



GEOCHEMISTRY LABRADOR SEA

OIL-PRONE SOURCE ROCKS AND OIL AND GAS OCCURRENCE

CONTRIBUTORS COLLABORATEURS

SEISMIC MAPPING CARTOGRAPHIE SISMIQUE: R. Cridland, D. Hunter, B. Petyhyrycz, G. Sullivan, P. Kyle, H.R. Balkwill
 WELL STRATIGRAPHY STRATIGRAPHIE DES PUITS: P.N. Moir, P.E. Miller
 VITRINITE REFLECTANCE RÉFLECTANCE DE LA VITRINITE: M.P. Avery
 INTERPRETATION INTERPRÉTATION: J.S. Bell, M.G. Fowler, P.R. Price

WELL BIOSTRATIGRAPHY BIOSTRATIGRAPHIE DES PUITS: J.P. Bujak, E.H. Davies, R.A. Fensome, J. Helene, G.L. Williams

GÉOCHIMIE MER DU LABRADOR

ROCHES POUVANT ÉVENTUELLEMENT CONTENIR DU PÉTROLE ET PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ

J. S. Bell

A limited number of intervals in Labrador Shelf wells contain Type III-II source rocks. The hydrogen index:oxygen index ratios of cutting samples (derived from Rock-Eval pyrolysis) place them between Type III and Type II kerogen. Thus, there is a possibility that these rocks are capable of generating oil.

Most of the Type III - Type II source rocks are Lower Cretaceous marine shales of the Bjarni Formation or Eocene marine shales of the Cartwright and Kenamu Formations (see Table 1). Type III-II source rocks at the North Leif I-05, Herjolf M-92, Skolp E-07 and Rut H-11 wells exhibit vitrinite reflectances of >0.5% Ro. These rocks should be capable of generating oil, if the appropriate kerogen is present. At the North Leif I-05 well, oil (3.6 m³) was recovered from the Bjarni Formation during drillstem testing (see Tables 2 and 3) of the 3101-3110 m interval within the Type III-II source rock zone (Bell and Campbell, in press). Logs indicate an isolated 10 m thick sandstone reservoir with low porosity. The adjacent interval was cored (3109-3117 m); it fluoresced and bled oil. Oil shows were also reported at the Roberval K-92 well in Bjarni Formation sandstones between 3095 m and 3113 m (Bell and Campbell, in press).

This map sheet (Oil-Prone Source Rocks) illustrates the area over which part or all of the Bjarni Formation is interpreted to have an organic maturity equivalent to 0.5% Ro vitrinite reflectance or greater. When this map is compared to the middle Albian paleoenvironment map (refer to map sheet Paleogeography I, this Atlas), the western part of the mature Bjarni region in the Hopedale Basin is shown to correspond to an area expected to contain marine deposits. Control is very

limited and the Albian paleogeographic embayments are speculative, but there is a possibility that significant volumes of Lower Cretaceous oil-prone marine shales are present. Furthermore, there is a possibility that lower Tertiary mature oil-prone shales occur in volume in the Saglik Basin. Again, indications are minimal. The map sheet illustrates the area where Kenamu Formation shales with 0.5% Ro vitrinite reflectance or greater are expected to subcrop. At present, most of this region has not been tested adequately.

Future exploration drilling may indicate whether the Type III-II source rock identified here represents hints of significant oil pools or whether it merely contains varieties of herbaceous kerogen suitable for sourcing gas and condensate, as is the case with other organic-rich units on the Labrador Shelf (see Table 4).

REFERENCES

- Bell, J. S. and Campbell, G. R.
 in press: Petroleum resources of offshore Eastern Canada; in *Geology of the Continental Margin of Eastern Canada*, Chapter 12, M. J. Keen and G. L. Williams (eds.); Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 2. (also Geological Society of America, *The Geology of North America*, v. VII).
- Proctor, R. M., Taylor, G. C. and Wade, J. A.
 1984: Oil and natural gas resources of Canada; Geological Survey of Canada, Paper 83-31, 59 p.

□

J. S. Bell

Parmi les puits de forage du plateau continental du Labrador, un nombre limité d'intervalles ont été catégorisés "roches-mères de Type III-II". Les déblais de forage provenant de ces intervalles ont des rapports des indices d'hydrogène : oxygène (obtenus par pyrolyse Rock Eval) correspondant au kerogène II à III. Il y a donc une possibilité que ces intervalles ont une capacité de produire du pétrole.

La plupart des roches-mères de Type III - Type II sont des schistes argileux marins du Crétacé inférieur dans la formation Bjarni ou d'âge Éocène dans les formations Cartwright et Kenamu (Tableau 1). Les roches-mères de Type III-II aux puits North Leif I-05, Herjolf M-92, Skolp E-07 et Rut H-11 possèdent des indices de pouvoir réflecteur de la vitrinite supérieurs à 0.5% Ro et devraient donc pouvoir produire du pétrole si les kerogènes requis sont présents. Au puits North Leif I-05, on a obtenu de l'huile (3.6 m³) dans la formation Bjarni au cours de l'essai aux tiges (voir Tableau 2 et Tableau 3) dans l'intervalle 3101 à 3110 m de la zone des roches-mères de Type III-II (Bell et Campbell, sous presse). Les diagraphies de forage suggèrent l'existence d'un réservoir isolé à faible porosité, d'une épaisseur de 10 m. Les carottes provenant de l'intervalle adjacent (3109-3117 m) sont fluorescentes et contiennent de l'huile. De plus, dans le puits Roberval K-92 des indications de présence de pétrole ont été rapportées dans les grès de la formation Bjarni, situés dans l'intervalle 3095 à 3113 m (Bell et Campbell, sous presse).

La carte (Roches pouvant éventuellement contenir du pétrole) illustre la région où la formation Bjarni (en partie ou au complet) a atteint une maturité organique correspondant à un pouvoir réflecteur de la vitrinite de 0.5% Ro ou plus. Si on compare cette carte à celle des paléoenvironnements de l'Albian inférieur à moyen (voir la carte Paléogéographie I), on remarque que la partie occidentale de la région mature de la formation Bjarni, dans le bassin

Hopedale, s'est développée dans un milieu de dépôt marin. Bien que les points de repère soient peu nombreux et la position des baies (ou rentrants) paléogéographiques soit incertaine, on constate la présence de volumes importants de schistes argileux marins du Crétacé inférieur à haut potentiel pétrolier. Il se peut également que des schistes argileux à haut potentiel pétrolier du Tertiaire inférieur soient abondants dans le bassin de Saglik. Ici encore, les points de repère sont peu nombreux. La carte illustre la région où les schistes argileux de la formation Kénamu avec un pouvoir réflecteur de la vitrinite de 0.5% Ro ou plus, devraient sous-affleurer. La plupart de cette région n'a pas été encore testée de manière adéquate.

Des forages futurs décideront si les roches-mères de Type III-II indiquent la présence de gisements d'huile importants ou si les types de kerogènes herbagés qu'elles contiennent ne peuvent engendrer que du gaz et des condensés comme c'est le cas dans d'autres unités riches en matière organique du plateau continental du Labrador (voir Tableau 4).

RÉFÉRENCES

- Bell, J.S. et Campbell, G.R.
 sous presse: Petroleum resources of offshore Eastern Canada; in *Geology of the Continental Margin of Eastern Canada*, Chapter 12, M. J. Keen and G. L. Williams (eds.); Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 2. (also Geological Society of America, *The Geology of North America*, v. VII).
- Proctor, R. M., Taylor, G. C. et Wade, J. A.
 1984: Oil and natural gas resources of Canada; Geological Survey of Canada, Paper 83-31, 59 p.

□

Table 1. Distribution of Type III-II (possibly oil generative) source rocks in the Labrador Shelf wells

Well	Interval With Source Rock Type III-II (m)	Maturation Range (%Ro)	Age	Paleoenvironment	Rock Types	Formation
North Leif I-05	2905-3375	0.75-0.85	Barremian-early Aptian	outer neritic-upper bathyal	shales sandstones	Bjarni
Tyrk P-100	1186-1515	0.20	early-middle Aptian	1190-1260 m: outer neritic-inner neritic 1260-1380 m: inner neritic-transitional 1380-1500 m: transitional-nonmarine	shales sandstones	Gudrid Bjarni
Herjolf M-92	2560-2590	0.49	Santonian-Campanian	inner neritic	shales	Markland
	3444-3535	0.67-0.69	Barremian-Aptian	nonmarine	sandstones minor shale	Bjarni
	3687-3748	0.72-0.74	Barremian-Aptian	nonmarine	sandstones shales coal	Bjarni
South Hopedale L-39	1990-2010	0.49	early-middle Albian	upper-lower bathyal	shales	Bjarni
Skolp E-07	2649-2985	0.72-0.81	Neocomian	nonmarine	shales sandstones coal	Bjarni
Pothurst P-19	3175-3205	0.46	Middle Eocene	inner-middle neritic	shales sandstones	Kenamu
Rut H-11	2770-3530	0.45-0.57	Early Eocene	upper bathyal	shales	Kenamu Cartwright

Tableau 1. Distribution des roches-mères de Type III-II dans des puits de forage du plateau continental du Labrador qui pourraient produire de l'huile

Puits de Forage	Interval Avec les Roches-Mères de Type III-II (m)	Niveau de Maturation % Ro	Age	Paléoenvironnement	Lithologie	Formations
North Leif I-05	2905-3375	0.75-0.85	Barrémien-Aptien inférieur	nérétique extérieur-bathyal inférieur	schistes argileux, grès	Bjarni
Tyrk P-100	1186-1515	0.20	Aptien inférieur-moyen	1190-1260 m: nérétique extérieur-intérieur 1260-1380 m: nérétique intérieur-transitional 1380-1500 m: transitional-continental	schistes argileux, grès	Gudrid Bjarni
Herjolf M-92	2560-2590	0.49	Santonien-Campanien	nérétique intérieur	schistes argileux	Markland
	3444-3535	0.67-0.69	Barremien-Aptien	continental	grès, peu de schistes argileux	Bjarni
	3687-3748	0.72-0.74	Barremien-Aptien	continental	grès, schistes argileux, charbon	Bjarni
South Hopedale L-39	1990-2010	0.49	Albian inférieur-moyen	bathyal supérieur-inférieur	schistes argileux	Bjarni
Skolp E-07	2649-2985	0.72-0.81	Néocomien	continental	schistes argileux, grès, charbon	Bjarni
Pothurst P-19	3175-3205	0.46	Eocène moyen	nérétique intérieur-moyen	schistes argileux, grès	Kenamu
Rut H-11	2770-3530	0.45-0.57	Eocène inférieur	bathyal supérieur	schistes argileux	Kenamu Cartwright

Table 2. Drillstem test results

Well (date)	Interval (m)	Oil Rate (m ³ /day)	Gas Rate (10 ⁶ m ³ /day)	Gravity (°API)
Bjarni H-81 (1974)	2151-2256	16 (cond.)	365	55
Gudrid H-55 (1974)	2663-2723 2756-2772	18 (cond.) 10 (cond.)	567 229	50 50
Snorri J-90 (1976)	2493-2502	37 (cond.)	228	-
Hopedale E-33 (1978)	1948-1959 1983-1997	49 (cond.) 79 (cond.)	402 552	60.1 58.6
North Bjarni F-06 (1981)	2585-2604	-	198 227 (est.)	-
North Leif I-05 (1981)	3101-3110	0.43 m ³ recovered	-	33.1

▷

Tableau 2. Résultats des tests de forage

Puits (date)	Interval (m)	Taux de Production de Pétrole (m ³ /jour)	Taux de Production de Gaz (10 ⁶ m ³ /day)	Gravité (°API)
Bjarni H-81 (1974)	2151-2256	16 (cond.)	365	55
Gudrid H-55 (1974)	2663-2723 2756-2772	18 (cond.) 10 (cond.)	567 229	50 50
Snorri J-90 (1976)	2493-2502	37 (cond.)	228	-
Hopedale E-33 (1978)	1948-1959 1983-1997	49 (cond.) 79 (cond.)	402 552	60.1 58.6
North Bjarni F-06 (1981)	2585-2604	-	198 227 (est.)	-
North Leif I-05 (1981)	3101-3110	0.43 m ³ récupéré	-	33.1

▷