'environ 2,5 millions de dollars annuellement<sup>24</sup>.

### **Coût des permis et autorisations**

Les entreprises voulant exercer des activités d'exploration ou d'exploitation sur le territoire de l'île d'Anticosti sont tenues de payer certains frais pour l'obtention des permis et autorisations conformément à la réglementation en vigueur.

Théoriquement, ces coûts font partie des coûts variables et ont été soustraits lors du calcul des profits des entreprises, réduisant ainsi la rente économique. Comme ils ont été versés au trésor public, ils doivent être soustraits des coûts de suivi et de contrôle.

Les deux tableaux suivants présentent les principaux tarifs exigés par le MDDELCC et le MERN pour la délivrance de permis et d'autorisations dans le cadre des dispositions réglementaires régissant les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.

**TABLEAU 20 : TARIFS DES PRINCIPALES AUTORISATIONS DÉLIVRÉES PAR LE MDDELCC ASSOCIÉES À UN SITE DE FORAGE**

<b>Autorisation</b>	<b>Référence</b>	<b>Tarif</b>
Certificat d'autorisation	Article 22 de la LQE	1 687 \$
Prélèvement d'eau*	Article 31.75 de la LQE	2 021 \$
Traitement de l'eau	Article 32 de la LQE	1 124 \$
Traitement de l'air	Article 48 de la LQE	1 124 \$
Objectifs environnementaux de rejets*	Lignes directrices	2 811 \$
Total (maximum)		8 767 \$

\* Si applicable

<sup>24</sup> Cette hypothèse n'est pas vérifiée et sert uniquement, à titre indicatif, au présent exercice d'estimation des coûts de suivi et de contrôle.



**TABLEAU 21 : DROITS ET COÛTS DE DÉLIVRANCE DES PERMIS RELATIFS AUX HYDROCARBURES (EN DOLLARS DE 2012)**

	Tarif
Permis de levé géophysique	1 000 \$
Permis de forage	4 300 \$
Permis de complétion de puits	2 500 \$
Permis de modification de puits	2 000 \$
Autorisation de fermeture de puits (temporaire)	2 000 \$
Autorisation de fermeture de puits (définitive)	2 600 \$
Bail d'exploitation	5 000 \$

Source : Finances Québec, 2012

La majorité de ces permis et autorisations sont associés aux activités d'exploration ou de forage des puits et sont exigibles lors de la première année d'activité. Une hypothèse supplémentaire est posée selon laquelle un montant global de 20 000 \$<sup>25</sup> par nouveau puits foré et fracturé sera déduit des coûts de suivi et de contrôle.

À titre illustratif, au cours des années pendant lesquelles un nombre maximal de 143 nouveaux puits sont forés, les revenus des permis et des autorisations (2,9 M\$) dépasseraient légèrement les coûts de suivi et de contrôle (2,5 M\$).

## 4.2 Externalités

Les externalités prises en compte dans la présente analyse ont d'abord été déterminées et sélectionnées dans l'étude ATVS01<sup>26</sup>. Chaque externalité du cadre de référence présenté dans cette étude (voir l'annexe 3.2.1) a été analysée à l'aide des critères suivants :

- **Importance** : est-ce que cette externalité représente un enjeu important pour la société québécoise sur le plan des risques et des impacts appréhendés?
- **Mesures à privilégier** : peut-on proposer des mesures d'internalisation, d'atténuation ou de compensation qui tiennent compte du contexte québécois?
- **Monétarisation** : est-il possible de mesurer cette externalité en valeur monétaire ou de transposer des valeurs obtenues ailleurs?

<sup>25</sup> La somme des tarifs du tableau donne 19 400 \$.

<sup>26</sup> Pour obtenir plus de détails sur les autres externalités qui ne font pas l'objet de la présence AAC, le lecteur peut consulter l'étude ATVS01.

À la suite de cette analyse, les externalités suivantes ont été retenues pour une évaluation plus approfondie dans la présente AAC :

- L'eau et l'air (excluant les gaz à effet de serre);
- Les émissions de gaz à effet de serre;
- Les risques associés au transport (maritime et terrestre);
- Les conflits d'usage et les nuisances (impacts locaux);
- Autres externalités.

#### **4.2.1 Qualité de l'eau et de l'air (excluant les gaz à effet de serre)**

Tel que suggéré par l'auteur dans l'étude sur les externalités (ATSV01), plusieurs externalités associées à la qualité de l'eau et de l'air pourraient être internalisées au moyen d'une bonne réglementation rigoureusement appliquée ainsi que par l'adoption des meilleures pratiques dans l'industrie.

L'étude GTEC03<sup>27</sup> (Malo et coll., 2015) a permis de recenser et d'établir les bonnes pratiques<sup>28</sup> en ce qui concerne les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures découlant des travaux de forage réalisés en milieu terrestre. Ces activités incluent les activités liées au forage, à la fracturation, à la complétion, aux différents types d'essais, aux travaux correctifs, à la fermeture et à la remise en état des sites, ainsi qu'au suivi et au contrôle.

Certaines des activités pour lesquelles les bonnes pratiques ont été analysées touchent plus ou moins directement la qualité de l'eau et de l'air, notamment les suivantes :

- Conception et construction de puits;
- Disposition des fluides de forage;
- Système anti-éruption et contrôle des venues de fluides;
- Essais de pression et d'étanchéité;
- Stimulations par fracturation;
- Essais d'extraction et de production;
- Surveillance des fuites et/ou migrations;
- Gestion et disposition des rejets de forage;
- Réutilisation, gestion et disposition des eaux de reflux.

Pour chacune de ces activités, les auteurs recommandent les meilleures normes, procédures, réglementations et bonnes pratiques en usage dans d'autres administrations publiques et dans l'industrie du pétrole et gaz. L'adoption éventuelle de ces bonnes pratiques et normes réglementaires en usage ailleurs devrait permettre une meilleure internalisation des externalités associées à l'eau et à l'air. Toutefois, leur mise en œuvre

---

<sup>27</sup> Voir également l'étude GTEC04 : *Bonnes pratiques pour la gestion des équipements de surface et des rejets de forage et pour la réutilisation et l'élimination des fluides de forage.*

<sup>28</sup> Réglementaires ou en usage dans l'industrie. Pour plus de détails, voir la section 4.2.4, « Autres externalités ».

représente des coûts supplémentaires que devront absorber les entreprises et les organismes responsables du suivi et de l'application des normes et règlements.

En raison de la difficulté d'obtenir des données détaillées sur ces mesures, elles ne seront pas directement prises en compte dans la présente AAC. Néanmoins, les coûts de suivi et de contrôle associés à ces activités ont été pris en compte dans la section 4.1, « Coûts gouvernementaux ».

### **Qualité de l'eau**

Les principaux risques spécifiques à la qualité de l'eau concernent surtout les risques de déversements et d'accidents lors du transport des hydrocarbures (ATSV01). Ces risques sont pris en compte dans la section 4.2.3, « Risques associés au transport ».

Par ailleurs, les scénarios d'infrastructure proposés par WSP (2015b)<sup>29</sup> incluent le coût des « installations de traitement d'eau de procédé ». Ces coûts sont pris en compte dans la section 4.2.4, « Autres externalités » (Infrastructures de transport).

Quant aux risques de contamination sur l'île (principalement les rivières), ils sont analysés dans la section 5.2, « Impacts locaux ».

### **Qualité de l'air**

Il existe peu d'études qui traitent des dommages associés à la pollution de l'air résultant de l'exploitation des hydrocarbures (Werner et coll., 2015). Dans l'AAC sur le gaz de schiste dans les basses terres (GENIVAR et coll., 2013), les auteurs ont transposé les estimations de l'étude de Litovitz (2013) relatives aux coûts environnementaux et de santé résultant de l'exploitation du gaz de schiste en Pennsylvanie. Le tableau suivant résume les coûts unitaires estimés par Litovitz et ses collaborateurs.

**TABLEAU 22 : ESTIMATION DES DOMMAGES CAUSÉS PAR LA POLLUTION DE L'AIR À LA SUITE DE L'EXTRACTION DU GAZ DE SCHISTE EN PENNSYLVANIE (\$ US DE 2011)**

Transport	180 \$ à 460 \$ par puits
Forage et fracturation	1 200 \$ à 2 700 \$ par puits
Production	0,27 \$ à 2,60 \$ par million de pieds cubes
Stations de compression	4,20 \$ à 23 \$ par million de pieds cubes

Litovitz et coll., 2013

Toutefois, dans le cadre d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures à Anticosti, ces chiffres sont difficilement transposables en raison de l'éloignement des activités de forage des zones de concentration de la population. Aussi, ils ne sont pas pris en compte dans la présente AAC.

---

<sup>29</sup> Étude ATRA01.

En ce qui concerne la santé des travailleurs, l'hypothèse est posée selon laquelle la couverture de cet aspect par la Commission de la santé et de la sécurité du travail et par les bonnes pratiques en usage de l'industrie est adéquate et suffisante. La rationalité économique suggère également que les risques supplémentaires pour la santé des travailleurs sont internalisés par des salaires plus élevés versés en contrepartie de ces risques.

#### **4.2.2 Les émissions de gaz à effet de serre (GES)**

L'AAC réalisée en 2013 dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de schiste a démontré l'importance de cette externalité : « La prise en compte des coûts liés aux émissions de GES est un enjeu particulièrement important dans le cadre de l'AAC car il affecte significativement les résultats et fait apparaître les autres enjeux environnementaux comme mineurs, lorsque des valeurs monétaires sont attribuées. » (GENIVAR et coll., 2013)

Un débat a lieu depuis un certain temps au sein de la communauté des économistes à savoir si les outils standards d'analyse tels le coût social du carbone (CSC) et l'AAC sont pertinents pour évaluer les politiques publiques sur les changements climatiques. Dans cet ordre d'idée, M<sup>me</sup> Ruth Greenspan Bell, du World Resources Institute, conclut que « until this debate is resolved, no single value should be accepted by policy makers unless all the assumptions and choices that underpin the calculation are transparent and well understood » (WRI, 2011).

Bien que les deux concepts (le CSC et l'AAC) aient beaucoup évolué depuis 2011, la conclusion de M<sup>me</sup> Bell demeure pertinente. Aussi, le présent exercice, qui consiste à donner une appréciation de la valeur de cette externalité jugée majeure (GENIVAR et coll., 2013), vise avant tout à expliquer le plus clairement possible la démarche. Un effort particulier est également mis pour démontrer l'importance de bien comprendre les hypothèses retenues de même que la sensibilité des résultats à certaines variables.

Cette section est présentée en trois étapes, soit l'estimation du volume des émissions, l'estimation du coût du carbone et la détermination du coût social du carbone dans la présente AAC.

#### ***Estimation du volume des émissions***

Dans le cadre des récentes ÉES sur une éventuelle exploitation des hydrocarbures au Québec, plusieurs auteurs ont tenté d'estimer l'ampleur des émissions de GES qui pourrait en résulter. Le tableau suivant présente brièvement les études retenues.

**TABLEAU 23 : ÉVALUATION DU POURCENTAGE D'ÉMISSIONS DE GES ASSOCIÉ AU GAZ DE SCHISTE, SELON DIFFÉRENTES SOURCES**

Source	GES en % de la production totale	Commentaires
CIRAIG (2013)	3,9 à 4	Basé sur une analyse du cycle de vie. Scénarios à petite et grande échelle.
SNC-Lavalin (2013) et Bureau des changements climatiques (2013)	3 à 3,6	Scénarios à petite et grande échelle (basés sur CIRAIG). Émissions associées à l'extraction, au traitement et au transport du gaz. Pourcentages calculés à partir des données de base.
McCollough (2013)	2,4	Basé sur une moyenne de taux mesurés aux É.-U. Correspond au taux utilisé par l'USEPA en 2012. Émissions fugitives seulement.
GENIVAR et coll. (2013)	1 et 3	Émissions totales; données basées sur celles de SNC-Lavalin (2013). Analyse de sensibilité à 1 %.
AENV01 Bureau des changements climatiques (2015)	0,5 à 3,5 (entre 2020 et 2090)	Émissions totales; données basées sur une évaluation de l'USEPA en Ohio à partir des émissions officiellement déclarées; scénarios avec ou sans infrastructure de récupération des gaz.

Dans l'étude commandée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, le Bureau des changements climatiques (BCC, 2013) conclut que l'exploitation du gaz de schiste au Québec, lorsqu'on utilise un taux d'émissions fugitives de 3 %, pourrait avoir pour effet potentiel d'augmenter le bilan québécois des émissions de GES de 3 % par année pour un scénario<sup>30</sup> à petite échelle et de 23,2 % par année pour un scénario à grande échelle.

Les estimations des émissions calculées par SNC-Lavalin (2013) sont les plus exhaustives. Elles comprennent les émissions fugitives et les émissions de combustion produites pour chaque type d'activité<sup>31</sup>, à chacune des étapes de développement<sup>32</sup>. Elles incluent également les émissions produites dans les centres de traitement des gaz et les

<sup>30</sup> Il s'agit des scénarios de développement utilisés dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de schiste.

<sup>31</sup> Soit les activités de forage, de fracturation et de production.

<sup>32</sup> Soit les étapes d'exploration, d'essai et de développement.

stations de pressurisation. Toutefois, les résultats sont présentés globalement ou par année et ne semblent pas tenir compte du volume de gaz produit ni du taux de déclin.

Les estimations des émissions calculées dans le cadre de l'étude AENV01 (BCC, 2015) sont basées sur les déclarations des 32 opérateurs œuvrant dans le bassin appalachien. Ces estimations excluent les émissions issues de la liquéfaction et de la compression des gaz pour le transport, puisqu'aucun scénario n'avait été défini au moment de la rédaction de l'étude.

Il convient également d'apporter certaines nuances dans la façon de mesurer les émissions de GES associées à l'exploitation des hydrocarbures de schiste dans la présente AAC.

En premier lieu, il faut distinguer les émissions dites « fugitives » des émissions dites « de combustion ». Les émissions fugitives correspondent aux émanations de méthane gazeux dans l'atmosphère à la suite des diverses opérations d'extraction, de traitement et de transport du gaz. Si les auteurs s'accordent pour comptabiliser ces émissions « fugitives » dans le bilan total des émissions, un important débat persiste, surtout aux États-Unis, à propos de l'importance de ces émissions fugitives de GES associées à l'exploitation des hydrocarbures de schiste.

Les émissions de combustion sont celles générées par les équipements fixes et certaines sources mobiles tels les compresseurs, les camions, les incinérateurs, etc. Ces émissions seraient environ trois fois moins importantes que les émissions fugitives sur un site d'exploitation gazière (CIRAIG, 2013).

En second lieu, les émissions associées à un puits peuvent varier selon la phase de développement, de même que selon les méthodes d'extraction et de traitement. À titre d'exemple, un puits en phase d'exploration équipé d'une torchère, lorsque le réseau de collecte du gaz n'est pas disponible, aura vraisemblablement un taux d'émissions plus élevé qu'un puits relié à un réseau de collecte dès sa complétion. De même, la variété et le nombre d'équipements et de matériel roulant pourront varier selon que le puits est en phase d'exploration ou d'exploitation. Le Bureau des changements climatiques (BCC), dans son évaluation des émissions de GES pour Anticosti (étude AENV01), a utilisé trois scénarios d'estimation du volume des émissions, selon la phase de développement et selon la présence ou non d'infrastructures de récupération du gaz. La démarche du BCC est décrite plus en détail à l'annexe 3.2.2a.

En troisième lieu, les émissions de GES étant dans une large mesure proportionnelles aux volumes de gaz extrait, les estimations de ces émissions sont donc tributaires des scénarios de développement, principalement en ce qui concerne les volumes annuels produits, le nombre de puits et la durée de l'exploitation.

Il convient également de distinguer les volumes estimés des GES associés à l'extraction, au traitement et au transport du pétrole de celles associées à l'extraction, au traitement et au transport du gaz. « En particulier, le caractère gazeux ou liquide des hydrocarbures a

un impact fondamental sur les émissions de GES puisque les sources d'émissions en découlent. » (BCC, 2015) Toutefois, ce sont les mêmes puits qui produisent les deux catégories d'hydrocarbures<sup>33</sup>. À titre d'exemple, un taux d'émission total de 3 %, à 75 % de sources fugitives et à 25 % de combustion, avec un ratio gaz/pétrole de 78 %/22 %<sup>34</sup>, serait réparti de la façon suivante :

**TABLEAU 24 : ESTIMATION DES TAUX D'ÉMISSIONS FUGITIVES ET DE COMBUSTION**

	Émissions fugitives	Émissions de combustion	Émissions totales
Gaz	2,25 %	0,585 %	2,835 %
Pétrole	-	0,165 %	0,165 %
Total	2,25 %	0,75 %	3,0 %

En dernier lieu, certaines observations dans le secteur de l'exploitation du gaz de schiste (McCollough, 2013) montrent une tendance à la baisse des taux d'émissions fugitives, principalement sous l'effet combiné des avancées technologiques et de l'introduction de mesures incitatives.

### ***Valeurs retenues pour l'estimation des émissions***

Tenant compte des observations précédentes et dans le but de simplifier le calcul, un taux global d'émissions de GES de 3 % a été appliqué en pourcentage de la production totale de gaz, par puits, par année. En raison de cette hypothèse, ce taux de 3 % inclut l'ensemble des émissions de GES (gaz et pétrole, fugitives et de combustion, extraction et transport).

### ***Estimation du coût du carbone***

Le coût des émissions de GES est habituellement exprimé en dollars par tonne de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) ou par tonne de carbone (C)<sup>35</sup>. On peut aborder l'estimation du coût du carbone sous différents angles, selon que l'on considère les prix « au marché », le coût social du carbone, ou encore le coût de réduction des dommages supplémentaires (coût marginal du carbone). Toutefois, le coût social du carbone, basé sur les dommages associés à l'augmentation des émissions de GES, est celui qui est le plus approprié et le plus utilisé dans le cadre d'analyses de politiques publiques (GENIVAR et coll., 2013; Sauvé, 2015; Stern, 2007; IWGSCC, 2013).

<sup>33</sup> Les condensats et autres produits dérivés liquides ne sont pas pris en compte pour calculer les émissions de GES.

<sup>34</sup> Selon les scénarios dans l'étude AECN01.

<sup>35</sup> Une tonne de carbone équivaut à 3,67 tonnes de CO<sub>2</sub>.

### **Les prix « au marché »**

Au Québec, depuis janvier 2013, les grands émetteurs<sup>36</sup> de CO<sub>2</sub> sont assujettis à un système de permis échangeables : le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE). Le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RSPEDE) prévoit que les éventuelles entreprises exploitantes d'hydrocarbures de schiste au Québec qui émettraient annuellement plus de 25 000 tonnes métriques d'équivalent en CO<sub>2</sub> seraient assujetties au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA) et au SPEDE, et qu'elles devraient acheter des crédits pour la totalité de leurs émissions.

Lors de la dernière mise à l'enchère, les unités d'émission<sup>37</sup> pour l'année 2015 se sont écoulées au prix de 16,39 \$ CA (12,52 \$ US). Le RSPEDE prévoit une augmentation annuelle du prix plancher de 5 % jusqu'en 2020. L'annexe 3.2.2c. présente plus de détails sur le SPEDE et les droits d'émission.

Par comparaison avec ce qui se fait ailleurs dans le monde, la Banque mondiale (2014) a recensé 40 pays et plus d'une vingtaine d'entités régionales qui fixent un prix sur le carbone, habituellement à l'aide d'une taxe ou de droits échangeables. Comme en fait foi le tableau suivant, le coût par tonne de CO<sub>2</sub> varie fortement d'un territoire à l'autre, allant de 1 à 168 \$ US/tonne, pour une moyenne de 33 \$ US/tonne et une médiane de 22 \$ US/tonne.

---

<sup>36</sup> Grands émetteurs : les entreprises des secteurs de l'industrie et de l'électricité qui émettent 25 000 tonnes métriques d'équivalents CO<sub>2</sub> ou plus par année et les distributeurs de carburants fossiles.

<sup>37</sup> Équivaut à une tonne métrique équivalent CO<sub>2</sub>.



**TABLEAU 25 : PRIX DU CARBONE DANS DIFFÉRENTES ADMINISTRATIONS PUBLIQUES**

Gouvernement	\$ US/tCO <sub>2</sub>	Modèle
Suède	168	Taxe sur le carbone
Tokyo	95	Droits échangeables
Norvège	4 à 69	Taxe sur le carbone
Suisse	68	Taxe sur le carbone
Finlande	48	Taxe sur le carbone
Danemark	31	Taxe sur le carbone
Colombie-Britannique	30	Taxe sur le carbone
Irlande	28	Taxe sur le carbone
Australie	22	Droits échangeables
Royaume-Uni	16	Taxe sur le carbone
Californie et Québec	11	Taxe sur le carbone
France	10	Taxe sur le carbone
Islande	10	Droits échangeables
Chine	10	Droits échangeables
Afrique du Sud	5	Taxe sur le carbone
Mexique	1 à 5	Taxe sur le carbone
Japon	2	Taxe sur le carbone
Nouvelle-Zélande	1	Droits échangeables

Banque mondiale, 2014

Cette moyenne se compare à la taxe sur le carbone en vigueur en Colombie-Britannique depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008. Après avoir subi quelques ajustements, la taxe provinciale s'établit maintenant à 30 \$ par tonne de CO<sub>2</sub>. La taxe s'applique de façon générale à tous ceux qui consomment des hydrocarbures dans la province. Une taxe spécifique par produit a été instaurée afin de tenir compte de la variation du taux d'émission selon les produits.

Actuellement, le signal du prix du carbone sur le marché de l'Union européenne ne représente pas un bon indicateur de sa valeur intrinsèque. Le ralentissement économique depuis 2008 a entraîné une baisse importante des émissions, ce qui a eu pour conséquence de réduire fortement la demande de quotas d'émissions sur le marché des enchères et d'entraîner une chute du prix de la tonne de carbone. Après un pic de presque 30 euros la tonne en 2008, le prix est tombé en dessous des 5 euros en 2013.

### ***Le coût social du carbone (CSC)***

L'Organisation de coopération et de développements économiques (OCDE) définit le coût social du carbone comme étant la valeur présente nette des impacts climatiques pour les 100 prochaines années d'une tonne additionnelle de carbone émise dans l'atmosphère aujourd'hui (Watkiss, 2006).

Dans son rapport de 2007, Stern recommande de fixer le prix du carbone de façon progressive, de manière à ce qu'il reflète le coût social du carbone. « The carbon price should reflect the social cost of carbon and be rising with time, because of increased additional damages per unit of GHG at higher concentrations of gases in the atmosphere. » (Stern, 2007)

Plusieurs pays, dont la France, le Royaume-Uni, les Pays-Bas et les États-Unis, utilisent cette méthode d'évaluation à un degré variable dans leurs politiques publiques (Sustainable Prosperity, 2011).

Depuis 2009, l'Agence de protection de l'environnement (USEPA) et les autres agences gouvernementales aux États-Unis utilisent la notion de « coût social du carbone » pour calculer les dommages causés ou évités par l'ajout ou la réduction de GES à la suite de leurs interventions réglementaires. Les taux utilisés correspondent au montant des dommages estimés d'une tonne métrique d'émissions de GES au cours d'une année donnée.

Le comité interministériel<sup>38</sup> (IWGSCC, 2013) responsable du calcul des taux utilise des estimations moyennes produites par trois modèles d'évaluation intégrés des dommages qui tiennent compte des impacts sur le climat, de la croissance économique et des relations entre les deux. Le tableau suivant présente les trois modèles.

**TABLEAU 26 : MODÈLES D'ÉVALUATION INTÉGRÉS DES DOMMAGES**

Modèle	Acronyme	Auteur
Dynamic Integrated Climate Economy	DICE	William Nordhaus
Climate Framework for Uncertainty, Negotiation, and Distribution	FUND	Richard Tol
Policy Analysis for the Greenhouse Effect	PAGE	Chris Hope

Source : IWGSCC, 2013

Ces modèles mesurent, chacun à leur façon et dans des proportions différentes, les impacts d'une augmentation des émissions de GES, notamment sur la santé humaine, sur les changements de productivité en agriculture et sur certaines catégories de dommages à la propriété. Malgré que ces modèles fassent l'objet de critiques principalement parce qu'ils ne tiennent pas compte des impacts intergénérationnels et à l'échelle planétaire (Johnson et Hope, 2012), cette initiative constitue le premier effort systématique du gouvernement américain à prendre en compte les émissions de CO<sub>2</sub> dans ses évaluations économiques de règlements (Greenstone et coll., 2011; Griffiths et coll., 2011). À l'opposé, certains opposants ont contesté avec véhémence la révision faite par le comité qui s'est traduite par une augmentation substantielle des estimations de dommages. Cette révision a conduit l'USEPA à augmenter en 2013 ses estimations moyennes<sup>39</sup> du CSC de 28,50 \$ US à 43 \$ US par tonne de CO<sub>2</sub> (USEPA, 2013).

<sup>38</sup> Le comité interministériel est composé des représentants des principales agences du gouvernement américain.

<sup>39</sup> À un taux d'actualisation de 3 % pour l'année 2020.

Environnement Canada a également adopté les valeurs du CSC proposées par l'USEPA dans ses analyses avantages/coûts de politiques publiques (GENIVAR et coll., 2013).

### ***Le coût marginal du carbone***

Le coût marginal du carbone (CMC) correspond à ce qu'il en coûte pour réduire les émissions d'une tonne supplémentaire de carbone. Il est utilisé par les entreprises et les gouvernements pour estimer ce qu'il en coûterait (valeur présente) de réduire leurs émissions jusqu'à un niveau ciblé. Le CSC et le CMC sont complémentaires et contribuent chacun à donner un éclairage différent aux preneurs de décisions. « The SCC [CSC] is useful when estimating the benefits of any policy involving the potential reduction of greenhouse gases. The MAC [CMC] is a valuable tool for setting an achievable emission reduction target, and calculating the costs associated with meeting it. » (Sustainable Prosperity, 2011)

Au cours des dernières années, à cause de la difficulté de mesurer les dommages évités par la réduction d'émissions de carbone (Minh Ha-Duong, 2009) ou parce que jugé une meilleure approximation du prix fictif (« shadow price ») du carbone (Watkiss, 2006), certaines administrations<sup>40</sup> ont délaissé le calcul du coût social du carbone au profit du coût marginal du carbone. C'est le cas du Royaume-Uni, qui estime le CMC entre 49 \$ US et 146 \$ US<sup>41</sup> la tonne de CO<sub>2</sub> pour atteindre sa cible de réduction des émissions de 16 % sous le niveau de 2005 pour 2020 (Sustainable Prosperity, 2011).

### ***Détermination du coût social du carbone dans la présente AAC***

Le tableau suivant présente les estimations du coût du carbone en \$ US par tonne de CO<sub>2</sub> à partir de différentes méthodes d'estimation.

---

<sup>40</sup> Le Royaume-Uni, les Pays-Bas et la Banque mondiale.

<sup>41</sup> Taux de conversion : £1 = 1,625 \$US de 2011.

**TABLEAU 27 : ESTIMATION DU COÛT DU CARBONE SELON DIFFÉRENTES SOURCES**

Source	Coût (\$ US)	Commentaires
Prix au marché SPEDE (Québec), 2015	12,5 \$	Fourchette minimale si assujettissement au règlement. Prix de vente final lors de la dernière mise à l'encan (août 2015).
Prix au marché Banque mondiale, 2014	33 \$	Moyenne de 18 territoires Taxes ou droits échangeables. Comparable à la taxe en vigueur en Colombie-Britannique.
CSC IWGSCC, 2013 et GENIVAR, 2013 Environnement Canada, 2013	43 \$	Coût marginal du carbone. Taux révisé pour 2020. \$ US de 2007.
CSC France 2009	80 \$	Taux révisé pour 2020. 56 € de 2009 convertis en \$ US de 2009 (Quinet, 2009)
CMC Royaume-Uni, 2011	49 \$ à 146 \$	Objectif de réduction pour 2020.

La grande variabilité des prix et des méthodes incite à la prudence. Chaque administration publique poursuit ses propres objectifs de réduction.

Dans la présente AAC, un prix de 50 \$ CA/tCO<sub>2</sub> est utilisé comme valeur de référence. Ce taux reflète le taux utilisé par l'USEPA (43 \$ US) et Environnement Canada, et est le plus souvent mentionné dans la littérature. Une analyse de sensibilité est faite également à 20 \$ et 80 \$ CA aux fins de comparaison avec les prix au marché.

Le tableau suivant illustre un exemple de calcul du niveau d'émissions et du coût des GES pour une année de production en période de pointe, à partir des différents facteurs de conversion et d'hypothèses complémentaires. Plus de détails sur les facteurs de conversion et les hypothèses formulées sont présentés à l'annexe 3.2.2c.

**TABLEAU 28 : EXEMPLE DE CALCUL DU NIVEAU D'ÉMISSIONS ET DU COÛT DES GES POUR UNE ANNÉE DE PRODUCTION EN PÉRIODE DE POINTE**

Année	Production annuelle (gaz) (bcf)	Émissions totales (3 %) (Mt CO <sub>2</sub> eq)	Coût des émissions (50 \$/t) (M\$)
2049	231	3,28	164,1

Pour l'année 2049, les émissions totales pour le volume de production correspondant se chiffrent à 3,28 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> eq<sup>42</sup>, soit plus de 164 millions de dollars au prix de référence de 50 \$/tonne<sup>43</sup> de CO<sub>2</sub> eq.

<sup>42</sup> CO<sub>2e</sub> eq : équivalent CO<sub>2</sub>.

<sup>43</sup> En fait, l'USEPA (2013) estime que le coût social du carbone augmente en valeur réelle actualisée avec le temps. Pour des raisons de simplification, les prix de référence utilisés dans la présente étude sont fixes dans le temps, ce qui sous-estime les résultats.

### 4.2.3 Risques associés au transport

L'étude sur les externalités (ATVS01) a montré qu'un éventuel développement des hydrocarbures à Anticosti pourrait entraîner des mouvements importants d'hydrocarbures, d'eau, de personnes, de matériaux et d'équipements et que, en raison de la situation géographique<sup>44</sup> et du caractère insulaire d'Anticosti, plusieurs modes de transport pourraient être sollicités. Le tableau suivant résume les principaux.

**TABLEAU 29 : PRINCIPAUX MODES DE TRANSPORT PRÉVUS**

Modes de transport	Infrastructures	Usages
Terrestre ( <i>in situ</i> et <i>ex situ</i> )	Chemins et routes Pipelines Chemins de fer	Hydrocarbures Eau Matériaux et équipements Personnes
Maritime	Navires Pipelines (sous-marins) Installations portuaires	Hydrocarbures Eau Matériaux et équipements Personnes
Aérien	Aéronefs Installations aéroportuaires	Matériaux et équipements Personnes

Source : Étude ATSV01

L'étude ATVS01 mentionne également qu'« en raison de la rareté de la population et des infrastructures routières à proximité des lieux de forage prévus aux scénarios, les externalités associées aux routes et au trafic routier seraient plutôt faibles [sur Anticosti] ».

L'auteur de cette étude mentionne également que la mise en place des infrastructures et des équipements requis pour le transport des hydrocarbures, des matériaux et des personnes nécessiteront des immobilisations majeures et que ces infrastructures pourraient avoir des impacts importants sur la population et l'environnement.

L'étude ATRA01 de WSP (2015b) sur les scénarios d'infrastructures indique que des investissements importants (de l'ordre de plusieurs milliards de dollars) devront vraisemblablement être réalisés pour assurer le traitement et le transport des hydrocarbures. À titre d'exemple, les infrastructures requises pour les scénarios de transport de WSP impliquant un navire-usine (scénario 2)<sup>45</sup> et une usine de traitement sur l'île (scénario 4)<sup>46</sup> sont résumées dans le tableau suivant :

<sup>44</sup> En particulier son éloignement des centres urbains.

<sup>45</sup> Le scénario 2 implique le recours à un navire-usine (FLNG) muni d'une usine de traitement de gaz, d'une usine de liquéfaction et de réservoirs pour l'entreposage des condensats et du gaz naturel liquéfié (GNL).

<sup>46</sup> Implantation d'une usine de traitement de gaz sur l'île d'Anticosti et raccordement au réseau continental de transport de gaz par pipeline sous-marin ou terrestre, sans construction d'une usine de liquéfaction.

**TABLEAU 30 : INFRASTRUCTURES POTENTIELLEMENT REQUISES POUR LE SCÉNARIO 2 ET LE SCÉNARIO 4**

Navire-usine (scénario 2)	Usine de traitement (scénario 4)
Réseau de collecte	Réseau de collecte
Usine de traitement des hydrocarbures	Usine de traitement des hydrocarbures;
Usine de liquéfaction (sur le navire)	Installations de traitement d'eau de procédé
Réservoirs de pétrole	Réservoirs de pétrole
Réservoir de méthane liquéfié (sur le navire)	Installations maritimes
Réservoir de propane et de butane (sur le navire)	Réservoir de propane et de butane
Installations maritimes	Installations maritimes
Complexe d'hébergement	Complexe d'hébergement
Réaménagement de l'aéroport	Réaménagement de l'aéroport

Adapté de WSP, 2015b

Ces infrastructures impliquent le transport et l'entreposage de grandes quantités d'hydrocarbures. Malgré la réglementation actuelle et les instruments financiers existants (garanties et assurances), le risque que survienne un déversement majeur n'est pas complètement écarté. La situation géographique particulière de l'île d'Anticosti (son éloignement des centres de service et son caractère insulaire<sup>47</sup>) et la durée de l'exploitation peuvent contribuer à augmenter ce risque.

L'analyse de la réglementation actuelle, l'évaluation des risques inhérents aux différents modes de transport ainsi qu'une revue des outils et mécanismes utilisés pour circonscrire ces risques permettent de jeter un meilleur éclairage sur l'importance des externalités liées au transport des hydrocarbures à Anticosti.

Le plan d'acquisition de connaissances additionnelles (PACA) comprend trois études qui traitent des risques du transport des hydrocarbures :

- Enjeux propres au transport intermodal et aux opérations de transbordement des hydrocarbures (GTRA01);
- Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur – milieu terrestre (GTVS01);
- Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur – milieu marin (GTVS02).

Ces études abordent différents aspects reliés aux risques de déversements lors du transport des hydrocarbures sans toutefois procéder à des estimations de coûts. En complément à ces études, il demeure possible d'examiner certaines pistes permettant de cerner et, dans une certaine mesure, d'évaluer les principaux risques associés à des déversements de pétrole. À titre d'exemple, la firme responsable de l'analyse avantages-

<sup>47</sup> L'insularité implique un mode ou l'autre de transport maritime.

coûts du projet de pipeline Enbridge Northern Gateway (WMRL, 2012) a construit une fonction de risque<sup>48</sup> pour estimer les coûts totaux annuels de déversement.

Les coûts annuels totaux estimés comprennent les coûts associés aux dommages causés par le déversement (« damage costs ») et les coûts de décontamination (« cleanup costs »).

À partir des informations disponibles dans la littérature, les auteurs ont établi des paramètres de calculs des coûts basés sur le nombre de barils. Les principaux paramètres sont présentés dans le tableau suivant :

**TABLEAU 31 : ESTIMATION DES COÛTS DE DÉVERSEMENTS PAR BARIL (\$ US DE 2012)**

	Tanker Spill	Marine Terminal Spill	Pipeline Full Bore Rupture	Pipeline Other Spills
Mean Size	56,700 bbl	1,575 bbl	14,100 bbl	600 bbl
Return Period	250 years	61 years	240 years	4 years
Annual Probability	0.004	0.0164	0.00417	0.25
Cleanup Costs	\$15,000/bbl	\$11,000/bbl	\$4,000/bbl	\$9,000/bbl
Damage Costs	\$22,500/bbl	\$9,000/bbl	\$10,000/bbl	\$800/bbl

WMRL, 2012

Sur la base de ces paramètres, le coût annuel attribuable à un risque de déversement d'un pétrolier serait de :

$$56\,700 * 0,004 * 37\,500 \$ = 8,5 \text{ M\$ par année.}$$

Pour un bris majeur de pipeline, le coût annuel serait de :

$$14\,100 * 0,00417 * 14\,000 \$ = 800\,000 \$ \text{ par année.}$$

Le coût annuel attribuable à un risque de déversement à la suite de fuites mineures (« other spills ») d'un pipeline serait de :

$$600 * 0,25 * 9\,800 \$ = 1,5 \text{ M\$ par année.}$$

Pour procéder à une estimation de ces coûts à Anticosti, on peut faire les hypothèses suivantes :

- Une hypothèse supplémentaire est posée selon laquelle les coûts de décontamination (« cleanup costs ») sont internalisés par l'intermédiaire des primes d'assurances, des garanties et des cotisations versées à des fonds de

<sup>48</sup> Cette fonction de risque repose sur trois variables majeures : l'ampleur de l'événement (nombre de barils), la probabilité de l'événement (nombre d'événements par période), l'importance des dommages (coûts unitaires par baril ou hectare).

réhabilitation par les entreprises. Ces garanties sont exigibles en vertu des différentes réglementations canadiennes existantes. Seul le coût des dommages (« damage costs ») est comptabilisé dans le présent exercice.

- Deux hypothèses additionnelles sont proposées afin de refléter les deux scénarios retenus :
  - Les volumes de pétrole produits à Anticosti sont transportés par pipeline, mélangés avec le gaz. Dans ce cas, il n'y a pas de pétrolier (« tanker ») ni de terminal maritime pétrolier.
  - Les volumes de pétrole produits à Anticosti sont entreposés temporairement sur place, acheminés au terminal pétrolier par camions-citernes et transbordés dans un pétrolier. Dans ce cas, il n'y a pas de raccordement au continent par pipeline.

À partir de ces observations et en s'inspirant des travaux réalisés dans le cadre de l'AAC du projet de pipeline Enbridge Northern Gateway, les hypothèses suivantes sont proposées :

- Un déversement de 10 000 barils surviendra une fois pendant la durée de l'exploitation (72 ans), causant des dommages estimés à 10 000 \$ par baril;
- Des déversements mineurs de 1 000 barils surviendront environ une fois tous les cinq (5) ans, causant des dommages estimés à 1 000 \$ par baril.

Sur la base de ces hypothèses, en répartissant les risques de déversement sur une base annuelle, les dommages sont estimés à un peu plus de 1,5 M\$ annuellement. La valeur actualisée des dommages atteint 40 M\$, ce qui est minime par rapport à l'ensemble des avantages et des coûts pour l'ensemble de la période (72 ans).

Cet exercice fictif demeure hautement spéculatif. Selon le type d'événement rapporté par WMRL (2012), les déversements varient de 600 à 56 700 barils, la probabilité de se produire dans une année donnée varie de 25 % à 0,4 % et les dommages varient de 800 \$ à 22 500 \$ par baril.

Le présent exercice est exposé à titre indicatif seulement. Il est suggéré de procéder à une estimation plus complète des coûts associés aux risques du transport des hydrocarbures à Anticosti lorsque seront mieux connus les risques spécifiques aux conditions physiques et géologiques de l'île ainsi qu'aux types d'infrastructures de transport qui seront éventuellement mis en place.

#### **4.2.4 Autres externalités**

L'étude ATSV01 a relevé plusieurs externalités associées à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures qui peuvent être internalisées en adoptant des bonnes pratiques et une réglementation adéquate.



Par ailleurs, l'étude GTEC03 a permis de recenser et d'établir les bonnes pratiques en ce qui concerne les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures découlant des travaux de forage réalisés en milieu terrestre. Ces activités incluent les activités liées au forage, à la fracturation, à la complétion, aux différents types d'essais, aux travaux correctifs, à la fermeture, à la remise en état des sites ainsi qu'au suivi et au contrôle.

Les activités pour lesquelles les bonnes pratiques ont été analysées sont les suivantes :

- Distances séparatrices;
- Sites multipuits;
- Conception et construction de puits;
- Conception et construction de puits (cimentation des coffrages et évaluation);
- Fluides de forage;
- Système anti-éruption et contrôle des venues de fluides;
- Tête de puits;
- Essais de pression et d'étanchéité;
- Essais aux tiges;
- Contrôle de la déviation des puits;
- Perforations (prévention et contrôle);
- Essais d'injectivité;
- Stimulations par fracturation;
- Stimulations autres que par fracturation;
- Essais d'extraction et de production;
- Surveillance des fuites et/ou migrations;
- Mesures correctives;
- Traitement des hydrocarbures sur le site;
- Fermeture temporaire de puits;
- Fermeture définitive d'un puits;
- Restauration et remise en état des sites;
- Puits orphelins;
- Gestion des équipements de surface;
- Gestion et disposition des rejets de forage;
- Réutilisation, gestion et disposition des eaux de reflux.

Pour chacune de ces activités, les auteurs de GTEC03 recommandent les meilleures normes, procédures et réglementations en usage dans d'autres administrations publiques ou dans l'industrie. Pour certaines activités jugées plus à risque (surlignées en gris), les auteurs recommandent l'adoption de certaines mesures supplémentaires. Le tableau suivant en fait un résumé.

**TABLEAU 32 : MESURES SUPPLÉMENTAIRES PROPOSÉES POUR CERTAINES ACTIVITÉS PLUS À RISQUE**

Activités	Mesures supplémentaires proposées
-----------	-----------------------------------

Stimulation par fracturation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de gestion de l'eau</li> <li>• Divulgateion des additifs utilisés</li> <li>• Différents programmes de suivi et de contrôle</li> </ul>
Surveillance des fuites et/ou migrations	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Surveillance en continu</li> </ul>
Gestion et disposition des rejets de forage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conception d'usines de traitement spécifiquement conçues à cette fin</li> </ul>
Réhabilitation et fermeture des puits	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Définition détaillée des procédures à suivre et des conditions spécifiques</li> </ul>

L'adoption éventuelle des mesures supplémentaires proposées dans GTEC03, combinée à l'adoption des bonnes pratiques et des normes réglementaires appliquées ailleurs, permettra d'internaliser plusieurs externalités associées aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures à Anticosti. « However, good management and mitigation measures can address the vast majority of potential direct impacts of well stimulation. » (DOGGR, 2015)

Toutefois, l'adoption et la mise en œuvre de ces mesures d'atténuation représentent des coûts supplémentaires que devront absorber les entreprises.

En raison de l'absence de données détaillées sur ces mesures, elles ne seront pas directement prises en compte dans la présente AAC. Néanmoins, les coûts de suivi et de contrôle associés à ces différentes activités ont été pris en compte dans la section 4.1.

### ***Infrastructures de transport***

Sur la base du scénario de déploiement analysé, la production, le transport et la mise en marché de près d'un milliard de pieds cubes de gaz et de dizaines de milliers de barils de pétrole quotidiennement pendant une période pouvant atteindre 75 ans nécessiteront la mise en place d'infrastructures majeures. Ces infrastructures sont tributaires des méthodes de production, de transport et de mise en marché qui seront retenues.

L'étude ATRA01 (WSP, 2015b) portant sur les besoins potentiels en infrastructures suggère quatre scénarios (dont un se décline en deux versions) couvrant les principales possibilités. Ils ont été élaborés à partir de divers projets réels ayant des similitudes avec le projet Anticosti (insularité, transports maritime et terrestre, géologie, etc.).

Aux fins de la présente analyse, étant donné que les coûts totaux d'infrastructures sont relativement comparables<sup>49</sup>, seulement deux des quatre scénarios ont été retenus pour évaluation.

Scénario 2 : Utilisation d'un navire-usine (FLNG) muni d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction.

<sup>49</sup> Le coût des infrastructures varie entre 9,6 et 12,1 milliards de dollars selon le scénario de transport.

Selon ce scénario, un navire-usine serait utilisé pour le traitement des hydrocarbures, la liquéfaction et l'entreposage des condensats et du gaz naturel liquéfié (GNL). Ce scénario s'inscrit dans la tendance actuelle observée dans l'industrie pétrolière, voulant que cette approche apporte de nombreux avantages comparativement à la construction et l'exploitation d'une usine bâtie sur terre.

Les navires-usines de type FLNG peuvent présenter certains risques technologiques étant donné que la technologie n'a pas encore été entièrement éprouvée à long terme. Par contre, comme le FLNG succède à des développements antérieurs des navires-usines FPSO<sup>50</sup>, l'industrie pétrolière anticipe que cette technologie apportera de nombreux bénéfices à long terme. D'autres aspects importants à considérer seront les législations fédérales et provinciales encadrant l'exploitation d'un navire-usine dans le golfe du Saint-Laurent.

Cette technologie permettrait de réduire l'empreinte environnementale à Anticosti de façon considérable étant donné l'absence d'usines sur l'île. Les divers produits extraits, dont le GNL, seraient acheminés par pipeline à partir des réservoirs vers un navire de transport en vrac, puis vers les marchés. Un mouillage au large, raccordé au pipeline à partir des réservoirs de stockage, permettrait l'amarrage des navires et le transfert des produits. Ce scénario permettrait l'acheminement de tous les produits vers divers marchés.

Le coût total des infrastructures prévues pour ce scénario se chiffre à 9,6 milliards de dollars US. L'annexe 3.3.1. présente une description détaillée des infrastructures et des coûts prévus pour ce scénario.

**SCÉNARIO 4** : Implantation d'une usine de traitement de gaz sur l'île d'Anticosti et raccordement au réseau continental de transport de gaz par pipeline sous-marin ou terrestre, sans construction d'une usine de liquéfaction.

Ce scénario consiste à collecter et traiter les hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, puis à acheminer le gaz naturel par pipeline jusqu'à un point de raccordement aux réseaux de distribution existants de Gaz Métro ou Gazoduc TQM.

Ce scénario ne nécessiterait pas la construction d'une usine de liquéfaction du gaz naturel. Par contre, une usine de traitement serait nécessaire. Cette usine serait située sur l'île d'Anticosti et traiterait les condensats et le pétrole.

Le coût total des infrastructures prévues pour ce scénario se chiffre à 12,1 milliards de dollars US. L'annexe 3.3.1. présente une description détaillée des infrastructures et des coûts prévus pour ce scénario.

---

<sup>50</sup> Le FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) est un navire usine utilisé pour le traitement et le stockage des hydrocarbures et le stockage du pétrole, du gaz naturel ou des huiles produits en mer.

## **Infrastructures routières**

Une étude à ce sujet a été réalisée par le ministère des Transports du Québec : « Infrastructures routières requises sur l'île d'Anticosti pour l'exploitation des hydrocarbures » (ATRA02). On y traite notamment des coûts de la mise en place et d'entretien de nouvelles infrastructures de transport routier<sup>51</sup> et de l'amélioration des infrastructures en place nécessaires à l'exploitation éventuelle des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

Les coûts de construction et d'entretien des routes sur l'île n'ont pas été pris en compte dans la présente analyse. Que ce soit le gouvernement ou les entreprises qui paient ces infrastructures routières, ces dépenses devront être comptabilisées dans la colonne des coûts puisqu'elles réduisent d'autant la rente économique.

---

<sup>51</sup> Excluant les routes d'accès aux plateformes de forage.

### **4.3 Autres coûts**

#### ***Dépenses d'exploration***

Dans la présente AAC, les dépenses d'exploration font partie des coûts encourus par l'industrie et doivent être comptabilisées dans la colonne des coûts.

Les dépenses d'exploration peuvent représenter des coûts importants pour les entreprises<sup>52</sup> œuvrant dans l'industrie des hydrocarbures, particulièrement au stade embryonnaire de développement de cette industrie à Anticosti.

En vertu du partenariat Hydrocarbures Anticosti, le gouvernement du Québec, par l'entremise de Ressources Québec Inc., filiale de la société d'État Investissement Québec a été jusqu'à maintenant le principal partenaire à assumer les coûts de la première étape d'exploration qui consiste à procéder à une quinzaine de sondages stratigraphiques. Cette prise en charge des coûts de la première phase d'exploration représente la contrepartie pour l'acquisition d'une portion des permis qui appartenaient antérieurement aux entreprises privées.

Par ailleurs, avant de passer à la phase d'exploitation d'un champ pétrolifère ou gazier, les entreprises exploitantes procèdent habituellement à un projet pilote qui « consiste à mettre en place un site multiforage [plateforme] qui permettra d'optimiser les coûts. Si le projet pilote démontre que le processus est rentable, on peut alors passer au stade de déploiement à grande échelle de l'industrie » (CIRAIG, 2012). Cette seconde étape de la phase d'exploration nécessite des investissements importants.

En raison d'un manque de données disponibles, les coûts d'exploration n'ont pas été estimés dans la présente AAC. Leur prise en compte aurait entraîné une révision à la baisse des profits nets des entreprises et des redevances versées, mais aurait également contribué positivement aux gains nets de salaires et des impôts perçus.

Enfin, la présente AAC ne comptabilise pas les dépenses publiques qui sont d'intérêt général telles que les dépenses encourues pour informer la population, adopter les lois et règlements, offrir de la formation professionnelle, etc. Ces dépenses sont considérées comme étant d'intérêt public et ne doivent pas être portées à la colonne des coûts associés à un projet spécifique.

---

<sup>52</sup> Et pour les gouvernements qui participent à ces coûts d'exploration.

## CHAPITRE 5

### Résultats et discussion

L'objectif du présent chapitre est de présenter des ordres de grandeur des principaux avantages et coûts et de montrer quelles variables influent le plus sur les résultats. À la suite de l'exercice de monétarisation, une discussion est proposée sur certains enjeux tels que le partage de la rente et les impacts locaux.

#### 5.1 Résultats

##### 5.1.2 Avantages

- *Les bénéfices nets des entreprises*

S'il n'y a pas de bénéfices nets privés, il n'y a pas de projets. Or l'analyse de sensibilité a révélé que les valeurs de référence retenues initialement<sup>53</sup> dans la présente AAC ne permettraient pas d'obtenir une valeur privée positive. En rappel, le tableau suivant présente les principaux paramètres ayant fait l'objet d'une analyse de sensibilité.

**TABLEAU 6 : ANALYSE DE SENSIBILITÉ SUR LES PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

	Valeur faible	Valeur de référence	Valeur forte
Volumes Gaz Pétrole	Moins 30 %	Productions initiales : 55 000 mcf/mois 2 750 barils/mois	Plus 30 %
Prix Gaz Pétrole	3 \$/kpc 50 \$/baril	4 \$/kpc 75 \$/baril	5 \$/kpc 100 \$/baril
Émissions de GES	2 %	3 %	4 %
Coût social des GES (\$/tCO <sub>2</sub> eq)	20 \$	50 \$	80 \$
Taux d'actualisation	6 %	4,5 % et 3 %	2,5 %

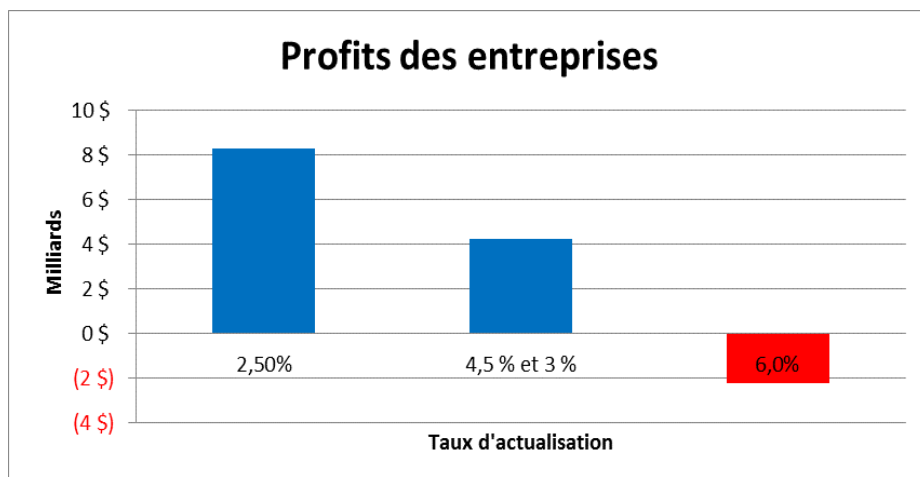
Aussi, les volumes de production ont été majorés à l'aide de la valeur forte (+ 30 %) afin d'obtenir des bénéfices nets privés positifs.

Sur cette nouvelle base, en conservant les autres valeurs de référence, le projet générerait des profits nets actualisés<sup>54</sup> de 4,3 milliards de dollars. La part des bénéfices réalisée par les entreprises québécoises s'établissant à 61,7 % du total, des profits de 2,6 milliards de dollars sont portés à la colonne des avantages.

<sup>53</sup> Notamment en ce qui concerne le taux d'actualisation, les volumes initiaux et les prix du gaz et du pétrole.

<sup>54</sup> Les profits nets correspondent aux revenus bruts moins les dépenses (immobilisations, coûts d'exploitation fixes et variables, redevances et impôts).

**GRAPHIQUE 7 : PROFITS DES ENTREPRISES SELON LE TAUX D'ACTUALISATION**



- **Les gains nets de salaires**

Les calculs de gains nets de salaires ont été présentés à la section 3.2.1 du présent rapport. Les deux tableaux suivants sont repris ici à titre de rappel.

**TABLEAU 33 : EMPLOIS SOUTENUS PAR PUIT À ANTICOSTI**

Phase	Emplois directs	Emplois indirects	Emplois totaux
Forage et fracturation	14,28	7,12	21,40
Exploitation	0,25	0,30	0,55
Restauration	0,46	0,31	0,77

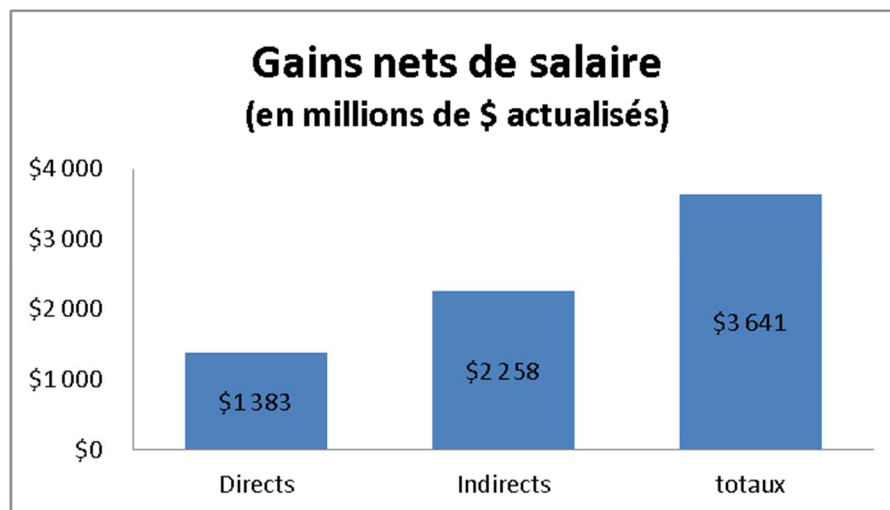
Source : Résultats des simulations de l'ISQ  
KPMG, 2015

**TABLEAU 34 : SALAIRES MOYENS DU SECTEUR DE L'EXTRACTION DU PÉTROLE ET DU GAZ, ET ÉCARTS PAR RAPPORT À LA MOYENNE PROVINCIALE<sup>55</sup>**

	Salaires moyens	Gain net	Nombre d'emplois
Professions d'intérêt	116 000 \$	20 000 \$	2 451
Activités de soutien	84 250 \$	32 750 \$	2 390

Adapté de KPMG, 2015, et compilations du MDDELCC.

En répartissant les gains nets de salaires au prorata du nombre d'emplois directs et indirects créés par type de profession et par phase d'exploitation, les gains nets de salaires totaux, en valeur actualisée, se chiffrent à 3,6 milliards de dollars, comme l'illustre le graphique suivant.

**GRAPHIQUE 8 : GAINS NETS DE SALAIRES EN VALEUR ACTUALISÉE**

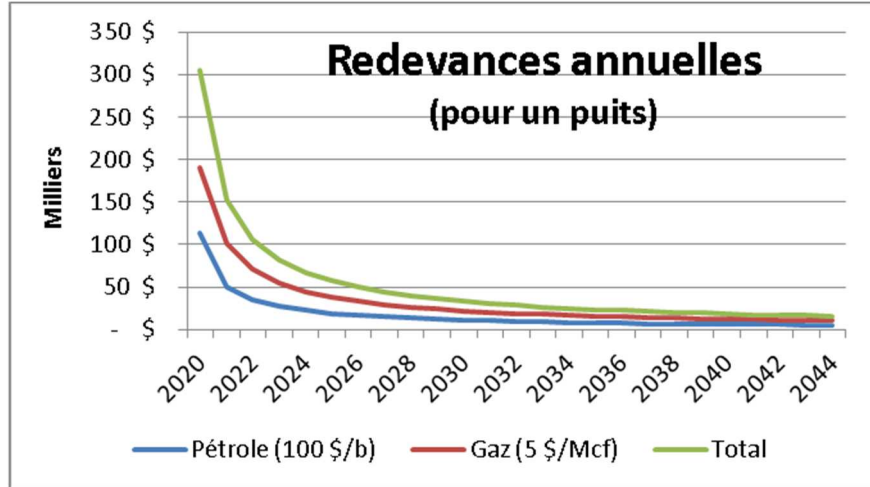
<sup>55</sup> KPMG utilise un salaire annuel moyen pour l'ensemble du Québec de 52 790 \$. Les données ont été ajustées à l'inflation pour qu'elles soient comparables aux données de 2015.



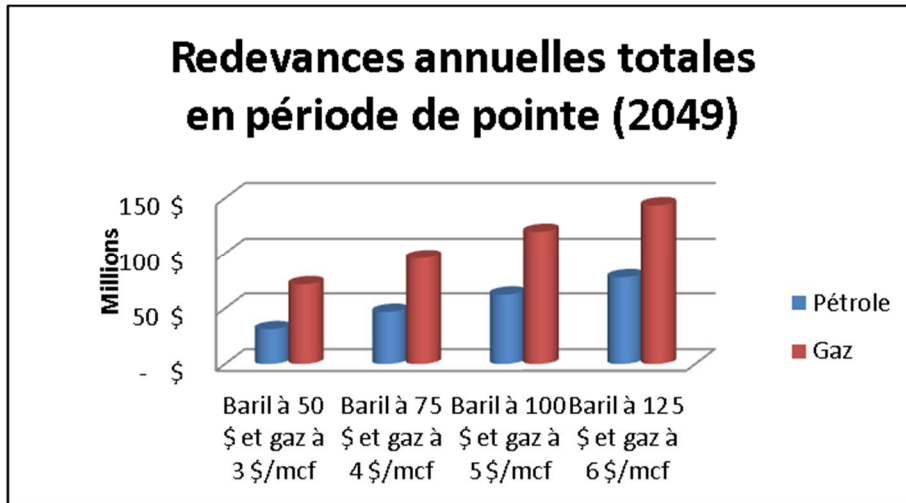
- **Les redevances**

Conformément au régime en vigueur, les redevances versées sont proportionnelles aux volumes quotidiens d'hydrocarbures produits. Les redevances totales actualisées se chiffrent à 2,3 milliards de dollars.

**GRAPHIQUE 9 : REDEVANCES ANNUELLES POUR UN PUIT**



**GRAPHIQUE 10 : REDEVANCES ANNUELLES TOTALES EN PÉRIODE DE POINTE**

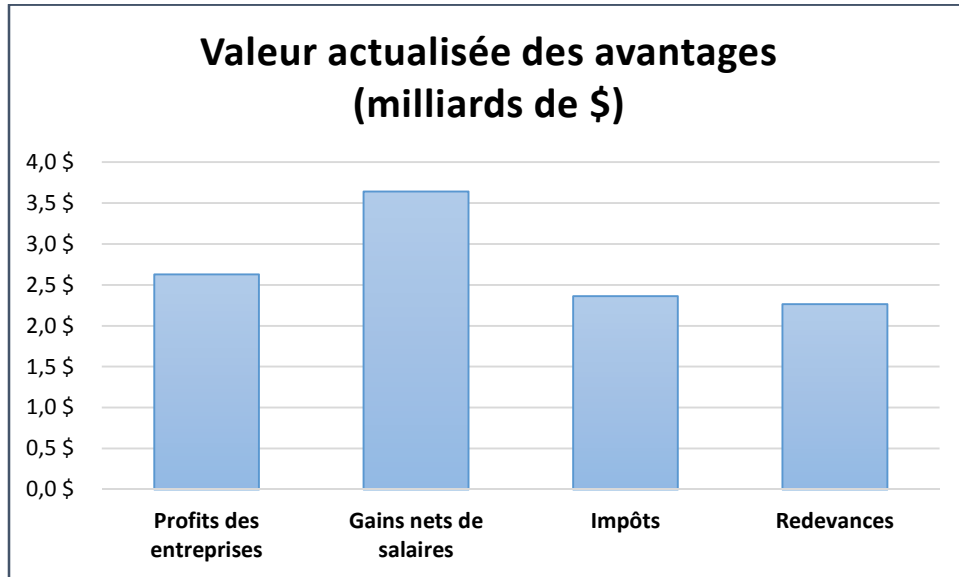


- **Les impôts**

Les impôts sur les bénéfices nets des corporations, en valeur actualisée, se chiffrent à 2,4 milliards de dollars.

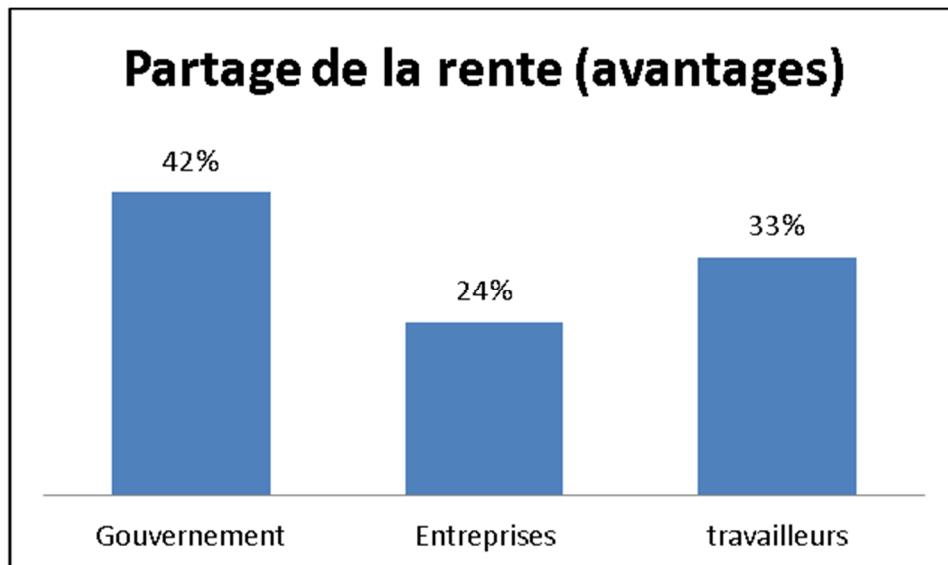
En résumé, aux prix de 100 \$/baril et de 5 \$/kpc, le projet présente les avantages sociétaux suivants :

**GRAPHIQUE 11 : VALEUR ACTUALISÉE DES AVANTAGES**



Le graphique suivant montre la répartition de la rente (avantages) entre les trois groupes bénéficiaires : le gouvernement (impôts et redevances), les entreprises (bénéfices nets après impôts) et les travailleurs (gains nets de salaires).

**GRAPHIQUE 12 : PARTAGE DE LA RENTE (AVANTAGES)**

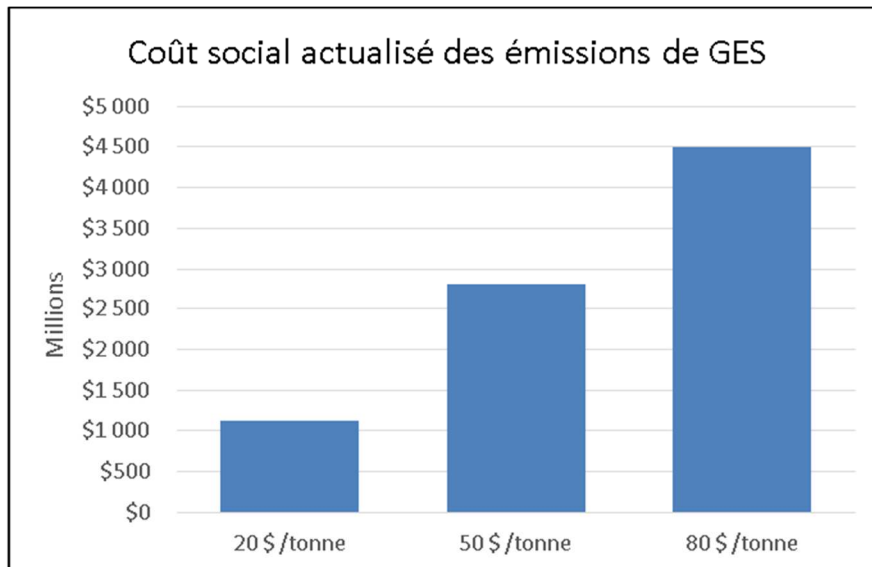


### 5.1.3 Coûts

- **Les coûts associés aux GES**

Les gaz à effet de serre (GES) représentent l'externalité la plus importante en termes de coûts estimés. Le graphique suivant compare les coûts actualisés associés aux GES en fonction du coût des dommages par tonne d'émission (coût social du carbone).

**GRAPHIQUE 13 : COÛT SOCIAL ACTUALISÉ DES ÉMISSIONS DE GES**



#### Autres coûts

- **Les coûts d'immobilisations, fixes et variables**
  - forage et fracturation
  - infrastructures

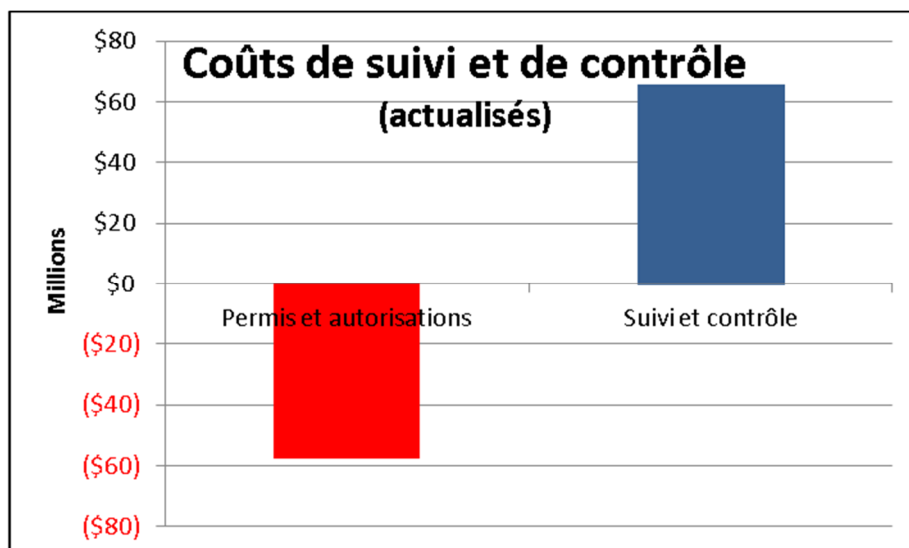
Ces dépenses ont déjà été comptabilisées dans le calcul des bénéfices nets des entreprises (section 3.3).

- **Les coûts gouvernementaux**

Comme démontré à la section 4.1, les coûts gouvernementaux comptabilisés dans la présente AAC se résument essentiellement aux coûts de suivi et de contrôle. De ces coûts de suivi et de contrôle, il faut soustraire les montants perçus par le gouvernement pour la délivrance des permis et autorisations exigés en vertu des différentes réglementations.

Comme l'illustre le graphique suivant, les coûts de suivi et de contrôle, une fois actualisés<sup>56</sup>, seraient à peu près compensés par les montants perçus pour la délivrance des permis et autorisations.

**GRAPHIQUE 14 : COÛTS ACTUALISÉS DE SUIVI ET DE CONTRÔLE**



En résumé, les principaux coûts sociétaux estimés dans la présente AAC concernent les émissions de GES. Toutefois, comme discuté précédemment, certains coûts n'ont pas été pris en compte en raison du manque de données disponibles. C'est le cas notamment des coûts associés aux risques de déversements (transport des hydrocarbures), du coût des infrastructures routières sur l'île et des coûts d'exploration.

Certaines externalités, principalement subies à l'échelle régionale, n'ont pas été estimées ou comptabilisées parce qu'elles ont proportionnellement peu d'effet à l'échelle provinciale<sup>57</sup>. « Comparativement à une région comme les basses terres du Saint-Laurent, les conflits d'usage potentiels du territoire sur l'île d'Anticosti sont relativement faibles. Ils se limitent essentiellement aux activités de villégiature, de chasse et de pêche. » (ATSV01)

Toutefois, ces externalités peuvent représenter des enjeux majeurs pour la communauté locale. C'est pourquoi elles sont examinées à part dans la section qui suit.

<sup>56</sup> Au taux d'actualisation de référence : 4,5 % pour les 30 premières années et 3 % pour les années subséquentes.

<sup>57</sup> La présente AAC est de portée provinciale. Pour plus de détails, voir la section « Méthodologie » au début du chapitre 1.

## 5.2 Impacts locaux (conflits d'usage et nuisances)

### 5.2.1 Impacts économiques

Selon les auteurs du rapport intitulé *Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec* (étude GECN02), la différence substantielle des salaires entre les travailleurs de l'industrie du pétrole et ceux dans les autres secteurs d'activités entraînera une pression à la hausse des coûts de main-d'œuvre pour les entreprises des autres secteurs. Sur l'île d'Anticosti, les autres secteurs d'activité économique sont principalement la chasse, la pêche, le récréotourisme et, occasionnellement, la foresterie. Ce sont ces secteurs qui risquent d'être le plus fortement impactés<sup>58</sup> par une éventuelle exploitation des hydrocarbures sur le territoire de l'île.

L'étude sur les externalités (ATSV01) montre qu'un éventuel développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, au Québec, pourrait générer certains conflits d'usage entre les différents utilisateurs des ressources. Même si ces externalités ne représentent pas un coût important<sup>59</sup> à l'échelle du Québec, elles ne suscitent pas moins d'importantes préoccupations de la part des résidents et des différents utilisateurs. Le cerf de Virginie et le saumon atlantique, qui ont fait chacun l'objet d'une étude spécifique (AENV18 et AENV19), sont les deux espèces particulièrement prisées par les chasseurs et pêcheurs qui fréquentent l'île.

« La chasse sportive au cerf de Virginie se pratique principalement de septembre à décembre. Depuis la création des pourvoiries en 1984, on compte quelque 4 500 chasseurs qui y récoltent en moyenne 8 500 cerfs annuellement. [...] L'industrie permet de maintenir près d'une centaine d'emplois, la plupart sur une base saisonnière, générant des retombées économiques directes s'élevant à 10 M\$ annuellement pour les résidents et les pourvoyeurs de l'île. » (Étude AENV20)

« Le saumon atlantique a un rôle économique important à Anticosti. Des mesures d'atténuation adaptées devront être élaborées afin de minimiser les impacts potentiels de l'exploration et exploitation pétrolière et gazière sur cette espèce. » (Étude AENV05)

En contrepartie, une plus grande fréquentation du territoire par les travailleurs non-résidents pourrait générer une augmentation de la clientèle des pourvoiries. Une meilleure offre de transport vers le continent (meilleurs services et meilleurs coûts) pourrait également favoriser une augmentation de la fréquentation des pourvoiries. Toutefois, la réalisation de ces externalités positives est conditionnelle au maintien de la qualité des activités offertes (sur le plan des succès de chasse et de pêche et de la jouissance des lieux).

---

<sup>58</sup> Sur le plan économique.

<sup>59</sup> Par rapport aux autres coûts évalués dans la présente AAC.

### **5.2.2 Impacts environnementaux**

De nombreuses études, réalisées dans le cadre du PACA, relèvent des externalités ou impacts environnementaux spécifiques à Anticosti. Une liste de ces études est présentée à l'annexe 4.2a du présent document.

Il est difficile d'évaluer monétairement les impacts potentiels sur les écosystèmes de l'île et les espèces qui les composent. Des travaux supplémentaires pourraient être entrepris pour combler cette lacune, particulièrement en ce qui concerne le cerf de Virginie et le saumon atlantique.

### **5.2.3 Impacts sociaux**

Dans le cadre de l'étude intitulée « Portrait social et économique de la population d'Anticosti et évaluation des changements appréhendés et des solutions possibles » (ASOC01), le Centre de vigilance et d'information sur les enjeux pétroliers à Anticosti a relevé 11 énoncés structurants qui décrivent les principales caractéristiques de cette communauté de même que ses préoccupations majeures. L'annexe 4.2b décrit brièvement chacun de ces énoncés :

1. Des résidents fiers de leur territoire;
2. Un milieu de vie tranquille et sécuritaire;
3. Des entrepreneurs investis socialement;
4. La débrouillardise comme mesure de survie;
5. Des lois et règlements inadaptés au contexte local;
6. Des services satisfaisants mais en déclin;
7. Une structure sociale en constante transformation;
8. Des enjeux importants;
9. Une communauté marquée par les saisons;
10. Une communauté marquée par l'isolement;
11. Un besoin criant de développement social et économique.

Les résidents sont partagés quant au niveau de développement économique souhaité et quant à la préservation de leur patrimoine naturel et culturel auquel ils attachent une grande valeur. Certains voient le développement éventuel des hydrocarbures sur l'île comme une possibilité de réaliser de meilleures occasions d'affaires, d'autres craignent la perte de leur tranquillité, et à peu près tous espèrent des économies de transport vers le continent.

En conclusion à cette section sur les impacts locaux, deux pistes de solution, inspirées des conclusions et recommandations présentées dans les différentes études disponibles, sont suggérées :

- Prévoir un mécanisme de consultation/participation qui permettrait d'éviter, d'atténuer ou de compenser les éventuelles externalités négatives à la satisfaction de toutes les parties;

- Prévoir un mécanisme pour limiter et/ou compenser les pertes d'exploitation éventuelles, particulièrement pour les entreprises et les travailleurs des secteurs de la chasse, de la pêche et de la villégiature.

## 5.3 Discussion

### 5.3.1 Le présent scénario et le scénario « Optimisé »

L'étude AECN01-02 présente les impacts financiers et les retombées économiques d'un scénario d'exploitation d'hydrocarbures à la suite d'une découverte commercialement exploitable. Le scénario développé pour cette étude est utilisé aux fins de l'évaluation financière et économique. Ce scénario (scénario optimisé) suppose le développement de zones plus productives et le maintien d'un rythme de déploiement moins intensif. L'annexe 4.1 présente plus en détail les différents scénarios de l'étude AENC 01-02.

Le tableau suivant compare certains impacts entre le scénario de la présente étude et le scénario « Optimisé ».

**TABLEAU 35 : COMPARAISON DE CERTAINS IMPACTS ENTRE LE PRÉSENT SCÉNARIO ET LE SCÉNARIO « OPTIMISÉ » DE L'ÉTUDE AECN01**

	<b>Impacts</b>
Gaz à effet de serre (GES)	Les GES étant estimés en proportion de la production, il y aurait peu de différences entre les deux scénarios.
Redevances	Selon le régime actuel, les redevances sont proportionnellement plus élevées lorsque la productivité du puits est plus grande. Toutefois, sur le plan des avantages globaux pour la société, il s'agit d'un transfert de rente entre les entreprises et le gouvernement. Il y aurait au final peu d'impacts sur les résultats.
Environnement	Étant donné qu'il y aurait moins de puits et moins de plateformes dans le scénario « Optimisé », les impacts négatifs sur l'environnement seraient moindres. Toutefois, les risques associés au traitement et au transport des hydrocarbures demeureraient sensiblement les mêmes.

La première (AECN01-02) vise à évaluer, en fonction du scénario de développement, la rentabilité financière d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures, alors que la présente AAC (ATVS02) cherche à estimer les principaux avantages et coûts pour l'ensemble de la société. Elles permettent d'avoir un meilleur éclairage des principaux impacts sociaux, économiques et environnementaux.

### 5.3.2 Partage de la rente

Dans une AAC, les avantages (ou bénéfices) que retire la société de l'exploitation d'une ressource naturelle correspondent à la rente économique que se partagent le gouvernement (redevances et impôts), les entreprises (profits nets) et les travailleurs (gains nets de salaires) (GENIVAR et coll., 2013; González, 2012; Sauvé, 2012).

Une difficulté classique dans ce genre d'analyse consiste à rechercher un partage jugé « équitable » ou « acceptable » de la rente entre les différents agents économiques (VGQ, 2011). La présente AAC ne cherche pas résoudre cette difficulté. Un partage jugé « équitable » ou « acceptable » de la rente entre les différents agents économiques relève davantage des choix politiques et sociétaux. Par ailleurs, les valeurs à la base de ce partage ne sont ni homogènes ni statiques. Par exemple, en période de chômage élevé, un gouvernement pourrait choisir de sacrifier une partie de la rente qu'il perçoit au profit des travailleurs ou de l'entreprise privée (créatrice d'emplois). Le gouvernement a également la responsabilité de s'assurer que les personnes, les entreprises ou les communautés qui subissent des préjudices au nom du bien commun sont convenablement compensées.

L'étude GECN03 examine plusieurs mécanismes de partage de la rente en usage dans différentes administrations publiques.

#### Étude GECN03

---

<b>Partage des revenus et des bénéfices tirés de l'exploitation des ressources naturelles</b>	L'étude consiste à analyser les expériences à l'étranger sur le partage des revenus et des bénéfices tirés de l'exploitation des ressources naturelles avec les communautés locales (municipalités) et régionales touchées, par exemple le partage de redevances.
---	---

Source : [Plan d'acquisition de connaissances additionnelles](#)



## 5.4 Principaux constats

- La détermination du niveau de redevances est un facteur important autant pour la rentabilité sociale (au chapitre des avantages) que pour la rentabilité financière des entreprises exploitantes (au chapitre des coûts). Il s'agit toutefois d'un transfert de la rente entre les deux niveaux (les entreprises et le gouvernement). Par exemple, une augmentation du taux de redevances fera augmenter les avantages du côté du gouvernement, mais réduira d'autant les profits nets des entreprises. Au total, les avantages sociétaux demeureront les mêmes.
- La réalisation de profits nets privés (pour l'industrie) est une condition essentielle à l'existence de tout projet de développement. L'estimation des coûts et bénéfices privés repose sur un grand nombre d'hypothèses. À titre d'exemple, les estimations de prix et de volumes initiaux<sup>60</sup> sont déterminantes quant aux bénéfices attendus. Toutefois, leur estimation demeure un exercice encore hypothétique dans l'état actuel de nos connaissances.
- L'importance des émissions de GES, en bonne partie attribuable aux émissions fugitives, pourrait rendre plus difficile pour un temps<sup>61</sup> l'atteinte des objectifs de réduction que s'est donné le Québec. Par ailleurs, le « coût social du carbone » présente un écart important par rapport au prix que devront éventuellement payer les entreprises exploitantes en vertu du SPEDE.
- Le coût attendu des infrastructures de traitement et de transport est important et contribue à réduire considérablement la rente (les avantages). Étant requises principalement en début de projet, ces infrastructures pèsent lourd dans le bilan des résultats<sup>62</sup>. En contrepartie, ces infrastructures contribuent également à l'augmentation des gains nets de salaires.

---

<sup>60</sup> La production annuelle ou totale d'un puits est estimée à partir des volumes initiaux produits habituellement pendant le premier mois de production.

<sup>61</sup> Pendant la plus grande partie de la période d'exploitation, soit environ 75 ans.

<sup>62</sup> En raison de l'actualisation.

- Le coût des infrastructures routières sur Anticosti<sup>63</sup> n'a pas été pris en compte dans la présente étude. Le coût des routes secondaires donnant accès aux plateformes de forage<sup>64</sup> devra également être comptabilisé. Ces coûts risquent de modifier à la hausse le seuil de rentabilité du projet.
- Bien qu'il existe une panoplie d'instruments de marché qui permettent d'internaliser une partie du risque, la question des risques de déversement associés au transport maritime et terrestre des hydrocarbures demeure importante, particulièrement dans le cas du pétrole.
- Les impacts locaux (nuisances et conflits d'usage), même s'ils ne sont pas importants à l'échelle provinciale, peuvent affecter la population et les entreprises locales. Un mécanisme de consultation/participation ciblé et des mesures compensatoires peuvent être envisagés pour réduire ces impacts.
- À l'heure actuelle, il est difficile d'évaluer monétairement les impacts potentiels sur les écosystèmes de l'île et les espèces qui les composent. Des travaux supplémentaires pourraient être entrepris pour combler cette lacune, particulièrement en ce qui concerne le cerf de Virginie et le saumon atlantique.
- Finalement, le choix du ou des taux d'actualisation, qui relève en bonne partie de considérations éthiques, s'avère crucial, selon l'importance qu'on voudra donner aux générations futures.

---

<sup>63</sup> Et possiblement sur le continent, selon le scénario d'infrastructure retenu.

<sup>64</sup> L'étude ATRA02 n'inclut pas le coût des routes secondaires.

## CONCLUSION

La présente AAC a comme principal objectif de définir et d'offrir un ordre de grandeur des principaux impacts, tant négatifs que positifs, pour la société québécoise d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures à Anticosti.

Les estimations présentées dans cette AAC doivent être interprétées avec circonspection. Elles ont été évaluées à partir des informations disponibles au moment de sa préparation. Ces estimations sont particulièrement sensibles aux prévisions de prix des ressources et de productivité moyenne des puits.

Un autre facteur important à prendre en considération concerne l'ampleur des infrastructures et des coûts d'exploration préalables à l'exploitation et au transport des hydrocarbures. Les avantages et des coûts associés à ces infrastructures n'ont été que partiellement pris en compte dans la présente AAC.

Dans le cas de certaines externalités, le manque de données disponibles rend difficile l'estimation de leur valeur monétaire. C'est le cas notamment des risques associés au transport des hydrocarbures et des impacts potentiels sur les écosystèmes. Des travaux supplémentaires seront nécessaires si on veut pousser plus loin l'exercice.

Il est suggéré de procéder à une mise à jour de la présente AAC lorsque les hypothèses sur le potentiel de production et sur les infrastructures requises seront davantage précisées.

## BIBLIOGRAPHIE

- ALBERTA ENERGY REGULATOR (AER). 2014. *Annual Report 2013-2014*. 92 p. Consulté en ligne en septembre 2015.  
[http://www.aer.ca/documents/reports/201314\\_AERAnnualReport.pdf](http://www.aer.ca/documents/reports/201314_AERAnnualReport.pdf).
- AMEC ENVIRONMENT & INFRASTRUCTURE (AMEC). 2014. *Zone extracôtière de l'ouest de Terre-Neuve et du Labrador. Mise à jour de l'évaluation environnementale stratégique*. Rapport final, 761 p. Consulté en ligne en avril 2015.  
<http://www.cnlopb.ca/pdfs/wnlsea/wnlseafr.pdf>.
- BANQUE MONDIALE. 2014. *State and Trends of Carbon Pricing 2014*. Washington, DC. Consulté en ligne en mai 2015. <http://www.ecofys.com/files/files/world-bank-ecofys-2014-state-trends-carbon-pricing.pdf>.
- BARTIK, TIMOTHY J. 2011. *Including Jobs in Benefit-Cost Analysis*. W.E. Upjohn Institute for Employment Research, 67 p. En ligne.  
[http://research.upjohn.org/cgi/viewcontent.cgi?article=1195&context=up\\_workingpapers](http://research.upjohn.org/cgi/viewcontent.cgi?article=1195&context=up_workingpapers).
- BOARDMAN, ANTHONY E., MARK A. MOORE ET AIDAN VINING. 2009. *The Social Discount Rate for Canada Based on Future Growth*. Gouvernement du Canada, Economic Policy Research Program, Working Paper Series 039, 19 p. En ligne.  
[http://www.researchgate.net/publication/46508503\\_The\\_Social\\_Discount\\_Rate\\_for\\_Canada\\_Based\\_on\\_Future\\_Growth\\_in\\_Consumption](http://www.researchgate.net/publication/46508503_The_Social_Discount_Rate_for_Canada_Based_on_Future_Growth_in_Consumption)
- BUREAU DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (BCC). 2015. *Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti*. Québec, ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Étude AENV01, 100 p.
- BUREAU DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (BCC). 2013. *Rapport synthèse des résultats du Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits et services (CIRAIG) sur l'impact des émissions de gaz à effet de serre de la filière du gaz de schiste au Québec*. Québec, ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, 20 p.
- CENTRE INTERUNIVERSITAIRE DE RECHERCHE SUR LE CYCLE DE VIE DES PRODUITS, PROCÉDÉS ET SERVICES (CIRAIG). 2012. *Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec – Document synthèse*. École Polytechnique de Montréal, 61 p.
- COMMISSION DE L'ÉCOFISCALITÉ DU CANADA (CÉC). 2015. *La voie à suivre*. 67 p. En ligne.  
<http://ecofiscal.ca/voiesuivre/>.
- CONSEIL DES ACADÉMIES CANADIENNES (CAC). 2014. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*. Ottawa. En ligne.

[http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas\\_execsummfr.pdf](http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_execsummfr.pdf).

DANA, DAVID A, ET HANNAH J. WISEMAN. 2015. *A Market Approach to Regulating the Energy Revolution: Assurance Bonds, Insurance, and the Certain and Uncertain Risks of Hydraulic Fracturing*. Social Science Research Network, 71 p. Consulté en juin 2015. [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2602338](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2602338).

DEDDI, JALILA. 2008. *Étude avantage-coût du projet d'implantation d'un terminal méthanier à Rabaska*. Université de Montréal, 55 p.

DE MARCELLIS-WARIN, NATHALIE, ET COLL. 2015. *L'énergie et les changements climatiques, perceptions québécoises*. CIRANO et Institut de l'énergie Trottier (IET), 51 p. Consulté en ligne en juin 2015. <http://www.cirano.qc.ca/files/publications/2015RP-08.pdf>.

DEPARTMENT OF CONSERVATION'S DIVISION OF OIL, GAS, AND GEOTHERMAL RESOURCES (DOGGR). 2015. *Environmental Impact Report – Frequently Asked Questions*. 5 p. Consulté en ligne en septembre 2015. <ftp://ftp.consrv.ca.gov/pub/oil/SB4EIR/Documents/SB%204%20FEIR%20FAQ.pdf>.

EVANS, R. L., ET TYLER BRYANT. 2013. *Greenhouse Gas Emissions from the Canadian Oil and Gas Sector*. Trottier Energy Futures Project, 33 p. Consulté en ligne en juin 2015. <http://www.cae-acq.ca/wp-content/uploads/2014/01/Greenhouse-Gas-Emissions-from-the-Canadian-Oil-and-Gas-Sector.pdf>.

FERLAND, ANNE-MARIE. 2006. *Guide de l'analyse avantages-coûts des projets publics en transport*. Ministère des Transports du Québec, 72 p. En ligne. [http://www.bv.transports.gouv.qc.ca/mono/0979757/01\\_Volume\\_1.pdf](http://www.bv.transports.gouv.qc.ca/mono/0979757/01_Volume_1.pdf).

GENDRON, CORINNE, ET ALICE FRISER. 2015. *Revue de littérature critique sur l'acceptabilité sociale du développement des hydrocarbures*. Université du Québec à Montréal, 121 p.

FINANCES QUÉBEC. 2011. *Un régime de redevances juste et concurrentiel. Pour une exploitation responsable du gaz de schiste*. 52 p. En ligne. <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2011-2012/fr/documents/Schiste.pdf>.

FINANCES QUÉBEC. 2012. *Le Québec et ses ressources naturelles – Pour en tirer le plein potentiel*. 140 p. En ligne. <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2012-2013/fr/documents/Ressources.pdf>.

GENIVAR, GROUPE AGÉCO ET JEAN-THOMAS BERNARD. 2013. *Analyse avantages-coûts – Gaz de schiste, rapport d'avancement*. Rapport remis au Bureau de coordination des évaluations environnementales stratégiques, 71 p.

- GONZÁLEZ, PATRICK. 2012. *Les bénéfices et les coûts économiques de l'exploitation des gaz de shale au Québec*. Centre de recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie. 48 p. En ligne.  
<http://ageconsearch.umn.edu/bitstream/120264/2/CREATE2012-1.pdf>
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. 2015. *Règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau*. Éditeur officiel du Québec. Consulté en septembre 2015.  
[http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q\\_2/Q2R42\\_1.HTM](http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q_2/Q2R42_1.HTM)
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. 2015a. *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*. Éditeur officiel du Québec. Consulté en ligne en septembre 2015.  
[http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/M\\_13\\_1/M13\\_1R1.HTM](http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/M_13_1/M13_1R1.HTM)
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. 2015b. Synthèse des connaissances et plan d'acquisition de connaissances additionnelles. Évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures. En ligne.  
<http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Hydrocarbures.pdf>.
- GREENSPAN BELL, RUTH. 2011. *The "Social Cost of Carbon" and Climate Change Policy*. World Resources Institute. Consulté en ligne en juin 2015.  
<http://www.wri.org/blog/2011/07/%E2%80%9Csocial-cost-carbon%E2%80%9D-and-climate-change-policy>.
- Greenstone, Michael, Elizabeth Kopits et Ann Wolverton. 2011. *Estimating the Social Cost of Carbon for Use in U.S. Federal Rulemakings: A Summary and Interpretation*. Massachusetts Institute of Technology. En ligne. 35 p.  
<<http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2011-006.pdf>>.
- Griffiths, Charles, et coll. 2011. *Estimating the "Social Cost of Carbon" for Regulatory Impact Analysis*. Resources for the Future (RFF). En ligne. 2 p.  
<<http://www.rff.org/Publications/WPC/Pages/Estimating-the-Social-Cost-of-Carbon-for-Regulatory-Impact-Analysis.aspx>>.
- GROUPE TOTAL. 2015. Site Internet « Planète énergie ». Consulté en mai 2015.  
<http://www.planete-energies.com/fr>.
- GUILLERMO-PEON, SYLVIA, ET ARNOLD HARBERGER. 2012. « Measuring The Social Opportunity Cost of Labor In Mexico ». *Journal of Benefit-Cost Analysis*, vol. 3, n° 2, p. 1-41.
- HYDRO-QUÉBEC. 2013. « Permis de recherche de pétrole et de gaz naturel sur l'île d'Anticosti : Hydro-Québec et Pétrolia rendent leurs ententes publiques ». Communiqué de presse du 3 septembre 2013. Consulté en ligne en septembre 2013. <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de->



*et plan d'acquisition de connaissances additionnelles.* Gouvernement du Québec, 121 p. Consulté en ligne en avril 2015.

<http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Hydrocarbures.pdf>

MINH, HA-DUONG. 2009. *Qu'est-ce que la valeur du carbone ? Cinq définitions.* 7 p.

Consulté en ligne en juin 2015. <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-00451715/file/HaDuong-2008-ValeurDuCarbone.pdf>.

MONTMARQUETTE, CLAUDE, ET IAIN SCOTT. 2007. *Taux d'actualisation pour l'évaluation des investissements publics au Québec.* CIRANO, 35 p. En ligne.

<http://www.cirano.qc.ca/pdf/publication/2007RP-02.pdf>.

NEW YORK DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION (NYSDEC). 2011. *Revised Draft – Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining – Regulatory Program.* 1537 p. Document consulté en ligne en janvier 2013. <http://www.dec.ny.gov/data/dmn/rdsgeisfull0911.pdf>.

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES (OCDE). 2008.

*Changement climatique : relever le défi à l'horizon 2050. Synthèse.* 8 p. Consulté en ligne en septembre 2015. <http://www.oecd.org/fr/env/cc/40276554.pdf>.

OHIO DEPARTMENT OF NATURAL RESOURCES (ODNR). 2015. Communication par courriel avec la Division of Oil & Gas en juin 2015.

QUINET, ALAIN. 2009. *La valeur tutélaire du carbone.* Rapport de la commission présidée par Alain Quinet, Centre d'analyse stratégique, Paris, 423 p. Consulté en ligne en mai 2015. <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/094000195.pdf>.

REVENU CANADA. 2015. « Taux d'impôt des sociétés ». Site Internet consulté en juillet 2015. <http://www.cra-arc.gc.ca/tx/bsnss/tpcs/crprtns/rts-fra.html>.

REVENU QUÉBEC. 2015. « Taux d'imposition des sociétés ». Site Internet consulté en juillet 2015.

<http://www.revenuquebec.ca/fr/entreprises/impots/societes/assujettissement/tauximposition.aspx>.

RIOUX, LAURENCE. 2001. « Salaire de réserve, allocation chômage dégressive et revenu minimum d'insertion ». *Économie et Statistique*, n° 346-347, p. 137-151. En ligne.

[http://www.insee.fr/fr/ffc/docs\\_ffc/ES346G1.pdf](http://www.insee.fr/fr/ffc/docs_ffc/ES346G1.pdf)

SAUVÉ, CLAUDE. 2012. *Partage et utilisation de la rente.* Document interne. 70 p.

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 – Volume 2.* 174 p.

STERN, NICHOLAS. 2007. *The Economics of Climate Change: The Stern Review.*

Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, 662 p. Consulté en ligne



en juin 2015.

[http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/sternreview\\_report\\_complete.pdf](http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/sternreview_report_complete.pdf).

STERN, NICHOLAS. 2008. *The Economics of Climate Change*. American Economic Review: Papers & Proceedings, 48 p. En ligne.

<http://pubs.aeaweb.org/doi/pdfplus/10.1257/aer.98.2.1>

SUSTAINABLE PROSPERITY. 2011. *The Value of Carbon in Decision-Making: The Social Cost of Carbon and the Marginal Abatement Cost*. 16 p. En ligne.

[http://www.sustainableprosperity.ca/sites/default/files/publications/files/The%20Value%20of%20Carbon%20in%20Decision-Making\\_0.pdf](http://www.sustainableprosperity.ca/sites/default/files/publications/files/The%20Value%20of%20Carbon%20in%20Decision-Making_0.pdf).

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (USEPA). 2013. *Fact Sheet: Social Cost of Carbon*. 4 p. Consulté en ligne en juin 2015.

<http://www.epa.gov/climatechange/Downloads/EPAactivities/scc-fact-sheet.pdf>.

VALIQUETTE, ELIANE. 2015. *Étude AENV18 – Caractérisation de l’habitat du saumon atlantique sur l’île d’Anticosti et revue de littérature sur l’impact des déversements accidentels d’hydrocarbures sur les différents stades de vie du saumon en rivière*. Laboratoire des sciences aquatiques, Université du Québec à Chicoutimi, 49 p.

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU QUÉBEC. 2011. *Rapport du Vérificateur général du Québec à l’Assemblée nationale pour l’année 2010-2011. Rapport du commissaire au développement durable. Chapitre 3. Gestion gouvernementale de l’exploration et de l’exploitation des gaz de schiste*. En ligne. 36 p.

[http://www.vgq.gouv.qc.ca/fr/fr\\_publications/fr\\_rapport-annuel/fr\\_2010-2011-CDD/fr\\_Rapport2010-2011-CDD-Chap03.pdf](http://www.vgq.gouv.qc.ca/fr/fr_publications/fr_rapport-annuel/fr_2010-2011-CDD/fr_Rapport2010-2011-CDD-Chap03.pdf)

WATKISS, PAUL, ET COLL. 2006. *Methodological Approaches for Using Social Cost of Carbon Estimates in Policy Assessment, Final Report*. AEA Technology Environment.

WERNER, ANGELA K, ET COLL. 2015. « Environmental health impacts of unconventional natural gas development: A review of the current strength of evidence ». *Science of The Total Environment*, vol. 505, n° 1, p. 1127-1141.

WSP. 2015a. *Élaboration d’un projet type concernant les activités d’exploration et d’exploitation du pétrole et du gaz à Anticosti – Livrable 1. Étude AENV17*, 40 p.

WSP. 2015b. *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*. Étude ATRA01, 169 p.

WRIGHT MANSELL RESEARCH LTD (WMRL). 2012. *Public Interest Benefit Evaluation of the Enbridge Northern Gateway Pipeline Project: Update and Reply Evidence Environmental Impacts: the cost expectation of environmental impacts*. Calgary, 148 p.

## ANNEXES

### ANNEXE 1

#### DIFFÉRENTES MÉTHODES D'ÉVALUATION

##### **– L'analyse financière**

Une analyse financière s'applique généralement aux projets privés et vise la maximisation du profit d'une entreprise ou d'un groupe d'entreprises. L'analyse financière sert davantage à favoriser les décisions d'investissement dans l'intérêt des actionnaires, et non pas dans celui de la société dans son ensemble. Enfin, la notion de coûts est différente. Par exemple, l'analyse financière comptabilise les annuités et l'amortissement et n'utilise pas la notion de coût d'opportunité comme c'est le cas pour l'analyse avantages-coûts.

##### **– L'analyse de retombées économiques**

Une analyse de retombées économiques se définit comme étant l'étude des effets directs et indirects sur les secteurs impactés par un projet d'investissement. Les principaux effets estimés concernent l'emploi, la valeur ajoutée, les recettes fiscales et parafiscales et les importations. L'analyse peut se faire à l'échelle locale, à l'échelle régionale ou sur l'ensemble de l'économie. Les effets indirects sont mesurés sur la base d'effets multiplicateurs, généralement définis par des modèles « input-output ». *Une étude de retombées économiques ne permet pas de déterminer si un projet est souhaitable ou non du point de vue de l'efficacité économique, c'est-à-dire s'il accroît ou non le bien-être social.*

##### **– L'évaluation d'impact**

Une évaluation d'impact consiste en des techniques statistiques ou économétriques visant à mesurer l'effet spécifique (ou causal) d'un programme sur un indicateur de résultat. Par exemple, on peut souhaiter connaître l'impact spécifique du programme d'aide à l'emploi ou de formation sur la possibilité de se trouver un emploi. Cette question de causalité s'avère difficile à mesurer, car elle exige de déterminer ce qui se serait passé sans le programme et donc d'isoler l'effet du programme des autres facteurs qui peuvent influencer sur le résultat. Cette technique est le plus souvent utilisée dans le cadre d'une évaluation de programme.

Adapté de Transports Québec, 2006

## ANNEXE 2.1.1a

### CALCUL DES REDEVANCES POUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

En vertu de l'article 104 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains de la Loi sur les mines :

**Art. 104** : Le titulaire d'un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel paie la redevance suivante :

1° sur le pétrole extrait de l'emplacement faisant l'objet du bail :

a) lorsque la production moyenne quotidienne par puits en exploitation est de 7 m<sup>3</sup> ou moins : 5 % de la valeur au puits;

b) lorsque la production moyenne quotidienne par puits en exploitation est supérieure à 7 m<sup>3</sup> mais inférieure à 30 m<sup>3</sup> :

i. 5 % de la valeur au puits sur les 7 premiers mètres cubes;

ii. 10 % de la valeur au puits sur l'excédent;

c) lorsque la production moyenne quotidienne par puits en exploitation est supérieure à 30 m<sup>3</sup> :

i. 8,75 % de la valeur au puits sur les 30 premiers mètres cubes;

ii. 12,5 % de la valeur au puits sur l'excédent;

2° sur le gaz naturel extrait de l'emplacement faisant l'objet du bail :

a) lorsque la production moyenne quotidienne par puits en exploitation est égale ou inférieure à 84 000 m<sup>3</sup> : 10 % de la valeur au puits;

b) lorsque la production moyenne quotidienne par puits en exploitation est supérieure à 84 000 m<sup>3</sup> :

i. 10 % de la valeur au puits sur les premiers 84 000 m<sup>3</sup>;

ii. 12,5 % de la valeur au puits sur l'excédent.

D. 1539-88, a. 104; D. 1381-2009, a. 52

## **ANNEXE 2.1.1b**

### **CALCUL DES REDEVANCES POUR LE GAZ**

Régime annoncé dans le budget 2011-2012 (gaz).

Le taux de redevance dans le cadre du Programme de valorisation gazière est progressif et varie mensuellement selon quatre échelons.

Le passage d'un échelon à l'autre est déterminé par le rendement du projet.

- À l'échelon 1, l'entreprise verse un minimum de 2 % du revenu brut en redevances tant que le rendement requis n'est pas atteint (0 % + taux d'intérêt). Si le rendement requis n'est pas atteint après une période de dix ans, l'entreprise passe automatiquement à l'échelon 2.
- Lorsque l'échelon 2 est atteint, la redevance correspond au plus élevé de 15 % du revenu net ou de 5 % du revenu brut.
- Le passage de l'échelon 2 à l'échelon 3 s'effectue lorsque le rendement requis est atteint (25 % + taux d'intérêt). À l'échelon 3, la redevance correspond au plus élevé de 20 % du revenu net ou de 5 % du revenu brut.
- Le passage de l'échelon 3 à l'échelon 4 s'effectue lorsque le rendement requis sur le capital investi est atteint (100 % + taux d'intérêt). Lorsque l'échelon 4 est atteint, la redevance correspond au plus élevé de 35 % du revenu net ou de 5 % du revenu brut.

(Finances Québec, 2011)

## ANNEXE 2.1.1c

### CALCUL DES REDEVANCES POUR LE PÉTROLE

Régime annoncé dans le budget 2012-2013 (gaz).

Le taux de redevance est compris entre 5 % et 40 %.

Un taux de redevance de 5 % s'applique lorsque les prix de la ressource et la productivité des puits sont faibles.

Le taux de redevance atteint 40 % quand les prix de la ressource et la productivité des puits sont élevés.

$$R_{\text{total}} = R_{\text{prix}} + R_{\text{volume}}$$

#### Calcul du taux de redevance des composantes

##### Composante prix ( $R_{\text{prix}}$ )

(en dollars par baril de pétrole)

De 0 \$ à 50 \$ :  $(\text{Prix}^{(1)}) \times 0,5 - 20$

De plus de 50 \$ à 125 \$ :  $(\text{Prix} - 50 \$) \times \frac{1}{3} + 5$

Plus de 125 \$ : 30

##### Composante volume ( $R_{\text{volume}}$ )

De 0 à 100 barils :  $\text{Volume} \times 0,2 - 10$

De plus de 100 à 260 barils :  $(\text{Volume} - 100 \text{ bbl}) \times 0,0625 + 10$

De plus de 260 à 760 barils :  $(\text{Volume} - 260 \text{ bbl}) \times 0,02 + 20$

Plus de 760 barils : 30

(1) Le prix qui servira à établir le taux de redevance tiendra compte du prix du marché, du coût de transport, etc. La réglementation en précisera les modalités.

(Finances Québec, 2012)

## ANNEXE 2.1.2

# CALCUL DÉTAILLÉ DU SALAIRE DE RÉSERVE

### Paramètres du modèle

- La probabilité de travailler (P)

Avec des taux de chômage de 14,8 % en 2014 dans la région administrative de la Côte-Nord et de 8,8 % au Québec, la probabilité de travailler pendant une période de l'année peut être située entre les deux valeurs suivantes :

1)  $P_1 = 30,4 \%$

Dans la région de la Côte-Nord, le nombre d'heures assurables requises pour avoir droit aux prestations régulières est de 560 heures.

La période de travail minimale pour bénéficier de l'assurance-emploi est égale à 16 semaines.

Calcul de la proportion :

$$(16 \text{ semaines} / 52 \text{ semaines}) * 100$$

Note :

Lorsqu'un travailleur de la région ne satisfait pas aux conditions pour bénéficier de l'assurance-emploi, il est retiré de la masse de main-d'œuvre active. Ce sont les mêmes personnes qui chôment et qui travaillent (Deddi, 2008).

2)  $P_2 = 1 - \text{taux de chômage} = 91,2 \%$

La probabilité de travailler pour un chômeur temporaire représentatif est donc comprise entre 30,4 % et 91,2 %.

- Détermination de  $W_1$

Il s'agit de déterminer la rémunération hebdomadaire ordinaire, incluant les avantages sociaux, mais non les taxes sur les avantages sociaux payés par l'employeur aux gouvernements. Il s'agit alors du salaire hebdomadaire moyen corrigé par un ratio de 1,09.

Rémunération hebdomadaire moyenne dans le secteur de l'extraction minière, de l'exploitation en carrière et de l'extraction de pétrole et gaz = 2 131 \$.

<http://www.statcan.gc.ca/daily-quotidien/150430/dq150430b-fra.pdf>

$$W_1 = (48,36 \text{ \$/heure} * 35,4 \text{ heures}) * 1,09 = 1 \text{ 866,02 \$}$$

Source salaire hebdomadaire moyen : <http://www.statcan.gc.ca/tables-tableaux/sum-som/l02/cst01/labr74c-fra.htm>

Donnée de 2014 pour la catégorie « Extraction de pétrole et de gaz ».

- Détermination de  $W_t$

$$W_t = (48,36 \text{ \$/heure} * 35,4 \text{ heures}) * 1,14 = \mathbf{1\ 951,62 \text{ \$}}$$

- Le coefficient de sur-rémunération ( $B$ )

Dans un marché du travail où il existe une concurrence imparfaite, notamment par l'existence de dispositions sur le marché du travail (salaire minimum, taux de syndicalisation, etc.), le salaire nominal est supérieur au salaire concurrentiel. Cette sur-rémunération (coefficient **B**) peut être définie comme étant la différence entre le salaire des employés syndiqués et non syndiqués pour une même catégorie d'emploi. (Deddi, 2008)

ISQ (2013) – Rémunération des salariés : État et évolution comparés

<http://www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/travail-remuneration/remuneration-salaries-2013.pdf>

Dans cette étude :

- Rémunération horaire moyenne des employés syndiqués : 25,23 \\$/heure;
- Rémunération horaire moyenne des employés non syndiqués : 20,75 \\$/heure.

Alors, coefficient  $B = 25,23/20,75 = 1,216$

**$B = 1,216$**

- Détermination de  $f$

Rappelons que «  $f$  » est défini comme étant la proportion de la période de chômage durant laquelle des prestations d'assurance-emploi seront payées. Du fait que nous avons déterminé plus haut que  $P = 75 \%$ , cela implique donc qu'un chômeur temporaire chôme 25 % du temps. Étant donné les règles actuelles régissant l'assurance-emploi, une période d'attente initiale de deux semaines\* est prévue afin de bénéficier de cet avantage. La variable  $f$  se définit donc comme étant :

$$f = (16-2)/16 = \mathbf{0,875}$$

\*Avant de recevoir des prestations d'assurance-emploi, il y aura deux semaines pendant lesquelles vous ne serez pas payé. C'est ce qu'on appelle la « période d'attente », qu'on appelle aussi « délai de carence ». On peut comparer la période d'attente à la franchise (ou « déductible ») d'une assurance. La période d'attente survient habituellement au tout début de la période de prestations, sauf si vous recevez une rémunération durant cette période de deux semaines. Dans ce cas, la période d'attente doit commencer à la première semaine pendant laquelle vous devriez avoir droit à des prestations.

Source : <http://www.servicecanada.gc.ca/fra/ae/genres/ordinaire.shtml#attente>

- Les paiements d'assurance-emploi (U)

Le taux de base pour le calcul des prestations s'établit à **55 %** de la rémunération hebdomadaire moyenne assurable. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, le montant du maximum de la rémunération assurable est de **49 500 \$**. Cela signifie que le montant maximal de prestation est de **524 \$** par semaine.

Source : <http://www.servicecanada.gc.ca/fra/ae/genres/ordinaire.shtml#attente>

En prenant en compte que le chômeur occasionnel type parvient à accumuler les 560 heures de travail requises pour recevoir les prestations d'assurance-emploi, on obtient :

$$U = (48,36 \times 35,4) \times 0,55 = 941,60 \$$$

Mais, selon les règles en vigueur,  $U_{\max} = 524 \$$  par semaine

- Le taux marginal d'impôt sur le revenu des travailleurs (T<sub>m</sub>)

Selon Revenu Canada, ce taux est égal à 38,37 %.

Source : [http://www.cqff.com/boite\\_aux\\_lettres/boite\\_lettre\\_2015\\_05\\_11.pdf](http://www.cqff.com/boite_aux_lettres/boite_lettre_2015_05_11.pdf)

$$T_m = 38,37 \%$$



## ANNEXE 2.3

### ENTENTE DE PARTICIPATION DANS HYDROCARBURES ANTICOSTI SEC.

Le gouvernement du Québec a annoncé, le 13 février 2014, qu'une entente était intervenue avec Pétrolia et Corridor Resources, les détenteurs de permis de recherche à l'île d'Anticosti, de même qu'avec la société française Maurel & Prom. Cette entente propose un programme d'exploration complet pour déterminer le potentiel pétrolier de l'île d'Anticosti.

Les dépenses totales prévues dans le cadre de l'entente s'élèvent à 100 M\$ et doivent être réparties à hauteur de 56,7 % pour le gouvernement du Québec par l'entremise de Ressources Québec (RQ) et de 43,3 % pour Maurel & Prom. Au terme de cette entente, RQ détiendra une participation de 35 % dans la nouvelle coentreprise, Hydrocarbures Anticosti Inc., contre 21,7 % pour chacun des trois autres partenaires.

Dans le cadre de cette entente, les travaux d'exploration sont prévus en deux phases :

- La première phase, totalisant 55 millions de dollars, est composée d'une douzaine de sondages stratigraphiques qui sont en cours de réalisation depuis l'été 2014. Puis, en 2015, trois puits d'exploration avec fracturation sont prévus. Le gouvernement prendra sa décision d'aller de l'avant ou non avec les travaux avec fracturation de 2015 à la suite des premiers résultats de l'évaluation environnementale stratégique propre à Anticosti et en fonction du potentiel.
- La deuxième phase de 45 millions de dollars sera déterminée à la suite des résultats de la phase 1 et d'une décision favorable d'aller de l'avant du conseil d'administration de la société en commandite Hydrocarbures Anticosti.

C'est l'entreprise Pétrolia qui agit à titre d'exploitant et qui est responsable des travaux.

Gouvernement du Québec, 2014.

<http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/ententes-anticosti-petrolia-maurel.asp>

ANNEXE 3.1.1a

**RATIOS DU NOMBRE DE PUIXS ACTIFS PAR INSPECTEUR,  
ALBERTA ET 5 ÉTATS AMÉRICAINS**

Inspections de puits	Nombre de puits actifs	Inspecteurs	Ratio nombre de puits par inspecteur
Ohio			
2009	64 427	25	2 577
2010	63 378	25	2 535
2011	64 481	30	2 149
Moyenne	64 095	27	2 404
Pennsylvanie			
2009	63 548	84	757
2010	68 842	84	820
2011	69 000	84	821
Moyenne	67 130	84	799
Oklahoma			
2009	125 000	63	1 984
2010	147 000	56	2 625
2011	180 000	57	3 158
Moyenne	150 667	59	2 568
Colorado			
2009	40 956	15	2 730
2010	43 354	15	2 890
2011	46 835	15	3 122
Moyenne	43 715	15	2 914
Texas			
2009	278 700	83	3 358
2010	282 896	87	3 252
2011	284 142	88	3 229
Moyenne	281 913	86	3 278
<b>Moyenne 5 États</b>	<b>121 504</b>	<b>54</b>	<b>2 247</b>
<b>Alberta (2013-2014)</b>	<b>181 300</b>	<b>70</b>	<b>2 590</b>

Sources : ODNR, 2014; AER, 2014; compilations maison.

## ANNEXE 3.1.1b

### RÉMUNÉRATION ET COÛT ANNUEL MOYEN D'UN INSPECTEUR

Le tableau suivant présente le coût annuel moyen d'un inspecteur à l'emploi du MDDELCC en 2013-2014. Le salaire d'un inspecteur au MDDELCC se compare au salaire annuel moyen d'un technicien<sup>65</sup>.

Coût annuel moyen total pour un technicien à l'emploi du MDDELCC (2013-2014)

	Salaires moyens (\$)	Avantages sociaux 12,40 % (\$)	Dépenses de fonctionnement (\$)	Budget d'investissement (\$)	Coûts indirects (\$)	Coûts totaux (\$)
Techniciens	46 193,57	5 728,00	5 000,00	1 304,04	6 187,00	64 412,61

MDDELCC, 2013

Selon l'Institut de la statistique du Québec<sup>66</sup>, un technicien de niveau 2 travaillant dans le secteur public gagne un salaire de 60 415 \$ en 2015 (voir le tableau suivant).

#### Rémunération annuelle d'un technicien dans le secteur public en 2015

	Heures hebdomadaires travaillées	Salaire annuel moyen
Niveau 1	35,1	40 247 \$
Niveau 2	35,8	60 415 \$
Niveau 3	35,7	76 870 \$

Source : Institut de la statistique du Québec

À cette rémunération, s'ajoutent les frais de déplacement, les autres charges et les avantages. Sur la base de ces estimations et tenant compte de l'accessibilité réduite de l'île, le coût total annuel moyen d'un inspecteur est estimé grossièrement à 100 000 \$.

<sup>65</sup> Technicien en génie civil, en génie mécanique, en chimie industrielle, en génie électronique, en mécanique du bâtiment, en instrumentation et contrôle.

<sup>66</sup> Voir <http://www.stat.gouv.qc.ca/docs-hmi/statistiques/travail-remuneration/remuneration-globale/globale-salaires/emplois-reperes/307empl.htm>.

## ANNEXE 3.2.1

### CADRE DE RÉFÉRENCE DES EXTERNALITÉS LIÉES À UNE ÉVENTUELLE EXPLOITATION DES HYDROCARBURES À ANTICOSTI

<b>L'eau</b>	Prélèvements Eaux de procédé Traitement et disposition
<b>L'air</b>	Contaminants atmosphériques (COV, NO <sub>x</sub> , ozone, etc.) Émissions de GES
<b>Le territoire</b>	Occupation du territoire (conflits d'usage) Écosystèmes naturels (fragmentation et biodiversité) Radioactivité Sismicité Réhabilitation et fermeture des puits
<b>Le transport</b>	Maritime Terrestre Aérien
<b>Les externalités sociales</b>	Bruit Santé et sécurité Bien-être des communautés

Source : Étude ATVS01

Ce cadre de référence proposé reflète un certain nombre de choix quant à l'approche retenue, aux externalités prises en compte et aux regroupements utilisés. Ces choix ont été guidés principalement par la documentation disponible et par la recherche d'une méthode de présentation simple, flexible, la plus exhaustive possible, qui tient compte des enjeux propres à la situation qui prévaut à Anticosti et au Québec.

## ANNEXE 3.2.2a

### ESTIMATION DU POTENTIEL DE GAZ À EFFET DE SERRE À ANTICOSTI

La Direction générale du Bureau des changements climatiques (BCC) du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) a été mandatée pour évaluer les émissions potentielles de gaz à effet de serre (GES) résultant de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti et les impacts qui pourraient en résulter (étude AENV01).

En fonction du niveau de connaissance actuel de cette filière et dans un contexte où il n'y a actuellement aucune exploitation des hydrocarbures à Anticosti, l'évaluation des GES s'est fondée sur les données d'une formation géologique définie comme analogue à celle de la formation de shale de Macasty à Anticosti, soit celle de la formation de shale d'Utica Point Pleasant, en Ohio. S'appuyant sur les données déclaratoires de production de cette formation analogue, le BCC a développé un modèle de calcul simple lui permettant d'estimer les émissions de GES qui pourraient résulter de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti, le tout dans les limites inhérentes à la présente ÉES. C'est-à-dire que cette étude a impliqué des sources d'informations et de données multiples, dont les scénarios de développement préliminaires fournis par le chantier Économie de l'ÉES Anticosti datés du 23 décembre 2014 ainsi que les estimations relatives aux hydrocarbures en place. L'étude porte sur les activités terrestres des plateformes d'exploitation des hydrocarbures.

À partir des émissions de GES par puits et par phase déterminées, le modèle permet d'obtenir une approximation des émissions de GES en fonction du plan de déploiement des puits à Anticosti. Celui-ci est représenté sous forme d'équation, impliquant des valeurs de paramètres fixes correspondant à des intrants du bassin appalachien et des valeurs de paramètres variables correspondant au déploiement des puits à Anticosti. Ces dernières prennent en compte le nombre de nouveaux puits pour une année donnée ainsi que le nombre de puits en production pour l'année précédente à cette année donnée.

Les estimations des émissions de GES à Anticosti ont été effectuées pour trois scénarios. Le premier est un scénario dit « de base » et suppose la présence d'infrastructures de récupération des gaz au début de l'exploitation. Suite aux calculs effectués à l'aide du modèle, il appert que les émissions annuelles de GES de ce scénario seraient de l'ordre de 900 000 tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent au maximum du développement. Le deuxième scénario permet l'estimation de GES à Anticosti en supposant qu'il faudrait trois ans, entre 2020 et 2022, pour que des installations d'infrastructures de récupération de gaz soient mises en place et trois ans pour raccorder les puits existants aux nouvelles infrastructures de récupération de gaz en même temps que les nouveaux puits seraient forés et mis en production. Il est donc supposé que 100 % des gaz seraient brûlés à la torchère pendant la mise en place de ces infrastructures. Le troisième scénario est établi sous les mêmes prémisses que le second scénario, mais suppose qu'il faudrait cinq ans pour que des installations de récupération de gaz soient mises en place. Selon ces

scénarios, il appert que les émissions de GES pourraient atteindre un niveau de 6 à 10 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent par année au maximum du développement.

Néanmoins, il est admis que, pour l'instant, aucun scénario n'est établi en ce qui concerne la mise en place d'infrastructures de récupération des gaz. Ces trois scénarios doivent donc être vus comme des hypothèses permettant d'obtenir un ordre de grandeur des émissions de GES qui pourraient résulter d'une exploitation des hydrocarbures à Anticosti. Également, comme aucun essai de production n'a été réalisé à Anticosti, la plus grande incertitude de l'étude correspond au pourcentage de récupération des hydrocarbures.

## ANNEXE 3.2.2b

### PRINCIPALES HYPOTHÈSES À LA BASE DU CALCUL DES ÉMISSIONS DE GES

Hypothèses	Sources	Commentaires
Émissions fugitives composées à 100 % de méthane	CIRAIG, 2013	« Les émissions fugitives prises en compte incluent le méthane émis à l'air à toutes les étapes du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste, de même qu'une fraction restée imbrûlée après l'envoi de gaz en torchère. » (p. 7)
Proportion des émissions totales : - 75 % émissions fugitives - 25 % émissions de combustion	CIRAIG, 2013	« Les émissions fugitives représentent le principal contributeur du bilan de GES, comptant pour 62 à 84 % des émissions d'un site. »
	Evans et Tyler, 2013	« Fugitive emissions represent a much greater fraction [entre 75 et 90 %] of the total GHG emissions than do those from combustion of fuel gases used in the production process. »
Potentiel de réchauffement planétaire de 25.	IPCC, 2014	Le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) est l'unité de mesure de l'effet d'un GES sur le réchauffement climatique par rapport à celui du CO <sub>2</sub> . Le PRP du CO <sub>2</sub> est équivalent à 1 sur une période de 100 ans. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat a établi le PRP/100 ans du méthane à 25. En d'autres mots, une tonne de méthane libérée dans l'atmosphère correspond à une émission de 25 tonnes de CO <sub>2</sub> .
Proportion gaz – pétrole : Gaz : 77,5 % de la production totale Pétrole : 22,5 % de la production totale	AECN01-02	Ce sont les mêmes puits qui produisent le gaz et le pétrole.  On fait abstraction des condensats.
Facteurs de conversion : 1 baril équivalent pétrole (boe) = 5 800 pieds cubes (pi <sup>3</sup> ) de gaz <sup>67</sup> . 1 m <sup>3</sup> de gaz = 35,31466672 pi <sup>3</sup> . Le poids du méthane est égal à 0,668 kg/m <sup>3</sup> à pression (101,325 kPa) et température (20 °C) normales.	AECN01-02	Facteurs de conversion utilisés habituellement dans l'industrie (plusieurs sources).
Taux d'émission : 3 % de la production totale	Moyenne de plusieurs sources	Incluant les émissions fugitives et de combustion, pour le pétrole et pour le gaz.
Ratio carbone/CO <sub>2</sub> : 3,67 tonnes de CO <sub>2</sub> pour une tonne de carbone.		

<sup>67</sup> <http://www.delekenergy.co.il/?pg=calc&CategoryID=198>

## LE MARCHÉ DU CARBONE

Sur le site du MDDELCC :

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/index.asp>

### **Le marché du carbone**

Le système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre ([SPEDE](#)) - communément appelé le marché du carbone - a officiellement été lancé le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Un an plus tard, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2014, le Québec liait officiellement son système à celui de la Californie dans le cadre de la Western Climate Initiative ([WCI](#)), devenant ainsi l'un des pionniers du plus grand marché du carbone en Amérique du Nord et le premier à être exploité des États de pays différents.

Les revenus issus du marché du carbone sont versés au [Fonds vert](#) et sont réinvestis en totalité dans la mise en œuvre du Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques ([PACC 2013-2020](#)), dont les mesures favoriseront la réduction des émissions de GES et l'adaptation du Québec aux conséquences des changements climatiques, en plus d'accélérer le virage vers une économie forte, novatrice et de plus en plus sobre en carbone.

[Le SPEDE expliqué](#) - Cette section comprend divers documents et vidéos relatifs au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission du Québec (SPEDE).

[Émetteurs et participants](#) - Cette section s'adresse particulièrement aux entreprises assujetties au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre et aux participants qui désirent prendre part aux activités du marché du carbone. Elle comprend de l'information sur :

[Les types de participants au SPEDE \(y compris la liste des émetteurs visés\);](#)

[L'inscription des utilisateurs;](#)

[L'ouverture de compte dans le système CITSS;](#)

[La couverture des émissions;](#)

[Les allocations gratuites d'unités d'émission;](#)

[Les ventes aux enchères;](#)

[Les ventes de gré à gré du ministre;](#)

[Les crédits compensatoires;](#)

[L'émission de crédits pour réduction hâtive;](#)

[Les transferts de droits d'émission.](#)



### ANNEXE 3.3.1

## INFRASTRUCTURES LIÉES AUX SCÉNARIOS 2 ET 4 DE L'ÉTUDE ATRA01

### **SCÉNARIO 2 : Utilisation d'un navire-usine (FLNG) muni d'une usine de traitement de gaz et d'une usine de liquéfaction**

Les infrastructures décrites dans l'étude ATRA01 (WSP, 2015b) pour ce scénario sont les suivantes :

- Réseau de collecte;
- Usine de traitement des hydrocarbures;
- Usine de liquéfaction;
- Réservoirs de pétrole (deux réservoirs ayant chacun une capacité de 31 800 m<sup>3</sup> (200 000 barils);
- Réservoir de méthane liquéfié d'une capacité de 180 000 m<sup>3</sup>;
- Réservoir de propane et de butane - gaz de pétrole liquéfiés (GPL) : 12 réservoirs de 5 600 m<sup>3</sup> chacun;
- Installations maritimes (temporaires et permanentes);
- Complexe d'hébergement pour accommoder la main-d'œuvre associée aux travaux de déploiement (4 800 personnes);
- Réaménagement de l'aéroport de Port-Menier.

### Évaluation d'ordre de grandeur des coûts – Scénario 2

		(USD)
1	Liquéfaction	2 921 250 000
2	Énergie et services	1 211 250 000
3	Traitement	641 250 000
4	Collecte, entreposage et livraison	1 781 250 000
5	Autres infrastructures	570 000 000
6	Infrastructures de plateformes	2 447 483 000
<b>TOTAL</b>		<b>9 572 483 000</b>

**SCÉNARIO 4 : Implantation d'une usine de traitement de gaz sur l'île d'Anticosti et raccordement au réseau continental de transport de gaz par pipeline sous-marin ou terrestre, sans construction d'une usine de liquéfaction**

Les infrastructures décrites dans l'étude ATRA01 (WSP, 2015b) pour ce scénario sont les suivantes :

- Réseau de collecte;
- Installations de traitement d'eau de procédé;
- Installations reliées à la gestion du MEG (produit utilisé pour éviter le gel dans le réseau de collecte);
- Usine de traitement des hydrocarbures;
- Réservoirs de pétrole (quatre réservoirs ayant chacun une capacité de 31 800 m<sup>3</sup> (200 000 barils);
- Réservoir de propane et de butane - gaz de pétrole liquéfiés (GPL) : 12 réservoirs de 5 600 m<sup>3</sup> chacun;
- Complexe d'hébergement pour accommoder la main-d'œuvre associée aux travaux de déploiement (4 800 personnes);
- Réaménagement de l'aéroport de Port-Menier.

**Évaluation d'ordre de grandeur des coûts – Scénario 4**

		(USD)
1	Infrastructures de plateformes	2 447 483 000
2	Collecte, entreposage et livraison	2 375 000 000
3	Traitement	855 000 000
4	Énergie et services	1 615 000 000
5	Autres infrastructures	760 000 000
6	Pipeline (900 km)	4 032 000 000
<b>TOTAL</b>		<b>12 084 483 000</b>

## ANNEXE 4.1

### TROIS SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT POUR L'ÎLE D'ANTICOSTI

#### **Scénario « Plus »**

Ce scénario a été élaboré à l'automne 2014. Il a servi de base au lancement de toutes les études complémentaires qui nécessitaient de l'information sur la séquence de déploiement possible d'un projet et les productions estimées afin d'évaluer les impacts qui pourraient être engendrés par une exploitation pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti.

Par rapport aux autres scénarios, le scénario « Plus » s'appuie sur une plus grande superficie exploitable.

L'utilisation de ce scénario pour la réalisation des études complémentaires a donc pour effet d'évaluer les impacts maximaux pouvant être anticipés.

#### **Scénario « Moins »**

Ce second scénario a été élaboré à l'hiver 2015. Il s'agit d'un scénario dérivé du scénario « Plus », mais couvrant une superficie inférieure.

#### **Scénario « Optimisé »**

Ce troisième scénario a été élaboré à l'été 2015. Il intègre des informations plus récentes que les deux autres, notamment en ce qui a trait aux productions estimées des formations analogues. La superficie couverte est similaire à celle du scénario « Moins », alors que la période d'exploitation est de 75 ans, ce qui correspond à celle du scénario « Plus ».

Le scénario « Optimisé » suppose le développement de zones plus productives et maintient un rythme de déploiement moins intensif en ce qui a trait au nombre de foreuses et aux investissements requis, puisque le nombre de puits forés annuellement est inférieur à celui des autres scénarios.

Ce scénario est utilisé aux fins de l'évaluation financière et économique.

Source : AECN01-02

## ANNEXE 4.2a

### ÉTUDES DU CHANTIER ENVIRONNEMENT EN LIEN AVEC DES EXTERNALITÉS ENVIRONNEMENTALES

No MERN	Titre
AENV01	Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti
AENV04	Caractérisation biophysique et biologique de l'île d'Anticosti
AENV05	Identification des zones de contraintes légales et réglementaires et autres zones de contraintes de l'île d'Anticosti
AENV07	Évaluation de l'impact sonore associé aux activités d'exploration et d'exploitation de pétrole sur l'île d'Anticosti
AENV08	Modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants potentiels pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur Anticosti
AENV11	Évaluation des risques environnementaux des rejets d'eaux usées (après traitement) dans les milieux aquatiques de l'île
AENV12	Mise à jour des contaminants susceptibles de se retrouver dans les eaux usées de sondage, de forage et de fracturation dans l'industrie du gaz et du pétrole de schiste et des connaissances sur les dangers de ces contaminants pour les écosystèmes
AENV17	Élaboration d'un projet type concernant les activités liées au pétrole et au gaz à Anticosti
AENV18	Caractérisation de l'habitat du saumon atlantique sur l'île d'Anticosti et revue de littérature sur l'impact des déversements accidentels d'hydrocarbures sur les différents stades de vie du saumon en rivière
AENV19	Caractérisation de la population de cerfs de Virginie et recension des impacts possibles des activités pétrolières et gazières sur celle-ci, notamment en considérant le scénario de développement
AENV20	Portrait faunique de l'île d'Anticosti
AENV21	Évaluation préliminaire du risque de mouvements dans le sol et le roc associés à l'exploration et l'exploitation pétrolières sur l'île d'Anticosti

## ANNEXE 4.2b

### LES 11 ÉNONCÉS STRUCTURANTS ENTÉRINÉS PAR LA COMMUNAUTÉ

<b>Des résidents fiers de leur territoire</b>	Les résidents sont attachés à leur vaste territoire et sont fiers de son patrimoine aussi bien naturel que culturel.
<b>Un milieu de vie tranquille et sécuritaire</b>	L'île d'Anticosti offre un climat de sécurité, une tranquillité et une qualité de vie appréciés de tous, à proximité de la nature et sans pollution.
<b>Des entrepreneurs investis socialement</b>	Les résidents soutiennent les organisations locales en s'approvisionnant chez elles ou en sollicitant leurs services. Près de la moitié de ces organisations possèdent une structure coopérative ou d'organisme sans but lucratif et jouent un rôle important dans la structure sociale de l'île.
<b>La débrouillardise comme mesure de survie</b>	Malgré une aspiration à l'autonomie, caractérisée par la grande polyvalence et l'adaptabilité des résidents d'Anticosti et du développement des réseaux locaux d'organismes communautaires, la communauté dépend fortement de ressources extérieures au territoire.
<b>Des lois et règlements inadaptés au contexte local</b>	Plusieurs lois et règlements provinciaux et fédéraux sont perçus comme étant mal ou peu adaptés au contexte à Anticosti, ce qui a pour conséquence de brimer le sentiment de grande liberté qui règne à Anticosti et de créer un frein à plusieurs initiatives de développement.
<b>Des services satisfaisants mais en déclin</b>	Malgré la reconnaissance de services diversifiés et de qualité disponibles, les résidents notent que certains d'entre eux sont précaires, intermittents, voire absents, notamment en matière de santé et d'éducation.
<b>Une structure sociale en constante transformation</b>	La structure sociale riche et dynamique présente sur l'île d'Anticosti se distingue par l'existence d'une communauté organisée en plusieurs groupes distincts, ce qui semble pénaliser la cohésion globale de la communauté.
<b>Des enjeux sociaux importants</b>	Anticosti est actuellement touchée par de nombreux enjeux de différentes portées, tant démographiques et économiques qu'en ce qui a trait à la santé de la population.
<b>Une communauté marquée par les saisons</b>	L'activité économique à Anticosti est particulièrement stimulée en saison estivale, période pendant laquelle la population occupe tout le territoire pour ses activités de loisirs et professionnelles, en contraste avec la saison hivernale.
<b>Une communauté marquée par l'isolement</b>	L'insularité et les communications avec l'extérieur imposent une importante dépendance de la communauté aux moyens de transport collectif aérien ou maritime, ce qui constitue d'ailleurs la principale dépense des ménages.
<b>Un besoin criant de développement social et économique</b>	Bien que la villégiature et la chasse constituent l'activité économique principale depuis plusieurs années sur l'île d'Anticosti, la question d'un développement économique davantage soutenu est centrale et représentée par une volonté quasi unanime en ce qui a trait au type de développement souhaitable.

Source : Étude ASOC01