



Évaluation des ressources
de la formation de Duvernay
Note d'information sur l'énergie
Septembre 2017



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

AGS 
ALBERTA GEOLOGICAL SURVEY

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 demander l'autorisation de reproduire l'information contenue dans la publication à des fins commerciales, prière d'écrire un courriel à : 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. Une partie qui agit ainsi se trouve à s'approprier le contenu du rapport déposé et peut avoir à répondre à des questions à son sujet.

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

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

Évaluation des ressources de la formation 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

Courriel électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5503
Téléphone : 1-800-292-4800
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles
à la bibliothèque de l'Office
Deuxième étage

Internet : www.one-neb.gc.ca

Imprimé au Canada

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

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 Resource Assessment - 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
Fax: 403-292-5503
Phone: 1-800-292-4800
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
2nd floor

Internet: www.neb-one.gc.ca

Printed in Canada

Avant-propos

Office national de l'énergie

L'[Office national de l'énergie](#) est un organisme national indépendant de réglementation du secteur de l'énergie. Il a notamment pour rôle de réglementer la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent les frontières provinciales ou internationales, les lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées, les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole brut, de liquides de gaz naturel, de gaz naturel, de produits pétroliers raffinés et d'électricité, ainsi que les activités d'exploration et de production pétrolières et gazières dans certaines régions. L'Office a aussi pour mandat de fournir des renseignements et des avis à jour, justes et objectifs sur les questions énergétiques.

Selon l'énoncé du résultat stratégique de l'Office, la réglementation des pipelines et des lignes de transport d'électricité, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie contribue à assurer la sécurité des Canadiens et Canadiennes, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, dans le respect des droits et intérêts des parties touchées par les décisions et recommandations de l'Office.

Les principales responsabilités de l'Office consistent à réglementer ce qui suit :

- la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales ou des limites provinciales ou territoriales;
- les droits et tarifs pipeliniers;
- la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées;
- les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de produits pétroliers raffinés et d'électricité;
- les activités d'exploration et de production pétrolières et gazières dans certaines zones nordiques et extracôtières.

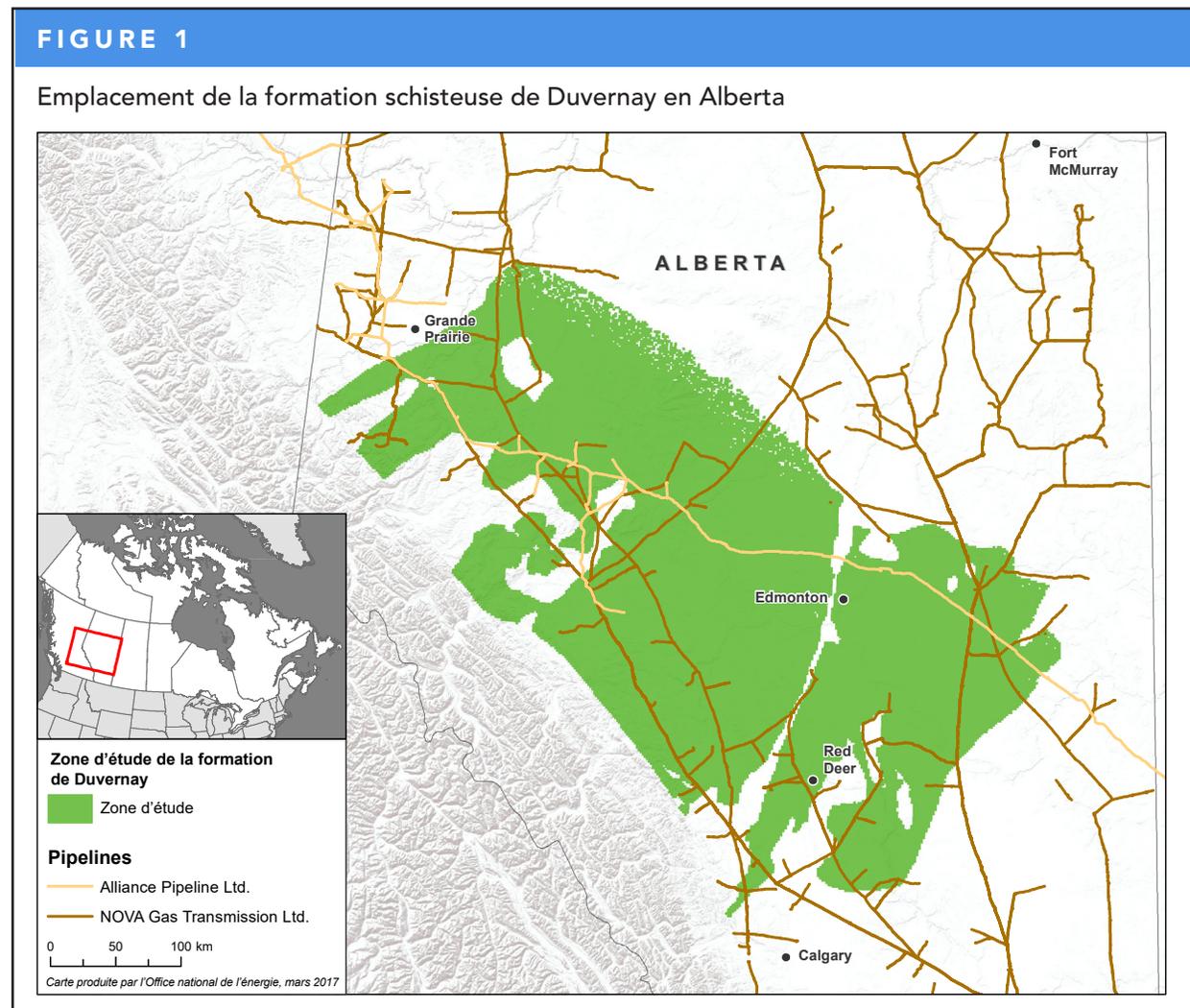
Alberta Geological Survey

Relevant de l'[Alberta Energy Regulator](#) (AER), l'[Alberta Geological Survey](#) (AGS) fournit des renseignements géologiques et des conseils au gouvernement de l'Alberta, à l'AER, aux acteurs de l'industrie et au public pour appuyer l'exploration responsable, le développement durable, la réglementation et la conservation des ressources de la province.

L'AGS est chargée de caractériser la géologie et les ressources de la province, ainsi que de diffuser des renseignements et des connaissances touchant plusieurs domaines importants des sciences de la Terre, notamment la cartographie superficielle, la cartographie du substrat rocheux, la modélisation géologique, l'évaluation des ressources (hydrocarbures en place et minéraux), les eaux souterraines et les géorisques. Elle tient également à jour l'Alberta Table of Formations et fournit de l'information géoscientifique aux parties prenantes.

Résumé

À l'aide des données géologiques et des renseignements sur les hydrocarbures en place fournis par l'AGS, l'Office a évalué le potentiel d'hydrocarbures commercialisables de la formation schisteuse de Duvernay, en Alberta, à un total de 542 millions de mètres cubes (3,4 milliards de barils) de pétrole brut, 2,17 billions de mètres cubes (76,6 billions de pieds cubes [Tpi³]) de gaz et 995 millions de mètres cubes (6,3 milliards de barils) de liquides de gaz naturel (LGN).



Depuis 2011, différentes sociétés évaluent la présence de gaz et de pétrole de schiste dans la formation de Duvernay, qui, en Alberta, s'étend sur 130 000 km², soit 20 % de la superficie de la province (voir la figure 1). Cette formation est riche en LGN, y compris en condensats¹, souvent mélangés au bitume des sables bitumineux de l'Alberta pour le diluer et en faciliter le transport par oléoducs.

Les ressources commercialisables² de la formation de Duvernay correspondent à la quantité totale d'hydrocarbures de qualité commerciale qui pourrait en être extraite. Elles se distinguent des ressources en place^{3,4} et des réserves⁵, qui correspondent respectivement à la quantité totale d'hydrocarbures qui s'y trouve et à la quantité d'hydrocarbures découverte à proximité des puits déjà forés (sans égard au potentiel des zones inexploitées).

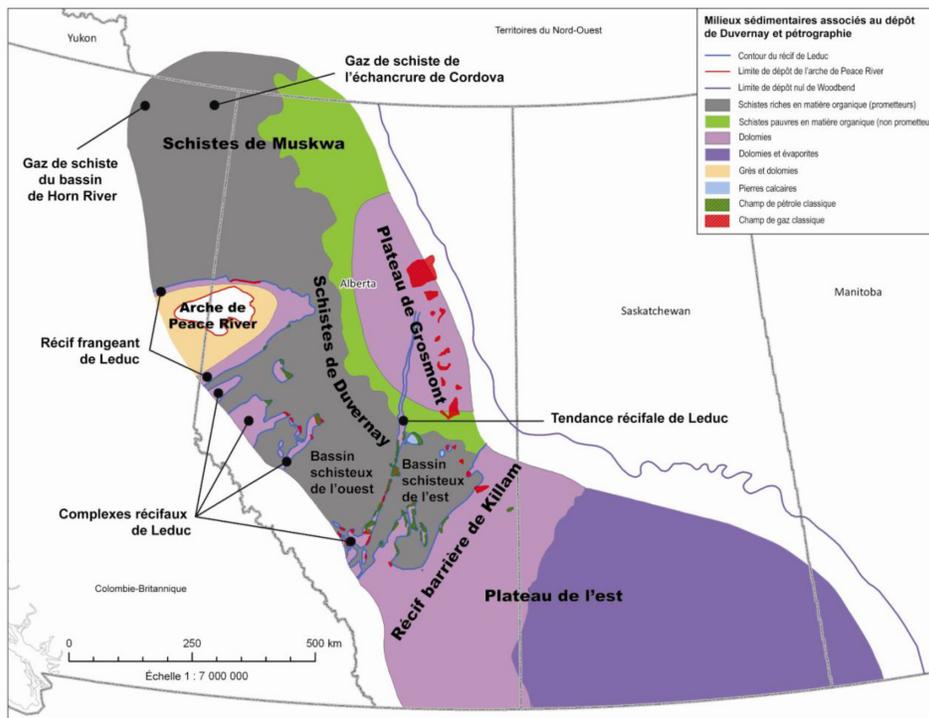
- 1 Les condensats sont comparables à du pétrole brut très léger. Dans un réservoir souterrain profond, les condensats, sous forme gazeuse, sont mélangés aux autres gaz qui s'y trouvent. Lorsque le mélange est ramené à la surface, les condensats se liquéfient.
- 2 L'AER utilise certains éléments du Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH; SPEE, 2007) pour produire ses rapports sur les réserves et les ressources. Comme le COGEH ne comprend pas de lignes directrices sur les hydrocarbures commercialisables, ceux-ci ne sont pas inclus dans les rapports de l'AER sur les ressources.
- 3 [AGS \(novembre 2012\). Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbon Resource Potential.](#)
- 4 [AGS \(juillet 2017\). Hydrocarbon Resource Potential of the Duvernay Formation in Alberta - Update.](#)
- 5 [AER \(décembre 2016\). Duvernay Reserves and Resources Report: A Comprehensive Analysis Of Alberta's Foremost Liquids-Rich Shale Resource.](#)

Description géologique

Durant la période du Dévonien supérieur (il y a de 383 à 359 millions d'années), l'Ouest canadien était en grande partie submergé en raison du niveau élevé de la mer. De grands récifs et de larges plateformes carbonatées se sont formés sous le climat tropical qui y régnait, tandis que de la boue se déposait dans les bassins qui les séparaient. À l'une des phases de formation des récifs, il y a environ 380 millions d'années, de la boue riche en matière organique s'est déposée entre les récifs de la formation de Leduc, donnant ainsi naissance à la formation schisteuse de Duvernay (voir la figure 2).

FIGURE 2

Emplacement des récifs, des plateformes carbonatées et des bassins durant l'apparition des dépôts de schiste de Duvernay⁶



Source : Carte de l'Atlas of the Western Canada Seimentary Basin modifiée

Comme la formation est riche en matière organique, du pétrole et du gaz y ont fait leur apparition il y a environ 100 millions d'années, lorsqu'elle a été recouverte d'une épaisse couche de terre et que sa température a augmenté. Une partie du pétrole et du gaz a migré vers les récifs de la formation de Leduc, qui abrite certains des plus vastes champs de pétrole classique de l'Alberta, tandis que le reste est demeuré dans la formation de Duvernay, mise en valeur aujourd'hui. Cette formation est liée à d'autres formations schisteuses prometteuses, telles que celles de Muskwa, dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique, et de Canol, aux Territoires du Nord-Ouest et au Yukon.⁷

La formation de Duvernay mesure environ 1 km de profondeur dans sa partie la plus au nord-est et devient plus profonde en direction des contreforts de l'Alberta, où elle atteint plus de 5 km de profondeur. L'épaisseur de sa zone productive effective⁸ varie de quasi nulle à plus de 100 m, sa porosité, de 2 à 10 % de son volume, et sa teneur en matière organique, de 2 à 5 % de sa masse. Elle est en sous-pression dans les zones peu profondes et en surpression⁹ dans les zones profondes. Ses caractéristiques géologiques étant

6 Carte de l'Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin (la figure 12.17 du chapitre 12) modifiée.

7 Fraser, T.A., et Hutchison, M.P., 2017. Lithogeochemical characterization of the Middle-Upper Devonian Road River Group and Canol and Imperial formations on Trail River, east Richardson Mountains, Yukon: age constraints and a depositional model for fine-grained strata in the Lower Paleozoic Richardson trough. *Revue canadienne des sciences de la Terre*, Vol. 54, pp. 731-765.

8 Les hydrocarbures ne sont pas extraits de toutes les parties d'une formation rocheuse; la zone productive effective correspond à l'épaisseur de la roche prometteuse.

9 « Sous-pression » s'entend d'une pression inférieure à la normale pour une profondeur donnée, et « surpression », d'une pression supérieure à la normale pour une certaine profondeur. La pression « normale » serait celle mesurée sous une colonne d'eau à cette même profondeur. Les formations en surpression peuvent contenir davantage de gaz naturel, puisque celui-ci est plus comprimé, et leur pression interne, qui « pousse » le pétrole et le gaz naturel vers l'extérieur, rend l'extraction plus facile et rentable.

très diverses, le volume et la concentration d'hydrocarbures qu'elle contient varient d'un endroit à l'autre. Par exemple, les zones moins profondes sont riches en pétrole, tandis que les plus profondes sont riches en gaz. Le gaz qui se trouve dans les zones intermédiaires contient une grande quantité de LGN, dont des condensats. Pour en savoir plus sur les caractéristiques géologiques de la formation de Duvernay, voir les notes de bas de page 3, 4 et 5.

Méthodes

La zone d'étude a été divisée en parcelles de terrains de 2,6 km² (1 mi²). Celles où la formation de Duvernay était trop mince, contenait trop peu de gaz ou avait une pression trop faible pour être exploitée ont été exclues. Au total, 96 puits ont été analysés selon leur production puis groupés pour établir un puits de référence qui pourrait avoir une production variant de faible à élevée. Pour déterminer la quantité d'hydrocarbures récupérables, on a supposé que cinq puits de référence, adaptés aux caractéristiques géologiques locales, seraient forés dans chacune des parcelles restantes. On a converti le gaz brut en gaz commercialisable en retranchant les impuretés et en soustrayant le gaz combustible nécessaire à l'exploitation des puits ainsi qu'au traitement et au transport du gaz. Les condensats produits sur le terrain ont été assimilés à du pétrole brut¹⁰.

Résultats d'évaluation et observations

Le potentiel de production de la formation de Duvernay, qui couvre une grande partie de la région, est estimé à 2,17 billions de mètres cubes (76,6 Tpi³) de gaz commercialisable, 995 millions de mètres cubes (6,3 milliards de barils) de LGN commercialisables et 542 millions de mètres cubes (3,4 milliards de barils) de pétrole brut commercialisable (voir le tableau 1). Les valeurs estimatives inférieures et supérieures figurant au tableau 1 indiquent l'incertitude sur les valeurs prévues (moyennes). L'annexe A comprend des cartes des ressources prévues. Les estimations associées à chaque LGN (éthane, propane, butane et pentanes plus) figurent également au tableau 1. Pour en savoir plus sur les ressources en place, voir le rapport de l'AER/ l'AGS cité à la note de bas de page 4.

TABEAU 1						
Ressources commercialisables de la formation schisteuse de Duvernay						
Ressource commercialisable	Système métrique Gaz : billions de m ³ Pétrole et LGN : milliards de m ³			Système impérial Gaz : Tpi ³ Pétrole et LGN : milliards de barils		
	Valeur inférieure	Valeur prévue	Valeur supérieure	Valeur inférieure	Valeur prévue	Valeur supérieure
Gaz	0,963	2,168	3,713	34,021	76,567	131,132
Pétrole	263,1	542,2	895,0	1,655	3,411	5,629
LGN	446,7	994,6	1699,5	2,810	6,256	10,690
<i>Éthane</i>	241,1	539,5	922,0	1,516	3,394	5,799
<i>Propane</i>	116,0	257,85	440,2	0,730	1,622	2,769
<i>Butane</i>	57,1	126,41	215,4	0,360	0,795	1,355
<i>Pentanes plus</i>	32,3	70,81	120,14	0,203	0,456	0,756

À mesure que les sociétés exploitent la formation et améliorent la conception de leurs puits en fonction des résultats obtenus, les puits pourraient devenir de plus en plus productifs et augmenter le volume récupéré. De plus, puisque certaines parties de la formation ont été moins explorées que d'autres (p. ex. le bassin de l'est), il est possible que des ressources soient découvertes à des endroits que l'on jugeait peu prometteurs. Ainsi, les valeurs pour le pétrole, le gaz et les LGN commercialisables pourraient être supérieures aux estimations.

¹⁰ Les condensats produits sur le terrain sont ceux obtenus directement d'un puits. Les condensats peuvent aussi être extraits du flux gazeux à une usine de traitement; ils sont alors appelés « pentanes plus ».

À titre de comparaison, le Canada consomme environ 89 milliards de mètres cubes (3,1 Tpi³) de gaz naturel et 0,1 milliard de mètres cubes (0,6 milliard de barils) de pétrole brut par année. Les ressources de gaz commercialisable de la formation de Montney ont été évaluées à 12,7 billions de mètres cubes (449 Tpi³)¹¹, celles du bassin de la Liard, à 6,2 billions de mètres cubes (219 Tpi³)¹², et celles du bassin de Horn River, à 2,2 billions de mètres cubes (78 Tpi³)¹³. Les ressources de pétrole commercialisable de la formation de Bakken (en Saskatchewan seulement) sont estimées à 0,22 milliard de mètres cubes (1,4 milliard de barils)¹⁴, et celles de la formation de Montney, à 0,18 milliard de mètres cubes (1,1 milliard de barils). Les LGN commercialisables de cette dernière ont été évalués à 2,3 milliards de mètres cubes (14,5 milliards de barils)¹⁵.

En combinant la valeur estimative du gaz commercialisable avec les évaluations précédentes, on estime que le potentiel ultime de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) s'élève à 31,9 billions de mètres cubes (1 128 Tpi³) (voir le tableau 2), dont 26,2 billions de mètres cubes (924 Tpi³) restent après la soustraction de la production cumulative à la fin de 2015. Ce total devrait évoluer; on s'attend à ce qu'il augmente à mesure que l'on estime le potentiel des formations qui n'ont pas encore été évaluées. Dans l'ensemble, le BSOC contient encore de très abondantes ressources de gaz naturel qui répondront aux besoins du Canada pendant de nombreuses années.

11 Office national de l'énergie, Oil and Gas Commission (OGC) de la Colombie-Britannique, AER et ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique (2013). [Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta](#).

12 Office national de l'énergie, OGC de la Colombie-Britannique, ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique, Northwest Territories Geological Survey et Yukon Geological Survey (2016). [Les ressources gazières non classiques de la formation schisteuse du mississippien-dévonien dans le bassin de la Liard de la Colombie-Britannique, des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon](#).

13 Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et Office national de l'énergie (2011). [Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique](#).

14 Office national de l'énergie et ministère de l'Économie de la Saskatchewan (2015). [Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Bakken en Saskatchewan](#).

15 Office national de l'énergie, OGC de la Colombie-Britannique, AER et ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique (2013). [Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta](#).

TABLEAU 2

Potentiel ultime de gaz naturel commercialisable du BSOC

Estimation, par l'Office, du potentiel ultime de gaz naturel commercialisable du BSOC — Fin de 2015

Région	Type de gaz	10 ⁹ m ³			Tcf		
		Potentiel ultime	Production cumulative	Volume restant	Potentiel ultime	Production cumulative	Volume restant
Alberta	Classique	6 276	4 712	8 610	221,6	166,4	313,4
	Non classique	7 046			248,8		
	<i>MH</i>	101			3,6		
	<i>Montney</i>	5 042			178,1		
	<i>Duvernay</i>	2 168			76,6		
Total	13 587	479,8					
Colombie-Britannique	Classique	1 462	811	15 505	51,6	28,6	547,6
	Non classique	14 854			524,6		
	<i>Horn River</i>	2 198			77,6		
	<i>Montney</i>	7 677			271,1		
	<i>Cordova</i>	248			8,8		
	<i>Liard</i>	4 731			167,1		
Total	16 316	576,2					
Saskatchewan	Classique	297	227	152	10,5	8,0	5,4
	Non classique	82			2,9		
	<i>Bakken</i>	82			2,9		
Total	379	13,4					
Sud des T.N.-O.	Classique	132	14	1 368	4,7	0,5	48,3
	Non classique	1 250			44,1		
	<i>Liard</i>	1 250			44,1		
Total	1 382	48,8					
Sud du Yukon	Classique	61	6	271	2,2	0,2	9,6
	Non classique	215			7,6		
	<i>Liard</i>	215			7,6		
Total	276	9,8					
Total du BSOC		31 941	5 770	26 172	1 128	204	924

Remarques :

Les valeurs ont été dérivées d'évaluations dignes de foi publiées par des organismes fédéraux et provinciaux.

La production cumulative est basée sur les rapports provinciaux et territoriaux sur les réserves de gaz.

Dans ce tableau, « non classique » s'entend du gaz naturel produit à partir de la houille (méthane de houille ou MH) ou par fracturation hydraulique en plusieurs étapes à un puits horizontal.

Le potentiel ultime de gaz naturel doit être vu comme une estimation qui évoluera avec le temps; il pourrait augmenter si l'on découvre du gaz non classique dans des formations qui n'ont pas encore été évaluées.

Annexe A — Carte des ressources

Figure A1. Carte des ressources prévues en gaz naturel commercialisable de la formation de Duvernay (en mesures impériales). La zone verte de la carte a été exclue puisqu'au moins une de ses caractéristiques géologiques était inférieure au seuil défini pour l'étude.

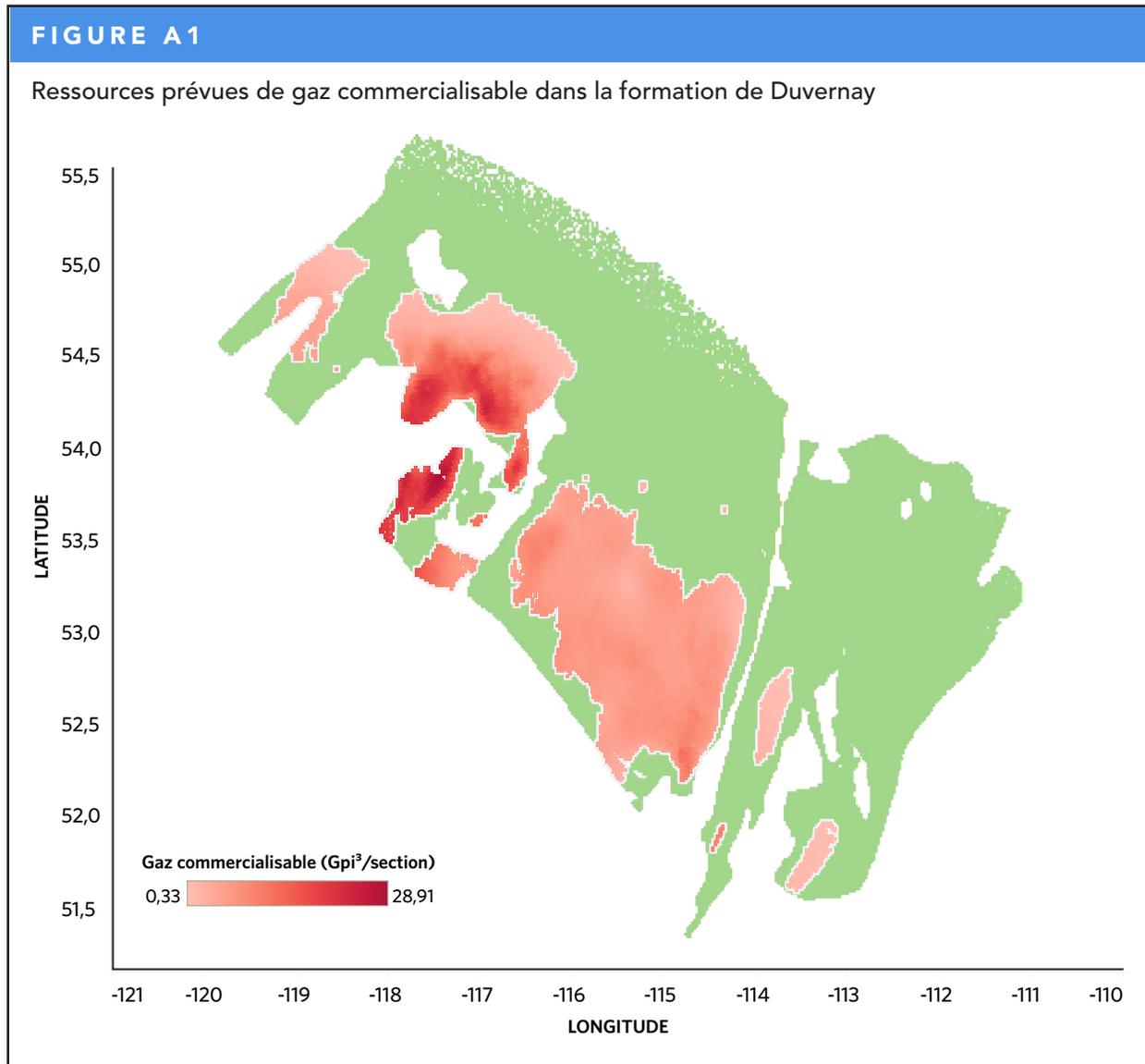


Figure A2. Carte des ressources prévues en pétrole commercialisable de la formation de Duvernay (en mesures impériales). La zone verte de la carte a été exclue puisqu'au moins une de ses caractéristiques géologiques était inférieure au seuil défini pour l'étude.

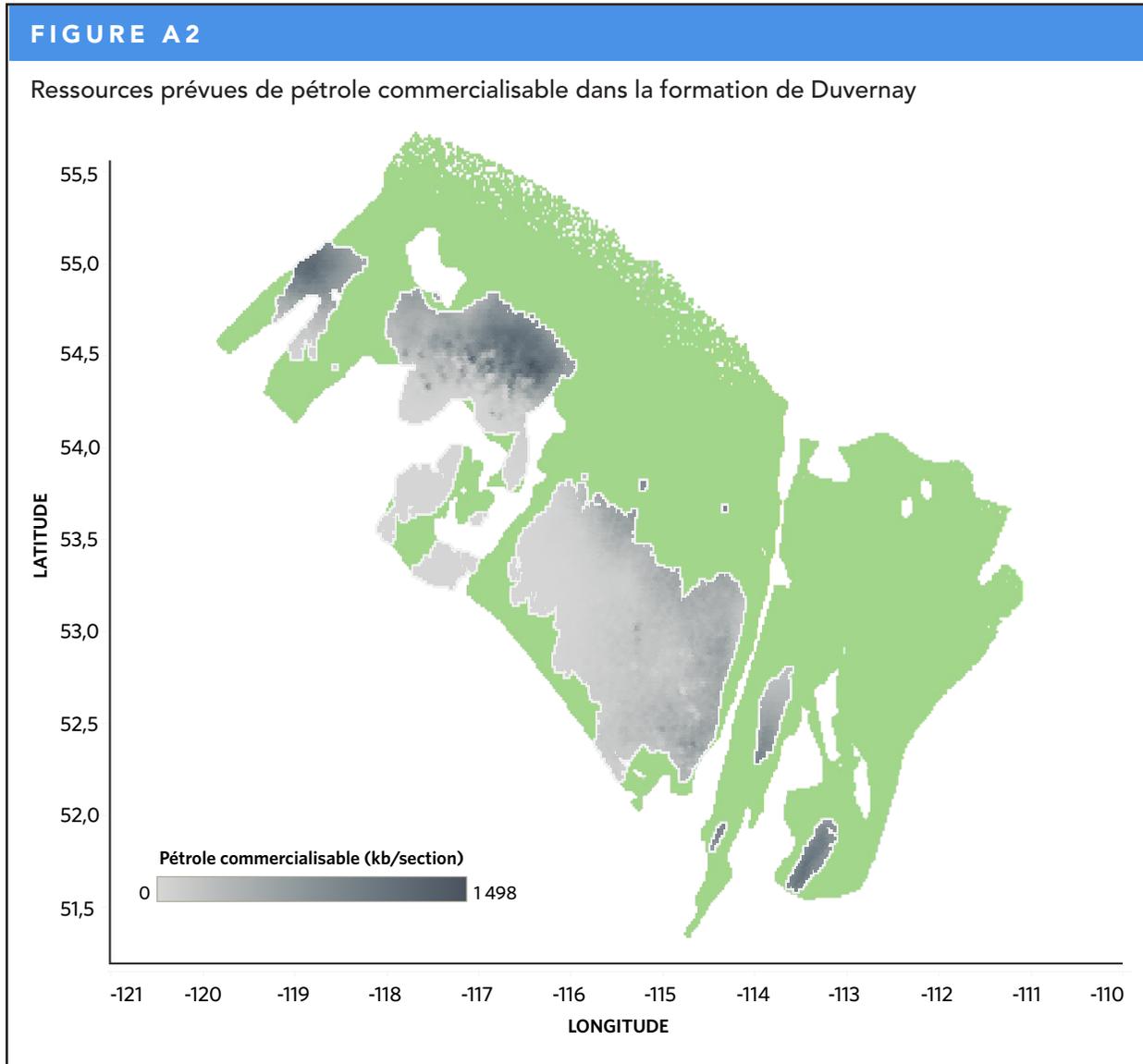
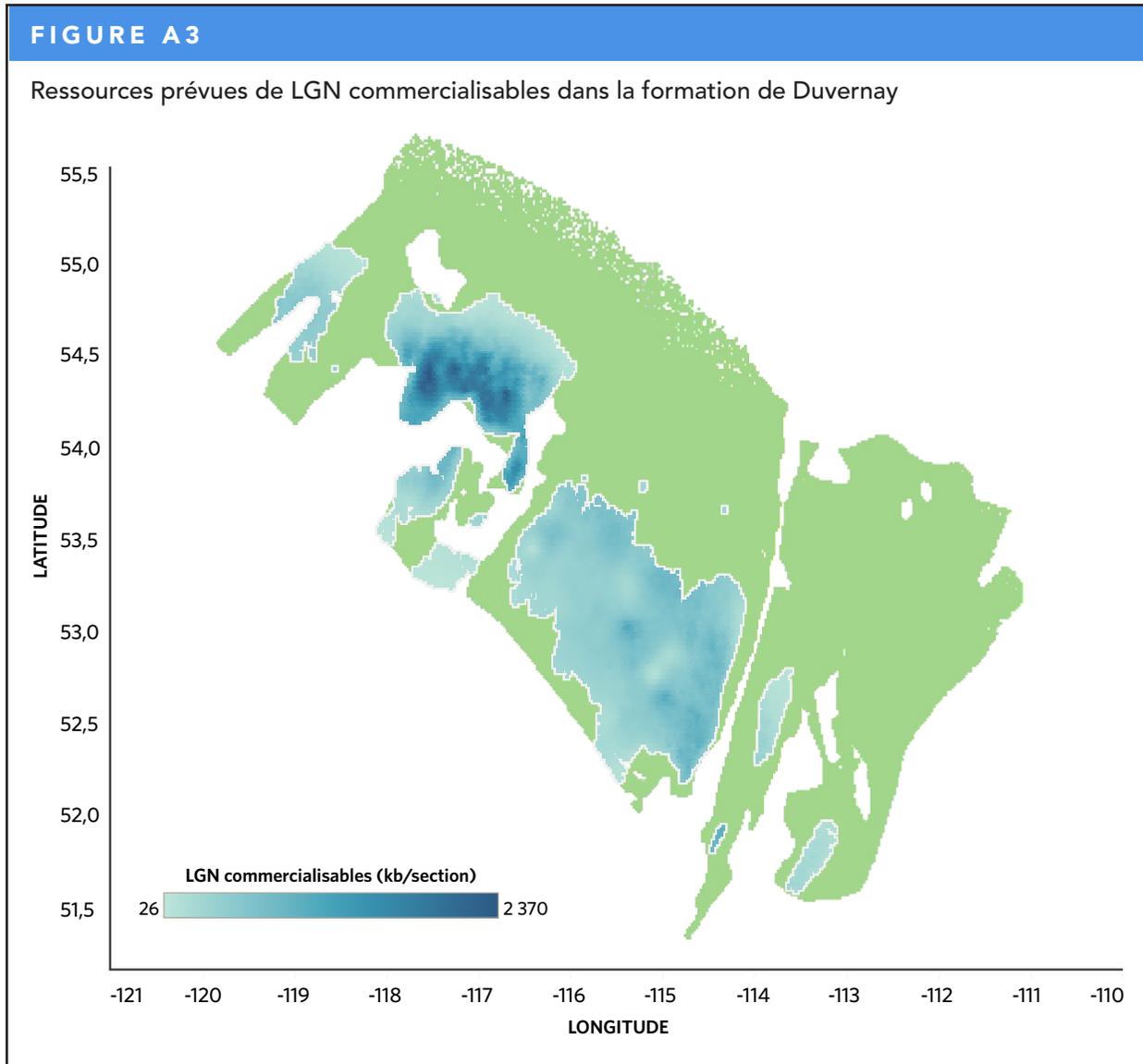


Figure A3. Carte des ressources prévues en LGN commercialisables de la formation de Duvernay (en mesures impériales). La zone verte de la carte a été exclue puisqu'au moins une de ses caractéristiques géologiques était inférieure au seuil défini pour l'étude.



Annexe B : Méthodes détaillées

Hypothèses clés

1. On considère que les ressources de pétrole et de gaz forment une zone pétrolière quand les hydrocarbures sont fortement distribués à la grandeur de la zone géologique définie. Ainsi, la probabilité de découvrir des hydrocarbures en forant un puits est de 100 %.
2. Les facteurs de récupération finale des puits sont estimés selon la technologie existante et les tendances actuelles de mise en valeur, pour une production limitée. Ces facteurs et le degré de mise en valeur pourraient évoluer avec les progrès technologiques et la maturité de la zone.

Stratigraphie et zone d'étude

Intervalles stratigraphiques et zones pétrolières

La formation de Duvernay a été traitée comme un réservoir unique sans divisions internes, et son étendue géographique, comme deux zones pétrolières distinctes, soit les bassins schisteux de l'est et de l'ouest. La zone d'étude a été divisée en parcelles¹⁶ d'une superficie d'environ 1 mille carré (mi²). Ont été exclus de l'analyse les parcelles dont la mise en valeur était jugée peu probable, par exemple là où la formation mesure moins de 10 m d'épaisseur, où elle est en sous-pression, où le gaz en place cartographié a un volume inférieur à 50 m³ par mètre carré de surface, et où la quantité de pétrole est supérieure à 2 000 barils par million de pieds cubes de gaz (c'est-à-dire qu'il n'y a pas assez de gaz dans le réservoir pour pousser le pétrole vers l'extérieur). Ainsi, l'AER a évalué les ressources en place sur une superficie de 27 819 km² (10 803 mi²), alors que la zone d'étude mesurait 108 244 km² (42 012 mi²) au total (voir la figure B1).

Estimation des facteurs de récupération finale de la formation de Duvernay

Indexation du réservoir

L'AGS a cartographié les volumes de gaz naturel brut, de pétrole brut (y compris les condensats produits sur le terrain) et de LGN en place de la formation de Duvernay dans une évaluation distincte¹⁷. Pour déterminer ces volumes, l'AER a cartographié les caractéristiques géologiques de la formation, notamment la zone productive effective, la pression et la porosité. Ces données ont été compilées pour chaque parcelle de la zone d'étude.

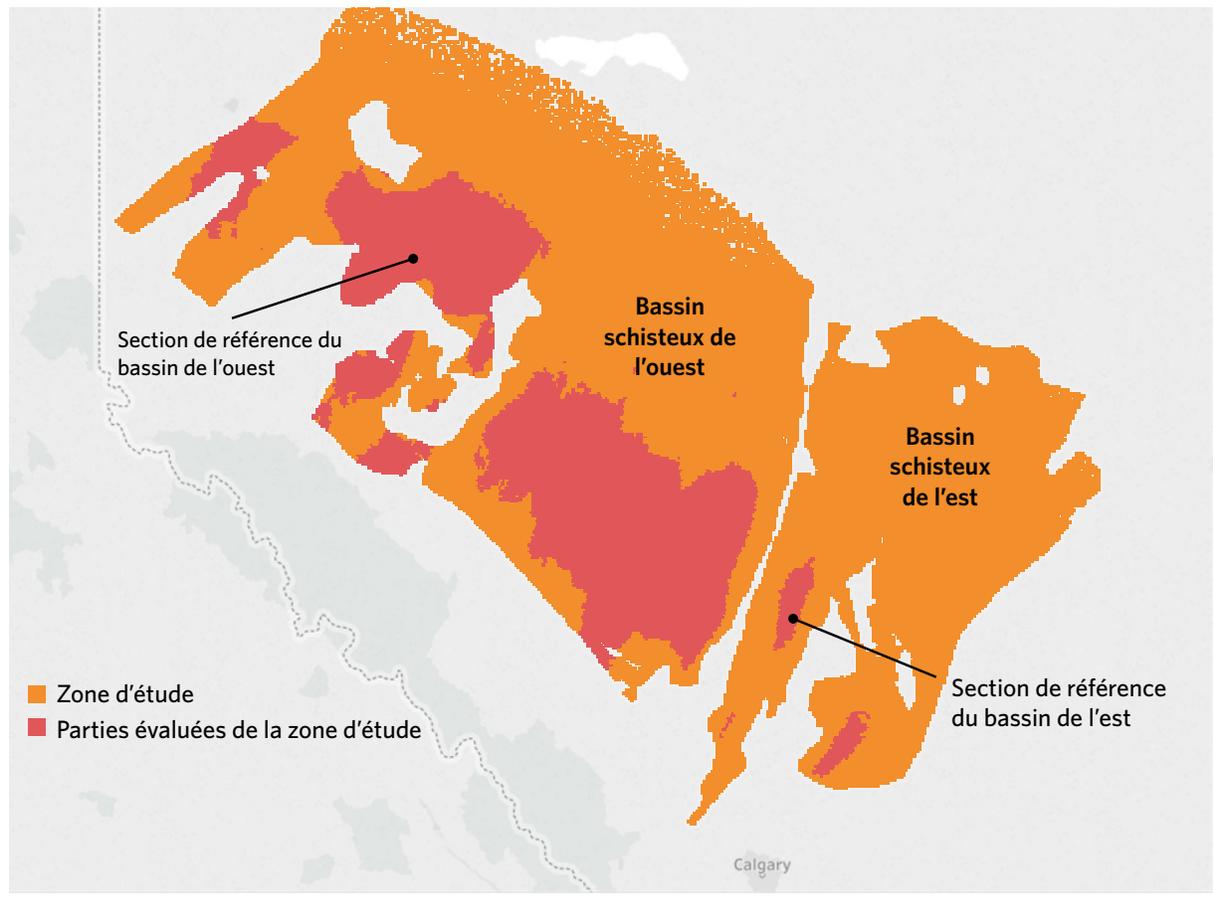
Les parcelles de référence de Kaybob (S22-T62-R21-MW5) et de Joffre (22-40-27-MW4) ont été choisies dans des parties prometteuses des bassins schisteux de l'ouest et de l'est respectivement. Ainsi, il était possible de comparer la zone productive effective, la pression et la porosité cartographiées de chaque parcelle à celles de la parcelle de référence de leur bassin respectif. En d'autres mots, la qualité du réservoir de chaque parcelle pouvait être établie par rapport à la parcelle de référence; les parcelles ayant une qualité de réservoir moindre se voyaient attribuer une valeur inférieure à 1, et celles ayant une plus grande qualité de réservoir, une valeur supérieure à 1.

¹⁶ Dans le cadre de l'étude, une parcelle correspond à une section de l'Alberta Township System Survey.

¹⁷ [AGS \(juillet 2017\). Hydrocarbon Resource Potential of the Duvernay Formation in Alberta - Update.](#)

FIGURE B1

Zone d'étude et zone évaluée de la formation de Duvernay



Collecte des données sur la production

Les données sur la production mensuelle des puits de gaz et de pétrole de schiste de la formation de Duvernay ont été compilées. Les puits de gaz dont les productions de condensats et de gaz ont été combinées pour répondre aux exigences de production de rapport de l'AER ont été exclus puisqu'il était impossible d'en évaluer les flux de gaz et de liquides séparément (voir le rapport de l'AER sur les réserves et les ressources de la formation de Duvernay¹⁸). Ainsi, on a uniquement utilisé les puits de gaz pour lesquels on disposait de l'ensemble des données sur la production de gaz et de condensats, ou pour lesquels la série chronologique pouvait s'arrêter au dernier relevé de condensats produits sur le terrain. Les données des deux flux étaient disponibles pour tous les puits de pétrole.

La sélection des puits était également limitée à ceux dont le graphique logarithmique affichait une baisse constante de la production au fil du temps (preuve d'un écoulement transitoire) afin que l'on puisse faire une régression juste des données. Certains puits ont aussi été exclus pour des raisons fonctionnelles. À l'origine, l'analyse devait porter sur un total de 90 puits de gaz et 19 puits de pétrole.

18 [AER \(décembre 2016\). Duvernay Reserves and Resources Report: A Comprehensive Analysis Of Alberta's Foremost Liquids-Rich Shale Resource.](#)

Analyse de la courbe de décroissance

On a effectué une analyse de la courbe de décroissance pour prévoir la production de gaz et de condensats de chaque puits de gaz, et la production de pétrole brut et de gaz de chaque puits de pétrole, en fonction d'une durée de vie de 30 ans. Cette analyse était divisée en deux phases, la première étant celle de l'écoulement transitoire¹⁹, pour laquelle on a supposé une durée de 144 mois (comme aucun puits de la formation de Duvernay ne montre actuellement de signes d'écoulement dominé par les délimitations, même après 6 ans de production, la durée de 144 mois a été choisie arbitrairement). La seconde phase, celle de l'écoulement dominé par les délimitations, correspond au reste de la durée de vie du puits.

Chaque puits a fait l'objet de deux analyses, la première portant sur son produit principal (le gaz pour les puits de gaz et le pétrole pour les puits de pétrole), et la seconde, sur les volumes d'énergie équivalents, puisque les quantités de produits secondaires (p. ex. condensats et autres gaz) étaient souvent trop imprévisibles pour pouvoir être modélisées séparément. Pour déterminer le volume des produits secondaires, on a soustrait les courbes de production des produits principaux des courbes d'équivalence énergétique, puis converti les résultats dans les unités volumétriques appropriées, en supposant qu'un baril de pétrole ou de condensat produit sur le terrain contenait 5 800 pi³ de gaz.

On a modélisé l'écoulement transitoire en repérant les baisses constantes sur les graphiques logarithmiques de production par rapport au temps et en en faisant la régression à l'aide du modèle de Duong²⁰, du modèle hyperbolique d'Arps²¹ et du modèle d'écoulement linéaire longue durée²². Les données régressées étaient ensuite reportées au début présumé de l'écoulement dominé par les délimitations, soit au 144^e mois, qui devait correspondre à la fin de l'écoulement transitoire. On supposait aussi que la baisse annuelle initiale était de 10 %, et que l'exposant b du modèle d'Arps correspondait à 0,5 pour la production de gaz et la production équivalente en barils de pétrole, et à 0,33 pour la production de pétrole et la production de gaz équivalente. On faisait ensuite la moyenne des trois projections de la production de gaz de chaque puits avant de faire celle des trois projections de la production de liquides.

Pour le reste de l'analyse, on a assimilé les condensats produits sur le terrain à du pétrole brut. On a combiné les productions mensuelles de pétrole et de gaz de chaque puits pour obtenir le nombre de barils d'équivalent pétrole (bep), puis on les a regroupées pour prévoir l'évolution de la fraction liquide, puisque le rapport pétrole-gaz tend à diminuer avec le temps dans les puits de production.

Indexation des courbes de production

Comme les tronçons horizontaux de chacun des puits de la formation de Duvernay ont une longueur différente (variant de moins de 1 km à plus de 2 km), la production en bep de chaque puits a été ramenée sur un kilomètre de tronçon horizontal foré pour faciliter la comparaison. On a ensuite ajusté la production en fonction de la qualité locale du réservoir (par rapport à la parcelle de référence du même bassin) pour évaluer le rendement des puits s'ils étaient situés sur les parcelles de référence.

On a regroupé la production en bep ajustée par bassins et par années de construction des puits pour voir si le rendement augmentait avec le temps. Une tendance s'est dégagée dans le bassin schisteux de l'ouest de 2013 à 2016 (voir la figure B2). On a donc ramené la production en bep du bassin de l'ouest aux niveaux de 2016 grâce à la corrélation entre l'année de construction et le facteur de récupération finale estimatif, et on a exclu de l'analyse les puits du bassin de l'ouest construits avant 2013 (laissant ainsi un total de 88 puits dans ce bassin). Comme le nombre de puits dans le bassin schisteux de l'est était insuffisant pour que l'on puisse dégager des tendances avec confiance, on n'a pas normalisé leur production en fonction de leur année de construction. On a ensuite regroupé les puits pour établir des puits de référence pour les parcelles de référence de chaque bassin (voir la figure B3).

19 Les sociétés extraient le gaz et le pétrole de schiste en procédant à la fracturation hydraulique du schiste, créant ainsi un réservoir fracturé tout autour du puits. Chaque partie du réservoir fracturé a la même pression initiale, qui commence à baisser lorsque le puits entre en production et que le réservoir commence à se vider. Les différentes parties du réservoir ne se vident pas simultanément; une onde de pression réduite provenant du puits se propage continuellement et atteint des parties de plus en plus profondes du réseau de fractures du réservoir avec le temps, ce que l'on appelle l'écoulement transitoire, puisque l'onde de pression demeure en mouvement. L'écoulement transitoire se termine lorsque l'onde de pression entre en contact avec la limite extérieure du réseau de fractures et que le réservoir commence à se vider comme un réservoir de stockage (point de départ de l'écoulement dominé par les délimitations).

20 Duong, A. (2011). [Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoirs](#), SPE-137748.

21 Fekete. [Traditional Decline Analysis Theory](#). Le complément Solver d'Excel a été utilisé pour déterminer la production et la baisse initiales ainsi que l'exposant b du modèle d'Arps.

22 Pour cette étude, il s'agissait d'une régression de puissance simple.

FIGURE B2

Facteurs de récupération des puits du bassin de l'ouest pour 1 km horizontal selon la qualité du réservoir

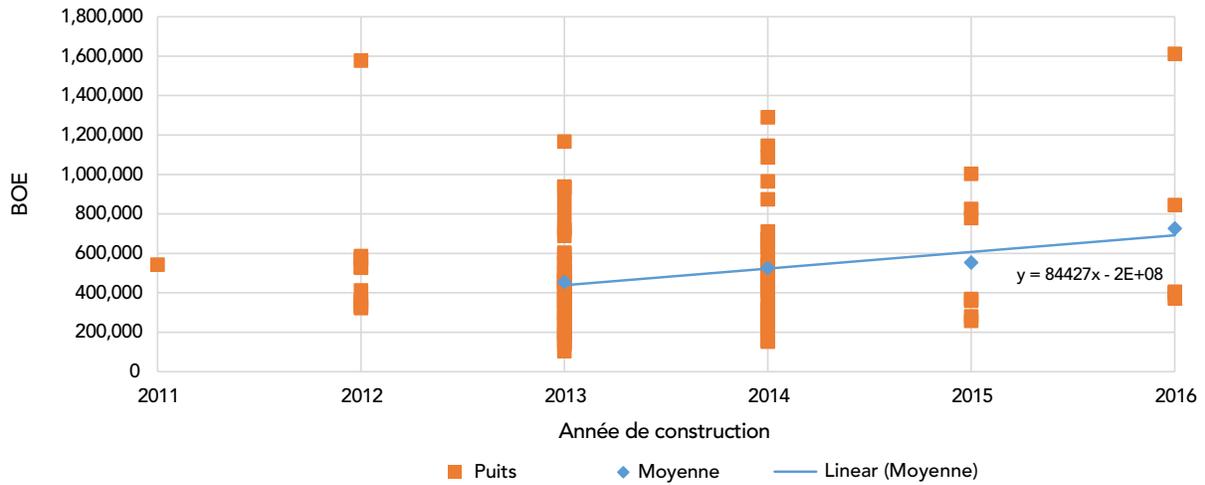
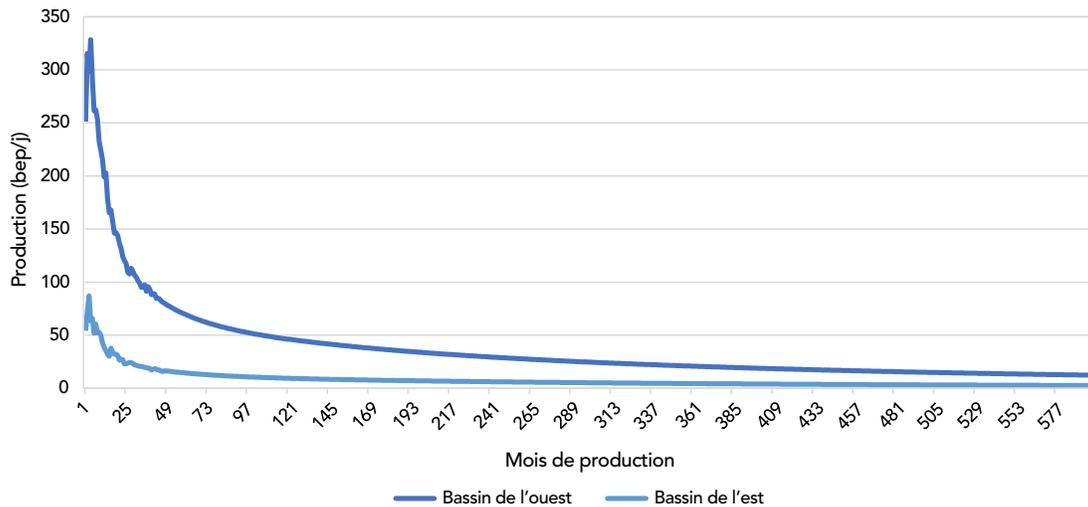


FIGURE B3

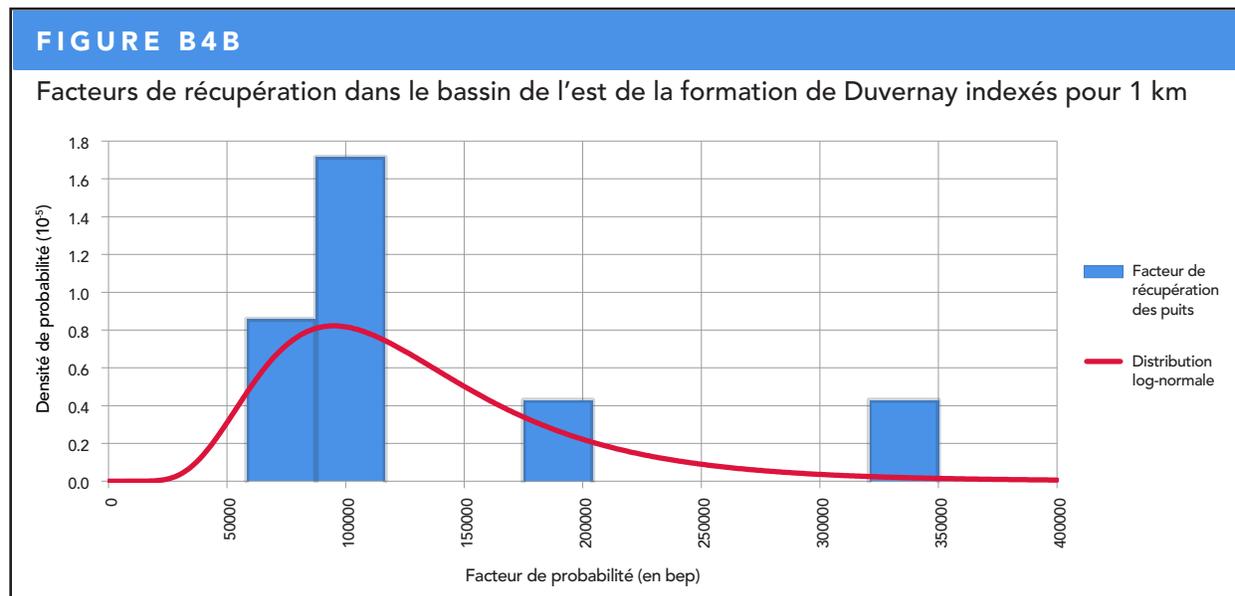
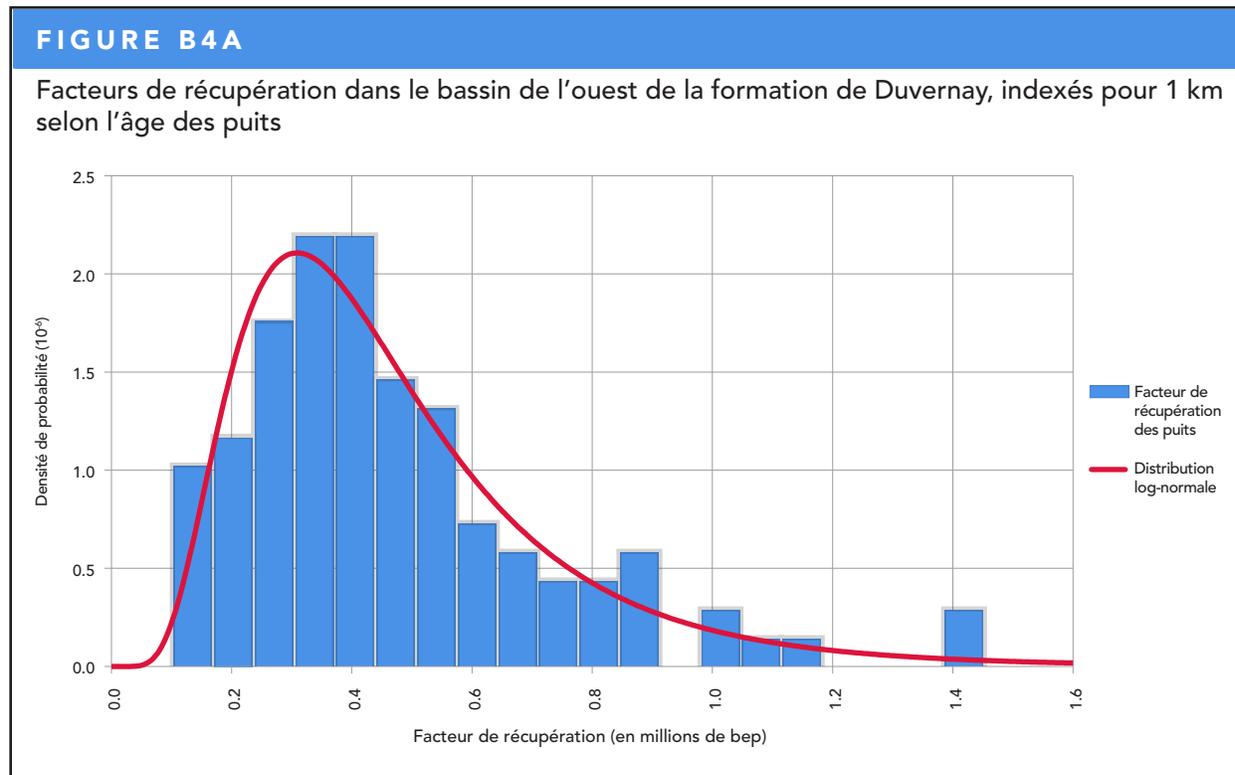
Courbes types des puits de référence de la formation de Duvernay, historiques et projetées, normalisées pour un tronçon horizontal de 1 km, par rapport à la qualité du réservoir et à l'année de construction



Modélisation des facteurs de récupération finale estimatifs bruts par parcelle

Les facteurs de récupération finale en bep du puits de référence des parcelles de référence ont été modélisés selon une distribution log-normale (voir la figure B4).

Figure B4 – Distribution statistique et modélisée des facteurs de récupération finale estimatifs du bassin de l'ouest (a) et du bassin de l'est (b) de la formation de Duvernay



Pour déterminer le facteur de récupération en bep de chaque parcelle, on a supposé qu'il fallait cinq puits horizontaux ayant un tronçon horizontal de 1,6 km de longueur pour la mettre pleinement en valeur. La distribution des facteurs de récupérations modélisée des parcelles de référence a ensuite été appliquée à toutes les parcelles du bassin schisteux correspondant et ajustée selon la qualité locale relative du réservoir. On a ensuite effectué une simulation de Monte Carlo de 1 000 itérations pour déterminer les facteurs de récupération minimal (P10) et maximal (P90) de la zone d'étude. Les facteurs de récupération des terrains – que l'on a additionnés pour obtenir celui de la zone d'étude – étaient fondés sur la moyenne statistique des puits de référence du bassin correspondant et étaient ajustés selon la qualité locale du réservoir.

On a séparé les facteurs de récupération en bep du gaz brut et du pétrole pour chaque parcelle selon 1) les fractions de pétrole et de gaz initiales de chaque parcelle; et 2) l'évolution de la fraction de pétrole durant la vie d'un puits.

Estimation des facteurs de récupération des produits commercialisables de chaque parcelle

On a supposé que tout le pétrole récupérable d'une parcelle était commercialisable. Le facteur de récupération des LGN commercialisables d'une parcelle a été estimé selon le rapport LGN-gaz local établi par l'AGS, appliqué au gaz brut récupérable des parcelles. Le facteur de récupération de l'éthane, du propane, du butane et des pentanes plus a été évalué selon l'évolution de leurs fractions en fonction de la fraction de LGN totale du gaz brut dans les analyses du gaz de la formation de Duvernay. On a supposé que le facteur de récupération dans les usines de traitement du gaz était de 60 % pour l'éthane, de 75 % pour le propane, de 90 % pour le butane et de 100 % pour les pentanes plus.

On a estimé la quantité réelle de gaz récupérée à un puits en soustrayant 1 % de la quantité de gaz brut récupérable de la parcelle, pour tenir compte des gaz combustibles utilisés sur place. On a ensuite retranché les LGN commercialisables et une petite quantité d'impuretés non liées aux hydrocarbures (0,5 %) pour obtenir la quantité de gaz sec, que l'on a ensuite convertie en quantité de gaz commercialisable en y soustrayant 2 % pour le gaz combustible servant au traitement et 1 % pour le gaz combustible servant au transport par pipeline jusqu'au point d'établissement des prix du carrefour NOVA Inventory Transfer (NIT).