



Conseil Français de l'Énergie

Comité Membre du Conseil Mondial de l'Énergie
French Member Committee of the World Energy Council

**Analyse économique du développement
des hydrocarbures « non conventionnels » :
application aux sables asphaltiques du Canada**

IFP Energies Nouvelles

Rapport final - Contrat 55

2012

**Analyse économique et modélisation du développement des
hydrocarbures "non conventionnels": application aux sables
asphaltiques du Canada**

Frédéric LANTZ, Déborah BOUCHONNEAU, Armelle SANIERE
IFP Energies nouvelles, 228 avenue Napoléon Bonaparte – 92852 Rueil-Malmaison

Contrat de recherche avec le Conseil Français de l'Energie n°55



Octobre 2012



Einfluss von ... auf ...

...



Table des matières

Analyse économique et modélisation du développement des hydrocarbures "non conventionnels": application aux sables asphaltiques du Canada	1
Table des matières	3
Liste des abréviations	5
Résumé exécutif	6
Chapitre 1. Analyse économique de la filière des sables asphaltiques	8
Introduction	8
1. Les ressources non conventionnelles	8
2. Extraction de la ressource	11
3. Analyse des coûts de production	11
3.1 Coûts opératoires	12
3.2 Analyse du coût marginal de production : revue de la littérature et application au cas minier	13
3.3 Coût du capital	15
4. Le système fiscal appliqué à l'exploitation des sables bitumineux	17
5. Analyse du développement de la filière dans un contexte économique et environnemental en mutation	20
6. Analyse du sentier optimal d'extraction de la ressource dans un contexte incertain	22
Chapitre 2. Analyse économétrique du prix du pétrole synthétique	24
Introduction	24
1. Analyse économétrique de la relation entre prix du pétrole synthétique et du WTI.....	24
2. Dynamique de court terme et différentiel entre les prix (spread)	26
Chapitre 3. Modélisation de l'offre de pétrole non conventionnel en présence d'incertitude	28
Introduction	28
1. Modélisation par programmation linéaire dynamique	29
2. Simulations rétrospectives avec le modèle de programmation linéaire	30
3. Modélisation par programmation dynamique	31
4. Simulation rétrospectives à partir du modèle dynamique	33
Chapitre 4. Analyse prospective du développement des sables asphaltiques à l'horizon 2045	35
Introduction	35
1. Scénarios pour les simulations à l'horizon 2045	35
1.1 Coûts de production hors coûts environnementaux	36
1.2 La problématique de l'accès à l'eau	36
1.3 Emissions de dioxyde de carbone	37
1.4 Introduction d'incertitudes sur le prix du pétrole	38
2. Simulation de l'offre tendancielle.....	39
2.1 Scénarios de prix du pétrole hors coûts environnementaux	39
2.2 Scénario environnemental : système payant de quota d'eau douce	40
2.3 Scénario environnemental : instauration d'une taxe sur les émissions de CO ₂	42

2.4 Scénario environnemental : arbitrage entre les alternatives « taxe CO ₂ » et « capture et stockage de CO ₂ »	44
2.5 Scénario environnemental : impact du risque d'investissement dans l'alternative « capture et stockage de CO ₂ ».....	45
2.6 Analyse comparative des résultats avec les projections de la littérature.....	46
3. Simulation en présence d'incertitudes	49
3.1 Impact de l'incertitude des prix de vente	49
3.2 Impact de la volatilité des prix de vente.....	50
3.3 Introduction d'incertitudes sur les réglementations environnementales	50
3.3.1 Réglementations environnementales incertaines et prix de vente tendanciels certains	51
3.3.2 Réglementations environnementales incertaines et prix de vente probabilisés	53
3.3.3 Réglementations environnementales incertaines et prix de vente volatils.....	54
Conclusion.....	56
Références	58
Sites internet.....	59
Annexe 1 : Présentation des principaux projets miniers et in situ (opérateurs, date de démarrage et capacité de production).....	60
Annexe 2 : Tableau récapitulatif des coûts du capital des principaux projets miniers, in situ et d'upgrading	62
Annexe 3: Carte des Petroleum Administration for Defense District (PADD) aux Etats-Unis	65
Annexe 4: Analyse statistique des prix du brut synthétique et du WTI.....	66
1. Statistiques descriptives	66
2. Tests de racine unités	66

Liste des abréviations

AIE : Agence Internationale de l'Energie
AEUB : Alberta Energy and Utility Board
API : American Petroleum Institute – degré API= $(141,5/(\text{densité à } 60 \text{ °F})) - 131,5$
CAPP : Canadian Association of Petroleum Producers
CO₂ : Dioxyde de carbone
cP : centipoise
CSC : Captage et Stockage du CO₂
CSS : Cyclic Steam Stimulation
EIA : US Energy Information Administration
ERCB : Energy Resources Conservation Board – Canada
Gb : milliard de baril (Giga baril)
kb/j : millier de baril par jour (kilo baril par jour)
Mb/j : million de barils par jour
MMBtu : Million de British Thermal Unit (1 MMBtu = 28,26 m³ de gaz naturel)
ONE : Office National de l'Energie – Canada
PADD : Petroleum Administration for Defense District (PADD) - Etats-Unis
SAGD : Steam Assisted Gravity Drainage
SOR : Steam-Oil Ratio
TEP : Tonne Équivalent Pétrole
WTI : West Texas Intermediate
\$: dollar des Etats-Unis d'Amérique
\$CDN : dollar canadien

Résumé exécutif

L'objet de cette recherche porte sur le potentiel de développement des ressources pétrolières non conventionnelles du Canada en présence d'incertitudes. Ces ressources, communément appelées « sables bitumineux », présentent un large potentiel de développement en termes de réserves. Selon les estimations de l'Office National de l'Énergie du Canada (ONE, 2006), 1700 milliards de barils de bitume seraient initialement en place au Canada, et près de 300 milliards de barils pourraient être récupérés en anticipant du progrès technique (Sanière, Gruson et al., 2005). Cependant, étant donné la forte complexité technologique des installations d'extraction et de traitement de ces ressources, leur exploitation implique des coûts du capital et opératoires plus élevés que ceux de la filière pétrolière conventionnelle. De plus, sous la pression grandissante de l'opinion publique et de certains politiques, la filière de production des sables bitumineux, responsable d'importants dommages environnementaux, est fortement critiquée et la question du caractère soutenable de la filière n'a jamais été autant d'actualité. Après une période de développement rapide, la filière pétrolière non conventionnelle a été négativement impactée par la chute des prix du brut sur la période 2008-2009, et par la pression inflationniste observée sur le coût du capital. Par conséquent, de nombreux projets planifiés d'extraction de bitume par technologie minière ou injection de vapeur *in situ*, et de traitement du bitume en pétrole brut synthétique, ont été suspendus dans la province de l'Alberta.

Malgré un contexte économique plus favorable, caractérisé par des prix du brut à la hausse et une moindre tension sur les coûts, les acteurs de la filière non conventionnelle continuent à faire face à de fortes incertitudes. Les profits générés ainsi que les coûts opératoires sont empreints d'une incertitude croissante, liée à des prix du pétrole plus volatils, tandis que l'impact économique de nouvelles réglementations environnementales reste difficile à quantifier mais pourrait fortement peser sur les coûts de production.

Ainsi, les acteurs du secteur pétrolier non conventionnel ne disposant pas d'une visibilité économique certaine à long terme, pourraient être amenés à revoir leur stratégie de croissance en fonction des incertitudes auxquelles ils se retrouvent confrontés. Dans cette perspective, l'objet de la recherche est d'évaluer l'incidence potentielle des incertitudes sur le développement de la filière.

Le premier chapitre est consacré à l'analyse économique de la filière des sables asphaltiques du Canada. Après avoir présenté les spécificités de la filière, nous analysons les structures de coûts d'investissement et d'exploitation. Le chapitre suivant porte sur la formation des prix du brut synthétique et sur l'analyse de sa relation avec le prix du pétrole brut *West Texas Intermediate*. Nous abordons ensuite dans le troisième chapitre le modèle d'offre de pétrole brut non conventionnel de long terme (en présence d'incertitudes) qui a été développé dans le cadre de cette recherche. Enfin, le dernier chapitre est consacré aux simulations qui ont été effectuées afin d'évaluer l'impact de l'incertitude et de la volatilité des prix du pétrole ainsi que de l'incertitude des contraintes environnementales sur le développement de l'offre de pétrole brut non conventionnel.

L'analyse qui a été menée sur les sables asphaltiques du Canada permet d'apprécier le potentiel de développement de la ressource pour laquelle il existe deux modes d'exploitations: minier et *in situ*. Ce second mode de production repose sur l'extraction du bitume à partir de vapeur, il nécessite des quantités importantes d'eau et soulève différents problèmes environnementaux (émissions de dioxyde de carbone, consommation en eau).

La production de brut synthétique (obtenu après *upgrading*) et de bitume non traité s'élève à 1,2 Mb/j soit 58 Mt/an. D'après les simulations tendanciennes qui ont été effectuées, elle pourrait atteindre 3,7 Mb/j à l'horizon 2035. Ces résultats sont du même ordre de grandeur que ceux obtenus dans les exercices prospectifs menés par différents organismes. Le pétrole synthétique contribuerait alors de manière significative à l'approvisionnement pétrolier de l'Amérique du Nord.

Cependant, ces conclusions doivent être nuancées en raison des incertitudes qui pèsent sur le développement de cette filière. Ainsi, l'analyse économique des projets d'investissement montre que les décisions d'investissement sont sensibles aux fluctuations des prix du pétrole et à leur incertitude. Par ailleurs, les stratégies d'investissement peuvent également être impactées par l'introduction de coûts environnementaux supplémentaires, en particulier l'instauration d'une taxe sur les émissions de CO₂.

L'impact de l'introduction d'une taxe sur les émissions de CO₂ a été ainsi évalué au travers de simulations. La production minière est impactée négativement dès que la taxe atteint 4\$/t de CO₂. Avec une taxe supérieure ou égale à 42\$/t, la production minière plafonne à 0,8 Mb/j en 2010 et décline progressivement ensuite. La production *in situ* est impactée à partir d'une taxe de 7\$/t. Lorsque cette taxe est comprise entre 96\$/t et 134\$/t, cette production progresse pour atteindre 1,5 Mb/j en 2025 puis diminue. Au delà de ces valeurs de taxes, les profils de production sont encore moins élevés et déclinent plus rapidement. L'alternative entre taxe sur les émissions de CO₂ et mise en place d'unités de captage et stockage de CO₂ a été également étudiée. Dans le cas de la filière minière, pour une pénalité CO₂ comprise entre 40 et 67 \$/t, on observe un arbitrage favorable pour l'alternative « investissement dans la capture et le stockage du CO₂ ». Dans le cas de la filière *in situ*, un arbitrage favorable est également observé pour cette alternative, lorsque le coût de l'alternative CO₂ est compris entre 40 et 200 \$/t.

Pour évaluer l'incidence de la volatilité des prix de vente du brut synthétique sur les profils de production, un ensemble de simulations a été réalisé pour la production *in situ* sur le modèle de programmation dynamique avec des prix générés aléatoirement et dont la distribution a été estimée à partir des séries chronologiques observées. Dans seulement 7 % des cas, l'investissement cumulé, voisin de 1,7 Mb/j, est équivalent à celui obtenu sous le scénario de prix tendanciel de référence. En revanche, dans 70 % des cas, l'investissement cumulé en présence de prix volatils est inférieur à celui obtenu sous le scénario de prix tendanciel.

Ainsi, la production de sables asphaltiques du Canada, qui repose sur une ressource abondante, connaît une progression qui devrait la faire participer de manière significative à l'approvisionnement pétrolier dans les prochaines décennies. Cependant, les incertitudes pesant tant sur les prix du pétrole que sur les réglementations environnementales pourraient modérer cette dynamique de croissance.

Chapitre 1. Analyse économique de la filière des sables asphaltiques

Introduction

Ce chapitre est consacré à une analyse économique de la filière des sables asphaltiques qui, avec une production de l'ordre de 1,6 millions de barils par jour (Mb/j) représente une production significative dans l'approvisionnement pétrolier. Les spécificités de la filière, en termes de réserves, de caractéristiques et de techniques de production et le cadre économique (structure de coûts, fiscalité, prix du pétrole) qui sont présentés, permettent d'appréhender les éléments clef de cette production de pétrole non conventionnel.

Dans la première section, nous rappelons les caractéristiques des ressources non conventionnelles et la localisation géographique des sables bitumineux du Canada. Les modes d'extraction de la ressource – minier ou production *in situ* - sont présentés dans la deuxième section. Enfin, nous analysons les coûts d'exploitation dans la troisième section.

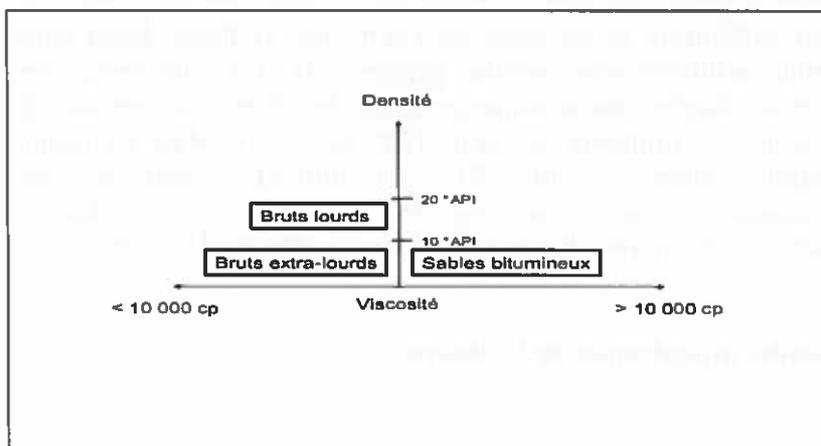
1. Les ressources non conventionnelles

Les ressources non conventionnelles de pétrole regroupent les pétroles lourds et les schistes bitumineux. Ces derniers, actuellement peu exploités, ne seront pas traités ici. Le pétrole lourd résulte de l'oxydation bactérienne de brut conventionnel qui a été piégé dans le réservoir et ses caractéristiques physico-chimiques sont généralement de moins bonne qualité que celles des pétroles conventionnels : viscosité plus élevée et taux de métaux lourds, soufre et azote supérieurs notamment.

Différentes catégories de pétroles lourds sont définies à partir de leur densité :

- Les bruts lourds, caractérisés par un degré API compris entre 10 et 22
- Les bruts extra-lourds, avec un degré API inférieur à 10 et une viscosité inférieure à 10 000 cP sous les conditions in-situ (ces bruts sont relativement mobiles dans le réservoir, toutefois cette mobilité est cependant très inférieure à celle de brut conventionnel comme le Brent de la mer du Nord, dont la viscosité est égale à 4 cP, contre 4 000 cP pour le brut Zuata extra-lourd du Venezuela)
- Les bitumes naturels avec un degré API inférieur à 10 et une viscosité supérieure à 10 000 cP dans les conditions in-situ (ces bruts sont non mobiles dans le réservoir). Au Canada, les bitumes naturels sont très souvent appelés sables asphaltiques ou sables bitumineux, car ils sont localisés dans des réservoirs sableux.

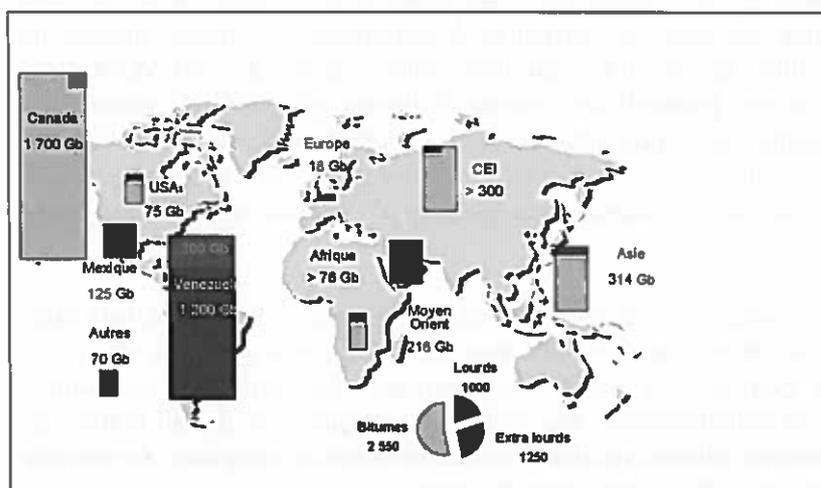
Figure 1.1 - viscosité et densité des bruts lourds



A titre de repère, le pétrole léger West Texas Intermediate (WTI) a une densité de 39,6° API et le Brent de mer du Nord une densité 37° API.

Les volumes en place identifiés des bruts lourds, extra-lourds et bitumes sont extrêmement importants. Ils sont estimés à 4 800 milliards de barils soit l'équivalent des réserves restantes des bruts conventionnels découvertes jusqu'à aujourd'hui (Sanière et al., 2005). La répartition des réserves de pétrole non conventionnel au niveau mondial est représentée sur la figure 1.2.

Figure 1.2 – Répartition des ressources en place de pétrole brut lourd, extra-lourd et de bitume



unité : milliard de baril (Gb)

En limitant le champ de notre analyse aux réserves de sables asphaltiques, ces dernières sont essentiellement localisées dans la région de l'Alberta, au Canada (77 % des ressources mondiales), et représentent 35 % des ressources non conventionnelles en place, soit 1700

milliards de barils (ONE, 2006). Les sables asphaltiques du nord de l'Alberta sont présents essentiellement dans trois zones (classées par ordre d'importance), d'une surface globale de 140 800 km²: la zone de Fort McMurray et les zones de Cold Lake et Peace River dans lesquelles les sables sont plus profondément enfouis (figure 1.3). En considérant les technologies de récupération et la situation économique actuelles, le volume récupérable de bitume canadien serait d'environ 173 milliards de barils (ERCB, 2012). Mais en tenant compte d'évolutions technologiques anticipées, entre 250 et 300 milliards de barils seraient ultimement récupérables au Canada. Ces réserves non conventionnelles sont considérables et largement supérieures aux réserves conventionnelles récupérables en Alberta, de l'ordre de 1.6 milliards de barils.

Figure 1.3 Localisation des sables asphaltiques de l'Alberta



En terme de réserves récupérables, le Canada se hisse ainsi à la seconde place derrière l'Arabie Saoudite. L'importance des réserves permet le développement à grande échelle de projets d'extraction à longue durée de vie. En particulier, pour le dépôt de Fort McMurray, l'utilisation de techniques minières particulières permet d'obtenir un profil de production extrêmement stable dans le temps, après une augmentation progressive de la production sur les premières années. De plus, à moyen terme, l'activité exploratoire, qui reste un poste de dépense coûteux, n'est pas à envisager, puisque les réserves de bitume ont été largement cartographiées (Plourde, 2009).

Les sables asphaltiques sont un mélange de bitume naturel, forme semi-solide de pétrole brut, de sable, d'argile et d'eau. Ce sable est enrobé d'une couche d'eau sur laquelle se dépose la pellicule de bitume. Plus la pellicule de bitume est épaisse, meilleurs sont les sables asphaltiques. Après extraction et transformation des sables asphaltiques, on obtient le bitume, qui est un mélange d'hydrocarbures solides, ou liquides denses, épais et visqueux. Ce bitume représente 8 à 15 % de la masse totale des sables asphaltiques.

2. Extraction de la ressource

L'extraction du bitume canadien peut être effectuée par deux types de technologies distinctes selon la profondeur des dépôts. Pour les réserves enfouies à moins de 75 mètres (soit 18 % des ressources estimées totales de bitume (CAPP, 2011)), l'utilisation de techniques minières permet de récupérer 90 % du bitume initialement en place (Alberta Chamber of Resources, 2004). Ce taux de récupération est largement supérieur au taux de récupération moyen dans les gisements pétroliers (35 %). Il faut ensuite extraire le bitume des sables, par une succession de procédés de séparation et purification nécessitant de la chaleur, d'importantes quantités d'eau et des solvants.

Pour les réserves de bitume enfouies à plus de 75 mètres (soit 82 % des ressources estimées totales), il est nécessaire d'utiliser des techniques d'injection de vapeur dans le réservoir *in situ*, afin de chauffer le pétrole et réduire sa viscosité pour le pomper en surface (technologies *in-situ Cyclic Steam Stimulation (CSS)* et *Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)*). Le taux de récupération est variable selon la qualité des dépôts (saturation en bitume, profondeur, réservoir) : il serait en moyenne de 25 % dans le dépôt de Cold Lake, 40% dans le dépôt de Peace River et 50% dans le dépôt de Fort McMurray (ONE, 2006).

Puisque le bitume possède un faible ratio hydrogène/carbone, le traitement direct de ce bitume dans des unités de raffinage se révèle non rentable: les procédés de transformation mis en jeu sont extrêmement coûteux, les produits obtenus sont de mauvaise qualité (coupes très lourdes et fortement soufrées) et les rendements en produits plus légers donc plus valorisables sont également très médiocres. Le bitume doit ainsi passer préalablement dans des unités de prétraitement ou d'*upgrading*, afin d'être transformé en brut synthétique destiné aux raffineurs. Différents procédés peuvent être utilisés pour augmenter le ratio hydrogène sur carbone: les procédés de cokéfaction, ou les procédés d'hydroconversion.

En 2009, la production minière s'élevait à 1 Mb/j (avec 13 projets en fonctionnement), tandis que la production par injection de vapeur *in situ* atteignait 700 kb/j (avec 29 projets en fonctionnement). Un tableau récapitulatif des projets miniers et *in situ* est présenté dans l'annexe 1.

3. Analyse des coûts de production

Les coûts d'extraction et de traitement du pétrole non conventionnel sont élevés en raison de la complexité des différentes opérations liées à son exploitation. Les structures de coût doivent être distinguées suivant le type de production, minier ou *in situ*, et également en prenant en compte les opérations d'*upgrading* qui permettent d'obtenir le brut synthétique.

Les informations sur les coûts sont fournies dans les rapports financiers des compagnies telles que Syncrude ou Suncor. Ils font l'objet également d'analyse de la part d'autorités publiques ou de centres de recherche et d'analyse, avec en particulier, l'Energy Resources Conservation Board (ERCB, 2012), l'Office National de l'Energie (ONE, 2006) ou encore le Canadian Energy Research Institute (CERI, 2012).

3.1 Coûts opératoires

A partir des données de coûts opératoires des rapports annuels publiés par les compagnies historiques Suncor et Syncrude, nous avons constitué un coût opératoire global pour les productions minières et nous avons distingué les coûts opératoires hors dépenses énergétiques et les coûts énergétiques pour les productions *in situ*.

Initialement à 17,1 \$/b en 2002, les coûts opératoires miniers de Syncrude ont progressivement augmenté sur la période, avec une rupture au cours de l'année 2004 et atteignaient 26,5 \$/b en 2006. Les coûts opératoires de Suncor ont également suivi une tendance haussière, passant de 14,0 \$/b en 2004 à 29,1 \$/b en 2007, excepté une rupture sur l'année 2006. Le léger décalage entre les coûts opératoires des deux compagnies semble provenir des amortissements qui sont comptabilisés par Syncrude. A règle de comptabilité égale, les coûts opératoires de Suncor et Syncrude sont similaires. La structure détaillée des coûts de Suncor indique que la hausse des coûts opératoires est due principalement à l'augmentation des coûts opératoires décaissables hors coût du gaz naturel. Entre 2004 et 2005, les coûts opératoires hors gaz naturel sont passés de 12,9 à 21,1 \$/b, tandis que le coût du gaz naturel a évolué de 1,1 à 3,7 \$/b. La hausse importante du prix du gaz naturel sur cette période a été peu répercutée sur les coûts opératoires miniers, étant donné la faible proportion du coût du gaz naturel dans le coût opératoire total. La hausse des coûts opératoires hors gaz naturel provient de l'augmentation des coûts de maintenance, liée aux arrêts de production non planifiés et à la hausse des salaires.

Sur la période 2004-2007, les coûts opératoires hors gaz naturel des projets *in situ* sont restés stables, compris entre 8,9 et 10,9 \$/b, avant d'atteindre 13 \$/b en 2008. Le coût du gaz naturel est plus variable et a suivi l'évolution du prix du gaz naturel sur le marché spot d'Alberta. S'établissant en moyenne à 11,2 \$/b en 2004, il a atteint un pic à 13,1 \$/b en 2005. Il a diminué à 8,4 \$/b en 2006, avant d'augmenter à 9,9 et 12,3 \$/b en 2007 et 2008. La hausse du prix du gaz naturel en Alberta observée entre 2004 et 2005 (de 6,7 à 8,3 \$/MMBtu) et entre 2007 et 2008 (de 6,4 à 7,9 \$/MMBtu) a significativement pesé sur les coûts opératoires *in situ*, étant donné la forte proportion du coût du gaz naturel dans le coût opératoire total, entre 48 et 59% selon les années.

Les coûts opératoires des projets en fonctionnement ont été impactés par la hausse des coûts de maintenance et des prix des matières premières énergétiques (gaz naturel, naphtha et diluants). Les coûts de maintenance ont augmenté sous l'effet d'une hausse des salaires, en particulier dans le cas des projets miniers pour lesquels le coût du travail représenterait plus de 40% des dépenses opératoires (CERI, 2005). Les coûts de maintenance des projets miniers ont également augmenté en raison d'incidents techniques qui ont mené à des arrêts de production non planifiés, les coûts fixes étant alors répartis sur un niveau de production plus faible.

Les prix du naphtha, du diluant et du gaz naturel ont suivi une tendance haussière sur la période 2004-2008. Toutefois, cette hausse n'a pas ralenti le développement de la filière minière, puisque le coût d'acquisition des facteurs énergétiques représente moins de 10% du coût variable total minier. La hausse des matières premières énergétiques a plutôt stimulé la recherche d'une meilleure efficacité énergétique, qui a mené à l'intégration des systèmes productifs d'extraction et de pré-traitement, au déploiement de l'hydrotransport et à la

construction de systèmes de récupération du naphta et de lignes de retour de diluant vers les sites d'extraction.

3.2 Analyse du coût marginal de production : revue de la littérature et application au cas minier

L'évolution haussière des coûts de production observée sur la première décennie des années 2000 conduit à s'interroger sur la forme de la courbe de coût marginal lié à l'extraction des ressources non conventionnelles.

Une modélisation de coût en forme de courbe en U, souvent utilisée dans la littérature des ressources épuisables, permet de tenir compte d'une première phase de réduction de coût grâce au progrès technique, suivi d'un accroissement du coût d'extraction lorsque la ressource s'épuise et devient de plus en plus difficile à extraire (Slade, 1982, pour différents métaux; Méjean et Hope, 2008, pour les sables asphaltiques canadiens).

Sur la seconde période, où l'impact positif de l'épuisement de la ressource dépasse l'effet négatif du progrès technique sur les coûts, la fonction de coût peut évoluer à des rythmes différents selon qu'elle dépend ou non des réserves restantes ou de la production cumulée.

Une fonction de coût quadratique possède des propriétés intéressantes liées à sa convexité et l'obtention d'une solution unique. Elle permet ainsi de modéliser un coût marginal croissant en fonction de la production (Gordon, 1967). Cette approche permet d'intégrer la déséconomie pécuniaire, propre aux ressources constituant des biens communs, comme l'eau, qui apparaît lorsque le coût d'approvisionnement d'un bien commun augmente du fait de la concurrence existante pour son utilisation (Melton, 1982). Elle permet aussi d'intégrer un coût social marginal croissant qui se justifie si l'on tient compte par exemple d'un effet cumulatif du CO₂ dans l'atmosphère (Méjean et Hope, 2008).

Une fonction de coût concave, représentant un coût moyen d'extraction croissant mais un coût marginal décroissant, peut également être envisagée. Cette modélisation peut se justifier dans le contexte actuel, en considérant simultanément un coût social croissant et du progrès technique avec l'apparition de nouvelles technologies à rendements croissants.

On peut également modéliser une fonction de coût qui dépend explicitement de la production cumulée, ou des réserves restantes (Levhari et Liviatan, 1977). Elle correspond à un coût marginal d'extraction croissant au fur et à mesure de l'exploitation de la ressource épuisable. Cette approche se justifie par le fait que les firmes ont privilégié le développement des réserves de meilleure qualité (la justification théorique de ce comportement rationnel a été établie par Hanson, 1980 et Solow et Wan, 1976), et au fur et à mesure de l'épuisement des réserves de qualité supérieure, ce sont les réserves de moindre qualité qui sont alors exploitées.

Une analyse économétrique a permis d'évaluer la fonction de coût variable de la technologie minière pour laquelle on dispose d'un historique assez long entre 1980 et 2008. Ceci n'a pas pu être réalisé pour la production *in situ* en raison d'un échantillon de données trop petit. Les

données sur les coûts opératoires et les productions sont issues du Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP, 2011).

Pour cette modélisation économétrique, nous avons expliqué le coût marginal de production de la production minière par la production cumulée associée à ce mode d'extraction.

Les séries statistiques de coûts marginaux ont été élaborées à partir des différentiels annuels des coûts opératoires et des productions cumulées. Les séries de coûts marginaux sont exprimées en monnaie constante (base 100 = 2000). Nous utilisons des données annuelles sur la période 1980-2008. Des tests de changement structurel (Cusum square) ont permis d'identifier une rupture au début des années 90.

Dans les résultats qui suivent, nous utilisons les notations suivantes :

$Cm(M)$: coût marginal de la production minière, en \$CDN/b de bitume,
 $CY(M)$: production cumulée en minier, en millier de barils de bitume
 DU_i : variable muette prenant la valeur 0 jusqu'à l'année $i-1$, puis 1 au delà,

Le modèle minier s'exprime ainsi comme :

$$Cm(M) = \underset{(2.231)}{27.325} - \underset{(2.648)}{22.245} \times DU_{1990} + \underset{(5.16 \times 10^{-7})}{1.28 \times 10^{-6}} \times CY(M) - \underset{(3.27 \times 10^{-4})}{2.10 \times 10^{-5}} \times CY(M) \times (1 - DU_{1990})$$

$$R^2 = 0.779$$

$$n = 29, \text{ période : } 1980 - 2008$$

$$DW = 1.71$$

Pour la technologie minière, nous observons deux périodes distinctes d'évolution du coût marginal. Sur le début de la période d'estimation, entre 1980 et 1989, la production cumulée a un impact négatif sur le coût marginal, que l'on peut interpréter comme un effet d'apprentissage. L'effort de R&D du secteur pétrolier non conventionnel des années 1980 a permis de développer de nouvelles technologies réductrices de coût (Méjean et Hope, 2008). Au fur et à mesure de l'exploitation, le coût marginal d'exploitation a progressivement diminué grâce à une meilleure connaissance des technologies, à l'optimisation des procédés, et à l'utilisation de nouvelles technologies issues du progrès technique.

Mais, à partir du début des années 1990, le coefficient de la production cumulée devient positif. Dès lors, nous pouvons considérer qu'il s'agit de la partie croissante de la fonction de coût en U.

A partir de cette estimation, nous obtenons un coût opératoire marginal moyen de 15.2 \$/b de bitume sur la période 1979-1989, et de 8.4 \$/b de bitume sur la période 1990-2008. Sur la période 2005-2008, on observe néanmoins une nette augmentation du coût marginal opératoire, valant en moyenne 11.5 \$/b.

3.3 Coût du capital

L'évaluation du coût du capital est plus délicate à effectuer à partir des séries de coût disponibles. La première difficulté tient au fait que les dépenses d'investissement sont agrégées sur l'ensemble des projets de la filière. La seconde tient à l'existence d'un délai de construction, entre la décision d'investissement et le fonctionnement des nouvelles installations, pouvant atteindre plusieurs années et variables d'une technologie et d'un projet à l'autre. Ce délai de construction est loin d'être négligeable puisqu'il serait compris entre 6 et 9 années pour les projets miniers et entre 4 et 8 années pour les projets *in situ*. Enfin, le flux des dépenses d'investissement pour un projet est fortement variable d'une année sur l'autre car il dépend de l'avancement du projet et de la stratégie des compagnies.

Face à ces limites, nous avons évalué le montant d'investissement unitaire des principaux projets non conventionnels, en fonctionnement, en construction ou simplement planifiés, pour lesquels les données étaient disponibles (annexe 2). Pour permettre la comparaison, le coût unitaire du capital a été calculé pour chacun des projets, à partir des productions au niveau plateau actualisées sur une période de 22 années en s'appuyant sur les projets historiques de Suncor. Le taux d'actualisation utilisé est égal à 8 %.

L'observation et l'analyse descriptive des données d'investissement mettent en évidence une forte hétérogénéité des valeurs du coût du capital pour les projets miniers et *in situ* intégrés et non intégrés, rendant l'utilisation d'une valeur moyenne délicate. Les coûts unitaires des projets miniers varient de 0,4 à 25 \$/b (moyenne de la série égale à 11,4 et écart-type égal à 8 \$/b), tandis que ceux des projets SAGD varient de 1,4 à 28,5 \$/b (moyenne de la série égale à 7,8 et écart-type égal à 6 \$/b). Les coûts unitaires des projets miniers intégrés sont moins dispersés, compris entre 5,9 à 19,1 \$/b (moyenne de la série égale à 10,3 et écart-type égal à 5,4 \$/b). Ce sont les coûts du capital des projets d'*upgrading* qui varient le plus fortement d'un projet à l'autre. Ils sont compris entre 2,7 et 62 \$/b (moyenne de la série égale à 20,8 et écart-type égal à 19,5 \$/b).

Les projets reportés peuvent correspondre à des extensions de capacité de projets déjà en fonctionnement, à des projets d'élimination des goulots d'étranglement, ou aux phases initiales de nouveaux projets. La particularité de certains projets explique l'obtention de coût du capital très faible. C'est le cas de l'extension de la colonne de distillation du projet Millennium Upgrader 2 ou de l'extension des mines sans construction de nouvelles unités d'extraction du bitume de North Steepbank Mine. Ils ne sont donc pas représentatifs des investissements plus complets qui nous intéressent ici.

Hormis cette mise en garde, la nature des projets (extensions de capacité versus nouveau projet) ne semble pas expliquer la disparité des coûts des investissements. Certains projets d'extension présentent un coût du capital plus faible que celui estimé pour la première phase et semble valider l'existence d'un effet d'échelle. C'est le cas du projet minier intégré Horizon, dont le coût d'investissement diminue de 19,1 à 5,9 \$/b entre les phases successives ou du projet Fort Hills Sturgeon Upgrader dans une moindre mesure. Au contraire, d'autres projets présentent des coûts d'investissement qui ne diminuent pas forcément avec l'avancement du projet. Cela semble être le cas du projet *in situ* SAGD West Eills, dont le coût du capital, après une diminution entre les deux premières phases de développement, augmente lors de la troisième phase.

Ces évolutions de coût du capital pourraient provenir des choix de *design* des capacités. Le producteur a la possibilité d'anticiper une augmentation de production entre les deux premières phases, en construisant une capacité supérieure à la production initiale dont une partie ne serait pas utilisée pendant cette première phase, puis procéder aux investissements complémentaires pour augmenter la production lors des phases suivantes sans avoir à réinvestir dans les unités productives principales. Toutefois, cette stratégie ne semble économiquement justifiée que pour deux phases successives, ce qui expliquerait la hausse du coût du capital lors de phases plus lointaines.

Les estimations restent dispersées pour des projets de taille ou de degré d'intégration comparable, avec des dates de démarrage prévues identiques : Voyageur South et Kearn Northern pour la technologie minière, Northern Lights Upgrader et North West Upgrader pour la technologie minière intégrée, ou encore Algar Pod Two et BlackGold dans le cas des projets SAGD.

Cette hétérogénéité pourrait aussi provenir de caractéristiques technologiques ou géologiques spécifiques à chacun des projets. En réalité, il est possible d'observer un coût du capital très différent entre deux projets intégrés utilisant la même technologie d'injection, de valorisation du bitume en brut synthétique ou localisés sur des dépôts de minerai de qualité comparable.

En poussant notre analyse, cette disparité proviendrait plutôt de degrés d'avancement différents entre les projets (projets en cours de construction, ou en cours de régulation), de règles comptables (provisions pour les frais de siège ou administratif inclus ou exclus du coût du capital), ou de conditions de financement spécifiques à chaque entreprise. L'estimation du coût du capital devient effectivement plus précise au fur et à mesure de l'avancement des phases de construction (gains d'information), et lorsque les unités principales les plus coûteuses ont été construites. Enfin, les compagnies historiques de la filière non conventionnelle ou les grandes compagnies du secteur des hydrocarbures, dont les projets (déjà amortis ou en cours d'amortissement) ont engendré de larges profits pendant la période haussière du prix du brut, ont l'opportunité d'autofinancer une large part de leurs nouveaux projets en levant une partie de leurs fonds propres, tandis que les nouveaux acteurs peuvent être confrontés à un coût de financement du capital plus élevé, dû à l'augmentation des taux d'intérêt des emprunts.

Nous observons néanmoins un accroissement du coût du capital pour la plupart des projets futurs, quelque soit la technologie considérée. Il a par exemple été multiplié par cinq entre un projet minier standard approuvé prévu pour fin 2012 (Kearn) et un projet minier datant de 2002 (Muskeg River), et par douze entre les projets d'*upgrading* d'Albian-AOSP, l'un ayant démarré en 2003, le second en construction prévu pour 2012. Cette inflation du coût du capital semble également avoir touché les projets *in situ* SAGD, mais dans une moindre mesure. Ainsi, le coût du capital du projet Clearwater East end West d'ors et déjà approuvé et prévu pour 2012 est trois fois supérieur à celui du projet Great divide Pod démarré en 2007, avec une capacité identique.

4. Le système fiscal appliqué à l'exploitation des sables bitumineux

Les ressources naturelles en terre du Canada appartiennent au gouvernement de la province correspondante. Les ressources de bitume naturel appartiennent donc, pour l'essentiel, au gouvernement d'Alberta. Les compagnies en charge du développement des réserves de bitume doivent acquérir des droits d'exploitation de la ressource moyennant l'achat de concessions et le versement de taxes (au niveau provincial et fédéral) et royalties (au niveau provincial).

La capture d'une partie de la rente par l'Etat, ici le gouvernement provincial, conduit à s'interroger sur son impact éventuel sur les décisions d'investissement de la filière. En particulier, une capture gouvernementale de la rente économique neutre face aux décisions d'investissement implique de déterminer de manière transparente les coûts économiques à considérer et le taux de rentabilité de l'investissement ajusté au risque. Dans le cas particulier de l'exploitation des ressources non conventionnelles canadiennes, le niveau de risque de l'investissement est corrélé aux dépenses initiales en capital, à la durée de récupération des coûts, à la volatilité du prix de vente des produits obtenus et au différentiel de prix entre les bruts lourd et léger. L'analyse empirique des différents systèmes de taxes et royalties adoptés nous indique que ces paramètres ont fortement varié au fur et à mesure du développement de la filière non conventionnelle.

Jusqu'en 1997, le système de royalties de chaque projet était négocié au cas par cas auprès du gouvernement provincial (Masson et Remillard, 1996). Entre 1967 et 1987, le système de royalties appliqué au projet de Suncor correspondait à un pourcentage fixe de la production brute. Pour le projet de Syncrude, le gouvernement touchait 50 % des revenus nets des coûts de production, sans taux minimum de royalties sur la production brute. De plus, pour le calcul de l'impôt sur le revenu des entreprises, le traitement des dépenses d'investissement déductibles pour l'amortissement accéléré était plus favorable aux projets miniers qu'aux projets *in situ* (déduction de 100% des dépenses d'investissement annuelles des projets miniers contre un taux de déduction décroissant pour les projets *in situ*).

Suite au choc pétrolier de 1973, la forte hausse du cours du brut a amené le gouvernement fédéral canadien à mettre en application un programme énergétique national visant à sécuriser les approvisionnements pétroliers et limiter l'augmentation de la facture pétrolière du Canada, alors producteur et importateur de pétrole. Le gouvernement canadien a ainsi marqué son soutien au développement de la filière non conventionnelle par sa prise de participation dans le projet de Syncrude. Cependant, il avait instauré en parallèle un système de régulation du prix des bruts produits au Canada, limitant le prix de valorisation à 85 % du prix minimum des bruts importés pour tenter de limiter la facture énergétique des consommateurs. Cette mesure a fortement pénalisé la rentabilité des projets pétroliers canadiens et plus particulièrement des projets non conventionnels, déjà fragilisés par leur coût de production élevé.

Pour limiter les difficultés liées aux chocs pétroliers et à l'adoption du programme énergétique canadien rencontrées par les producteurs non conventionnels, le système de taxes et royalties a progressivement été allégé pour protéger les projets en fonctionnement d'une faillite. Ainsi, les taxes spéciales, prix régulés et provisions aux exportations avaient disparues au milieu des années 1980, certains projets bénéficiant même d'une prise de participation directe de la part des gouvernements fédéral et provinciaux (comme le projet Syncrude). Par ailleurs, un accord

bilatéral de long terme (Crown agreement), signé entre le gouvernement de l'Alberta et les compagnies Syncrude et Suncor, empêchait notamment la réévaluation du taux de royalties appliqué aux projets historiques jusqu'en 2016.

Face aux déficits colossaux du gouvernement fédéral et à la diminution progressive du cours du brut au début des années 1980, le programme énergétique canadien avait perdu de sa légitimité et des signes de contestation sont apparus, notamment parmi les producteurs de l'Ouest canadien, qui avaient vu leur profit stagner sur toute la période régulée. L'arrêt du programme énergétique national canadien a été décidé par le nouveau gouvernement conservateur élu et la dérégulation du prix du pétrole est devenue effective en 1986. A partir de 1987, le système de taxes et royalties de la compagnie Suncor est modifié : les royalties correspondaient alors au maximum entre 30% des revenus nets et 5 % de la production brute et les coûts déductibles pour le calcul du revenu net correspondaient à 101 et 110 % des coûts effectifs du capital et opératoires respectivement. Enfin, lorsque les royalties brutes excédaient les royalties nettes, la différence était déduite des royalties à verser pendant les années où les royalties nettes étaient supérieures aux royalties brutes.

Contrairement aux projets miniers, un système fiscal identique avait été adopté pour l'ensemble des projets *in situ*. Au démarrage des installations, les royalties étaient égales à 1% de la production brute, augmentant de 1% tous les 18 mois jusqu'à un seuil maximum de 5%. Ce seuil restait stable jusqu'à ce que les revenus bruts excèdent les coûts cumulés englobant les coûts opératoires, le coût du capital, les royalties brutes et un abattement de 10% sur les coûts non récupérables. Au delà, les royalties correspondaient au maximum entre 30% des revenus nets et 5% des revenus bruts. 101 et 110 % des coûts effectifs du capital et opératoires pouvaient être déduits pour le calcul des revenus nets.

Un système fiscal générique, inspiré des travaux du comité consultatif le « *National Task Force on Oil Sands Strategies* », chargé de publier des recommandations afin de promouvoir l'exploitation des sables asphaltiques, a été adopté en 1997 (*the Oil Sands Royalty Regulation, OSRR97*). Le coût du capital déductible pour amortissement accéléré était désormais traité de manière identique pour les projets miniers et *in situ*, faisant disparaître le « biais technologique ». Avant l'obtention de revenus nets positifs, les producteurs miniers et *in situ* avaient la possibilité de déduire avec un certain retard le coût du capital éligible pour l'amortissement accéléré à hauteur de 25 %, décroissant dans le temps. Lorsque les revenus nets étaient positifs, le coût du capital cumulé non déduit précédemment était déductible à un taux de 100%, jusqu'à un plafond maximum égal aux revenus totaux générés par le projet (et non par l'entreprise). Pour le calcul des royalties, l'approche revenu/coût était maintenue mais différenciée avant et après récupération des coûts. Avant la récupération des coûts, les royalties s'élevaient à 1% des revenus bruts. Après récupération des coûts, c'est-à-dire lorsque les revenus bruts excédaient la somme des coûts englobant le coût du capital, les coûts opératoires et les royalties brutes, actualisés au taux des obligations fédérales de long terme (autour de 7 % selon Masson et Remillard, 1996), les royalties étaient égales au maximum entre 1 % des revenus bruts et 25% des revenus nets.

Par ailleurs, les producteurs intégrés, présents dans l'extraction et la valorisation du bitume, pouvaient choisir de payer les royalties sur leur production de bitume ou de brut synthétique. Dans le second cas, les revenus bruts étaient calculés avec le prix de vente du brut synthétique. Les revenus bruts mais également les dépenses d'investissement (et par

conséquent les crédits d'impôts) étaient supérieurs à ceux correspondant aux projets non intégrés. L'effet net sur le montant des royalties était a priori ambigu, mais le premier cas est apparu le plus avantageux dans la pratique, puisque tous les producteurs intégrés ont choisi de verser des royalties calculées à partir de leur production de bitume (Plourde, 2009).

Le système fiscal générique de 1997 était ajusté aux risques spécifiques de la filière non conventionnelle, puisqu'il permettait un plus grand partage des risques d'investissement avec le gouvernement provincial, en comparaison au système fiscal appliqué sur les projets pétro-gaziers conventionnels. En particulier, les provisions pour l'amortissement accéléré (jusqu'à 100% des dépenses d'investissement) de la filière non conventionnelle dans le calcul de l'impôt sur le revenu étaient nettement supérieures à celles des filières conventionnelles pétrolières et gazières. La standardisation d'un système fiscal avantageux ainsi que les mesures de privatisation (arrêt des prises de participation directe du gouvernement provincial dans les projets non conventionnels, mais accès facilité à des bourses, prêts ou garanties de prêts) ont largement contribué à l'ouverture à la concurrence du secteur des sables asphaltiques et par conséquent à son développement.

Entre 1997 et 2007, aucun changement significatif n'a eu lieu sur le système des royalties. Seul le traitement de l'impôt sur le revenu des compagnies a connu des modifications. Tous secteurs confondus, les taux statutaires d'imposition sur le revenu des entreprises ont diminué au niveau provincial et fédéral. Le taux d'imposition de l'Alberta est passé de 15.5 % en 1997 à 10 % en 2007 tandis que le taux d'imposition fédéral est passé de 29.12% en 1997 à 22.12% en 2007. De plus, pour le calcul de l'impôt sur le revenu, la déduction relative aux ressources (25 % des revenus nets), qui équivaut approximativement aux redevances et taxes d'exploitation minière versées à la province a été graduellement remplacée par la déductibilité totale des royalties versées (Plourde, 2009). Cette mesure s'est avérée en général défavorable pour les producteurs non conventionnels avant la récupération des coûts et favorable après.

Un glissement vers une fiscalité plus favorable aux producteurs a eu lieu entre 1997 et 2007, impliquant une diminution progressive de la proportion de la rente capturée par les gouvernements. Dans une perspective de rééquilibrage des rentes, un nouveau système fiscal a été adopté par le gouvernement d'Alberta en octobre 2007 et mis en application au début de l'année 2009.

D'une part, les provisions pour l'amortissement accéléré du capital ont été éliminées pour les activités liées à l'exploitation des sables bitumineux après l'annonce du budget fédéral en mars 2007. Ainsi, les dépenses en capital éligibles pour les provisions ne sont plus utilisées dans le calcul de l'impôt sur le revenu mais génèrent des abattements sur le coût du capital selon un calendrier caractérisé par des taux de dépréciation très inférieurs à 100%, même lors de la phase de génération de revenus positifs d'un projet.

D'autre part, le système de royalties devient flexible en fonction du niveau de prix du WTI. Le taux de royalties brut, appliqué sur le revenu brut, varie entre 1 % et 9 %, tandis que le taux de royalties net, appliqué sur les revenus nets, varie entre 25 % et 40 %. Pour un prix du WTI inférieur ou égal à 55 \$CDN/b, les deux taux de royalties restent à leurs valeurs minimales. Lorsque le prix du WTI dépasse 120 \$CDN/b, les taux de royalties atteignent leurs valeurs maximales. Une interpolation linéaire permet de déterminer les taux des royalties pour les

valeurs intermédiaires de prix du brut. Ces taux sont identiques pour les projets non intégrés et intégrés.

A l'instar des systèmes fiscaux précédents, le producteur doit payer les royalties brutes avant récupération des coûts et le maximum entre les royalties brutes et nettes après récupération des coûts. L'actualisation des flux de dépenses et de revenus est effectuée au nouveau taux des obligations fédérales de long terme, entre 4 et 6 % (Plourde, 2009), inférieur au taux utilisé précédemment. La diminution du taux d'actualisation dans le calcul du payout accélère le versement des royalties calculées sur les revenus nets et permet aux gouvernements de capturer plus rapidement une partie plus importante de la rente.

Indépendamment du nouveau régime de royalties, de nouveaux taux gouvernementaux d'imposition sur le revenu des entreprises ont été fixés : 20% au niveau fédéral et 10% au niveau provincial. Enfin, le gouvernement d'Alberta a lancé en parallèle de nouvelles négociations avec les opérateurs non conventionnels historiques afin de réduire les avantages fiscaux contractualisés jusqu'à 2016.

5. Analyse du développement de la filière dans un contexte économique et environnemental en mutation

Le secteur du pétrole non conventionnel se développe dans un contexte économique et environnemental qui connaît d'importants changements susceptibles d'impacter celui-ci.

Entre 1998 et 2008, période pendant laquelle la production pétrolière non conventionnelle canadienne s'est fortement développée, on observe effectivement un accroissement du taux de profit. Jusqu'en 2004, les coûts opératoires ont été maîtrisés, tandis que le prix de valorisation, excepté 1998, suit une tendance croissante.

Entre 2005 et 2008, le contexte change puisque les coûts de production augmentent nettement: les coûts opératoires augmentent sous l'effet des prix croissants de l'énergie, tels que le gaz naturel ou les produits pétrochimiques, largement utilisés dans les unités de production non conventionnelle, tandis que le coût du capital subit de fortes pressions inflationnistes sous l'effet des goulots d'étranglement dans les secteurs de la construction et du service parapétrolier.

Par ailleurs, sur cette même période, le coût d'accès au capital dans le secteur pétrolier non conventionnel a diminué. Il est ainsi passé de 15,2 % en 1996 à 12,5 % en moyenne entre 1999 et 2003, jusqu'à 9,3 % en 2007. Cette évolution s'explique en partie par une réduction de la prime de risque technologique ainsi que par l'accès à des conditions de financement plus attractives : taux d'emprunt limité, échéances de remboursement plus flexibles, ou structure de financement en "*project financing*" pour protéger les autres actifs des compagnies impliquées dans un projet non conventionnel.

Enfin, l'absence de contraintes environnementales fortes ainsi que des facilités pour les débouchés vers les marchés nord-américains par oléoducs et un prix du brut soutenu semblaient caractériser cette période, ce qui a représenté un atout pour le développement du

secteur. Néanmoins, le contexte économique et environnemental actuel ne semble plus aussi favorable, et les perspectives de développement futur du secteur pétrolier non conventionnel restent incertaines.

Des incertitudes supplémentaires sont également apparues sur l'évolution du coût de production ou sur le développement de nouveaux débouchés. Suite à la crise économique amorcée fin 2008 et à l'atténuation des goulots d'étranglement dans les secteurs parapétrolier et de la construction, une réduction des coûts des projets était anticipée. Il est difficile d'évaluer les réductions de coûts effectifs, mais de nombreux projets annoncés avant la crise économique sont toujours retardés malgré l'augmentation du cours du brut, par difficulté de financement mais aussi de lisibilité sur les conditions économiques et réglementaires des prochaines années.

Au regard des dommages environnementaux liés à la production des sables asphaltiques, il est probable que des réglementations environnementales plus drastiques se mettront en place dans les prochaines années. Parmi ces mesures, sont évoquées dans le Plan vert du Canada l'instauration d'une taxe sur les émissions de CO₂, l'obligation d'installer de nouvelles unités réductrices de pollution sur les sites de production, la capture et le stockage du CO₂, le traitement des fumées soufrées ou encore le traitement et recyclage des eaux usées. L'accès à l'eau pourrait devenir contraint et une nouvelle gestion de la ressource en eau pourrait nécessiter la construction de bassins de stockage (Alberta Environment, Fisheries and Oceans Canada, 2007). Dans cette perspective, l'impact sur le coût du capital pourrait être conséquent, d'autant plus que certaines de ces technologies ne sont pas encore matures.

D'autre part, des dommages environnementaux supplémentaires liés à l'extraction minière restent difficiles à monétiser, et posent la question délicate de la responsabilité des acteurs industriels, ou politiques, face à des risques de pollution à grande échelle, telle qu'une contamination de nappe phréatique provoquée par une fuite de déchets riches en métaux lourds provenant d'un bassin de décantation, et des stratégies à mettre en place pour comptabiliser le facteur environnement lors du processus de décision : obligation pour l'industriel de provisionner tout au long de la durée de vie du projet, introduction d'une prime de risque environnementale lors de l'évaluation de la rentabilité du projet, sévèrisation des clauses de remise en état des sols en termes de délais, d'objectifs ou de pénalités financières.

Par ailleurs, les pistes de réduction du coût de production grâce au progrès technique restent à l'heure actuelle peu prometteuses. Un facteur d'apprentissage élevé observé dans le secteur minier dans les années 1980-1990 (Méjean et Hope, 2008), fortement réducteur de coût, a été initié par des avancées technologiques dans le secteur du charbon (augmentation des capacités unitaires des équipements d'excavation et amélioration de la logistique) puis par des gains en efficacité énergétique. A l'inverse, face à une conscience environnementale politique et populaire grandissante, les efforts actuels de R&D des acteurs de la filière non conventionnelle minière visent plutôt le développement de technologies de dépollution (gestion optimisée de l'eau et des bassins de décantation) n'impliquant pas forcément de réduction des coûts.

Dans le cas de l'extraction SAGD *in situ*, nous disposons d'un retour d'expérience limité puisque la technologie n'est utilisée commercialement que depuis la fin des années 1990, et il peut paraître prématuré d'en évaluer l'impact. De par leur structure, l'évolution des coûts de

production SAGD dépend fortement du prix du gaz naturel. Une piste de réduction des coûts de production consisterait à maîtriser le facteur technique SOR (*Steam-Oil Ratio*, c'est-à-dire ratio vapeur/pétrole), pour limiter la consommation unitaire en vapeur et donc en gaz naturel et les émissions de CO₂ associées. Or, il reste difficile d'estimer l'évolution des rendements techniques de l'extraction SAGD en fonction de la qualité des gisements. Actuellement, les projets *in situ* SAGD concernent les gisements profonds de meilleure qualité, caractérisés par un SOR relativement faible (de l'ordre de 2.5 à 3). Mais les performances de production de gisements de moins bonne qualité n'ont toujours pas été établies et il existe de fortes incertitudes sur la valeur des SOR correspondants. A moyen terme, sans avancées technologiques majeures, la dégradation de la qualité des gisements risque d'impacter à la hausse la valeur des SOR et donc le coût d'extraction SAGD *in situ*. Les autres problématiques environnementales liées à l'extraction *in situ* sont liées à la perturbation du cycle de l'eau, avec une perte nette d'eau dans les réservoirs, aux conséquences méconnues.

Ainsi, les efforts pour protéger l'environnement pourraient avoir un impact sur les coûts d'extraction des ressources non conventionnelles croissant à moyen terme, en raison d'une internalisation des dommages environnementaux et de la dégradation de la qualité des gisements.

Enfin, le développement de la filière non conventionnelle reste dépendant de l'évolution de la demande, qui peut être impactée par plusieurs facteurs et, en particulier, la mutation de l'outil de raffinage pour s'adapter à l'offre non conventionnelle et le développement de nouveaux oléoducs.

Le marché du raffinage canadien, de petite taille, vieillissant et ayant peu d'unités de conversion profonde, ne devrait pas ouvrir de débouchés majeurs pour le brut non conventionnel. Les marchés américain et, à plus long terme, asiatique, restent les plus prometteurs. Néanmoins, leur potentiel dépendra à la fois de la mutation de leur outil de raffinage, afin de traiter des charges plus lourdes ou plus soufrés de type bitume, ou des charges particulières de brut synthétique de qualité moyenne, et sans résidu sous vide, et du développement de nouveaux oléoducs de transport (accès à la côte Pacifique), pour limiter les risques de congestion sur les marchés actuels (PADD IV) et accéder à des marchés supplémentaires (de type PADD III, déjà doté de raffineries complexes capables de traiter les charges lourdes sud-américaines, ou PADD V, cf annexe 3). Mais l'investissement dans le secteur du transport pétrolier reste très capitalistique, spécifique, et donc sensible aux risques de marché.

6. Analyse du sentier optimal d'extraction de la ressource dans un contexte incertain

Le caractère épuisable d'une ressource naturelle conduit à arbitrer entre l'extraction de la ressource aujourd'hui et bénéficier de son revenu immédiatement, et l'obtention d'un revenu futur qui proviendrait de cette même ressource exploitée dans l'avenir. La décision d'investir repose ainsi sur un arbitrage entre la valeur immédiate de la ressource extraite et la valeur en terre de la ressource.

De nombreux articles issus de la théorie des ressources épuisables portent sur les effets de la fonction de coût sur le sentier optimal d'extraction d'une ressource épuisable. En considérant un coût marginal d'extraction constant, Hotelling (1931), dans son article fondateur, conclut que le taux de production d'une ressource épuisable est décroissant sur le sentier optimal d'extraction, et la ressource est totalement épuisée à la date finale. En considérant un coût marginal croissant mais indépendant de la production cumulée, des résultats identiques à ceux d'Hotelling sont obtenus, à savoir l'épuisement totale de la ressource à la date finale (Gordon, 1967).

En revanche, si l'on considère un coût marginal croissant dépendant de la production cumulée, la ressource n'est plus systématiquement épuisée à la date finale (Levhari et Liviatan (1977)). Le coût classique d'opportunité d'extraction de la ressource est augmenté d'un coût supplémentaire lié au fait qu'extraire une quantité de ressource aujourd'hui augmente le coût d'extraction des ressources qui seront extraites dans le futur. La condition d'arrêt de la production devient l'égalité entre le revenu marginal et le profit marginal. Le projet s'arrête lorsqu'il n'est plus suffisamment rentable, éventuellement avant épuisement total de la ressource exploitée. De plus, si le coût marginal d'extraction croît suffisamment en fonction de la production cumulée, il est alors possible d'obtenir un taux de production croissant sur le sentier optimal d'extraction, en contradiction avec la règle d'Hotelling.

D'autre part, l'investissement pour permettre l'exploitation de ressources naturelles épuisables implique l'acquisition de capital, mais également la transformation de ce capital "indéterminé" en un capital spécifique, propre à l'usage de l'entreprise, qui apporte de l'irréversibilité dans la décision d'investissement (Bourdieu, Coeuré, Sédillot, 1997). Ce coût de spécification du capital est particulièrement élevé pour la filière pétrolière non conventionnelle, puisque celle-ci requiert des immobilisations importantes (construction d'unités productives lourdes, préparation et réhabilitation de sites très étendus). Il génère en plus un effet d'irréversibilité dans la décision d'investissement qui provient d'une asymétrie entre le coût de l'investissement et du désinvestissement. En présence d'irréversibilité, Gaudet (1983) a montré que le sentier optimal d'extraction ne suit plus forcément le profil prédit par Hotelling. Il montre que le taux de production, après une période d'ajustement, reste constant (plateau de production), puis diminue jusqu'à la date d'épuisement de la ressource.

Enfin, dans un contexte de prix de valorisation incertain, le rythme d'extraction d'une ressource épuisable est modifié selon la forme de la fonction de coût marginal (Pindyck, 1981). Les fluctuations stochastiques du prix tendent à accélérer la production lorsque la fonction de coût est convexe, tandis qu'elles créent une incitation à ralentir la production lorsque la fonction de coût est concave.

Chapitre 2. Analyse économétrique du prix du pétrole synthétique

Introduction

Le pétrole brut extra-lourd est destiné, après transformation en pétrole brut synthétique (*upgrading*), à être traité en raffinerie. Ce pétrole brut synthétique (SCO) présente de très bonnes caractéristiques, avec une densité autour de 30° API et une teneur en soufre relativement limitée. La production pétrolière non conventionnelle canadienne est en quasi-totalité exportée vers les marchés PADD II et IV, au nord des Etats-Unis (carte en Annexe 3), bénéficiant d'un système d'oléoducs largement développé. En rapide expansion depuis les années 2000, l'offre canadienne non conventionnelle représente ainsi une part croissante de l'approvisionnement des grandes raffineries du Midwest.

Le West Texas Intermediate (WTI) est l'un des trois marqueurs internationaux de pétrole brut, et est le brut marqueur le plus utilisé sur le marché nord-américain (marqueur des contrats futures de pétrole brut sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX)). Malgré une production assez faible, le WTI est particulièrement bien adapté aux besoins actuels du marché nord-américain, puisqu'il présente d'excellentes caractéristiques pour le raffinage en termes de densité, de teneur en soufre (39.6 °API et 0.24 % soufre), de rendement essence et est également légèrement meilleur que l'approvisionnement pétrolier moyen américain de 35 °API (EIA, 2011). Il est par ailleurs essentiellement raffiné dans les régions du Midwest et de la côte du golfe du Mexique, les deux plus grands marchés du raffinage américain.

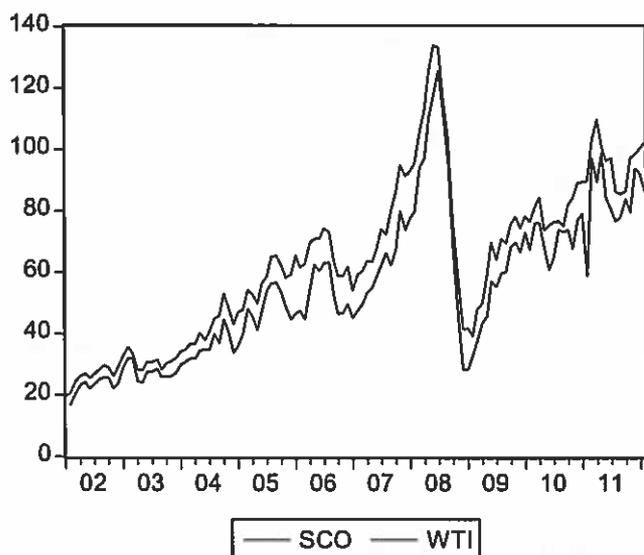
Dans ce contexte, la valorisation des bruts synthétiques légers, dont les qualités se rapprochent de celles du marqueur WTI et destinés au même marché, devrait dépendre du prix du WTI. Nous sommes ainsi conduit, dans la première section, à analyser la relation qui peut s'établir entre le prix du pétrole synthétique et le prix du pétrole brut conventionnel sur le marché nord-américain. Dans la deuxième section, nous étudions le différentiel (spread) entre le prix du brut non conventionnel et le WTI.

1. Analyse économétrique de la relation entre prix du pétrole synthétique et du WTI

L'étude de la relation entre les prix du WTI et du pétrole synthétique a été menée au travers d'une analyse économétrique en terme de cointégration. Ceci nous a conduit à réaliser successivement, les tests de racine unité pour déterminer l'ordre d'intégration des séries, les tests de cointégration et l'estimation de la relation d'équilibre de long terme. Enfin, nous avons estimé la dynamique de court terme entre les prix au travers d'un modèle à correction d'erreur.

La série de prix du WTI (P_{WTI}) correspond aux données PLATTS pour un contrat WTI à échéance 1 mois, tandis que la série de prix du brut synthétique (P_{SCO}) correspond aux prix postés par Suncor et PetroCanada pour un brut synthétique autour de 30 °API et une teneur en soufre de 1 à 1.6% publiés par PLATTS. Les deux séries de prix sont mensuelles sur la période de janvier 2002 à février 2012 (figure 2.1). Nous utilisons les séries sous forme de logarithme dans les tests économétriques.

Figure 2.1 – Prix du WTI et du pétrole brut synthétique



Unité : \$/b

Source : Platts

Les tests de racine unité (annexe 4) permettent de conclure que les deux prix WTI et SCO sont intégrées d'ordre 1 - I(1).

Le test de cointégration permet d'identifier une relation d'équilibre entre le prix du WTI et le prix du brut synthétique (tableau 2.1).

Tableau 2.1 – Test de cointégration de entre $\ln(WTI)$ et $\ln(SCO)$

H_0 : rang = r	Valeur propre	Statistique Test λ_{max}	Valeur Seuil du Test λ_{max} 5%	Statistique Test Trace	Valeur Seuil du Test Trace 5%
$r=0$	0.1257	15.4571	11.2248	16.4094	12.3209
$r \leq 1$	0.0082	0.9522	4.12990	0.95223	4.12996

En normant par rapport au prix à terme, la relation s'écrit :

$$\ln(P_{SCO_t}) = 0.9613 \ln(P_{WTI_t}) + \hat{\varepsilon}_t$$

(0.0027)

avec $\hat{\varepsilon}_t$: Ecart-type

De plus, nous ne pouvons pas rejeter l'hypothèse que la série de prix du WTI "cause au sens de Granger" la série de prix du brut synthétique (tableau 2.3).

Tableau 2.3 : Test de Causalité au sens de Granger entre prix du brut synthétique et WTI

Hypothèse H0	F
Ln(WTI) ne cause pas ln(SCO) au sens de Granger	12.415***
Ln(SCO) ne cause pas ln(WTI) au sens de Granger	1.557

Note: Les indices supérieurs "****" "*****" indiquent le niveau de significativité associé aux fractiles 10 %, 5 % et 1 %

Ce test met en évidence que le prix du WTI est "directeur" par rapport au prix du brut synthétique, le volume des transactions sur le marché du WTI étant largement supérieur au volume des contrats sur le brut synthétique.

2. Dynamique de court terme et différentiel entre les prix (spread)

Après avoir estimé le modèle de long terme, nous estimons un modèle à correction d'erreur (ECM) entre les deux séries de prix, représentant la dynamique de court-terme autour de l'équilibre de long terme estimé précédemment. Des variables muettes (*dummies*) correspondant aux mois d'octobre à décembre 2008, février et mars 2011 ont été ajoutées pour prendre en compte des événements exceptionnels et obtenir des résidus gaussiens.

$$\Delta \ln(P_{SCO_t}) = 0.138 \times \Delta \ln(P_{SCO_{t-2}}) - 0.771 \times \hat{\varepsilon}_{LTI_{t-1}} + Dummies + \hat{u}_t$$

(0.068) (0.124)

$$R^2=0.580, T=119, s=0.083,$$

$$p[\text{Normalité}] = 0.112, p[\text{AR}(3)] = 0.435, p[\text{AR}(6)] = 0.170$$

où $\hat{\varepsilon}_t$ sont les écart-types des coefficients, et où $p[\text{AR}(r)]$ est la p -value du test d'autocorrélation d'ordre r avec la statistique de Ljung-Box.

Ainsi, la dynamique du prix du brut synthétique dépend du différentiel de prix du WTI observés deux mois avant. La force de rappel (-0.771) est assez élevée et indique que le prix du SCO ne s'écarte pas durablement de celui du WTI.

La forte intégration du SCO avec le WTI s'explique par l'importance des débouchés que représentent les raffineries des Etats-Unis pour les bruts non conventionnels canadiens à l'exportation. Les statistiques de l'ONE montrent que la quasi-totalité de ces exportations ont à destination des Etats-Unis (près de 99 %) avec une prédominance du PADD II (Midwest et Southern Tier). Pour les Etats-Unis, les importations de brut canadien représentaient un peu plus de 20 % des importations en 2010 (EIA, 2011).

Le différentiel (*spread*) entre le prix du brut synthétique SCO et le prix du WTI s'établit en moyenne à -8.9 \$/b sur la période février 2002 à février 2012 qui a été étudiée. Il reflète la différence de qualité entre les bruts en terme de densité, rendement et teneur en soufre notamment. Il est à noter que le *spread* est devenu plus volatil depuis 2008 ce qui peut s'expliquer par les tensions observées sur les marchés pétroliers.

Chapitre 3. Modélisation de l'offre de pétrole non conventionnel en présence d'incertitude

Introduction

A la suite des analyses sur la production de sables asphaltiques présentées dans les chapitres précédents, nous avons développé une modélisation de l'offre pétrolière non conventionnelle issue de l'exploitation des sables asphaltiques prenant en compte les incertitudes sur le prix futur du pétrole et sur les contraintes environnementales.

Dans une première étape, nous avons mis en oeuvre un modèle d'optimisation de l'offre de produits pétroliers intégrant la production de sables asphaltiques et la transformation en brut synthétique au raffinage nord-américain. Ce modèle de programmation linéaire, très détaillé en terme de représentation des technologies, permet de représenter la dynamique des investissements dans la filière non conventionnelle à long terme, sans intégrer les incertitudes. L'intérêt de cette approche réside dans la prise en compte de la flexibilité en terme d'approvisionnement pétrolier pour représenter correctement la décision stratégique de développement en présence d'irréversibilités fortes. Huit périodes de cinq ans sont considérées dans le modèle de programmation linéaire dynamique qui a été mis en oeuvre.

L'étude de la filière dans le premier chapitre a mis en évidence l'importance de l'évolution du prix du pétrole, des coûts et des contraintes environnementales sur son développement. Les analyses de sensibilité qui ont été effectuées sur le modèle de programmation linéaire confirment l'importance des valeurs prises par ces paramètres sur les résultats de l'optimisation. L'introduction de scénarios probabilisés sur le prix du pétrole s'avère délicate en raison de la très grande dimension de celui-ci. Ceci nous a conduit à construire un modèle de programmation dynamique pour simuler le développement de la production des sables bitumineux dans un contexte incertain.

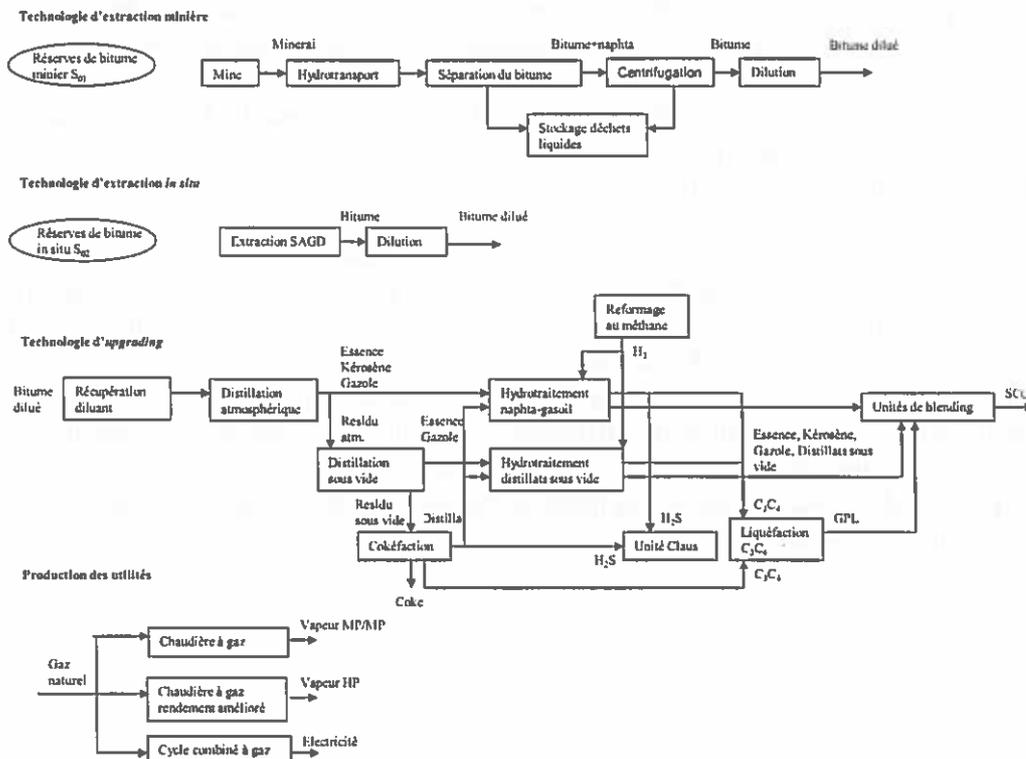
Ainsi, après une présentation de l'approche en terme de programmation linéaire qui fait l'objet de la première section, nous introduisons le modèle de programmation dynamique dans la deuxième section. Des simulations rétrospectives sont ensuite menées dans la troisième section.

1. Modélisation par programmation linéaire dynamique

Le modèle repose sur l'intégration de l'offre d'hydrocarbure non conventionnel canadien dans le raffinage nord-américain (Bouchonneau, 2011). Le modèle de raffinage consiste dans l'optimisation de l'industrie du raffinage au travers d'une fonction objectif de coûts (à minimiser) sous les contraintes de rendement en effluent de chaque unité suivant le type de charge traité (bilan matière), de capacité des unités de traitement, de demande de produits pétroliers, de spécification de ceux-ci (qualités de produits), de contraintes d'environnement (émissions de dioxyde de soufre, émissions de dioxyde de carbone) et de contraintes d'approvisionnement en pétrole et autres charges traitées en raffinerie. L'approvisionnement en pétrole synthétique issu des sables asphaltiques a été introduit dans l'approvisionnement du raffinage. Une description de cette modélisation du raffinage est détaillée dans Lantz et al. (2012).

Les phases d'extraction minière, d'extraction SAGD *in situ* et d'*upgrading* ont été modélisées indépendamment les unes des autres, offrant la souplesse d'introduire ou d'interdire des possibilités de synergies économiques et/ou énergétiques. La figure 4.1 ci-dessous représente les différentes unités qui ont été modélisées. Des équations de rendement, reliant charges et produits finaux ou intermédiaires des différentes phases de production ont été incluses dans la modélisation, à partir d'un travail de recoupement de publications décrivant les procédés mis en jeu. L'introduction d'équations de rendement permet de nous assurer de la cohérence du bilan matière et de déterminer les quantités d'entrants et de sortants, pour calculer les coûts opératoires variables (achat de matières premières et énergétiques) et les revenus générés par le projet.

Figure 3.1 Schéma des unités représentant l'offre non conventionnelle



La fonction de coût intègre, pour la production des sables asphaltiques, les dépenses d'investissement, les coûts fixes et variables liés à l'exploitation du projet, et les coûts environnementaux suivants : coût de réhabilitation des sols à la fin du projet, coût d'approvisionnement et de recyclage de l'eau, taxe sur les émissions de CO₂.

Les revenus bruts générés par un projet sont calculés à partir des quantités produites de brut synthétique (technologie intégrée) valorisables à un prix de marché, introduit comme un paramètre du modèle.

Des pas de temps de 5 ans (soit 8 périodes) ont été introduits afin de conserver une bonne réactivité du modèle tout en limitant sa taille. Pour chaque pas de temps, plusieurs projets (nouveaux projets ou extensions de capacité) de taille similaire (200 kb/j, paramétrée à partir d'une étude technico-économique) peuvent être lancés en parallèle. Une option de paramétrisation du nombre de projets parallèles a été introduite pour permettre la prise en compte de plusieurs scénarios, en fonction de contraintes de budget des producteurs ou de goulots d'étranglement dans le secteur de la construction et des services plus ou moins prononcés.

2. Simulations rétrospectives avec le modèle de programmation linéaire

Une simulation rétrospective a été réalisée sur la période 1980-2005. A partir de la demande de produits pétroliers observée en Amérique du Nord (augmentée des exportations et diminuée des importations de produits finis), du prix du pétrole et de l'ensemble des données techniques caractérisant le raffinage, le fonctionnement de cette industrie associée à la production minière et *in situ* ainsi qu'aux unités d'*upgrading* a été optimisé en minimisant la fonction de coût global sur la période d'étude. Le modèle autorise ainsi le développement de la production des sables asphaltiques du Canada au travers des investissements dans les capacités de production et transformation.

Les principaux résultats liés à la production non conventionnelle canadienne sont présentés dans le tableau 3.1 suivant. La modélisation fournit des niveaux de production simulés s'établissant à 500 kb/j et 444 kb/j pour, respectivement, la production minière et la production *in situ*. Le total de la production se retrouve ainsi sous-estimé de l'ordre de 4% en fin de période. Cette sur-optimisation est classique pour ce type d'approche modélisée où on cherche à optimiser le fonctionnement du raffinage et de son approvisionnement pétrolier au travers d'une représentation agrégée. La modélisation fournit toutefois des résultats relativement proches des observations sur la période étudiée. L'ensemble des résultats de cette simulation est disponible dans Bouchonneau (2011).

Tableau 3.1 – Simulation rétrospective de la production de sables bitumineux par programmation linéaire

Période	Production minière observée	Production minière simulée	Production <i>in situ</i> observée	Production <i>in situ</i> simulée
1980	127.7	127.7		
1985	167.9	177.7	44.6	44.6
1990	209.0	227.7	135.4	144.6
1995	278.4	277.7	150.7	144.6
2000	317.0	327.7	281.9	244.6
2005	543.7	500.1	440.4	444.7

unité : kb/j

3. Modélisation par programmation dynamique

L'incertitude sur le prix de la ressource pourrait être explicitement prise en compte dans le modèle d'offre en introduisant des scénarios de prix probabilisés. Mais, dans un modèle de programmation linéaire comprenant plusieurs périodes d'investissement, l'introduction, même d'un nombre limité de scénarios, entraîne un accroissement exponentiel des cas à considérer. Ainsi, dans le cas de notre modèle d'offre non conventionnelle défini sur huit périodes, l'introduction à chaque période de trois scénarios de prix consiste au final à introduire $3^8 = 6561$ scénarios distincts sur l'ensemble de la période couverte par la modélisation. Les méthodes classiques d'agrégation de scénarios permettant de réduire la taille du modèle à optimiser ne peuvent pas être utilisées dans notre modélisation, puisqu'elle contient des variables entières introduisant de fortes discontinuités.

Une modélisation par programmation dynamique permet de s'affranchir de ces difficultés et reste adaptée à la problématique posée. Le principe de modélisation est le suivant. A chaque instant t , notre problème peut être parfaitement décrit par deux variables d'état, représentant les réserves canadiennes non conventionnelles R_t et le capital d'ors-et-déjà investi pour la production de ces ressources K_t . Chacune des variables d'état va être modifiée à la période suivante $t+1$ par les deux variables d'action représentant le niveau de production X_t et le niveau d'investissement I_t effectué au cours de la période t . En d'autres termes, chaque état décrit par le couple de variables (R_t, K_t) à la période t peut être relié à un unique état (R_{t+1}, K_{t+1}) par les deux variables d'action X_t et I_t à la période t , en satisfaisant les deux relations dynamiques suivantes :

$$R_{t+1} = R_t - X_t$$

et

$$K_{t+1} = K_t + I_t$$

L'état des réserves à l'instant $t+1$ est égal à l'état des réserves à l'instant t diminué de la quantité de ressource qui a été produite au cours de la période t . A l'inverse, le capital investi à l'instant $t+1$ est égal au capital investi à l'instant t augmenté de l'investissement supplémentaire effectué au cours de la période t .

La résolution mathématique du problème s'effectue par récursivité inverse, le point de départ correspondant à la date finale considérée dans la modélisation. Cette méthode de résolution rend possible l'introduction de nombreux scénarios et étapes de décision, tout en conservant une bonne rapidité d'exécution, à condition de limiter le nombre de variables d'état (Hillier et Lieberman, 2005). Cette méthode de résolution nécessite également l'introduction de variables d'état et d'action discrètes.

Les incertitudes sur le prix de vente de la ressource que reflète la forte variabilité des prix observés ont une incidence sur le processus de décision d'investissement que nous cherchons à retranscrire. Nous avons été ainsi conduit à considérer un ensemble de k prix, notés prix_k auxquels nous avons associé une distribution de probabilité.

L'algorithme de résolution effectue chacune des étapes suivantes, en commençant par la période finale, puis en désincrémentant de un en un, jusqu'à atteindre la période initiale :

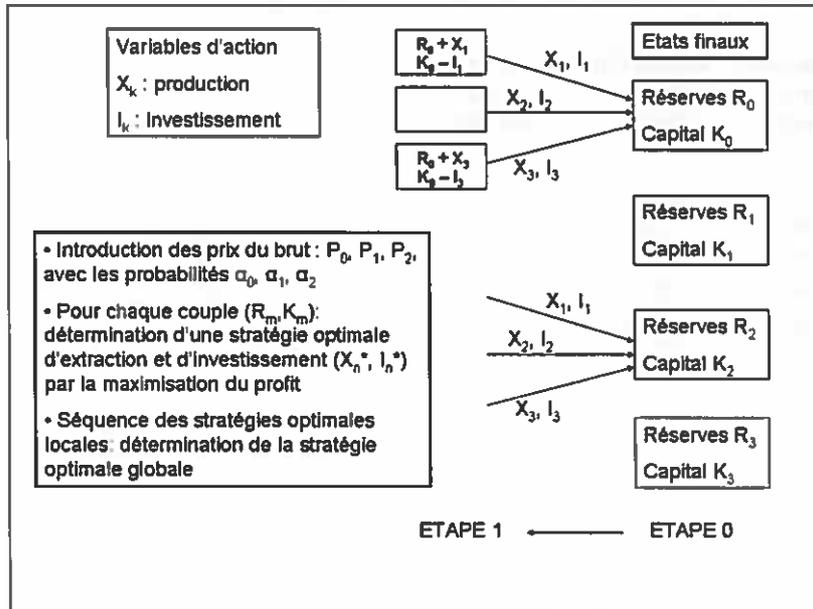
- Pour chaque état (R_m, K_m) , le profit $\pi(\text{prix}_k, X_n, I_n, R_m, K_m)$ est calculé pour chaque stratégie (X_n, I_n) et chaque scénario de prix prix_k .
- L'espérance mathématique du profit associée à chaque état (R_m, K_m) et chaque stratégie (X_n, I_n) est ensuite calculée, à l'aide des probabilités associées à chaque scénario de prix.
- Enfin, la stratégie optimale (X_n^*, I_n^*) qui maximise le profit espéré pour chaque état (R_m, K_m) , est alors déterminée et conservée en mémoire.

Excepté pour la première itération effectuée sur la période finale, la fonction de profit sur la période t intègre deux termes : un premier terme correspondant au profit instantané lié à la production au cours de la période t et un terme supplémentaire correspondant au profit espéré maximum que l'on peut atteindre à la période suivante $t+1$.

L'algorithme développé nous permet ainsi d'évaluer les stratégies optimales globales de production et d'investissement en présence d'incertitude sur les prix, à partir de la séquence des stratégies optimales locales sur chacune des périodes. De plus, un seul passage est nécessaire pour obtenir toutes les stratégies optimales de chacun des états accessibles à la date initiale.

Les simulations par programmation dynamique peuvent également être effectuées en ne prenant en compte qu'un seul prix de la ressource à chaque période t .

Figure 3.2 : Schématisation de la méthode de résolution par programmation dynamique



4. Simulation rétrospectives à partir du modèle dynamique

Le modèle de programmation dynamique qui a été développé est moins détaillé en terme de représentation des technologies que le modèle de programmation linéaire dynamique que nous avons présenté auparavant. Par ailleurs, à chaque pas de temps, la modélisation considère la mise en œuvre d'un nombre entier de projets de dimension standard, pour lesquels nous avons retenu 50 kb/j.

Après une première étape de calibration, les simulations sur la période 1980 et 2005 ont fourni des résultats moins précis que la programmation linéaire mais qui toutefois retranscrivent le développement du pétrole non conventionnel canadien. Une première simulation a été effectuée avec un seul prix de vente de la ressource. Les principaux résultats liés à la production non conventionnelle canadienne sont présentés dans le tableau 3.2 suivant, avec des niveaux de production simulés très proches de ceux obtenus par la programmation linéaire (500 kb/j et 450 kb/j pour, respectivement, la production minière et la production *in situ*).

La prise en compte d'une incertitude sur les prix de vente réduit de manière significative le niveau optimal d'investissement minier. La réduction des investissements simulés sur la période 1980-2005 par rapport aux observations provient de la contrainte de positivité des royalties. Sous le scénario de prix minimum de prix, la stratégie initiale d'investissement ne peut plus être maintenue puisque les royalties nettes associées, alors négatives, ne satisfont plus les contraintes de modélisation. En revanche, dans le cas de la filière *in situ*, la trajectoire optimale d'investissement n'est pas modifiée en présence d'incertitude sur les prix de vente.

Tableau 3.2 – Simulation rétrospective de la production de sables bitumineux par programmation dynamique avec un prix de référence.

Période	Production minière observée	Production minière simulée	Production <i>in situ</i> observée	Production <i>in situ</i> simulée
1980	127.7	100		
1985	167.9	150	44.6	50
1990	209.0	200	135.4	100
1995	278.4	250	150.7	150
2000	317.0	300	281.9	250
2005	543.7	500	440.4	450

unité : kb/j

Chapitre 4. Analyse prospective du développement des sables asphaltiques à l'horizon 2045

Introduction

Nous proposons dans ce chapitre un ensemble d'analyses prospectives qui ont été menées à partir des modélisations présentées dans le chapitre précédent. Il s'agit d'évaluer le développement de la production de brut non conventionnel suivant un ensemble de scénarios portant sur la demande et le prix du pétrole, les coûts de production et les politiques environnementales.

Après avoir présenté ces scénarios dans la première section, nous analysons les résultats du modèle d'offre de long terme dans la section 2. Les trajectoires des productions minières et *in situ* sont évaluées suivant les différents niveaux de prix du pétrole et suivant les différentes contraintes environnementales envisagées. Ensuite, nous comparons ces résultats avec les exercices prospectifs qui ont été menés par différents organismes. Enfin la troisième section est consacrée aux simulations avec prise en compte d'incertitudes sur les prix du pétrole et la mise en place de réglementations environnementales. Ces derniers exercices prospectifs mettent en évidence l'impact des incertitudes sur le développement de la filière.

1. Scénarios pour les simulations à l'horizon 2045

Les exercices prospectifs conduisent à envisager l'évolution des valeurs des paramètres des modèles sur la période d'étude. Cela concerne en particulier la demande et le prix du pétrole, les coûts associés aux techniques de productions mis en œuvre, les politiques environnementales d'émissions de dioxyde de carbone, de gestion de l'eau et de réhabilitation des sols.

Pour la demande de pétrole et les prix qui y sont associés, nous nous sommes basés sur les scénarios de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) dans le World Energy Outlook (AIE, 2011) ainsi que sur les scénarios de l'EIA (EIA, 2012). Ces scénarios allant jusqu'en 2035, nous avons extrapolé la dernière période de cinq ans pour construire des scénarios jusqu'en 2045. L'ensemble des simulations a été effectué en dollar américain constant (base 100=2005).

Nous avons retenu ainsi trois scénarios pour le prix du pétrole brut WTI, un scénario de référence, caractérisé par une croissance modérée de l'activité où le prix du baril atteint 107,8

\$/b en 2030 puis 123,4\$/b en 2045, un scénario de croissance forte avec un prix du baril qui progresse et passe de 140,6\$/b en 2030 à 161,5\$/b en 2045, et enfin un scénario de croissance faible dans lequel le prix du pétrole est stagnant en s'établissant à 75\$/b en 2030 puis 83,1 \$/b en 2045.

La demande mondiale d'énergie primaire du scénario de référence avoisine 16,9 milliards de tonnes équivalent pétrole (TEP) en 2035, ce qui correspond à une demande de pétrole de 99,4 Mb/j (hors biocarburants).

1.1 Coûts de production hors coûts environnementaux

A partir de l'étude des coût de capital des projets miniers et *in situ*, croissant sur la dernière décennie, nous avons retenu un taux de croissance moyen annuel de 1,5% par an sur la période 2015-2045 (Bouchonneau, 2011).

Les coûts opératoires ont été détaillés en distinguant, les coûts d'acquisition des concessions, les achats de matières premières non énergétiques (catalyseurs pour l'*upgrading*), les achats de matières premières énergétiques (gaz naturel, naphtha et gazole), les coûts de traitement des eaux, les coûts de main d'œuvre et de maintenance, les coûts de transport entre le site d'extraction et le site de traitement ainsi que les coûts de réhabilitation des sites de production.

Les principales évolutions des coûts suivant les scénarios concernent les prix des produits pétroliers qui sont déduits des relations d'équilibre de long terme entre ces produits et le prix du WTI, celles-ci étant estimées par une modélisation économétrique. De même, le prix du gaz a été extrapolé à partir d'une relation d'équilibre avec le prix du WTI.

1.2 La problématique de l'accès à l'eau

L'eau consommée par la filière d'extraction minière provient généralement de la rivière Athabasca et d'un système permettant de recycler l'eau dite « libre » des étangs de décantation. La quantité d'eau déviée de la rivière Athabasca est limitée pour chaque projet par une allocation gouvernementale. Il n'existe pour le moment aucune réglementation obligeant les opérateurs de projets miniers à atteindre un taux minimum de recyclage des eaux usées.

Dans le cas de la filière d'extraction par techniques *in situ*, l'eau provient de la rivière Athabasca et d'aquifères salins ou non salins. La tendance actuelle suivie par les opérateurs consiste à remplacer progressivement l'eau de la rivière par de l'eau provenant d'aquifères salins, afin de réduire les quantités d'eau déviées de la rivière Athabasca. Il est à noter qu'un taux minimum de recyclage de l'eau est spécifié lors de la phase réglementaire d'autorisation d'un projet *in situ*.

D'importants programmes de R&D ont été lancés par certains acteurs afin de développer et tester à l'échelle industrielle de nouvelles technologies moins consommatrices en eau. Les

besoins en eau pourraient être significativement réduits grâce à la production de déchets ayant une plus faible teneur en eau. L'injection de solvants dans les réservoirs en remplacement de la vapeur d'eau dans les procédés *in situ* est testée sur des unités pilotes opérées par Suncor-PetroCanada. Enfin, des techniques de consolidation et de sédimentation rapide des déchets liquides sont également en cours de développement.

Dans le scénario environnemental, un quota sur la quantité annuelle maximale d'eau pouvant être déviée gratuitement de la rivière Athabasca a été estimé pour la totalité du secteur non conventionnel à partir des données disponibles dans les rapports du CAPP. Ce quota a été déterminé au prorata du nombre de semaines lors duquel le débit de la rivière Athabasca est élevé ou faible entre une allocation maximale de 10 m³/s en période de faible débit (19 semaines par an) et une allocation maximale de 19 m³/s en période de débit élevé (33 semaines par an). Ainsi, pour le secteur non conventionnel global, une allocation maximale de 495°500 kt/an a été estimée par cette méthode.

Au-delà de ce quota, le coût d'approvisionnement en eau douce devient non nul. Si les besoins en eau du secteur non conventionnel dépassent le quota, les producteurs ont la possibilité de mieux répartir les soutirages en eau, en stockant en période de débit élevé une quantité d'eau supplémentaire. Le coût moyen de construction et d'opération d'un bassin de stockage a été estimé à 1.8 \$/t d'eau stockée. Une seconde alternative consisterait à faire payer une pénalité aux opérateurs pour chaque unité d'eau consommée au-delà du quota fixé. Une analyse de sensibilité sur la valeur de la pénalité sur la ressource en eau sera effectuée dans les simulations prospectives, afin d'évaluer l'évolution du comportement d'investissement en fonction du montant de la pénalité.

1.3 Emissions de dioxyde de carbone

Dans la lignée des réglementations environnementales de réduction des GES (protocole de Kyoto, Plan Vert du Canada), un système de taxe sur les émissions de CO₂ a été modélisé. Un quota sur les émissions de CO₂ a été estimé en considérant le déploiement d'unités de capture et stockage du CO₂ comme alternative au paiement de la taxe sur les émissions de CO₂. La technologie actuelle des procédés de captage du CO₂ est justifiée économiquement uniquement sur la capture de fumées concentrées en CO₂, et ne peut pas être envisagée pour capter de faibles émissions de CO₂ peu concentrées. Dans le cas des deux filières canadiennes de production, nous faisons ainsi l'hypothèse que seules les émissions de CO₂ issues des chaudières de production de vapeur, de l'unité de production d'hydrogène par reformage du gaz naturel et du cycle combiné au gaz naturel pour la production d'électricité peuvent être captées. A partir de données disponibles sur les facteurs d'émissions et le rendement des procédés de captage (90%), 63% des émissions de CO₂ totales issues des étapes d'extraction et d'*upgrading* peuvent être captées. Aussi, un quota correspondant à 37% des émissions totales de CO₂ sera ainsi introduit pour les deux alternatives CO₂ et les deux filières de production intégrées.

Nous avons choisi d'introduire une taxe constante pour chaque unité de CO₂ émise. Différentes valeurs de taxe sur les émissions de CO₂, comprises dans l'intervalle [0, 200 \$/t] sont testées dans les simulations prospectives qui suivent. Nous supposons que les coûts

associés au paiement de la taxe CO₂ ne sont pas déductibles de l'assiette fiscale pour le calcul des royalties. Enfin, la date d'introduction de la taxe sur les émissions de CO₂ est variable selon les scénarios considérés.

Nous avons choisi de considérer le déploiement de la capture et du stockage du CO₂ (CSC) comme alternative au paiement de la taxe CO₂, en accord avec les recommandations du Plan Vert du Canada. Plusieurs sources de publications ont été consultées pour estimer le coût complet d'installation et d'opération d'unités de CSC. Selon l'IPCC (2005), le coût de CSC serait compris entre 15 et 87 \$/t de CO₂. L'importance de cet intervalle s'explique par la diversité des unités de production sur lesquelles sont installées les procédés de captage, et des cas d'étude concernant la distance de transport ou le type de stockage du CO₂. Selon Rubin et al. (2010), le coût de CSC est compris entre 40 et 61 \$/t de CO₂. Etant donné la diversité des estimations, une analyse de sensibilité sur le coût complet de CSC sera également effectuée dans les simulations prospectives, en le faisant varier sur l'intervalle allant de 40 \$/t à 200 \$/t.

1.4 Introduction d'incertitudes sur le prix du pétrole

L'incertitude sur les prix futurs du pétrole brut a été modélisée à partir de scénarios tendanciels probabilisés pour les simulations à partir du modèle d'offre tendancielle de long terme (modèle de programmation linéaire dynamique) et de scénarios déterministes volatils pour les simulations à partir du modèle d'offre sous incertitude (modèle de programmation dynamique).

Dans le modèle de programmation linéaire, les trois scénarios tendanciels de prix que nous avons présenté précédemment sont introduits successivement dans le modèle. Dans le modèle de programmation dynamique, les trois scénarios de prix sont introduits simultanément sous forme probabilisée. Nous considérons que la distribution des prix du brut suit une loi normale sur chaque période, autour d'une valeur moyenne égale au prix du scénario de référence, et avec un écart-type égal au différentiel de prix en valeur absolue entre le scénario de référence et les scénarios minimum ou maximum. Les probabilités associées aux trois scénarios de prix sont alors égales à 0,16 pour les scénarios extrêmes et 0,68 pour le scénario de référence. Une pondération équiprobable des trois scénarios sera également utilisée, correspondant à une incertitude accrue sur les prix.

Des scénarios de prix volatils sont générés à partir d'un processus aléatoire, autour d'une tendance de long-terme. Pour ce faire, un algorithme de tirages aléatoires de prix mensuels couvrant la période 2010-2049 a été construit. Pour chaque pas de temps, nous effectuons un tirage aléatoire d'un résidu de court-terme (à partir d'une distribution normale de probabilité associée à la série historique de prix du WTI) qui sert ensuite à calculer une valeur simulée du prix du pétrole autour de sa tendance de long terme. Cette procédure est répétée douze fois pour chaque période (année) ce qui permet de construire une distribution empirique des prix. La valeur médiane est conservée comme prix annuel pour les simulations.

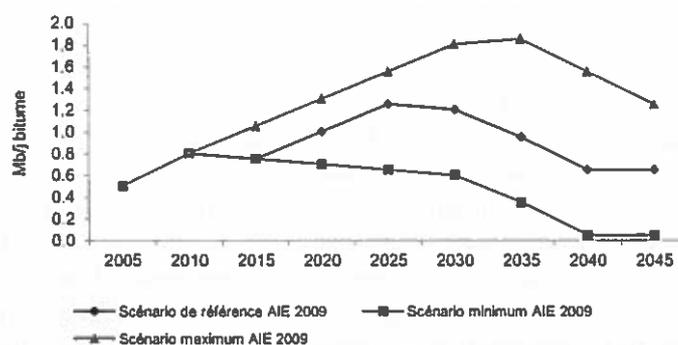
2. Simulation de l'offre tendancielle

2.1 Scénarios de prix du pétrole hors coûts environnementaux

Sous le scénario hors coûts environnementaux, trois stratégies optimales d'investissement dans chacune des filières minière et *in situ*, tenant compte des investissements incrémentaux et du déclassement des unités en fin de vie, ont été déterminées en fonction des trajectoires tendanciennes de prix du brut.

Dans le cas de la filière minière, sous le scénario de croissance faible du prix du brut, à l'optimum, aucun nouvel investissement n'est effectué au-delà de l'année 2005. La production minière atteint au maximum 0,8 Mb/j en 2010 et 2015, avant de diminuer progressivement au rythme des déclassements des capacités de production. Sous le scénario de référence de prix du brut, la production minière croît sur la période 2005-2025 grâce aux investissements dans 300 kb/j de capacité effectués sur les périodes 2005, 2015 et 2020. La production atteint au maximum 1,3 Mb/j en 2025, avant de diminuer au rythme des déclassements entre 2030 et 2045. Enfin, sous le scénario de croissance forte du prix du brut, la production minière augmente plus rapidement sur la période 2005-2035 avec l'ajout de 300 kb/j de capacité supplémentaire sur toutes les périodes entre 2005 et 2030. La production minière atteint au maximum 1,9 Mb/j en 2035, avant de décroître au rythme des déclassements entre 2040 et 2045. Ainsi, malgré des scénarios de prix monotones croissants en tendance, leur évolution en niveau a un impact majeur sur les stratégies d'investissement.

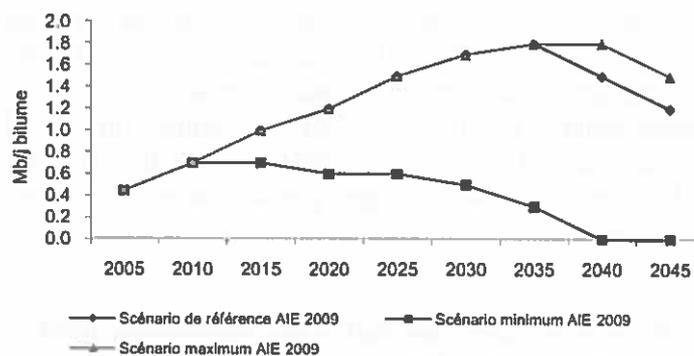
Figure 4.1 : Stratégies prospectives optimales de production minière en fonction des trajectoires du prix du brut (scénario hors coûts environnementaux)



Dans le cas de la filière *in situ*, sous le scénario de croissance faible du prix du brut, à l'optimum, seul un nouvel investissement de 300 kb/j de capacité est effectué en 2005. Atteignant au maximum 0,7 Mb/j en 2010 et 2015, la production *in situ* décroît ensuite progressivement au rythme des déclassements des capacités de production. Sous le scénario de référence de prix du brut, des investissements de 300 kb/j de capacité sont effectués sur

chaque période entre 2005 et 2030. La production *in situ* croît rapidement sur la période 2005-2035, atteignant au maximum 1,8 Mb/j en 2035, avant de diminuer au rythme des déclassements en 2040 et 2045. Enfin, en considérant le scénario de croissance forte, des investissements de 300 kb/j de capacité sont effectués sur chaque période entre 2005 et 2035. A l'optimum, la production *in situ* croît alors au même rythme que celui déterminé sous le scénario de prix de référence sur la période 2005-2035, mais reste stable entre 2035 et 2040 à 1,8 Mb/j grâce à un investissement supplémentaire effectué en 2035, avant de décliner en 2045. Là encore, l'évolution des prix de la ressource en niveau impacte significativement les stratégies d'investissement. En particulier, le niveau optimal d'investissement est fortement pénalisé sous le scénario de croissance faible.

Figure 4.2 : Stratégies prospectives optimales de production *in situ* en fonction des trajectoires du prix du brut (scénario hors coûts environnementaux)



2.2 Scénario environnemental : système payant de quota d'eau douce

Dans le cas de la filière minière, sous l'hypothèse d'un coût d'approvisionnement en eau douce égal à 1,8 \$/t à partir de 2020, et sous la trajectoire de prix de référence, la stratégie d'investissement est inchangée lorsque le quota est compris entre 127 et 288 Mm³/an. Cela signifie que les producteurs non conventionnels sont prêts à payer un coût d'approvisionnement à 1,8 \$/t sous un nouveau système qui réduirait jusqu'à 56% (à 127 Mm³/an) les allocations gratuites sans modifier leur comportement d'investissement. Toutefois, sous un nouveau système d'allocations plus contraignant, lorsque le quota imposé est inférieur ou égal à 126 Mm³/an, les producteurs miniers sont alors incités à suivre une stratégie d'investissement plus conservatrice, en annulant l'investissement initialement planifié en 2020.

D'autre part, en imposant un quota d'eau nul, c'est-à-dire en introduisant un coût d'approvisionnement non nul dès la première tonne d'eau douce déviée à partir de 2020, l'analyse de sensibilité sur le coût d'approvisionnement indique que les producteurs acceptent de payer une pénalité inférieure ou égale à 1 \$/t d'eau déviée sans modifier leur stratégie optimale d'investissement. Pour un coût d'approvisionnement supérieur à cette valeur limite,

la stratégie optimale d'investissement est alors modifiée, avec l'annulation de l'investissement en 2020. Par conséquent, selon le quota en eau douce imposé, l'introduction de mesures de stockage de la ressource en eau pour lisser les quantités prélevées en période de faible débit de la rivière pourrait pénaliser le développement de la filière minière.

Tableau 4.1 : Stratégies optimales d'investissement dans la technologie minière en fonction du quota et du coût d'approvisionnement en eau douce (trajectoire de prix de référence)

Quota	Coût d'approvisionnement en eau douce	Stratégie optimale d'investissement dans la technologie minière
Mt/an	\$US/t	
288	1.8	2005, 2015 et 2020
127	1.8	2005, 2015 et 2020
126	1.8	2005 et 2015
100	1.8	2005 et 2015
0	1.8	2005 et 2015
0	1.1	2005 et 2015
0	1	2005, 2015 et 2020

Dans le cas de la filière *in situ*, sous l'hypothèse d'un coût d'approvisionnement en eau douce égal à 1.8 \$/t à partir de 2020 et sous la trajectoire de prix de référence, la stratégie d'investissement est inchangée quelque soit la valeur du quota introduit, comprise entre 0 et 192 Mm³/an. Cela signifie que les producteurs non conventionnels sont prêts à payer un coût d'approvisionnement à 1.8 \$/t dès la première tonne d'eau douce déviée sans modifier leur comportement d'investissement.

En imposant un quota d'eau nul, l'analyse de sensibilité sur le coût d'approvisionnement indique que les producteurs de la filière *in situ* acceptent de payer une pénalité inférieure ou égale à 6 \$/t d'eau déviée sans modifier leur stratégie optimale d'investissement. Pour un coût d'approvisionnement supérieur à cette valeur limite, la stratégie optimale d'investissement est modifiée, avec l'annulation de l'investissement en 2030. Par conséquent, l'introduction de mesures de stockage de la ressource en eau pour lisser les quantités prélevées en période de faible débit de la rivière n'apparaît pas pénalisant pour le développement de la filière *in situ*, tant que le coût de stockage reste inférieur ou égal à 6 \$/t.

Tableau 4.2 : Stratégies optimales d'investissement dans la technologie *in situ* en fonction du quota et du coût d'approvisionnement en eau douce (trajectoire de prix de référence)

Quota	Coût d'approvisionnement en eau douce	Stratégie optimale d'investissement dans la technologie <i>in situ</i>
M/an	\$US/t	
192	1.8	2005-2030
0	1.8	2005-2030
0	3	2005-2030
0	4	2005-2030
0	5	2005-2030
0	6	2005-2030
0	7	2005-2025

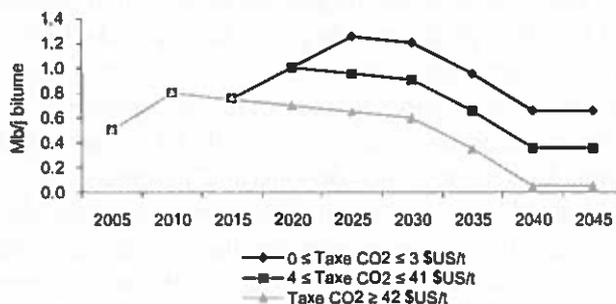
La plus grande sensibilité de la filière minière à l'introduction d'un nouveau système d'allocations en eau douce plus contraignant semble pertinente, puisque la consommation unitaire en eau douce de la filière minière est environ 2.5 fois plus élevée que celle de la filière *in situ*.

Le système payant de quota d'eau douce considéré dans notre modèle n'apparaît toutefois pas limitant pour le développement prospectif des filières minières et *in situ*. Sous les scénarios de prix de référence et maximum, la consommation annuelle en eau douce des filières minière et *in situ* cumulées atteint respectivement au maximum $2.4 \cdot 10^5$ et $2.8 \cdot 10^5$ mt pour un pic de production à 2,9 Mb/j en 2030 et 3,7 Mb/j en 2035 (1.2 et 1.7 Mb/j par technique minière et *in situ* respectivement sous le prix de référence et 1.9 et 1.8 Mb/j sous le prix maximum), ne dépassant pas 48% et 57% de l'allocation annuelle allouée gratuitement, égale à $4.9 \cdot 10^5$ mt.

2.3 Scénario environnemental : instauration d'une taxe sur les émissions de CO₂

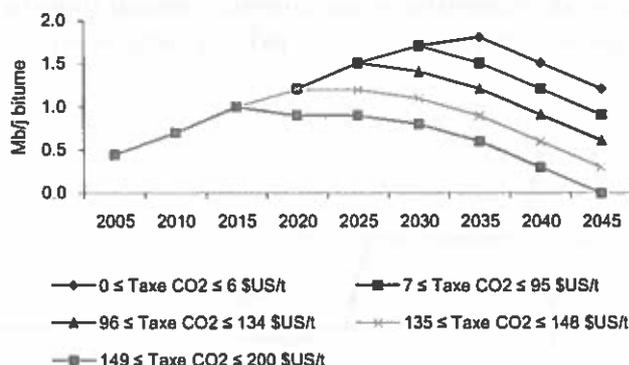
Dans le cas de la technologie minière, la stratégie optimale de production et d'investissement est pénalisée par rapport à celle déterminée sous le scénario de Référence dès que la taxe CO₂ atteint 4 \$/t. Pour un niveau de taxe compris entre 4 et 41 \$/t, seuls les investissements effectués en 2005 et 2015 sont maintenus. L'investissement effectué en 2020 dans le scénario de Référence est annulé dans le scénario Environnemental, ce qui permet de limiter les pénalités CO₂. La production atteint au maximum 1 Mb/j en 2020 et 2025, avant de diminuer progressivement à 0.5 Mb/j en 2045. Pour une taxe CO₂ supérieure ou égale à 42 \$/t, l'investissement initialement planifié à l'année 2015 est suspendu. Le producteur n'investit pas au-delà de 2005 et la production atteint alors au maximum 0.8 Mb/j en 2010 et 2015.

Figure 4.3 : Evolution des stratégies optimales de production minière en fonction de la taxe CO₂ sur la période 2005-2045 (trajectoire de prix de référence)



Dans le cas de la technologie *in situ*, les investissements sont impactés à la baisse pour une taxe CO₂ supérieure ou égale à 7 \$/t. Pour une taxe CO₂ comprise entre 7 et 95 \$/t, l'investissement initialement prévu en 2030 est annulé. La production atteint au maximum 1.7 Mb/j en 2030, puis diminue à 0.9 Mb/j en 2045. Pour une taxe CO₂ comprise entre 96 et 134 \$/t, l'investissement planifié en 2025 est également annulé. La production atteint au maximum 1.5 Mb/j en 2025, puis diminue progressivement à 0.6 Mb/j en 2045. Pour une taxe CO₂ comprise entre 135 et 148 \$/t, seuls les investissements planifiés en 2010 et 2015 sont maintenus. La production atteint au maximum 1.2 Mb/j en 2020, puis diminue progressivement à 0.3 Mb/j en 2045. Enfin, pour une taxe CO₂ comprise entre 149 et 200 \$/t, seul l'investissement planifié en 2010 est maintenu. La production atteint au maximum 0.9 Mb/j en 2020 avant de s'annuler en 2045.

Figure 4.4 : Evolution des stratégies optimales de production *in situ* en fonction de la taxe CO₂ sur la période 2005-2045 (trajectoire de prix de référence)

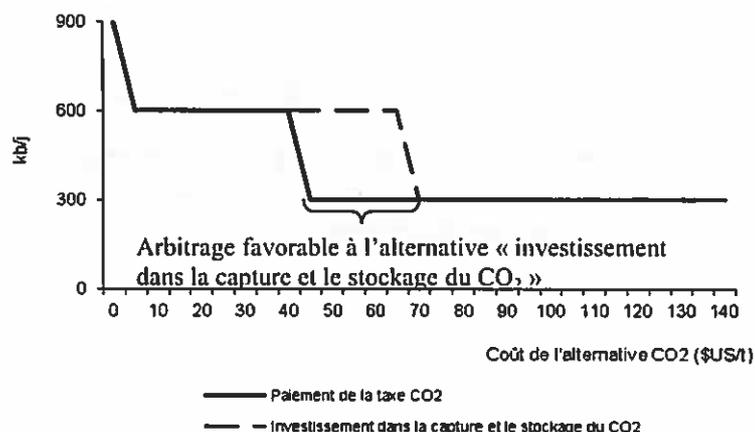


2.4 Scénario environnemental : arbitrage entre les alternatives « taxe CO₂ » et « capture et stockage de CO₂ »

Face à l'introduction d'une taxe sur les émissions de CO₂, les producteurs non conventionnels peuvent arbitrer entre les deux alternatives proposées et choisir d'investir dans des unités de capture et stockage du CO₂ (CSC) plutôt que de payer la taxe CO₂. Pour évaluer l'intérêt d'un tel arbitrage, l'alternative « investissement dans la capture et le stockage du CO₂ (CSC) » peut être modélisée de deux manières. Dans la première, les dépenses d'investissement sont comptabilisées comme des coûts opératoires, par unité de CO₂ capté et stocké sur la durée de vie de l'installation. Dans la seconde, les dépenses d'investissement sont déboursées en annuités constantes sur 15 années, avec un amortissement par unité de CO₂ capté et stocké décroissant au cours du temps. Le versement débute une période (5 années) avant la mise en fonctionnement, au cours de la phase de construction, à l'instar des investissements dans les autres unités productives. Le taux d'actualisation est identique à celui utilisé pour le reste du projet non conventionnel, égal à 8%.

Dans le cas de la filière minière, pour une pénalité CO₂ (taxe ou coût de CSC) comprise entre 40 et 67 \$/t, on observe un arbitrage favorable pour l'alternative « investissement dans la capture et le stockage du CO₂ », sous l'hypothèse d'une comptabilisation en coûts unitaires. La stratégie optimale consiste à investir dans 300 kb/j de capacité supplémentaire sur la période 2015. La production atteint au maximum 1 Mb/j en 2020 et 2025, avant de diminuer progressivement à 0.4 Mb/j en 2040 et 2045. La stratégie d'investissement dans la capture et le stockage du CO₂ est avantagée fiscalement par rapport au paiement d'une taxe CO₂, grâce à la déduction des coûts d'investissement et des coûts opératoires de CSC de l'assiette des royalties. En revanche, lorsque le coût de CSC est supérieur ou égal à 68 \$/t de CO₂, il n'est plus optimal d'investir dans des capacités supplémentaires sur la période 2015. Les stratégies d'investissement et de production deviennent alors identiques sous les deux alternatives CO₂, puisque les nouvelles capacités démarrées avant 2020 ne sont plus soumises à une pénalité CO₂.

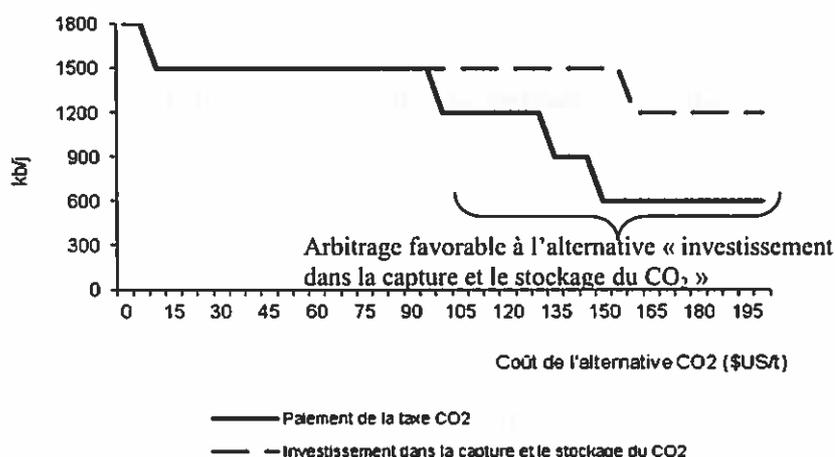
Figure 4.5 : Evolution de l'investissement cumulé optimal dans la technologie minière en fonction de l'alternative CO₂ (trajectoire de prix de référence)



Dans le cas de la filière *in situ*, un arbitrage favorable est également observé pour l'alternative « investissement dans la capture et le stockage du CO₂ », lorsque le coût de l'alternative CO₂ est compris entre 40 et 200 \$/t. Cette alternative est avantagée grâce à la déduction fiscale des coûts d'investissement et des coûts opératoires de CSC et permet d'atteindre un niveau d'investissement cumulé plus élevé à l'optimum (entre 300 et 900 kb/j de capacité supplémentaire par rapport à celui déterminé sous l'alternative « paiement de la taxe CO₂ »).

Pour un coût complet de CSC compris entre 40 et 159 \$/t, les investissements à 300 kb/j de capacité sont maintenus entre 2005 et 2025. La production atteint au maximum 1.7 Mb/j en 2030, avant de diminuer progressivement à 0.9 Mb/j en 2045. Lorsque le coût de CSC est compris entre 160 et 200 \$/t, l'investissement sur la période 2025 est annulé. La production atteint au maximum 1.5 Mb/j en 2030 et diminue à 0.6 Mb/j en 2045.

Figure 4.6 : Evolution de l'investissement cumulé optimal dans la technologie *in situ* en fonction de l'alternative CO₂ (trajectoire de prix de référence)



2.5 Scénario environnemental : impact du risque d'investissement dans l'alternative « capture et stockage de CO₂ »

Malgré un arbitrage en faveur de l'investissement dans la capture et le stockage du CO₂ par rapport au paiement d'une taxe mis en évidence par les simulations prospectives, en pratique, la plupart des producteurs non conventionnels ont émis des critiques à l'encontre d'une politique volontariste de déploiement de la capture et du stockage du CO₂, en raison d'incertitudes fortes sur les coûts, de rendements énergétiques pénalisés ou d'un cadre réglementaire mal défini n'apportant pas suffisamment de garanties aux opérateurs. Parmi ces limites, nous avons choisi d'évaluer en particulier l'impact du risque d'investissement.

En modifiant la spécification des coûts d'investissement de CSC sous la forme d'annuités constantes (Bouchonneau, 2011), l'arbitrage en faveur du déploiement de la capture et du stockage du CO₂ dans la filière minière n'apparaît plus. Quelque soit la valeur de la pénalité CO₂ (taxe ou coût de CSC), à l'optimum, le profit est pénalisé par les dépenses d'investissement liées à la capture et au stockage du CO₂ et les producteurs ne sont plus incités à investir dans cette alternative. Les stratégies optimales correspondent alors à celles déterminées sous l'alternative « paiement de la taxe CO₂ ».

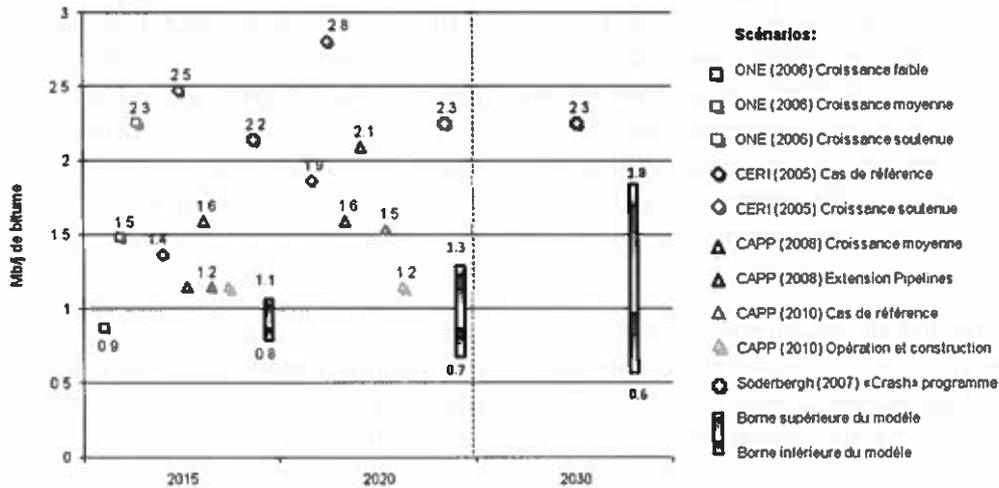
En introduisant une contrainte supplémentaire interdisant d'émettre le CO₂ associé aux nouvelles capacités dans l'atmosphère (fermeture de l'alternative « paiement de la taxe CO₂ »), les deux phases d'investissement planifiées en 2015 et 2020 sont maintenues pour un coût de CSC inférieur ou égal à 2 \$/t, tandis que la seule phase d'investissement planifiée en 2015 est maintenue pour un coût de CSC inférieur ou égal à 17 \$/t, c'est-à-dire pour des coûts de CSC largement inférieurs aux estimations publiées. Par conséquent, en tenant compte d'un risque d'investissement, l'instauration d'une nouvelle réglementation visant à obliger les producteurs non conventionnels à investir dans la capture et le stockage du CO₂ tend à pénaliser le développement prospectif des projets miniers.

2.6 Analyse comparative des résultats avec les projections de la littérature

Plusieurs sources de publications ont été consultées pour l'analyse comparative des résultats: des organismes publics (ONE, CERI, Alberta Chamber of Resources), l'association regroupant les producteurs canadiens CAPP, ou des articles de théorie économique (Söderbergh, 2007).

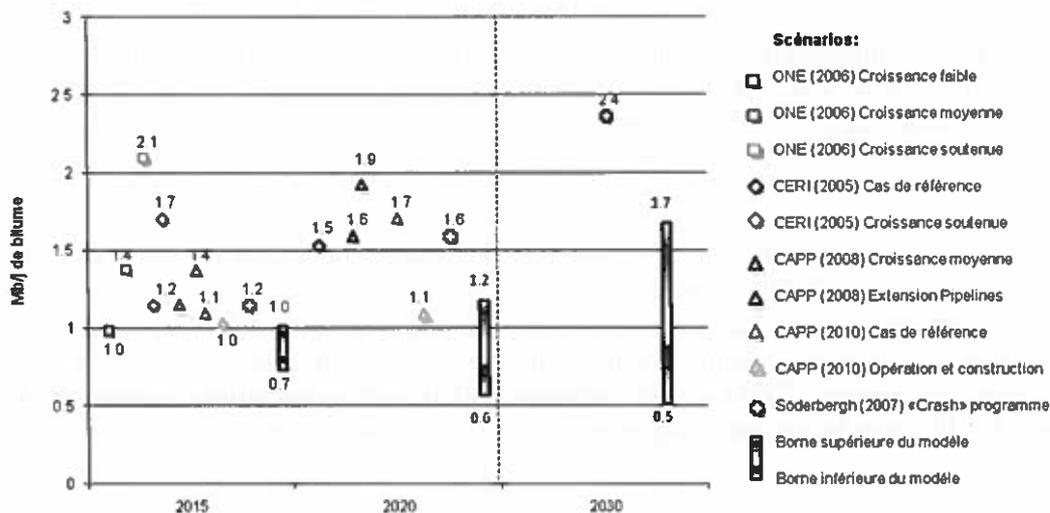
Nous avons reporté sur les figures 4.7 et 4.8 les projections obtenues à partir des sources précédentes et des simulations prospectives avec le modèle d'offre tendancielle pour les filières minière et *in situ* respectivement.

Figure 4.7 : Synthèse des estimations des capacités de production minière issues de sources publiques et des simulations prospectives à l'horizon 2030



sources : Timilsina et al., 2005, ONE, 2006, CAPP, 2008 ; CAPP, 2010 ; Söderbergh, 2007 ; résultats des simulations rétrospectives

Figure 4.8 : Synthèse des estimations des capacités de production *in situ* issues de sources publiques et des simulations prospectives à l'horizon 2030



sources : Timilsina et al., 2005, ONE, 2006, CAPP, 2008 ; CAPP, 2010 ; Söderbergh, 2007 ; résultats des simulations rétrospectives

En 2015, les capacités de production minière simulées sont comprises entre 0.8 et 1.1 Mb/j en fonction des scénarios économiques. La borne inférieure est analogue à l'estimation obtenue sous le scénario « croissance faible » de l'ONE (2006), tandis que la borne supérieure est comparable aux estimations issus des scénarios « croissance moyenne (2008) », « de référence (2010) » et « opération et construction (2010) » de la CAPP. Les estimations simulées restent toutefois inférieures à la moyenne des estimations publiques, égale à 1.6 Mb/j. Cette tendance provient des hypothèses de coûts utilisées dans notre modélisation qui tiennent compte de la forte hausse des coûts des projets observée entre 2005 et 2008. Nos résultats sont ainsi comparables aux estimations publiques les plus récentes qui intègrent la hausse des coûts, liée à des contraintes sur les services d'ingénierie et de construction. En revanche, la majorité des estimations publiques datent de 2005 à 2008 et n'intègrent pas l'inflation des coûts. Les niveaux de production sont alors systématiquement supérieurs à nos résultats, mais pourraient être surestimés.

En 2020, les capacités de production minière simulées sont comprises entre 0.7 et 1.3 Mb/j. La borne supérieure est de nouveau comparable à l'estimation obtenue sous le scénario « opération et construction (2010) » de la CAPP, mais les capacités simulées restent inférieures à la moyenne des estimations publiques, égale à 1.9 Mb/j.

Enfin, en 2030, les capacités simulées sont comprises dans l'intervalle 0.6-1.8 Mb/j. La borne maximale reste inférieure à la seule estimation publique disponible, à 2.3 Mb/j, issue du scénario « Crash programme¹ (2007) » de Söderbergh. Toutefois, cette estimation devrait être largement surestimée puisqu'elle correspond à la mise en place d'un programme d'accélération de la production des sables asphaltiques canadiens, ne tenant compte d'aucune contrainte de développement (contraintes sur les services d'ingénierie et de construction, contraintes de disponibilité des ressources (eau) ou des commodités énergétiques (gaz naturel, diluant), contraintes budgétaires).

Par ailleurs, à notre connaissance, aucune des estimations publiques n'intègre un scénario baissier sur le prix du brut. La borne minimale résultant de nos simulations prospectives sous la trajectoire minimum de prix de la ressource n'est donc pas comparable aux estimations publiques.

Dans le cas de la production *in situ*, les capacités de production simulées en 2015 sont comprises entre 0.7 et 1 Mb/j selon les scénarios économiques considérés. La borne supérieure est comparable à plusieurs estimations publiques (à 200 kb/j près) issues des scénarios suivants : « croissance faible (2006) » de l'ONE, « cas de référence (2005) » du CERI, « croissance moyenne (2008) », « de référence (2010) » et « opération et construction (2010) » de la CAPP, et enfin « Crash programme (2007) » de Söderbergh.

¹ Le scénario « Crash programme » correspond à un effort d'accélération de la production des sables asphaltiques canadiens pour compenser la baisse de production liée au Peak-oil et éviter ses effets dévastateurs sur l'économie mondiale (Hirsch et al., 2005 ; cité dans Söderbergh, 2007).

En 2020, les capacités de production *in situ* simulées sont comprises entre 0.6 et 1.2 Mb/j. La borne supérieure est comparable à l'estimation obtenue sous le scénario « opération et construction (2010) » du CAPP, mais les capacités simulées restent inférieures à la moyenne des estimations publiques, égale à 1.6 Mb/j.

Enfin, en 2030, les capacités de production *in situ* simulées sont comprises entre 0.5 et 1.7 Mb/j. Comme précédemment, les capacités simulées restent inférieures à la seule estimation publique disponible, à 2.4 Mb/j, issue du scénario « Crash programme (2007) » de Söderbergh.

Deux autres organismes (Alberta Chamber of Resources, 2004; AIE, 2009) ont publié des estimations de capacité de production cumulée intégrant les deux filières de production (cf. tableau). La borne maximale des capacités de production cumulée simulée par notre modèle à horizon 2030, à 3.5 Mb/j (1.8 Mb/j par techniques minières et 1.7 Mb/j par techniques *in situ*), est comparable à l'estimation de l'Alberta Chamber of Resources (2004), égale à 3.2 Mb/j.

Tableau 4.3 : Synthèse des estimations des capacités de production cumulée de bitume issues de sources publiques et des simulations prospectives à l'année 2030

Estimations de capacité de production cumulée de bitume (2030) Mb/j	Alberta Chamber of Resources (2004)	AIE (2009)	Borne inf. modèle	Borne sup. modèle
	3.2	4.3	1.1	3.5

sources : Alberta Chamber of Resources, 2004 ; AIE, 2009 ; Résultats des simulations prospectives

3. Simulation en présence d'incertitudes

3.1 Impact de l'incertitude des prix de vente

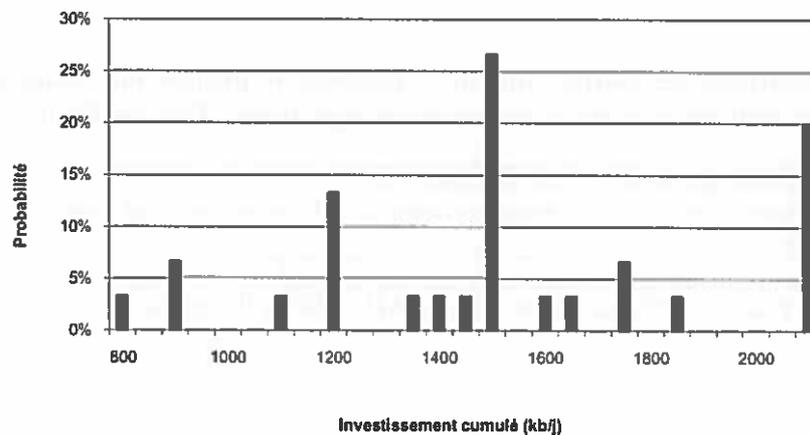
En introduisant les trois scénarios tendanciels de prix minimum, de référence et maximum, avec leur probabilité associée (0.16, 0.68 et 0.16 respectivement), la stratégie de développement simulée n'est pas modifiée par rapport à celle déterminée sous le scénario de prix de référence, l'investissement cumulé atteignant 1750 kb/j. Toutefois, le profit intertemporel est légèrement réduit.

Un renforcement du degré d'incertitude, obtenu par exemple en égalisant les probabilités pour introduire des scénarios de prix équiprobables (0.33, 0.34 et 0.33 respectivement), peut cependant pénaliser la décision d'investissement. Sous cette spécification, l'investissement cumulé simulé est ainsi réduit de 300 kb/j, à 1450 kb/j. Ce résultat permet ainsi de mettre en évidence un lien négatif entre niveau d'investissement et incertitude sur les prix de la ressource, en accord avec la théorie économique.

3.2 Impact de la volatilité des prix de vente

La volatilité du prix du brut peut également être un frein à l'investissement. Une analyse comparative des investissements cumulés obtenus sous le scénario de prix tendanciel de référence et sous cent scénarios de prix volatils, générés selon le processus aléatoire décrit dans la sous-section 1.4, a été menée afin d'évaluer l'impact de la volatilité des prix de vente sur le développement optimal de la filière *in situ*.

Figure 4.9 : Distribution de probabilités de l'investissement cumulé *in situ* sous l'hypothèse de prix volatils (100 scénarios, cas de référence inclus)



Dans seulement 7% des cas, l'investissement cumulé atteint 1750 kb/j, équivalent à celui obtenu sous le scénario de prix tendanciel de référence. En revanche, dans 70% des cas, l'investissement cumulé en présence de prix volatils est inférieur à celui obtenu sous le scénario de prix tendanciel (compris entre 800 et 1650 kb/j). Dans 23% des cas, l'investissement cumulé en présence de volatilité est supérieur à l'investissement de référence (compris entre 1850 et 2100 kb/j). La volatilité du prix de vente introduit un risque prix dans le processus décisionnel, ce qui se traduit par une probabilité plus élevée d'obtenir des stratégies d'investissement plus conservatives. Par conséquent, la volatilité des prix de vente a un effet négatif sur le développement prospectif de la filière *in situ*.

3.3 Introduction d'incertitudes sur les réglementations environnementales

Dans un second temps, l'impact de l'incertitude sur les réglementations environnementales futures a été évalué en présence de prix tendanciels, tandis que l'impact cumulé des deux incertitudes sur la réglementation environnementale et sur les prix a été évalué à partir des hypothèses de prix probabilisés ou volatils.

3.3.1 Réglementations environnementales incertaines et prix de vente tendanciels certains

Une incertitude sur les réglementations environnementales a été introduite en considérant deux scénarios équiprobables. Dans le premier, une taxe CO₂ est appliquée en 2020, avec une probabilité associée de 0.5, tandis que dans le second, aucune taxe CO₂ n'est introduite.

Sous l'hypothèse d'une taxe CO₂ égale à 100 \$/t, en présence d'incertitudes sur les réglementations environnementales et de prix de vente tendanciels certains, l'investissement cumulé est réduit à 1600 kb/j (-150 kb/j par rapport au cas de référence, sans réglementations sur les GES). Afin d'évaluer l'impact de l'incertitude réglementaire, ce résultat doit être comparé à celui obtenu en l'absence d'incertitude sur les réglementations en considérant une taxe CO₂ de 50 \$/t, soit équivalente en espérance mathématique à la taxe CO₂ pondérée correspondante au cas d'étude précédent (une taxe CO₂ de 100 \$/t introduite avec une probabilité de 0.5).

En présence de prix tendanciels certains, l'incertitude réglementaire ne conduit pas à une stratégie d'investissement plus conservative, puisque l'investissement cumulé à l'optimum atteignait également 1600 kb/j en présence d'une taxe CO₂ égale à 50 \$/t (avec une probabilité associée de 1). La prise en compte d'une incertitude réglementaire ne réduit donc pas l'investissement cumulé. Toutefois, le profit intertemporel en présence d'incertitudes réglementaires est légèrement réduit de 0.2%.

Ce résultat est modifié en introduisant une taxe CO₂ égale à 200 \$/t, avec une probabilité de 0.5. Sous cette spécification, l'introduction d'une incertitude réglementaire pénalise la stratégie d'investissement. L'investissement cumulé à l'optimum atteint alors 1150 kb/j, c'est-à-dire qu'il est réduit de 350 kb/j par rapport à l'investissement cumulé obtenu en présence d'une taxe CO₂ à 100 \$/t, introduite avec une probabilité de 1), tandis que le profit intertemporel est réduit de 1.7%.

Tableau 4.4: Impacts de l'incertitude réglementaire sur les stratégies prospectives d'investissement dans la filière de production *in situ* intégrée, en présence des prix tendanciels de référence (modèle stochastique)

Scénarios prospectifs	Investissement cumulé à l'optimum kb/j	Profit intertemporel à l'optimum M\$US
	Test 1	
Introduction en 2020 d'une taxe CO ₂ à 50 \$US/t (proba=1)	1600	70791
Introduction en 2020 d'une taxe CO ₂ à 100 \$US/t (proba=0.5)	1600	70649
Impact de l'incertitude réglementaire	Nul	Réduction de 142 M\$US (-0.2%)
	Test 2	
Introduction en 2020 d'une taxe CO ₂ à 100 \$US/t (proba=1)	1500	68484
Introduction en 2020 d'une taxe CO ₂ à 200 \$US/t (proba=0.5)	1150	67252
Impact de l'incertitude réglementaire	Réduction de 350 kb/j	Réduction de 1232 M\$US (-1.7%)

Ce premier résultat met en évidence un lien négatif entre l'investissement et l'incertitude liée aux nouvelles politiques environnementales, sous un niveau de taxation suffisant, en accord avec la perception des compagnies du secteur non conventionnel. Les incertitudes liées aux réglementations environnementales représentent en effet un des principaux sujets d'inquiétude pour ces compagnies et leurs investisseurs (Briefing des actionnaires de Total, 2011) et pourraient représenter un frein au développement. Ces incertitudes ont en particulier été à l'origine de la dégradation entre 2007 et 2010 du climat d'investissement en Alberta ressenti par certaines compagnies (Global Petroleum Survey, 2011).

3.3.2 Réglementations environnementales incertaines et prix de vente probabilisés

Une analyse similaire a été effectuée en présence de prix de vente incertains probabilisés. Sous l'hypothèse d'une taxe CO₂ égale à 100 \$/t, introduite avec une probabilité de 0.5 à partir de 2020, l'investissement cumulé est réduit à 1500 kb/j (-250 kb/j par rapport au cas de référence, sans réglementations sur les GES), avec un profit intertemporel associé réduit de 3.7% par rapport au cas de référence. De même, afin d'évaluer l'impact de l'incertitude réglementaire, ce résultat doit être comparé à celui obtenu en l'absence d'incertitude sur les réglementations en considérant une taxe CO₂ de 50 \$/t. La prise en compte d'une incertitude réglementaire réduit l'investissement cumulé de 100 kb/j et le profit intertemporel de -0.1%. L'impact négatif de l'incertitude réglementaire environnementale est donc légèrement accentué par la prise en compte de prix incertains et indique que l'interaction entre les deux types d'incertitudes est positive.

Le constat est identique en introduisant une taxe CO₂ égale à 200 \$/t, avec une probabilité de 0.5. En présence d'une incertitude réglementaire, l'investissement cumulé à l'optimum atteint 1150 kb/j (soit une réduction de 150 kb/j par rapport à l'investissement cumulé obtenu en présence d'une taxe CO₂ à 100 \$/t, introduite avec une probabilité de 1), tandis que le profit intertemporel est réduit de 0.7%.

Tableau 4.5 : Impacts de l'incertitude réglementaire sur les stratégies prospectives d'investissement dans la filière de production *in situ* intégrée, en présence des prix probabilisés (modèle stochastique)

Scénarios prospectifs	Investissement cumulé	
	à l'optimum kb/j	Profit intertemporel à l'optimum M\$US
Test 1		
Introduction en 2020 d'une taxe CO ₂ à 50 \$US/t (proba=1)	1600	70381
Introduction en 2020 d'une taxe CO ₂ à 100 \$US/t (proba=0.5)	1500	70306
Impact de l'incertitude réglementaire	Réduction de 100 kb/j	Réduction de 75 M\$US (-0.1%)
Test 2		
Introduction en 2020 d'une taxe CO ₂ à 100 \$US/t (proba=1)	1300	68038
Introduction en 2020 d'une taxe CO ₂ à 200 \$US/t (proba=0.5)	1150	67560
Impact de l'incertitude réglementaire	Réduction de 150 kb/j	Réduction de 478 M\$US (-0.7%)

L'impact négatif de la seule incertitude réglementaire (-150 kb/j) est inférieur à celui observé en présence de scénarios de prix déterministes (-300 kb/j). Toutefois, le niveau optimal d'investissement était déjà pénalisé par la seule incertitude sur les prix de la ressource (-200 kb/j). Nous ne pouvons donc pas mettre en évidence une règle d'additivité des incertitudes, puisque l'impact d'une seule incertitude est variable en fonction de l'existence et de l'impact

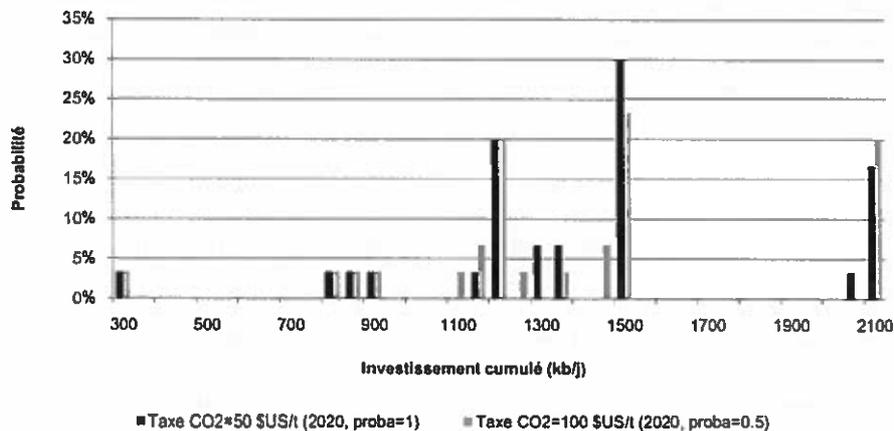
d'une autre incertitude. Une approche par simulations s'avère alors adaptée pour effectuer une analyse quantitative.

3.3.3 Réglementations environnementales incertaines et prix de vente volatils

Enfin, un test similaire a également été effectué en présence de prix volatils. Dans un premier temps, une taxe CO₂ de 100 \$/t a été appliquée en 2020, avec une probabilité associée de 0.5. L'investissement cumulé à l'optimum a ensuite été relevé sous chacun des 100 scénarios de prix volatils. Dans 80 % des cas, l'investissement cumulé est inférieur à l'investissement de référence (sans réglementation environnementale, égal à 1750 kb/j), tandis que pour les 20% restants, l'investissement cumulé est supérieur à l'investissement de référence.

Dans un second temps, une taxe CO₂ de 50 \$/t, appliquée en 2020 avec une probabilité associée de 1, a été introduite dans la modélisation. Sur l'ensemble des 100 scénarios de prix volatils, une distribution de probabilité sur l'investissement cumulé similaire au cas précédent a été mise en évidence. Ainsi, dans 80 % des cas, l'investissement cumulé est inférieur à l'investissement de référence tandis que pour les 20 % restants, l'investissement cumulé est supérieur à l'investissement de référence.

Figure 4.10 : Distribution de probabilité de l'investissement cumulé *in situ* en présence de prix volatils, avec et sans incertitude réglementaire environnementale



En raisonnant sur l'investissement cumulé moyen, celui-ci atteint 1 418 kb/j en présence de la taxe CO₂ à 50 \$/t, introduite de manière déterministe, mais est réduit à 1 402 kb/j en présence d'incertitude réglementaire, représentée par une taxe CO₂ à 100 \$/t, introduite avec une probabilité de 0,5. Ainsi, l'introduction d'une incertitude réglementaire réduit légèrement en moyenne l'investissement cumulé, mais ne modifie pas la distribution de probabilités des investissements plus conservatifs. L'effet cumulé de l'incertitude réglementaire et des prix volatils ne pénalise donc qu'à la marge les stratégies d'investissement.

Enfin, l'impact négatif sur la décision d'investissement de nouvelles réglementations environnementales, déterministes ou probabilisées, décroît sous l'effet de prix futurs volatils. Sous le scénario de prix tendanciel de référence, l'investissement cumulé est progressivement réduit de 8.6% avec une taxe CO₂ à 50 \$/t, introduite de manière déterministe en 2020, à 14.3% avec une taxe CO₂ à 100 \$/t, introduite avec une probabilité de 0.5 en 2020. Sous l'hypothèse de prix volatils, l'investissement cumulé moyen est réduit de 7.3 % sous le premier scénario et -8.4 % sous le second scénario. Là encore, l'impact d'une seule incertitude est variable en fonction de l'existence et de l'impact d'une autre incertitude, puisque l'interaction des deux incertitudes n'est pas régie par une règle d'additivité.

En présence de scénarios de prix tendanciel déterministes, le comportement d'investissement est plus fortement pénalisé par une incertitude sur les réglementations environnementales, puisque le cas d'étude initial correspondait à une situation idéale en présence de prix monotones croissants. La forte aversion au risque réglementaire, premier frein évoqué par les compagnies du secteur non conventionnel, apparaît alors justifiée, puisque l'impact de la seule incertitude réglementaire est significatif. Il ne doit donc pas être négligé dans la préparation et l'application de nouvelles politiques énergétiques. L'acceptation par les industriels de réglementations environnementales plus contraignantes dépendra, au-delà du niveau de taxe fixé, de la transparence du processus d'application et de sa planification exempte d'incertitudes.

Conclusion

L'analyse qui a été menée sur l'exploitation des ressources d'hydrocarbures non-conventionnels et plus particulièrement sur les sables asphaltiques du Canada permet d'apprécier le potentiel de développement de la ressource :

- Les ressources de brut non conventionnel canadien s'élèvent à 1700 milliards de barils soit 15% de l'ensemble des ressources mondiales de pétrole. Les réserves exploitables sont plus limitées (environ 10% des ressources).

- Il existe deux modes d'exploitations des sables asphaltiques: minier et *in situ*. Ce second mode de production repose sur l'extraction du bitume à partir de vapeur, il nécessite des quantités importantes d'eau et soulève différents problèmes environnementaux (émissions de dioxyde de carbone, consommation en eau).

- La production de brut synthétique (obtenu après *upgrading*) et de bitume non traité s'élève à 1,2 Mb/j soit 58 Mt/an. D'après les simulations tendancielle qui ont été effectuées, elle pourrait atteindre 3,7 Mb/j à l'horizon 2035. Ces résultats sont du même ordre de grandeur que ceux obtenus dans les exercices prospectifs menés par différents organismes. Le pétrole synthétique contribuerait alors de manière significative à l'approvisionnement pétrolier de l'Amérique du Nord

Cependant, ces conclusions doivent être nuancées en raison des incertitudes qui pèsent sur le développement de cette filière. Ainsi, l'analyse économique des projets d'investissement montre que les décisions d'investissement sont sensibles aux fluctuations des prix du pétrole, et à leur incertitude. Par ailleurs, les stratégies d'investissement peuvent également être impactées par l'introduction de coûts environnementaux supplémentaires, en particulier l'instauration d'une taxe sur les émissions de CO₂.

Pour évaluer l'incidence de ces incertitudes sur les profils de production, des variantes ont été effectuées sur le modèle tendanciel de long terme et une modélisation reposant sur un modèle de programmation dynamique a été élaborée pour retranscrire les comportements d'investissement et les niveaux de production qui en découlent.

Une variante a ainsi été menée avec l'introduction de mesures de stockage de la ressource en eau pour lisser les quantités prélevées nécessaires à la production *in situ*. Elle montre que cette mesure n'a pas d'incidence significative sur les profils de production tant que son coût reste inférieur à 6\$/t. Une autre variante a été réalisée sur l'introduction d'une taxe sur les émissions de CO₂. La production minière est impactée à partir d'une taxe de 4\$/t. Avec une taxe supérieure ou égale à 42\$/t de CO₂, la production minière plafonne à 0,8 Mb/j en 2010 et décline progressivement ensuite. La production *in situ* est impactée à partir d'une taxe de 7\$/t. Lorsque cette taxe est comprise entre 96\$/t et 134\$/t, cette production progresse pour atteindre 1,5 Mb/j en 2025 puis diminue. Au delà de ces valeurs des taxes, les profils de production sont encore moins élevés et déclinent plus rapidement.

L'alternative entre taxe sur les émissions de CO₂ et mise en place d'unités de captage et stockage de CO₂ a été également étudiée. Dans le cas de la filière minière, pour une pénalité CO₂ comprise entre 40 et 67 \$/t, on observe un arbitrage favorable pour l'alternative « investissement dans la capture et le stockage du CO₂ ». Dans le cas de la filière *in situ*, un arbitrage favorable est également observé pour cette alternative, lorsque le coût de l'alternative CO₂ est compris entre 40 et 200 \$/t.

Pour évaluer l'incidence de la volatilité des prix de vente du brut synthétique sur les profils de production, un ensemble de simulations a été réalisé pour la production *in situ* sur le modèle de programmation dynamique avec des prix générés aléatoirement et dont la distribution a été estimée à partir des séries chronologiques observées. Dans seulement 7% des cas, l'investissement cumulé, voisin de 1,7 Mb/j, est équivalent à celui obtenu sous le scénario de prix tendanciel de référence. En revanche, dans 70% des cas, l'investissement cumulé en présence de prix volatils est inférieur à celui obtenu sous le scénario de prix tendanciel.

Une analyse a également été effectuée sur les incertitudes concernant les réglementations environnementales en présence de prix de vente incertains probabilisés ainsi qu'en présence de prix de vente volatils. En présence de prix de vente incertains et sous l'hypothèse d'une taxe CO₂ égale à 100 \$/t, introduite avec une probabilité de 0,5 à partir de 2020, l'investissement cumulé en capacité de production *in situ* est réduit à 1,5 Mb/j. Lorsque des prix de vente volatils sont considérés, l'investissement cumulé est inférieur à l'investissement de référence dans 80% des cas.

La production de sables asphaltiques du Canada, qui repose sur une ressource abondante, connaît une progression qui devrait la faire participer de manière significative à l'approvisionnement pétrolier dans les prochaines décennies. Cependant, les incertitudes pesant tant sur les prix du pétrole que sur les réglementations environnementales pourraient modérer cette dynamique de croissance.

Références

- AIE, 2009, World Energy Outlook, 691p.
- AIE, 2011, World Energy Outlook, 666 p.
- Alberta Chamber of Resources, 2004, Oil sands technology roadmap: unlocking the potential, 82 p.
- Alberta Environment Fisheries and Oceans Framework, 2007, Water Management system : instream flow needs and water management system for the lower Athabasca river, 37 p.
- Bourdieu J., Coeuré B., Sédillot B., 1997, Investissement, incertitude et irréversibilité. Quelques développements récents de la théorie de l'investissement, *Revue économique*, Vol. 48, Numéro 1, pp. 23–53
- Bouchonneau D., 2011, Analyse du potentiel de développement des ressources d'hydrocarbure non conventionnelles, thèse de doctorat en Sciences Economiques Université de Montpellier I – IFPEN, 361 p.
- CAPP, 2008, Crude oil forecast, markets, and pipeline expansions, Calgary, 40 p.
- CAPP, 2010, Crude oil forecast, markets and pipelines, Calgary, 40 p.
- CAPP, 2011, Statistical handbook, 216 p.
- CERI, 2005, Economic Impacts of Alberta's Oil Sands, Study n°110, 105 p.
- CERI, 2012, Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2011-2045), Study n°128, 105 p.
- EIA, 2011, Annual Energy Review 2010, 363 p.
- EIA, 2012, Annual Energy Outlook with projections to 2035, 239 p.
- ERCB, 2012, Alberta's Energy reserves 2009 and supply/demand outlook 2012-2021, 290 p.
- Gaudet G., 1983, Optimal Investment and Adjustment Costs in the Economic Theory of the Mine, *The Canadian Journal of Economics / Revue canadienne d'Economie*, Vol. 16, No. 1, pp. 39-51
- Global Petroleum Survey, 2011, Fraser Institute, 179 p.
- Gordon R., 1967, A reinterpretation of the pure theory of exhaustion, *Journal of Political Economy* 75, pp. 274-286
- Hanson D.A., Increasing Extraction Costs and Resource Prices: Some Further Results, *The Bell Journal of Economics*, Vol. 11, No. 1 pp. 335-342, 1980
- Hillier F., Lieberman G., 2005, Introduction to operation research, Mc Graww Hill, New-York, 1034 p.
- Hotelling H., The economics of exhaustible resources, *The Journal of Political Economy*, Vol. 39, n°. 2, pp. 137-175, 1931
- IPCC, 2005, Carbon Dioxide Capture and Storage, Cambridge University Press, 431 p.
- Lantz F., Saint-Antonin V., Gruson J.F., Suwala W., 2012, Development of a model of the World Refining for the POLES model and simulation to 2030 : the OURSE model, JRC-IPTS report 25221 EN
- Levhari D., Liviatan N., 1977, Notes on Hotelling's economics of exhaustible resources, *Canadian Journal of economics*, n°2, pp. 177-192
- Masson R., Remillard B., 1996, Alberta's New Oil Sands Royalty System, Alberta. Dept. of Energy. Royalty and Tenure Branch. Policy Division, Alberta Department of Energy, 11p.
- Méjean A., Hope C., 2008, Modelling the costs of non-conventional oil: A case study of Canadian bitumen, *Energy Policy*, Vol. 36, pp. 4205–4216

- Melton J.W., "An investment planning model for an oil shale industry in the Piceance basin", PhD thesis, Center for Economic Research, University of Texas, 1982
- Mokrian, Stephen, "A stochastic programming framework for the valuation of electricity storage", Best IAEE Student Paper, 2007?
- ONE, 2006, "Les sables bitumineux du Canada – perspectives et défis jusqu'en 2015 : mise à jour", 76 p.
- OPEC, 2001, "World Oil Outlook", 304p.
- Pindyck R., 1980, "The optimal production of an exhaustible resource when price is exogenous and stochastic", MIT working paper n°1162-80, 13 p.
- Plourde Ch., 2009, "Oil sands royalties and taxes in Alberta : An assessment of key developments since the mid-1990s", *The Energy Journal*, Vol. 30, n°1, p.111-139
- Rubin E., Marks A., Mantripragada H., Versteeg P., Kitchin J., 2010, "Prospects for Improved Carbon Capture Technology", Report to the Congressional Research Service Washington DC, Carnegie Mellon University, 98 p.
- Sanière A., Gruson J.F., Gachadouat S., Maisonnier G., 2005, "Prospective Analysis of the Potential Non-Conventional World Oil Supply : Tar Sands, Oil Shales and Non-conventional Liquid Fuels from Coal and Gas", IPTS, rapport EUR-22168, 2005
- Slade M., 1982, "Cycles in natural-resource commodity prices: An analysis of the frequency domain", *Journal of Environmental Economics and Management*, Elsevier, vol. 9(2), p.138-148
- Söderbergh, 2007, "A crash programme scenario for the Canadian oil sands industry", *Energy Policy*, vol.35, p. 1931-1947
- Solow R., Wan F., 1976, "Extraction Costs in the Theory of Exhaustible Resources", *The Bell Journal of Economics*, Vol. 7, n°. 2, pp. 359-370
- Timilsina et al., 2005, "Economic Impacts of Alberta's Oil Sands", rapport CERI, 43 p.

Sites internet

- Banque du Canada : www.bankofcanada.com
- Canadian Association of Petroleum Producers : www.capp.ca
- Office National de l'Énergie – National Energy Board : www.neb-one.gc.ca
- US Energy Information Administration : www.eia.gov

**Annexe 1 : Présentation des principaux projets miniers et *in situ*
(opérateurs, date de démarrage et capacité de production)**

Projet	Opérateur	Date de démarrage	Capacité de production (kb/j)
Extraction minière			
Millenium phase 1	Suncor	1967	45
Mildred Lake et Aurora stages 1 et 2	Syncrude	1978	129
Millenium phase 2	Suncor	1981	13
North Mine debottleneck 1	Syncrude	1996	21.6
Aurora 1 et debottleneck 2	Syncrude	1998	23.6
Millenium phase 3/Steepbank mine	Suncor	2001	197
Aurora train 2	Syncrude	2001	100
Muskeg River	AOSP	2002	155
Millenium expansion	Suncor	2005	39.6
Mildred Lake et Aurora stage 3 expansion	Syncrude	2006	116.3
Steepbank phase 3	Suncor	2007	4
Horizon phase 1	CNRL	2008	135
Millenium debottleneck	Suncor	2008	23
Extraction <i>in situ</i>			
Wolf Lake	CNRL	1985	13
Primrose South	CNRL	1985	45
Phases 1-6:Leming, Maskwa, Mahinkan	Imperial Oil	1985	90
Carmon Creek Cadotte Lake	Shell Canada	1986	12.5
Phases 7-10	Imperial Oil	1995	30
Foster Creek phase 1A	EnCana Coporation	2001	24
Christina Lake phase 1A	EnCana Coporation	2002	10
	Japan Canada Oil		
Hangingstone Pilot	Sands	2002	10
MacKay River phase 1	Petro-Canada	2002	33
Foster Creek debottlenecking	EnCana Coporation	2003	6
Phases 11-13:Mahkeses	Imperial Oil	2003	30

Firebag phase 1	Suncor	2004	33
Joslyn phase 1	Total E&P Canada	2004	2
Foster Creek phase 1C - stage 1	EnCana Coporation	2005	10
Surmont	ConocoPhillips	2006	27
Firebag phase 2	Suncor	2006	35
Joslyn phase 2	Total E&P Canada	2006	10
Primrose North	CNRL	2006	30
Tucker phase 1	Husky Energy	2006	30
Great Divide POD 1	Connacher Oil and Gas	2007	10
Foster Creek phase 1C - stage 2	EnCana Coporation	2007	20
Long Lake phase 1	Nexen	2007	72
Firebag cogeneration and expansion	Suncor	2007	25
Jackfish	Devon Energy	2008	35
Christina Lake phase 1B	EnCana Coporation	2008	8.8
Christina Lake phase I	MEG Energy	2008	3
Orion phase 1	Shell	2008	10
Red Earth CSS Pilot	North Peace Energy	2008	1
Primrose East (Burnt Lake)	CNRL	2009	32

Annexe 2 : Tableau récapitulatif des coûts du capital des principaux projets miniers, *in situ* et d'*upgrading*

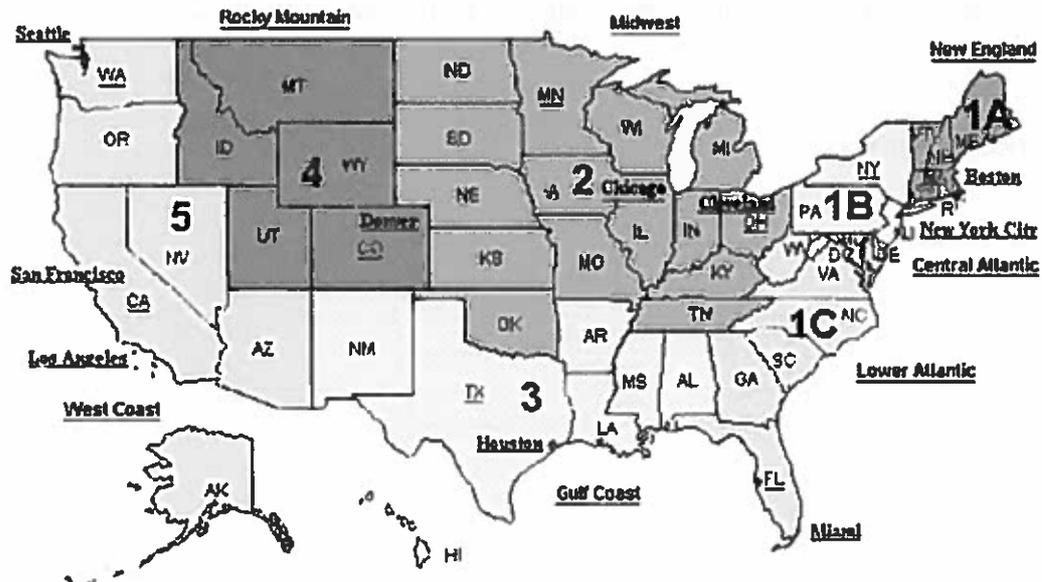
Projets	Compagnies	Technologie	Date démarrage	Capacité (b/j)	Investissement (M\$(Cdn))	Investissement \$(Cdn)2000/b actualisé (8%)	Statut	Localisation
North Steepbank Mine extension	Suncor	Mine	2010	180000	350	0,4	approuvé	Athabasca
Jackpine Mine (phase 1)	Albian-AOSP	Mine	2010	200000	2000	2,2	en construction	Athabasca
Muskeg River Mine	Albian-AOSP	Mine	2002	155000	1800	3,0	approuvé	Athabasca
Base Operations (U1 & U2)	Suncor	Mine	1967	45000	240	7,6	en production	Athabasca
Voyageur South (phase 1)	Suncor	Mine	2011	120000	4400	8,2	en attente approbation	Athabasca
Equinox Project	UTS/Teck Cominco	Mine	2014	50000	2500	11,2	annoncé	Athabasca
Joslyn North Mine (phase 1)	Total	Mine	2013	50000	2900	13,0	en attente approbation	Athabasca
Kearl (phase 1)	Imperial Oil	Mine	2012	110000	8000	16,3	approuvé	Athabasca
Northern Lights Mining (phase 1)	Total/Sino-Canada	Mine	2010	57250	4400	17,3	suspendu	Athabasca
Frontier project	UTS/Teck Cominco	Mine	2015	100000	9600	21,6		Athabasca
Muskeg River extension et dégoulottage	Albian-AOSP	Mine	2012	115000	12800	25,0	approuvé	
Horizon (phase 2/3)	CNRL	Mine intégrée	2013	118000	3100	5,9	approuvé	Athabasca
North mine et dégoulottage 1 upgrader	Syncrude	Mine intégrée	1997	21600	470	6,2	en fonctionnement	Athabasca
Aurora train 2 et upgrader extension 1	Syncrude	Mine intégrée	2006	216300	8400	9,1	approuvé	Athabasca
Aurora 1 et dégoulottage 2 upgrader	Syncrude	Mine intégrée	2001	23600	1000	11,1	approuvé	Athabasca
Horizon (phase 1)	CNRL	Mine intégrée	2008	114000	9700	19,1	approuvé	Athabasca
Scotford Upgrader	Albian-AOSP	Upgrader	2003	158000	1700	2,7	approuvé	Industrial Heartland
Millennium Upgrader 2 (expansion 1 colonne distillation)	Suncor	Upgrader	2005	35000	425	2,9	approuvé	Athabasca
Bluesky Upgrader (phase 1)	P.R.O	Upgrader	2012	42500	800	4,2	annoncé	Peace River
BA Energy Heartland Upgrader (phase 1)	Value Creation	Upgrader	2008	46300	900	4,4	retardé	Industrial Heartland
North West Upgrader (phase 1)	North West Upgrading Inc.	Upgrader	2013	77000	1600	4,7	approuvé	Industrial Heartland
Strathcona upgrader (phase 1)	Total	Upgrader	2014	130000	8000	13,8	en attente approbation	Industrial Heartland

(Fort Hills) Sturgeon Upgrader (phase 2/3)	Suncor-PC	Upgrader	2015	145000	12100	18,7	en attente approbation	Industrial Heartland
Voyageur upgrader (phase 1)	Suncor	Upgrader	2010	127000	11600	20,5	approuvé	Athabasca
(Fort Hills) Sturgeon Upgrader (phase 1)	Suncor-PC	Upgrader	2012	145000	14100	21,8	retardé	Industrial Heartland
Northern Lights Upgrader (phase 1)	Total/Sino-Canada	Upgrader	2010	50600	6300	28,0	suspendu	Industrial Heartland
Scotford Upgrader expansion	Albian-AOSP	Upgrader	2010	91000	12800	31,6	en construction	Industrial Heartland
Strathcona (phase 1)	Statoil/NAOSC	Upgrader	2016	65000	16000	55,3	retardé	Industrial Heartland
Scotford upgrader 2 (phase 1)	Shell	Upgrader	2013	97750	27000	62,0	proposé	Industrial Heartland
Mackay River (phase 1)	Suncor-PC	SAGD	2002	33000	175	1,4	approuvé	Athabasca
Sawn Lake SAGD Demonstration	Andora	SAGD	2009	2000	15	1,7	en attente approbation	Peace River
Lindbergh Pilot	Pengrowth	SAGD	-	2500	25	2,2	en attente approbation	Cold Lake
Jackfish - J2	Devon	SAGD	2011	35000	500	3,2	approuvé	Athabasca
Tucker	Husky	SAGD	2006	30000	500	3,9	approuvé	Cold Lake
Meadow Creek (phase 2)	Suncor-PC/Nexen	SAGD	-	40000	700	3,9	approuvé	Athabasca
Jackfish	Devon	SAGD	2008	35000	650	4,2	approuvé	Athabasca
Great Divide Pod one	Connacher	SAGD	2007	10000	200	4,6	en production	Athabasca
West Ells (phase 2)	Sunshine	SAGD	2015	30000	620	4,6	annoncé	Athabasca
Tickwood (phase 2)	Sunshine	SAGD	2017	30000	620	4,6	annoncé	Athabasca
Kirby	CNRL	SAGD	2011	30000	620	4,6	en attente approbation	Athabasca
Orion/Hilda Lake	Shell/Blackrock	SAGD	2008	10000	235	5,3	approuvé	Cold Lake
West Ells (phase 3)	Sunshine	SAGD	2018	25000	620	5,6	annoncé	Athabasca
Tickwood (phase 3)	Sunshine	SAGD	2020	25000	620	5,6	annoncé	Athabasca
Algar Pod Two	Connacher	SAGD	2010	10000	326	7,3	en construction	Athabasca
STP McKay	Southern Pacific	SAGD	2011	12000	415	7,8	en attente approbation	Athabasca
Tickwood (phase 1)	Sunshine	SAGD	2014	10000	375	8,4	annoncé	Athabasca
West Ells (phase 1)	Sunshine	SAGD	2012	10000	385	8,6	annoncé	Athabasca
Sunrise (phase1)	Husky/BP	SAGD	2012	60000	2500	9,4	approuvé	Athabasca
Surmont (phase 1)	Conoco/Total	SAGD	2007	27000	1400	11,9	approuvé	Athabasca
Germain Pilot	Laricina	SAGD	2012	1800	100	12,5	approuvé	Athabasca
Tamarack	Ivanhoe	SAGD	2013	20000	1250	14,0	en attente approbation	Athabasca
Clearwater East end West	Alberta Oilsands	SAGD	2012	10000	650	14,6	approuvé	Athabasca
BlackGold (phase 1)	KNOC	SAGD	2010	10000	750	16,8	en attente approbation	Athabasca
Ells River	Patch	SAGD	2011	10000	1269	28,5	retardé	Athabasca
Terre de Grace (pilote)	Value Creation	SAGD	2011	10000	4000	89,8	en attente approbation	Athabasca
Red Earth CSS	North Peace	CSS	2008	1000	15	3,4	approuvé	Peace River

Pilot								
Demonstration Plant	N-Solv	Injection solvant	2008	2000	45	5,1	annoncé	Athabasca
Long Lake SAGD et Upgrader (phase 1)	Nexen/Opti	SAGD intégrée	2008	72000	6100	19,0	approuvé	Athabasca

Sources : Syncrude, Suncor, Oilsandsreview, 2009, presse (Lapresseaffaires.com et Reuters)

Annexe 3: Carte des Petroleum Administration for Defense District (PADD) aux Etats-Unis



Annexe 4: Analyse statistique des prix du brut synthétique et du WTI

Les tests statistiques sur les séries du prix du brut synthétique (SCO) et du prix du WTI ont été réalisés sur un échantillon de données mensuelles de février 2002 à février 2012 et ont été effectués sur le logiciel Eviews.

1. Statistiques descriptives

	SCO	WTI
Moyenne	54.92	63.89
Médiane	53.48	63.40
Maximum	125.58	133.93
Minimum	16.84	20.66
Ecart-type	24.12	26.43

Unité : \$/b

Source : Platts

2. Tests de racine unités

Tableau A4.1 - Tests de racine unité sur les prix du pétrole synthétique et du WTI

Variables	ln(WTI)	Δ ln(WTI)	ln(SCO)	Δ ln(SCO)
ADF (c,t)	-3.262*	-8.074***	-3.360	-9.299***
nombre de retards	2	0	1	0
ADF (c)	-2.111	-8.074***	-2.223	-9.329***
nombre de retards	1	0	0	0
ADF (aucun)	0.937	-7.975***	0.912	-9.303***
nombre de retards	1	0	0	0
PP (c,t)	-2.907	-8.125***	-3.222	-9.271***
nombre de retards	4	2	1	5
PP (c)	-2.116	-8.121***	-2.288	-9.301***
nombre de retards	3	2	1	5
PP (aucun)	1.060	-7.918***	0.769	-9.292***
nombre de retards	3	1	2	4
KPSS (c,t)	0.208*	0.033	0.158	0.026
nombre de retards	8	3	8	3
KPSS (c)	1.077***	0.084	1.074	0.060
nombre de retards	9	3	9	2

Note: Les indices supérieurs "*" "***" "****" indiquent le niveau de significativité associés aux fractiles 10 %, 5 % et 1 %

