



# GEOCHEMISTRY II GÉOCHIMIE LABRADOR SEA MER DU LABRADOR

## ORGANIC MATURATION TOP MARKLAND AND TOP BJARNI FORMATIONS MATURATION ORGANIQUE DES TOITS DES FORMATIONS MARKLAND ET BJARNI

CONTRIBUTORS COLLABORATEURS

SEISMIC MAPPING CARTOGRAPHIE SISMIQUE: R. Cridland, D. Hunter, B. Petyhyrycz, G. Sullivan, P. Kyle, H.R. Balkwill, G. Laving, J. Thompson

WELL STRATIGRAPHY STRATIGRAPHIE DES PUIITS: P.N. Moir, P.E. Miller

VITRINITE REFLECTANCE RÉFLECTANCE DE LA VITRINITE: M.P. Avery

INTERPRETATION INTERPRÉTATION: J.S. Bell

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

J. S. Bell

### ORGANIC MATURITY

The two maps presented here illustrate the interpreted organic maturity levels on top of the Bjarni and Markland Formations. The maturation contours were drawn to reflect structural contours and to respect reliable maturation measurements.

If these maps are examined in conjunction with map sheet Geochemistry II (this Atlas) an interesting pattern emerges, particularly in the Hopedale Basin where all gas discoveries are located. The 0.7% Ro contour on the top of the Markland Formation passes through the Snorri J-90 well where gas was detected in the overlying Gudrid Formation. This reservoir could have been charged during the late Tertiary from Type III kerogen in shales of the nearby Markland and/or Cartwright Formations. However, mature gas-generating Markland Formation shales are not present close to the Hopedale, Bjarni or Gudrid gas discoveries, and so the Markland Formation is probably not their source (unless significant updip strata-bound gas migration occurred).

Bjarni Formation rocks with Ro values of 0.7% and higher lie close to the gas discoveries. Map sheet Geochemistry I (Depth to Gas Generation) of this Atlas shows that the 0.7% Ro sediments near the base of the Bjarni Formation about the discovery wells. The coal beds in the lower part of the Bjarni Formation (encountered in the Leif I-05, Herjolf M-92, Snorri J-90, Ogmund E-72 and Skolp E-07 wells) are suggested as the source for these accumulations, most likely during late Tertiary time. The gas at the Hopedale E-33 well, found in Bjarni Formation sandstones and subcropping Ordovician carbonates, would have required little lateral migration. The same situation exists in the Bjarni area, where Bjarni Formation sandstones contain gas and condensate. At the Gudrid H-55 well, subcropping Paleozoic dolomites overlying a horst form the reservoir. Here, gas migration upward along faults may have occurred. Again, a Bjarni Formation source is most probable. The Markland Formation is excluded as the source because the overlying Gudrid Formation sandstones, that occur in structural closure, do not contain gas.

Geochemical analysis and measurements were made on subsurface samples from wells drilled on the Labrador Shelf by operating companies and their partners, by consultants and by the Geological Survey of Canada (GSC). All the available released, published and open file information was examined and is summarized on map sheets Geochemistry I, II and III (this Atlas) to illustrate the type of hydrocarbon source rock, its richness and the level of maturity at various depths in the selected wells. The geochemical studies were undertaken between 1973 (Leif M-48) and 1987 (Cartier D-70) and involved a variety of analyses which reflected the state of the art and/or exploration requirements at the time.

Since the late 1970s, Rock Eval analyses were usually included and many of the other reports contained sufficient hints from similar analytical suites to categorize the rocks according to their kerogen content (Tissot and Welte, 1984). Source rock types I, II and III are recognized, based on the ratio of the hydrogen index and oxygen index (Espitalié et al., 1977). The elemental values are measured during whole rock pyrolysis. Only type II kerogen and type III kerogen were identified in Tertiary and Mesozoic rocks on the Labrador Shelf. Type II kerogen is usually formed from marine organic matter that was deposited in a reducing environment. It has the potential for generating oil on maturation (Tissot and Welte, 1984). Type III kerogen is derived largely from land plants and generates mainly gas and condensate on maturation (Tissot and Welte, 1984).

Organic richness is portrayed as a function of the percentage of organic carbon (TOC) also measured during whole rock analysis. In many wells, the analyzed material was carefully chosen from ditch cuttings to insure true representation of the sample

depth. In other wells, undivided ditch cuttings were analyzed. Where comparisons could be made, the picked cuttings generally yielded slightly higher TOC values. Shales containing >1% organic carbon are believed to be capable of generating significant quantities of hydrocarbons (Dow, 1977). As the map sheets Geochemistry I, II, and III illustrate, there is no lack of rich Type III source rocks on the Labrador Shelf.

Organic maturity is indicated by various geochemical parameters. Two indices are illustrated on the well panels: spore colouration, or Thermal Alteration Index (TAI), and vitrinite reflectance. Source rocks containing predominantly Type III kerogen begin to generate significant quantities of gas when they reach a maturation level equivalent to 0.7% Ro (Powell and Snowdon, 1983). A line drawn at this reflectance level allows for comparison of %Ro values of the rocks to that of effective organic maturity. A maturation profile for each well was obtained by fitting a linear regression line to the mean vitrinite reflectance values obtained from Tertiary and Mesozoic rocks. The projected depth of 0.7% Ro is shown. In a few wells the depth could be interpolated, but in most wells this is deeper than the drilled section and indicates a potential for downdip gas generation. Maturation indices are compared to hydrocarbon generation windows in Figure 1 (Macauley et al., 1985).

### REFERENCES

Dow, W. G.

1977: Kerogen studies and geological interpretations; *Journal of Geochemical Exploration*, v. 7, p. 79-99.

Espitalié, J., Laporte, J. L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Panlet, J. and Bontefen, A.

1977: Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution; *Revue, Institut Française de Pétrole*, v. 32, p. 23-42.

Macauley, G., Snowdon, L. R. and Ball, F. D.

1985: Geochemistry and geological factors governing exploitation of selected Canada oil shale deposits; *Geological Survey of Canada, Paper 85-13*, 65 p.

Powell, T. G. and Snowdon, L. R.

1983: A composite hydrocarbon generation model; *Erdol und Kohle*, v. 36, p. 163-170.

Tissot, B. P. and Welte, D. H.

1984: *Petroleum Formation and Occurrence* (2nd ed.); Springer-Verlag, 699 p.

J. S. Bell and M. P. Avery

### VITRINITE REFLECTANCE VALUES

Listed below are details of the vitrinite reflectance values reported in this Atlas. The information was compiled from several sources that included operator reports, partner reports, consultant reports and GSC measurements. The mean % Ro values included are those where a significant number of reflectance measurements were made on the samples.

Increases in vitrinite reflectance with depth are well defined for most wells. Exceptions are: Tyrk P-100 where the measurements appear to be anomalously low, Snorri J-90 where more data are needed, Karlsefni A-13 where the deeper section was not sampled, and Gudrid H-55 which has a maturation profile that differs rather markedly from the adjacent Roberval C-02 and K-92 wells. In the latter case, remeasurement could be useful. The Bjarni O-82 well also displays a different profile from the neighbouring Herjolf M-92 and North Bjarni F-06 wells.

J. S. Bell

### MATURITÉ ORGANIQUE

Ces deux cartes illustrent le degré actuel interprété de maturité organique des toits des formations Bjarni et Markland. Les courbes de maturité ont été tracées de manière à reproduire les isohypses structurales et à respecter les mesures fiables de la maturation.

Une configuration intéressante émerge lorsque les deux cartes sont examinées en conjonction avec la carte Géochimie II particulièrement dans le bassin de Hopedale où sont survenues toutes les découvertes de gaz. La courbe de 0.7% Ro au toit de la formation Markland traverse le puits Snorri J-90, où du gaz se trouve dans la formation sus-jacente Gudrid. Ce réservoir pourrait avoir été chargé à la fin du Tertiaire, recevant du kérogène de type III des schistes argileux avoisinants des formations Markland ou Cartwright, ou des deux à la fois. Les schistes argileux matures de Markland, producteurs de gaz, ne sont pas présents à proximité des gisements découverts de Hopedale, Bjarni ni Gudrid et, en conséquence, il est peu probable que la formation Markland en ait été la source, à moins qu'il ne se soit produit une importante migration d'amont-pendage.

Cependant, des roches de la formation Bjarni d'une maturité égale ou supérieure à 0.7% Ro se trouvent à proximité de ces gisements. Lorsqu'on examine la carte Géochimie I (profondeur à la production de gaz), on constate que des sédiments à 0.7% Ro à proximité de la base de la formation Bjarni sont contigus aux puits producteurs. On suppose que les couches de charbon dans la partie inférieure de la formation Bjarni (trouvés à les puits Leif I-05, Herjolf M-92, Snorri J-90, Ogmund E-72 et Skolp E-07) sont les roches-mères de ces accumulations, fort probablement, à la fin du Tertiaire. Puisque, à Hopedale E-33, le gaz est contenu dans les grès de la formation Bjarni et les roches carbonatées de l'Ordovicien sous-affleurantes, aucune importante migration latérale n'aurait été requise. La même situation prévaut dans la région de Bjarni, où les grès de la formation Bjarni contiennent du gaz et des condensats. À le puit Gudrid H-55, des dolomies du Paléozoïque sous-affleurantes au sommet d'un horst forment le réservoir. Dans ce cas, il peut y avoir eu migration ascendante de gaz le long des failles. Ici encore, une source dans la formation Bjarni est probable. La formation Markland est exclue tant que source car les grès sus-jacents de la formation Gudrid, qui semblent être en fermeture structurale, ne contiennent pas de gaz.

L'analyse et les mesures géochimiques ont été effectuées sur des échantillons du sous-sol prélevés dans des puits forés sur le plateau continental du Labrador par les compagnies d'exploration et leurs partenaires, par des experts-conseils ainsi que par la Commission géologique du Canada (CGC). Tous les renseignements diffusés, publiés et rendus publics disponibles ont été examinés et sont résumés sur les cartes Géochimie I, II et III, de façon à illustrer le type de la roche mère d'hydrocarbures, sa richesse et son degré de maturité à diverses profondeurs dans les puits sélectionnés. Les études géochimiques, réalisées entre 1973 (Leif M-48) et 1987 (Cartier D-70), consistaient en une gamme d'analyses qui correspondaient aux techniques de pointe ou reflétaient les besoins en matière d'exploration de l'époque.

Depuis la fin des années 70, les analyses Rock Eval sont d'ordinaire incluses dans la batterie d'essais; dans bon nombre des autres rapports, des séries analytiques analogues donnent des indices suffisants pour permettre de catégoriser les roches en fonction du type de kérogène qu'elles contiennent (Tissot et Welte, 1984). Les types I, II et III de roche mère ont été reconnus d'après le rapport entre l'indice d'hydrogène et l'indice d'oxygène (Espitalié et coll., 1977) mesuré lors de la pyrolyse de la roche entière. Seuls des kérogènes de type III et II ont été identifiés dans les échantillons de roches du Tertiaire et du Mésozoïque sur le plateau continental du Labrador. Le kérogène de type III est essentiellement dérivé des végétaux terrestres et, à maturité, produit surtout du gaz et des condensats (Tissot et Welte, 1984). Le kérogène de type II se forme d'ordinaire à partir de matières organiques marines qui de sont déposées dans un milieu réducteur. Il peut produire du pétrole à maturité (Tissot et Welte, 1984).

La richesse organique est représentée en fonction du pourcentage de carbone organique total (COT) mesuré lors de l'analyse de la roche entière. Dans bon nombre de puits, on a soigneusement sélectionné la matière analysée dans les déblais de forage pour veiller à ce qu'elle soit représentative de la profondeur d'échantillonnage. Dans d'autres cas, des

déblais non différenciés ont été analysés. Lorsque des comparaisons pouvaient être effectuées, les déblais triés produisaient généralement des valeurs de COT légèrement plus élevées. On croit que les schistes argileux contenant plus de 1% de carbone organique peuvent produire des quantités significatives d'hydrocarbures (Dow, 1977). Comme l'illustrent les cartes Géochimie I, II et III, il ne semble pas manquer de roches mères riches en kérogène de type III sur le plateau continental du Labrador.

La maturité organique est indiquée par divers paramètres géochimiques. Deux indices sont illustrés: la coloration des spores, ou l'indice d'altération thermique (IAT), et le pouvoir réflecteur de la vitrinite. Les roches mères contenant surtout du kérogène de type III commencent à produire des quantités importantes de gaz lorsqu'elle atteignent un degré de maturité correspondant à 0.7% Ro (Powell et Snowdon, 1983). On tire donc une ligne à ce niveau du pouvoir réflecteur de la vitrinite pour comparer les valeurs en % Ro des roches avec celles obtenues à maturité organique effective. On a obtenu un profil de maturation pour chaque puits en ajustant une droite de régression aux valeurs moyennes de réflectance de la vitrinite obtenues pour les roches du Tertiaire et du Mésozoïque. La profondeur projetée des sédiments à 0.7% Ro est donnée. Dans quelques puits, la profondeur a pu être interpolée, mais dans la plupart des cas, le seuil est plus profond que le fond du sondage et indique un potentiel de production de gaz en aval-pendage. Les indices de maturation sont comparés aux seuils de production d'hydrocarbures de la Figure 1 (Macauley et coll., 1985).

### RÉFÉRENCES

Dow, W. G.

1977: Kerogen studies and geological interpretations; *Journal of Geochemical Exploration*, v. 7, p. 79-99.

Espitalié, J., Laporte, J. L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Panlet, J. et Bontefen, A.

1977: Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution; *Revue, Institut Française de Pétrole*, v. 32, p. 23-42.

Macauley, G., Snowdon, L. R. et Ball, F. D.

1985: Geochemistry and geological factors governing exploitation of selected Canada oil shale deposits; *Geological Survey of Canada, Paper 85-13*, 65 p.

Powell, T. G. et Snowdon, L. R.

1983: A composite hydrocarbon generation model; *Erdol und Kohle*, v. 36, p. 163-170.

Tissot, B. P. et Welte, D. H.

1984: *Petroleum Formation and Occurrence* (2nd ed.); Springer-Verlag, 699 p.

J. S. Bell et M. P. Avery

### VALEURS DU POUVOIR REFLECTEUR DE LA VITRINITE

Les valeurs détaillées du pouvoir réflecteur de la vitrinite rapportées dans le présent atlas sont présentées ci-dessous. L'information a été compilée à partir de diverses sources, dont des rapports des compagnies d'exploration, de leurs partenaires et d'experts-conseils, ainsi que des mesures de la Commission géologique du Canada. Les valeurs moyennes en % Ro ont été compilées dans les cas où les échantillons avaient été soumis à un nombre important de mesures du pouvoir réflecteur: (1) profondeur au-dessous du carré d'entraînement; (2) % Ro moyen; et (3) écart type.

Les augmentations du pouvoir réflecteur de la vitrinite en fonction de la profondeur sont bien définies pour la plupart des puits. Les exceptions sont les suivantes: Tyrk P-100, où les mesures semblent anormalement basses, Snorri J-90, où des données supplémentaires sont requises, Karlsefni A-13, où l'intervalle en profondeur n'a pas été échantillonné, et Gudrid H-55, dont le profil de maturation diffère de façon assez marquée des puits adjacents Roberval C-02 et K-92. Dans ce dernier cas, il serait utile de procéder à de nouvelles mesures. Le puits Bjarni O-82 montre également un profil différent de celui des puits avoisinants Herjolf M-92 et North Bjarni F-06.