



**Ressources économiques  
de la formation schisteuse  
de Duvernay**  
Note d'information sur l'énergie  
Novembre 2017



Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

Canada

## Autorisation de reproduction

Le contenu de la présente publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives 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](mailto:info@neb-one.gc.ca).

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. En agissant ainsi, la partie fait sienne l'information déposée et pourrait devoir répondre à des questions sur celle-ci.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet de demandes présentées à l'Office. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui sont versés au dossier de la preuve.

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2017

Ressources économiques de la formation schisteuse de Duvernay – Note d'information sur l'énergie

ISSN : 1917-5078

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles; il est disponible sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications  
Office national de l'énergie  
Bureau 210, 517, Dixième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2R 0A8

Courrier électronique : [publications@neb-one.gc.ca](mailto:publications@neb-one.gc.ca)  
Fax : 403-292-5503  
Téléphone : 1-800-292-4800  
1-800-899-1265

## 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 (NEB or Board), provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the NEB 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 NEB. For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please email: [info@neb-one.gc.ca](mailto:info@neb-one.gc.ca).

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the NEB, it may submit the material, just as it may submit any public document. Under these circumstances, the submitting party in effect adopts the material and that party could be required to answer questions pertaining to the material.

This report does not provide any indications of whether or not any application will be approved. The NEB will decide on specific applications based on the material in evidence before it at that time.

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2017

Duvernay Shale Economic Resources - Energy Briefing Note  
ISSN: 1917-506X

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

Copies are available on request from:

Library and Publication Services  
National Energy Board  
Suite 210, 517 Tenth Avenue SW  
Calgary, Alberta T2R 0A8

E-Mail: [publications@neb-one.gc.ca](mailto:publications@neb-one.gc.ca)  
Fax: 403-292-5503  
Phone: 1-800-292-4800  
1-800-899-1265

# À propos de l'Office national de l'énergie

L'[Office national de l'énergie](#) est un organisme de réglementation national indépendant du secteur énergétique. Ses principales responsabilités consistent à réglementer ce qui suit :

- la construction, le fonctionnement et la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales ou des limites provinciales/territoriales;
- les droits et tarifs pipeliniers associés;
- la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité comme de lignes interprovinciales désignées;
- les importations de gaz naturel et les exportations de ce même gaz, de ses liquides, de pétrole brut, de produits pétroliers raffinés et d'électricité;
- les activités d'exploration et de production pétrolières ou gazières, dans des zones extracôtières ou régions septentrionales précises.

Il lui incombe par ailleurs de diffuser de l'information à jour, exacte et objective sur l'énergie, de même que de fournir des conseils sur des questions énergétiques.

# Ressources économiques de la formation schisteuse de Duvernay – Note d'information sur l'énergie

## Résumé

À la suite d'une étude récente sur les ressources pétrolières commercialisables de la formation schisteuse de Duvernay, l'Office a évalué les ressources économiquement exploitables de la formation. À partir des prix du pétrole brut léger non corrosif, des prix du gaz naturel et du coût des puits de 2017, les ressources pétrolières économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay ont été estimées à 156 millions de mètres cubes (m<sup>3</sup>) ou 1,0 milliard de barils, soit environ un tiers des ressources pétrolières commercialisables. Par ailleurs, les ressources de gaz naturel économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay s'élèvent à 339 milliards de m<sup>3</sup> (12,0 mille milliards de pieds cubes, ou Tpi<sup>3</sup>), soit 16 % des ressources gazières commercialisables de la formation. Les ressources de liquides de gaz naturel (LGN) économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay atteignent 216 milliards de m<sup>3</sup> (1,4 milliard de barils), environ un cinquième des ressources de LGN commercialisables de la formation.

Les ressources pétrolières commercialisables correspondent à la quantité de pétrole de qualité commerciale qui pourrait être extraite d'une formation à l'aide de la technologie existante. Les ressources économiquement exploitables sont un sous-ensemble des ressources commercialisables, qui correspondent à la quantité de pétrole commercialisable pouvant être récupérée de façon économique dans certaines conditions économiques.

Si le coût des puits continue à descendre, et que les prix du pétrole brut et du gaz naturel montent un peu, les ressources pétrolières économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay augmenteront à 350 millions de m<sup>3</sup> (2,2 milliards de barils), soit presque les deux tiers des ressources pétrolières commercialisables. Les ressources de gaz naturel économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay s'élèveraient ainsi à 932 milliards de m<sup>3</sup> (32,9 Tpi<sup>3</sup>), soit plus de 40 % des ressources gazières commercialisables de la formation. Les ressources de LGN de la formation schisteuse de Duvernay atteindraient 536 milliards de m<sup>3</sup> (3,4 milliards de barils), soit plus de la moitié des ressources de LGN commercialisables de la formation.

L'aspect économique de la formation schisteuse de Duvernay est très sensible à la baisse du coût des puits. À mesure que le coût des puits diminue, la hausse des prix du pétrole et du gaz fait augmenter les ressources économiquement exploitables plus rapidement (les courbes du coût de l'offre s'aplanissent et même une légère hausse des prix peut faire augmenter considérablement la quantité de ressources économiquement exploitables). Si le rendement des puits s'améliore dans les mêmes proportions que les coûts diminuent, il aurait probablement un effet similaire sur les ressources économiquement exploitables.

## Introduction

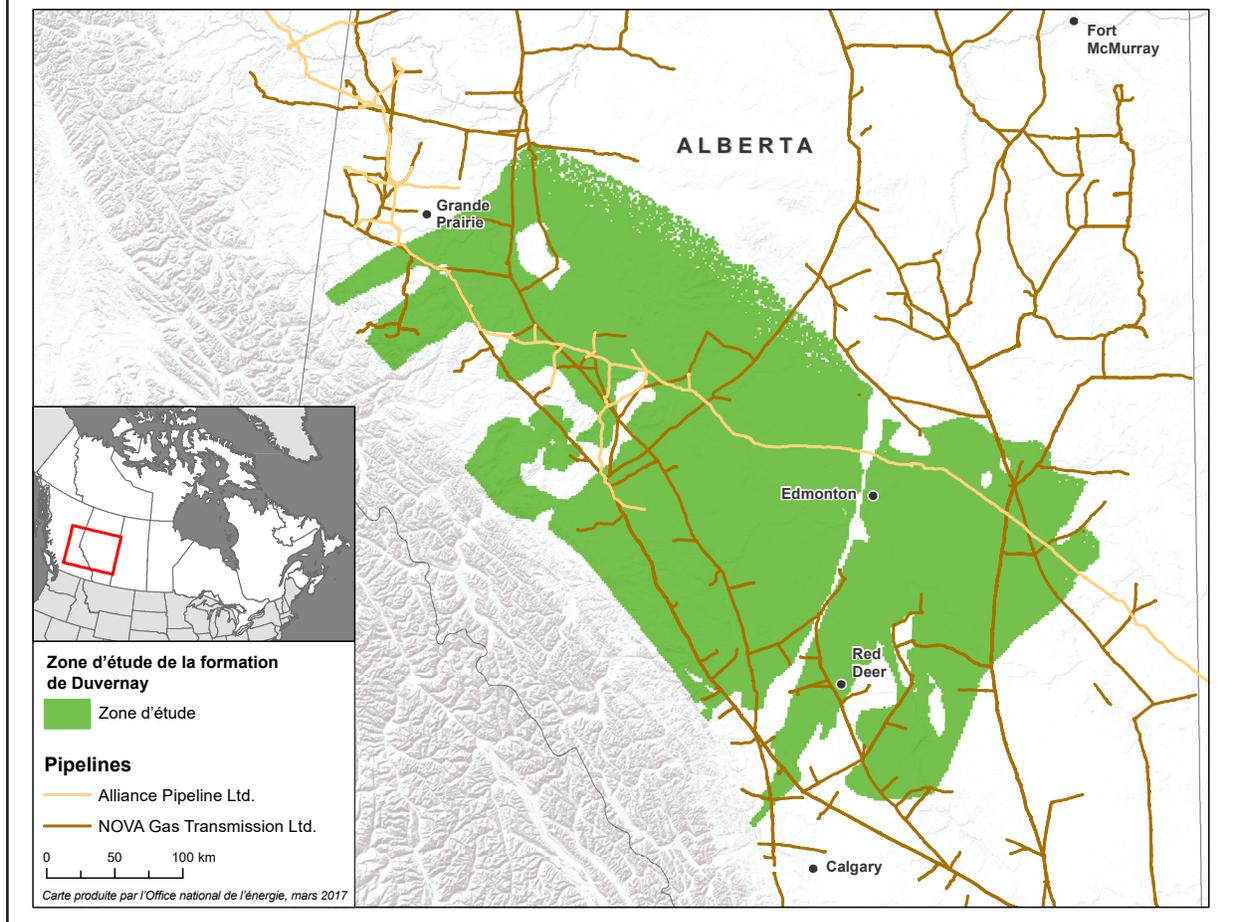
Depuis 2011, les sociétés prospectent la formation schisteuse de Duvernay de l'Alberta pour y chercher du gaz et du pétrole de schiste. Il importe de noter que la formation schisteuse de Duvernay est également riche en LGN, notamment en condensats.<sup>1</sup> Les condensats sont souvent mélangés au bitume des sables bitumineux de l'Alberta pour le diluer et le transporter dans les oléoducs. À l'aide des données fournies par l'Alberta Geological Survey (AGS), l'Office a évalué récemment les [ressources pétrolières commercialisables de la formation schisteuse de Duvernay](#) pour mesurer la quantité de pétrole, de gaz et de LGN de qualité commerciale pouvant être récupérée de la formation.

Il existe une différence entre les ressources commercialisables et les ressources économiquement exploitables. Les premières sont en grande partie une mesure géologique et technologique, alors que les secondes correspondent à la quantité de ressources commercialisables qui peut être récupérée de façon économique dans certaines conditions économiques. Ces conditions économiques sont les prix du pétrole et du gaz requis pour qu'un puits donne un taux de rendement minimum du capital investi.

<sup>1</sup> Les condensats ressemblent à du pétrole brut très léger. Dans un réservoir souterrain profond, les condensats, sous forme gazeuse, sont mélangés aux autres gaz qui se trouvent dans la formation. Lorsque le mélange gazeux est amené à la surface, les condensats se liquéfient.

**FIGURE 1**

Emplacement de la formation schisteuse de Duvernay en Alberta et au Canada



Pour de plus amples renseignements sur la géologie de base de la formation schisteuse de Duvernay et la façon dont les ressources commercialisables ont été estimées, consultez le rapport de l'Office et de l'AGS.

## Méthodes

Les coûts de l'offre pour les ressources commercialisables de la formation schisteuse de Duvernay ont été estimés par la détermination des prix du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN requis pour qu'un puits permette de couvrir les frais et d'obtenir un profit de 10 % dans chaque concession d'un mille carré de l'évaluation originale des ressources. Pour déterminer les coûts de l'offre gazière, certains prix hypothétiques du pétrole ont été maintenus constants. De même, pour déterminer les coûts de l'offre pétrolière, certains prix hypothétiques du gaz naturel ont été maintenus constants. La production des puits variait selon la géologie locale; la teneur en pétrole, en gaz naturel et en LGN était basée sur les cartes de l'AGS montrant les ressources en place.<sup>2</sup>

Les coûts englobaient les frais de forage et de fracturation hydraulique du puits (adaptés à la profondeur locale de la formation de Duvernay), les frais d'exploitation, les frais de transport aux carrefours de l'Alberta, l'impôt sur le revenu, les redevances et la taxe sur le carbone<sup>3</sup> applicable aux émissions en amont et au milieu du courant. Les revenus futurs ont été actualisés à raison de 8 % par année.<sup>4</sup> Les prix du LGN ont été indexés sur le cours du pétrole brut. Plusieurs scénarios différents ont été appliqués pour estimer les coûts de l'offre à partir de divers coûts de puits et prix fixes du pétrole brut et du gaz naturel. Des précisions sont données à l'annexe B.

2 [AER, Hydrocarbon Resource Potential of the Duvernay Formation in Alberta - Update](#), juillet 2017.

3 La taxe sur le carbone a été fixée hypothétiquement à 20 \$/tonne au départ pour augmenter à un taux maximum de 50 \$/tonne sur une période de 5 ans.

4 Avec l'actualisation, les revenus futurs sont moindres parce que la valeur des revenus futurs est inférieure à la valeur actuelle du même montant d'argent. Dans cette étude, le taux d'actualisation était basé sur ce qu'il en coûte normalement pour réunir des fonds au moyen d'emprunts ou de ventes d'obligations et d'actions. L'actualisation peut aussi être basée sur le taux de rendement que peut obtenir une société sur des investissements comparables.

## Results and Observations

Jusqu'à maintenant en 2017, les prix du pétrole léger non corrosif à Edmonton ont atteint en moyenne 60 \$ CA/baril et ceux du gaz naturel au carrefour d'échanges gaziers sur le réseau de NOVA, environ 2,50 \$ CA/GJ. En 2018, l'Alberta Energy Regulator (AER) prévoit que les prix du pétrole et du gaz naturel atteindront environ 70 \$ CA/baril<sup>5</sup> et 3,00 \$ CA/GJ, respectivement.<sup>6</sup> Entre-temps, les coûts de mise en valeur du gaz et du pétrole de schiste baisseront vraisemblablement parce que les exploitants augmentent les gains d'efficacité en forant de nouveaux puits grâce aux leçons tirées des puits précédents.

Somme toute, une fois modélisés, les changements aux coûts des puits<sup>7</sup> et aux prix des produits de base modifient considérablement la taille des ressources économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay (tableaux 1 et 2 et figures 3 à 6).<sup>8</sup> Les tableaux 1 et 2 indiquent les ressources économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay lorsque le prix du pétrole brut est de 60 \$ CA/baril et celui du gaz naturel, de 2,50 \$ CA/GJ (en unités métriques et impériales, respectivement).

TABLEAU 1								
Ressources économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay (unités métriques)								
	60 \$ CA/baril et 2,50 \$ CA/GJ				70 \$ CA/baril et 3,00 \$ CA/GJ			
Année des puits	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
Pétrole (millions m <sup>3</sup> )	0,30	65,18	156,49	252,65	40,33	148,43	246,71	349,50
Gaz (milliards m <sup>3</sup> )	0,10	79,37	339,23	564,88	72,07	338,96	497,15	931,94
LGN (millions m <sup>3</sup> )	0,10	58,44	216,15	354,63	49,95	214,65	357,68	535,83

TABLEAU 2								
Ressources économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay (unités impériales)								
	60 \$ CA/baril et 2,50 \$ CA/GJ				70 \$ CA/baril et 3,00 \$ CA/GJ			
Année de puits	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
Pétrole (milliards de barils)	0,00	0,41	0,98	1,59	0,25	0,93	1,55	2,20
Gaz (Tpi <sup>3</sup> )	0,00	2,80	11,98	19,95	2,55	11,97	17,56	32,91
LGN (milliards de barils)	0,00	0,37	1,36	2,23	0,31	1,35	2,25	3,37

Donc, en résumé, à partir des prix du pétrole brut léger non corrosif, des prix du gaz naturel et du coût des puits de 2017, les ressources pétrolières économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay ont été estimées à 156 millions de mètres cubes (m<sup>3</sup>) ou 1,0 milliard de barils, environ un tiers des ressources pétrolières commercialisables. Par ailleurs, les ressources de gaz naturel économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay s'élèvent à 339 milliards de m<sup>3</sup> (12,0 mille milliards de pieds cubes, ou Tpi<sup>3</sup>), soit 16 % des ressources gazières commercialisables de la formation. Les ressources de liquides de gaz naturel (LGN) économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay atteignent 216 milliards de m<sup>3</sup> (1,4 milliard de barils), environ un cinquième des ressources de LGN commercialisables de la formation.

Si le coût des puits continue à descendre, et que les prix du pétrole brut et du gaz naturel montent un peu, les ressources pétrolières économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay augmenteront à 350 millions de m<sup>3</sup> (2,2 milliards de barils), soit presque les deux tiers des ressources pétrolières commercialisables. Les ressources de gaz naturel économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay s'élèveraient ainsi à 932 milliards de m<sup>3</sup> (32,9 Tpi<sup>3</sup>), soit plus de 40 % des ressources gazières

5 AER, [ST-98 Report, Crude Oil Prices](#), mars 2017.

6 AER, [ST-98 Report, Natural Gas Prices](#), mars 2017.

7 Les ressources économiquement exploitables de la formation schisteuse de Duvernay ont été estimées à l'aide de quatre scénarios sur le coût des puits. Le coût des puits de 2016 a servi de référence. Le coût des puits de 2015 a été établi hypothétiquement à 25 % de plus que celui de 2016. Le coût des puits de 2017 a été fixé hypothétiquement à 20 % de moins que celui de 2016 (ce qui est compatible avec les réductions de coûts déclarées par l'industrie). Le coût des puits de 2018 a été établi hypothétiquement à 20 % de moins que celui de 2017. Ce sont là des hypothèses simplificatrices; les coûts futurs pourraient évoluer de façon très différente.

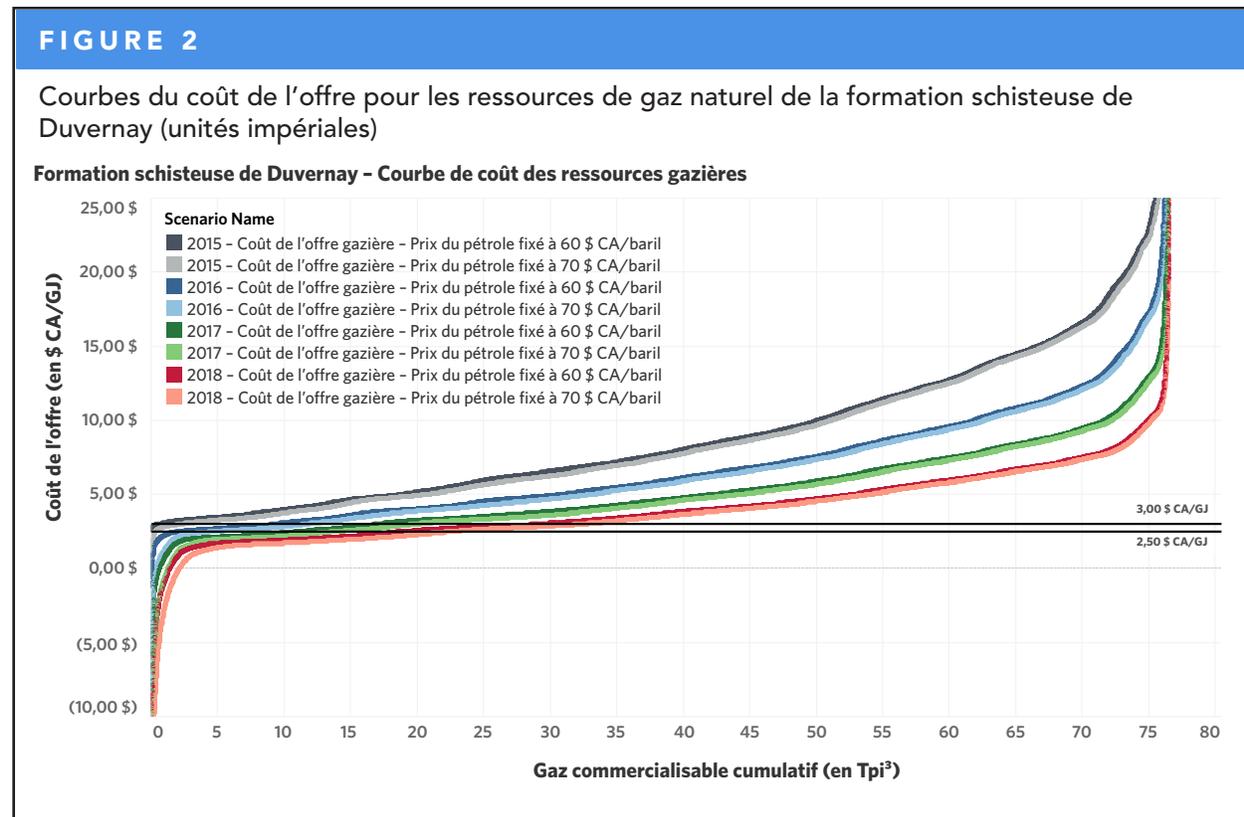
8 Les données brutes pour l'ensemble des concessions et des scénarios sont présentées à l'annexe C.

commercialisables de la formation. Les ressources de LGN de la formation schisteuse de Duvernay atteindraient 536 milliards de m<sup>3</sup> (3,4 milliards de barils), soit plus de la moitié des ressources de LGN commercialisables de la formation.

Certaines parties des ressources en gaz naturel de la formation schisteuse de Duvernay sont économiquement exploitables avec des prix du gaz négatifs. Cela indique que, à ces endroits, les revenus tirés de la production de pétrole et de LGN à partir d'un puits sont suffisants pour permettre aux sociétés de réaliser un profit même si elles perdent de l'argent du côté de la production de gaz naturel. Dans l'ensemble, l'aspect économique de la formation schisteuse de Duvernay est très sensible à la baisse du coût des puits comme l'indiquent les figures 3 à 6. À mesure que le coût des puits diminue, la hausse des prix du pétrole et du gaz fait augmenter les ressources économiquement exploitables plus rapidement (les courbes du coût de l'offre s'aplanissent et même une légère hausse des prix peut faire augmenter considérablement la quantité de ressources économiquement exploitables).

Il importe de noter que la production des puits dans l'étude originale de l'Office et de l'AGS était basée sur le puits moyen foré en 2016; la taille des ressources économiquement exploitables de 2017 et 2018 pourrait être sous-estimée si le rendement des nouveaux puits s'est amélioré depuis. Les améliorations technologiques augmentent souvent le rendement des puits et expliquent en grande partie pourquoi les coûts de l'offre liés à la production de pétrole et de gaz de schiste ont chuté en Amérique du Nord au cours des 10 dernières années.

Les augmentations de rendement des puits devraient avoir, sur les coûts de l'offre, un effet semblable à celui des réductions du même ordre du coût en capital (par exemple, une augmentation de 20 % de la production pendant la durée de vie d'un puits aurait un effet comparable sur les coûts de l'offre à celui d'une réduction de 20 % des frais de forage et de fracturation hydraulique). Bien que les effets d'un rendement accru des puits sur les coûts de l'offre n'aient pas été modélisés pour cette analyse économique, la réduction des coûts de l'offre d'année en année peut être une indication de la croissance des ressources économiquement exploitables de 2017 à 2018 si le rendement des puits augmente de 20 % (ou si les réductions de coûts et le rendement amélioré des puits combinés équivalent à une réduction de 20 % du coût en capital).



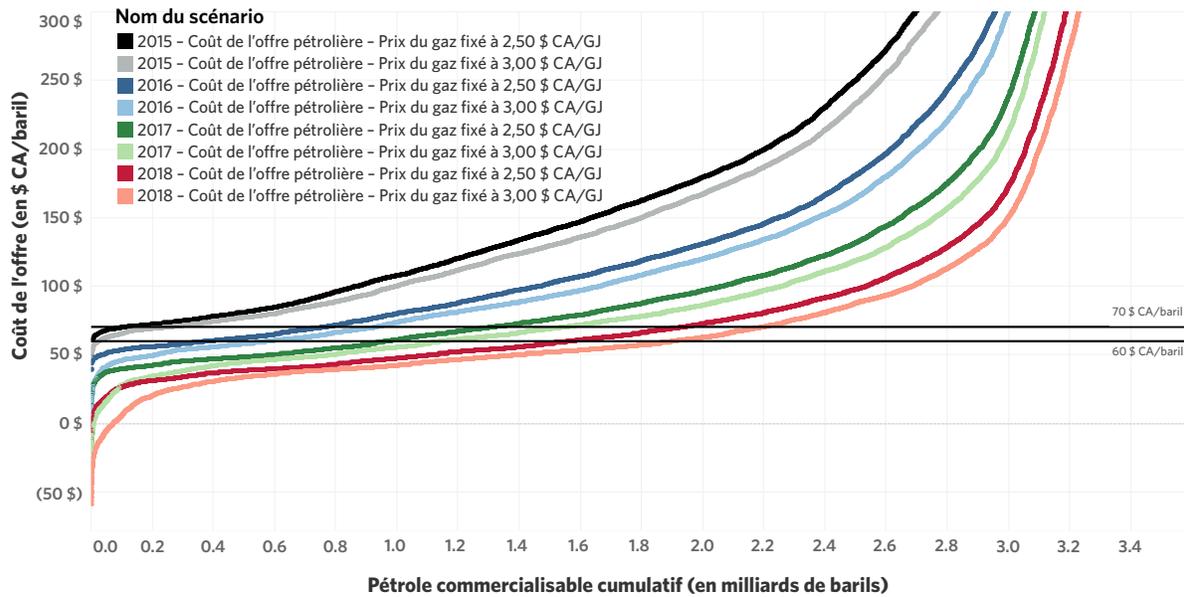
**Remarque :**

L'axe vertical est coupé à -10 \$ CA/GJ et 25 \$ CA/GJ.

**FIGURE 3**

Courbes du coût de l'offre pour les ressources de pétrole brut de la formation schisteuse de Duvernay (unités impériales seulement)

**Formation schisteuse de Duvernay - Courbe de coût des ressources pétrolières**



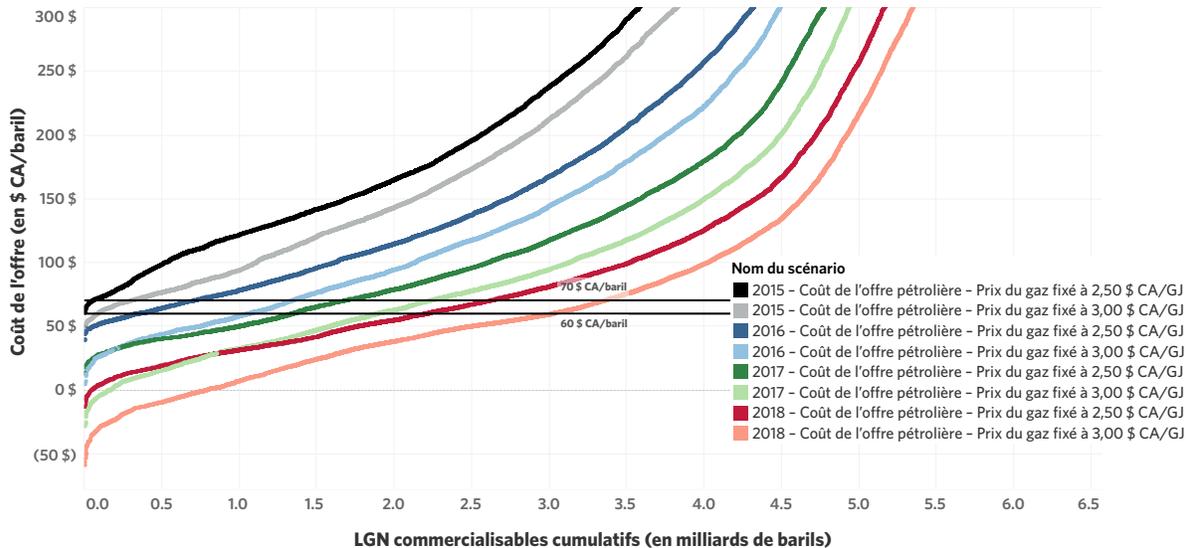
**Remarque :**

L'axe vertical est coupé à 300 \$ CA/baril.

**FIGURE 4**

Courbes du coût de l'offre pour les ressources de LGN de la formation schisteuse de Duvernay (unités impériales seulement)

**Formation schisteuse de Duvernay - Courbe de coût des ressources en LGN, en \$ CA/baril de pétrole**



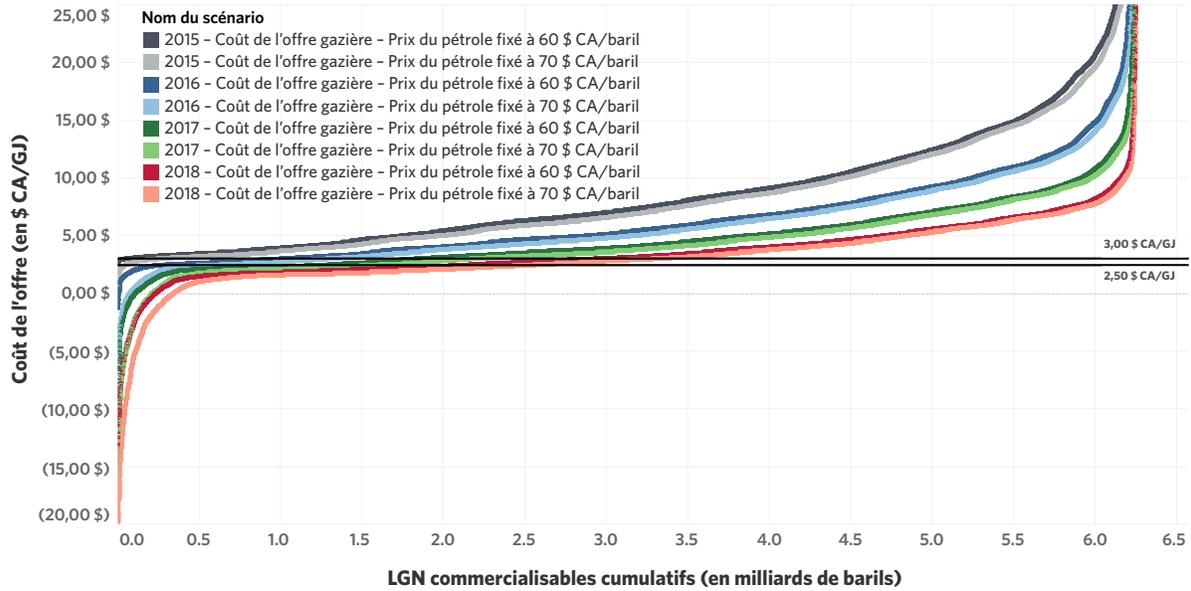
**Remarque :**

L'axe vertical est coupé à 300 \$ CA/baril.

**FIGURE 5**

Courbes du coût de l'offre pour les ressources de LGN de la formation schisteuse de Duvernay (unités impériales seulement)

**Formation schisteuse de Duvernay - Courbe de coût des ressources en LGN, en \$ CA/GJ de gaz**



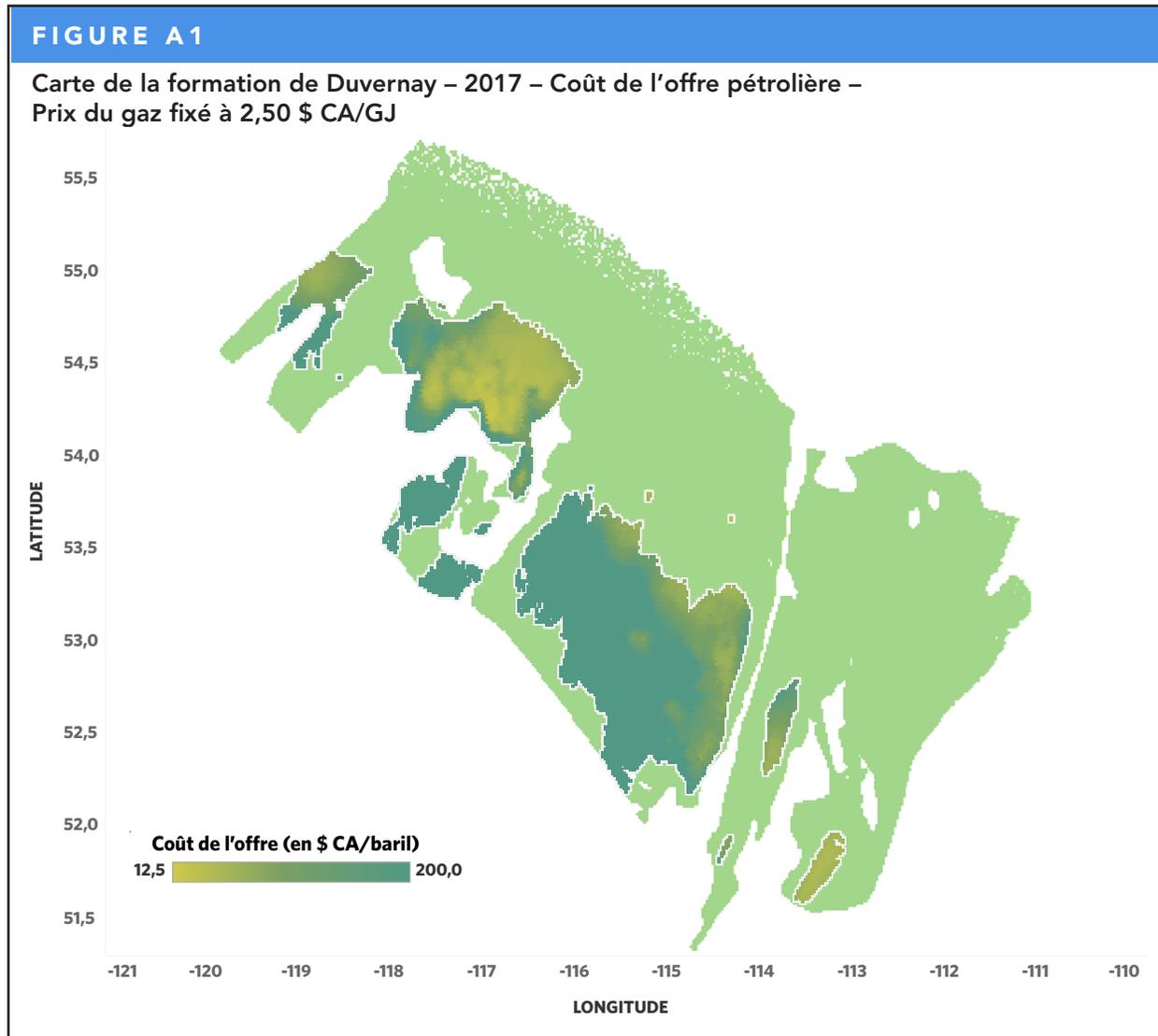
**Remarque :**

L'axe vertical est coupé à -20 \$ CA/GJ et 25 \$ CA/GJ.

# Annexe A :

## Cartes montrant les coûts de l'offre

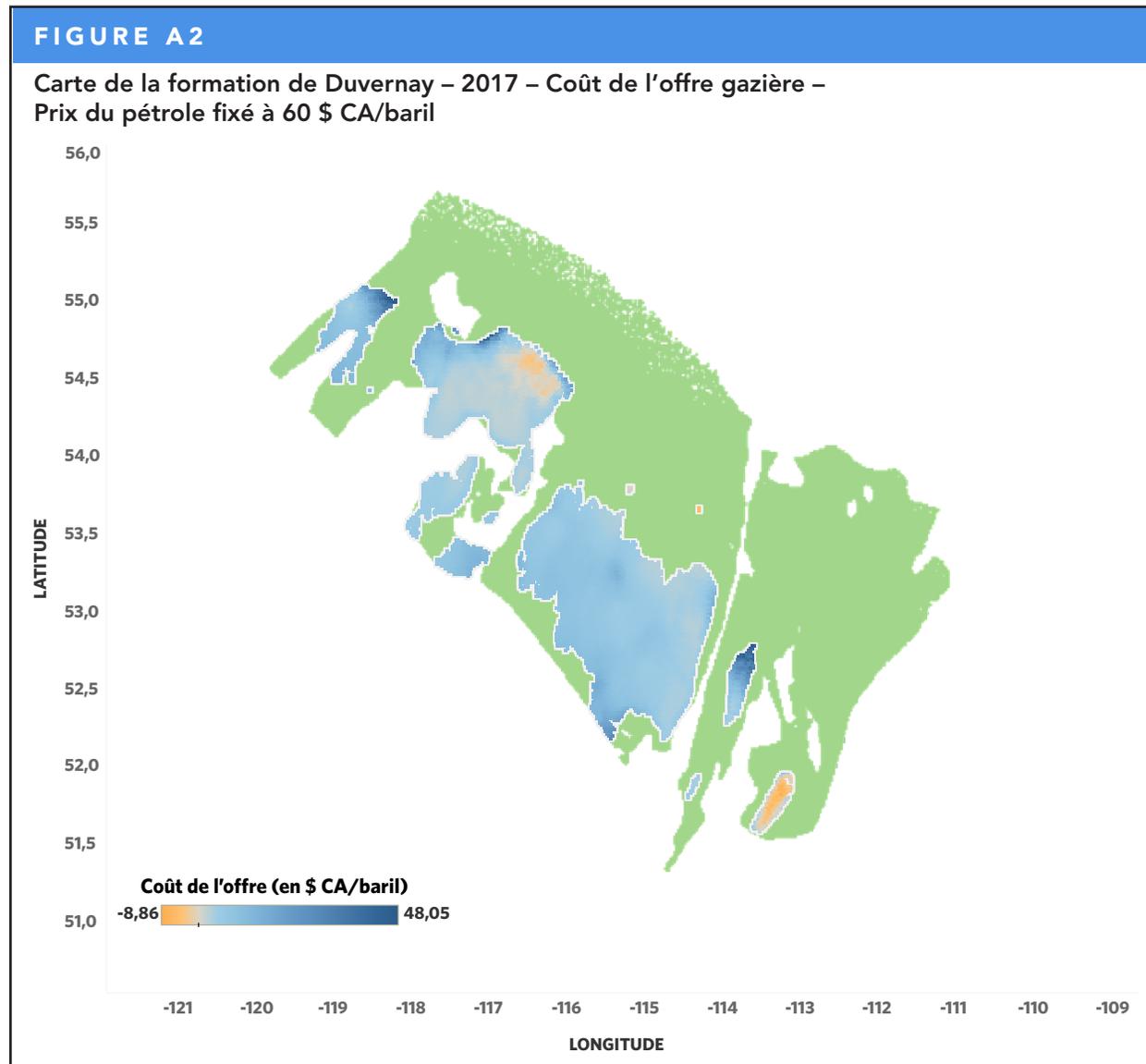
Carte illustrant les coûts de l'offre du pétrole brut de la formation schisteuse de Duvernay, basés sur le coût des puits de 2017 et le prix du gaz naturel constant à 2,50 \$ CA/GJ.



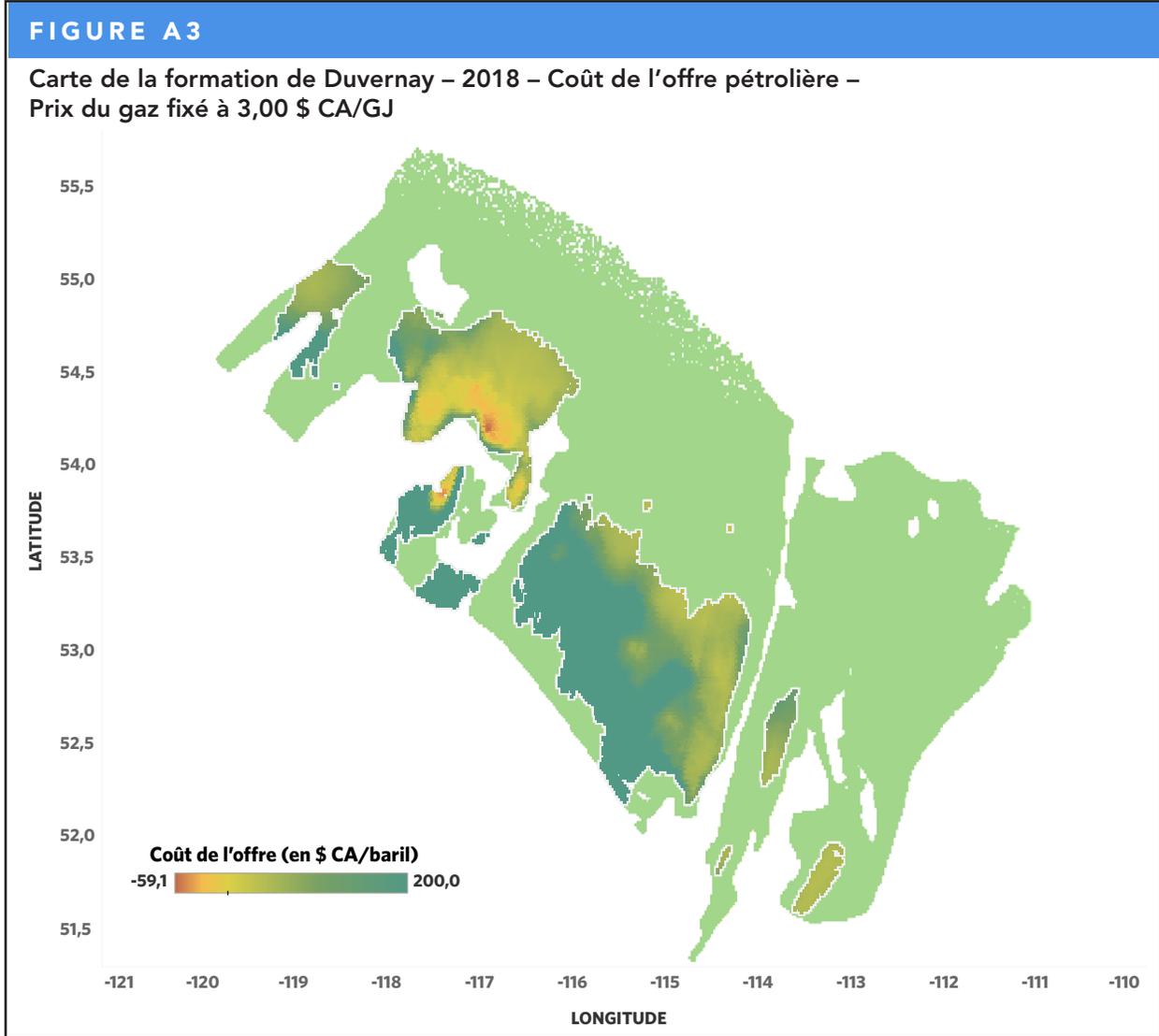
**Remarque :**

L'échelle est limitée à 200 \$ CA/baril (les endroits où les coûts de l'offre sont supérieurs à 200 \$ CA/baril sont cartographiés comme si les coûts de l'offre étaient de 200 \$ CA/baril).

Carte illustrant les coûts de l'offre du gaz naturel de la formation schisteuse de Duvernay, basés sur le coût des puits de 2017 et le prix du pétrole brut léger non corrosif constant à 60 \$ CA/baril.

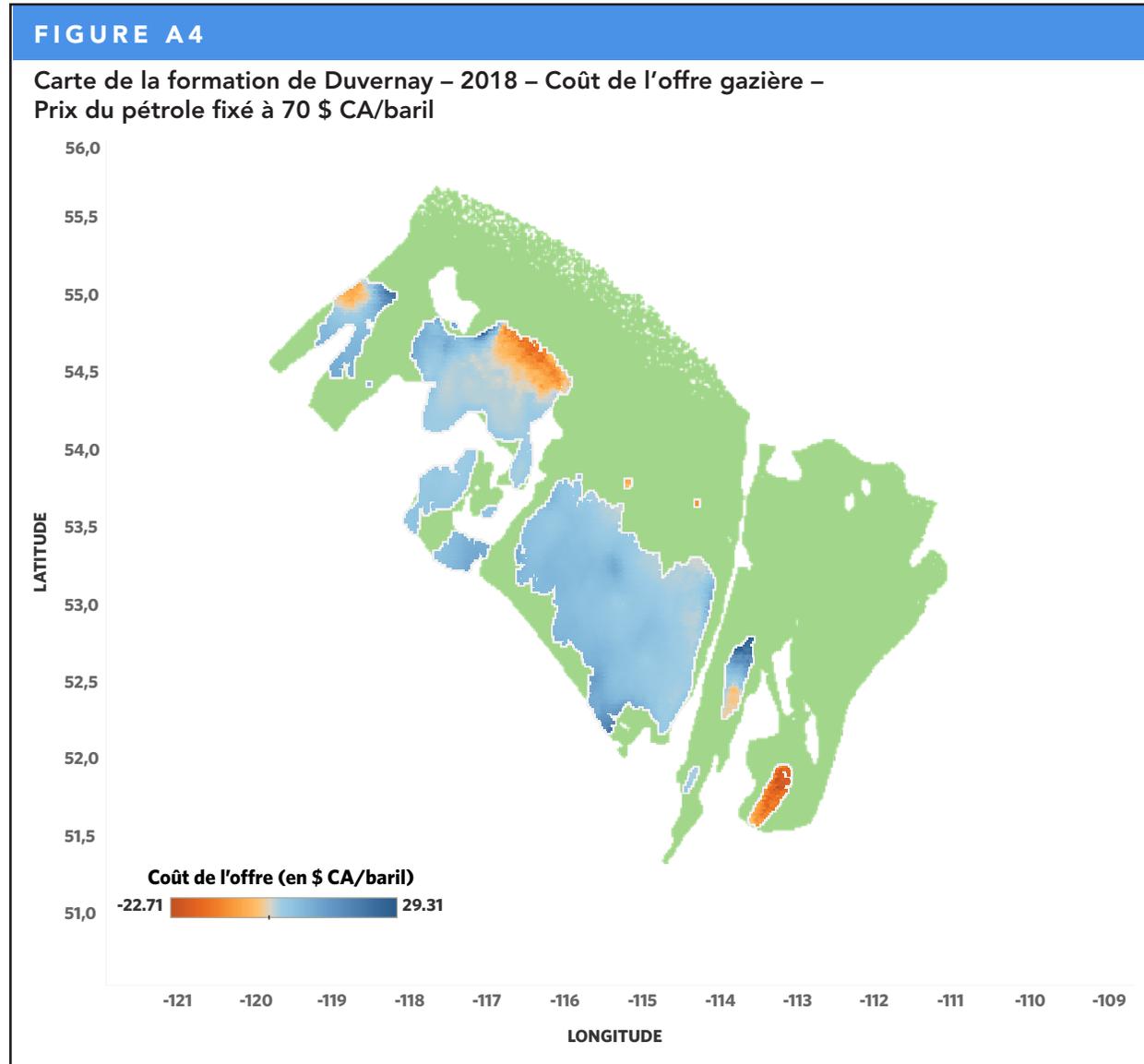


Carte illustrant les coûts de l'offre du pétrole brut de la formation schisteuse de Duvernay, basés sur le coût des puits de 2018 et le prix du gaz naturel constant à 3,00 \$ CA/GJ.



**Remarque :**  
L'échelle est limitée à 200 \$ CA/baril (les endroits où les coûts de l'offre sont supérieurs à 200 \$ CA/baril sont cartographiés comme si les coûts de l'offre étaient de 200 \$ CA/baril).

Carte illustrant les coûts de l'offre du gaz naturel de la formation schisteuse de Duvernay, basés sur le coût des puits de 2018 et le prix du pétrole brut léger non corrosif constant à 70 \$ CA/baril.



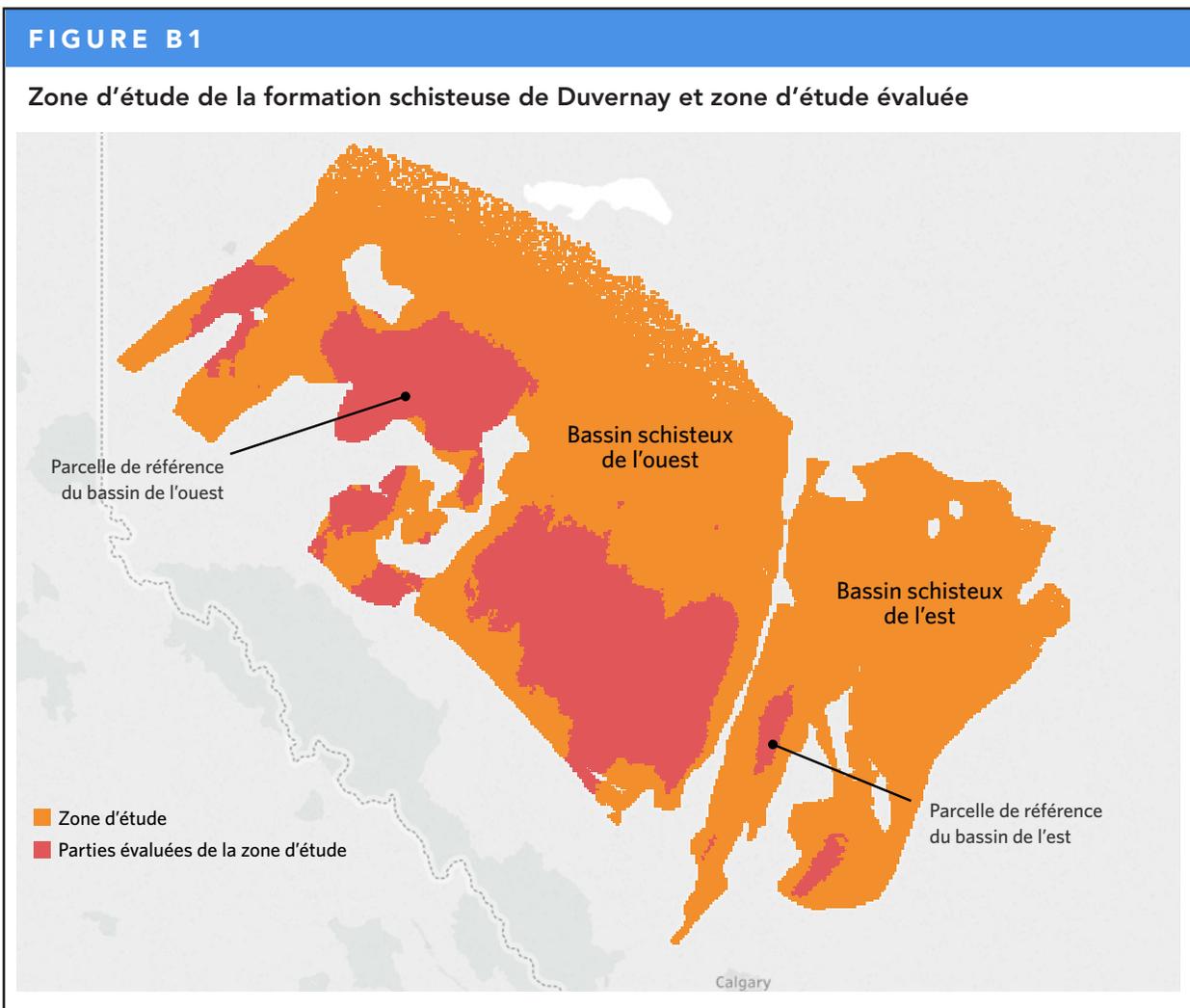
# Annexe B : Méthodes utilisées

## Hypothèses clés

La production d'un puits est basée sur la technologie existante, sur les tendances relatives à la mise en valeur et sur des quantités limitées de production historique. Aucune analyse détaillée des percées technologiques n'a été effectuée dans le cadre de l'étude réalisée. La récupération et les niveaux de mise en valeur pourraient être différents à l'avenir, à mesure que la technologie avance et que la formation évolue.

## Zone d'étude

Comme pour l'étude originale, la zone d'étude a été divisée en concessions<sup>9</sup> d'environ un mille carré. Certaines concessions ont été exclues de l'analyse en raison de la faible probabilité qu'elles soient mises en valeur (par exemple là où la formation schisteuse de Duvernay a moins de 10 m d'épaisseur; lorsque le réservoir est sous-pressurisé<sup>10</sup>; lorsque le gaz naturel en place cartographié correspond à moins de 50 m<sup>3</sup> de volume par m<sup>2</sup> et lorsque la teneur en huile dépasse 2 000 barils par million de pieds cubes de gaz). Seulement 27 819 kilomètres carrés (km<sup>2</sup>) de la zone totale de 108 244 km<sup>2</sup> évaluée par l'AER pour déterminer les ressources en place (ou 10 803 des 42 012 milles carrés des concessions comprises dans la zone d'étude) ont été inclus après que ces critères ont été appliqués (figure B1).



<sup>9</sup> Pour cette étude, une concession correspond à une section parmi les levés de l'Alberta Township System.

<sup>10</sup> Sous-pressurisé correspond à une pression inférieure à la normale pour une profondeur donnée; surpression signifie que la pression est plus élevée que la normale pour une profondeur donnée. Les formations sous-pressurisées peuvent contenir plus de gaz naturel, parce que celui-ci est davantage comprimé; elles ont tendance à avoir une force de jaillissement considérable pour expulser le pétrole et le gaz, ce qui contribue à la récupération et à l'aspect économique. Sous une colonne d'eau à cette profondeur, la pression serait normale.

## Modélisation des courbes de production et estimation des ressources

Voir l'annexe B du rapport de l'Office et de l'AGS sur les ressources.

### Coûts de l'offre

Les coûts de l'offre de chaque concession, pour le pétrole brut, le gaz naturel et les LGN commercialisables, ont été estimés par la détermination des prix du pétrole brut et du gaz naturel<sup>11</sup> requis pour qu'une mise en valeur typique puisse donner un taux de rendement de 10 % après que les coûts actuels nets ont été soustraits des revenus actuels nets. Les coûts de l'offre du gaz naturel ont été déterminés à l'aide d'une série de prix fixes du pétrole brut (de 50 \$ CA/baril à 100 \$ CA/baril par tranches de 10 \$); ceux du pétrole brut ont été déterminés à l'aide d'une série de prix fixes du gaz naturel (de 2,00 \$ CA/GJ à 4,50 \$ CA/GJ par tranches de 0,50 \$). Les prix du gaz naturel ont été établis hypothétiquement en \$ CA/GJ au carrefour NIT<sup>12</sup> et ceux du pétrole brut, en \$ CA/baril à Edmonton, pour le léger non corrosif. Tous les coûts étant exprimés en dollars canadiens, aucun taux de change n'a été utilisé. Tous les prix et les coûts exprimés sont en dollars de 2017.

La production commercialisable pour un puits de développement typique dans une concession a été évaluée de la même manière que les ressources estimatives ultimement récupérables, sauf que le tronçon horizontal du puits était de 2,5 km au lieu de 1,6 km. Les coûts de l'offre estimatifs du puits de développement pourraient donc être appliqués aux ressources estimatives ultimement récupérables de gaz naturel, pétrole brut et LGN commercialisables de la concession.

Les revenus mensuels tirés d'un puits de développement dans une concession ont été estimés à partir de ce qui suit :

- la teneur calorifique du gaz naturel commercialisable (y compris les LGN non récupérés) et de l'éthane commercialisable mensuellement;
- les volumes de LGN mensuels autres que l'éthane, indexés sur le cours du pétrole brut (40 % pour le propane, 70 % pour les butanes et 105 % pour les pentanes plus);
- le volume de pétrole brut mensuel, avec prime de 5 % sur le prix du pétrole brut en raison de la forte demande de condensats et de pétrole très léger devant servir de diluant dans l'Ouest canadien.

Les coûts d'un puits de développement dans chaque concession ont été déterminés en fonction de ce qui suit :

- Le coût en capital pour le forage et la complétion d'un puits dans une concession, selon la formule de calcul de la provision pour forage et complétion de puits (C\*) du Modernized Royalty Framework (MRF) de l'Alberta. Pour chaque puits, on a supposé une profondeur verticale mesurée jusqu'à la partie supérieure de la formation de Duvernay dans la concession, un tronçon horizontal de 2,5 km et l'utilisation de 600 tonnes d'agent de soutènement.<sup>13</sup> Le coût en capital incluait hypothétiquement le raccordement du puits à des gazoducs collecteurs locaux. Le coût en capital de la cessation d'exploitation du puits à la fin de sa vie productive (100 000 \$) a également été inclus. Trois scénarios sur le coût des puits (d'après les coûts de 2015, 2016 et 2017 déclarés par le secteur) ont été utilisés pour déterminer comment des coûts en capital changeants peuvent modifier les coûts de l'offre, y compris la forme de la courbe du coût des ressources. Un autre scénario sur le coût futur des puits a été utilisé pour établir un modèle montrant comment les coûts de l'offre changent si le coût des puits continue à baisser.
  - le coût des puits de 2015 a été établi hypothétiquement à 125 % de la provision pour forage et complétion de puits (C\*) estimée;
  - le coût des puits de 2016 a été établi hypothétiquement à 100 % de la provision pour forage et complétion de puits (C\*) estimée;
  - le coût des puits de 2017 (ou le coût actuel) a été établi hypothétiquement à 80 % de la provision pour forage et complétion de puits (C\*) estimée;
  - le coût des puits de 2018 (ou le coût futur si les gains d'efficacité opérationnelle des sociétés continuent d'augmenter) a été établi hypothétiquement à 64 % de la provision pour forage et complétion de puits (C\*) estimée (20 % de moins que le coût des puits de 2017).

11 Pour les LGN, les prix ont été indexés sur le cours du pétrole brut (propane, butanes, condensats) et du gaz naturel (éthane).

12 NIT est l'abréviation de Nova Inventory Transfer, un carrefour gazier situé à l'installation de stockage d'AECO Hub™ dans le sud de l'Alberta.

13 L'agent de soutènement consiste en du sable ou des billes de céramique injectés dans la formation avec le fluide de fracturation pour maintenir les fractures ouvertes une fois que la production commence.

- Pour cette étude, on suppose que le coût des puits de 2015 à 2018 ne varie pas en fonction des coûts de l'offre calculés ou des prix fixes du pétrole brut et du gaz naturel indiqués (c'est-à-dire qu'un puits économiquement marginal à 60 \$ CA/baril de pétrole brut et 2,50 \$ CA/GJ de gaz naturel coûterait la même chose que si le prix du pétrole brut était de 70 \$ CA/baril et celui du gaz naturel, de 3,00 \$ CA/GJ). En réalité, les prix plus élevés du pétrole brut et du gaz naturel font monter les coûts parce que l'activité augmente dans tout le secteur pétrolier et gazier. Le coût des puits et les coûts de l'offre connexes seraient donc vraisemblablement plus élevés que les valeurs estimatives pour certains prix du pétrole brut et du gaz naturel utilisés dans cette étude (p.ex., les prix du pétrole brut fixés à 100 \$ CA/baril et les prix du gaz naturel fixés à 4,50 \$ CA/GJ).
- Pas de droits pétroliers à verser parce que les droits de prospection ont été acquis en grande partie pour des zones prometteuses avant 2017 et ces coûts sont déjà irrécupérables.
- Pas de frais géologiques et géophysiques.
- Frais d'exploitation mensuels comprenant des coûts mensuels fixes de 2 000 \$/mois, plus des coûts variables de 0,85 \$ par millier de pieds cubes (Mpi<sup>3</sup>) pour le gaz naturel brut et 7,00 \$/baril pour le pétrole brut.
- Frais de transport mensuels de 0,25 \$/GJ pour le gaz naturel commercialisable jusqu'au carrefour NIT et pour l'éthane jusqu'à Edmonton, et de 2 \$/baril pour d'autres LGN et le pétrole brut jusqu'à Edmonton.
- Redevances mensuelles fixées dans le Modernized Royalty Framework (MRF) de l'Alberta, y compris les taux pour la période préalable au recouvrement de l'investissement, le recouvrement et l'échéance des redevances.<sup>14</sup> Les taux pour le recouvrement et l'échéance des redevances sont basés sur la formule utilisée par le ministère albertain de l'Énergie pour calculer les redevances, qui tient compte des prix et des taux de production du pétrole brut et du gaz naturel. La provision pour forage et complétion de puits (C\*), qui détermine le montant de revenus que peut tirer un producteur d'un puits avant la fin de la période préalable au recouvrement, a été estimée en fonction de la profondeur du puits, de la longueur du tronçon horizontal et de l'agent de soutènement utilisé (hypothétiquement 600 tonnes). La provision C\* a ensuite été majorée de 25 % pour inclure l'Emerging Resources Program de l'Alberta, qui permet aux sociétés d'augmenter la provision C\* de 50 % à 100 % pour la première tranche de 15 % des puits forés dans une zone prometteuse.
- Montant mensuel de l'impôt des sociétés, fédéral (15 %) et provincial (12 %), incluant les déductions pour frais d'exploitation, frais de transport, redevances et taxes sur le carbone.
  - Les déductions comprennent les frais d'aménagement au Canada basés sur le coût en capital du puits.<sup>15</sup>
- Une taxe ascenseur mensuelle sur le carbone a été appliquée au gaz naturel sec utilisé pour le traitement et le transport du gaz naturel [0,117 tonne d'équivalent en dioxyde de carbone par millier de pieds cubes (équivalent CO<sub>2</sub>/Mpi<sup>3</sup>)]. Par contre, le gaz combustible pour les activités à l'emplacement du puits a été exclu parce que la taxe sur le carbone de l'Alberta ne s'y applique pas actuellement. La taxe sur le carbone a été appliquée aussi au pétrole brut et aux LGN acheminés par pipeline jusqu'à Edmonton (0,000414 kg d'équivalent CO<sub>2</sub>/baril/km) en fonction de l'intensité estimative des gaz à effet de serre (GES) pour le transport du pétrole brut synthétique.<sup>16</sup> La taxe sur le carbone a été fixée hypothétiquement à 20 \$/tonne au départ pour atteindre graduellement un maximum de 50 \$/tonne sur une période de 5 ans. Une taxe sur le carbone de 20 \$/tonne a été ajoutée au coût en capital basé sur l'utilisation de 300 000 litres d'essence (2,31 kg CO<sub>2</sub>/l) pour le forage et la complétion d'un puits, de même que sur le camionnage de l'équipement, le personnel, les fournitures et la gestion de l'eau de reflux.

Les hypothèses financières comprenaient ce qui suit :

- un taux de rendement de 10 %;
- un taux d'actualisation de 8 % (basé sur le coût en capital);
- des prix du pétrole et du gaz naturel constants, sans hausse de coût appliquée aux frais d'exploitation et de transport;
- pour déterminer les ressources estimatives ultimement récupérables, les puits cesseraient d'être exploités après 40 années de production;
- pas de frais généraux d'entreprise.

<sup>14</sup> Pour un complément d'information sur les redevances de l'Alberta et la méthode de calcul, prière de consulter la page [About Royalties](#) du ministère albertain de l'Énergie.

<sup>15</sup> Pour plus d'information sur les frais d'aménagement au Canada, prière de consulter la page [Dispositions fiscales propres à l'exploitation minière](#) de Ressources naturelles Canada.

<sup>16</sup> Nahimana et al., [Life cycle analysis of bitumen transport to refineries by rail and pipeline](#). *Environmental Science and Technology*, 2016, vol. 51, pp. 680-691.

