

Note d'information sur l'énergie

Évaluation des ressources en hydrocarbures non classiques des schistes des formations Bluefish et Canol dans les Territoires du Nord Ouest



Office national
de l'énergie

National Energy
Board



Mai 2015

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 et du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest soient mentionnés comme 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 et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ou avec leur consentement.

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

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board and the Government of Northwest Territories, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board and the Government of Northwest Territories is identified as the source institutions; 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 and the Government of Northwest Territories.

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 2015 représentée
par l'Office national de l'énergie

Note d'information sur l'énergie - Évaluation des ressources
en hydrocarbures non classiques des schistes des
formations Bluefish et Canol dans les Territoires du
Nord-Ouest :

ISSN 1917-5078

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

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2015 as
represented by the National Energy Board

Energy Briefing Note - An Assessment of the
Unconventional Petroleum Resources of the Bluefish Shale
and the Canol Shale in the Northwest Territories :

ISSN 1917-506X

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

Avant-propos

Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie est un organisme de réglementation indépendant de compétence fédérale créé afin de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. Les principales responsabilités de l'Office consistent à réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs et des gazoducs interprovinciaux et internationaux, des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées tout au long de leur cycle de vie aux étapes de la présentation de la demande, de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation.

Pour les exportations de pétrole et de gaz naturel, le rôle de l'Office consiste à déterminer si les volumes d'exportation proposés 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 relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui sont versés au dossier de la preuve.

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.

Résumé

Le volume de pétrole sur place¹ dans les formations schisteuses Bluefish et Canol de la plaine du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest a été évalué pour la première fois par l'Office national de l'énergie et la Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest. On s'attend à ce que la formation schisteuse Canol, à la fois épaisse et étendue, renferme 145 milliards de barils (Gb) de pétrole sur place. Quant à la formation schisteuse Bluefish, bien plus mince, elle pourrait renfermer 46 Gb de pétrole sur place.

La quantité de pétrole commercialisable² (c'est-à-dire récupérable) n'a pas été estimée parce que les résultats des essais de puits ne sont pas encore du domaine public et qu'il y a toujours de l'incertitude quant à savoir si ces formations schisteuses se prêtent à la production. Toutefois, si les ressources sur place dans la formation schisteuse Canol pouvaient être récupérées dans une proportion d'à peine 1 %, cela représenterait 1,45 Gb commercialisables. Fondée sur les données géologiques limitées disponibles, l'analyse suppose que les deux formations schisteuses sont saturées de pétrole dans toute la zone de l'étude.

La Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest a demandé l'évaluation afin de mieux comprendre le potentiel en ressources de la plaine du Mackenzie.

Introduction

L'industrie a récemment ciblé la formation schisteuse Canol dans la partie centrale de la plaine du Mackenzie. Quatorze licences d'exploration ont été délivrées depuis 2010-2011, ce qui représente un total de 627,5 millions de dollars en engagements de travaux. Sept nouveaux puits d'exploration ont été forés depuis 2012. En 2014, deux puits horizontaux ont été forés, mais les résultats ne sont pas encore du domaine public. La production classique historique de 274 millions de barils (Mb) à Norman Wells provient de la formation calcaire Ramparts de la période dévonienne. Avec la récente chute des prix du pétrole, la plupart des sociétés ont mis leurs plans d'exploration pour les Territoires du Nord-Ouest en attente.

L'Office national de l'énergie et la Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest ont conjointement évalué les ressources pétrolières non classiques sur place pour les formations schisteuses Bluefish et Canol. Ceci est la première étude publiée à ce sujet.

¹ « Sur place » désigne la quantité totale d'hydrocarbures se trouvant dans le gisement. Seule une petite fraction de cela pourrait se prêter à la production.

² Les « ressources commercialisables » désignent le volume d'hydrocarbures sur place que l'on peut récupérer dans des conditions technologiques prévisibles et dans un état où elles sont prêtes à être utilisées commercialement.

Description géologique

La plaine du Mackenzie fait partie de la région d'exploration de l'arche de Mackenzie, qui se trouve à l'intérieur du bassin sédimentaire de la partie continentale du Nord canadien. Elle comprend les collectivités de Norman Wells et de Tulita. Le fleuve coule le long de l'axe de la plaine du Mackenzie (figure 1). Immédiatement à l'ouest, il y a les monts Mackenzie et à l'est, les monts Franklin, où les roches sédimentaires sous la surface de la plaine du Mackenzie affleurent après avoir été poussées vers le haut et déformées au cours d'un événement à l'origine des monts en question durant le Crétacé tardif et le Paléocène (il y a de cela entre 80 à 60 millions d'années environ).

La zone du projet couvre toute la plaine du Mackenzie sur une superficie de 18 277 kilomètres carrés.

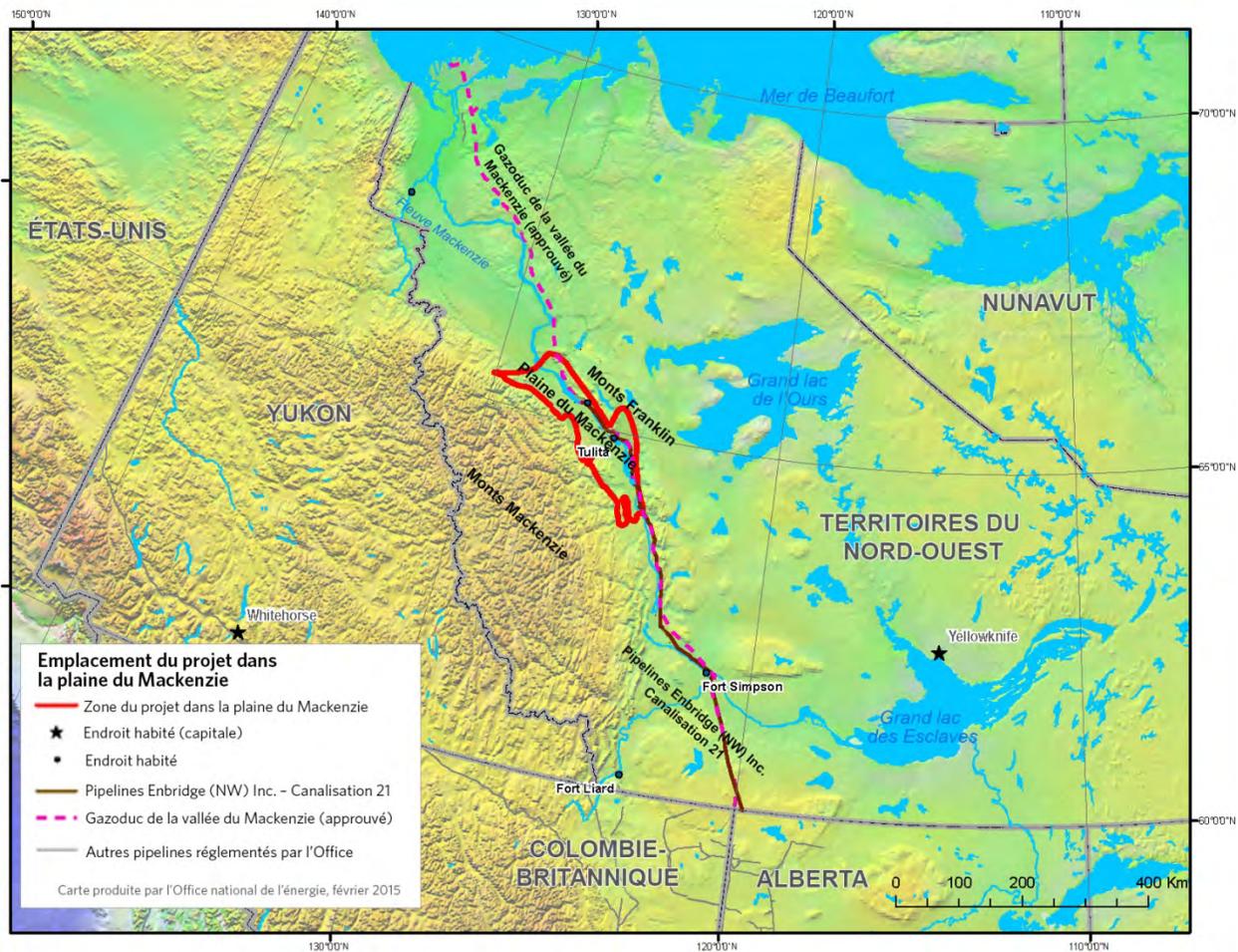


Figure 1. Emplacement général de la zone du projet illustrant l'étendue géographique

Le groupe de Horn River de la plaine du Mackenzie a été déposé durant le Dévonien moyen et le Dévonien supérieur (il y a environ 385 millions d'années). Il se compose de la formation schisteuse Hare Indian, de la formation calcaire Ramparts et de la formation schisteuse Canol (figures 2 et 3). La formation schisteuse Hare Indian est divisée en un membre inférieur de

schiste noir (les schistes de la formation Bluefish) et un membre supérieur consistant en un schiste silteux gris qui a été déposé en bordure d’une plateforme carbonatée. Les schistes gris de la formation Hare Indian supérieure sont recouverts, dans la zone autour de Norman Wells, de sédiments carbonatés laissés par la formation calcaire Ramparts. Les schistes de la formation Canol drapent le calcaire de la formation Ramparts ainsi que ceux de la formation Hare Indian partout dans la zone du projet. Le groupe de Horn River est recouvert par les schistes de la formation Imperial dans la zone de l’étude.

La formation calcaire Ramparts contient par endroits des récifs du membre Kee Scarp au sommet, où se trouvent principalement les gisements de pétrole classique à Norman Wells. Les récifs ont produit 274 Mb de pétrole à ce jour. On croit que ce pétrole émane des roches riches en matière organique de la formation schisteuse Canol, mais il semble que les schistes de la formation Bluefish aient peu contribué à cette production³. Ces deux formations schisteuses semblent prometteuses pour le pétrole dans la plaine du Mackenzie d’après des données géologiques limitées.

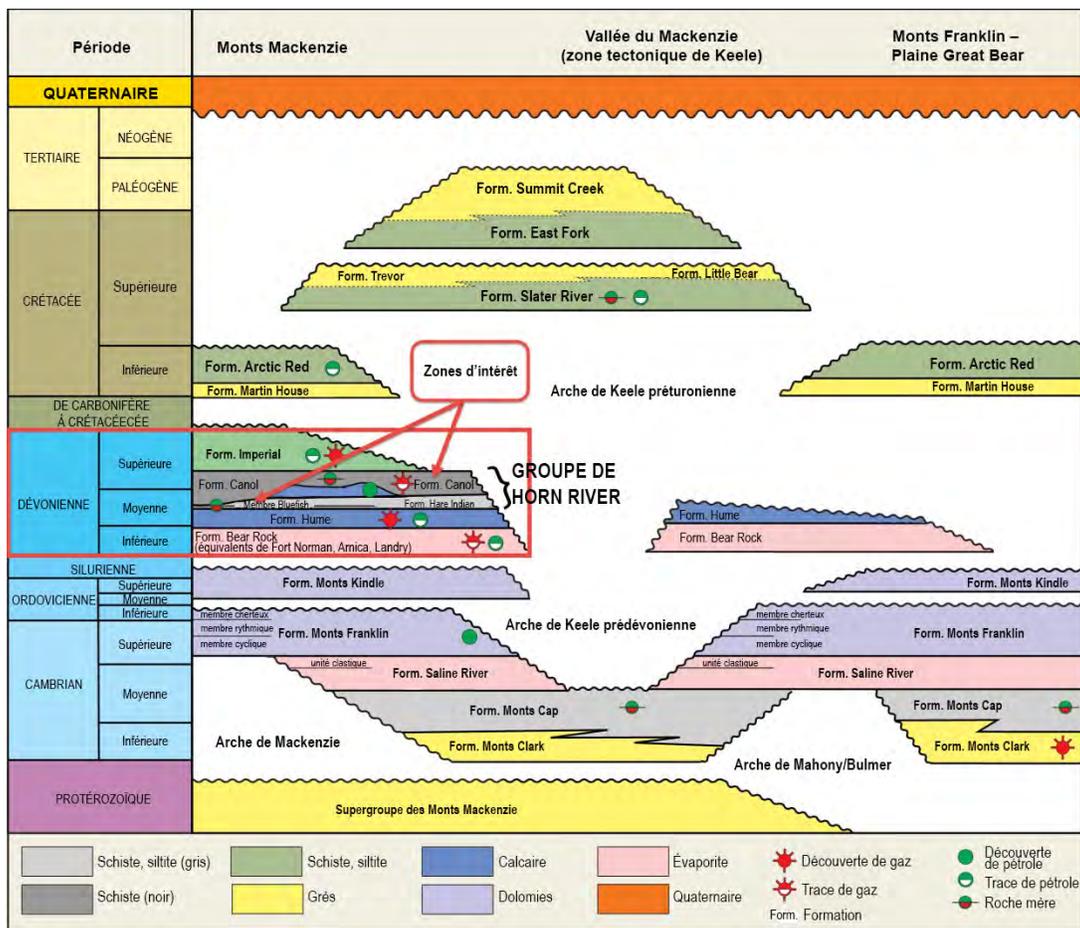


Figure 2. Stratigraphie de la zone de la plaine du Mackenzie (source : Dossier public 2014-06, Territoires du Nord-Ouest)

³ Dossier public 6125 de la Commission géologique du Canada. *Petroleum play data for the Kee Scarp play (Ramparts Formation), Mackenzie Corridor, Northwest Territories*, Pyle, L. J. et L. P. Gal (2009).

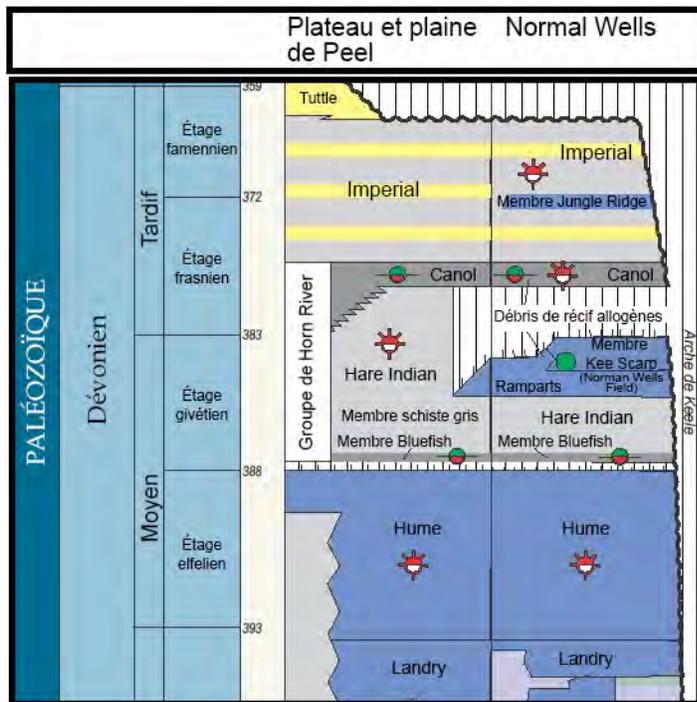


Figure 3. Stratigraphie du groupe de Horn River

La formation schisteuse Bluefish a une épaisseur de 2 mètres (m) à 62 m du nord vers le sud à l'intérieur de la plaine du Mackenzie. Sa couleur va du noir au gris foncé et elle ne contient que quelques minces bancs de calcaire. Les schistes sont riches en silice et en matière organique et ils renferment de petites quantités de pyrite.

La formation schisteuse Canol s'étend des monts Franklin à l'est de Norman Wells jusqu'à la cuvette de Richardson au Yukon à l'ouest. Dans la zone du projet, son épaisseur varie de quelques mètres à plus de 100 m. La formation Canol se compose largement de schistes riches en silice allant du gris foncé au noir avec un peu de pyrite et des interlits de siltite et de mudstone.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, le groupe de Horn River équivaut, du point de vue stratigraphique, aux zones prometteuses pour le gaz de schiste dans le bassin de Horn River et l'enfoncement Cordova dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La formation schisteuse Canol équivaut quant à elle, toujours du point de vue stratigraphique, à celle de Duvernay en Alberta, qui est prometteuse pour le pétrole et le gaz de schiste (y compris des quantités considérables de condensats de gaz).

Les schistes des formations Bluefish et Canol sont dans les deux cas fort poreux (8 % et plus) et ont une faible teneur en eau, ce qui signifie qu'ils ont une bonne capacité de stockage de pétrole et de gaz⁴. Ils contiennent de grandes quantités de carbone organique pour des schistes (6 % et

⁴ Geological, Geochemical and Geophysical Characteristics of the Devonian Oil Shales in Central Mackenzie Valley, NWT, Canada. Enachescu, Michael E., Paul R. Price, John R. Hogg, Fred Kierulf, Murray F. J. Cooper et A. C. Springer, article 10559 (2013) dans *Search and Discovery*.

plus). Les mesures de la maturité thermique indiquent que ces schistes ont été chauffés à hauteur de la fenêtre à pétrole, ce qui les rend prometteurs pour le pétrole. Les schistes des formations Bluefish et Canol ont par ailleurs une faible teneur en argile et une haute teneur en silice, ce qui les rendrait fragiles et plus faciles à fracturer si la fracturation hydraulique était appliquée. Pour de plus amples renseignements sur la géologie des formations schisteuses Bluefish et Canol, veuillez consulter le dossier public 2014-06 des Territoires du Nord-Ouest⁵. En raison du faible nombre d'essais de production dont les résultats sont du domaine public, il y a encore de l'incertitude quant à savoir si ces schistes se prêtent à la production.

Méthodes

Les volumes de pétrole sur place ont été calculés en utilisant des méthodes probabilistes récemment élaborées pour évaluer les ressources pétrolières non classiques dans la formation Montney en Colombie-Britannique et la formation Bakken en Saskatchewan. Ces méthodes sont fondées sur des équations volumétriques et des simulations Monte Carlo et ont été modifiées pour rendre compte des caractéristiques des zones de pétrole de schiste Canol.

Des distributions statistiques ont été appliquées à certaines variables dans les équations volumétriques et puis une simulation Monte Carlo⁶ a servi à estimer les valeurs « Bas », « Escompté » et « Élevé ». Les ressources en hydrocarbures sur place ont été déterminées pour le pétrole seulement. Les quantités de ressources commercialisables n'ont pas été estimées parce que le manque de données sur la production cause de l'incertitude quant à savoir si ces schistes se prêtent à une telle production

L'annexe A décrit en détail les méthodes.

Résultats d'évaluation et observations

On estime le volume de pétrole non classique sur place dans la formation schisteuse Bluefish à 7,366 milliards de mètres cubes (Gm^3), soit 46,346 Gb. La formation schisteuse Canol est bien plus épaisse que la formation schisteuse Bluefish (moyenne de 38 m par rapport à 12 m) et selon les estimations, le volume de pétrole non classique sur place de la formation schisteuse Canol est imposant et s'élèverait à 23,018 Gm^3 (144,825 Gb).

Cette analyse n'estime pas la quantité de pétrole commercialisable (c'est-à-dire récupérable) parce que les résultats des essais des puits ne sont pas encore du domaine public et qu'il y a toujours de l'incertitude quant à savoir si ces schistes se prêtent à la production. Toutefois, même si les ressources sur place dans la formation schisteuse Canol pouvaient être récupérées dans une proportion d'à peine 1 %, cela représenterait 1,45 Gb commercialisables.

⁵ Dossier public 2014-06 des Territoires du Nord-Ouest. *Devonian Horn River Group: A Reference Section, Lithochemical Characterization, Correlation of Measured Sections and Wells, and Petroleum-Potential Data, Mackenzie Plain area* (NTS 95M, 95N, 96C, 96D, 96E, 106H, et 106I), Territoires du Nord-Ouest. Pyle, L. J., L. P. Gal et K. M. Fiess (2014).

⁶ Une simulation Monte Carlo est un processus informatique où des nombres sont tirés au sort (selon une distribution statistique) des centaines à des milliers de fois pour aider à déterminer une plage de possibilités et le degré d'incertitude d'une estimation.

Les facteurs de récupération des formations schisteuses Eagle Ford au Texas et Niobrara au Colorado ne seraient pas applicables à la formation schisteuse Canol, étant donné qu'il s'agit de zones de gaz de schiste riches en condensats qui se comportent différemment des zones de pétrole de schiste. Les facteurs de récupération de la formation Bakken dans le Dakota du Nord ne seraient pas applicables non plus à la formation schisteuse Canol, étant donné que la formation Bakken en est une de siltite, avec des caractéristiques de production qui diffèrent considérablement de celles du schiste. Le plus proche analogue pourrait être le bassin du Permien au Texas, où les exploitants s'attendent, selon leurs dires, à des facteurs de récupération d'environ 3 %. Toutefois, une différence clé est que les vastes étendues de la formation schisteuse Canol se situent à des profondeurs inférieures à celles des autres zones prometteuses pour le pétrole de schiste, et ainsi, les pressions moins grandes peuvent rendre la récupération de pétrole plus difficile. Si un facteur de récupération de 3 % était appliqué à la valeur « Sur place » pour la formation schisteuse Canol, la quantité récupérable atteindrait 4,35 Gb. En raison d'un manque d'information à cet égard, l'analyse ne fournit pas non plus d'estimation de la quantité de gaz dissous présent dans le pétrole. Fondée sur les données géologiques disponibles, l'analyse suppose que les schistes des deux formations sont saturés de pétrole à l'échelle de la zone de l'étude. Si des explorations futures permettent de découvrir du gaz naturel dans ces schistes, la quantité de pétrole sur place devrait être réduite afin de tenir compte du volume de gaz naturel.

L'incertitude se reflète par l'intervalle entre les valeurs estimatives allant de « Bas » à « Élevé » dans le tableau 1⁷. Il y a eu très peu d'exploration dans la zone évaluée. Au fil des futurs travaux d'exploration, le niveau d'incertitude dans ces zones va probablement décroître et l'intervalle devrait rétrécir.

Tableau 1. Hydrocarbures non classiques dans les schistes des formations Bluefish et Canol dans les Territoires du Nord-Ouest

Type d'hydrocarbure Pétrole – Gm³ (Gb)	Sur place		
	Bas	Escompté	Élevé
Bluefish	4,392 (27,634)	7,366 (46,346)	11,254 (70,808)
Canol	13,129 (82,605)	23,018 (144,825)	35,095 (220,811)

⁷ Les valeurs « Bas » et « Élevé », comme elles sont utilisées ici, désignent les limites d'un intervalle probable pour les ressources réellement sur place dans les formations schisteuses Bluefish et Canol, d'après la compréhension actuelle de la zone. Donc, il est moins probable que les volumes réels sur place soient inférieurs aux valeurs « Bas » ou supérieurs aux valeurs « Élevé ».

Annexe A – Méthodes détaillées

Introduction

L'analyse des ressources pétrolières non classiques sur place des formations schisteuses Bluefish et Canol est largement fondée sur les méthodes élaborées pour évaluer les ressources pétrolières non classiques de la formation Montney en Colombie-Britannique⁸ et de la formation Bakken en Saskatchewan, bien qu'elle incorpore de nouveaux éléments visant à rendre compte des différences géologiques dans les gisements.

Hypothèses clés

1) En raison d'un manque d'information, l'analyse ne fournit pas d'estimation de la quantité de gaz dissous présent dans le pétrole. Fondée sur les données géologiques disponibles, l'analyse suppose que les formations schisteuses Bluefish et Canol sont toutes deux saturées de pétrole à l'échelle de la zone du projet.

2) Les ressources non classiques commercialisables (c'est-à-dire récupérables) n'ont pas été évaluées en raison du faible nombre d'essais de production dont les résultats sont du domaine public.

Stratigraphie et zone d'étude

Intervalle stratigraphiques

Les formations schisteuses Bluefish du Dévonien moyen et Canol du Dévonien moyen et du Dévonien supérieur du groupe de Horn River ont été évaluées comme deux unités stratigraphiques distinctes.

Zone

Toute la zone du projet a été évaluée pour les ressources pétrolières sur place dans les formations schisteuses Bluefish et Canol.

Parcelles

Les données ont été réunies à partir des blocs du Système national de référence cartographique. Les équations pour déterminer les volumes ont été appliquées à chaque bloc de ce système.

Estimations du pétrole sur place

Comme l'évaluation du bassin de Horn River et des formations de Montney et de Bakken, cette évaluation s'est faite par grille cartographique où, à chaque point de la grille, une simulation Monte Carlo était appliquée à un ensemble d'équations mathématiques pour déterminer les volumes, et les résultats additionnés pour établir le total.

⁸ BC OGC, AER, BC MNGD, Office. *Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation Montney en Colombie-Britannique et en Alberta* (2013). Disponible à www.neb-one.gc.ca.

Cette évaluation a en outre été intégrée à deux niveaux : 1) une échelle par parcelle; 2) une échelle par bassin (figure A.1) pour essayer d'incorporer les variations locales aux incertitudes inhérentes au niveau des bassins. Consultez la section « Modélisation des ressources » de l'évaluation 2011 du bassin de Horn River pour plus de détails sur cette méthodologie de « distribution des distributions »⁹.

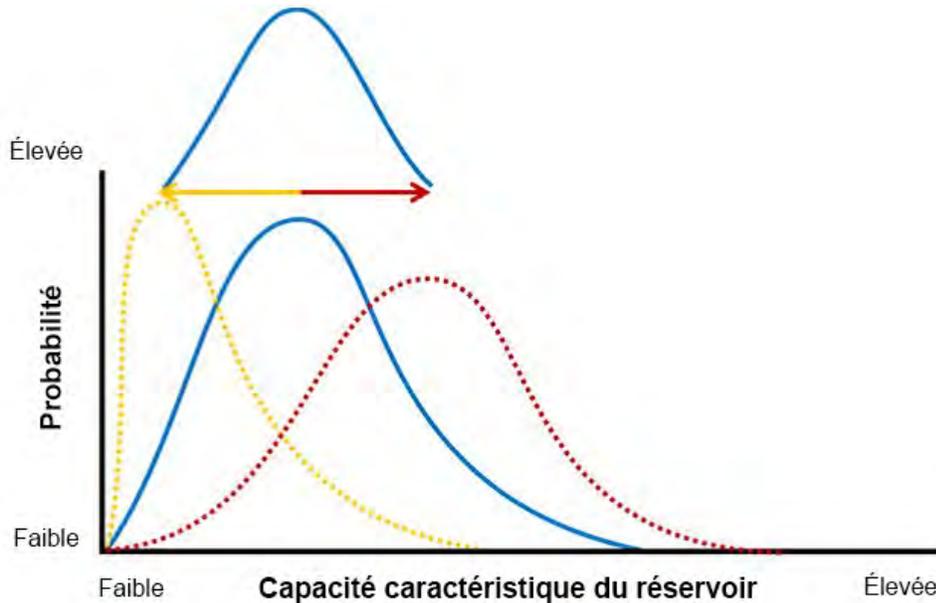


Figure A.1. Une distribution appliquée sur une autre pour créer une « distribution de distributions »

Les cartes d'épaisseur nette pour les formations schisteuses Bluefish et Canol ont été fournies par la Commission géologique des Territoires du Nord-Ouest. Le tableau A.1 contient les variables utilisées dans l'évaluation (données cartographiées et non cartographiées) et montre à quelles variables des distributions ont été appliquées dans la simulation Monte Carlo. En raison des grandes incertitudes dans les caractéristiques des gisements en subsurface découlant d'un ensemble limité de données géologiques, des distributions représentatives pour la porosité et la saturation en eau réelles ont été appliquées à toute la zone du projet. Aucune distribution n'a été appliquée au facteur de volume de formation.

Un facteur de confiance a été appliqué à chaque bloc sur la base du nombre de puits présents pour réduire le risque de désalignement des distributions modélisées sur les données cartographiées. Essentiellement, le pourcentage d'un bloc jugé découvert dépend du nombre d'unités d'espacement de la grille que pénètre un puits. Ensuite, l'intervalle entre les valeurs « Bas » et « Élevé » s'écartant de la valeur plus probable a diminué en conséquence. Autrement dit, on a utilisé des maximums ou des minimums « souples » pour les courbes de distribution dans la mesure où les valeurs souples ne se trouvaient pas au-dessus ou en dessous de valeurs impossibles, notamment par la création de nombres négatifs. De plus, lorsqu'on appliquait la distribution à l'échelle du bassin à la distribution à l'échelle de la parcelle, les variables susceptibles de présenter un minimum de zéro (comme la porosité ou la saturation en eau)

⁹ BC MEM, Office. *Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique* (2011). Disponible à www.neb-one.gc.ca (archivé).

avaient toujours un minimum rattaché à zéro, si bien que non seulement les maximums et les valeurs les plus probables variaient pour ces distributions au niveau des parcelles, mais il en était de même pour la forme de la courbe.

Équation concernant le pétrole sur place

On présume que les formations schisteuses Bluefish et Canol ne contiennent que du pétrole libre. Ainsi, une équation volumétrique a été utilisée pour déterminer la quantité de pétrole sur place.

$$OIP = \frac{A \times H \times \Phi \times (1 - S_w)}{FVF}$$

Où :

OIP = Pétrole sur place

A = Superficie

H = Épaisseur

Φ = Porosité

S_w = Saturation en eau

FVF = Facteur de volume de formation

Tableau A.1. Descriptions des variables et intrants du modèle d'évaluation

Variable	Symbole	Carte (O / N)	Distr. prob. (O / N)	Entrées dans le modèle de la parcelle (bas / plus probable / élevé)	Entrées dans le modèle du bassin (bas / plus probable / élevé)
Superficie (m ²)	<i>A</i>	N	N	D'après l'espacement de la grille cartographique	-
Épaisseur (m)	<i>H</i>	O	O	0.25*Point de grille/Point de grille/1.75*Point de grille	0,5/1/1,5 (multiples d'échelle de parcelle)
Porosité (fraction)	Φ	N	O	0,00/0,06/0,15	0,25/1/1,75 (multiples d'échelle de parcelle)
Saturation en eau (fraction)	<i>S_w</i>	N	O	0,00/0,25/0,6	0,25/1/1,666 (multiples d'échelle de parcelle)
Facteur de volume de formation	<i>FVF</i>	N	N	1,44	1,44