



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Note d'information sur l'énergie

Coûts de l'offre gazière dans l'Ouest canadien en 2009

gaz

Novembre 2010

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2010
représentée par l'Office national de l'énergie

ISSN 1917-5078

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2010 as
represented by the National Energy Board

ISSN 1917-506X

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

Printed in Canada

LISTE DES SIGLES ET DES ABRÉVIATIONS

FTN	flux de trésorerie nets
HSC	Horseshoe Canyon
IPC	indice des prix à la consommation
LGN	liquides de gaz naturel
MH	méthane de houille
ONÉ	Office national de l'énergie
TDR	taux de rendement
TGN de l'Alberta	transfert de propriété du gaz dans le réseau de NOVA
VAN	valeur actualisée nette

LISTE DES UNITÉS ET DES FACTEURS DE CONVERSION

Unités

m^3	mètre cube
Mpi^3	million de pieds cubes
Gpi^3	milliard de pieds cubes
m^3/j	mètres cubes par jour
$10^3 m^3/j$	milliers de mètres cubes par jour
Mpi^3/j	millions de pieds cubes par jour
Gpi^3/j	milliards de pieds cubes par jour
GJ	gigajoule

Facteurs de conversion courants du gaz naturel

1 Mm^3 (million de mètres cubes) (à 101,325 kPa abs. et 15 °C) = 35,3 Mpi^3 (à 14,73 lb/po² abs. et 60 °F)

1 GJ = 0,95 kpi^3 (millier de pieds cubes) = 0,95 MBTU = 0,95 décatherme

Notation du prix

Au Canada, le prix de référence du gaz naturel est l'indice TGN de l'Alberta et il est exprimé en \$CAN/GJ.

Table des matières

Avant-Propos	ii
Aperçu	1
Méthodologie	2
Résultats	4
Coûts de l'offre	4
Sensibilité au prix et aux dépenses en immobilisations	8
Composantes du coût de l'offre	10
Observations.....	12
Annexes.....	13
Annexe 1 – Facteurs d'ordre financier	14
Annexe 2 – Méthodologie de la production et intrants	15
A2.1 Groupes de formations	15
A2.2 Types de ressources.....	15
A2.3 Données de production.....	15
A2.3.1 Production initiale	15
A2.3.2 Courbe de diminution de la production	16
A2.3.3 Autres paramètres des puits	16
A2.4 Intrants	16
Annexe 3 – Analyse économique	18
A3.1 Analyse des flux de trésorerie	18
A3.2 Revenu	19
A3.3 Succès et abandon	20
A3.4 Dépenses en immobilisations	20
A3.5 Frais d'exploitation et de traitement	20
A3.6 Redevances	21
A3.6.1 Redevances en Colombie-Britannique.....	21
A3.6.2 Redevances en Alberta.....	22
A3.6.3 Redevances en Saskatchewan.....	22
A3.7 Impôts.....	23
A3.8 Flux de trésorerie nets (FTN) et calculs.....	23
Annexe 4 – Formations	26
Annexe 5 – Groupes	27
Annexe 6 – Paramètres de diminution de la production	29
Annexe 7 – Composition du gaz	31
Annexe 8 – Autres paramètres des puits	33
Annexe 9 – Ratios des formations par groupe	35
Annexe 10 – Dépenses en immobilisations en 2009	37
Annexe 11 – Frais d'exploitation et de traitement en 2009	39
Annexe 12 – Taux de rendement en 2009.....	41
Annexe 13 – Comparaison des valeurs clés de 2007 et 2009	45
Annexe 14 – Composantes du coût de l'offre en 2009	47

Avant-Propos

L'Office national de l'énergie (l'Office) est un organisme fédéral indépendant créé en 1959 afin de promouvoir, dans l'intérêt public canadien¹, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique, en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie.

Les principales responsabilités de l'Office consistent à réglementer la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des oléoducs et gazoducs internationaux et interprovinciaux, ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées. L'Office réglemente en outre les droits et tarifs des pipelines de son ressort, les importations et les exportations de gaz naturel, ainsi que les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité. Il réglemente enfin l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz dans les régions pionnières et dans les zones extracôtières qui ne sont pas assujetties à des ententes de gestion provinciales ou fédérales.

À titre d'organisme conseil, l'Office analyse les questions relevant de sa compétence et fournit des renseignements et des avis relativement à l'offre, au transport et à l'utilisation d'énergie. Il publie des évaluations périodiques pour informer les Canadiens sur les tendances, faits marquants et enjeux pouvant affecter les marchés énergétiques canadiens.

Le présent rapport est une note d'orientation qui traite d'un aspect particulier des produits énergétiques de base. Il propose une analyse des coûts de l'offre de gaz naturel dans l'Ouest canadien en 2009. Il fait suite au premier rapport traitant de cette question, *Coûts de l'offre gazière dans l'Ouest canadien en 2007*, publié en août 2008².

Pendant la rédaction du rapport, l'Office a obtenu des données précieuses sur les puits, notamment les renseignements sur les coûts, de divers producteurs. Il apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Le présent rapport ne fournit aucune opinion relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande d'autorisation donnée. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.

¹ L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre entre les intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. L'Office soupèse les conséquences pertinentes de ces intérêts lorsqu'il rend une décision.

² On peut le consulter à l'adresse http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyprtr/ntrlgs/ntrlgsspplcstwstrncnd2007_2008/ntrlgsspplcstwstrncnd-fra.html

Aperçu

Ce rapport a pour but d'analyser le coût moyen de la production gazière des puits forés en 2009 dans l'Ouest canadien. Il ne traite pas de la production issue des installations qui existaient déjà. Dans certains cas, par exemple le traitement du gaz découlant d'arrangements à long terme ou l'utilisation de l'infrastructure existante, les facteurs économiques sont différents de ceux qui sont utilisés pour l'analyse qui va suivre, dont les résultats permettent d'indiquer si la production gazière était susceptible d'augmenter ou de diminuer dans certaines régions selon les conditions du marché en 2009.

Le coût moyen de l'offre³ de gaz naturel produit à partir de nouvelles sources en 2009 dans l'Ouest canadien a diminué par rapport à 2007, mais pas autant que le prix moyen du gaz. Ce dernier s'établissait à 3,76 \$/GJ en 2009 dans l'Ouest canadien, comparativement à 6,11 \$/GJ en 2007. C'était une bonne nouvelle pour les consommateurs mais non pour les producteurs. Le coût moyen de l'offre du gaz naturel produit à partir de nouvelles sources dans l'Ouest canadien a fléchi de 7,88 \$/GJ en 2007 à 6,97 \$/GJ en 2009, ce qui démontre que les puits de gaz forés en 2009, en moyenne, n'étaient pas rentables, les prix courants ne permettant pas de récupérer le total des coûts pendant la durée de production des puits. Les coûts de l'offre variaient beaucoup cependant et, dans certaines zones gazières importantes, les facteurs économiques étaient plus positifs. Dans l'ensemble, le coût de l'offre de gaz de réservoir étanche, de gaz de schiste et de gaz classique des zones profondes était le moins élevé, tandis que celui du gaz classique des zones peu profondes était plus élevé. En conséquence, l'activité au sein de l'industrie était en grande partie concentrée dans les zones plus rentables.

En termes d'équivalence énergétique, le prix du pétrole⁴ était près de trois fois plus élevé que celui du gaz en 2009. Ce facteur a favorisé le déplacement des investissements vers la mise en valeur du pétrole au détriment du gaz naturel. La proportion des forages ciblant du gaz a chuté à moins de 50 % dans l'Ouest canadien, comparativement à plus de 60 % dans les années précédentes. Le prix des liquides extraits du gaz naturel, soit le propane, le butane et les pentanes plus, a tendance à évoluer en fonction de celui du pétrole. Dans certains cas, cela s'est traduit par des bénéfices plus élevés pour les producteurs de gaz naturel dont la production comprenait des liquides (LGN). Les producteurs de gaz naturel se sont concentrés de plus en plus sur les ressources à plus forte teneur en LGN, par exemple le gaz de réservoir étanche provenant de la zone de Montney. L'attention accordée aux réserves gazières à forte teneur en liquides s'est maintenue en 2010, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Malgré la hausse des prix du pétrole et le niveau inférieur des prix du gaz par rapport au coût moyen de l'offre en 2009, les forages ciblant du gaz se sont poursuivis. Certains producteurs comptent sur les flux de trésorerie pour rester en exploitation. Certains ont misé sur une hausse des prix du gaz au-delà de 2009. D'autres ont pris une position couverte sur leur production à des prix supérieurs au prix du marché. Pour d'autres, les coûts différentiels étaient moins élevés en raison de la nature des avoirs fonciers dont ils disposaient, ou de leur infrastructure comportant notamment des réseaux de collecte de gaz ou des usines de traitement du gaz. Enfin,

³ Le coût de l'offre correspond au prix minimum requis pour produire un gigajoule (GJ) de gaz naturel. Il comprend tous les frais, redevances et impôts, de même qu'un taux de rendement (TDR) après impôts de 15 %.

⁴ L'indice Edmonton Par s'est établi en moyenne à 10,82 \$/GJ (66,20 \$/baril) en 2009.

de petites entreprises ont continué d'exploiter les zones de gaz à faible profondeur ou de méthane de houille (MH) étant donné qu'ils n'ont pas les moyens de forer des puits à grande profondeur⁵. La plus grande partie du gaz produit en 2009 provenait de puits forés avant cette année-là. Dès lors qu'un producteur peut faire ses frais permanents, il continuera de produire du gaz. Si les prix devaient chuter sous les frais d'exploitation de certains puits, des producteurs pourraient opter pour l'interruption d'une partie de leur production, comme cela s'est produit en septembre 2009 et de nouveau en septembre 2010.

Le présent rapport comprend une vue d'ensemble des régions et des groupes utilisés dans l'analyse, un résumé de la méthode utilisée pour calculer les coûts de l'offre et les résultats de l'analyse économique. Les annexes comprennent une description détaillée de la méthodologie, des données sur les régions et les groupes, des hypothèses de départ et des résultats complémentaires.

Méthodologie

Le gaz naturel se trouve à des profondeurs géologiques diverses et provient d'un large éventail de formations. Il peut tirer son origine de sources classiques ou non et les coûts diffèrent en conséquence. Dans la présente étude, l'Ouest canadien^{6,7} est divisé sur les plans géographique et géologique selon des catégories spécialement choisies pour mettre en évidence les régions où les coûts et paramètres de production sont similaires, ce qui a donné 88 groupes au total. La répartition régionale modifiée⁸ est présentée à la figure 1. Les quatre types de ressources analysés sont le gaz classique, le gaz de réservoir étanche, le gaz de schiste et le MH. D'autres détails, soit le raisonnement derrière la classification et les méthodes utilisées pour obtenir les données d'entrée sont présentés à l'annexe 2.

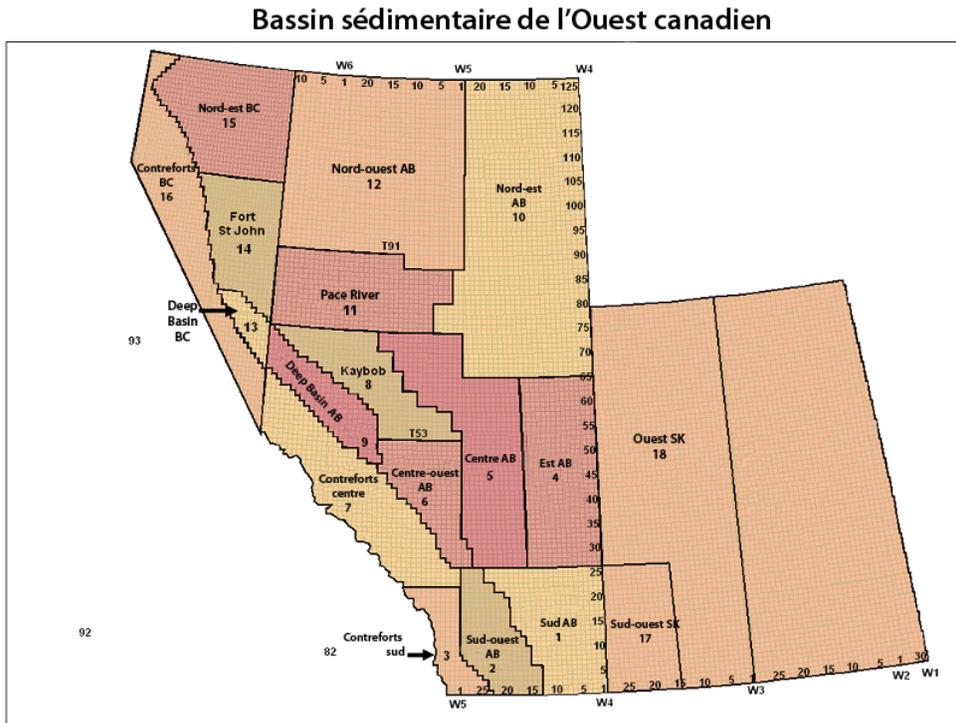
⁵ Certains producteurs ont également des connaissances spécialisées ou des avoirs fonciers existants dont ils peuvent tirer profit.

⁶ Cette classification est élaborée par un service d'information de petroCUBE, qui mesure les coûts des puits et fournit des données relatives au rendement.

⁷ petroCUBE est une création de geoLogic Systems Ltd. : www.petrocube.com. Les données de petroCUBE sont utilisées et publiées avec l'autorisation de geoLogic.

⁸ D'après petroCUBE, la Saskatchewan ne constitue qu'une seule région. Pour la présente étude, la province a été divisée en deux régions productrices de gaz naturel : l'ouest et le sud-ouest. Aucun puits de gaz n'a été foré dans l'est de la Saskatchewan en 2009 (cette région produit du pétrole) et par conséquent, l'étude n'en tient pas compte.

Figure 1 : Carte régionale



Source: *petroCUBE*

Les paramètres d'un puits moyen de chaque groupe sont estimatifs. Ils tiennent compte du taux de production initiale, de la courbe de diminution de la production, de la profondeur moyenne, de la composition du gaz, de la diminution du volume et du taux de réussite. Les données de *petroCUBE* sur les coûts, complétées par l'information du domaine public et les consultations auprès de l'industrie, ont été calculées pour définir le puits moyen par région et par formation. Des renseignements supplémentaires sur la catégorisation et les intrants sont présentés à l'annexe 2.

Pour qu'un puits de gaz soit rentable, le total des revenus (moins les frais d'exploitation, les redevances, les impôts et le TDR) doit compenser les coûts initiaux (dépenses en immobilisations et terrains). Les coûts de l'offre ont été calculés pour les puits ne présentant pas de risque (il est supposé que le puits foré produira au taux attendu) et les puits à risque (il est supposé que le puits ne sera pas productif, c.-à-d. qu'aucun hydrocarbure ne sera découvert, le puits sera abandonné et les terrains seront remis en état). Les taux de réussite sont présentés au tableau 1.

Des flux de trésorerie mensuels ont été calculés pour un puits moyen dans chaque groupe⁹ sur toute la durée de production du puits¹⁰. Les flux de trésorerie représentent les revenus¹¹ moins les

⁹ Dans cette étude, des moyennes ont été utilisées pour regrouper le rendement de milliers de puits. Chaque société productrice est dans une situation différente par rapport à ses propres avoirs fonciers, à sa structure de coûts, à son infrastructure et à son expérience.

charges au cours de la durée de vie utile de chaque puits. Les charges comprennent les dépenses en immobilisations, les coûts fonciers ainsi que les frais d'exploitation, de traitement et de remise en état. Les redevances et les impôts qui existaient en 2009 sont inclus. Un taux de rendement de 15 %, qui justifie les investissements, est inclus¹².

Le niveau de prix qui génère des revenus suffisants pour contrebalancer les charges et réaliser un rendement sur les investissements sert à déterminer le coût de l'offre pour un groupe de ressources donné. L'analyse est effectuée dans l'hypothèse que seuls les puits qui donnent de bons résultats ont été forés (scénario sans risque) et que les coûts des puits infructueux (scénario avec risque)¹³ et les sensibilités, par exemple aux prix du gaz ou à l'évolution des dépenses en immobilisations, ont été ajoutés. Des détails supplémentaires relativement aux critères économiques intégrés à la méthodologie de l'analyse sont présentés à l'annexe 3.

Résultats

Coûts de l'offre

Les coûts de l'offre et délais de recouvrement¹⁴ pour chacun des groupes de ressources figurent au tableau 1. La majorité de la production des puits forés en 2009 provenait de groupes de ressources qui présentent des antécédents de production suffisants pour produire les paramètres de la courbe de diminution. Quelques groupes ne présentaient pas les données voulues (le nombre de puits producteurs était insuffisant ou il s'agissait d'un nouveau groupe) pour établir des profils de production antérieure. En ce qui concerne quelques autres groupes, les données de production variaient au point de ne pas pouvoir fournir une courbe de diminution de la production valable. Les groupes de ces deux catégories ont été évalués selon une courbe de diminution de la production estimative et sont présentés dans le tableau 1 sous le titre de « groupes à courbe de diminution estimative ».

La moyenne pondérée¹⁵ du coût de l'offre, avec un taux de réussite de 100 % (sans risque), dans l'Ouest canadien, s'est établie à 6,81 \$/GJ (TGN de l'Alberta, en dollars canadiens). En se basant sur les taux de réussite de 2009, la moyenne pondérée du coût de l'offre (avec risques) s'est située à 6,97 \$/GJ. Les taux de réussite des puits de mise en valeur dans l'Ouest canadien sont relativement élevés (moyenne pondérée de 96 % en 2009) en raison de l'état avancé de la mise en valeur de beaucoup de ces ressources¹⁶. Par conséquent, les coûts de l'offre (avec risques) ne sont généralement pas beaucoup plus élevés que ceux des versions sans risque. Les coûts moyens de l'offre (avec risques et sans risque) dans chaque région sont présentés à la figure 2.

¹⁰ Il est supposé que la production est interrompue au cours du premier mois durant lequel les produits sont inférieurs aux charges permanentes (frais d'exploitation et de traitement, redevances et impôts).

¹¹ Tirés du gaz naturel (méthane) et des LGN (propane, butane et pentanes plus).

¹² Ce taux de 15 % après impôts signifie que le TDR avant impôts est plus élevé.

¹³ Voir l'annexe A2.3.3.

¹⁴ La récupération a lieu lorsque la somme cumulée de la valeur actualisée des flux de trésorerie, à partir de la première période, est égale à zéro.

¹⁵ Obtenue de la production totale en 2009 des puits de mise en valeur forés en 2009, par groupe.

¹⁶ Les puits d'exploration, d'essai, d'injection et d'eau ne sont pas inclus dans l'analyse étant donné qu'il existe peu de données sur les coûts.

Compte tenu du prix quotidien moyen de 3,76 \$/GJ pour le TGN de l'Alberta et d'un coût de l'offre moyen de 6,97 \$/GJ, la mise en valeur de nouvelles sources de gaz, en moyenne, n'a pas été rentable en 2009. Certains groupes ont toutefois obtenu des rendements positifs. Ces résultats sont conformes à ceux qu'estiment l'industrie en général et l'on en veut pour autre preuve le déplacement de l'activité gazière des sources de gaz classique à faible profondeur vers les zones de gaz de réservoir étanche et de gaz de schiste en profondeur de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Le coût moyen de l'offre en 2009 s'est situé à 7,28 \$/GJ en Alberta, à 5,96 \$/GJ en C.-B. et à 12,87 \$/GJ en Saskatchewan. En 2007, les coûts moyens en C.-B. et en Alberta étaient presque égaux, soit 7,81 \$ et 7,84 \$ respectivement. Celui de la Saskatchewan était de 9,53 \$. Le coût a été plus élevé en Saskatchewan parce que l'activité croissante dans les zones pétrolifères de Bakken et de Shaunavon a fait grimper le coût moyen des terrains. Dans cette province, l'industrie se concentre sur la production de pétrole et l'exploitation gazière ne profite pas d'économies d'échelle.

En 2007, le coût moyen de l'offre de gaz naturel s'est élevé à 7,88 \$/GJ, montant plus élevé que le prix du marché moyen de 6,11 \$/GJ. La diminution du coût moyen de l'offre au cours des deux années découle principalement d'une augmentation du taux de production moyen des puits, lequel est passé de 0,92 Mpi³/j à 1,52 Mpi³/j. Ce dernier taux a éclipsé la hausse des dépenses en immobilisations du puits moyen, qui est passé de 2,02 M\$/puits en 2007 à 2,46 M\$/puits en 2009. La hausse du taux de production moyen et celle des dépenses en immobilisations moyennes dans l'Ouest canadien ont été en grande partie le fruit de la mise en valeur du gaz de réservoir étanche en Alberta et des zones du nord-est de la C.-B. en 2009, y compris le gaz de réservoir étanche de Montney et le gaz de schiste de Horn River. Les dépenses en immobilisations de ces puits étaient élevées, plus de 5 M\$/puits, tout comme leur taux de production, c.-à-d. de 3,5Mpi³/j et plus. Le coût moyen de l'offre du gaz de réservoir étanche de Montney, dans la région de Fort St. John, s'est situé à 3,92 \$/GJ et celui du gaz de schiste de Horn River, dans le nord-est de la C.-B., a été de 4,68 \$/GJ.

Les variations des frais d'exploitation et des frais de traitement entre 2007 et 2009 se sont pratiquement annulées l'une l'autre. Les frais d'exploitation moyens ont fléchi de 0,50 \$/GJ en 2007 à 0,43 \$/GJ en 2009 alors que les frais de traitement moyens sont passés de 0,52 \$/GJ en 2007 à 0,62 \$/GJ en 2009. Les hausses des frais de traitement ont résulté de la production accrue dans les zones à forte teneur en LGN et des frais de traitement y afférents, notamment la zone de Montney dans la région de Fort St. John. La baisse des frais d'exploitation a découlé, en partie du moins, des coûts plus faibles au titre des combustibles et de l'électricité. Les frais de forage et de service ont baissé depuis 2007 à mesure que l'activité se faisait moins intense et que les entreprises de forage devaient réduire leurs taux de service dans un marché qui se révélait de plus en plus concurrentiel. L'amélioration de l'efficacité des activités de forage a également contribué à réduire les frais de forage. D'autres intrants, tels que le combustible, ont chuté par rapport aux pointes de 2007, tandis que le coût des matériaux, comme le cuvelage et les tubages, du transport et de la location d'équipement s'est accru depuis 2007. Dans l'ensemble, les dépenses en immobilisations par puits ont été plus élevées en 2009 parce que les puits, en moyenne, ont été forés à une plus grande profondeur et que les forages ont été plus complexes en raison du creusement de puits horizontaux à partir de trous verticaux.

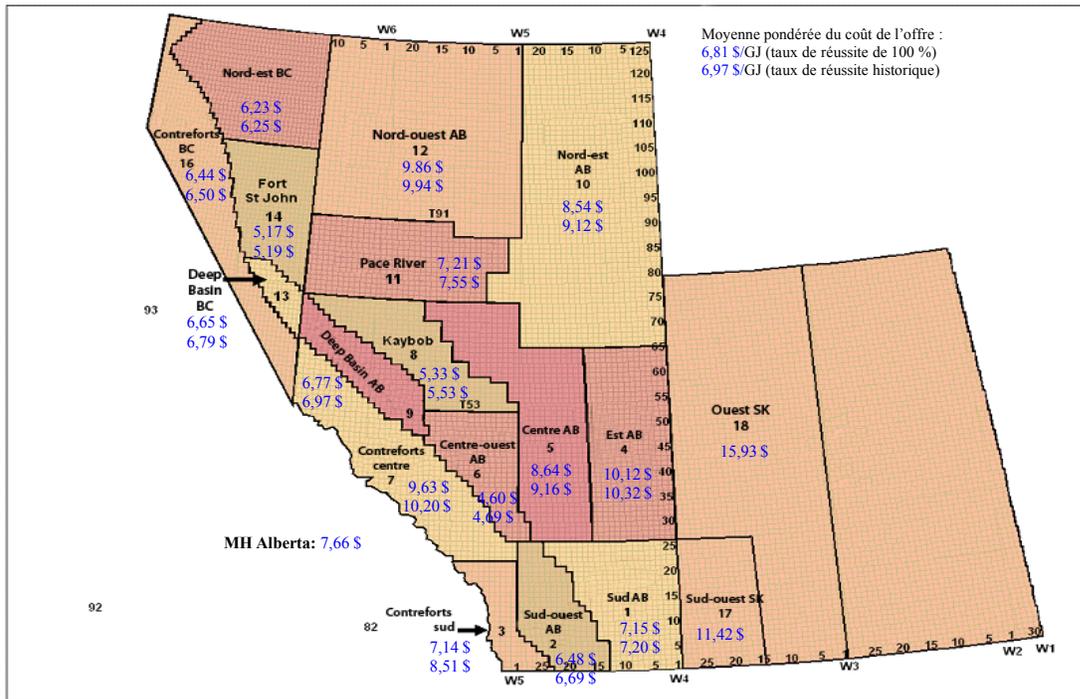
Tableau 1 : Coûts de l'offre en 2009 et délai de recouvrement pour chaque groupe

Principaux groupes	Région	Type de ressource	Groupe de ressources	Délai de recouvrement		Coût de l'offre en \$CAN/GI TGN de l'Alberta	Délai de recouvrement en années	Taux de réussite en %	Production en Gp3/j	Production selon le rang	Tert	Tertiaire
				Coût de l'offre en \$CAN/GI TGN de l'Alberta	en années							
00 - MH AB	MH	Mannville	Mannville	6,31 \$	5,26	6,31 \$	5,26	100,0%	1,56	44	UprCret	Tertiaire
00 - MH AB	MH	Mannville	HSC principal	7,75 \$	6,04	7,75 \$	6,04	100,0%	22,37	4	UprCol	Crétacé supérieur
01 - Sud AB	Classique	Mannville	Tert;UprCret;UprCol	5,86 \$	5,29	5,86 \$	5,29	99,9%	3,39	30	Colr	Colorado supérieur
01 - Sud AB	Classique	Mannville	Colr	10,05 \$	4,55	10,05 \$	4,55	93,5%	1,17	53	UprMnvl	Colorado
01 - Sud AB	Rés. étanche	Mannville	Mnvl	5,44 \$	5,09	5,65 \$	5,19	90,0%	5,07	24	MdlMnvl	Mannville supérieur
02 - Sud-ouest AB	Classique	Mannville	UprCol	7,65 \$	5,25	7,66 \$	5,25	99,6%	19,08	5	LwrMnvl	Mannville moyen
02 - Sud-ouest AB	Classique	Mannville	Tert;UprCret;UprCol	8,39 \$	6,10	8,52 \$	6,19	95,5%	1,41	48	Mnvl	Mannville inférieur
02 - Sud-ouest AB	Rés. étanche	Mannville	MdlMnvl;LwrMnvl	4,45 \$	4,81	4,50 \$	4,85	97,0%	1,60	43	Jur	Mannville
04 - Est AB	Classique	Mannville	UprCol	6,47 \$	6,12	6,47 \$	6,13	99,9%	0,12	76	UprTri	Jurassique
04 - Est AB	Classique	Mannville	UprCret;UprCol	14,39 \$	4,89	14,57 \$	4,93	96,0%	0,43	67	LwrTri	Trias supérieur
04 - Est AB	Classique	Mannville	Colr;Mnvl	9,83 \$	4,36	10,03 \$	4,40	95,0%	8,49	15	Tri	Trias
04 - Est AB	Rés. étanche	Mannville	UprCol	23,47 \$	5,25	24,21 \$	5,44	90,0%	0,04	81	Perm	Permien
05 - Centre AB	Classique	Mannville	Tert;UprCret	8,77 \$	4,48	8,79 \$	4,49	99,0%	3,39	31	Miss	Mississippien
05 - Centre AB	Classique	Mannville	Colr	9,38 \$	5,36	9,43 \$	5,37	98,0%	0,68	62	UprDvn	Dévonien supérieur
05 - Centre AB	Classique	Mannville	Mnvl	8,39 \$	4,17	9,25 \$	4,44	78,0%	8,04	16	MdlDvn	Dévonien moyen
05 - Centre AB	Classique	Mannville	Miss;UprDvn	11,90 \$	4,93	12,31 \$	4,99	93,0%	0,83	57	LwrDvn	Dévonien inférieur
05 - Centre AB	Rés. étanche	Mannville	Colr	10,85 \$	5,36	10,86 \$	5,36	99,9%	0,73	60	Tri	Trias
05 - Centre AB	Rés. étanche	Mannville	Mnvl	3,23 \$	5,47	3,29 \$	5,56	92,3%	0,61	63	Perm	Permien
06 - Centre-ouest AB	Classique	Mannville	Tert	4,33 \$	4,45	4,37 \$	4,48	97,0%	4,13	27	Miss	Mississippien
06 - Centre-ouest AB	Classique	Mannville	UprCret;UprCol	3,68 \$	4,94	3,76 \$	5,14	91,0%	3,12	33	UprDvn	Dévonien supérieur
06 - Centre-ouest AB	Classique	Mannville	LwrMnvl;Jur	4,57 \$	4,86	4,65 \$	4,90	93,0%	9,68	12	MdlDvn	Dévonien moyen
06 - Centre-ouest AB	Rés. étanche	Mannville	Mnvl	11,33 \$	5,10	11,47 \$	5,14	85,3%	12,40	9	LwrDvn	Dévonien inférieur
07 - Centre-ouest AB	Classique	Mannville	Colr;Mnvl	11,33 \$	4,88	11,47 \$	4,89	97,0%	8,66	14	Tri	Trias
07 - Centre-ouest AB	Classique	Mannville	Mnvl	9,04 \$	3,74	10,34 \$	3,79	81,0%	7,56	17	Perm	Permien
07 - Centre-ouest AB	Classique	Mannville	Miss	16,07 \$	3,99	16,07 \$	3,99	100,0%	0,07	79	UprDvn	Dévonien supérieur
08 - Kaybob	Classique	Mannville	UprDvn;MdlDvn	4,90 \$	4,86	5,97 \$	5,16	66,7%	1,02	56	MdlDvn	Dévonien moyen
08 - Kaybob	Classique	Mannville	UprCol;Colr	5,71 \$	4,37	5,93 \$	4,45	91,7%	5,95	22	LwrDvn	Dévonien inférieur
08 - Kaybob	Classique	Mannville	Mnvl;Jur	4,76 \$	4,80	4,87 \$	4,84	94,7%	9,95	11	Tri	Trias
08 - Kaybob	Rés. étanche	Mannville	Tri	6,16 \$	4,37	6,37 \$	4,42	92,9%	6,12	19	UprTri	Trias supérieur
09 - Deep Basin AB	Classique	Mannville	Colr;Mnvl	10,72 \$	4,90	11,24 \$	4,92	92,0%	1,22	52	LwrTri	Trias inférieur
09 - Deep Basin AB	Classique	Mannville	UprCret	7,93 \$	4,45	8,02 \$	4,48	97,8%	1,82	41	Tri	Trias
09 - Deep Basin AB	Classique	Mannville	UprCol	11,93 \$	4,94	11,93 \$	4,94	100,0%	3,41	29	Perm	Permien
09 - Deep Basin AB	Classique	Mannville	Mnvl;Jur	13,31 \$	4,48	13,31 \$	4,48	100,0%	4,00	28	Miss	Mississippien
09 - Deep Basin AB	Classique	Mannville	Tri	10,91 \$	5,14	11,03 \$	5,15	97,8%	6,56	18	UprDvn	Dévonien supérieur
09 - Deep Basin AB	Rés. étanche	Mannville	UprCol	5,62 \$	5,17	5,84 \$	5,20	94,1%	63,58	1	MdlDvn	Dévonien moyen
10 - Nord-est AB	Classique	Mannville	Mnvl;UprDvn	8,54 \$	4,17	9,12 \$	4,33	81,1%	5,16	23	LwrDvn	Dévonien inférieur
11 - Peace River	Classique	Mannville	UprCol	15,69 \$	4,38	17,79 \$	4,54	76,0%	0,06	80	Tri	Trias
11 - Peace River	Classique	Mannville	Colr;UprMnvl	12,02 \$	3,76	13,38 \$	3,89	80,0%	0,60	64	Perm	Permien
11 - Peace River	Classique	Mannville	MdlMnvl;LwrMnvl	11,53 \$	4,40	13,23 \$	4,50	78,8%	2,20	37	UprDvn	Dévonien supérieur
11 - Peace River	Classique	Mannville	LwrTri	6,21 \$	4,70	6,24 \$	4,72	99,0%	13,83	7	MdlDvn	Dévonien moyen
12 - Nord-ouest AB	Classique	Mannville	MdlDvn	11,74 \$	4,21	11,74 \$	4,21	100,0%	2,89	34	Tri	Trias
13 - Deep Basin BC	Classique	Mannville	LwrTri	6,01 \$	4,26	6,09 \$	4,26	98,3%	12,77	8	Perm	Permien
13 - Deep Basin BC	Rés. étanche	Mannville	Mnvl	6,95 \$	4,88	6,98 \$	4,89	99,3%	12,20	10	UprDvn	Dévonien supérieur
13 - Deep Basin BC	Rés. étanche	Mannville	LwrTri	8,36 \$	4,39	8,36 \$	4,39	100,0%	1,30	51	MdlDvn	Dévonien moyen
14 - Fort St. John	Classique	Mannville	Mnvl	10,07 \$	5,03	10,17 \$	5,03	98,0%	4,60	25	LwrDvn	Dévonien inférieur
14 - Fort St. John	Classique	Mannville	Tri	5,14 \$	4,99	5,15 \$	5,01	99,1%	30,74	3	Tri	Trias
14 - Fort St. John	Rés. étanche	Mannville	Tri	3,92 \$	4,94	3,92 \$	4,94	100,0%	14,86	6	Perm	Permien
15 - Nord-est BC	Rés. étanche	Mannville	UprDvn	18,24 \$	4,87	18,49 \$	4,88	98,1%	4,25	26	UprDvn	Dévonien supérieur
16 - Centre-ouest BC	Classique	Mannville	UprDvn	6,72 \$	4,56	6,72 \$	4,56	98,6%	5,59	21	MdlDvn	Dévonien moyen
17 - Sud-ouest SK	Rés. étanche	Mannville	Colr;Mnvl	11,42 \$	4,98	11,42 \$	4,98	100,0%	5,78	20	UprCol	Colorado
18 - Ouest SK	Classique	Mannville	Colr	23,75 \$	4,66	23,75 \$	4,66	100,0%	1,38	49	LwrDvn	Dévonien inférieur
18 - Ouest SK	Classique	Mannville	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	7,92 \$	4,65	7,92 \$	4,65	100,0%	1,35	50	Tri	Trias
Moyennes de production pondérées (et production totale)				7,99 \$	4,92	7,25 \$	4,86	95,7%	347,49	13		

Groupes comportant des puits au comportement erratique (profil de production historique difficile à modéliser)

Région	Type de ressource	Groupe de ressources	Coût de l'offre en \$CAN/GJ TGN de l'Alberta	Délai de recouvrement en années (sans succès de 100%)	Coût de l'offre en \$CAN/GJ TGN de l'Alberta	Taux de réussite historique (avec risques)	Délai de recouvrement en années	Taux de réussite en %	Production en Gpi3/j selon le rang
02 - Sud-ouest AB	Classique	Colr	5.81 \$	5.89	7.20 \$	62.5%	4.28	62.5%	69
02 - Sud-ouest AB	Classique	Jur;Miss	10.31 \$	5.21	10.31 \$	100.0%	5.21	100.0%	72
02 - Sud-ouest AB	Rés. étanche	Colr	6.01 \$	5.62	7.30 \$	65.0%	5.99	65.0%	75
02 - Sud-ouest AB	Rés. étanche	LwrMnvl	6.88 \$	4.78	6.88 \$	99.9%	4.79	99.9%	65
03 - Contreforts sud	Classique	Miss;UprDvn	7.14 \$	4.21	8.51 \$	80.0%	4.25	80.0%	78
06 - Centre-ouest AB	Classique	Mnvl	3.88 \$	4.17	3.88 \$	100.0%	4.17	100.0%	77
06 - Centre-ouest AB	Classique	Miss	5.75 \$	4.67	5.84 \$	95.0%	4.71	95.0%	40
06 - Centre-ouest AB	Classique	UprDvn	6.03 \$	2.77	6.73 \$	75.0%	2.99	75.0%	45
06 - Centre-ouest AB	Rés. étanche	Colr	3.68 \$	5.28	3.77 \$	91.7%	5.28	91.7%	68
07 - Contreforts centre	Classique	UprColr	6.79 \$	4.97	7.70 \$	75.0%	5.06	75.0%	39
07 - Contreforts centre	Classique	Jur;Tri;Perm	9.01 \$	4.72	9.07 \$	99.0%	4.72	99.0%	42
07 - Contreforts centre	Rés. étanche	UprColr;Colr	9.42 \$	4.92	9.42 \$	100.0%	4.92	100.0%	70
07 - Contreforts centre	Rés. étanche	Jur	8.08 \$	4.52	8.08 \$	100.0%	4.52	100.0%	36
08 - Kaybob	Classique	UprDvn	4.61 \$	4.67	4.76 \$	93.0%	4.78	93.0%	47
09 - Deep Basin AB	Classique	UprDvn	3.45 \$	4.43	4.12 \$	75.0%	4.57	75.0%	54
09 - Deep Basin AB	Rés. étanche	Colr	6.45 \$	5.01	6.81 \$	92.0%	5.07	92.0%	32
11 - Peace River	Classique	UprTri	7.74 \$	4.53	7.92 \$	96.0%	4.56	96.0%	66
11 - Peace River	Classique	Miss	5.80 \$	4.58	5.80 \$	100.0%	4.58	100.0%	35
11 - Peace River	Classique	UprDvn;MdlDvn	26.33 \$	4.23	34.92 \$	62.5%	4.42	62.5%	71
11 - Peace River	Rés. étanche	UprColr	11.86 \$	4.54	12.10 \$	95.0%	4.59	95.0%	82.00
11 - Peace River	Rés. étanche	MdlMnvl;LwrMnvl	14.90 \$	4.44	15.40 \$	95.0%	4.45	95.0%	86.00
12 - Nord-ouest AB	Classique	Mnvl	7.18 \$	4.33	7.18 \$	100.0%	4.33	100.0%	58
12 - Nord-ouest AB	Classique	Miss	20.44 \$	4.37	20.44 \$	100.0%	4.37	100.0%	74
12 - Nord-ouest AB	Classique	UprDvn	6.62 \$	3.98	6.93 \$	87.5%	4.08	87.5%	46
13 - Deep Basin BC	Classique	Colr	18.40 \$	4.81	32.10 \$	50.0%	5.05	50.0%	73
13 - Deep Basin BC	Rés. étanche	Colr	7.32 \$	4.92	7.32 \$	100.0%	4.92	100.0%	61
14 - Fort St. John	Classique	Perm;Miss	4.11 \$	4.26	4.11 \$	100.0%	4.26	100.0%	38
14 - Fort St. John	Classique	UprDvn;MdlDvn	3.62 \$	4.22	3.62 \$	100.0%	4.22	100.0%	55
14 - Fort St. John	Rés. étanche	Perm;Miss	6.69 \$	4.83	6.69 \$	100.0%	4.83	100.0%	59.00
15 - Nord-est BC	Classique	LwrMnvl	25.49 \$	5.54	25.49 \$	100.0%	5.54	100.0%	85
15 - Nord-est BC	Classique	Perm;Miss	13.90 \$	4.96	13.90 \$	100.0%	4.96	100.0%	83
15 - Nord-est BC	Classique	UprDvn;MdlDvn	13.35 \$	4.79	13.81 \$	95.0%	5.01	95.0%	84
15 - Nord-est BC	Schistes	MdlDvn	4.68 \$	5.73	4.68 \$	100.0%	5.73	100.0%	33.47
16 - Contreforts BC	Classique	Tri;Perm;Miss	4.72 \$	5.08	4.75 \$	99.0%	5.08	99.0%	13
Moyennes de production pondérées (et production totale)			5.43 \$	5.17	5.59 \$	96.7%	5.18	96.7%	71.41
									21

Figure 2 : Moyenne des coûts de l'offre par région en 2009



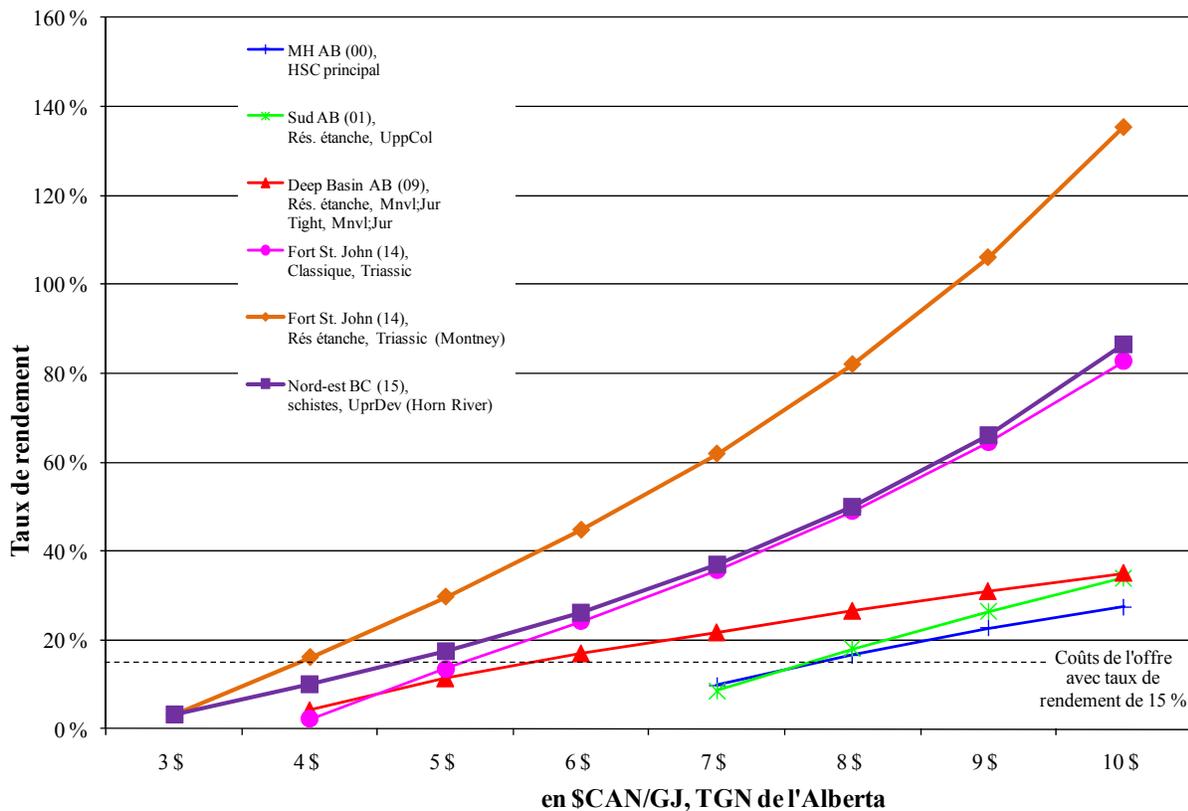
Sensibilité au prix et aux dépenses en immobilisations

Des essais de sensibilité ont été effectués pour les six groupes dont les nouveaux totaux de production étaient les plus élevés en 2009. Ces six groupes représentent une grande variété d'emplacements et de profondeurs de puits, et les quatre types de ressources gazières.

Pour les besoins du calcul de la sensibilité des coûts au prix du gaz, le TDR est calculé en fonction d'une fourchette de prix hypothétiques (TGN de l'Alberta) allant de 3 \$/GJ à 12 \$/GJ. Tel que le montre la figure 3, si le prix du gaz est de 4 \$/GJ, les groupes de gaz classique en profondeur, de gaz de réservoir étanche et de gaz de schiste affichent des rendements positifs tandis que les groupes recelant du gaz à faible profondeur et du MH doivent se vendre plus de 6 \$/GJ pour obtenir des rendements positifs. Les détails relatifs à la sensibilité au prix du gaz de tous les groupes sont présentés à l'annexe 12.

La figure 4 illustre comment les coûts de l'offre changent si les dépenses en immobilisations¹⁷ augmentent ou diminuent de 25 % pour les six groupes¹⁸. Certains groupes étaient légèrement plus sensibles que d'autres aux variations des dépenses en immobilisations. Les coûts de l'offre varient de moins de 25 % si les dépenses en immobilisations varient de 25 % étant donné qu'il y a d'autres dépenses, comme les frais d'exploitation et de traitement, les redevances et les impôts. Les variations du coût de l'offre ont été le plus souvent symétriques pour chacun des groupes, que les dépenses en immobilisations aient augmenté ou diminué. Les changements sont marqués par une légère asymétrie selon les déductions relatives aux redevances et aux impôts.

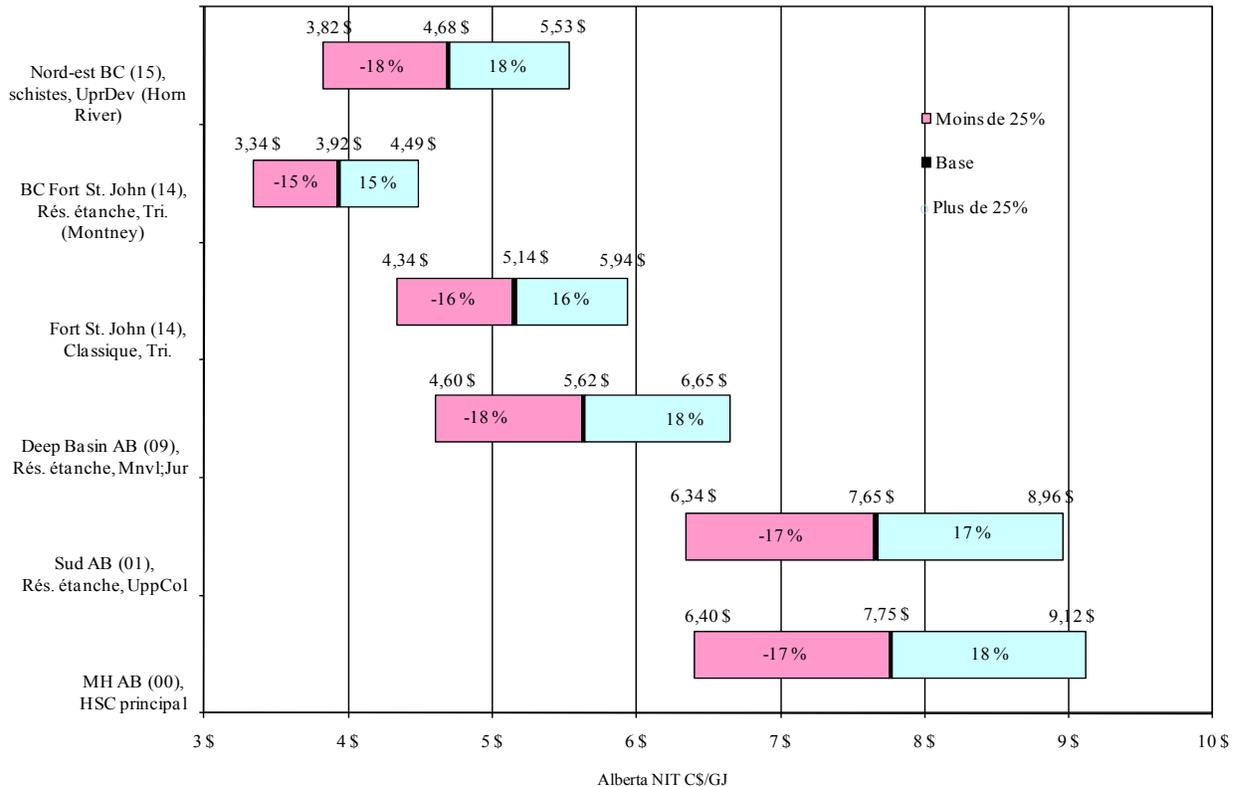
Figure 3 : Taux de rendement en fonction des différents prix du gaz en 2009 (sans risque)



¹⁷ Forage de puits, raccordements, terrains et remise en état.

¹⁸ Il convient de noter que les exemples de sensibilité sont fondés sur un scénario sans risque. Cette méthode a été utilisée pour faciliter la comparaison des dépenses en immobilisations. Elle permet de se limiter à un montant global de dépenses en immobilisations pour le forage et la complétion au lieu de tenir compte de la moyenne pondérée de ces dépenses pour le forage et la complétion ainsi que le forage et l'abandon, de même que d'un niveau de production attendu plus faible que celui présenté à l'annexe 6, selon la probabilité de réussite. Cependant, les résultats avec risques et sans risque seraient équivalents pour le MH, région HSC, le gaz de réservoir étanche de Fort St. John et le gaz de schiste du nord-est de la C.-B. (taux de réussite de 100 %), et ils seraient très semblables pour les autres régions (tous les taux de réussite se situent dans la plage supérieure des 90 %).

Figure 4 : Sensibilité au coût de l'offre et aux dépenses en immobilisations en 2009 (sans risque)



Composantes du coût de l'offre

Les figures 5 et 6 présentent les composantes du coût de l'offre pour chacun des six groupes les plus importants, de même que leur moyenne pour chaque province et l'Ouest canadien. Les dépenses en immobilisations et frais d'exploitation représentent une partie importante du coût dans les six groupes. Les impôts et redevances varient d'une province à l'autre, tout comme la déduction pour amortissement et d'autres déductions. Le taux de redevances moyen se situait à 19 % en Alberta et à 15 % en C.-B. Le TDR dépend du délai de recouvrement des capitaux investis (voir le tableau 1) : plus le délai est long, plus le rendement est élevé, comme on peut le constater en comparant les groupes Montney et Horn River. Le coût de l'offre du MH s'est accru de 2007 en 2009, en raison notamment de dépenses en immobilisations accrues. Cependant, ces dépenses étaient légèrement plus faibles dans les autres groupes d'exploitation à faible profondeur du sud de l'Alberta, par suite du fléchissement continu de l'activité depuis 2007 et de la chute des prix des terrains. Les coûts de l'offre ont été plus faibles pour les groupes d'exploitation à grande profondeur en 2009 comparativement à 2007, en raison de la diminution des dépenses en immobilisations et de la hausse des taux de production. Les intrants et les coûts de l'offre en 2007 et en 2009 sont comparés dans l'annexe 13. L'annexe 14 contient une liste des composantes du coût de l'offre en 2009 pour chaque groupe.

Figure 5 : Composantes du coût de l'offre en 2009 (sans risque)¹⁹

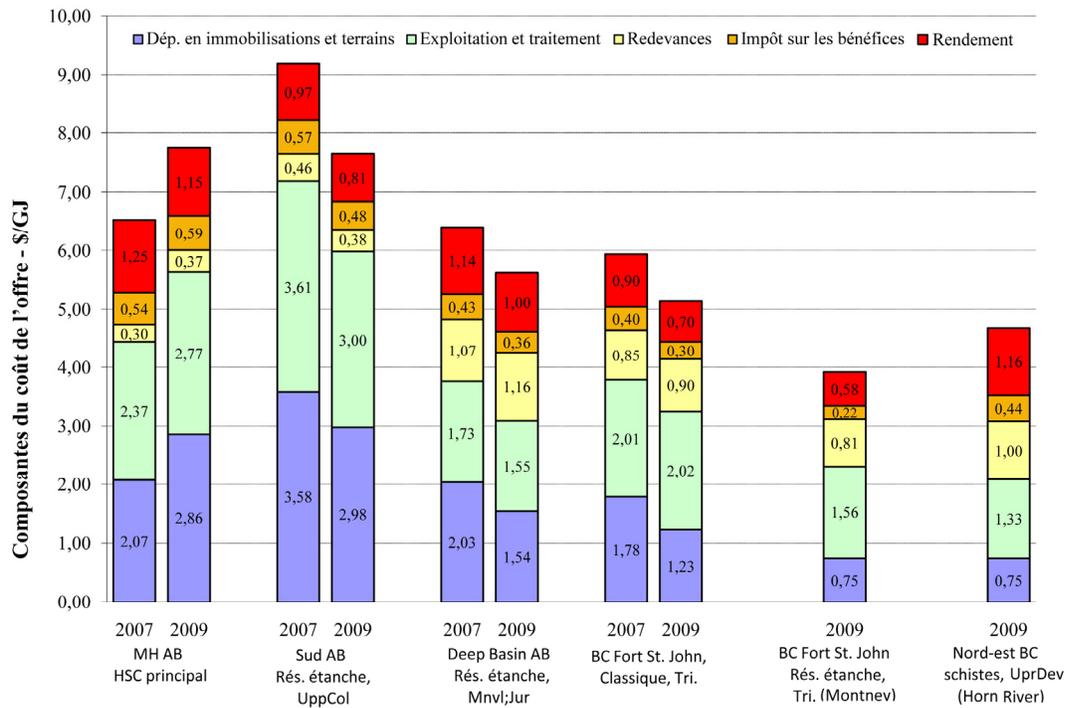
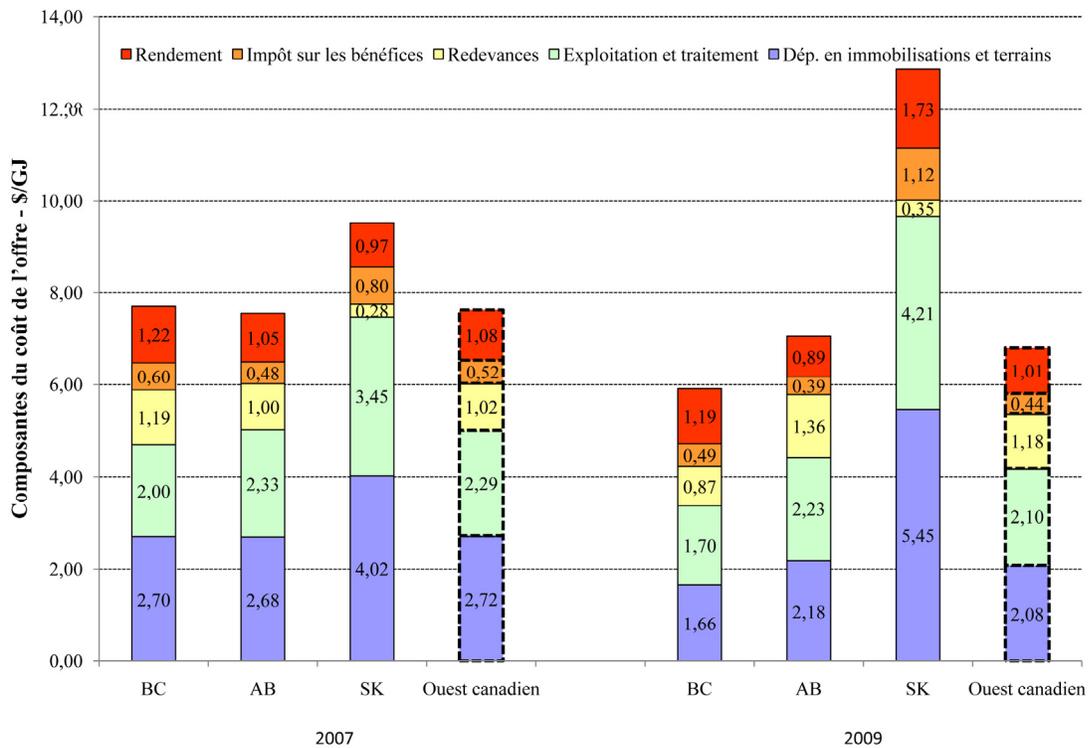


Figure 6 : Moyenne des composantes du coût de l'offre en 2009 (sans risque)



¹⁹ Aucun résultat pour les groupes Montney et Horn River en 2007; ces groupes étant relativement nouveaux, les données étaient limitées ou inexistantes.

Observations

L'activité de forage gazier dans l'Ouest canadien est demeurée faible comparativement aux années grasses de 2005 à 2008. Le niveau d'activité dépend du prix du gaz et du coût de la production. La présente étude illustre la structure des coûts moyens dans l'Ouest canadien et détermine la rentabilité relative de divers projets de mise en valeur. Les résultats ont été positifs dans certaines zones et négatifs ailleurs.

Pour ce qui est de l'avenir, les prix du gaz resteront relativement faibles en 2010; on s'attend toutefois à ce que les coûts de l'offre continuent de diminuer dans certaines zones. Les ressources gazières à forte teneur en LGN ont de nouveau fait l'objet de forages accrus en 2010, les prix du pétrole demeurant élevés comparativement à ceux du gaz naturel. Divers facteurs ont donné lieu à des baisses du coût de l'offre : connaissance plus approfondie des nouvelles ressources, activités de forage plus efficaces, diminution du coût des fracturations hydrauliques, capacité de forer plusieurs puits à partir d'une même plateforme et forage horizontal multilatéral. Les acquisitions vont se poursuivre, surtout dans les zones de gaz de réservoir étanche et de gaz de schiste à plus grande profondeur au Canada et aux États-Unis, les plus grands producteurs bénéficiant d'économies d'échelle. L'industrie a également profité de coentreprises créées par des investisseurs étrangers et des producteurs de gaz de schiste du Canada et des États-Unis pour obtenir des rendements plus élevés et approfondir leurs connaissances.

Annexes

Annexe 1 – Facteurs d'ordre financier

Les prix élevés du pétrole (un prix moyen de 66,20 \$/baril à Edmonton en 2009, soit l'équivalent énergétique de 10,82 \$/GJ) ont fait en sorte que les producteurs de pétrole classique et non classique trouvent l'option d'investir dans des projets pétroliers plus intéressante. Ainsi, les budgets des activités liées au gaz naturel ont été sabrés tandis que ceux des activités pétrolières ont augmenté. Cette situation se reconnaissait facilement par l'augmentation du nombre de forages d'exploration pétrolière par rapport à l'exploitation gazière en 2009. Le rythme de l'exploitation pétrolière n'a pu cependant surpasser la baisse de l'activité dans le secteur gazier, de sorte que le nombre hebdomadaire moyen d'appareils de forage a chuté à 233 en 2009, comparativement à 367 en 2007, pour ainsi réduire le coût des jours de forage et des jours de service.

Les frais d'exploration ont diminué de 2007 à 2009 à la suite d'une chute moyenne de 22 %²⁰ du coût des combustibles et de l'électricité dans l'Ouest canadien. En 2009, les frais de traitement des ressources nouvellement produites ont augmenté par suite de la production accrue dans les zones à forte teneur en LGN, où un traitement supplémentaire est nécessaire, par exemple la zone de Montney dans la région de Fort St. John.

L'activité dans les zones pétrolières et la croissance de la production dans la région des sables bitumineux ont fait monter les autres frais d'exploitation des puits entre 2007 et 2009. Le coût moyen du cuvelage, des tubages, de la location d'équipement et du transport a augmenté.

Dans l'ensemble, la moyenne des dépenses en immobilisations ciblant les puits dans l'Ouest canadien a augmenté de 2,02 M\$/puits en 2007 à 2,46 M\$/puits en 2009. En moyenne, les puits sont plus profonds et plus complexes, par exemple dans les grandes zones du nord-est de la C.-B. en 2009. Ce facteur, de même que les facteurs d'ordre financier mentionnés ci-dessus, ont été les principaux moteurs d'accroissement de la moyenne des dépenses en immobilisations.

En outre, les perfectionnements technologiques et les améliorations d'efficacité pourraient se traduire par d'autres diminutions du coût des puits à l'avenir.

²⁰ Petroleum Services Association of Canada, *2010 Well Cost Study*, 5 novembre 2009

Annexe 2 – Méthodologie de la production et intrants

A2.1 Groupes de formations

Pour chaque région, les formations productrices ont été groupées selon leurs caractéristiques géologiques et les coûts de l'offre ont été calculés pour chacun de ces groupes. Les formations ont été classées en fonction de leurs similitudes : leur profondeur et autres attributs physiques comme la perméabilité et le type de ressource (voir les annexes 7 et 8), les coûts de forage et la possibilité, en Alberta, qu'il y ait mélange au niveau des formations.

A2.2 Types de ressources

Quatre types de ressources ont été analysés dans cette étude : le gaz classique, le gaz de réservoir étanche, le méthane de houille (MH) et le gaz de schiste. La différence entre le gaz classique et le gaz de réservoir étanche est fonction des zones de gaz de réservoir étanche définies par la société d'experts-conseils Forward Energy Group Inc.²¹. La présente étude tient compte de trois zones principales de gaz de réservoir étanche : certaines zones du crétacé qui se retrouvent dans celle de Deep Basin; les formations de Milk River, de Medicine Hat et de Second White Specks dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan; le groupe Jean Marie dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Cette analyse n'inclut pas les nouveaux projets de mise en valeur lancés en 2009 puisque les données sur les profils de production ou les estimations de coûts étaient alors insuffisantes. Les types de ressources exclus sont le gaz de réservoir étanche dans le groupe de Mannville du centre des contreforts, le gaz de réservoir étanche dans les groupes du Triasique inférieur et du Mississippien de Peace River, le gaz de gaz de réservoir étanche des groupes de Mannville et du Dévonien de Fort St. John et les zones de MH autres que celles de Horseshoe Canyon (HSC) et de Mannville.

A2.3 Données de production

Des données historiques sur les puits²² de 1998 à décembre 2009 ont été utilisées afin de calculer la production des puits pour 2009. Ces données permettent de profiler le puits moyen en 2009 selon le groupe. Elles comprennent la production initiale, les paramètres de la courbe de diminution de la production, la profondeur moyenne, la composition du gaz, la perte de volume et le taux de réussite (la probabilité qu'un puits foré maintienne, en moyenne, le niveau de production attendu). La production de 2009 a servi de base pour calculer les intrants selon les groupes à partir des données sur les coûts de petroCUBE (section A2.4).

A2.3.1 Production initiale

Les taux de production initiale pour un puits moyen dans chaque groupe ont été déterminés en faisant la moyenne, à partir des données des puits de 2009, des taux initiaux de tous les puits.

²¹ Forward Energy Group Inc. à l'adresse <http://www.forwardenergy.ca>

²² Données sur les puits fournies par GeoScout.

A2.3.2 Courbe de diminution de la production

Des courbes de diminution linéaire de la production des puits forés²³ chaque année (de 1998 à 2009) ont été ajustées en tenant compte dans chaque cas des taux de diminution et du nombre de mois de production. Plus il est possible de remonter dans le temps, plus nombreuses sont les données disponibles, et, par conséquent, une courbe de diminution « plus complète » peut être modélisée. En ce qui concerne les puits forés en 2009, seuls les taux de production initiale et sur les quelques mois qui suivent étaient disponibles, donc l'analyse de la courbe historique est utilisée pour extrapoler le rendement des puits en 2009. La production initiale et les paramètres de diminution de la production sont présentés à l'annexe 6.

A2.3.3 Autres paramètres des puits

Les données historiques et les travaux précédents de l'ONÉ servent à calculer la profondeur moyenne des puits, la composition du gaz et la perte de volume pour chacun des groupes. Les paramètres résultants sont présentés aux annexes 7 et 8.

Les données historiques des puits de chaque groupe ont été utilisées pour calculer la probabilité qu'un puits foré dans un groupe précis soit fructueux (produise suffisamment). Le ratio des puits productifs par rapport à ceux qui ne le sont pas a été calculé pour chacun des groupes. Quant aux puits dont la formation ciblée était inconnue alors que la profondeur, elle, était connue, la probabilité statistique a servi à estimer la formation qui était ciblée. Pour chacun des groupes, la profondeur possible des puits selon la formation a été modélisée en fonction d'une distribution normale en cloche. Quand la profondeur d'un puits faisait partie de l'intervalle de confiance de 80 % de la formation, cette formation était identifiée comme une cible possible pour un puits. Si plus d'une formation étaient possibles pour un puits, la formation de la région qui comptait le plus grand nombre de puits forés était choisie. En outre, des courbes de distribution normale ne pouvaient pas être modélisées pour des formations qui comptaient peu de puits historiques. Le cas échéant, les données des puits, pour une formation précise, des huit cantons environnants ont été rassemblées pour estimer la distribution normale.

A2.4 Intrants

Les données de petroCUBE relatives au coût sont accessibles par région et par formation (voir l'annexe 4 pour une liste des formations). Les groupes dont il est question dans cette étude comprennent parfois plus d'une formation (voir la colonne « groupe de ressources » à l'annexe 5). Ainsi, les données historiques sur la production des puits en 2009 sont utilisées pour calculer les ratios qui s'appliquaient aux données de petroCUBE relatives au coût. Pour chacun des groupes, les données sur la production sont résumées selon la formation. Les ratios ont été calculés par formation (voir l'annexe 9) et appliqués aux données relatives au coût pour obtenir une moyenne des coûts pondérée selon la production historique. Ces coûts comprennent les frais relatifs au forage et à la complétion, au raccordement, à la remise en état des lieux, au terrain, aux frais de

²³ Puits qui commencent à produire au cours de l'année.

traitement et aux frais d'exploitation fixes et variables. Les données relatives au coût ont été recueillies à même des présentations publiques, dans des sites Web de l'industrie et dans le cadre de consultations auprès de représentants du secteur. Pour consulter les tableaux sur les intrants, voir les annexes 10 et 11.

Annexe 3 – Analyse économique

Cette annexe explique les détails qui sous-tendent l'analyse des flux de trésorerie. Pour chacun des groupes, ces flux sont déterminés en fonction des hypothèses décrites dans la présente annexe et à l'annexe 2. La sensibilité des flux monétaires a été examinée en variant les prix du gaz ou les dépenses en immobilisations. En tout, 22 estimations sur les flux de trésorerie ont été préparées pour chaque groupe, dont une tablant sur les prix courants et dix basées sur des hypothèses de prix variables du gaz dans un contexte sans risque (probabilité de réussite de 100 %), lesquelles hypothèses étaient reprises dans le cadre d'une analyse avec risques (prise en compte de la possibilité de puits sec et des coûts connexes). Douze tests de sensibilité à l'égard des dépenses en immobilisations ont également été effectués pour six groupes précis.

A3.1 Analyse des flux de trésorerie

Les coûts de l'offre et les TDR ont été calculés à partir de l'analyse des flux de trésorerie, dont toutes les composantes sont en dollars canadiens de 2009. Les flux de trésorerie nets (FTN) pour chaque période correspondent aux revenus moins les charges et autres paiements exigibles, comme les impôts et les redevances. Ils ont tous été convertis à l'échelle des données de première période au moyen d'un taux d'actualisation précis (le TDR) et additionnés pour obtenir une valeur actualisée nette (VAN). Le coût de l'offre correspond au prix du gaz naturel permettant de ramener la VAN à zéro. Il peut être calculé à partir d'un TDR précis ou servir à établir ce TDR.

Le délai de recouvrement peut ensuite être calculé d'après le coût de l'offre ou le TDR interne. Le recouvrement a lieu lorsque la somme cumulée de la valeur actualisée des flux de trésorerie, à partir de la première période, est égale à zéro. Les dépenses en immobilisations initiales entraînent des flux de trésorerie nets négatifs au cours de la période, mais au fur et à mesure que les revenus augmentent, la somme cumulée des flux de trésorerie devient positive, soit au moment où les bénéfices nets commencent à rembourser les dépenses en immobilisations initiales.

- Le coût de l'offre et le délai de recouvrement sont déterminés en fonction d'un TDR de 15 % et d'une VAN égale à zéro.
- Le TDR et le délai de recouvrement sont déterminés en fonction d'un coût de l'offre (prix de vente) et d'une VAN de valeurs égales à zéro.

Dans cette analyse, les coûts et les redevances ont été calculés sur une base mensuelle. Les revenus nets mensuels, qui sont égaux à la production multipliée par le prix moins les charges et les redevances, ont été additionnés pour obtenir les totaux annuels, puis le revenu imposable et les impôts exigibles sont calculés. Ces derniers ont été soustraits du revenu net pour obtenir les FTN annuels.

Flux de trésorerie nets_y = revenus_y – frais d’exploitation_y – redevances exigibles_y – impôts exigibles_y – dépenses en immobilisations_y

où

$$\text{Revenus}_i = \sum_k \text{production}_{ki} * \text{prix}_{ki}$$

$$\text{Frais d'exploitation}_i = \text{frais d'exploitation fixes}_i + \text{frais d'exploitation variables}_i$$

$$\text{Redevances exigibles}_i = \left(\sum_k \text{revenus}_{ki} * \text{taux de redevances}_{ki} \right) - \text{déduction pour amortissement}_i * \text{taux de redevances}_{i(\text{gaz})}$$

$$\text{Impôts et taxes exigibles}_y = \text{revenu imposable}_y * (\text{taux d'imposition provincial}_y + \text{taux d'imposition fédéral}_y)$$

$$\begin{aligned} \text{Dépenses en immobilisation}_i &= \text{forage, cuvelage, complétion, frais relatifs au raccordement} + \\ &\text{coûts du terrain pendant le premier mois d'exploitation} \\ &= \text{coûts de remise en état pendant le dernier mois d'exploitation} \\ &= \text{autrement } 0 \end{aligned}$$

i = mois i

y = année y

k = produit k (gaz naturel, propane, butane, pentanes plus et soufre)

A3.2 Revenu

Le revenu est déterminé en multipliant le volume de production commercialisable par le prix, et ce, pour chaque produit. Ces revenus ont été additionnés pour obtenir le revenu total. Des produits autres que le gaz naturel ont été inclus dans certains groupes. Le butane, le propane, les pentanes plus et le soufre sont tous des produits qui peuvent résulter de la transformation du gaz naturel. Puisque ces produits génèrent des rentrées, ce revenu doit être pris en compte pour établir la rentabilité des puits. Les compositions des flux gazeux pour chacun des groupes sont présentées à l’annexe 7.

Le prix du gaz naturel peut être résolu comme coût de l’offre dans l’analyse des flux de trésorerie ou pris en charge et ajouté à l’analyse pour trouver le TDR. Les prix utilisés varient d’un dollar à la fois entre 3 \$/GJ à 12 \$/GJ. Le prix du gaz naturel correspond au prix courant par gigajoule en dollars canadiens de 2009. Le prix à la tête du puits reçu par les producteurs est le prix courant moins 0,15 \$/GJ pour tenir compte du transport. Ce prix à la tête du puits est celui pour 2009. Les prix futurs augmentent à un taux d’inflation annuel réel de 2 %. Par exemple, si le prix en 2009 est de 3,85 \$ (prix du marché de 4 \$ moins 0,15 \$), le prix en 2010 sera de 3,93 \$CAN de 2009/GJ (en appliquant un taux d’inflation annuel réel de 2 % au montant de 3,85 \$) et augmentera ainsi pour la production des années suivantes.

Les prix pour les autres produits ont été calculés comme suit : en 2009, le prix du soufre à la sortie de l’usine est établi à 37,29 \$ la tonne, en dollars canadiens de 2009. Les années suivantes,

le prix augmente à un taux d'inflation annuel réel de 2 %²⁴. Les prix des autres produits sont calculés selon des rapports de prix. Les prix du propane et du butane employés pour une année donnée ont été fixés à trois fois le prix de gaz naturel à la tête du puits, et ceux des pentanes et des molécules lourdes (pentanes plus) à quatre fois. La conversion du gaz brut en ces différents produits nécessite des facteurs de rendement. Le facteur utilisé pour le propane est de 25,394 GJ par mètre cube de gaz brut produit, pour le butane il est de 28,345 GJ par mètre cube et dans le cas des pentanes plus, il passe à 31 GJ par mètre cube.

A3.3 Succès et abandon

Puisqu'il y a un risque que le puits foré soit sec – production gazière infructueuse – l'analyse en évalue la probabilité pour prendre ce risque en considération. La probabilité qu'un puits soit infructueux ou abandonné, pour chaque groupe, est présentée à l'annexe 8. La probabilité de succès, c'est-à-dire que le puits foré soit productif, est égale à un, moins la probabilité d'abandon. Afin de tenir compte de ce risque dans l'analyse, la production mensuelle est multipliée par la probabilité de succès, ce qui permet d'obtenir la production attendue, ou production avec risques, puis par les frais mensuels²⁵. Comme le revenu est égal à la production multipliée par le prix, le revenu reporté est chaque fois un revenu avec risques, et au même titre que pour les coûts à risques, l'analyse économique est une analyse qui tient compte du risque.

A3.4 Dépenses en immobilisations

L'hypothèse de départ est que les dépenses initiales en immobilisations s'appliquaient au premier mois de production, à l'exception des coûts de remise en état qui se confinent au dernier mois de production, et elles augmentent selon un taux d'inflation de 2 %. Il importe de savoir que les dépenses en immobilisations sont différentes pour les puits improductifs (qui n'engageront aucun frais d'exploitation puisqu'il n'y a pas de production).

A3.5 Frais d'exploitation et de traitement

Des frais d'exploitation sont engagés pour chaque mois de production. Il y a deux sortes de frais d'exploitation : fixes et variables. Les frais d'exploitation fixes sont les mêmes chaque mois et il n'est alors pas tenu compte de la production mensuelle du puits. Les frais fixes peuvent comprendre la location d'équipement, l'entretien et les ressources humaines. Les frais d'exploitation variables, comme le combustible et l'électricité, représentent un coût par unité de production commercialisable. Ils sont en dollars canadiens de 2009 et correspondent aux frais engagés en 2009. Les frais d'exploitation futurs ont été gonflés de 2 % par année.

Le gaz brut doit être transformé en gaz commercialisable avant d'être mis sur le marché. Les frais de traitement sont calculés en dollars par unité de production et augmentent selon un taux d'inflation annuel réel de 2 %.

²⁴ De 2007 à 2009, le taux d'inflation annuel au Canada (selon l'indice des prix à la consommation) s'est élevé en moyenne à 1,6 %.

²⁵ Revenu prévu avant impôts = (probabilité de succès)* revenu avant impôts + (probabilité d'abandon)*zéro; revenu avant impôts = (probabilité de succès)* revenu avant impôts puisqu'il n'y a aucun revenu si le puits est abandonné (sec).

A3.6 Redevances

Il est adopté comme hypothèse que la production a lieu sur des terres de la Couronne, ce qui signifie que des redevances doivent être payées au gouvernement provincial. Les redevances existent parce que ce sont les citoyens qui possèdent les ressources naturelles (le gaz naturel et les liquides du gaz naturel, dans ce cas-ci). Les producteurs qui exploitent une ressource dans le but d'en tirer un revenu doivent donc verser une indemnité.

Pour la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, ce sont les régimes de redevances en place en décembre 2009 qui ont été utilisés²⁶. Le nouveau régime de redevances de l'Alberta, qui a été annoncé en octobre 2007²⁷, a été utilisé pour l'analyse économique de la production en Alberta²⁸. Les redevances brutes payables représentent le produit du taux de redevances (en pourcentage) et du revenu brut (prix de vente prévu multiplié par la production). Dans le contexte des calculs liés aux redevances brutes, les déductions relatives aux dépenses en immobilisations, la faible productivité et les rajustements visant les exemptions de redevances pour les puits profonds ont été déduits pour obtenir les redevances nettes réelles à payer au gouvernement provincial respectif pour chaque mois de production.

A3.6.1 Redevances en Colombie-Britannique

La formule de redevances gazières base 9²⁹ est utilisée pour calculer les redevances brutes³⁰ pour le gaz naturel en Colombie-Britannique. Cette formule retient 9 % du prix lorsque celui-ci est inférieur ou égal au prix choisi, puis 40 % du montant pouvant dépasser ce prix. Le prix choisi est de 50 \$/m³ (1,41 \$/kpi³). Le taux de redevances doit se trouver dans une fourchette de 9 % à 27 %. Le taux de redevances des puits qui produisent une moyenne mensuelle inférieure à 5 000 10³m³/j diminuera.

Les autres produits tirés du gaz naturel ont également fait l'objet de redevances. Celles sur les liquides du gaz naturel se sont élevées à un taux uniforme de 20 % du volume des ventes et celles sur le soufre à un taux uniforme de 16 2/3 % du volume des ventes. Les redevances brutes payables correspondent à la somme de toutes les redevances exigibles pour chaque produit.

En Colombie-Britannique, les producteurs peuvent déduire des montants d'amortissement et des rajustements pour les puits profonds admissibles. Les producteurs de gaz ont eu droit à une indemnité pour coûts de service en ce qui concerne la collecte de gaz, la déshydratation, la compression ainsi que le traitement préliminaire et la conservation. En d'autres termes, le coût total de ces éléments, multiplié par le taux de redevances pour le gaz naturel, a été déduit des redevances brutes. Les puits verticaux

²⁶ Régimes financiers pour le pétrole et le gaz dans les territoires et les provinces de l'Ouest canadien (*Oil and Gas Fiscal Regimes: Western Canadian Provinces and Territories*), décembre 2006 :

<http://www.energy.gov.ab.ca/Tenure/pdfs/FISREG.pdf> (en anglais)

²⁷ Gouvernement de l'Alberta, *About Royalties* : http://www.energy.gov.ab.ca/About_Us/1293.asp (en anglais)

²⁸ Les formules de calcul des redevances albertaines pour le gaz naturel n'ont pas été utilisées pour 2010 parce qu'elles n'entrent en vigueur que le 1^{er} janvier 2011.

²⁹ Gaz produit à partir de puits forés sur un terrain acquis après le 1^{er} juin 1998 et complétés dans un délai de cinq ans suivant l'émission des droits.

³⁰ Pour obtenir des renseignements supplémentaires, voir la note de bas de page n^o 26.

dont la profondeur est d'au moins 2 500 mètres ou les puits horizontaux d'une profondeur de 2 300 mètres sont admissibles à des crédits pour exemption de versement de redevances sur les puits profonds. Cette méthode s'applique aux redevances futures³¹.

A3.6.2 Redevances en Alberta

Les formules de taux de redevances sur le pétrole et le gaz en Alberta ont été mises à jour en octobre 2007 conformément au nouveau cadre de taux de redevances³² du gouvernement provincial. Ces formules sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2009 et ont été employées dans cette analyse.

Le calcul des nouvelles redevances sur le gaz naturel se fait en fonction de deux éléments : le prix et la quantité. Le taux de redevances est obtenu en fonction de chacun de ces éléments qui, individuellement, ne peuvent dépasser 30 %, tandis qu'au total, le taux de redevances doit se situer entre 5 % et 50 %. La quantité peut en outre être réduite selon un facteur de profondeur. Si la profondeur d'un puits est de 2 000 mètres ou plus, il y aura recours à un facteur de profondeur variant selon la quantité de gaz produit. En raison du rajustement en fonction de la profondeur, le facteur quantité peut mener à un taux de redevances négatif. Les taux de redevances, en vigueur depuis le décembre 2006, pour le propane, le butane et le méthane, ont été utilisés dans cette analyse. Le taux de redevances est ensuite multiplié par les revenus bruts afin d'obtenir les redevances brutes mensuelles.

Comme en Colombie-Britannique, les coûts applicables peuvent être déduits des redevances brutes, y compris les dépenses annuelles en immobilisations, les frais d'exploitation mensuels et les frais annuels de traitement personnalisé. Ces coûts ont été multipliés par le taux de redevances pour le gaz naturel et soustraits du montant total de redevances brutes pour obtenir le montant net des redevances à payer chaque mois.

Il existe également un allègement sur les redevances pour les puits de gaz profonds. Le 10 avril 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé de nouveaux programmes pour les puits profonds afin de promouvoir l'exploitation des réserves de pétrole et de gaz dont le coût est élevé. Ces programmes se sont appliqués aux puits forés à compter du 10 avril 2008. Comme l'analyse évalue la viabilité économique des puits forés en 2009, ces programmes n'ont pas été pris en considération dans les calculs.

A3.6.3 Redevances en Saskatchewan

La formule des redevances sur « la quatrième partie du gaz tirée des puits³³ » est utilisée pour calculer le taux de redevances sur la production gazière en Saskatchewan. Si la production gazière mensuelle d'un puits est inférieure à $25 \cdot 10^3 \text{ m}^3$, le taux de redevances est de 0 %. Si la production mensuelle est supérieure à $25 \cdot 10^3 \text{ m}^3$, le taux de redevances

³¹ Comme les redevances exigées ne peuvent être négatives, tout montant pouvant ainsi être déduit des redevances brutes exigibles pour un mois est reporté au mois suivant et ajouté aux déductions de ce mois-là, et ainsi de suite jusqu'à épuisement des déductions.

³² Gouvernement de l'Alberta, *About Royalties* : http://www.energy.alberta.ca/About_Us/Royalty.asp

³³ Gaz tiré de puits forés le 1^{er} octobre 2002 et par la suite.

est calculé selon une de deux formules tenant compte d'une production supérieure ou inférieure à $115,4 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

Il y a également une déduction pour amortissement qui permet de diminuer les redevances exigibles, mais contrairement à la Colombie-Britannique et à l'Alberta, elle n'est pas fondée sur les dépenses réelles et constitue plutôt une déduction fixe de 10 \$ par mille mètres cubes pour tous les types de gaz. Cette déduction permet de tenir compte des frais de collecte et de traitement. Il n'y a eu aucune redevance pour les liquides du gaz naturel. Des frais de traitement élevés n'ont donc pas été pris en considération dans la déduction. En outre, il n'est tenu compte d'aucune production de soufre en Saskatchewan, donc aucune redevance sur ce produit n'est calculée.

A3.7 Impôts

Les nouveaux taux d'imposition des sociétés au Canada, annoncés et adoptés à l'automne 2007, ont été utilisés dans cette analyse. Le taux d'imposition des bénéfices des sociétés en 2007 était de 22,12 % et passera graduellement à 15 % d'ici 2012. Les taux présentés ci-dessous sont ceux utilisés dans l'analyse. Il est supposé que la production après 2012 sera taxée au taux de 15 %.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Taux d'imposition au Canada	22,12 %	19,5 %	19,0 %	18,0 %	16,5 %	15,0 %

Les taux d'imposition provinciaux, en date de décembre 2009, sont hypothétiques et constants tout au long de la durée de vie utile de chacun des puits en production.

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan
Taux d'imposition provinciaux	12 %	10 %	13 %

Les revenus avant impôts correspondent aux revenus (production multipliée par le prix) moins les frais d'exploitation et les redevances exigibles. Ils ont été calculés de façon mensuelle et additionnés pour chaque année civile. Le revenu imposable correspond aux revenus avant impôts moins l'amortissement admissible et une tranche des dépenses en immobilisations pour une année donnée. Les taux d'imposition ont été multipliés par le revenu annuel imposable afin d'obtenir le montant des impôts fédéraux et provinciaux payables pour chaque année de production d'un puits. Le revenu annuel après impôts est ensuite calculé en soustrayant, pour chaque année, les impôts exigibles en fonction du revenu avant impôts.

A3.8 Flux de trésorerie nets (FTN) et calculs

Les FTN pour chaque année correspondent au revenu avant impôts (avec risques) moins les dépenses en immobilisations. Il est supposé que les dépenses initiales en immobilisations sont engendrées au cours du premier mois et que les FTN du premier mois seront négatifs. Les frais de remise en état des lieux du dernier mois de production entraîneront eux aussi, le plus souvent, des flux de trésorerie négatifs pour ce mois. En ce qui concerne tous les autres mois, aucune dépense en immobilisations n'est prévue, et puisque la production nécessite des revenus suffisants pour couvrir les frais d'exploitation, les FTN sont positifs. L'hypothèse émise est

qu'au moment où la production diminuera et que le revenu ne suffira plus à couvrir les frais d'exploitation, celle-ci cessera.

Les coûts doivent également être pondérés en fonction de la probabilité de succès. Si un puits est abandonné, le producteur engagera des frais liés au terrain, au forage, à l'abandon et à la remise en état des lieux. Si un puits est fructueux, le producteur engagera des frais liés au terrain, au forage, au cuvelage, au raccordement et à la remise en état des lieux. Le total des dépenses initiales en immobilisations correspond donc à ce qui suit :

Dépenses initiales en immobilisations = frais liés au terrain + (probabilité qu'un puits soit infructueux) * frais liés à un puits sec + (probabilité de succès)* (frais de forage et de cuvelage + frais de raccordement)

Les dépenses en immobilisations du dernier mois de production correspondent aux coûts indexés de remise en état des lieux. Une fois les FTN calculés, la VAN et les délais de recouvrement ont été calculés à leur tour, de même que le TDR ou le coût de l'offre pour un puits moyen de chaque groupe.

Annexe 4 – Formations

Abréviation	Groupe de ressources
Tert	Tertiaire
UprCret	Crétacé supérieur
UprCol	Colorado supérieur
Colr	Colorado
UprMnvl	Mannville supérieur
MdlMnvl	Mannville moyen
LwrMnvl	Mannville inférieur
Mnvl	Mannville
Jur	Jurassique
UprTri	Trias supérieur
LwrTri	Trias inférieur
Tri	Trias
Perm	Permien
Miss	Mississippien
UprDvn	Dévonien supérieur
MdlDvn	Dévonien moyen
LwrDvn	Dévonien inférieur

Il convient de noter, par exemple, que la formation du Mannville est inscrite sous l'abréviation Mnvl, mais elle pourrait être divisée en trois formations : Mannville supérieur, Mannville moyen et Mannville inférieur.

Annexe 5 – Groupes

Nom de la région	No région	Type de ressource	Groupe de ressources
MH	00	MH	HSC principal
MH	00	MH	Mannville
Sud AB	01	Classique	Tert,UprCret,UprColr
Sud AB	01	Classique	Colr
Sud AB	01	Classique	Mnvl
Sud AB	01	Rés. étanche	UprColr
Sud-ouest AB	02	Classique	Tert,UprCret,UprColr
Sud-ouest AB	02	Classique	Colr
Sud-ouest AB	02	Classique	MdlMnvl,LwrMnvl
Sud-ouest AB	02	Classique	Jur,Miss
Sud-ouest AB	02	Rés. étanche	UprColr
Sud-ouest AB	02	Rés. étanche	Colr
Sud-ouest AB	02	Rés. étanche	LwrMnvl
Contreforts sud	03	Classique	Miss,UprDvn
Est AB	04	Classique	UprCret,UprColr
Est AB	04	Classique	Colr,Mnvl
Est AB	04	Rés. étanche	UprColr
Centre AB	05	Classique	Tert,UprCret
Centre AB	05	Classique	Colr
Centre AB	05	Classique	Mnvl
Centre AB	05	Classique	Miss,UprDvn
Centre AB	05	Rés. étanche	Colr
Centre AB	05	Rés. étanche	Mnvl
Centre-ouest AB	06	Classique	Tert
Centre-ouest AB	06	Classique	UprCret,UprColr
Centre-ouest AB	06	Classique	Mnvl
Centre-ouest AB	06	Classique	LwrMnvl; Jur
Centre-ouest AB	06	Classique	Miss
Centre-ouest AB	06	Classique	UprDvn
Centre-ouest AB	06	Rés. étanche	Colr
Centre-ouest AB	06	Rés. étanche	Mnvl
Contreforts centre	07	Classique	UprColr
Contreforts centre	07	Classique	Colr,Mnvl
Contreforts centre	07	Classique	Jur,Tri,Perm
Contreforts centre	07	Classique	Miss
Contreforts centre	07	Classique	UprDvn;MdlDvn
Contreforts centre	07	Rés. étanche	UprColr,Colr
Contreforts centre	07	Rés. étanche	Jur
Kaybob	08	Classique	UprColr,Colr
Kaybob	08	Classique	Mnvl;Jur
Kaybob	08	Classique	Tri
Kaybob	08	Classique	UprDvn
Kaybob	08	Rés. étanche	Colr,Mnvl
Deep Basin AB	09	Classique	UprCret
Deep Basin AB	09	Classique	UprColr
Deep Basin AB	09	Classique	Mnvl;Jur
Deep Basin AB	09	Classique	Tri
Deep Basin AB	09	Classique	UprDvn
Deep Basin AB	09	Rés. étanche	UprColr

Nom de la région	No région	Type de ressource	Groupe de ressources
Deep Basin AB	09	Rés. étanche	Colr
Deep Basin AB	09	Rés. étanche	Mnvl;Jur
Nord-est AB	10	Classique	Mnvl;UprDvn
Peace River	11	Classique	UprColr
Peace River	11	Classique	Colr;UprMnvl
Peace River	11	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl
Peace River	11	Classique	UprTri
Peace River	11	Classique	LwrTri
Peace River	11	Classique	Miss
Peace River	11	Classique	UprDvn;MdlDvn
Peace River	11	Rés. étanche	UprColr
Peace River	11	Rés. étanche	MdlMnvl;LwrMnvl
Nord-ouest AB	12	Classique	Mnvl
Nord-ouest AB	12	Classique	Miss
Nord-ouest AB	12	Classique	UprDvn
Nord-ouest AB	12	Classique	MdlDvn
Deep Basin BC	13	Classique	Colr
Deep Basin BC	13	Classique	LwrTri
Deep Basin BC	13	Rés. étanche	Colr
Deep Basin BC	13	Rés. étanche	Mnvl
Deep Basin BC	13	Rés. étanche	LwrTri
Fort St. John	14	Classique	Mnvl
Fort St. John	14	Classique	Tri
Fort St. John	14	Classique	Perm;Miss
Fort St. John	14	Classique	UprDvn;MdlDvn
Fort St. John	14	Rés. étanche	Tri
Fort St. John	14	Rés. étanche	Perm;Miss
Nord-est BC	15	Classique	LwrMnvl
Nord-est BC	15	Classique	Perm;Miss
Nord-est BC	15	Classique	UprDvn;MdlDvn
Nord-est BC	15	Rés. étanche	UprDvn
Nord-est BC	15	Schistes	MdlDvn
Contreforts BC	16	Classique	Colr;Mnvl
Contreforts BC	16	Classique	Tri;Perm;Miss
Sud-ouest SK	17	Rés. étanche	UprColr
Ouest SK	18	Classique	Colr
Ouest SK	18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss

Annexe 6 – Paramètres de diminution de la production

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Groupe de ressources	Production initiale en Mpi3/j	Taux 1re baisse	Taux 2e baisse	Taux 3e baisse	Taux 4e baisse	Taux 5e baisse	Mois avant 5e baisse	Taux 4e baisse	Mois avant 4e baisse	Taux 3e baisse	Mois avant 3e baisse	Taux 2e baisse	Mois avant 2e baisse	Taux 1re baisse
00	CBM	HSC principal	HSC principal	0,077	0,65	0,2	0,12	0,12	0,12	500	0,12	400	0,12	30	0,12	5	0,65
00	CBM	Mannville	Mannville	0,27	0,01	0,4	0,2	0,15	0,1	100	0,15	50	0,1	30	0,2	15	0,01
01	Classique	02;03;04	Tert;UprCret;UprColr	0,095	0,75	0,4	0,22	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	20	0,22	8	0,75
01	Classique	05	Colr	0,132	0,9	0,5	0,35	0,25	0,12	90	0,25	35	0,12	20	0,35	7	0,9
01	Classique	06;07;08	Mnvl	0,278	0,65	0,5	0,32	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	20	0,32	7	0,65
01	Rés. étanche	04	UprColr	0,074	0,8	0,4	0,22	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	20	0,22	7	0,8
02	Classique	02;03;04	Tert;UprCret;UprColr	0,102	1	0,5	0,22	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	20	0,22	10	1
02	Classique	05	Colr	0,511	2	0,8	0,7	0,3	0,12	50	0,3	20	0,12	16	0,7	7	2
02	Classique	07;08	MdlMnvl;LwrMnvl	0,54	0,95	0,45	0,4	0,2	0,1	90	0,2	45	0,1	22	0,4	7	0,95
02	Classique	09;13	Jur;Miss	0,217	1	0,8	0,22	0,16	0,1	90	0,16	40	0,1	20	0,22	7	1
02	Rés. étanche	04	UprColr	0,124	0,95	0,5	0,2	0,16	0,1	90	0,16	45	0,1	16	0,2	7	0,95
02	Rés. étanche	05	Colr	0,25	1,2	0,45	0,25	0,15	0,1	90	0,15	40	0,1	20	0,25	7	1,2
02	Rés. étanche	08	LwrMnvl	0,237	0,8	0,4	0,3	0,2	0,15	90	0,2	45	0,15	20	0,3	7	0,8
03	Classique	13;14	Miss;UprDvn	5,8	0,3	0,6	0,3	0,2	0,12	90	0,2	40	0,12	20	0,2	7	0,3
04	Classique	03;04	UprCret;UprColr	0,111	1,5	0,5	0,25	0,12	0,12	500	0,12	50	0,12	20	0,25	7	1,5
04	Classique	05;06;07;08	Colr;Mnvl	0,182	1,1	0,55	0,35	0,2	0,12	90	0,2	45	0,12	20	0,35	7	1,1
04	Rés. étanche	04	UprColr	0,056	1,5	0,5	0,2	0,1	0,1	500	0,1	45	0,1	15	0,2	7	1,5
05	Classique	02;03	Tert;UprCret	0,114	0,7	0,5	0,3	0,2	0,12	80	0,2	30	0,12	15	0,3	7	0,7
05	Classique	05	Colr	0,16	1	0,7	0,3	0,1	0,1	60	0,1	40	0,1	15	0,3	7	1
05	Classique	06;07;08	Mnvl	0,27	0,9	0,65	0,3	0,3	0,12	60	0,3	30	0,12	20	0,65	7	0,9
05	Classique	13;14	Miss;UprDvn	0,182	0,7	0,55	0,3	0,2	0,1	60	0,2	40	0,1	20	0,55	7	0,7
05	Rés. étanche	05	Colr	0,12	0,85	0,5	0,35	0,2	0,12	90	0,12	45	0,12	20	0,35	7	0,85
05	Rés. étanche	06;07;08	Mnvl	0,635	0,95	0,4	0,3	0,15	0,1	60	0,15	35	0,1	20	0,3	7	0,95
06	Classique	02	Tert	0,23	0,65	0,45	0,35	0,25	0,1	70	0,25	45	0,1	20	0,45	8	0,65
06	Classique	03;04	UprCret;UprColr	0,345	0,7	0,45	0,3	0,2	0,1	60	0,2	35	0,1	20	0,3	7	0,7
06	Classique	06;07;08	Mnvl	0,6	0,65	0,45	0,35	0,2	0,12	90	0,2	45	0,12	20	0,45	7	0,65
06	Classique	08;09	LwrMnvl;Jur	0,668	0,9	0,45	0,22	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	20	0,45	7	0,9
06	Classique	13	Miss	0,85	0,9	0,55	0,35	0,15	0,12	90	0,15	45	0,12	20	0,55	7	0,9
06	Classique	14	UprDvn	0,672	0,7	1,5	0,8	0,4	0,12	80	0,4	25	0,12	15	0,8	7	0,7
06	Rés. étanche	05	Colr	0,547	0,85	0,45	0,25	0,15	0,1	60	0,15	40	0,1	20	0,45	7	0,85
06	Rés. étanche	06;07;08	Mnvl	0,536	0,75	0,6	0,25	0,16	0,1	60	0,16	40	0,1	20	0,6	7	0,75
07	Classique	04	UprColr	2,554	1,3	0,45	0,3	0,2	0,12	45	0,2	25	0,12	15	0,45	7	1,3
07	Classique	05;06;07;08	Colr;Mnvl	1,7	0,8	0,5	0,25	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	25	0,5	7	0,8
07	Classique	09;10;11;12	Jur;Tri;Perm	3	0,75	0,5	0,22	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	20	0,22	7	0,75
07	Classique	13	Miss	4,5	0,55	0,7	0,5	0,3	0,12	90	0,3	45	0,12	20	0,5	7	0,55
07	Classique	14;15	UprDvn;MdlDvn	2	0,6	0,5	0,3	0,35	0,15	90	0,35	45	0,15	20	0,5	7	0,6
07	Rés. étanche	04;05	UprColr;Colr	1,7	0,8	0,4	0,22	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	20	0,4	7	0,8
07	Rés. étanche	09	Jur	3	0,9	0,5	0,4	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	20	0,5	7	0,9
08	Classique	04;05	UprColr;Colr	0,72	1	0,5	0,22	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	20	0,22	7	1
08	Classique	06;07;08;09	Mnvl;Jur	0,957	0,95	0,55	0,35	0,2	0,12	90	0,2	45	0,12	25	0,55	7	0,95
08	Classique	10;11	Tri	1,579	1,4	0,8	0,25	0,15	0,12	90	0,15	45	0,12	20	0,8	7	1,4
08	Classique	14	UprDvn	0,9	0,9	0,65	0,25	0,16	0,12	90	0,16	45	0,12	20	0,65	7	0,9
08	Rés. étanche	05;06;07;08	Colr;Mnvl	0,773	0,95	0,6	0,35	0,2	0,12	90	0,2	45	0,12	20	0,6	8	0,95

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Groupe de ressources	Production initiale en Mpi3/j	Taux 1re baisse	Taux 2e baisse	Taux 2e baisse	Taux 3e baisse	Taux 3e baisse	Taux 4e baisse	Taux 4e baisse	Taux 5e baisse	Mois avant 5e baisse
09	Classique	03	UprCret	0,459	0,9	0,4	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
09	Classique	04	UprColr	0,9	1,2	0,6	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
09	Classique	06;07;08;09	Mnvl;Jur	0,5	0,85	0,4	7	0,25	25	0,16	45	0,12	90
09	Classique	10;11	Tri	1,293	1,25	0,7	7	0,35	20	0,25	40	0,12	90
09	Classique	14	UprDvn	4,188	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
09	Rés. étanche	04	UprColr	0,688	1,1	0,6	7	0,3	20	0,22	25	0,12	45
09	Rés. étanche	05	Colr	0,771	0,65	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
09	Rés. étanche	06;07;08;09	Mnvl;Jur	1,115	0,9	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,1	90
10	Classique	06;07;08;14	Mnvl;UprDvn	0,179	0,7	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
11	Classique	04	UprColr	0,23	0,85	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
11	Classique	05;06	Colr;UprMnvl	0,476	0,65	0,85	7	0,45	20	0,25	45	0,12	90
11	Classique	07;08	MdlMnvl;LwrMnvl	0,594	1,2	0,55	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
11	Classique	10	UprTri	1,075	1,25	0,65	7	0,3	20	0,2	38	0,12	90
11	Classique	11	LwrTri	1,328	1,05	0,7	5	0,3	20	0,15	45	0,1	500
11	Classique	13	Miss	1,249	1,2	0,95	7	0,3	15	0,16	45	0,12	90
11	Classique	14;15	UprDvn;MdlDvn	0,4	0,75	1,2	7	0,25	20	0,2	35	0,12	90
11	Rés. étanche	04	UprColr	0,275	0,85	0,4	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
11	Rés. étanche	07;08	MdlMnvl;LwrMnvl	0,495	1,4	0,55	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
12	Classique	06;07;08	Mnvl	0,403	0,7	0,4	8	0,3	20	0,16	45	0,12	500
12	Classique	13	Miss	0,155	0,85	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,1	90
12	Classique	14	UprDvn	1,126	1,5	0,55	7	0,4	20	0,25	40	0,12	90
12	Classique	15	MdlDvn	1,15	1,5	1,3	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
13	Classique	05	Colr	0,65	1,45	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
13	Classique	11	LwrTri	1,7	0,65	0,4	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
13	Rés. étanche	05	Colr	2,2	1,6	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,1	500
13	Rés. étanche	06;07;08	Mnvl	2,6	1,85	0,5	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
13	Rés. étanche	11	LwrTri	3,5	1,99	0,8	5	0,23	13	0,23	500	0,23	500
14	Classique	06;07;08	Mnvl	0,35	0,85	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
14	Classique	10;11	Tri	1,212	0,85	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
14	Classique	12;13	Perm;Miss	1,805	0,75	0,5	7	0,25	20	0,15	45	0,12	90
14	Classique	14;15	UprDvn;MdlDvn	2,3	0,5	0,35	8	0,25	20	0,16	45	0,12	90
14	Rés. étanche	10;11	Tri	3,5	0,64	0,14	10	0,14	500	0,14	500	0,14	500
14	Rés. étanche	12;13	Perm;Miss	2,25	0,75	0,4	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
15	Classique	08	LwrMnvl	0,17	0,55	0,35	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
15	Classique	12;13	Perm;Miss	0,774	1,35	0,6	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
15	Classique	14;15	UprDvn;MdlDvn	1,25	0,75	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
15	Rés. étanche	14	UprDvn	1,1	1,65	0,65	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
15	Schistes	14	Schistes	6	1,16	0,27	13	0,22	25	0,06	37	0,06	500
16	Classique	05;06;07;08	Colr;Mnvl	1,23	0,55	0,5	15	0,5	500	0,5	500	0,5	500
16	Classique	10;11;12;13	Tri;Perm;Miss	1,693	0,45	0,35	7	0,25	25	0,25	500	0,25	500
17	Rés. étanche	04	UprColr	0,073	0,8	0,43	8	0,31	18	0,22	35	0,15	60
18	Classique	05	Colr	0,09	0,75	0,35	15	0,25	30	0,17	60	0,17	500
18	Classique	07;08;13	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	0,23	0,8	0,4	14	0,3	40	0,25	70	0,25	500

Annexe 7 – Composition du gaz

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Groupe de ressources	Barils de C3 par Mpi3 commercialisables	Barils de C4 par Mpi3 commercialisables	Barils de C5+ par Mpi3 commercialisables	Tonnes de soufre par Mpi3 commercialisables
00	MH	HSC principal	HSC principal	0	0	0	0
00	MH	Mannville	Mannville	0	0	0	0
01	Classique	02;03;04	Tert;UprCret;UprColr	0	0,08	0,41	0
01	Classique	05	Colr	0,05	0,48	1,92	0,0007
01	Classique	06;07;08	Mnvl	0,38	1,67	5,21	0,0025
01	Rés. étanche	04	UprColr	0	0,1	0,39	0
02	Classique	02;03;04	Tert;UprCret;UprColr	0,02	0,12	0,44	0,001
02	Classique	05	Colr	0	0,2	0,94	0,0009
02	Classique	07;08	MdlMnvl;LwrMnvl	0,46	1,91	7,01	0,0109
02	Classique	09;13	Jur;Miss	0,75	2,69	13,11	0,1813
02	Rés. étanche	04	UprColr	0	0,04	0,23	0
02	Rés. étanche	05	Colr	0,1	0,63	1,8	0
02	Rés. étanche	08	LwrMnvl	0,6	2,07	8,22	0,0829
03	Classique	13;14	Miss;UprDvn	5,94	6,04	21,6	42,071
04	Classique	03;04	UprCret;UprColr	0	0,06	0,28	0,0008
04	Classique	05;06;07;08	Colr;Mnvl	0,02	0,28	0,96	0,0017
04	Rés. étanche	04	UprColr	0	0,03	0,13	0
05	Classique	02;03	Tert;UprCret	0,01	0,16	0,72	0,0016
05	Classique	05	Colr	0,31	0,95	3,17	0
05	Classique	06;07;08	Mnvl	0,65	1,86	5,12	0,0101
05	Classique	13;14	Miss;UprDvn	1,21	3,64	12,31	0,2296
05	Rés. étanche	05	Colr	0,57	2,15	7,96	0,0114
05	Rés. étanche	06;07;08	Mnvl	0,94	3,39	10,77	0,0095
06	Classique	02	Tert	0,06	0,38	1,67	0,0043
06	Classique	03;04	UprCret;UprColr	6,92	6,23	20,48	0,0153
06	Classique	06;07;08	Mnvl	6,36	5,77	15,04	0,0034
06	Classique	08;09	LwrMnvl;Jur	6,21	5,63	16,55	0,0218
06	Classique	13	Miss	3,39	4,06	16,75	0,2376
06	Classique	14	UprDvn	18,8	23,36	94,98	46,315
06	Rés. étanche	05	Colr	4,46	4,76	14,58	0,0226
06	Rés. étanche	06;07;08	Mnvl	7,87	6,61	16,64	0,0939
07	Classique	04	UprColr	7,08	4,86	14,08	0,0963
07	Classique	05;06;07;08	Colr;Mnvl	0,9	1,34	4,73	0,0909
07	Classique	09;10;11;12	Jur;Tri;Perm	0,07	0,21	1,12	0,9984
07	Classique	13	Miss	1,23	1,2	3,68	16,192
07	Classique	14;15	UprDvn;MdlDvn	0,06	0,28	2,35	42,066
07	Rés. étanche	04;05	UprColr;Colr	0,73	2,66	18,78	0,3842
07	Rés. étanche	09	Jur	0	0,19	1,35	0
08	Classique	04;05	UprColr;Colr	5,16	3,89	7,84	0,0023
08	Classique	06;07;08;09	Mnvl;Jur	2,3	2,91	8,88	0,0199
08	Classique	10;11	Tri	10,37	7,48	18,88	0,7438
08	Classique	14	UprDvn	17,48	18,04	81,7	31,326
08	Rés. étanche	05;06;07;08	Colr;Mnvl	11,11	6,69	11,5	0,0259
09	Classique	03	UprCret	3,56	3,68	8,18	0
09	Classique	04	UprColr	11,71	6,89	12,63	0,0041
09	Classique	06;07;08;09	Mnvl;Jur	8,36	5,05	9,82	0,0559
09	Classique	10;11	Tri	3,53	2,06	5,49	12,427
09	Classique	14	UprDvn	0,53	1,18	10,56	47,413
09	Rés. étanche	04	UprColr	5,67	5,1	15	0,013
09	Rés. étanche	05	Colr	6,98	3,96	9,45	0,1195
09	Rés. étanche	06;07;08;09	Mnvl;Jur	8,63	4,64	8,79	0,0167
10	Classique	06;07;08;14	Mnvl;UprDvn	0	0,01	0,04	0
11	Classique	04	UprColr	0,31	0,69	2,52	0,0013
11	Classique	05;06	Colr;UprMnvl	0,43	0,29	1,87	0,002
11	Classique	07;08	MdlMnvl;LwrMnvl	0,16	0,45	2,96	0,0045
11	Classique	10	UprTri	0,86	1,5	4,95	0,21
11	Classique	11	LwrTri	0,74	2,19	9,33	0,4875
11	Classique	13	Miss	5,67	4,43	11,9	0,0056
11	Classique	14;15	UprDvn;MdlDvn	0,42	2,15	5,96	0,097
11	Rés. étanche	04	UprColr	0,31	0,69	2,52	0,0013
11	Rés. étanche	07;08	MdlMnvl;LwrMnvl	0	0,26	1,07	0
12	Classique	06;07;08	Mnvl	0,09	0,44	1,39	0,0008
12	Classique	13	Miss	0	0,16	0,56	0

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Groupe de ressources	Barils de C3 par Mpi3 commercialisables	Barils de C4 par Mpi3 commercialisables	Barils de C5+ par Mpi3 commercialisables	Tonnes de soufre par Mpi3 commercialisables
12	Classique	14	UprDvn	0,53	2,55	14,59	0,0644
12	Classique	15	MdlDvn	4,77	3,48	7,51	0,5341
13	Classique	05	Colr	2,65	2,31	3,44	0
13	Classique	11	LwrTri	0,42	0,35	0,41	0,2479
13	Rés. étanche	05	Colr	0	0,26	1,07	0
13	Rés. étanche	06;07;08	Mnvl	0,09	0,18	0,61	0
13	Rés. étanche	11	LwrTri	0,13	0	0	28
14	Classique	06;07;08	Mnvl	15,96	8,14	7,19	0,0242
14	Classique	10;11	Tri	10,71	6,91	7,63	0,5024
14	Classique	12;13	Perm;Miss	3,26	2,97	6,45	0,0818
14	Classique	14;15	UprDvn;MdlDvn	0,03	0,06	4	0,0402
14	Rés. étanche	11	Tri	8,05	4,12	6,88	0
14	Rés. étanche	12;13	Perm;Miss	3,26	2,97	6,45	0,0818
15	Classique	08	LwrMnvl	8,27	6,74	8,05	0
15	Classique	12;13	Perm;Miss	0,03	0,08	0,31	0,0467
15	Classique	14;15	UprDvn;MdlDvn	0,13	0,15	0,18	0,5967
15	Rés. étanche	14	UprDvn	0	0,15	1,47	0,0027
15	Schistes	14	Schistes	0	0	0	0
16	Classique	05;06;07;08	Colr;Mnvl	0,64	0,59	0,67	0,005
16	Classique	10;11;12;13	Tri;Perm;Miss	0,01	0,06	0,24	29,532
17	Rés. étanche	04	UprColr	0	0,1	0,39	0
18	Classique	05	Colr	0,02	0,28	0,96	0,0017
18	Classique	07;08;13	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	0,02	0,28	0,96	0,0017

Annexe 8 – Autres paramètres des puits

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Profondeur totale en m	Diminution du volume après traitement en %	Probabilité de réussite en %
00	MH	HSC principal	760	95 %	100 %
00	MH	Mannville	2081	95 %	100 %
01	Classique	Tert,UprCret,UprColr	809	95,5 %	99,9 %
01	Classique	Colr	902	95 %	93,5 %
01	Classique	Mnvl	1167	92,2 %	90 %
01	Rés. étanche	UprColr	693	94,4 %	99,6 %
02	Classique	Tert,UprCret,UprColr	962	94 %	95,5 %
02	Classique	Colr	1308	94,5 %	62,5 %
02	Classique	MdlMnvl,LwrMnvl	1765	88,3 %	97 %
02	Classique	Jur,Miss	2236	86,6 %	100 %
02	Rés. étanche	UprColr	390	95,4 %	99,9 %
02	Rés. étanche	Colr	2403	94,8 %	65 %
02	Rés. étanche	LwrMnvl	2460	90,9 %	99,9 %
03	Classique	Miss,UprDvn	3900	63,5 %	80 %
04	Classique	UprCret,UprColr	479	95,4 %	96 %
04	Classique	Colr,Mnvl	836	94,7 %	95 %
04	Rés. étanche	UprColr	896	95,8 %	90 %
05	Classique	Tert,UprCret	922	93,5 %	99 %
05	Classique	Colr	1343	94,4 %	98 %
05	Classique	Mnvl	1158	91,9 %	78 %
05	Classique	Miss,UprDvn	1673	89,1 %	93 %
05	Rés. étanche	Colr	1524	92,1 %	99,9 %
05	Rés. étanche	Mnvl	1867	90,2 %	92,3 %
06	Classique	Tert	1199	90,9 %	97 %
06	Classique	UprCret,UprColr	1666	87,2 %	91 %
06	Classique	Mnvl	2810	86,7 %	100 %
06	Classique	LwrMnvl,Jur	2775	84,8 %	93 %
06	Classique	Miss	2732	84,5 %	95 %
06	Classique	UprDvn	3529	51,5 %	75 %
06	Rés. étanche	Colr	1742	88,7 %	91,7 %
06	Rés. étanche	Mnvl	2856	84,4 %	95,3 %
07	Classique	UprColr	3546	88,5 %	75 %
07	Classique	Colr,Mnvl	3588	91,1 %	97 %
07	Classique	Jur,Tri,Perm	3399	87,4 %	99 %
07	Classique	Miss	3580	81,8 %	81 %
07	Classique	UprDvn;MdlDvn	3897	69,3 %	100 %
07	Rés. étanche	UprColr,Colr	2955	87,9 %	100 %
07	Rés. étanche	Jur	4640	95,7 %	100 %
08	Classique	UprColr,Colr	2463	90,5 %	66,7 %
08	Classique	Mnvl,Jur	2709	89,7 %	91,7 %
08	Classique	Tri	3363	82,2 %	94,7 %
08	Classique	UprDvn	3828	64,4 %	93 %
08	Rés. étanche	Colr,Mnvl	3044	84,9 %	92,9 %
09	Classique	UprCret	1090	91,2 %	92 %
09	Classique	UprColr	2886	86,2 %	97,8 %
09	Classique	Mnvl,Jur	3068	84,6 %	100 %
09	Classique	Tri	3623	84,1 %	100 %
09	Classique	UprDvn	4529	70,1 %	75 %
09	Rés. étanche	UprColr	2463	88,7 %	97,8 %
09	Rés. étanche	Colr	3096	85,6 %	92 %
09	Rés. étanche	Mnvl,Jur	3182	85,3 %	94,1 %
10	Classique	Mnvl,UprDvn	520	95,1 %	81,1 %
11	Classique	UprColr	634	94,5 %	76 %
11	Classique	Colr,UprMnvl	872	94,6 %	80 %
11	Classique	MdlMnvl,LwrMnvl	1590	92,4 %	78,8 %
11	Classique	UprTri	1070	90,5 %	96 %
11	Classique	LwrTri	2650	88,7 %	99 %
11	Classique	Miss	1805	88,8 %	100 %
11	Classique	UprDvn;MdlDvn	2395	89 %	62,5 %
11	Rés. étanche	UprColr	695	94,5 %	95 %
11	Rés. étanche	MdlMnvl,LwrMnvl	1390	92,4 %	95 %
12	Classique	Mnvl	982	94,1 %	100 %
12	Classique	Miss	486	90,7 %	100 %
12	Classique	UprDvn	1957	90,8 %	87,5 %

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Profondeur totale en m	Diminution du volume après traitement en %	Probabilité de réussite en %
12	Classique	MdlDvn	1531	84 %	100 %
13	Classique	Colr	3216	95,1 %	50 %
13	Classique	LwrTri	4452	91,7 %	98,3 %
13	Rés. étanche	Colr	3216	96,4 %	100 %
13	Rés. étanche	Mnvl	3850	95,2 %	99,3 %
13	Rés. étanche	LwrTri	4055	95 %	100 %
14	Classique	Mnvl	1062	85,2 %	98 %
14	Classique	Tri	2086	85,2 %	99,1 %
14	Classique	Perm;Miss	3143	91,9 %	100 %
14	Classique	UprDvn;MdlDvn	4055	89,3 %	100 %
14	Rés. étanche	Tri	4055	95 %	100 %
14	Rés. étanche	Perm;Miss	4055	95,2 %	100 %
15	Classique	LwrMnvl	1219	92,6 %	100 %
15	Classique	Perm;Miss	762	89,4 %	100 %
15	Classique	UprDvn;MdlDvn	1962	79,7 %	95 %
15	Rés. étanche	UprDvn	2558	95,3 %	98,1 %
15	Schistes	Schistes	4460	85 %	100 %
16	Classique	Colr;Mnvl	2990	90,9 %	98,4 %
16	Classique	Tri;Perm;Miss	2741	78,3 %	99 %
17	Rés. étanche	UprColr	583	86 %	100 %
18	Classique	Colr	740	80 %	100 %
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	852	80 %	100 %

Annexe 9 – Ratios des formations par groupe

Réf.	Type de ressource	Groupe de ressources	PetroCube Formations														
			Ter	Upp Cret	Upp Col	Col	Upp Mann	Mid Mann	Low Mann	Jur	Upp Tri	Low Tri	Perm	Miss	Upp Dev	Mid Dev	PreCam
Les données sur les coûts de MH ont été obtenues par voie de consultation auprès du public et de l'industrie																	
00	MHI	HSC principal	1%	53%	44%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
00	MHI	Mannville	0%	2%	10%	87%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
01	Classique	Tert,UprCret,UprColr	0%	1%	4%	5%	10%	45%	34%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
01	Classique	Colr	0%	0%	4%	5%	10%	45%	34%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
01	Classique	Mnvl	0%	0%	4%	5%	10%	45%	34%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
01	Rés. étonche	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Classique	Tert,UprCret,UprColr	7%	78%	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Classique	Colr	0%	4%	8%	88%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Classique	Colr	0%	1%	0%	3%	0%	27%	38%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Classique	MidMnvl,LowMnvl	0%	1%	0%	3%	0%	5%	12%	58%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Classique	Jur,Miss	0%	1%	0%	0%	0%	3%	12%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Rés. étonche	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Rés. étonche	Colr	0%	0%	3%	96%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02	Rés. étonche	LowMnvl	0%	0%	0%	0%	0%	8%	92%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
03	Classique	Misc,UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	87%	11%	0%	0%
04	Classique	UprCret,UprColr	0%	34%	66%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
04	Classique	Colr,Mnvl	0%	1%	2%	30%	51%	9%	6%	0%	0%	0%	0%	1%	6%	0%	0%
04	Rés. étonche	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Classique	Tert,UprCret	17%	82%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Classique	Colr	0%	4%	4%	92%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Classique	Mnvl	0%	1%	0%	2%	25%	28%	43%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Classique	Misc,UprDvn	0%	1%	0%	1%	2%	4%	11%	0%	0%	0%	0%	44%	36%	0%	0%
05	Rés. étonche	Colr	0%	0%	5%	95%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05	Rés. étonche	Mnvl	0%	0%	1%	6%	6%	27%	60%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	Tert	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	UprCret,UprColr	2%	37%	61%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	Mnvl	1%	0%	0%	0%	0%	98%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	LowMnvl,Jur	1%	1%	1%	1%	2%	24%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Classique	Miss	0%	0%	1%	0%	0%	2%	7%	8%	0%	0%	0%	82%	0%	0%	0%
06	Classique	UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	98%	0%	0%
06	Rés. étonche	Colr	0%	0%	5%	95%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06	Rés. étonche	Mnvl	0%	0%	1%	1%	4%	39%	55%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Classique	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Classique	Colr,Mnvl	0%	0%	10%	56%	14%	5%	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Classique	Jur,Txt,Perm	0%	0%	0%	1%	2%	0%	5%	15%	33%	5%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Classique	Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	0%	0%	0%	93%	0%	0%	0%
07	Classique	UprDvn,MidDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	90%	0%	0%
07	Rés. étonche	UprColr,Colr	0%	0%	28%	72%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
07	Rés. étonche	Jur	0%	0%	9%	6%	3%	0%	32%	50%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
08	Classique	UprColr,Colr	0%	1%	77%	23%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
08	Classique	Mnvl,Jur	0%	0%	1%	1%	10%	9%	36%	41%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	0%
08	Classique	Tri	0%	0%	0%	0%	1%	0%	3%	5%	14%	77%	0%	0%	0%	0%	0%
08	Classique	UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	99%	0%	1%	0%
08	Rés. étonche	Colr,Mnvl	0%	0%	1%	11%	21%	20%	46%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	PetroCube Formations														
			Ter	UppCret	UppCol	Col	UppMann	MidMann	LowMann	Jur	UppTri	LowTri	Perm	Miss	UppDev	MidDev	PreCam
09	Classique	UpeCret	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Classique	UpeColr	0%	6%	93%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Classique	MnvLJur	0%	1%	5%	2%	12%	0%	32%	41%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Classique	Tri	0%	0%	0%	0%	1%	0%	7%	4%	9%	78%	0%	1%	0%	0%	0%
09	Classique	UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	99%	0%	0%
09	Rés. étanche	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Rés. étanche	Colr	0%	0%	5%	95%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
09	Rés. étanche	MnvLJur	0%	0%	7%	6%	23%	0%	44%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
10	Classique	MnvL,UprDvn	0%	0%	0%	0%	52%	0%	24%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%
11	Classique	UpeColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	Colr,UprMnvL	0%	0%	1%	34%	66%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	MdlMnvL,LwrMnvL	0%	0%	1%	0%	1%	40%	57%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	UprTri	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	96%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	LwrTri	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	97%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	97%	0%	0%	0%	0%
11	Classique	UprDvn,MdlDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	70%	21%	0%	0%
11	Rés. étanche	UpeColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	Rés. étanche	MdlMnvL,LwrMnvL	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12	Classique	MnvL	0%	0%	0%	0%	10%	0%	9%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12	Classique	Miss	0%	0%	1%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	91%	0%	0%
12	Classique	UprDvn	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	95%	0%	0%
12	Classique	MdlDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	14%	86%	0%
13	Classique	Colr	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
13	Classique	LwrTri	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
13	Rés. étanche	Colr	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
13	Rés. étanche	MnvL	0%	0%	0%	0%	16%	3%	81%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
13	Rés. étanche	LwrTri	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
14	Classique	MnvL	0%	0%	0%	0%	19%	20%	61%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
14	Classique	Tri	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	70%	0%	0%	0%	0%	0%
14	Classique	Perm;Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	46%	54%	0%	0%	0%
14	Classique	UprDvn,MdlDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	21%	79%	0%	0%
14	Rés. étanche	Tri	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	98%	0%	0%	0%	0%	0%
14	Rés. étanche	Perm;Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	37%	63%	0%	0%	0%
15	Classique	LwrMnvL	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
15	Classique	Perm;Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%
15	Classique	UprDvn,MdlDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	97%	0%	0%
15	Rés. étanche	UprDvn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%
15	Schistes	Schistes	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%
16	Classique	Colr,MnvL	0%	0%	0%	6%	10%	14%	70%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
16	Classique	Tri;Perm;Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	73%	4%	16%	7%	0%	0%	0%
17	Rés. étanche	UprColr	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
18	Classique	Colr	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
18	Classique	MdlMnvL,LwrMnvL;Miss	0%	0%	0%	0%	0%	0%	98%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%

Annexe 10 – Dépenses en immobilisations en 2009

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Forage et abandon (puits infructueux) en K\$CAN	Forage et complétion (puits fructueux) en K\$CAN	Coûts de raccordement en K\$CAN	Coûts de remise en état en K\$CAN	Coûts de terrains en K\$CAN
00	MH	HSC principal	126	310	60	70	40
00	MH	Mannville	504	1239	60	70	40
01	Classique	02;03;04	106	185	50	35	4
01	Classique	05	212	400	124	48	4
01	Classique	06;07;08	305	511	131	63	4
01	Rés. étanche	04	126	208	50	35	4
02	Classique	02;03;04	130	236	50	70	14
02	Classique	05	278	480	50	70	14
02	Classique	07;08	450	678	50	70	14
02	Classique	09;13	485	735	50	70	14
02	Rés. étanche	04	160	270	50	70	14
02	Rés. étanche	05	292	504	50	70	14
02	Rés. étanche	08	438	668	50	70	14
03	Classique	13;14	12135	15815	2000	74	128
04	Classique	03;04	178	343	114	41	13
04	Classique	05;06;07;08	222	418	113	51	12
04	Rés. étanche	04	185	352	113	40	12
05	Classique	02;03	133	323	106	45	14
05	Classique	05	212	435	106	68	14
05	Classique	06;07;08	286	558	106	70	14
05	Classique	13;14	522	837	106	70	14
05	Rés. étanche	05	215	439	106	69	14
05	Rés. étanche	06;07;08	286	557	106	70	14
06	Classique	02	136	250	72	45	60
06	Classique	03;04	170	325	72	74	60
06	Classique	06;07;08	304	714	195	75	60
06	Classique	08;09	350	974	214	75	60
06	Classique	13	448	1300	184	75	60
06	Classique	14	494	1431	180	75	60
06	Rés. étanche	05	263	639	72	75	60
06	Rés. étanche	06;07;08	314	729	195	75	60
07	Classique	04	1620	3330	1500	85	570
07	Classique	05;06;07;08	2238	4015	1500	85	570
07	Classique	09;10;11;12	4015	6069	1500	85	570
07	Classique	13	5364	7743	1500	85	570
07	Classique	14;15	6077	8712	1500	85	570
07	Rés. étanche	04;05	2016	3769	1500	85	570
07	Rés. étanche	09	3262	5154	1500	85	570
08	Classique	04;05	484	897	180	75	171
08	Classique	06;07;08;09	660	1092	179	75	170
08	Classique	10;11	861	1316	180	75	171
08	Classique	14	1052	1529	180	75	171
08	Rés. étanche	05;06;07;08	594	1020	180	75	171
09	Classique	03	1054	1755	270	80	81
09	Classique	04	1281	1994	270	80	81
09	Classique	06;07;08;09	1752	2552	270	80	81
09	Classique	10;11	2184	3751	270	80	81
09	Classique	14	4531	6325	269	80	81
09	Rés. étanche	04	1426	2328	270	80	81
09	Rés. étanche	05	1356	2244	270	80	81
09	Rés. étanche	06;07;08;09	1688	2611	270	80	81
10	Classique	06;07;08;14	199	380	150	53	14
11	Classique	04	515	954	270	55	99
11	Classique	05;06	657	1102	270	71	99
11	Classique	07;08	1005	1465	270	75	99
11	Classique	10	1174	1683	270	75	99
11	Classique	11	1459	2006	270	75	99
11	Classique	13	1013	1545	270	75	99
11	Classique	14;15	1700	2332	270	75	99
11	Rés. étanche	UprColr	525	972	270	55	99
11	Rés. étanche	MdlMnvl:LwrMnvl	1050	1526	270	75	99
12	Classique	06;07;08	222	631	414	56	112
12	Classique	13	262	676	414	55	112
12	Classique	14	492	931	414	89	112
12	Classique	15	901	1424	414	94	112
13	Classique	05	1195	2125	300	80	2345
13	Classique	11	1665	2650	300	80	2345

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Forage et abandon (puits infructueux) en K\$CAN	Forage et complétion (puits fructueux) en K\$CAN	Coûts de raccordement en K\$CAN	Coûts de remise en état en K\$CAN	Coûts de terrains en K\$CAN
13	Rés. étanche	05	1195	2125	300	80	2345
13	Rés. étanche	06;07;08	1558	2531	300	80	2345
13	Rés. étanche	11	1665	5550	300	80	2345
14	Classique	06;07;08	762	1355	285	100	261
14	Classique	10;11	1010	1733	430	100	261
14	Classique	12;13	1348	2010	430	100	261
14	Classique	14;15	2314	3139	430	100	261
14	Rés. étanche	Tri	935	5550	430	100	261
14	Rés. étanche	Perm;Miss	1317	5950	430	100	261
15	Classique	08	935	1480	413	75	1970
15	Classique	12;13	787	1315	413	65	1970
15	Classique	14;15	3358	4275	415	75	1970
15	Rés. étanche	14	2849	3630	415	75	1970
15	Schistes	Schistes	3223	6424	415	75	1970
16	Classique	05;06;07;08	2900	4623	300	85	927
16	Classique	10;11;12;13	3489	5278	354	85	927
17	Rés. étanche	04	100	161	40	35	145
18	Classique	05	185	385	110	45	145
18	Classique	07;08;13	257	465	109	64	144

Annexe 11 – Frais d'exploitation et de traitement en 2009

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Frais d'exploitation variables		Frais d'exploitation fixes en \$/mois	Frais de traitement	
			en \$/10 ³ m ³	en \$/Kpi3		en \$/10 ³ m ³	en \$/Kpi3
00	MH	HSC principal	17,75	0,5	1000	21,3	0,6
00	MH	Mannville	17,75	0,5	1000	21,3	0,6
01	Classique	Tert,UprCret,UprColr	8,21	0,23	775,00	28,39	0,8
01	Classique	Colr	8,53	0,24	927,79	28,39	0,8
01	Classique	Mnvl	8,53	0,24	976,71	33,19	0,94
01	Rés. étanche	UprColr	8,33	0,23	775,00	28,39	0,8
02	Classique	Tert,UprCret,UprColr	8,82	0,25	1050,00	40,82	1,15
02	Classique	Colr	8,82	0,25	1050,00	40,82	1,15
02	Classique	MdlMnvl,LwrMnvl	9,1	0,26	1169,27	44,2	1,25
02	Classique	Jur,Miss	10,61	0,3	1488,11	46,63	1,31
02	Rés. étanche	UprColr	8,82	0,25	1050,00	40,82	1,15
02	Rés. étanche	Colr	8,82	0,25	1050,94	40,84	1,15
02	Rés. étanche	LwrMnvl	9,11	0,26	1174,7	44,36	1,25
03	Classique	Miss,UprDvn	24,02	0,68	15608,35	42,29	1,19
04	Classique	UprCret,UprColr	9,79	0,28	1458,6	35,23	0,99
04	Classique	Colr,Mnvl	9,4	0,26	1655,21	32,62	0,92
04	Rés. étanche	UprColr	9,33	0,26	1500,00	24,85	0,7
05	Classique	Tert,UprCret	8,87	0,25	1987,13	24,85	0,7
05	Classique	Colr	8,87	0,25	2260,8	25,56	0,72
05	Classique	Mnvl	8,87	0,25	2677,18	28,11	0,79
05	Classique	Miss,UprDvn	8,87	0,25	2700,00	34,02	0,96
05	Rés. étanche	Colr	8,87	0,25	1513,68	28,39	0,8
05	Rés. étanche	Mnvl	10,65	0,3	1780,83	32,65	0,92
06	Classique	Tert	8,13	0,23	1450,00	24,85	0,7
06	Classique	UprCret,UprColr	11,18	0,31	3023,25	25,56	0,72
06	Classique	Mnvl	16,19	0,46	3076,63	26,98	0,76
06	Classique	LwrMnvl;Jur	16,19	0,46	3303,56	28,39	0,8
06	Classique	Miss	17,16	0,48	3882,48	35,49	1,00
06	Classique	UprDvn	17,26	0,49	4015,78	39,84	1,12
06	Rés. étanche	Colr	11,23	0,32	3050,00	25,56	0,72
06	Rés. étanche	Mnvl	16,24	0,46	3098,99	26,98	0,76
07	Classique	UprColr	34,39	0,97	9250,00	28,84	0,81
07	Classique	Colr,Mnvl	34,28	0,97	9250,00	23,07	0,65
07	Classique	Jur,Tri,Perm	34,28	0,97	9250,00	28,23	0,8
07	Classique	Miss	34,28	0,97	9250,00	30,12	0,85
07	Classique	UprDvn;MdlDvn	34,28	0,97	9250,00	31,97	0,9
07	Rés. étanche	UprColr;Colr	34,39	0,97	9250,00	26,53	0,75
07	Rés. étanche	Jur	34,11	0,96	9250,00	23,96	0,68
08	Classique	UprColr;Colr	16,14	0,45	3318,83	19,49	0,55
08	Classique	Mnvl;Jur	20,83	0,59	3747,86	27,17	0,77
08	Classique	Tri	21,00	0,59	3890,68	31,15	0,88
08	Classique	UprDvn	27,11	0,76	3924,53	42,59	1,2
08	Rés. étanche	Colr;Mnvl	20,95	0,59	3629,14	25,79	0,73
09	Classique	UprCret	19,17	0,54	3960,00	10,65	0,3
09	Classique	UprColr	19,17	0,54	3960,04	10,65	0,3
09	Classique	Mnvl;Jur	18,73	0,53	3612,3	12,89	0,36
09	Classique	Tri	18,76	0,53	3949,03	15,52	0,44
09	Classique	UprDvn	22,42	0,63	6502,57	22,97	0,65
09	Rés. étanche	UprColr	19,17	0,54	3960,00	10,65	0,3
09	Rés. étanche	Colr	19,17	0,54	3960,00	10,65	0,3
09	Rés. étanche	Mnvl;Jur	21,12	0,59	3583,83	10,94	0,31
10	Classique	Mnvl,UprDvn	7,68	0,22	2692,26	18,88	0,53
11	Classique	UprColr	10,65	0,3	4000,00	17,75	0,5
11	Classique	Colr,UprMnvl	10,65	0,3	4032,82	17,75	0,5
11	Classique	MdlMnvl,LwrMnvl	7,81	0,22	5000,00	17,75	0,5
11	Classique	UprTri	7,81	0,22	5000,00	25,12	0,71
11	Classique	LwrTri	7,81	0,22	4500,00	26,42	0,74
11	Classique	Miss	7,81	0,22	5000,00	22,99	0,65
11	Classique	UprDvn;MdlDvn	8,87	0,25	6000,00	23,04	0,65
11	Rés. étanche	UprColr	10,65	0,3	4000,00	17,75	0,5
11	Rés. étanche	MdlMnvl,LwrMnvl	10,65	0,3	4050,00	17,75	0,5
12	Classique	Mnvl	8,56	0,24	4439,71	17,78	0,5
12	Classique	Miss	12,05	0,34	5151,16	27,39	0,77
12	Classique	UprDvn	12,43	0,35	5514,04	36,44	1,03
12	Classique	MdlDvn	11,28	0,32	6053,42	39,74	1,12
13	Classique	Colr	16,51	0,47	3550,00	10,65	0,3
13	Classique	LwrTri	17,88	0,5	4450,00	12,42	0,35
13	Rés. étanche	Colr	16,51	0,47	3550,00	10,65	0,3
13	Rés. étanche	Mnvl	17,26	0,49	4069,35	10,65	0,3
13	Rés. étanche	LwrTri	17,26	0,49	4450,00	14,2	0,4
14	Classique	Mnvl	15,97	0,45	2400,00	33,19	0,94

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Frais d'exploitation variables		Frais d'exploitation fixes en \$/mois	Frais de traitement	
			en \$/10 ³ m ³	en \$/Kpi3		en \$/10 ³ m ³	en \$/Kpi3
14	Classique	Tri	15,97	0,45	4500.00	33,92	0,96
14	Classique	Perm;Miss	15,97	0,45	7200.00	31,94	0,9
14	Classique	UprDvn;MdlDvn	15,97	0,45	4400.00	31,05	0,87
14	Rés. étanche	Tri	15,97	0,45	4500.00	32,89	0,93
14	Rés. étanche	Perm;Miss	15,97	0,45	5200.00	33,72	0,95
15	Classique	LwrMnvl	9,92	0,28	3500.00	29,28	0,83
15	Classique	Perm;Miss	9,97	0,28	3800.00	26,62	0,75
15	Classique	UprDvn;MdlDvn	14,2	0,4	4500.00	29,28	0,83
15	Rés. étanche	UprDvn	9,88	0,28	3800.00	26,62	0,75
15	Schistes	Schistes	9,88	0,28	3800.00	26,62	0,75
16	Classique	Colr;Mnvl	14,86	0,42	3975.00	7,99	0,23
16	Classique	Tri;Perm;Miss	13,63	0,38	4723.03	7,99	0,23
17	Rés. étanche	UprColr	9,44	0,27	1125.00	21,3	0,6
18	Classique	Colr	10,04	0,28	1775.00	21,3	0,6
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	10,46	0,29	2368,6	28,12	0,79

Annexe 12 – Taux de rendement en 2009

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Prix du gaz TON en Alberta (en \$CAN de 2009/GJ)												Coût de l'offre à		Années de recouvrement
			3 \$	4 \$	5 \$	6 \$	7 \$	8 \$	9 \$	10 \$	11 \$	12 \$	15 %	15 %			
00	Classique	HSC principal	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,0977	0,16634	0,22636	0,274	0,32021	0,37128	0,42021	0,37128	7,75	6,04	
00	MH	Mannville	#N/A	0,00382	0,07887	0,1348	0,18064	0,22431	0,26415	0,30092	0,33796	0,38515	0,43411	0,38515	6,31	5,26	
01	Classique	Tert:UprCret;UprColr	#N/A	#N/A	-0,00071	0,1678	0,2914	0,43441	0,5638	0,69327	0,82272	0,95217	1,08162	0,95217	5,86	5,29	
01	Classique	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,00047	0,08733	0,17474	0,26215	0,34956	0,43697	0,52438	0,43697	10,05	4,55	
01	Classique	Mnvl	#N/A	#N/A	0,10027	0,20892	0,30342	0,39846	0,48391	0,56936	0,65481	0,74026	0,82571	0,74026	5,44	5,09	
01	Rés. étanche	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	0,08632	0,1808	0,26374	0,3392	0,40431	0,482	0,55707	0,63152	0,55707	7,65	5,25	
02	Classique	Tert:UprCret;UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,1009	0,21474	0,30274	0,3762	0,44971	0,52316	0,59661	0,52316	8,39	6,1	
02	Classique	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	0,17535	0,30075	0,43203	0,5663	0,69733	0,83471	0,9721	1,10959	0,9721	5,81	5,89	
02	Classique	MdMnvl;LwrMnvl	#N/A	0,07016	0,23667	0,3808	0,5169	0,65262	0,78814	0,92466	1,06118	1,1977	1,33421	1,1977	4,45	4,81	
02	Classique	Jur;Miss	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,02021	0,08872	0,15713	0,22554	0,29395	0,36236	0,43077	0,36236	10,31	5,21	
02	Rés. étanche	UprColr	#N/A	#N/A	0,08215	0,20982	0,31415	0,41541	0,50669	0,59797	0,68926	0,78054	0,87182	0,78054	6,47	6,12	
02	Rés. étanche	Colr	#N/A	#N/A	0,03035	0,14869	0,24059	0,32897	0,41295	0,49691	0,57687	0,65683	0,73679	0,65683	6,01	5,62	
02	Rés. étanche	LwrMnvl	#N/A	#N/A	0,06743	0,15975	0,2418	0,31346	0,37795	0,44244	0,50693	0,57142	0,63591	0,57142	6,88	4,78	
03	Classique	Miss;UprDvn	#N/A	#N/A	0,02326	0,08753	0,14251	0,19792	0,25053	0,30673	0,36837	0,42861	0,48885	0,42861	7,14	4,21	
04	Classique	UprCret;UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	-0,02481	0,04061	0,08121	0,12181	14,39	4,89	
04	Classique	Colr;Mnvl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	-0,032	0,08623	0,16086	0,23227	0,29178	0,35129	0,29178	9,83	4,36	
04	Rés. étanche	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	23,47	5,35	
05	Classique	Tert:UprCret	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	-0,06327	0,07958	0,17014	0,2393	0,30855	0,3777	0,44701	0,3777	8,77	4,48	
05	Classique	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,03376	0,12407	0,21438	0,30469	0,39499	0,48530	0,57561	0,48530	9,38	5,36	
05	Classique	Mnvl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,10856	0,20875	0,28835	0,36794	0,44753	0,52712	0,60671	0,52712	8,39	4,17	
05	Classique	Miss;UprDvn	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,01622	0,06733	0,11804	0,16875	0,21946	0,27017	0,21946	11,9	4,93	
05	Rés. étanche	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,0386	0,10717	0,15727	0,20738	0,25749	0,30760	0,25749	10,85	5,36	
05	Rés. étanche	Mnvl	#N/A	0,09022	0,31045	0,72095	0,92772	1,17263	1,43233	1,69204	1,95175	2,21146	2,47117	2,21146	20,766	5,47	
06	Classique	Tert	#N/A	0,06343	0,29351	0,49464	0,6926	0,90971	1,13591	1,3683	1,6113	1,8543	2,0973	1,8543	13,683	4,45	
06	Classique	UprCret;UprColr	#N/A	0,2504	0,51621	0,78111	1,0419	1,3077	1,5735	1,8393	2,1051	2,3709	2,6367	2,3709	3,442	4,94	
06	Classique	Mnvl	#N/A	0,17797	0,37627	0,57265	0,76903	0,96541	1,16179	1,35817	1,55455	1,75093	1,94731	1,75093	21,297	3,88	
06	Classique	LwrMnvl;Jur	#N/A	0,07171	0,20023	0,30414	0,39694	0,49473	0,58958	0,67903	0,76848	0,85793	0,94738	0,85793	9,5037	4,57	
06	Classique	Miss	#N/A	#N/A	0,06967	0,17175	0,2532	0,33445	0,41568	0,49691	0,57814	0,65937	0,74060	0,65937	5,75	4,67	
06	Classique	UprDvn	#N/A	#N/A	#N/A	0,14376	0,35797	0,6192	0,94194	1,26461	1,58728	1,91005	2,23272	1,91005	18,345	2,77	
06	Rés. étanche	Colr	#N/A	0,20838	0,37503	0,53178	0,68057	0,8491	1,02142	1,19071	1,3596	1,5285	1,6974	1,5285	3,68	5,28	
06	Rés. étanche	Mnvl	#N/A	0,05945	0,19918	0,31259	0,41459	0,52278	0,63018	0,73888	0,85681	0,96514	1,07347	0,96514	103,011	5,1	
07	Classique	UprColr	#N/A	#N/A	0,04215	0,10693	0,16061	0,21295	0,2611	0,31032	0,36899	0,42814	0,48689	0,42814	6,79	4,97	
07	Classique	Colr;Mnvl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,00738	0,04463	0,0755	0,10262	0,13778	0,17449	0,21295	0,17449	11,33	4,88	
07	Classique	Jur;Tri;Perm	#N/A	#N/A	#N/A	0,03718	0,07922	0,11691	0,14934	0,1847	0,23629	0,29221	0,34813	0,29221	9,01	4,72	
07	Classique	Miss	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,04369	0,09935	0,14811	0,19699	0,24739	0,29921	0,34961	0,29921	9,04	3,74	
07	Classique	UprDvn;MdDvn	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,02624	0,05248	0,07872	16,07	3,99	
07	Rés. étanche	UprColr;Colr	#N/A	#N/A	#N/A	0,02085	0,06534	0,10426	0,13731	0,16883	0,21231	0,25845	0,30454	0,25845	9,42	4,92	
07	Rés. étanche	Jur	#N/A	#N/A	#N/A	0,02353	0,07012	0,11374	0,1508	0,18636	0,22223	0,25816	0,29409	0,25816	8,08	4,52	
08	Classique	UprColr;Colr	#N/A	0,03936	0,16103	0,25416	0,33397	0,41605	0,49399	0,56603	0,63777	0,70946	0,78046	0,70946	4,9	4,86	
08	Classique	Mnvl;Jur	#N/A	#N/A	0,06661	0,17982	0,27045	0,36151	0,44728	0,52703	0,60652	0,68092	0,75041	0,68092	5,71	4,37	
08	Classique	Tri	#N/A	0,03619	0,18098	0,3087	0,43445	0,55912	0,68379	0,80846	0,93313	1,05780	1,18247	1,05780	4,76	4,8	
08	Classique	UprDvn	#N/A	0,0582	0,20419	0,33703	0,47271	0,63008	0,80336	0,995	1,29035	1,69471	2,10016	1,69471	4,61	4,67	
08	Rés. étanche	Colr;Mnvl	#N/A	#N/A	0,01746	0,13448	0,22328	0,30859	0,38816	0,46252	0,54199	0,61646	0,6888	0,61646	6,16	4,37	
09	Classique	UprCret	#N/A	#N/A	#N/A	-0,03443	0,06541	0,09948	0,12949	0,15837	0,19203	0,22558	0,25913	0,22558	10,72	4,9	
09	Classique	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	0,03697	0,09869	0,15369	0,20992	0,24346	0,29615	0,35989	0,42363	0,35989	7,93	4,45	
09	Classique	Mnvl;Jur	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,00411	0,04085	0,07133	0,09777	0,12372	0,15199	0,17999	0,15199	11,93	4,94	
09	Classique	Tri	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,0171	0,04313	0,07108	0,09708	0,12308	0,14908	0,12308	13,31	4,48	
09	Classique	UprDvn	#N/A	0,08416	0,31791	0,52007	0,65152	0,80306	0,95218	1,1088	1,27099	1,44011	1,60522	1,44011	179,441	4,43	

Rate of Return with various success rates

Area	Resource Type	Resource Group	Alberta NIT Gas Prices (2009C:GJ)													Supply Cost at 1.5%	Payout Years		
			\$3 gas	\$4 gas	\$5 gas	\$6 gas	\$7 gas	\$8 gas	\$9 gas	\$10 gas	\$11 gas	\$12 gas							
00	MH	HSC principal	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	7.75	6.04
00	MH	Munnville	#N/A	0.00382	0.07887	0.1348	0.18064	0.22431	0.26415	0.30092	0.33796	0.38515	0.43231	0.47947	0.52663	0.57379	0.62095	6.31	5.26
01	Classique	Tert;UprCret;UprColr	#N/A	#N/A	-0.00121	0.16766	0.29121	0.41552	0.54	0.6633	0.77	0.93	1.09	1.25	1.41	1.57	1.73	5.86	5.29
01	Classique	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	-0.0289	0.07196	0.13381	0.18266	0.23151	0.28036	0.32921	0.37806	0.42691	10.34	4.6	
01	Classique	Mvnl	#N/A	#N/A	0.0785	0.18387	0.27653	0.3658	0.45081	0.53157	0.61257	0.71831	0.81405	0.90979	1.00553	1.10127	1.19701	5.65	5.19
01	Rés. étanche	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.08532	0.181	0.26273	0.33811	0.404	0.48053	0.55706	0.63359	0.71012	0.78665	7.66	5.25	
02	Classique	Tert;UprCret;UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.08161	0.20144	0.28846	0.36011	0.44572	0.52137	0.60702	0.69267	0.77832	8.52	6.19	
02	Classique	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.13174	0.2245	0.31204	0.39122	0.46871	0.578	0.687	0.796	0.905	1.014	7.2	6.1	
02	Classique	MdlMvnl;LwrMvnl	#N/A	0.00123	0.22678	0.36823	0.50075	0.64413	0.786	0.92234	1.079	1.3127	1.5461	1.7895	2.0329	2.2763	4.5	4.85	
02	Classique	Jur;Miss	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.02021	0.08872	0.13666	0.17981	0.22738	0.27495	0.32252	0.37009	0.41766	10.31	5.21	
02	Rés. étanche	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	0.08181	0.20957	0.31386	0.41505	0.50653	0.59671	0.71121	0.82571	0.94021	1.05471	1.16921	6.47	6.13	
02	Rés. étanche	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	0.04625	0.12963	0.19588	0.25584	0.30962	0.36486	0.43505	0.50524	0.57543	0.64562	0.71581	7.3	5.99	
02	Rés. étanche	LwrMvnl	#N/A	#N/A	#N/A	0.06715	0.15945	0.24144	0.31312	0.37756	0.44206	0.52251	0.60296	0.68341	0.76386	0.84431	6.88	4.79	
03	Classique	Miss;UprDvn	#N/A	#N/A	#N/A	0.03756	0.08344	0.12834	0.17124	0.21755	0.2839	0.35507	0.42619	0.49731	0.56843	0.63955	8.31	4.25	
04	Classique	UprCret;UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	-0.0393	0.03225	0.0645	0.0968	0.1291	0.1614	14.57	4.93	
04	Classique	Colr;Mvnl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.07266	0.14817	0.21	0.277	0.348	0.419	0.49	0.561	0.632	10.03	4.4	
04	Rés. étanche	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	24.21	5.44	
05	Classique	Tert;UprCret	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	-0.06811	0.07763	0.16841	0.23757	0.29855	0.36876	0.43897	0.50918	0.57939	0.6496	8.79	4.49	
05	Classique	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.02796	0.12023	0.18199	0.23565	0.2951	0.3546	0.4141	0.4736	0.5331	9.43	5.37	
05	Classique	Mvnl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.01153	0.12926	0.20827	0.27555	0.335281	0.39501	0.45474	0.51447	0.5742	0.63395	9.25	4.44	
05	Classique	Miss;UprDvn	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	-0.00189	0.05125	0.09419	0.13691	0.17963	0.22235	0.26507	0.30779	0.35051	12.31	4.99	
05	Rés. étanche	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.03823	0.10698	0.15709	0.20829	0.25949	0.31069	0.36189	0.41309	10.86	5.36	
05	Rés. étanche	Mvnl	0.08521	0.29311	0.49731	0.68251	0.87622	1.10372	1.34281	1.5826	19.246	24.819	30.392	35.985	41.578	47.171	3.29	5.56	
06	Classique	Tert	#N/A	0.05206	0.28271	0.4795	0.67251	0.88321	1.1018	13.256	15.589	19.073	22.557	26.041	29.525	33.009	4.37	4.48	
06	Classique	UprCret;UprColr	#N/A	0.22053	0.47265	0.7208	0.97281	1.27131	16.066	19.657	23.25	30.039	37.7	45.4	53.1	60.8	3.76	5.14	
06	Classique	Mvnl	#N/A	0.17797	0.57265	0.7507	0.9534	1.1621	13.689	16.717	21.297	26.88	32.47	38.06	43.65	49.24	3.88	4.17	
06	Classique	LwrMvnl;Jur	#N/A	0.06202	0.19018	0.29159	0.38156	0.47588	0.56708	0.65291	0.76355	0.91095	1.06835	1.22575	1.38315	1.54055	4.65	4.9	
06	Classique	Miss	#N/A	-0.11726	0.06288	0.16445	0.24492	0.3243	0.39965	0.47008	0.56861	0.69363	0.81865	0.94367	1.0687	1.1937	5.84	4.71	
06	Classique	UprDvn	#N/A	#N/A	#N/A	0.0081	0.19973	0.40327	0.62852	0.84721	118.271	16.607	21.192	25.777	30.362	34.947	6.73	2.99	
06	Rés. étanche	Colr	#N/A	0.19042	0.35306	0.50188	0.64204	0.7996	0.95971	1.116	1.305	159.191	3.77	4.77	5.77	6.77	3.77	5.28	
06	Rés. étanche	Mvnl	#N/A	0.05203	0.19163	0.30288	0.40242	0.50755	0.61167	0.71203	0.8305	0.998	1.166	1.334	1.502	1.67	4.67	5.14	
07	Classique	UprColr	#N/A	#N/A	0.00982	0.07061	0.11866	0.16339	0.20363	0.24438	0.30425	0.3704	0.4425	0.5146	0.5867	0.6588	7.7	5.06	
07	Classique	Colr;Mvnl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.00377	0.04103	0.07163	0.09849	0.13331	0.16917	0.20505	0.24093	0.27681	0.31269	11.47	4.89	
07	Classique	Jur;Tri;Perm	#N/A	#N/A	#N/A	0.03576	0.07752	0.11525	0.14748	0.18261	0.23379	0.28923	0.34467	0.39911	0.45455	0.50999	9.07	4.72	
07	Classique	Miss	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.04531	0.08755	0.12953	0.19373	0.26561	0.3375	0.40939	0.48127	0.55315	10.34	3.79	
07	Classique	UprDvn;MdlDvn	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.02624	0.0426	0.05901	0.07542	0.09183	16.07	3.99	
07	Rés. étanche	UprColr;Colr	#N/A	#N/A	#N/A	0.02085	0.06534	0.10426	0.13731	0.16883	0.21231	0.25845	0.30459	0.35073	0.39687	0.44301	9.42	4.92	
07	Rés. étanche	Jur	#N/A	#N/A	#N/A	0.04655	0.09759	0.1459	0.18785	0.22838	0.29411	0.36847	0.44281	0.51715	0.59149	0.66583	8.08	4.52	
08	Classique	UprColr;Colr	#N/A	#N/A	0.07393	0.15236	0.21529	0.27676	0.33444	0.3885	0.45207	0.53154	0.61601	0.69548	0.77495	0.85442	5.97	5.16	
08	Classique	Mvnl;Jur	#N/A	#N/A	0.0435	0.15628	0.24269	0.32778	0.40709	0.48048	0.58865	0.72797	0.88624	1.06453	1.25282	1.44111	5.93	4.45	
08	Classique	Tri	#N/A	0.0234	0.16587	0.28618	0.40212	0.52654	0.6793	0.82834	109.441	147.964	187.488	227.012	266.536	306.06	4.84	4.84	
08	Classique	UprDvn	#N/A	0.03983	0.18044	0.30415	0.42832	0.57036	0.72482	0.89264	114.797	14.885	18.885	22.885	26.885	30.885	4.76	4.78	
08	Rés. étanche	Colr;Mvnl	#N/A	#N/A	-0.00209	0.11594	0.2021	0.28344	0.35844	0.42819	0.51973	0.63708	0.77442	0.92176	1.0791	1.23644	6.37	4.42	
09	Classique	UprCret	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.00894	0.05225	0.08581	0.11484	0.14259	0.17452	0.21065	0.24678	0.28291	0.31904	11.24	4.92	
09	Classique	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	0.03216	0.09371	0.14822	0.19484	0.23672	0.28844	0.35084	0.41324	0.47564	0.53804	0.60044	8.02	4.48	
09	Classique	Mvnl;Jur	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.00411	0.04085	0.07133	0.09777	0.12372	0.15199	0.18151	0.21123	0.24195	0.27267	11.93	4.94	
09	Classique	Tri	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0171	0.04313	0.07408	0.10708	0.14208	0.17708	0.21208	0.24708	13.31	4.48	
09	Classique	UprDvn	0.02701	0.137	0.24289	0.34984	0.43959	0.53937	0.6344	0.73512	0.91431	112.734	142.734	172.734	202.734	232.734	4.12	4.57	

Area	Resource Type	Resource Group	Alberta NITC Gas Prices (2009CS/GJ)												Supply Cost at 15%	Payout Years	
			\$3 gas	\$4 gas	\$5 gas	\$6 gas	\$7 gas	\$8 gas	\$9 gas	\$10 gas	\$11 gas	\$12 gas					
09	Rés. étanche	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	11.03	5.15
09	Rés. étanche	Colr	#N/A	#N/A	0.05447	0.11227	0.15824	0.20131	0.23955	0.27359	0.31887	0.37237	0.43795	0.507	5.7	5.84	5.2
09	Rés. étanche	Mnvl;UprDvn	#N/A	#N/A	0.03295	0.10285	0.20312	0.24901	0.29115	0.32992	0.38864	0.45795	0.54579	5.2	5.2	5.84	5.2
10	Classique	Mnvl;UprDvn	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.02624	0.13972	0.22064	0.37045	0.52027	0.67010	0.82000	4.33	4.33	9.12	4.33
11	Classique	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4.54	4.54	17.79	4.54
11	Classique	Colr;UprMnvl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	3.89	3.89	13.38	3.89
11	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4.5	4.5	13.23	4.5
11	Classique	UprTri	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0317	0.09746	0.15413	0.2019	0.24395	0.29817	0.36322	4.56	4.56	7.92	4.56
11	Classique	LwrTri	#N/A	#N/A	-0.04932	0.05755	0.13402	0.19529	0.25587	0.31143	0.36268	0.41108	0.45376	4.72	4.72	6.24	4.72
11	Classique	Miss	#N/A	#N/A	-0.05801	0.0749	0.1667	0.24235	0.31846	0.39093	0.45922	0.52998	0.60000	4.58	4.58	5.8	4.58
11	Classique	UprDvn;MdlDvn	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4.42	4.42	34.92	4.42
11	Rés. étanche	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	-0.02025	0.03076	0.10689	0.14562	0.18432	4.59	4.59	12.1	4.59
11	Rés. étanche	MdlMnvl;LwrMnvl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4.45	4.45	15.4	4.45
12	Classique	Mnvl	#N/A	#N/A	-0.05884	0.05503	0.13669	0.20674	0.26666	0.32013	0.37135	0.43434	0.49434	4.33	4.33	7.18	4.33
12	Classique	Miss	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4.37	4.37	20.44	4.37
12	Classique	UprDvn	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.03873	0.15614	0.25748	0.34585	0.42598	0.53234	0.66884	4.08	4.08	6.93	4.08
12	Classique	MdlDvn	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.02216	0.09661	0.16885	4.21	4.21	11.74	4.21
13	Classique	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	5.05	5.05	32.1	5.05
13	Classique	LwrTri	#N/A	#N/A	0.00335	0.07631	0.14369	0.21551	0.29445	0.38337	0.48502	0.59457	0.71872	4.26	4.26	6.09	4.26
13	Rés. étanche	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	0.0147	0.07324	0.13083	0.19216	0.26022	0.3377	0.4278	0.52851	4.92	4.92	7.32	4.92
13	Rés. étanche	Mnvl	#N/A	#N/A	0.03689	0.09313	0.15114	0.21332	0.28668	0.36922	0.46636	0.5825	0.7265	4.89	4.89	6.98	4.89
13	Rés. étanche	LwrTri	#N/A	#N/A	-0.01592	0.03422	0.08248	0.13159	0.18298	0.23762	0.2965	0.36041	0.43000	4.39	4.39	8.36	4.39
14	Classique	Mnvl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.00173	0.05459	0.09986	0.1428	0.18588	0.22979	5.03	5.03	10.17	5.03
14	Classique	Tri	#N/A	0.02185	0.13367	0.23968	0.3546	0.48622	0.63849	0.821	103.513	129.519	155.519	5.01	5.01	5.15	5.01
14	Classique	Perm;Miss	-0.08604	0.12887	0.31153	0.52693	0.80337	118.802	175.211	26.915	44.221	7.764	4.11	4.26	4.26	4.11	4.26
14	Classique	UprDvn;MdlDvn	0.04912	0.21575	0.40065	0.62986	0.91416	12.813	179.132	2.555	38.304	6.428	6.428	4.22	4.22	3.62	4.22
14	Rés. étanche	Tri	0.03125	0.16054	0.29652	0.44697	0.61838	0.81948	105.978	135.271	171.829	218.789	268.789	4.94	4.94	3.92	4.94
14	Rés. étanche	Perm;Miss	#N/A	-0.03405	0.04055	0.10556	0.17065	0.24193	0.31708	0.39903	0.48916	0.58869	0.69434	4.83	4.83	6.69	4.83
15	Classique	LwrMnvl	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	5.54	5.54	25.49	5.54
15	Classique	Perm;Miss	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4.96	4.96	13.9	4.96
15	Classique	UprDvn;MdlDvn	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.01672	0.04466	0.07147	0.09925	5.01	5.01	13.81	5.01
15	Rés. étanche	UprDvn	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4.88	4.88	18.49	4.88
15	Schistes	Schistes	0.0324	0.10074	0.17531	0.26272	0.36856	0.49855	0.66044	0.86544	113.062	148.351	188.351	5.73	5.73	4.68	5.73
16	Classique	Colr;Mnvl	#N/A	#N/A	#N/A	0.01218	0.05576	0.09701	0.13424	0.17211	0.21112	0.25043	0.29043	4.59	4.59	9.42	4.59
16	Classique	Tri;Perm;Miss	0.02431	0.09579	0.16923	0.24812	0.33728	0.43913	0.55446	0.68268	0.82868	0.99596	1.18432	5.08	5.08	4.75	5.08
17	Rés. étanche	UprColr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4.98	4.98	11.42	4.98
18	Classique	Colr	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4.66	4.66	23.75	4.66
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	#N/A	#N/A	#N/A	-0.05682	0.06667	0.13494	0.23045	0.33461	0.44913	0.58432	0.74932	4.65	4.65	7.92	4.65

Annexe 13 – Comparaison des valeurs clés de 2007 et 2009

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Coût de l'offre à 15 % (avec risques)		Coûts forage et complétion en KSCAN		Production initiale en Mpi3/j		Production	
			2007	2009	2007	2009	2007	2009	Gpi3 en 2007 Puits en 2007	Gpi3 en 2009 Puits en 2009
00	MH	HSC principal	6,53	7,75	295	310	0,08	0,08	28,7	22,37
00	MH	Mannville	5,65	6,31	1080	1239	0,38	0,27	4,07	1,56
01	Classique	Tert;UprCret;UprColr	11,53	5,86	262	185	0,08	0,1	7,38	3,39
01	Classique	Colr	14,58	10,34	404	400	0,13	0,13	5,61	1,17
01	Classique	Mnvl	6,27	5,65	545	511	0,3	0,28	10,61	5,07
01	Rés. étanche	UprColr	9,19	7,66	217	208	0,08	0,07	33,34	19,08
02	Classique	Tert;UprCret;UprColr	8,55	8,52	227	236	0,13	0,1	4,18	1,41
02	Classique	Colr	11,41	7,2	462	480	0,16	0,51	0,25	0,32
02	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	5,15	4,5	587	678	0,62	0,54	5,41	1,6
02	Classique	Jur;Miss	7,65	10,31	696	735	0,34	0,22	0,26	0,17
02	Rés. étanche	UprColr	22,84	6,47	257	270	0,06	0,12	0,27	0,12
02	Rés. étanche	Colr	17,47	7,3	464	504	0,11	0,25	0,09	0,15
02	Rés. étanche	LwrMnvl	3,48	6,88	601	668	0,5	0,24	3,64	0,51
03	Classique	Miss;UprDvn	8,39	8,51	13277	15815	3,4	5,8	0,75	0,1
04	Classique	UprCret;UprColr	18,53	14,57	184	343	0,05	0,11	3,37	0,43
04	Classique	Colr;Mnvl	8,76	10,03	386	418	0,18	0,18	21,74	8,49
04	Rés. étanche	UprColr	18,31	24,21	203	352	0,05	0,06	0,07	0,04
05	Classique	Tert;UprCret	7,82	8,79	292	323	0,15	0,11	14,56	3,39
05	Classique	Colr	10,18	9,43	657	435	0,16	0,16	2,89	0,68
05	Classique	Mnvl	7,55	9,25	709	558	0,36	0,27	24,11	8,04
05	Classique	Miss;UprDvn	12,54	12,31	1163	837	0,24	0,18	0,83	0,85
05	Rés. étanche	Colr	8,31	10,86	1004	439	0,26	0,12	1,15	0,73
05	Rés. étanche	Mnvl	8,26	3,29	1424	557	0,39	0,63	1,76	0,61
06	Classique	Tert	7,31	4,37	276	250	0,18	0,23	7,49	4,13
06	Classique	UprCret;UprColr	5,47	3,76	718	325	0,42	0,35	6,44	3,12
06	Classique	Mnvl	19,61	3,88	1559	714	0,25	0,6	0,1	0,12
06	Classique	LwrMnvl;Jur	10,19	4,65	1929	974	0,48	0,67	16,57	9,68
06	Classique	Miss	10,12	5,84	2535	1300	0,57	0,85	2,36	1,93
06	Classique	UprDvn	2,5	6,73	2656	1431	1,25	0,67	6,24	1,55
06	Rés. étanche	Colr	4,99	3,77	1323	639	0,44	0,55	2,12	0,36
06	Rés. étanche	Mnvl	7,57	4,67	1610	729	0,46	0,54	15,89	12,4
07	Classique	UprColr	11,31	7,7	2403	3330	0,72	2,55	2,7	2,04
07	Classique	Colr;Mnvl	10,74	11,47	3279	4015	1,05	1,7	6,91	8,66
07	Classique	Jur;Tri;Perm	3,72	9,07	5345	6069	5,7	3,00	11,87	1,74
07	Classique	Miss	6,6	10,34	7098	7743	2,9	4,5	4,76	7,56
07	Classique	UprDvn;MdlDvn	9,48	16,07	7954	8712	1,8	2,00	4,68	0,07
07	Rés. étanche	UprColr;Colr	12,12	9,42	3003	3769	0,65	1,7	1,44	0,28
07	Rés. étanche	Jur	12,24	8,08	5182	5154	1,75	3,00	4,2	2,45
08	Classique	UprColr;Colr	9,64	5,97	980	897	0,46	0,72	0,93	1,02
08	Classique	Mnvl;Jur	7,41	5,93	1486	1092	1,1	0,96	13,65	5,39
08	Classique	Tri	7,14	4,87	2046	1316	1,1	1,58	10,3	9,95
08	Classique	UprDvn	5,56	4,76	3323	1529	1,3	0,9	0,65	1,48
08	Rés. étanche	Colr;Mnvl	8,23	6,37	1408	1020	0,64	0,77	13,36	6,12
09	Classique	UprCret	14,96	11,24	1505	1755	0,33	0,46	0,87	1,22
09	Classique	UprColr	7,94	8,02	2146	1994	0,56	0,9	2,59	1,82
09	Classique	Mnvl;Jur	9,94	11,93	2635	2552	0,64	0,5	1,97	3,41
09	Classique	Tri	11,84	13,31	2836	3751	0,62	1,29	3,35	4,00
09	Classique	UprDvn	3,97	4,12	6492	6325	6,5	4,19	3,24	1,14
09	Rés. étanche	UprColr	7,33	11,03	1646	2328	0,6	0,69	11,12	6,56
09	Rés. étanche	Colr	5,33	6,81	1815	2244	1,3	0,77	8,13	3,38
09	Rés. étanche	Mnvl;Jur	6,5	5,84	3200	2611	1,2	1,12	117,22	63,58
10	Classique	Mnvl;UprDvn	9,44	9,12	384	380	0,19	0,18	15,21	5,16
11	Classique	UprColr	4,86	17,79	568	954	0,55	0,23	1,14	0,06
11	Classique	Colr;UprMnvl	6,41	13,38	807	1102	0,59	0,48	4,97	0,6
11	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl	10,98	13,23	1028	1465	0,58	0,59	8,34	2,2
11	Classique	UprTri	8,56	7,92	1360	1683	0,7	1,07	2,00	0,49
11	Classique	LwrTri	7,81	6,24	1515	2006	0,6	1,33	14,16	13,83
11	Classique	Miss	6,63	5,8	1252	1545	0,85	1,25	4,58	2,62
11	Classique	UprDvn;MdlDvn	15,97	34,92	1472	2332	0,8	0,4	1,12	0,21
11	Rés. étanche	UprColr	-	12,1	972	-	-	0,28	-	0,04
11	Rés. étanche	MdlMnvl;LwrMnvl	-	15,4	-	1526	-	0,5	-	0,01
12	Classique	Mnvl	10,29	7,18	592	631	0,21	0,4	4,73	0,83
12	Classique	Miss	19,38	20,44	743	676	0,27	0,16	2,43	0,16
12	Classique	UprDvn	17,62	6,93	1042	931	0,68	1,13	1,23	1,5

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Coût de l'offre à 15 % (avec risques)		Coûts forage et complétion en K\$CAN		Production initiale en Mpi3/j		Production	
			2007	2009	2007	2009	2007	2009	Gpi3 en 2007 Puits en 2007	Gpi3 en 2009 Puits en 2009
			12	Classique	MdlDvn	12,23	11,74	1452	1424	0,53
13	Classique	Colr	40,22	32,1	1725	2125	0,15	0,65	0,04	0,16
13	Classique	LwrTri	5,89	6,09	4900	2650	2,2	1,7	7,72	12,77
13	Rés. étanche	Colr	4,52	7,32	1725	2125	1,3	2,2	1,59	0,7
13	Rés. étanche	Mnvl	7,3	6,98	5000	2531	2,7	2,6	20,74	12,2
13	Rés. étanche	LwrTri	-	8,36	-	5550	-	3,5	0,00	1,3
14	Classique	Mnvl	8,93	10,17	1195	1355	0,43	0,35	16,24	4,6
14	Classique	Tri	5,97	5,15	1730	1733	0,95	1,21	35,52	30,74
14	Classique	Perm;Miss	4,71	4,11	2391	2010	2,1	1,81	3,68	2,18
14	Classique	UprDvn;MdlDvn	5,62	3,62	4208	3139	2,3	2,3	1,28	1,14
14	Rés. étanche	Tri	-	3,92	-	5550	-	3,5	-	14,86
14	Rés. étanche	Perm;Miss	-	6,69	-	5950	-	2,25	-	0,73
15	Classique	LwrMnvl	11,49	25,49	1328	935	0,22	0,17	0,00	0,01
15	Classique	Perm;Miss	15,81	13,9	1195	787	0,22	0,77	1,14	0,03
15	Classique	UprDvn;MdlDvn	7,11	13,81	3116	3358	1,66	1,25	1,36	0,02
15	Rés. étanche	UprDvn	8,74	18,49	3225	3630	1,16	1,1	27,48	4,25
15	Schistes	MdlDvn	-	4,68	-	6424	-	6,00	-	33,47
16	Classique	Colr;Mnvl	14,73	9,42	3938	4623	1,23	0,93	6,18	5,59
16	Classique	Tri;Perm;Miss	9,16	4,75	4711	5278	1,69	2,4	10,86	9,38
17	Rés. étanche	UprColr	9,01	11,42	156	161	0,07	0,07	9,92	5,78
18	Classique	Colr	15,4	23,75	384	385	0,09	0,09	1,3	1,38
18	Classique	MdlMnvl;LwrMnvl;Miss	8,78	7,92	420	465	0,23	0,23	3,37	1,35
Moyennes de production pondérées			7,88	6,97	2024	2428	0,92	1,53	33,79	21,08

Annexe 14 – Composantes du coût de l'offre en 2009

Rég	Type de ressource	Groupe de ressources	Éléments - en \$CAN de 2009/00					Coût de l'offre à 15 %	Années de recouvrement	Opés en 2009
			Imm. et terrain	Exploitation et traitement	Redevances	Impôts	rendement			
00	MH	HSC principal	2,86	2,77	0,37	0,59	1,15	7,75	6,04	22,37
00	MH	Manville	1,8	1,84	0,81	0,51	1,36	6,31	5,26	1,56
01	Classique	Tert,UprCret,UprColr	2,23	2,46	0,26	0,33	0,57	5,86	5,29	3,39
01	Classique	Colr	4,53	2,84	0,88	0,61	1,19	10,05	4,55	1,17
01	Classique	MwI	1,98	2,04	0,41	0,32	0,69	5,44	5,09	5,07
01	Rés éthane	UprColr	3,05	2,92	0,36	0,46	0,85	7,65	5,25	19,08
02	Classique	Tert,UprCret,UprColr	3,64	3,4	0,42	0,48	0,44	8,39	6,1	1,41
02	Classique	Colr	2,2	2,36	0,52	0,29	0,44	5,81	5,89	0,32
02	Classique	MidMwI,LowMwI	1,32	2,04	0,49	0,2	0,4	4,45	4,81	1,6
02	Classique	Jur,Miss	3,56	3,29	1,57	0,59	1,3	10,31	5,21	0,17
02	Rés éthane	UprColr	2,43	2,91	0,29	0,36	0,48	6,47	6,12	0,12
02	Rés éthane	Colr	2,09	2,47	0,35	0,36	0,73	6,01	5,62	0,15
02	Rés éthane	LowMwI	2,59	2,39	0,67	0,4	0,83	6,88	4,78	0,51
03	Classique	Miss,UprDwn	1,54	2,08	2,34	0,26	0,72	7,14	4,21	0,1
04	Classique	UprCret,UprColr	5,55	4,71	1,62	0,82	1,68	14,39	4,89	0,43
04	Classique	Colr,MwI	4,05	3,38	0,99	0,51	0,9	9,83	4,36	8,49
04	Rés éthane	UprColr	8,41	7,19	2,71	1,56	3,6	23,47	5,35	0,04
05	Classique	Tert,UprCret	3,49	3,36	0,51	0,49	0,91	8,77	4,48	3,39
05	Classique	Colr	3,49	3,6	0,78	0,53	0,99	9,38	5,36	0,68
05	Classique	MwI	3,3	2,89	1,17	0,4	0,62	8,39	4,17	8,04
05	Classique	Miss,UprDwn	3,86	3,77	2,1	0,66	1,52	11,9	4,93	0,85
05	Rés éthane	Colr	4,26	3,49	1,26	0,65	1,19	10,85	5,36	0,73
05	Rés éthane	MwI	0,75	1,71	0,29	0,15	0,33	3,23	5,47	0,61
06	Classique	Tert	1,59	1,97	0,23	0,22	0,32	4,33	4,45	4,13
06	Classique	UprCret,UprColr	1,04	1,89	0,4	0,15	0,2	3,68	4,94	3,12
06	Classique	MwI	1,32	1,83	0,24	0,17	0,32	3,88	4,17	0,12
06	Classique	LowMwI,Jur	1,27	1,9	0,65	0,22	0,53	4,57	4,86	9,68
06	Classique	Miss	1,48	2,22	1,22	0,24	0,6	5,75	4,67	1,93
06	Classique	UprDwn	2,97	1,67	0,61	0,47	0,31	6,03	2,77	1,55
06	Rés éthane	Colr	0,95	1,78	0,43	0,17	0,36	3,68	5,28	0,36
06	Rés éthane	MwI	1,23	2,01	0,63	0,22	0,51	4,61	5,1	12,4
07	Classique	UprColr	1,4	2,35	1,9	0,31	0,83	6,79	4,97	2,04
07	Classique	Colr,MwI	2,44	2,75	4,2	0,52	1,41	11,33	4,88	8,66
07	Classique	Jur,Trn,Penn	1,61	2,45	3,56	0,36	1,03	9,01	4,72	1,74
07	Classique	Miss	2,01	2,32	3,74	0,27	0,69	9,04	3,74	7,56
07	Classique	UprDwn,MidDwn	4,1	2,83	6,96	0,6	1,58	16,07	3,99	0,07
07	Rés éthane	UprColr,Colr	1,81	2,51	3,48	0,43	1,19	9,42	4,92	0,28
07	Rés éthane	Jur	1,97	2,41	2,51	0,33	0,87	8,08	4,52	2,45
08	Classique	UprColr,Colr	1,41	1,84	0,77	0,26	0,63	4,9	4,86	1,02
08	Classique	MwI,Jur	1,53	2,15	1,28	0,23	0,52	5,71	4,37	5,59
08	Classique	Trn	1,19	1,95	0,97	0,2	0,46	4,76	4,8	2,95
08	Classique	UprDwn	1,2	1,87	0,92	0,18	0,43	4,61	4,67	1,48
08	Rés éthane	Colr,MwI	1,75	2,16	1,41	0,27	0,58	6,16	4,37	6,12
09	Classique	UprCret	3,01	2,57	2,93	0,65	1,75	10,72	4,9	1,22
09	Classique	UprColr	2,59	1,85	2,1	0,4	0,99	7,93	4,45	1,82
09	Classique	MwI,Jur	3,58	2,22	3,36	0,74	2,03	11,93	4,94	3,41
09	Classique	Trn	3,57	2,03	5,44	0,62	1,66	13,31	4,48	4,00
09	Classique	UprDwn	0,81	1,51	0,55	0,15	0,43	3,45	4,43	1,14
09	Rés éthane	UprColr	2,85	2,15	3,37	0,68	1,87	10,91	5,14	6,56
09	Rés éthane	Colr	1,9	1,65	1,44	0,39	1,06	6,45	5,01	3,38
09	Rés éthane	MwI,Jur	1,54	1,55	1,16	0,36	1,00	5,62	5,17	63,58
10	Classique	MwI,UprDwn	2,89	3,87	0,71	0,4	0,66	8,54	4,17	5,16
11	Classique	UprColr	5,33	4,09	3,39	0,85	2,03	15,69	4,38	0,06
11	Classique	Colr,UprMwI	3,97	2,59	3,95	0,51	0,99	12,02	3,76	0,6
11	Classique	MidMwI,LowMwI	3,48	2,66	3,44	0,56	1,38	11,53	4,4	2,2
11	Classique	UprTrn	2,22	2,13	2,1	0,36	0,92	7,74	4,53	0,49
11	Classique	LowTrn	1,76	1,76	1,61	0,3	0,79	6,21	4,7	13,83
11	Classique	Miss	1,72	1,82	1,31	0,27	0,67	5,8	4,58	2,62
11	Classique	UprDwn,MidDwn	8,55	4,8	8,76	1,22	3,00	26,33	4,23	0,21
11	Rés éthane	UprColr	3,81	3,3	2,36	0,68	1,71	11,86	4,54	0,04

Rég.	Type de ressource	Groupe de ressources	Éléments - en \$CAN de 2009/GJ					Coût de l'offre à 15 %	Années de recouvrement	Gpi3 en 2009 Puits en 2009
			Imm. et terrains	Exploitation et traitement	Redevances	Impôts	rendement			
11	Rés étanche	MdlMnvl,LwrMnvl	4,75	3,2	4,28	0,77	1,91	14,9	4,44	0,01
12	Classique	Mnvl	2,47	2,3	1,08	0,41	0,92	7,18	4,33	0,83
12	Classique	Miss	6,78	6,56	3,5	1,1	2,5	20,44	4,37	0,16
12	Classique	UprDwn	1,91	2,4	1,58	0,26	0,46	6,62	3,98	1,5
12	Classique	MdlDwn	3,43	3,09	3,98	0,43	0,81	11,74	4,21	2,89
13	Classique	Colr	8,27	3,15	0,05	2,12	4,82	18,4	4,81	0,16
13	Classique	LwrTri	2,24	1,67	0,35	0,54	1,22	6,01	4,26	12,77
13	Rés étanche	Colr	2,72	1,46	1,06	0,66	1,42	7,32	4,92	0,7
13	Rés étanche	Mnvl	2,56	1,64	0,61	0,65	1,48	6,95	4,88	12,2
13	Rés étanche	LwrTri	2,9	1,29	2,15	0,61	1,4	8,36	4,39	1,3
14	Classique	Mnvl	3,55	2,7	0,97	0,87	1,99	10,07	5,03	4,6
14	Classique	Tri	1,23	2,02	0,9	0,3	0,7	5,14	4,99	30,74
14	Classique	Perm,Miss	1,11	2,11	0,3	0,19	0,4	4,11	4,26	2,18
14	Classique	UprDwn,MdlDwn	0,93	1,8	0,24	0,19	0,46	3,62	4,22	1,14
14	Classique	Tri	0,75	1,56	0,81	0,22	0,58	3,92	4,94	14,86
14	Classique	Perm,Miss	1,62	1,96	1,45	0,47	1,2	6,69	4,83	0,73
14	Classique	LwrMnvl	6,16	6,32	0,59	3,47	8,93	25,49	5,54	0,01
14	Classique	Perm,Miss	4,66	2,78	1,9	1,36	3,19	13,9	4,96	0,03
14	Classique	UprDwn,MdlDwn	4,15	2,45	2,74	1,16	2,86	13,35	4,99	0,02
14	Classique	UprDwn	6,66	2,81	2,75	1,75	4,27	18,24	4,87	4,25
14	Classique	Schistes	0,75	1,33	1,00	0,44	1,16	4,68	5,73	33,47
14	Classique	Colr,Mnvl	3,9	1,75	0,19	1,00	2,49	9,32	4,58	5,59
14	Classique	Tri,Perm,Miss	1,15	1,18	0,91	0,41	1,07	4,72	5,08	9,38
14	Classique	UprColr	4,77	3,89	0,15	1,05	1,57	11,42	4,98	5,78
14	Classique	Colr	11,06	6,95	0,49	2,02	3,23	23,75	4,66	1,38
14	Classique	MdlMnvl,LwrMnvl,Miss	2,65	2,77	1,1	0,52	0,87	7,92	4,65	1,35
Moyennes de production pondérées			2,08	2,1	1,18	0,44	1,01	6,81	4,97	21,08