

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

*Northwest Territories*

# ***Estimation probabiliste des volumes d'hydrocarbures dans les découvertes du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort***

*de la compétence de  
l'Office national  
de l'énergie*

*Renseignements à  
l'intention du public*

Janvier 1998



*West Coast  
Canada  
East Coast*

**OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE**

---

**ESTIMATION PROBABILISTE DES  
VOLUMES D'HYDROCARBURES DANS LES  
DÉCOUVERTES DU DELTA  
DU MACKENZIE ET DE LA MER DE BEAUFORT**

---

©Sa majesté la Reine du Chef du Canada  
1998 représenté par l'Office national de l'énergie

No de cat. NE23-78/1998F  
ISBN 0-662-83400-3

Ce rapport est publié séparément dans les  
deux langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du :**

Coordonnatrice des publications

Office national de l'énergie

444, Septième Avenue S.-O.

Calgary (Alberta) T2P 0X8

C.é. : [orders@neb.gc.ca](mailto:orders@neb.gc.ca)

Télécopieur : (403) 292-5503

Téléphone : (403) 299-3562

1-800-899-1265

**En personne, au bureau de l'Office :**

Bibliothèque

Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

---

# OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

## ESTIMATION PROBABILISTE DES VOLUMES D'HYDROCARBURES DANS LES DÉCOUVERTES DU DELTA DU MACKENZIE ET DE LA MER DE BEAUFORT

### Introduction

La présente étude a été entreprise par l'Office national de l'énergie (l'Office), dans le but d'estimer de manière exhaustive les ressources découvertes dans la région du delta du Mackenzie-mer de Beaufort de 69° N à 71° N. Les 53 découvertes (figure 1), 20 de gaz, 13 de pétrole et 20 de pétrole et de gaz, ont été faites entre 1970 et 1989; elles sont réparties à peu près également entre la mer de Beaufort et la côte du delta du Mackenzie. Le statut de découverte importante, tel que défini dans la Loi fédérale sur les hydrocarbures, est accordé si on fait la démonstration qu'au moins une zone du puits de découverte produit un écoulement régulier. Le champ de gaz côtier le plus important est celui de Taglu, découvert en 1971, dont le volume de gaz commercialisable a été estimé à  $58,6 \cdot 10^9 \text{m}^3$  ( $2,07 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ). Le plus important champ extracôtier est celui d'Amauligak, découvert en 1984, dont le pétrole récupérable est estimé à  $37,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$  (235 millions de barils). D'après la meilleure estimation actuelle, les ressources découvertes dans le bassin s'élèveraient à  $161 \cdot 10^6 \text{m}^3$  (1,01 milliards de barils) d'hydrocarbures récupérables et  $255 \cdot 10^9 \text{m}^3$  ( $9,00 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ) de gaz commercialisable.

Pour le moment, les découvertes dans la région du delta du Mackenzie-mer de Beaufort ne sont pas mises en valeur. Cependant, en 1997, l'Office a approuvé un plan de mise en valeur du champ de gaz d'Ikhil qui contiendrait tout probablement, d'après les estimations de l'Office,  $735 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $25,9 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ) de gaz commercialisable. L'exploitant évalue actuellement ce champ. En 1989, une demande d'exportation de gaz vers les États-Unis, à travers le centre de la vallée du Mackenzie, présentée par Esso Ressources Canada Limitée, Ressources Gulf Canada Limitée et Shell Canada Limitée, a été approuvée par l'Office après une estimation par l'Office du gaz des champs découverts sur la côte et au large (Taglu, Tuk, Niglintgak, Kumak, Mallik, Parsons, Ya Ya, Amauligak, Hansen, Issungnak, Kadluk, Netserk, Itiyok et Arnak), selon laquelle les réserves étaient suffisantes. Dans ses motifs de décision GH-10-88, l'Office était généralement d'accord avec l'estimation de l'approvisionnement en gaz faite par les demandeurs à l'appui de la licence d'exportation, mais notait qu'il s'était largement basé sur les données géophysiques et les interprétations soumises par les demandeurs. Or, les estimations faites

par l'Office de ces réserves de gaz dans la présente étude sont plus faibles que celles qui figurent dans GH-10-88. Ces différences sont en grande partie ressorties des levés sismiques tridimensionnels récemment obtenus pour les champs de Taglu, Niglintgak et Kumak, ainsi que de l'estimation plus prudente des paramètres du réservoir, basée sur une analyse approfondie, effectuée par l'Office. Pour le moment, on considère qu'aucun de ces champs ne contient de réserves initiales.

La présente étude constitue la première estimation probabiliste exhaustive des ressources découvertes dans le bassin Beaufort-Mackenzie. Une estimation de l'ensemble des ressources découvertes a été donnée par la Commission géologique du Canada en 1988 à la suite de consultations avec l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Toutefois, depuis 1988, d'autres données sismiques ont été obtenues et publiées. Ces données, de même que quatre nouvelles découvertes - Kingark J-54, Nipterk P-32, South Isserk I-15 et Unipkat N-12 - ont été intégrées dans la présente étude. Tous les champs découverts sont donc maintenant inclus dans le volume global des ressources.

## Terminologie

Comme ces découvertes restent inexploitées, les volumes indiqués sont des volumes actuellement non économiques (Currently Uneconomic Volumes) définis comme étant les quantités qu'on estime pour le moment techniquement récupérables (DeSorcy et coll., 1993), mais pour lesquelles il reste à spécifier des critères d'exploitation rentable.

Les ressources en gaz décrites dans la présente étude englobent l'ensemble des gaz non associés, définis comme étant le gaz qui n'est pas en contact avec du pétrole brut dans le réservoir, et des gaz associés, couramment appelés gaz de poche, qui surmontent directement le pétrole brut dans le réservoir.

## Méthodologie

La présente étude a consisté à effectuer des calculs probabilistes des ressources à partir de l'analyse stochastique des risques, à l'aide de gabarits Excel 4.0 améliorés par des fonctions supplémentaires @Risk, basés en général sur la méthodologie donnée dans *Évaluation du gaz naturel, Nord-Est de la Colombie-Britannique* de l'Office. Les volumes de pétrole récupérables et les volumes de gaz commercialisables, qu'il s'agisse de gaz associés ou non associés, sont indiqués pour chaque champ, dans le tableau ci-joint, indifféremment des critères économiques de mise en valeur. Les découvertes I-65A et O-86 d'Amauligak ont été combinées au champ West Amauligak pour des raisons de commodité.

Tel que mentionné, on accordait le statut de découverte importante s'il était démontré qu'au moins une zone du puits de découverte produisait un écoulement régulier. Lorsque les données de pression étaient insuffisantes pour évaluer la colonne d'hydrocarbures, dans le cas de nombreux champs, on a choisi l'étendue superficielle de la découverte au point de débordement. Comme la superficie est le paramètre qui influe le plus sur le volume des ressources, cette approche peut se traduire par un volume

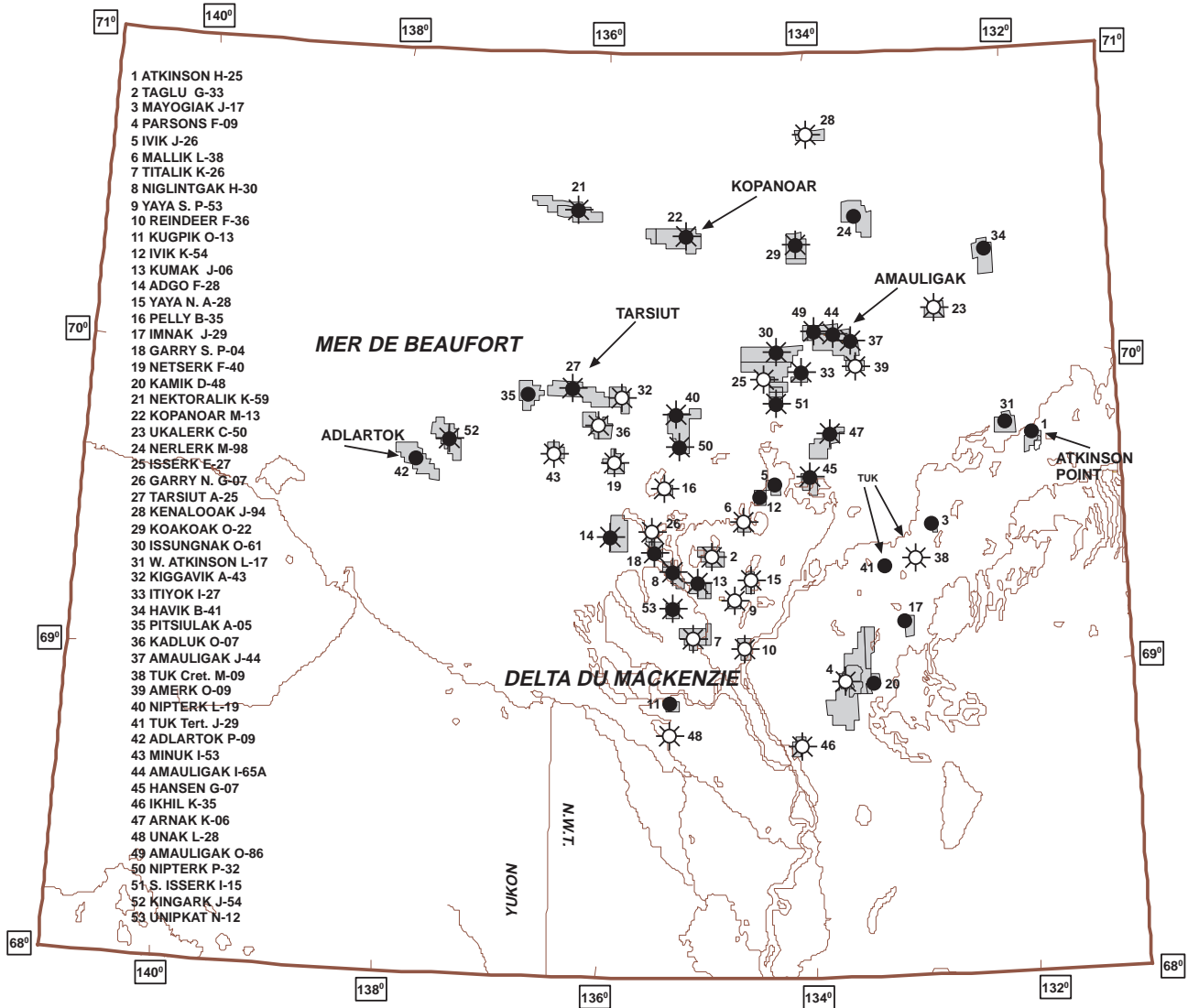
supérieur à la meilleure estimation, point particulièrement important lorsqu'on compare des estimations probabilistes à des estimations déterministes antérieures.

Il est intéressant de noter, à l'appui de la méthodologie applicable à l'estimation de la variance des paramètres pour le calcul des ressources, certaines caractéristiques générales des découvertes dans la région du delta du Mackenzie-mer de Beaufort : la majorité des découvertes sont piégées par une enceinte structurale; seules quelques unes des découvertes, notamment celles qui se trouvent à l'intérieur de l'étendue de la turbidité en eau profonde, sont susceptibles de présenter un élément stratigraphique important; dans 75 % des cas, le puits de découverte est le seul puits du champ; des parties importantes des champs n'ont pas encore été forées, par exemple les blocs de faille secondaire et les parties en aval-pendage du réservoir; ce ne sont pas toutes les zones d'un gisement ou des gisements d'un champ qui ont fait l'objet d'essais aux tiges. Il existe donc beaucoup d'incertitude quant au volume exact découvert, ce qui explique l'évaluation probabiliste actuelle des ressources.

La première étape de l'évaluation a consisté à établir un intervalle pour chaque paramètre de l'équation des ressources; comme c'est généralement le cas, la zone productrice nette et la surface se sont révélés les plus importants. Dans le cas de nombreux champs, l'évaluation de la superficie exigeait la mise à jour des évaluations de cartographie sismique, de conversion de la profondeur et des évaluations de la pression en profondeur. Ces données ont été obtenues à partir des fichiers d'information de l'Office. Pour chaque paramètre, une répartition triangulaire a été estimée à des niveaux de confiance de 95 %, 50 % et 5 %. Dans le cas des paramètres très incertains, une variance élevée a été employée pour la répartition triangulaire. La répartition triangulaire de tous les paramètres liés aux ressources d'un gisement donné a été soumise au programme @Risk d'analyse des risques à l'aide d'une simulation de Monte Carlo. Dans le cas des gisements non soumis à des essais d'écoulement mais pour lesquels l'analyse des diagraphies indiquait que la présence d'hydrocarbures était très probable, on a affecté conditionnellement au gisement une probabilité de 80 %. De même, pour tous les gisements situés dans un grand bloc de faille, on a affecté conditionnellement au gisement une probabilité de 50 %. Le volume total des ressources de chaque champ a été obtenu d'après la somme stochastique des bassins définis individuellement. On a procédé de la même façon pour faire la somme des champs, de manière à obtenir un intervalle probabiliste pour l'estimation des ressources totales. Notons qu'avec cette méthode, seules les moyennes des répartitions peuvent être additionnées arithmétiquement.

On a eu recours à un modèle géologique pour estimer la tendance de la sédimentation des sables du réservoir, selon la nature de chaque étendue. L'ampleur avec laquelle ce modèle a été utilisé dépendait largement du nombre de puits présents dans l'ensemble du terrain. Les calculs de production nette ont été effectués de deux façons : dans le cas des champs présentant plusieurs puits, on a calculé l'intervalle des productions nettes pondérées; dans le cas des champs présentant un seul puits, on a estimé l'intervalle des productions nettes moyennes d'après le modèle de sédimentation. Dans les deux cas, la production nette a été multipliée par un facteur permettant de tenir compte de la

# Découvertes importantes du delta du Mackenzie-mer de Beaufort



Gaz ☀      Pétrole ●      Pétrole et Gaz ★      Total □

## Découvertes de pétrole et de gaz

Mer de Beaufort	8	4	14	26
Delta du Mackenzie	12	9	6	27
<b>Total</b>	<b>20</b>	<b>13</b>	<b>20</b>	<b>53</b>

Figure 1

géométrie du terrain. Ainsi, la variance de la production nette était fonction à la fois du nombre de puits dans le gisement et de la certitude dont faisait l'objet le modèle de sédimentation.

La porosité a été calculée d'après les diagraphies différées de densité neutronique ou d'après les données de sondage, le cas échéant. On a choisi un seuil de porosité de dix p. cent pour les grès et de trois p. cent pour les carbonates. Sauf indication contraire d'après le modèle géologique, on a choisi comme valeur moyenne de la porosité celle qui avait été déterminée à partir des puits sur le terrain. Dans le cas des puits des gisements pour lesquels on disposait d'information limitée, la variance de la porosité a été limitée par des comparaisons avec des gisements analogues.

La saturation en eau a été déterminée d'après les diagraphies différées ou d'après les données fournies par les essais aux tiges, le cas échéant. La détermination des saturations en eau du bassin Beaufort-Mackenzie est rendue complexe par les minces couches sableuses et schisteuses qui constituent les réservoirs. Les anciens instruments enregistraient une résistivité apparente plus faible. Cette résistivité plus faible donnait une saturation en eau très élevée dans le cas des zones qui produisent d'après les essais, des hydrocarbures propres. La détermination est particulièrement difficile dans les champs de turbidité en eau profonde comme ceux de Kopanoaret et Nektoralik. Pour tenir compte de l'incertitude entourant les calculs de saturation en eau, on a donné une variance élevée; cependant on n'a pas établi de covariance avec la porosité.

On a estimé que le retrait se situait entre quatre et six p. cent d'après les résultats des essais aux tiges. Toutefois, dans le cas des gisements de gaz humide, on a estimé qu'il se situait entre huit et 11 p. cent. Dans le cas de ces gisements de gaz humide, on s'est basé sur les données fournies par les essais aux tiges pour exprimer le condensat récupérable sous forme de fraction du volume de gaz récupérable. Les volumes de condensat sont aussi indiqués.

## Sommaire

On estime actuellement avoir découvert dans la région du delta du Mackenzie-mer de Beaufort des réserves de pétrole récupérable se situant entre  $93,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (0,585 milliards de barils) et  $229 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (1,44 milliards de barils) et de gaz commercialisable se situant entre  $186 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $6,57 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) et  $349 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $12,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ). Ces estimations correspondent à un intervalle de confiance à 90 p. cent. Une brève analyse montre qu'environ la moitié du pétrole récupérable et presque la moitié du gaz commercialisable se trouvent dans des champs qui ne contiennent qu'un ou deux gisements. Toutefois, les futurs sondages qui seront effectués sur le terrain pourraient mettre en évidence d'autres gisements, ce qui pourraient accroître les ressources.



## Références

DeSorcy, G.J., Warne, G.A., Ashton, B.R., Campbell, G.R., Collyer, D.R., Dury, J., Lang, R.V., Robertson, W.D., Robinson, J.G. et Tutt, D.W., 1993, Definitions and guidelines for the classification of oil and gas reserves, *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, v. 32, n.5.

Commission géologique du Canada, 1988, Petroleum Resources of the Mackenzie Delta - Beaufort Sea. Dixon, J., Morrell, G.R., Dietrich, J.R., Procter, R.M. et Taylor, G.C.

Office national de l'énergie, Motifs de décision, Esso Ressources Canada Limitée, Shell Canada Limitée et Ressources Gulf Canada Limitée, GH-10-88, août 1989.

Office national de l'énergie, 1993, Estimation probabiliste concernant les volumes d'hydrocarbures des sites découverts dans les régions pionnières du nord du Canada, communiqué de presse de l'ONÉ no 93/46.

Office national de l'énergie, 1994, Évaluation du gaz naturel, Nord-Est de la Colombie-Britannique, document de travail de l'ONÉ, janvier 1994.

Pallisade Corporation, @RISK - Risk Analysis and Modelling Software.

## Découverte de sources de pétrole (volumes actuellement non rentables)

	<b>Champs de pétrole du delta du Mackenzie</b>			
	PÉTROLE RÉCUPÉRABLE (milliers de m <sup>3</sup> )			
	0,95	médiane	moyen	0,05
GARRY S. P-04	5 605,22	9 157,37	9 085,20	12 106,46
ATKINSON H-25	3 736,35	6 450,39	6 738,43	10 901,08
ADGO F-28	2 672,72	6 195,36	6 183,35	9 723,99
UNIPKAT N-12	3 413,67	5 522,04	5 537,73	7 667,52
NIGLINTGAK H-30	1 780,69	3 395,98	3 392,39	5 014,03
KUMAK J-06	867,20	1 928,86	1 931,47	3 002,43
IMNAK J-29	860,77	1 578,18	1 646,18	2 685,95
W. ATKINSON L-17	337,11	846,23	973,04	2 018,41
IVIK J-26	575,91	940,03	945,10	1 334,00
HANSEN G-07	353,70	623,03	687,49	1 234,71
IVIK K-54	254,94	642,00	675,08	1 213,48
MAYOGIAK J-17	450,22	637,03	652,51	902,86
KUGPIK O-13	372,09	606,13	634,05	990,61
TUK J-29	106,81	181,01	195,88	332,39
KAMIK D-48	96,45	175,38	182,15	289,59
<b>TOTAL</b>	19 517,56	39 422,91	39 460,05	60 064,85

	<b>Champs de pétrole de la mer de Beaufort</b>			
	PÉTROLE RÉCUPÉRABLE (en milliers de m <sup>3</sup> )			
	0,95	médiane	moyen	0,05
AMAULIGAK J-44	28 595,29	36 647,13	37 346,05	48 207,48
ADLARTOK P-09	7 184,00	17 062,85	17 891,47	31 313,72
KOAKOAK O-22	4 203,72	13 022,03	12 946,29	21 433,17
KOPANOAR M-13	5 060,99	9 978,42	10 852,75	19 563,93
TARSIUT A-25	2 381,80	7 426,46	7 398,54	12 175,52
HAVIK B-41	3 162,46	5 779,17	5 913,14	9 113,38
NERLERK M-98	535,62	4 858,15	4 854,99	9 240,33
ISSUNGNAK O-61	3 205,16	4 774,67	4 773,24	6 336,92
PITSIULAK A-05	1 929,68	3 703,24	3 991,75	7 030,77
W. AMAULIGAK I-65A/O-86	1 995,87	3 119,83	3 117,90	4 254,44
NIPTERK L-19	1 840,11	2 631,18	2 674,87	3 631,80
KINGARK J-54	672,79	2 733,98	2 563,04	4 145,59
NEKTORALIK K-59	858,41	2 098,51	2 242,88	4 146,07
S. ISSERK I-15	1 372,40	2 211,21	2 217,16	3 070,67
NIPTERK P-32	1 283,89	1 877,71	1 914,76	2 684,33
ITTIYOK I-27	490,21	801,17	803,58	1 125,67
ARNAK K-06	191,47	423,27	427,33	695,19
<b>TOTAL</b>	57 464,72	122 070,60	121 929,74	185 187,40
<b>TOTAL GÉNÉRAL</b>	92 985,24	161 611,80	161 389,79	228 922,50

## Découverte de sources de gaz (volumes actuellement non économiques)

	Champs de gaz du delta du Mackenzie						
	GAZ COMMERCIALISABLE Non associé et associé (millions de m <sup>3</sup> )				CONDENSAT RÉCUPÉRABLE (milliers de m <sup>3</sup> )		
	0,95	médiane	moyen	0,05	0,95	moyen	0,05
TAGLU G-33	40 423,68	57 403,70	58 617,26	81 318,27	4 707,51	6 227,32	8 046,00
PARSONS F-09	26 197,76	34 765,49	35 462,47	46 779,79	1 515,83	1 876,12	2 286,80
NIGLINTGAK H-30	8 396,67	12 985,17	13 620,98	20 951,36	16,72	22,51	29,68
GARRY S. P-04	5 170,00	7 174,46	7 291,42	9 738,11	408,68	533,05	670,89
TUK M-09	3 803,71	5 131,65	5 157,81	6 585,25	1 273,03	1 719,39	2 194,01
HANSEN G-07	2 556,23	4 390,91	4 593,91	7 320,07	77,49	183,16	351,05
ADGO F-28	1 808,64	2 986,15	3 205,84	5 277,69			
PELLY B-35	1 043,04	2 640,79	2 948,23	5 750,46			
TITALIK K-26	1 037,95	1 540,49	1 591,69	2 303,69			
YA YA N. A-28	1 031,84	1 496,96	1 498,48	1 958,20			
YA YA S. P-53	576,08	1 365,57	1 357,63	2 136,25	40,77	81,20	120,92
UNAK L-28	742,50	1 024,11	1 041,58	1 406,62	3,15	5,82	9,22
MALLIK L-38	351,62	785,74	754,94	1 056,38			
IKHIL K-35	433,44	700,53	735,37	1 158,65			
KUMAK J-06	308,42	700,55	699,95	1 087,16	19,52	24,24	29,61
REINDEER F-36	211,14	441,06	448,09	700,41			
UNIPKAT N-12	249,29	367,63	381,00	557,01			
GARRY N. G-07	161,90	281,08	291,87	454,33	11,30	16,40	22,05
<b>TOTAL</b>	<b>83 921,94</b>	<b>131 700,60</b>	<b>139 698,52</b>	<b>221 961,50</b>	<b>7 048,60</b>	<b>10 689,22</b>	<b>15 722,90</b>

## Découverte de sources de gaz (volumes actuellement non économiques) cont.

	Champs de gaz de la mer de Beaufort						
	GAZ COMMERCIALISABLE				CONDENSAT RÉCUPÉRABLE		
	Non associé et associé (millions de m <sup>3</sup> )				(milliers de m <sup>3</sup> )		
	0,95	médiane	moyen	0,05	0,95	moyen	0,05
AMAULIGAK J-44	31 860,28	38 463,46	38 522,66	45 390,39			
ISSUNGNAK O-61	23 288,19	31 232,01	31 956,37	42 968,01	174,90	215,39	260,96
KOAKOAK O-22	564,24	7 545,40	7 507,00	14 454,87			
KENALOOAK J-94	3 450,91	5 050,52	5 216,57	7 580,93			
NIPTERK P-32	2 332,52	3 365,16	3 487,58	5 056,27			
KIGGAVIK A-43	2 144,68	3 293,15	3 404,18	5 021,99			
NETSERK F-40	2 005,73	3 173,17	3 249,29	4 750,57			
S. ISSERK I-15	2 437,12	3 086,17	3 122,81	3 949,44			
UKALERK C-50	2 085,34	2 838,06	2 883,10	3 833,34			
ITİYOK I-27	1 859,33	2 520,40	2 573,36	3 473,48			
MINUK I-53	904,67	2 366,46	2 383,61	4 006,21	7,67	41,86	87,96
KADLUK O-07	1 330,10	1 955,88	2 016,35	2 896,32			
NEKTORALIK K-59	1 062,82	1 781,99	1 879,14	3 029,71	23,98	58,32	111,78
W. AMAULIGAK							
I-65A/O-86	1 298,99	1 767,10	1 769,40	2 254,61	19,36	25,05	31,65
KINGARK J-54	735,39	1 228,22	1 285,95	2 046,73			
ARNAK K-06	494,86	995,45	1 049,84	1 727,30	120,55	267,37	430,54
TARSIUT A-25	536,43	832,34	834,47	1 130,86			
KOPANOAR							
M-13/2I-44	536,79	759,57	771,35	1 062,03			
AMERK O-09	349,65	562,07	561,84	768,74	25,96	62,24	111,67
NIPTERK L-19	224,78	398,28	399,31	600,37			
ISSERK E-27	56,64	91,26	95,87	152,25			
<b>TOTAL</b>	80 524,47	110 954,10	114 970,05	162 511,50	359,85	670,22	1 209,03
<b>TOTAL GÉNÉRAL</b>	186 201,50	247 256,40	254 668,57	349 314,80	7 737,81	11 359,44	16 306,93

