



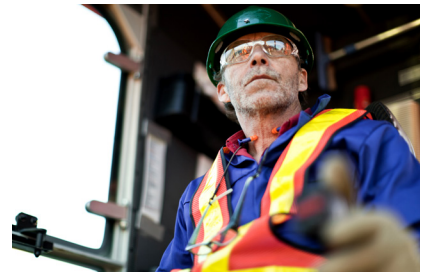
Office national
de l'énergie

National Energy
Board

NOTE D'INFORMATION SUR L'ÉNERGIE

Évaluation des ressources pétrolières classiques découvertes dans les Territoires du Nord-Ouest et la mer de Beaufort

Novembre 2014



Canada 



Autorisation de reproduction

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

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

Permission to Reproduce

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

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

Rapport de l'Office :

Évaluation des ressources pétrolières classiques découvertes dans les Territoires du Nord-Ouest et la mer de Beaufort

Novembre 2014

PDF : NE23-180/2014F-PDF
ISSN 978-0-660-22976-8

Publié par :

Office national de l'énergie
517, Dixième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2R 0A8
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : 403-292-5576 ou 1-877-288-8803
Téléphone : 403-299-3562 ou 1-800-899-1265
Site Web : www.neb-one.gc.ca

Table des matières

Table des matières.....	i
Liste des unités.....	i
Avant-propos.....	ii
Résumé.....	1
Introduction.....	2
Description géologique.....	3
Méthodologie.....	3
Résultats d'évaluation et observations.....	4
Annexe A.....	9
Annexe B.....	12

Liste des unités

Tpi^3	= mille milliards de pieds
10^9m^3	= milliards de mètres cubes
10^6m^3	= millions de mètres cubes

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. La réglementation de la construction et de l'exploitation des oléoducs et des gazoducs internationaux et interprovinciaux, des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées comptent au nombre des principales responsabilités de l'Office.

Pour ce qui est des exportations de pétrole et de gaz naturel, le rôle de l'Office consiste à déterminer si les volumes de pétrole et de 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 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.

Résumé

L'Office national de l'énergie a réalisé une évaluation des ressources pétrolières découvertes dans les régions de la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest (T. N.-O.), de l'archipel Arctique des T. N.-O. et de la mer de Beaufort. Les volumes de ces ressources sont estimés à 467,0 milliards m³ (16,4 Tpi³) pour le gaz naturel commercialisable^{1,2}, à 195,1 millions m³ (1 227,8 millions de barils) pour le pétrole brut³ et à 8,5 millions m³ (53,3 millions de barils) pour les liquides de gaz naturel (LGN) (tableau 1).

Les découvertes dans la partie continentale des T. N.-O. sont estimées à 213,8 milliards m³ (7,6 Tpi³) pour le gaz naturel commercialisable, à 84,1 millions m³ (529,4 millions de barils) pour le pétrole brut et à 8,3 millions m³ (52,1 millions de barils) pour les LGN. La seule découverte dans l'archipel Arctique des T. N.-O., à Hecla, est estimée à 75,2 milliards m³ (2,6 Tpi³) pour le gaz naturel commercialisable et à 4,9 millions m³ (31,0 millions de barils) pour le pétrole brut. Les découvertes dans la mer de Beaufort sont estimées à 178,0 milliards m³ (6,2 Tpi³) pour le gaz naturel, à 106,1 millions m³ (667,4 millions de barils) pour le pétrole brut et à 0,2 million m³ (1,2 million de barils) pour les LGN.

Le présent rapport est axé sur les ressources de gaz naturel, de LGN et de pétrole brut découvertes, sans établir de critères économiques liés au développement. **Les ressources non classiques n'y sont pas abordées car le développement de ce type de ressource est à un stade précoce au sein des régions visées par l'étude dans les Territoires du Nord-Ouest.** Le présent rapport et les données qui y sont associées visent à informer les parties prenantes, les décideurs, les organismes de réglementation, les collectivités autochtones et les autres parties intéressées des volumes de ressources découvertes dans les Territoires du Nord-Ouest et la mer de Beaufort. Le rapport ne tente aucunement de quantifier le potentiel de ressources pétrolières non découvertes dans les régions.

Tableau 1 Volumes des ressources classiques découvertes

Type d'hydrocarbure	Prévu			
	Partie continentale des T. N.-O.	Archipel Arctique des T. N.-O.	Mer de Beaufort	TOTAL
Gaz naturel milliards m ³ (mille milliards pi ³)	213,8 (7,6)	75,2 (2,6)	178,0 (6,2)	467,0 (16,4)
LGN – millions m ³ (millions de barils)	8,3 (52,1)	0,0 (0,0)	0,2 (1,2)	8,5 (53,3)

¹ Le mot « commercialisable » implique une récupération économique. Cependant, aux fins du présent rapport, « commercialisable » ne fait référence qu'au volume technique avec le retrait des sous-produits et des impuretés requis pour rendre les volumes récupérés aptes à la vente. Aucune évaluation économique n'a été effectuée pour cette étude.

² Facteur de conversion du gaz : 1 mètre cube = 35,30096 pieds cubes

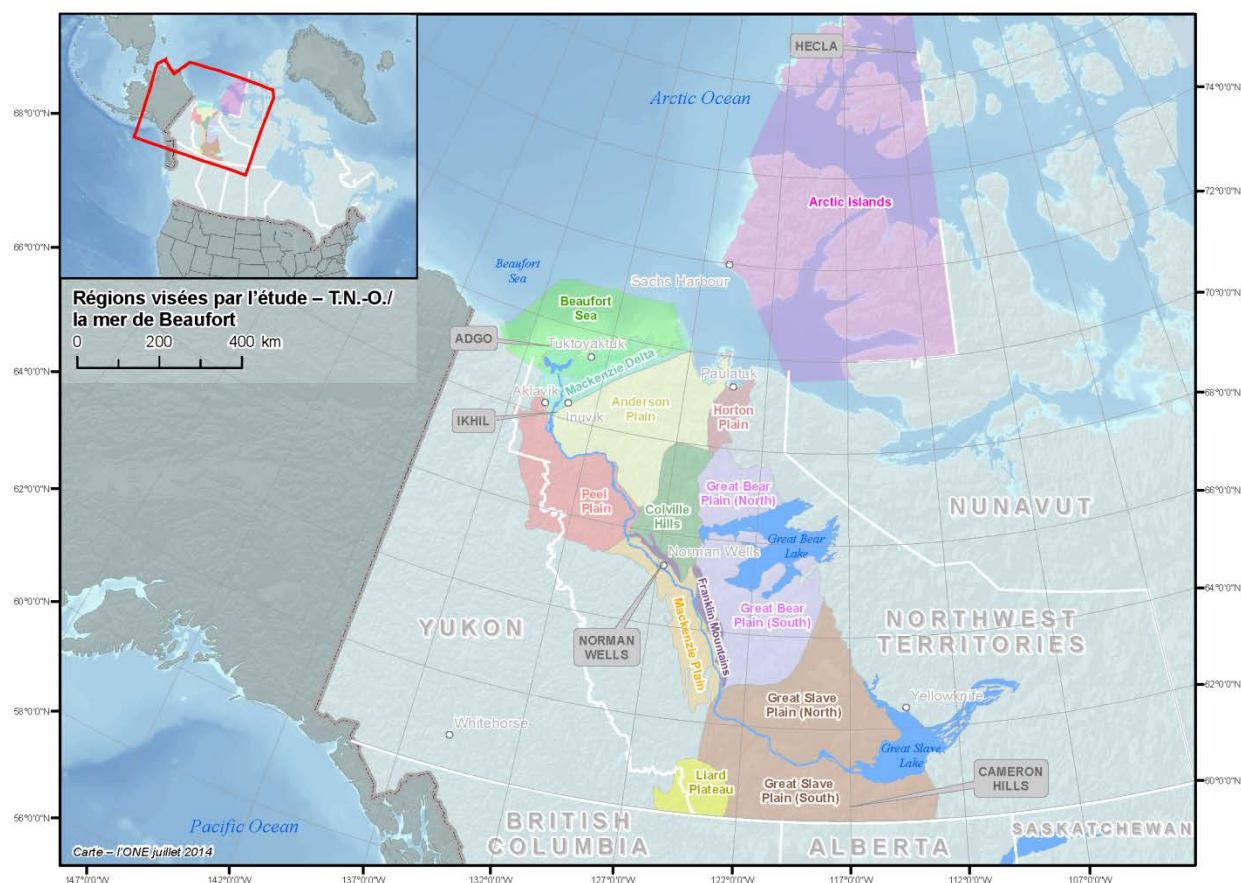
³ Facteur de conversion du pétrole et des LGN : 1 mètre cube = 6,2897 barils

Pétrole – millions m³	84,1	4,9	106,1	195,1
(millions de barils)	(529,4)	(31,0)	(667,4)	(1227,8)

Introduction

La première découverte d'hydrocarbures dans le nord du Canada a eu lieu à Norman Wells le long du fleuve Mackenzie en 1920. Depuis lors, l'exploration s'est étendue dans toute la partie continentale des T. N.-O. (figure 1), vers l'est dans la plaine de Mackenzie, vers le nord-ouest dans la plaine de Peel et le delta du Mackenzie, et vers le sud dans les territoires du sud (plaine de Great Slave et plateau de la Liard). En 1972, c'est la découverte de Hecla au large de l'archipel Arctique (figure 1). Le forage au large dans la mer de Beaufort a commencé en 1973 et a débouché sur une découverte importante à Adgo en mars 1974. La production d'hydrocarbures dans le nord du Canada provient actuellement du champ pétrolier de Norman Wells, du champ gazier d'Ikhil du delta du Mackenzie et du champ pétrolier des collines Cameron du côté est de la plaine de Great Slave (figure 1).

Figure 1: Régions visées par l'étude



Description géologique

La géologie dans le nord du Canada peut varier grandement d'une formation ou d'une région à l'autre. Pour les T. N.-O., à l'exclusion du delta du Mackenzie, l'évaluation porte sur les réservoirs de grès ou carbonatés classiques se trouvant dans des roches sédimentaires qui datent du Cambrien au Crétacé. Les formations individuelles de roches sédimentaires ont des épaisseurs brutes qui peuvent augmenter d'est en ouest, tout comme la profondeur des réservoirs. Pour de nombreux réservoirs de la partie continentale des T. N.-O., les roches mères évaluées dans le présent rapport proviennent de formations de schiste, comme Road River, Bluefish, Canol ou Mount Cap. Le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort contiennent des réservoirs de grès classiques qui datent du Tertiaire et du Crétacé, bien qu'un réservoir carbonaté du Dévonien ait également été découvert. Les réservoirs de grès se superposent et offrent nombre de possibilités de découvrir des hydrocarbures. Au sein de l'archipel Arctique des T. N.-O., des réservoirs de grès superposés ont été découverts à Hecla dans l'ouest du bassin de Sverdrup. Un résumé des formations de réservoirs et de la pétrographie se trouve dans le tableau 2 de l'annexe A.

Méthodologie

Les volumes de gaz naturel, de LGN et de pétrole brut classiques découverts dans les Territoires du Nord-Ouest et la mer de Beaufort ont été estimés comme suit :

- en passant en revue les données sur les puits, les cartes et d'autres sources d'information pertinentes;
- en consultant l'industrie;
- en appliquant les distributions de probabilités à valeur faible, très probable et élevée aux équations volumétriques pour déterminer la quantité de gaz naturel, de pétrole et de LGN en place.

Cette méthodologie utilise les renseignements acquis des puits ayant une teneur en hydrocarbures. Les distributions statistiques sont effectuées et appliquées aux étendues forées et aux terrains adjacents où des forages sont prévus. L'extrant est une distribution des volumes de ressources découvertes selon différentes probabilités. L'étude utilise les probabilités P10, P50 et P90 pour les cas de niveau élevé, prévu et faible respectivement, l'incertitude quant aux valeurs estimées étant indiquée par l'écart entre les valeurs faibles et élevées.

L'étendue aréale d'une accumulation de pétrole est une incertitude importante dans l'estimation du volume d'hydrocarbures en place dans un réservoir. Pour cette étude, la zone de drainage est basée sur une cartographie interne des gisements ou établie par affectation. Pour les affectations aux accumulations de gaz, une superficie de 130 hectares a généralement été utilisée dans le cas où un gisement n'était pénétré que par un seul puits à l'extérieur de terrains de découverte d'importance. Cela représente l'équivalent d'un rayon de 644 mètres d'un puits. Ainsi, pour les affectations aux accumulations de pétrole, une superficie de 64 hectares a généralement été utilisée. Pour les terrains faillés, les blocs de faille adjacents à un bloc foré ont été inclus, dans le contexte d'une probabilité d'occurrence d'hydrocarbures établie à moins de un.

Des facteurs de récupération et de perte de surface ont ensuite été appliqués aux volumes en place pour déterminer une estimation de volume commercialisable. Seules les méthodes de récupération primaire ont été considérées pour déterminer les facteurs de récupération. Les facteurs de récupération relatifs aux techniques d'extraction secondaire et tertiaire peuvent varier considérablement en raison de la variabilité des réservoirs. La perte de surface tient compte d'une certaine perte de volume de production présumée durant le retrait de sous-produits et d'impuretés requis pour rendre les volumes récupérés aptes à la vente. Les estimations pour les réservoirs individuels et toutes les données sur les réservoirs utilisées dans l'analyse, y compris les facteurs de récupération et de perte de surface, se trouvent à l'annexe B.

Résultats d'évaluation et observations

Les valeurs faibles et élevées, comme elles sont utilisées ici, font référence à un intervalle à l'intérieur duquel il est raisonnable de croire qu'il y aura effectivement des volumes en place et commercialisables (vendables). Toutefois, il se peut que les volumes réels en place et commercialisables soient inférieurs aux valeurs faibles ou supérieurs aux valeurs élevées. Bien que le terme « commercialisable » suppose une récupération économique, aux fins du présent rapport, « commercialisable » fait référence à un volume techniquement récupérable moins la contraction⁴ afin de rendre les volumes aptes à l'utilisation par les consommateurs. Aucune évaluation économique n'a été effectuée pour cette étude. De nombreuses ressources découvertes sont en région éloignée et, par conséquent, leur mise en valeur est laissée de côté jusqu'à ce que des prix plus élevés pour les produits de base puissent en justifier l'exploitation pour les marchés.

Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest

La partie continentale des T. N.-O. a été séparée en onze régions aux fins de l'étude (figure 1) en fonction de la géographie et de la géologie. Des ressources pétrolières ont été découvertes dans sept des régions visées par l'étude.

Le volume des ressources découvertes commercialisables et des réserves de pétrole et de gaz classiques dans la partie continentale des T. N.-O. (tableaux 2 et 3 combinés) sont actuellement estimés à $213,8 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ (7,6 Tpi³) pour le gaz naturel, à $8,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ (52,1 millions de barils) pour les LGN et à $84,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ (529,4 millions de barils) pour le pétrole brut. Les chiffres dans les tableaux ayant été arrondis, leur addition peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

Le tableau 2 montre les volumes de ressources pétrolières non reliées. Le tableau 3 indique le nombre de réserves découvertes qui ont été reliées au marché par pipeline et pour lesquelles une production a été enregistrée.

⁴ La contraction est attribuable au retrait des impuretés comme le bioxyde de carbone (CO₂) ou le sulfure d'hydrogène (H₂S) afin de répondre aux caractéristiques techniques des pipelines.

Tableau 2 : Ressources pétrolières classiques découvertes non reliées dans la partie continentale des T. N.-O.

Type d'hydrocarbure	En place			Commercialisable		
	Faible	Prévu	Élevé	Faible	Prévu	Élevé
Gaz naturel non associé milliards m ³ (mille milliards pi ³)	108,9 (3,8)	254,4 (9,0)	511,2 (18,0)	74,1 (2,6)	172,9 (6,1)	368,7 (13,0)
Gaz naturel associé milliards m ³ (mille milliards pi ³)	5,0 (0,2)	12,7 (0,4)	26,2 (0,9)	3,4 (0,1)	8,7 (0,3)	18,2 (0,6)
Gaz naturel dissous milliards m ³ (mille milliards pi ³)	7,6 (0,3)	16,7 (0,6)	31,4 (1,1)	4,6 (0,2)	10,2 (0,4)	19,4 (0,7)
LGN – millions m³ (millions de barils)				3,0 (18,7)	8,3 (52,1)	19,2 (120,7)
Pétrole – millions m³ (millions de barils)	114,1 (717,9)	238,0 (1 497,0)	424,1 (2 667,4)	13,2 (83,2)	30,1 (189,6)	59,3 (373,0)

Tableau 3 : Ressources pétrolières classiques découvertes reliées dans la partie continentale des T. N.-O.

Type d'hydrocarbure	En place			Commercialisable		
	Faible	Prévu	Élevé	Faible	Prévu	Élevé
Gaz naturel non associé milliards m ³ (mille milliards pi ³)	*	*	*	*	13,8 (0,5)	*
Gaz naturel associé milliards m ³ (mille milliards pi ³)	*	*	*	*	0,8 (<0,1)	*
Gaz naturel dissous milliards m ³ (mille milliards pi ³)	*	*	*	*	7,4 (0,3)	*
LGN – millions m ³ (millions de barils)	*	*	*	*	*	*
Pétrole – millions m ³ (millions de barils)	*	*	*	*	54,0 (339,8)	*

*Les estimations ne sont pas disponibles dans le contexte de l'analyse de la production cumulative.

Le tableau 4 montre les estimations de ressources découvertes par région visée par l'étude et comprend les réserves indiquées dans le tableau 3.

Tableau 4 : Ressources pétrolières classiques découvertes dans la partie continentale des T. N.-O. par région

Région	Commercialisable (Prévu)		
	Gaz naturel milliards m ³ (Tpi ³)	LGN millions m ³ (millions de barils)	Pétrole millions m ³ (millions de barils)
Plaine d'Anderson	0	0	0
Collines Colville	17,8 (0,6)	<0,1 (0,1)	1,3 (8,1)
Plaine de Great Bear (nord)	0	0	0
Plaine de Great Bear (sud)	0	0	0
Plaine de Great Slave (nord)	<0,1 (<0,1)	0	0
Plaine de Great Slave (sud)	2,5 (<0,1)	0	0,5 (3,4)
Plaine de Horton	0	0	0
Plateau de la Liard	14,2 (0,5)	0	<0,1 (<0,1)
Delta du Mackenzie	160,8 (5,7)	8,3 (52,0)	28,8 (181,0)
Plaine de Mackenzie	18,3 (0,6)	0	53,5 (336,7)
Plaine de Peel	<0,1 (<0,1)	0	0

Le tableau 5 résume la production des hydrocarbures en provenance des champs dans les Territoires du Nord-Ouest jusqu'au 31 décembre 2013.

Tableau 5 : Production pétrolière cumulative récupérable par champ

Champ	Production gazière millions m ³ (milliards pi ³)	Production pétrolière millions m ³ (millions de barils)	État du champ
Norman Wells	4 830 (170,5)	43,5 (273,6)	En production
Ikhil	206 (7,3)		En production
Collines Cameron	522 (18,4)	0,4 (2,5)	En production
Pointed Mountain	8 865 (312,9)		Cessation d'exploitation
Fort Liard	252 (9,0)		Suspension d'exploitation
Fort Liard (sud-est)	233 (8,2)		Suspension d'exploitation
Liard	3 887 (137,2)		Suspension d'exploitation
Liard (nord)	62 (2,2)		Suspension d'exploitation

Archipel Arctique des Territoires du Nord-Ouest

Les ressources commercialisables découvertes de pétrole et de gaz classiques dans l'archipel Arctique des T. N.-O. (tableau 6) sont actuellement estimées à 75,2 10⁹m³ (2,6 Tpi³) pour le gaz commercialisable et à 4,9 10⁶m³ (31,0 millions de barils) pour le pétrole brut. Les estimations s'appliquent à une découverte faite à Hecla.

Tableau 6 : Ressources pétrolières classiques découvertes dans l'archipel Arctique des T. N.-O.

Type d'hydrocarbure	En place			Commercialisable		
	Faible	Prévu	Élevé	Faible	Prévu	Élevé
Gaz naturel non associé milliards m ³ (mille milliards pi ³)	34,5 (1,2)	95,0 (3,4)	198,7 (7,0)	23,8 (0,8)	67,5 (2,4)	145,4 (5,1)
Gaz naturel associé milliards m ³ (mille milliards pi ³)	4,0 (0,1)	10,1 (0,4)	20,6 (0,8)	2,7 (<0,1)	6,6 (0,2)	12,4 (0,4)
Gaz naturel dissous milliards m ³ (mille milliards pi ³)	0,7 (<0,1)	1,9 (<0,1)	3,8 (0,1)	0,4 (<0,1)	1,1 (<0,1)	2,4 (<0,1)
Pétrole – millions m ³ (millions de barils)	19,3 (121,6)	51,4 (323,3)	101,1 (636,5)	1,9 (11,7)	4,9 (31,0)	10,4 (65,6)

Mer de Beaufort

Les ressources commercialisables découvertes de pétrole et de gaz classiques dans mer de Beaufort (tableau 7) sont actuellement estimées à $178,0 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($6,3 \text{ Tpi}^3$) pour le gaz commercialisable, à $0,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ (1,2 million de barils) pour les LGN et à $106,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ (667,4 millions de barils) pour le pétrole brut. Aucune autorisation de forage de puits exploratoires ou de production à partir des champs découverts dans la mer de Beaufort n'est actuellement en vigueur.

Tableau 7 : Ressources pétrolières classiques découvertes dans la mer de Beaufort

Type d'hydrocarbure	En place			Commercialisable		
	Faible	Prévu	Élevé	Faible	Prévu	Élevé
Gaz naturel non associé milliards m^3 (mille milliards pi^3)	39,0 (1,4)	115,8 (4,1)	271,0 (9,6)	28,5 (1,0)	85,7 (3,0)	201,5 (7,1)
Gaz naturel associé milliards m^3 (mille milliards pi^3)	16,4 (0,6)	47,5 (1,7)	108,7 (3,8)	11,8 (0,4)	34,0 (1,2)	77,6 (2,7)
Gaz naturel dissous milliards m^3 (mille milliards pi^3)	37,1 (1,3)	95,2 (3,4)	193,3 (6,8)	22,6 (0,8)	58,3 (2,0)	119,4 (4,2)
LGN – millions m^3 (millions de barils)				0,1 (0,4)	0,2 (1,2)	0,4 (2,8)
Pétrole – millions m^3 (millions de barils)	309,1 (1 944,1)	781,9 (4 917,9)	1 519,4 (9 556,8)	33,8 (212,5)	106,1 (667,4)	217,0 (1364,6)

ANNEXE A

Méthodologie

La méthodologie pour l'analyse des T. N.-O. et de la mer de Beaufort est fondée sur les simulations statistiques des données au sujet sur les réservoirs du modèle @Risk à l'aide d'équations volumétriques afin d'obtenir des estimations des hydrocarbures en place, récupérables et commercialisables.

Dans le présent rapport, seules les découvertes classiques ont été examinées. Les simulations du modèle @Risk ont été basées sur des distributions triangulaires affectées à tous les paramètres des réservoirs⁵, les valeurs paramétriques prévues provenant de la diagraphie de puits et d'analyses de base. L'Office a ensuite utilisé l'échantillonnage par hypercube latin, qui permet d'arriver à un résultat stabilisé plus rapidement que l'échantillonnage Monte Carlo. Un échantillon standard de 5 000 itérations a été utilisé pour estimer les volumes des gisements. Des résultats stabilisés ont été observés autour du compte de quatre mille itérations. Les résultats finaux sont affichés comme des extraits sous forme de statistiques (tableau 1) et de courbes de distribution (figure 2) pour les volumes d'hydrocarbures. Le présent rapport fournit les valeurs P10, P50, moyenne et P90 pour les différentes catégories d'estimations d'hydrocarbures.

Hypothèses clés

- 1) Aucune étude n'a été entreprise afin de déterminer les aspects économiques des champs individuels pour les ressources commercialisables.
- 2) Comme les données sur la production sont très limitées, les facteurs de l'efficacité de la récupération et de la perte de surface sont basés sur la compréhension générale de l'Office des meilleures pratiques pour la récupération primaire. Les facteurs de récupération pourraient changer au gré des progrès technologiques. Si des champs de pétrole et de gaz étaient mis en valeur grâce aux progrès technologiques, les facteurs de récupération appliqués par l'Office pourraient changer.

Équations pour les ressources pétrolières

Les estimations de ressources pétrolières reposent sur des équations modifiées pour calculer les volumes en place, récupérables et commercialisables. Équations utilisées pour les estimations initiales de gaz commercialisable :

$$IMG = PO \times A \times H \times \rho_{\text{effective}} \times (1 - S_{\text{eau}}) \times (P_{\text{initiale}} \times T_{\text{surface}}) / (Z \times T_{\text{initiale}}) \times P_{\text{surface}} \times RE \times (1 - SL)$$

⁵ Les paramètres comprennent les facteurs suivants : zone (A), zone productrice nette (H), porosité (ρ), saturation des fluides (S), pression (P), température (T), volume de formation (Boi), facteur de compressibilité du gaz (Z), ratio condensat-gaz (CR), ratio gaz-pétrole (GOR), probabilité d'occurrence (PO), efficacité de la récupération (RE) et perte de surface (SL).

Le volume de condensat (CV) a été estimé comme suit :

$$CV = PO \times A \times H \times \rho_{\text{effective}} \times (1 - S_{\text{eau}}) \times (P_{\text{initial}} \times T_{\text{surface}}) / (Z \times T_{\text{initiale}}) \times P_{\text{surface}} \times RE \times CR$$

Les estimations de pétrole récupérable (RO) ont été obtenues comme suit :

$$RO = PO \times A \times H \times \rho_{\text{effective}} \times (1 - S_{\text{eau}}) \times (1/Boi) \times RE$$

Les estimations de gaz dissous commercialisable (SG) ont été obtenues comme suit :

$$SG = PO \times A \times H \times \rho_{\text{effective}} \times (1 - S_{\text{eau}}) \times (1/Boi) \times GOR \times RF \times SL$$

Pour chaque variable dans les équations, un intervalle est déterminé aux fins de distribution triangulaire dans la simulation (figure 1). Le tableau 1 fournit les résultats d'une simulation au moyen d'estimations clés qui se trouvent à l'annexe B. La figure 2 est le résumé graphique basé sur les valeurs du tableau 1. Tous les paramètres des réservoirs utilisés dans la simulation sont indiqués à l'annexe B.

Figure 1 : Exemple d'un intervalle de distribution variable

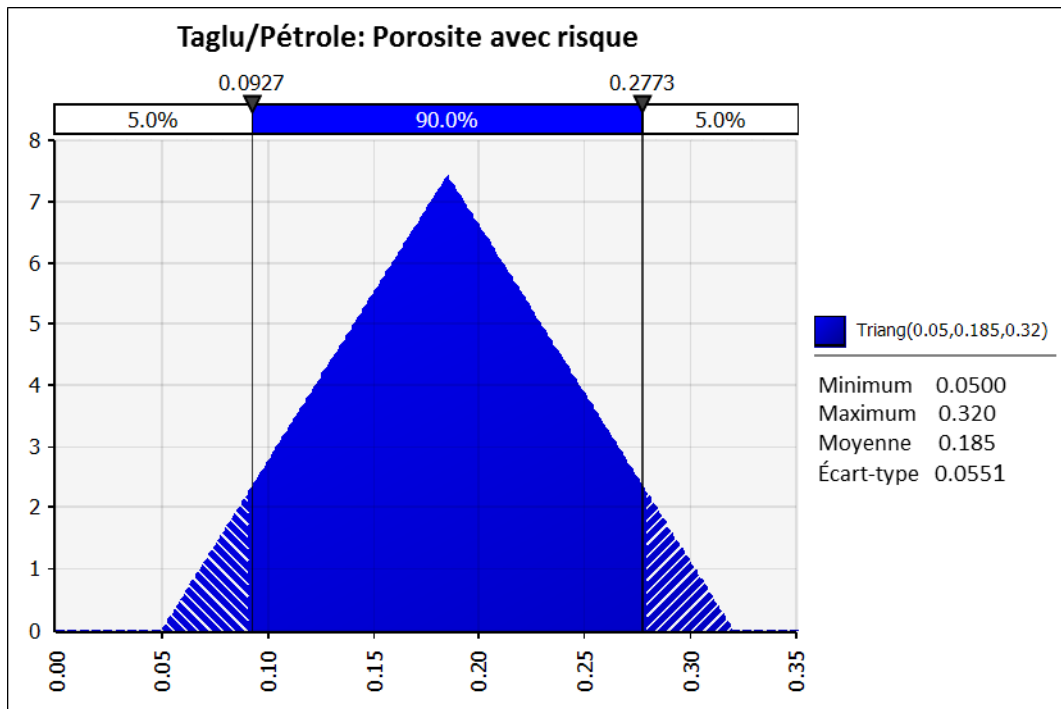
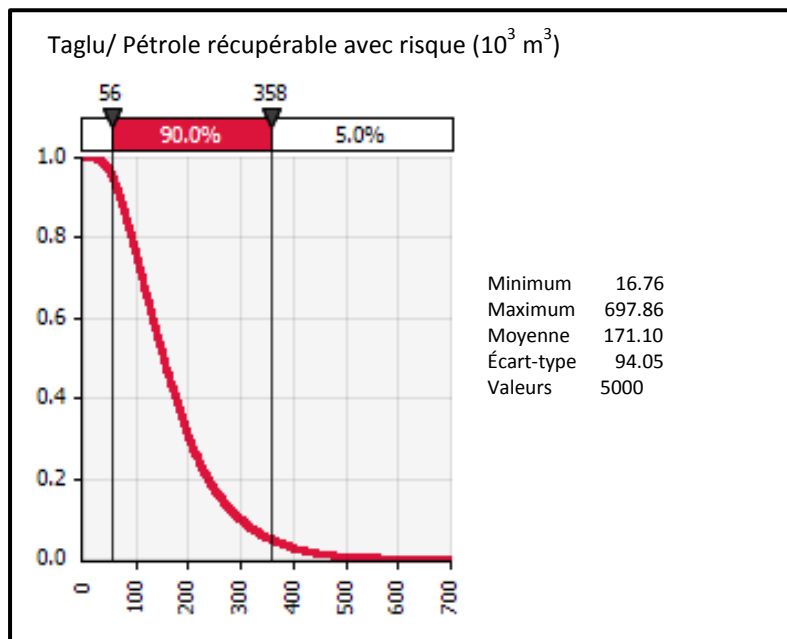


Tableau 1 : Exemples de statistiques sur les extraits

Statistiques sommaires pour Taglu / Pétrole récupérable avec risque (10^3 m^3)			
Statistiques		Percentile	
Minimum	16,763	5 %	55,548
Maximum	697,861	10 %	70,271

Moyenne	171,101	15 %	81,279
Écart-type	94,052	20 %	92,391
Écart	8 845,759146	25%	102,289
Asymétrie	1,229546809	30 %	111,890
Aplatissement	5,089644775	35 %	122,366
Médiane	152,642	40 %	131,835
Mode	114,426	45 %	142,119
X gauche	55,548	50 %	152,642
P gauche	5%	55 %	163,713
X droite	358,056	60 %	176,870
P droite	95 %	65 %	189,000
Diff. X	302,508	70 %	201,963
Diff. P	90%	75 %	218,070
N ^{bre} erreurs	0	80 %	237,226
Filtre min	Désactivé	85 %	262,870
Filtre max	Désactivé	90 %	297,007
N ^{bre} filtré	0	95 %	358,056

Figure 2 : Exemple d'une courbe de distribution d'extrants



Intervalle stratigraphiques

Le tableau 2 présente de l'information générale sur chaque région, la stratigraphie des formations découvertes et la pétrographie. Des descriptions plus précises des formations et des roches sont présentées dans d'autres études, comme le rapport du dossier public 6757 de la Commission géologique du Canada, qui se trouve à la [bibliothèque de la Commission géologique du Canada](#).

Tableau 2 : Régions géographiques, formations géologiques découvertes et pétrographie des réservoirs

Région géographique	Formations découvertes	Pétrographie des réservoirs
---------------------	------------------------	-----------------------------

Plaine de Great Slave (sud)	Chinkeh, Mattson, Slave Point, Sulphur Point, Keg River, Arnica, Manetoe, Nahanni	Grès, grès, calcaire, dolomies, dolomies, dolomies, calcaire, dolomies, dolomies
Plaine de Great Slave (nord)	Slave Point	Calcaire
Plateau de la Liard	Manetoe, Nahanni	Dolomies, dolomies
Plaine de Great Bear (sud)	Aucune découverte	
Plaine de Great Bear (nord)	Aucune découverte	
Plaine de Mackenzie	Little Bear, Martin House, Bear Rock, Mont Franklin	Grès, grès, calcaire, dolomies
Delta du Mackenzie	Atkinson Point, Aklak, Arctic Red, Kugmallit, Kamik, Taglu, Richards, Martin Creek, Landry	Toutes sont de grès à l'exception de Landry (calcaire)
Collines Colville	Mount Cap, Mount Clark	Silstite, grès
Plaine de Peel	Landry	Calcaire
Archipel Arctique des T. N.-O.	King Christian	Grès
Mer de Beaufort	Aklak, Akpak, Kugmallit, Baie Mackenzie, Taglu	Toutes sont de grès
Mer de Beaufort	Arnica	Calcaire

ANNEXE B

Estimation des ressources et paramètres des réservoirs

Les estimations des ressources et les données connexes peuvent être téléchargées à partir de la feuille de calcul Excel ci-jointe. Les données détaillées sur les réservoirs des champs en production ne sont pas incluses.