



SCOTIAN SHELF LITHOSTRATIGRAPHY 6 LOGAN CANYON FORMATION

PLATE-FORME NÉO-ÉCOSSAISE LITHOSTRATIGRAPHIE FORMATION DE LOGAN CANYON

J. A. Wade

Contributor: B. C. MacLean (faults and diapir outlines)

Collaborateur: B. C. MacLean (failles et délimitation des diapirs)

Recommended citation: Wade, J. A., 1991: Lithostratigraphy 6: Logan Canyon Formation; in East Coast Basin Atlas Series: Scotian Shelf; Atlantic Geoscience Centre, Geological Survey of Canada, p. 61.

Additional copies of this map may be obtained from the Geological Survey of Canada, Atlantic Geoscience Centre, P. O. Box 1006, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4A2 Canada (Ph: 902-426-2773; FAX: 902-426-4266).

Notation bibliographique conseillée: Wade, J. A., 1991: Lithostratigraphie 6: Formation de Logan Canyon; dans Série des atlas des bassins de la côte Est: plate-forme Néo-Écossaise; Centre géoscientifique de l'Atlantique, Commission géologique du Canada, p. 61.

Des copies supplémentaires de la carte peuvent être obtenues auprès de la Commission géologique du Canada, Centre géoscientifique de l'Atlantique, case postale 1006, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2 Canada tél (902) 426-2773, facsimilé (902) 426-4266.

The Logan Canyon Formation and its basinal equivalent, the Shortland shale, lie stratigraphically between the Dawson Canyon Formation and the Missisauaga Formation (Fig. 1). The Logan Canyon Formation is comprised of four members which, in descending order, are the Marmorata, Sable, Cree, and Naskapi; they represent alternating regressive and transgressive facies (Fig. 2). This succession of thick sandstone-shale and shale units was deposited in broad coastal plain and shallow marine shelf environments during periods of relatively greater or lesser quartz clastic supply. The type section is in the Cree E-35 well (S22) where the Formation is 1109 m thick. The age range of the Formation is Aptian and Cenomanian. The sandstones of the Logan Canyon Formation are equivalent to a distal shale facies, the Shortland shale.

The maximum distribution of the Logan Canyon Formation and Shortland shale is poorly known as no regional seismic markers are associated with them. The Formation is expected to extend well landward of the depositional limit of the underlying Missisauaga Formation. Toward the basin, equivalent sediments (as interpreted from seismic data) occur across the Scotian Slope and Rise and into the oceanic realm.

Contours on the top of the Logan Canyon Formation and Shortland shale (Fig. 3) delineate a gentle arch east of the Glooscap C-63 well (S10), a broad low in the Sable Island area, a high over the Canso Ridge and a low in the Orpheus Graben (Fig. 4). Salt structuring in the Abenaki Subbasin resulted in a number of sharp local structures. The trend of growth faults along the outer Scotian Shelf and upper Scotian Slope is less prominent than on deeper horizons due to fewer faults offsetting the Formation. As the fault trend is oblique to some of the structural nosing, there is a greater number of fault-controlled trapping possibilities. The mapped surface dips southeastward ~19 m/km beneath the eastern and central parts of the Shelf and ~33 m/km beneath the western part.

On the Scotian Shelf, the Formation thickens from an unmapped zero edge beneath the inner Shelf to ~2000 m at the Shelf edge in the Sable Subbasin (Fig. 5). A local area of sediments thicker than 2000 m, related to major down-to-the-basin faulting, occurs between the Alma wells (S19 and S20) and Evangeline H-98 well (S17). Sharp variations in thickness occur adjacent to some of the diapiric structures, and salt pierces the Formation at six locations in the Abenaki Subbasin. Beneath the western part of the shelf, the thickness is significantly less as it ranges from zero to 500 m.

Oil and gas were recovered from the Logan Canyon Formation in a number of locations (Fig. 6). The most significant occurrences are at the Sable Island E-48 discovery well (S57) where almost 1000 m of gross gas, oil, and condensate-bearing pay were encountered (Fig. 7, Table 1) and at the Cohasset D-42 well (S27) where oil was encountered. Oil was also encountered in the Primrose N-50 well (S100) in a caprock facies, associated with diapirism into the Formation.

Figure 8 shows the percentage of sandstone plus siltstone in the Logan Canyon Formation and its equivalents. Characteristic of a coastal plain environment, the percentage of coarser clastics decreases seaward. Four sandier trends on the eastern part of the Shelf suggest the existence of paleodrainage/distributary systems. Between these trends, the proportion of sandstone and siltstone is considerably reduced. Across the western Shelf, where the Formation is significantly thinner, there is less variation in the percent of coarser clastics indicating a more stable environment.

SELECTED BIBLIOGRAPHY

Ascoli, P.

1976: Foraminiferal and ostracod biostratigraphy of the Mesozoic-Cenozoic, Scotian Shelf, Atlantic Canada; in First International Symposium on Benthonic Foraminifera of Continental Margins, Part B, Paleocology and Biostratigraphy, (ed.) C. T. Schafer and B. R. Pelletier; Maritime Sediments, Special Publication No. 1, p. 653-771.

Barss, M. S., Bujak, J. P., and Williams, G. L.

1979: Palynological zonation and correlation of sixty-seven wells, eastern Canada; Geological Survey of Canada, Paper 78-24, 118 p.

Mobil Oil Canada Limited

1972: Mobil TETCO Sable Island E-48: well history report; Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources, Canada.

Wade, J. A. and MacLean, B. C.

1990: The geology of the southeastern margin of Canada; part 2: aspects of the geology of the Scotian Basin from recent seismic and well data; in Geology of the Continental Margin of Eastern Canada, (ed.) M. J. Keen and G. L. Williams; Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 2, p. 190-238 (also Geological Society of America, The Geology of North America, v. I-1).

La Formation de Logan Canyon et son équivalent dans le bassin, le shale de Shortland, s'étendent stratigraphiquement entre les formations de Dawson Canyon et de Missisauaga (fig. 1). La Formation de Logan Canyon comprend quatre membres qui, par ordre descendant, sont les membres de Marmorata, de Sable, de Cree et de Naskapi; ces faciès représentent l'alternance de phases de régression et de transgression (fig. 2). Cette succession d'épaisseurs unités de grès-shale et de shale s'est déposée sur de vastes plaines côtières et des plates-formes continentales peu profondes durant des périodes d'apports de roches clastiques quartzueuses plus ou moins importants. Le stratotype se trouve dans le puits Cree E-35 (S22) dans lequel la formation mesure 1 109 m d'épaisseur. L'intervalle d'âges de la formation s'étend de l'Aptien au Cénomanien. Les grès de la Formation de Logan Canyon sont les équivalents d'un faciès de shale distal, le shale de Shortland.

La répartition maximale de la Formation de Logan Canyon et du shale de Shortland est mal définie, étant donné qu'aucun marqueur sismique régional ne leur est associé. La Formation de Logan Canyon devrait s'étendre vers le continent, bien au-delà de la limite sédimentaire de la Formation de Missisauaga sous-jacente. Vers le bassin, les sédiments équivalents (comme on peut le déduire à partir de données sismiques) s'étendent dans le talus et le glacis et jusque dans le domaine océanique.

Les isobathes du sommet de la Formation de Logan Canyon et du shale de Shortland (fig. 3) délimitent une arche faiblement voûtée à l'est du puits Glooscap C-63 (S10), un vaste creux dans la région de l'île de Sable, une hauteur au-dessus de la dorsale Canso et un creux dans le graben Orpheus (fig. 4). La formation de structures salifères dans le sous-bassin d'Abenaki s'est traduite par un certain nombre de structures locales prononcées. La zone de failles synsédimentaires longeant la plate-forme externe et la partie supérieure du talus est moins évidente que sur les horizons profonds étant donné que les failles décalant la formation sont moins nombreuses. Cette zone de failles étant oblique à quelques «nez» structuraux, les pièges possibles reliés à des failles sont plus nombreux. Dans les parties orientale et centrale de la plate-forme continentale, la surface cartographiée plonge à environ 19 m/km vers le sud-est tandis qu'à l'ouest, elle plonge à environ 33 m/km.

Sur la plate-forme Néo-Écossaise, l'épaisseur de la Formation de Logan Canyon passe de nulle dans la plate-forme interne (bordure non cartographiée), à environ 2 000 m à la bordure de la plate-forme continentale dans le sous-bassin de Sable (fig. 5). Une zone locale de sédiments de plus de 2 000 m d'épaisseur, liée à la formation d'importantes failles plongeant vers le bassin, s'étend entre les puits Alma (S19 et S20) et le puits Evangeline H-98 (S17). On observe des variations brusques d'épaisseur à proximité de certaines structures diapiriques et des dômes de sel percent la formation à six endroits dans le sous-bassin

d'Abenaki. Dans la plate-forme occidentale, l'épaisseur est beaucoup moins grande, variant de nulle à 500 m.

On a récupéré du pétrole et du gaz à différents endroits dans la Formation de Logan Canyon (fig. 6). Les gisements les plus importants sont situés au puits de découverte Sable Island E-48 (S57) dans lequel on a pénétré une zone pétrolière d'environ 1 000 m contenant du gaz, du pétrole et du condensat (fig. 7, tableau 1) et au puits Cohasset D-42 (S27) dans lequel on a découvert du pétrole. On a également découvert du pétrole dans le puits Primrose N-50 (S10) dans un faciès de roche couverture, associé à la formation de diapirs à l'intérieur de la formation.

La figure 8 montre le pourcentage de grès et de siltstone contenus dans la Formation de Logan Canyon et ses équivalents. Caractéristique d'un milieu de plaine côtière, le pourcentage de roches clastiques grossières diminue vers le large. Quatre zones orientées plus sableuses dans la plate-forme orientale indiquent l'existence de paléoréseaux hydrographiques. Entre ces zones orientées, la proportion de grès et de siltstone est considérablement moins élevée. À travers la plate-forme occidentale, là où la formation est beaucoup plus mince, le pourcentage de roches clastiques grossières est moins variable indiquant un environnement plus stable.

BIBLIOGRAPHIE CHOISIE

Ascoli, P.

1976: Foraminiferal and ostracod biostratigraphy of the Mesozoic-Cenozoic, Scotian Shelf, Atlantic Canada; in First International Symposium on Benthonic Foraminifera of Continental Margins, Part B, Paleocology and Biostratigraphy, (ed.) C. T. Schafer and B. R. Pelletier; Maritime Sediments, Special Publication No. 1, p. 653-771.

Barss, M. S., Bujak, J. P., et Williams, G. L.

1979: Palynological zonation and correlation of sixty-seven wells, eastern Canada; Geological Survey of Canada, Paper 78-24, 118 p.

Mobil Oil Canada Limited

1972: Mobil TETCO Sable Island E-48: well history report; Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources, Canada.

Wade, J. A. et MacLean, B. C.

1990: The geology of the southeastern margin of Canada; part 2: aspects of the geology of the Scotian Basin from recent seismic and well data; in Geology of the Continental Margin of Eastern Canada, (ed.) M. J. Keen and G. L. Williams; Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 2, p. 190-238 (also Geological Society of America, The Geology of North America, v. I-1).

Publication de la Commission géologique du Canada également disponible en français