

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

.....
Note d'information sur l'énergie • Mars 2016

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, de la British Columbia Oil and Gas Commission, du ministère de la Mise en valeur du gaz naturel de la Colombie Britannique, de la Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest ou de la Commission géologique du Yukon, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie, la British Columbia Oil and Gas Commission, le ministère de la Mise en valeur du gaz naturel de la Colombie-Britannique, la Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest et la Commission géologique du Yukon soient mentionnés comme les organismes sources 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, la British Columbia Oil and Gas Commission, le ministère de la Mise en valeur du gaz naturel de la Colombie-Britannique, la Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest ou la Commission géologique des Territoires du Yukon ou avec leur consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, veuillez 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, British Columbia Oil and Gas Commission, British Columbia Ministry of Natural Gas Development, Northwest Territories Geological Survey, or Yukon Geological Survey provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board, British Columbia Oil and Gas Commission, British Columbia Ministry of Natural Gas Development, Northwest Territories Geological Survey, and Yukon Geological Survey are 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, British Columbia Oil and Gas Commission, British Columbia Ministry of Natural Gas Development, Northwest Territories Geological Survey, or Yukon Geological Survey.

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 2016
représentée par l'Office national de l'énergie

Cat. No. NE4-2/12-2016E-PDF
ISSN 1917-506X
978-0-660-04668-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

British Columbia Oil and Gas Commission

PO Box 9331
Stn Prov Govt
Victoria, B.C.
V8W 9N3
Tel: 250-419-4400
OGC.Communications@bcogc.ca

British Columbia Ministry of Natural Gas Development

Victoria, British Columbia;
Tel: 250-952-0377
Fil.Ferri@gov.bc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2016
as represented by the National Energy Board

N° de cat. NE4-2/12-2016F-PDF
ISSN 1917-5078
978-0-660-04669-3

This report is published separately in both official languages.

The Northwest Territories Geological Survey

NWT Open File 2016-05
P.O. Box 1320
4601-B 52 Avenue
Yellowknife, NWT
X1A 2L9
Tel: 867-767-9211 ext.63469
Kumari_Karunaratne@gov.nt.ca

The Yukon Geological Survey

YGS Miscellaneous Report 14
PO Box 2703 (K-102)
Whitehorse, YT
Y1A 2C6
Tel: 867.455.2800
geology@gov.yk.ca

Table des matières

Avant-propos	1
Résumé	3
Introduction.....	3
Description géologique	4
Méthodes.....	5
Résultats d'évaluation et observations	6
Annexe A – Liste des sigles.....	9
Annexe B – Méthodes	11

Avant-Propos

Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie est un organisme fédéral indépendant créé pour promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique, dans l'intérêt public canadien, selon le 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 responsabilités de l'Office comprennent la réglementation de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales, provinciales ou territoriales, de même que les droits et les tarifs pipeliniers afférents, la réglementation de la construction et de l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées, ainsi que la réglementation des importations de gaz naturel et des exportations de pétrole brut, de liquides de gaz naturel (LGN), de gaz naturel, de produits pétroliers raffinés et d'électricité.

Pour ce qui est des exportations de pétrole et de gaz naturel, le rôle de l'Office consiste à déterminer si le pétrole et le gaz naturel à exporter excèdent les besoins raisonnablement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz au pays.

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 en question fait siens les documents déposés et pourrait devoir répondre à des questions sur leur contenu.

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

Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest

La Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest est une division du ministère de l'Industrie, du Tourisme et de l'Investissement, au sein du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. La Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest fait progresser le savoir géoscientifique des Territoires du Nord-Ouest dans l'intérêt de ses habitants et de celui de tous les Canadiens. À cette même fin, la Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest mène des travaux de recherche géoscientifique, effectue des analyses des ressources minérales et propose une gestion d'excellence des données numériques. La Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest collabore avec ses partenaires et d'autres organismes afin de promouvoir la recherche géoscientifique, la sensibilisation et l'éducation du public et la prise de décisions éclairées.

Commission géologique du Yukon

La Commission géologique du Yukon a pour mandat de se constituer l'autorité suprême et le fournisseur de choix en matière d'information sur les géosciences et les techniques connexes, information requise pour pouvoir assurer la gestion responsable et le développement durable des ressources énergétiques, minérales et foncières du Territoire. La Commission géologique du Yukon génère et compile de l'information sur les ressources géologiques, minérales et pétrolières du Territoire, travaille en collaboration avec d'autres directions du Gouvernement du Yukon pour distribuer des cartes et des publications géoscientifiques aux sociétés d'exploration, aux Premières Nations et au public; par des études comme celle-ci, elle produit l'information nécessaire pour favoriser la prise de décisions de gestion éclairées en matière de ressources.

British Columbia Oil and Gas Commission

La BC Oil and Gas Commission (la Commission) est l'organisme provincial de réglementation chargé de réglementer les activités pétrolières et gazières en Colombie-Britannique, comme l'exploration, la mise en valeur, le transport par pipeline et la remise en état des lieux.

Les services de base de la Commission consistent à examiner et à évaluer les demandes d'activités dans l'industrie, à consulter les Premières Nations, à coopérer avec les organismes partenaires, et à faire en sorte que l'industrie respecte

les lois provinciales et l'ensemble des exigences réglementaires. L'intérêt du public est protégé en veillant à sa sécurité, en respectant les personnes touchées par les activités pétrolières et gazières, en préservant l'environnement et en assurant une participation équitable à la production.

En présence de facteurs sociaux, environnementaux et économiques complexes qui se veulent tous plus importants les uns que les autres et qui orientent l'action du secteur pétrolier et gazier, la Commission maintient le cap sur un cadre de réglementation moderne et cherche de façon proactive des solutions novatrices pour continuer de favoriser une mise en valeur sûre et durable des ressources de la province dans ce secteur. Comme le veut son mandat, elle s'efforce de rendre en temps opportun des décisions justes et équitables à l'égard des projets proposés dans le contexte d'une surveillance rigoureuse de la sécurité opérationnelle et du respect des droits des Premières Nations.

La Commission assure la liaison avec d'autres organismes de réglementation des paliers provincial et fédéral en vue d'une exécution efficace de la politique gouvernementale, de l'amélioration du climat réglementaire et de l'application cohérente des règlements existants. Il lui importe particulièrement de demeurer au fait des plus récentes avancées technologiques et des résultats des travaux de recherche scientifique menés de façon indépendante à l'échelle mondiale et qui s'appliquent à l'industrie.

Ministère de la Mise en valeur du gaz naturel de la Colombie-Britannique

Le rôle du ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique est de guider l'exploitation responsable et d'optimiser les avantages économiques qu'offrent aux Britanno-Colombiens les ressources gazières et le prochain secteur industriel majeur de la province, c'est-à-dire le gaz naturel liquéfié (GNL).

En misant sur le travail d'équipe et sur des relations de travail positives avec sa clientèle, le ministère permet au secteur du gaz naturel de la Colombie-Britannique de créer de l'emploi et de stimuler la croissance économique par son dynamisme, sa sécurité, sa responsabilité environnementale et sa compétitivité. Pour établir des politiques, des lois et des lignes directrices sur le gaz naturel, le ministère consulte d'autres ministères et d'autres niveaux de gouvernement, les sociétés d'énergie, les Premières Nations, les collectivités, les organismes environnementaux et sectoriels, et le grand public.

Dans le cadre de son mandat, le ministère doit notamment élaborer une politique en matière de tenure foncière, de redevances et de réglementation pour encadrer le secteur pétrolier et gazier dans la province, afin d'assurer une gestion efficace et écologique des ressources pétrolières et gazières de la province.

Le ministère offre une foule de services liés au pétrole et au gaz naturel, dont la vente des droits pétroliers et gazières sur les terres publiques, des programmes de redevances, des informations géoscientifiques et des politiques pour tirer profit d'éventuelles occasions de mettre en valeur le potentiel des ressources comme le pétrole et le gaz naturel. Le secrétariat du GNL du ministère rend compte au nouveau groupe de travail ministériel sur le GNL, qui présentera des conseils sur les budgets, la structure, le mandat et les objectifs du plan de services.

Résumé

Le potentiel de gaz non classique commercialisable des schistes d'Exshaw et de Patry de la formation de Besa River dans le bassin de la Liard a été évalué conjointement par l'Office national de l'énergie, la British Columbia Oil and Gas Commission, le ministère de la Mise en valeur du gaz naturel de la Colombie-Britannique, la Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest et la Commission géologique du Yukon. D'après les évaluations, les schistes épais et géographiquement étendus d'Exshaw et de Patry contiendraient 6,20 billions de m³ (219 billions de pi³) de gaz naturel commercialisable.¹

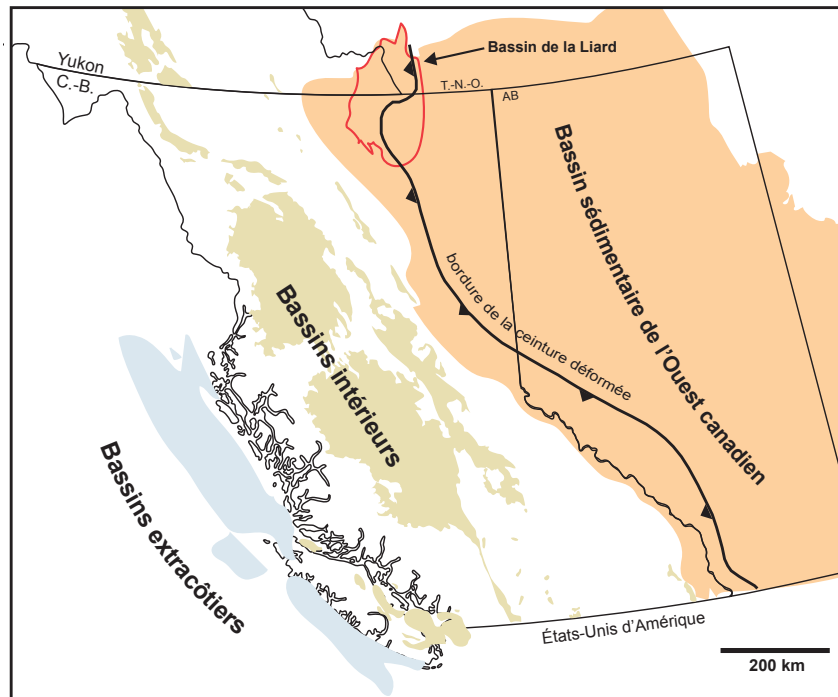


Figure 1. Emplacement du bassin de la Liard à l'intérieur du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. La frontière orientale du bassin de la Liard coïncide essentiellement avec la faille de Bovie (figure 2). Modification de Ferri et al. (2015)

Introduction

Le bassin de la Liard est une région peu forée aux environs du 60° parallèle qui chevauche les frontières des Territoires du Nord-Ouest, du Yukon et de la Colombie-Britannique (figure 1). Il est situé à l'extrémité nord-ouest du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), principale région productrice de pétrole et de gaz au Canada. Le potentiel de gaz non classique² du bassin de la Liard n'avait pas été évalué en détail avant la présente étude.

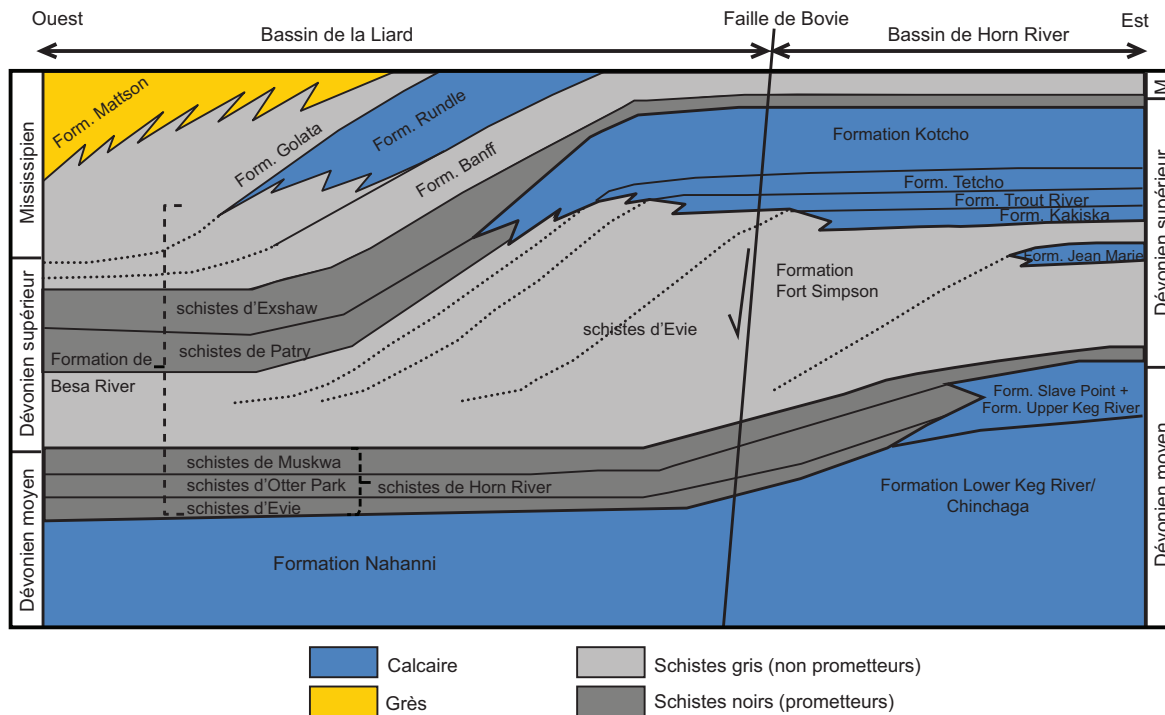
Alors que le **potentiel de gaz classique du bassin de la Liard n'a pas été évalué dans la présente étude**, on y produit du gaz naturel classique à partir du gisement de la rivière Beaver en Colombie-Britannique depuis la fin des années 60, du gisement du mont Pointed et d'autres gisements des T.-N.-O. depuis le début des années 70 et du gisement Kotaneelee au Yukon depuis la fin des années 70. On produit également du gaz classique à partir du gisement Maxhamish en Colombie-Britannique depuis la fin des années 90. Il y a déjà, par conséquent, des gazoducs dans le bassin de la Liard dans les trois administrations.

¹ Dans le présent rapport, le « gaz naturel commercialisable » désigne le volume de gaz en place que l'on peut récupérer à l'aide de la technologie existante et dans un état où il est prêt à être utilisé par le marché. Bien que cela suppose une certaine reprise économique, aucune évaluation économique n'a été effectuée. La présence de gazoducs n'a pas influé sur la présente analyse.

² Aux fins de la présente étude, s'entend du terme *gaz non classique du bassin de la Liard*, du gaz naturel dont la mise en valeur combine les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes.

Description géologique

Les sédiments furent déposés dans le bassin de la Liard depuis le Cambrien jusqu'à la fin de la période du Crétacé, il y a de cela de 540 millions d'années à 65 millions d'années. Les parties centrale et orientale du bassin de la Liard sont relativement peu déformées par les failles, alors que ses parties occidentale et nord-ouest ont été faillées lorsque les montagnes Rocheuses et les monts Mackenzie furent poussés vers le haut. La bordure orientale du bassin de la Liard est définie par la faille de Bovie, qui le sépare du bassin de la rivière Horn. Les deux bassins partagent toutefois un bon nombre des mêmes zones schisteuses, dont celles d'Exshaw et Horn River (figure 2)³. Le potentiel de gaz de schistes du bassin de Horn River a été évalué en 2011⁴.



**Figure 2. Architecture stratigraphique de la formation de Besa River et unités connexes (pas à l'échelle)
Le déplacement vertical sur la faille de Bovie n'est pas illustré.**

La formation du Dévonien moyen au Mississippien moyen de Besa River (déposée il y a de cela de 385 millions d'années à 335 millions d'années) est une succession de schistes dans le bassin de la Liard (figure 2). La formation de Besa River est d'une épaisseur qui va de 300 m vers l'ouest à 2 000 m près de la faille de Bovie vers l'est.

La zone schisteuse d'Exshaw, qui chevauche la limite du Dévonien-Mississippien de la formation de Besa River, semble prometteuse pour le gaz de schistes. Pour la majeure partie du bassin de la Liard, les schistes de Patry se trouvent au-dessous des schistes d'Exshaw et eux aussi semblent prometteurs⁵. La zone schisteuse de Patry est aux premiers stades de l'exploration; depuis 2009, on y a produit 356,6 millions m³ (12,6 milliards de pieds cubes, ou Gpi³) de gaz à partir de deux puits verticaux et de deux puits horizontaux en Colombie-Britannique.

La « zone productrice nette »⁶ des schistes d'Exshaw-Patry va de 20 m d'épaisseur à la bordure orientale du bassin de la Liard à plus de 200 m au centre du bassin. La zone schisteuse d'Exshaw-Patry fait moins de 1 km de profondeur à

³ La hiérarchie des unités stratigraphiques du bassin de la Liard a été simplifiée pour la présente étude, car elle diffère entre les trois administrations et qu'elle est en voie de révision pour tenir compte des nouvelles informations.

⁴ [Potentiel ultime des ressources de gaz naturel non classiques du bassin de la rivière Horn dans le nord-est de la Colombie Britannique](#) (2011)

⁵ Pour de plus amples renseignements sur les caractéristiques et la stratigraphie de la succession des schistes d'Exshaw-Patry en Colombie-Britannique, voir Ferri, F, McMechan, M. et Creaser, R., *The Besa River Formation in Liard Basin, British Columbia*, 2015, pp. 1-27.

⁶ Ce n'est pas tout le secteur rocheux qui puisse sembler prometteur pour les hydrocarbures. La « zone productrice nette » est une mesure de l'épaisseur potentielle d'un secteur.

la bordure septentrionale du bassin et plus de 4 km de profondeur au centre du bassin. La teneur en matière organique totale (MOT) est généralement de 1,5 à 6 %. La teneur en silice varie de 65 à 85 %. La porosité se situe entre 4 et 9 %, la plus élevée se trouvant dans les horizons riches en matière organique.

Les schistes d'Exshaw-Patry se distinguent également des autres zones schisteuses d'Amérique du Nord, du fait qu'ils sont généralement très profonds, très riches en silice (le réservoir est très cassant et il est porté à se fissurer sous l'action de la fracturation hydraulique) et situés en zones de surpression à 100 % là où des tests ont été réalisés⁷.

Les schistes de Horn River (figure 2) sont plus profonds dans la formation de Besa River, où ils se prolongent dans le bassin de la Liard depuis le bassin de Horn River vers l'est et où ils produisent du gaz de schistes. On connaît peu de choses sur ces schistes profonds du bassin de la Liard en Colombie-Britannique, alors qu'on en sait davantage sur ceux des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon où les schistes de Horn River sont moins profonds. Dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, ces schistes vont de moins de 1 km de profondeur à la bordure septentrionale du bassin de la Liard à plus de 4 km de profondeur aux limites méridionales des territoires. La zone productrice nette va de 40 m à sa bordure septentrionale à près de 300 m autour du gisement gazier du mont Pointed des Territoires du Nord-Ouest.

Méthodes

Le gaz initial en place (GIEP) du bassin de la Liard a été évalué à l'aide de méthodes semblables à celles employées dans une étude de 2013 portant sur la formation de Montney⁸ en Colombie-Britannique, où les grilles cartographiques des données géologiques ont été rapprochées des équations⁹ de gaz libre et de gaz adsorbé afin de déterminer de quelle manière les volumes de gaz variaient géographiquement. Contrairement à l'étude sur la formation de Montney toutefois, le gaz commercialisable de la présente étude a été déterminé à partir de la récupération ultime estimative (RUE) dans un puits de gaz de schiste hypothétique de référence sur la base d'une analyse des données de production du bassin de la Liard. La RUE d'une parcelle de référence¹⁰ a ensuite été déterminée à partir du nombre de puits supposés la mettre pleinement en valeur. La RUE d'autres parcelles du bassin de la Liard a ensuite été déterminée en étalonnant celles-ci en fonction de la parcelle de référence selon les zones de production nettes, la MOT (un indicateur de la porosité, de la saturation du gaz et des concentrations de gaz adsorbé), les pressions et les secteurs.

Des distributions statistiques ont été appliquées à certaines variables dans les équations d'évaluation et puis des simulations Monte Carlo¹¹ ont été utilisées pour estimer les valeurs « Bas », « Escompté » et « Élevé ». Une perte en surface a également été appliquée pour convertir le GIEP brut en GIEP sec en le débarrassant de ses impuretés¹², ainsi que pour convertir la RUE brute en RUE commercialisable en se débarrassant des impuretés et du gaz combustible pour le traitement du gaz.

En Colombie-Britannique et au Yukon, des secteurs du bassin de la Liard à l'intérieur des montagnes Rocheuses, des monts Mackenzie et des monts Franklin ont été exclus de l'évaluation, sauf en bordure extérieure des contreforts des montagnes Rocheuses et des monts Franklin, qui ont été considérées comme une zone déformée. Dans les Territoires du Nord-Ouest, les monts Franklin (y compris le chaînon Liard) ont été inclus dans l'évaluation, formant une zone déformée des Territoires du Nord-Ouest. Ailleurs, le bassin de la Liard a été considéré non déformé.

⁷ Pressions du gaz supérieures à la normale pour cette profondeur. Les formations en surpression peuvent loger plus de gaz naturel, car le gaz est comprimé davantage, et elles ont tendance à donner une « poussée » interne considérable pour propulser le pétrole, ce qui améliore la récupération, et par le fait même l'économique. La « normale » équivaut généralement à la pression qui s'exercerait sous une colonne d'eau correspondante.

⁸ [Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Montney en Colombie Britannique et en Alberta - Note d'information sur l'énergie](#). (2013)

⁹ Le gaz libre est logé dans les espaces interstitiels de la roche, tandis que le gaz adsorbé « adhère » aux parois de la matière organique ou de l'argile présents dans la roche.

¹⁰ Aux fins de la présente étude, une parcelle en Colombie-Britannique est réputée être constituée de quatre unités (disposées deux par deux, pour une superficie d'environ 2,6 km²) de la grille du Système topographique national (STN) et d'une section (environ 3,2 km²) du quad de la grille du STN dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon.

¹¹ Une simulation Monte Carlo est un procédé informatisé où des nombres aléatoires (établis à partir d'une répartition statistique) sont tirés des centaines à des milliers de fois pour aider à déterminer un éventail de possibilités et refléter l'incertitude dans une estimation.

¹² Le gaz naturel des schistes d'Exshaw-Patry et de Horn River est constitué d'environ 8 % et 15 % respectivement de dioxyde de carbone. Le dioxyde de carbone doit être retiré pour que le gaz soit considéré commercialisable.

Pour simuler les risques liés au réservoir dans les zones déformées où les pressions peuvent être naturellement drainées par les failles, un facteur de risque lié au réservoir a été appliqué au GIEP. Dans le même temps, des facteurs de risque technique ont été appliqués à la RUE dans les zones déformées en raison des risques associés au forage, de sorte qu'une moins grande quantité de gaz a été considérée récupérable dans les zones déformées de la Colombie-Britannique et du Yukon, alors qu'aucune quantité de gaz n'a été considérée récupérable dans la zone déformée des Territoires du Nord-Ouest, à l'exception du gisement gazier du mont Pointed. On a également supposé qu'il n'y aurait pas de mise en valeur si la zone productrice nette fait moins de 30 m et que les profondeurs sont inférieures à 1 500 m, car les taux d'écoulement seraient trop faibles pour justifier le forage.

La formation d'Exshaw-Patry a été évaluée en Colombie-Britannique, dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon tant pour le GIEP que pour le gaz commercialisable, car une production prolongée extraite de l'intervalle révèle que le gaz y est présent et récupérable. Par contraste, la formation de Horn River du bassin de la Liard a été évaluée uniquement pour le GIEP et seulement dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, car les schistes de cette formation sont considérés comme étant trop profonds en Colombie-Britannique pour être exploités. Même si un essai de puits préliminaire dans les Territoires du Nord-Ouest révèle la présence de gaz dans les schistes de Horn River, on ne dispose pas de données de production suffisantes pour affirmer que le gaz est récupérable en quantité importante. On n'a pas évalué les volumes de liquides de gaz naturel, car les analyses du gaz révèlent la présence de gaz sec.

Pour plus de détails sur les méthodes d'évaluation, voir l'annexe B.

Résultats d'évaluation et observations

On estime que le potentiel ultime de gaz non classique commercialisable dans le bassin de la Liard est très élevé (tableau 1), les volumes escomptés s'élevant à 6 196 milliards de mètres cubes, ou Gm^3 (219 Tpi³)¹³. L'incertitude dans les estimations se reflète par l'intervalle entre les valeurs estimatives allant des valeurs « Bas » à « Élevé » dans le tableau 1¹⁴. La majeure partie du gaz commercialisable se trouve en Colombie-Britannique, bien que le potentiel des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon demeure important.

Aux fins de comparaison, le potentiel commercialisable de la formation de Montney a été estimé à 12 719 Gm^3 (449 Tpi³) et celui du bassin de Horn River à 2 198 Gm^3 (78 Tpi³). D'autre part, la demande de gaz naturel canadien en 2014 s'élevait à un total de 89,4 Gm^3 (3,2 Tpi³)¹⁵; ainsi, la ressource de gaz du bassin de la Liard représente l'équivalent de 68 années de la consommation du Canada en 2014. Il est trop tôt toutefois pour savoir dans quelle mesure le bassin de la Liard va contribuer à la production de gaz au Canada à brève échéance, car on s'attend à ce que les prix du gaz demeurent faibles au cours des prochaines années, ce qui décourage la mise en valeur de la ressource. Même si l'on découvrait un potentiel supplémentaire de gaz en place dans la formation de Horn River du bassin de la Liard (tableau 2), il n'est pas sûr que le gaz serait techniquement récupérable.

En combinant cette estimation du gaz commercialisable avec les évaluations antérieures, y compris les évaluations du gaz naturel classique, on estime le potentiel ultime total du BSOC à 29 773 Gm^3 (1 051 Tpi³) (tableau 3). De ce volume, 24 140 Gm^3 (853 Tpi³) demeurent après déduction de la production cumulative jusqu'à fin 2014. Ce total devrait évoluer pour vraisemblablement progresser avec le temps une fois que le potentiel supplémentaire aura été estimé dans les zones schisteuses non évaluées, comme la formation Duvernay en Alberta. Dans l'ensemble, la Canada dispose encore de très importantes ressources gazières dans le BSOC pour répondre à ses besoins futurs.

¹³ Tpi³ est le sigle pour billions de pieds cubes.

¹⁴ Les adjectifs « basse » et « élevée » tels qu'ils sont utilisés ici désignent une fourchette à l'intérieur de laquelle les gens sont raisonnablement nombreux à croire que les volumes réels sur place et les volumes commercialisables produits par la suite dans les schistes d'Exshaw-Patry se trouveront. Il y a donc peu de risque que les volumes sur place réels et les volumes commercialisables produits soient inférieurs aux valeurs basses ou supérieurs aux valeurs élevées.

¹⁵ [Aperçu de la situation énergétique au Canada 2014](#)

Tableau 1. Potentiel ultime du gaz non classique du bassin de la Liard dans la formation d'Exshaw-Patry

Formation	Zone	Unités de volume	Gaz en place (sec)			Gaz commercialisable		
			Bas	Escompté	Élevé	Bas	Escompté	Élevé
Exshaw-Patry	Total	Gm ³	20 041	34 365	54 475	2 419	6 196	12 019
		Tpi ³	708	1 213	1 924	86	219	425
	Colombie-Britannique	Gm ³	14 070	24 027	37 863	1 839	4 731	9 139
		Tpi ³	497	848	1 337	65	167	323
	Territoires du Nord-Ouest	Gm ³	5 206	9 017	14 541	497	1 250	2 481
		Tpi ³	184	318	514	18	44	88
	Yukon	Gm ³	765	1 321	2 071	83	215	399
		Tpi ³	27	47	73	3	8	14

Tableau 2. Ressources de gaz non classique dans la formation Horn River du bassin de la Liard

Formation	Zone	Unités de volume	Gaz en place (sec)			Gaz commercialisable		
			Bas	Escompté	Élevé	Bas	Escompté	Élevé
Horn River	Territoires du Nord-Ouest	Gm ³	2 584	5 293	8 983	-	-	-
		Tpi ³	91	187	317	-	-	-
	Yukon	Gm ³	318	593	1 024	-	-	-
		Tpi ³	11	21	36	-	-	-

Tableau 3. Estimation du potentiel ultime de gaz naturel commercialisable du BSOC

Estimation du potentiel ultime de gaz naturel commercialisable du BSOC - Fin 2014							
Région	Type de gaz	10 Gm ³			Tpi ³		
		Potentiel ultime	Production cumulée	Restant	Potentiel ultime	Production cumulée	Restant
Alberta	Classique	6 276	4 622	6 798	221,5	163,2	240,1
	Non classique	5 143			181,6		
	<i>MH</i>	101			3,6		
	<i>Montney</i>	5 042			178,0		
Alberta – Total		11 419			403,1		
Colombie-Britannique	Classique	1 462	769	15 495	51,6	27,2	547,2
	Non classique	14 854			524,6		
	<i>Horn River</i>	2 198			77,6		
	<i>Montney</i>	7 677			271,0		
	<i>Cordova</i>	248			8,8		
	<i>Liard</i>	4 731			167,1		
Colombie-Britannique – Total		16 316			576,2		
Saskatchewan	Classique	297	223	75	10,5	7,9	2,6
	Non classique	82			2,9		
	<i>Bakken</i>	82			2,9		
Saskatchewan – 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		
Sud des T.-N.-O. – 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		
Sud du Yukon – Total		276			9,8		
BSOC – Total		29 773	5 633	24 140	1 051	199	853

Remarques :

- Établi à partir d'évaluations dignes de foi publiées par des organismes fédéraux et provinciaux compétents.
- Pour ce tableau, « non classique » est défini comme du gaz naturel produit à partir de la houille (MH) ou par l'application de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes aux puits horizontaux.
- Le potentiel ultime de gaz naturel doit être vu comme une estimation qui évoluera avec le temps. Un potentiel de gaz non classique supplémentaire pourrait se trouver dans les schistes non évalués, comme la formation de Duvernay en Alberta.

Annexe A – Liste des sigles

BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
GIEP	Gaz initial en place
Gm³	Milliard de mètres cubes
Gpi³	Milliard de pieds cubes
MOT	Matière organique totale
RUE	Récupération ultime estimative
STN	Système topographique national
T.-N.-O.	Territoires du Nord-Ouest
Tpi³	Billion de pieds cubes

Annexe B – Méthodes

Hypothèses clés

- 1) On considère que la ressource forme une zone dans les trois administrations quand le gaz est fortement distribué à la grandeur de la zone géologique définie. Ainsi, les chances de découvrir du gaz avec un puits sont de 100 %.
- 2) Les taux de RUE d'un puits tiennent compte de la technologie existante, des tendances actuelles de mise en valeur et d'une production limitée. Aucune analyse détaillée des percées technologiques n'a été réalisée dans le cadre de la présente étude. Les taux de récupération et le degré de mise en valeur pourraient évoluer avec les années au fil des percées technologiques.
- 3) Aucune étude n'a été entreprise pour connaître les conditions rendant faisable la mise en valeur des ressources commercialisables, et l'évaluation de ce qui peut être mis en valeur est fondée sur le point de vue des organismes liés aux projets.

Stratigraphie et zone d'étude

Intervalles stratigraphiques et évaluation de la zone de production nette

L'intervalle d'Exshaw-Patry (figure A.1) a été traité comme une formation radioactive unique dont la production nette pourrait être évaluée à l'aide d'une mesure de 10 ohm-m ou plus dans les diagraphies de résistivité. La zone de production nette des schistes de Horn River dans les T.-N.-O. et au Yukon est établie au moyen des mêmes critères.

Zones

La zone évaluée du bassin de la Liard a été définie sur son côté oriental par la faille de Bovie et sur son côté occidental par la limite ouest de l'affleurement rocheux du Crétacé. Ainsi, en Colombie-Britannique et au Yukon, la zone d'évaluation exclut les montagnes Rocheuses, les monts Mackenzie et les monts Franklin, sauf en bordure extérieure des contreforts des montagnes Rocheuses et des monts Franklin, qui forment une zone déformée. En contrepartie, les monts Franklin (y compris le chaînon Liard) des T.-N.-O sont inclus dans l'évaluation et considérés comme une zone déformée des Territoires. Ailleurs, le bassin de la Liard est considéré non déformé (figure A.2). Les secteurs au nord du 60° 40' N dans les T.-N.-O ont été exclus à cause de la proximité du parc national Nahanni.

Parcelles

La carte du bassin de la Liard a été divisée en une grille de petites parcelles pour rendre compte des variations locales du réservoir. En Colombie-Britannique, une parcelle a été considérée comme une unité d'espacement de la grille : quatre unités disposées deux par deux dans la grille du Système topographique national (STN) sur une superficie d'environ 2,6 km². Dans les T.-N.-O. et au Yukon, une parcelle a été considérée comme une section du quad de la grille du STN sur une superficie d'environ 3,2 km².

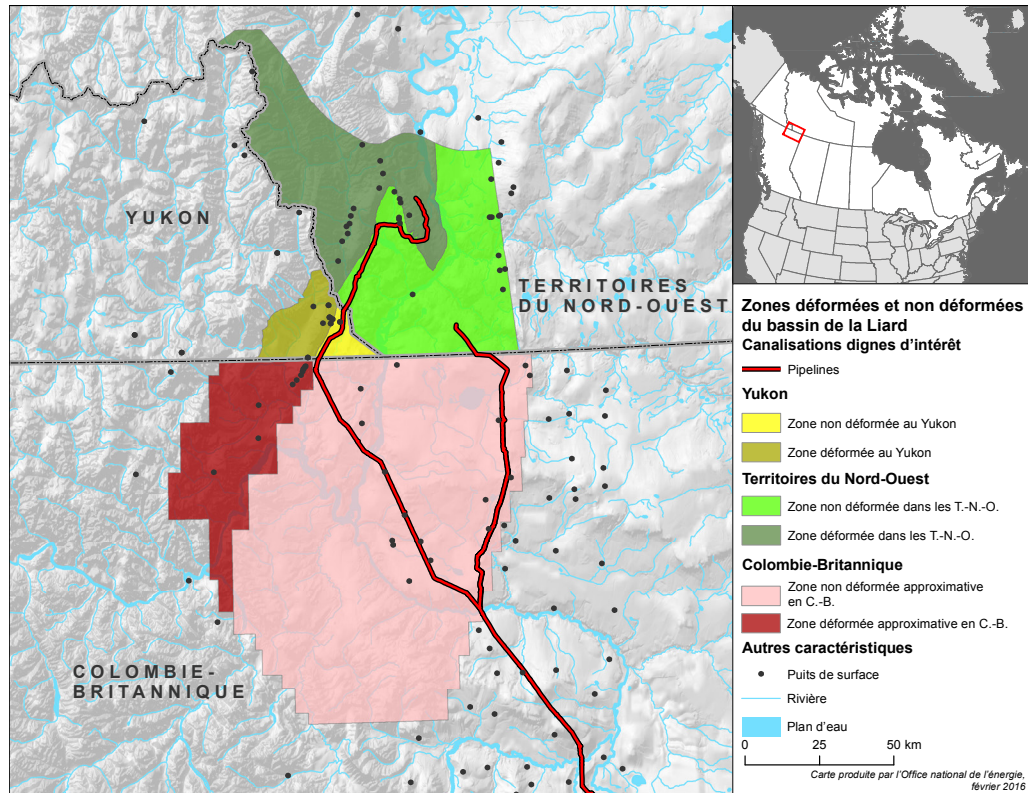


Figure A.2. Zones et puits visés par l'évaluation

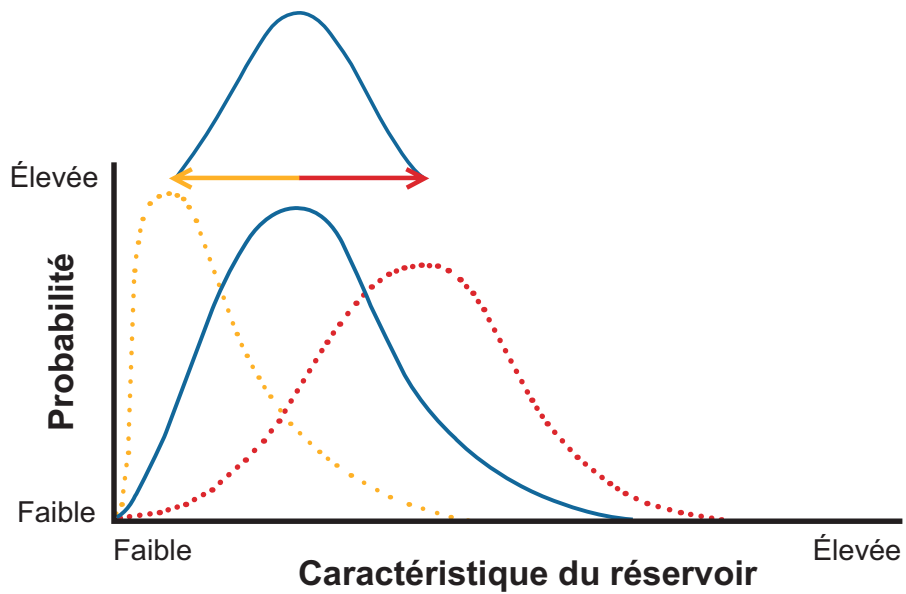


Figure A.3. Une distribution appliquée sur une autre pour créer une « distribution de distributions »

Estimation du gaz libre et du gaz adsorbé pour l'estimation des ressources en place

L'évaluation s'est faite par grille cartographique où, à chaque parcelle, une simulation Monte Carlo était appliquée à un ensemble d'équations mathématiques pour déterminer les volumes, et les résultats additionnés pour déterminer le total. L'évaluation a en outre été intégrée à deux niveaux : 1) une échelle par parcelle; 2) une échelle par bassin (figure A.3) pour essayer d'incorporer les variations locales aux incertitudes inhérentes au niveau du bassin.

Consultez le tableau A.1 pour connaître les variables des équations fondées sur les données cartographiées de même que les variables (cartographiées ou non) auxquelles était jointe une distribution pour les simulations Monte Carlo. Puisque les horizons évalués ont été traités comme unités seules, des variables comme la porosité, la saturation en eau et la teneur en matière organique ont été appliquées comme moyennes sur l'ensemble du secteur rocheux.

Afin de réduire le risque de désalignement des distributions modélisées sur les données cartographiées, on a utilisé des maximums ou des minimums « souples » pour les courbes de distribution (c.-à-d. que les valeurs basses et élevées de la distribution variaient selon un pourcentage des valeurs « les plus probables » cartographiées) plutôt que des maximums ou des minimums « stricts » dans la mesure où les valeurs souples ne se retrouvaient pas au-dessus ou en-dessous de valeurs impossibles, notamment par la création de nombres négatifs. Pour les distributions modélisées sur la zone de production nette, la matière organique totale et la profondeur, les incertitudes - l'écart entre les valeurs basses et élevées d'une parcelle - étaient réduites selon le nombre de points de données dans le bloc avoisinant du STN dans le cas de la C.-B. et la zone avoisinante de la grille dans le cas des T.-N.-O. et du Yukon.

Équations pour les ressources en place

Le gaz naturel du bassin de la Liard se présente sous deux formes principales : le gaz libre et le gaz adsorbé. On peut donc estimer la quantité totale de gaz naturel contenu dans le bassin de la Liard avant l'entrée en production à l'aide de l'équation de base suivante à chaque point de la grille :

$$RGIP_{total} = RGIP_{free} + RGIP_{adsorbed}$$

où $RGIP_{total}$ est le volume de gaz brut total sur place, $RGIP_{free}$ le volume de gaz brut libre sur place et $RGIP_{adsorbed}$ le volume de gaz brut adsorbé sur place.

Le volume de gaz brut libre sur place a été estimé à l'aide de l'équation volumétrique (toutes les variables des équations sont décrites au tableau A.1) :

$$RGIP_{free} = A \times H \times \emptyset \times S_g \times \frac{(D \times PG \times T_s)}{(P_s \times T_f \times Z)} \times RRF$$

Le volume de gaz brut sur place adsorbé a été estimé à l'aide de l'équation :

$$RGIP_{adsorbed} = A \times H \times \rho_o \times (1 - \emptyset) \times \frac{(TOC \times LtO \times D \times PG)}{(P_L \times D \times PG)} \times RRF$$

Le gaz brut sur place a été converti en gaz sec ($DGIP_{total}$) à l'aide de l'équation :

$$DGIP_{total} = RGIP_{total} \times (1 - SL_{GIP})$$

Facteurs de risque liés au réservoir

En Colombie-Britannique et au Yukon, un facteur de risque lié au réservoir de 0,9 a été appliqué au GIEP dans les secteurs déformés (c.-à-d. que le GIEP serait réduit de 10 %), car, même s'il y a certaines failles qui pourraient drainer des pressions du gaz, ces secteurs se trouvent essentiellement dans un large synclinal relativement peu déformé entre les monts Franklin et les gisements gaziers structurellement contrôlés de Beaver River et Kotaneelee. Dans les Territoires du Nord-Ouest, un facteur de risque lié au réservoir de 0,5 a été appliqué au GIEP dans les secteurs déformés (sauf le gisement gazier du mont Pointed, où un facteur de 0,75 a été appliqué), car ils se trouvent essentiellement dans les monts Franklin qui sont fortement faillés.

Tableau A.1. Descriptions des variables et intrants du modèle d'évaluation – Succession des schistes d'Exshaw-Patry

Variable	Symbole	Cartographié (O/N)	Prob. dist. (O/N)	Entrées dans le modèle de la parcelle (basse/plus probable/ élevée)	Entrées dans le modèle du bassin (basse/plus probable/ élevée)	Corrélations et notes	Source des données
Superficie (m ²)	<i>A</i>	O	N	D'après l'espacement de la grille cartographique	-	-	-
Profondeur (m)	<i>D</i>	O	O	D'après la carte	-	-	Diagraphies
Zone productrice nette (m)	<i>H</i>	O	O	Multiplicateur de parcelles 0,9/1/1,1	Multiplicateur de cartes 0,95/1/1,05	-	Diagraphies et carotte
Porosité (%)	ϕ	N	O	$\phi = 0,6707 * \text{TOC}\% + (2,0/4,272/6,5)$	Multiplicateur de cartes 0,5/1/1,5	Corrélation avec le taux de matière organique totale	Carotte
Saturation du gaz (%)	S_g	N	O	$S_g = 3,7588 * \text{TOC}\% + (37,0/56,659/76,0)$	Multiplicateur de cartes 0,5/1/1,5	Corrélation avec la carte des taux de matière organique totale	Carotte
Gradient de pression (kPa/m)	<i>GP</i>	N	O	13/20/27	Multiplicateur de cartes 0,5/1/1,5	-	Tests de production
Pression à la surface (kPa)	P_s	N	N	101,3	-	Conditions standard	-
Température du réservoir (°K)	T_F	N	N	Basé sur les gradients thermiques : cartographié dans les T.-N.-O. 40°K/km Yukon 35-45°K/km C.-B.	-	Corrélation avec la carte des profondeurs	Diagraphies
Température à la surface (°K)	T_s	N	N	273	-	Température à la surface	-
Compressibilité du gaz	<i>Z</i>	N	N	C.-B. : 1,4 T.-N.-O. et Yukon : 1,25	-	-	Analyses de gaz; meilleure estimation
Perte à la surface - GEP et RUE (fraction)	SL_{GIP} SL_{EUR}	N	N	$SL_{GIP} = 0,08$ $SL_{EUR} = 0,12$	-	-	Analyses de gaz; meilleure estimation
Densité matricielle de la roche (tonne/m ³)	ρ_b	N	N	2,6	-	-	Carotte
Matière organique totale — MOT (%)	<i>MOT</i>	O (N dans les T.-N.-O.)	O	C.-B. et Yukon : Multiplicateur de parcelles 0,5/1/1,5 T.-N.-O. : 2,2/3,75/5,3	Multiplicateur de cartes 0,6/1/1,4	-	Carotte et diagraphies
Volume de Langmuir par rapport au ratio de la teneur en matière organique (m ³ /tonne/%MOT)	<i>LtO</i>	N	O	0,1667/0,5/1,5	Multiplicateur de cartes 0,5/1/1,5	-	Tests de gaz adsorbé sur des échantillons de carottes
Pression de Langmuir (kPa)	P_L	N	O	5 000/8 247/11 500	Multiplicateur de cartes 0,5/1/1,5	-	Tests de gaz adsorbé sur des échantillons de carottes
Facteur de risque lié au réservoir, ou FRR (fraction)	<i>FRR</i>	N	N	Non déformé : 1 Déformé : C.-B./Yukon 0,9 : T.-N.-O. 0,5 (mont Pointed 0,75)	-	-	Meilleure estimation

Tableau A.2. Descriptions des variables et intrants du modèle d'évaluation - Succession des schistes de Horn River

Variable	Symbole	Cartographié (O/N)	Prob. dist. (O/N)	Entrées dans le modèle de la parcelle (basse/plus probable /élevée)	Entrées dans le modèle du bassin (basse/plus probable/ élevée)	Corrélations et notes	Source des données
Superficie (m ²)	<i>A</i>	O	N	D'après l'espacement de la grille cartographique	-	-	-
Profondeur (m)	<i>D</i>	O	O	D'après la carte	-	-	Diagraphies
Zone productrice nette (m)	<i>H</i>	O	O	Multiplicateur de parcelles 0,9/1/1,1	Multiplicateur de cartes 0,95/1/1,05	-	Diagraphies et carotte
Porosité (%)	ϕ	N	O	$\phi = 0,506 * \text{TOC}\% + (0,75/3,55/6,25)$	Multiplicateur de cartes 0,5/1/1,5	Corrélation avec le taux de matière organique totale	Carottes du bassin de Horn River
Saturation du gaz (%)	S_g	N	O	$S_g = 2,8277 * \text{TOC}\% + (43,94/68,47/93)$	Multiplicateur de cartes 0,5/1/1,5	Corrélation avec le taux de matière organique totale	Carottes du bassin de Horn River
Gradient de pression (kPa/m)	<i>GP</i>	N	O	10/16/22	Multiplicateur de cartes 0,5/1/1,5	-	Production du bassin de Horn River
Pression à la surface (kPa)	P_s	N	N	101,3	-	Conditions standard	-
Température du réservoir (°K)	T_F	N	N	Basé sur les gradients thermiques : cartographié dans les T.-N.-O. 40°K/km Yukon	-	Corrélation avec la carte des profondeurs	Analyses de gaz
Température à la surface (°K)	T_S	N	N	273	-	Température à la surface	-
Compressibilité du gaz	<i>Z</i>	N	N	1,25	-	-	Analyses de gaz;
Perte à la surface - GEP (fraction)	SL_{GIP}	N	N	$SL_{GIP} = 0,15$	-	-	Analyses de gaz; meilleure estimation
Densité matricielle de la roche (tonne/m ³)	ρ_b	N	N	2,6	-	-	Carottes, du bassin de Horn River
Matière organique totale — MOT (%)	<i>MOT</i>	O (N dans les T.-N.-O.)	O	Yukon : Multiplicateur de parcelles 0,5/1/1,5 T.-N.-O. : 0,5/2,5/5	Multiplicateur de cartes 0,6/1/1,4	-	Carotte déblais et diagraphies
Volume de Langmuir par rapport au ratio de la teneur en matière organique (m ³ /tonne/%MOT)	<i>LtO</i>	N	O	0,1/0,335/0,5	Multiplicateur de parcelles 0,5/1/1,5	-	Carottes du bassin de Horn River
Pression de Langmuir (kPa)	P_L	N	O	2 000/5 650/8 650	Multiplicateur 0,5/1/1,5	-	Carottes, du bassin de Horn River
Facteur de risque lié au réservoir (fraction)	<i>FRR</i>	N	N	Non déformé : 1 Déformé : C.-B./Yukon 0,9 : T.-N.-O. 0,5 (mont Pointed 0,75)	-	-	Meilleure estimation

Facteurs de RUE de la formation d'Exshaw-Patry

Le puits horizontal c-45-K/94-O-5 en Colombie-Britannique, réalisé dans l'intervalle d'Exshaw-Patry, a servi de puits de référence de façon à pouvoir déterminer la récupération d'une parcelle de référence. La production du c-45-K a été modélisée en utilisant un stade préliminaire d'écoulement transitoire pour les 84 premiers mois suivant le sommet de production, puis un stade plus avancé d'écoulement dominé par les délimitations, ce qui jusqu'ici n'a été observé dans les données historiques d'aucun puits de gaz de schistes dans le bassin de la Liard (données jusqu'à 53 mois). Une coupure de 50 ans a été appliquée à la production cumulative pour en déterminer la RUE. Les résultats ont été comparés aux puits avoisinants pour déterminer si la RUE estimative était raisonnable. Un facteur de qualité de puits a également été appliqué, ce qui a fait en sorte que la RUE a augmenté ou diminué pour simuler l'incertitude des résultats de la RUE (d'un minimum de zéro à un maximum de deux fois plus).

Écoulement transitoire

L'écoulement transitoire modélisé a exclu le premier mois des données au sommet de production, qui ne concordait pas avec la tendance principale des données historiques d'un graphique logarithmique de production par rapport au temps. Cette déviation précoce est probablement due au fait que le puits refluit encore des fluides de fracturation hydraulique ou que la production survenait dans l'écoulement bilinéaire préliminaire avant de passer à l'écoulement linéaire.

L'écoulement transitoire a été modélisé en calculant une régression des données historiques à l'aide du modèle de Duong¹⁶, du modèle hyperbolique d'Arps¹⁷ (où le solveur d'Excel aide à déterminer la production initiale, la baisse initiale et l'exposant b d'Arps) ainsi que d'un modèle d'écoulement linéaire longue durée (qui, pour les besoins de cette étude, est une régression linéaire des données historiques sur un graphique logarithmique de production par rapport au temps) (figure 4).

Écoulement dominé par les délimitations

Pour chacun des trois modèles susmentionnés, l'écoulement dominé par les délimitations à la fin de l'écoulement transitoire a été estimé à l'aide du modèle d'écoulement hyperbolique d'Arps. Comme l'écoulement dominé par les délimitations n'est pas encore observé dans les données du puits, on a établi que la production initiale est la production à la fin de l'écoulement transitoire de chaque modèle, la baisse initiale annuelle de 0,1 et l'exposant b de 0,5.

Indexation des parcelles

Le puits de référence (figure A.4 et tableau A.3) a été créé en : 1) établissant une moyenne des trois RUE estimatives; 2) en calculant la RUE par 1 km du bras horizontal stimulé du puits c-45-K; et 3) en créant un puits hypothétique qui s'étendrait le long du long axe d'une parcelle tout en conservant un espace « tampon » à la pointe et au talon du puits pour éviter tout contact avec des puits qui seraient forés dans les parcelles voisines.

La parcelle de référence (tableau A.3) a été créée en estimant la quantité de gaz récupérable dans une parcelle proche du c-45-K en fonction du nombre de puits de référence censés être forés dans celle-ci. Certaines caractéristiques du réservoir au puits c-45-K — production nette, pression et MOT (que l'on tient pour un indicateur de la porosité, de la saturation du gaz et des concentrations de gaz adsorbé) — ont été extraites des parcelles locales en vue de créer une référence pour la manière dont pourrait se comporter la production dans d'autres parcelles lorsque les conditions du réservoir diffèrent. Comme les dimensions des parcelles varient dans la grille du STN selon les variations des dimensions des unités et sections dans les axes nord-sud, la parcelle de référence a également été indexée aux dimensions des parcelles au puits c-45-K pour tenir compte du fait que l'espacement des puits ou les plans de mise en valeur pourraient changer selon que les parcelles sont plus grandes ou plus petites.

¹⁶ Duong, A., 2011. [Rate-decline analysis for fracture-dominated shale reservoirs](#). SPE 137748.

¹⁷ Fekete. [Traditional decline analysis theory](#).

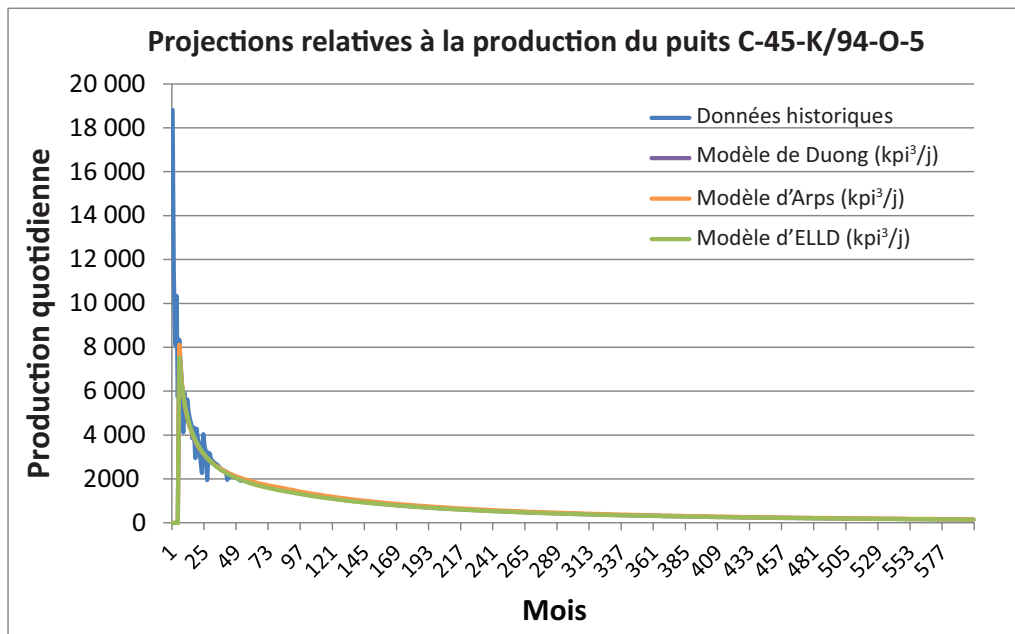


Figure A.4. Courbes de production modélisée pour le puits c-45-K

Limites de la mise en valeur

Pour l'analyse de la RUE, on a supposé qu'aucune mise en valeur ne se ferait dans les zones de moins de 1 500 m de profondeur ou lorsque la zone de production nette serait de moins de 30 m, car les taux d'écoulement seraient probablement trop bas pour justifier des forages. En Colombie-Britannique et au Yukon, un facteur de risque technique de 0,75 a été appliqué aux RUE des parcelles dans les zones déformées pour simuler les risques techniques auxquels la récupération pourrait faire face. Dans les Territoires du Nord-Ouest, les monts Franklin sont fortement faillés et ce facteur de risque technique a été ramené à zéro, sauf au gisement gazier du mont Pointed où il a été ramené à 0,6 (c.-à-d. qu'en dehors du gisement gazier du mont Pointed, on a supposé que la zone déformée des T.-N.-O. recèle du gaz en place dans l'intervalle d'Exshaw-Patry, mais pas de récupération).

Conversion de gaz brut en gaz commercialisable

Comme pour les estimations du GIEP, la RUE de gaz brut a été convertie en RUE de gaz commercialisable en appliquant une perte en surface en fonction de la teneur en impuretés escomptée et du combustible nécessaire pour le traitement du gaz.

Tableau A.3. Paramètres escomptés des puits de référence

c-45-K			Puits de référence		DSU de référence			
RUE brute (Gpi³)	Longueur Hz stim. (km)	RUE brute/km	Longueur Hz stim. (km)	RUE brute du puits de référence (Gpi³)	Puits/ DSU	RUE brute/ DSU (Gpi³)	Perte en surface (fraction)	Ventes EUR/ DSU (Gpi³)
15,8	0,85	18,6	1,75	32,55	1,5	48,56	0,12	42,73