



SCOTIAN SHELF OIL AND GAS OCCURRENCES AND GEOCHEMISTRY

J. A. Wade

Contributors: M. P. Avery (vitrinite reflectance)
and P. K. Mukhopadhyay (organic facies and maturation data)Recommended citation: Wade, J. A., 1991: Oil and gas occurrences and geochemistry; in East Coast Basin
Atlas Series: Scotian Shelf; Atlantic Geoscience Centre, Geological Survey of Canada, p. 109.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).

PLATE-FORME NÉO-ÉCOSSAISE GISEMENTS DE PÉTROLE ET DE GAZ ET GÉOCHIMIE

Collaborateurs: M. P. Avery (données sur la réflectance de la
vitrinite) et P. K. Mukhopadhyay (faciès organiques et données de maturation)Notation bibliographique conseillée: Wade, J. A., 1991: Gisements de pétrole et de gaz et géochimie; dans Série des atlas des bassins
de la côte Est: plate-forme Néo-Écossaise; Centre géoscientifique de l'Atlantique, Commission géologique du Canada, p. 109.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.

Exploration for oil and gas on the Scotian Shelf began in 1959. By the end of 1989, there were 23 hydrocarbon discoveries. In addition several wells encountered significant, but non-commercial, oil or gas shows (Fig. 1). Most of these occurrences are within 50 km of Sable Island. Table 1 indicates the size and chronology of the discoveries. Table 2 displays the hydrocarbon resource potential of the Scotian Shelf (including the discoveries) at three levels of probability, based on the 1983 analysis of seven main play types in the area (Fig. 2; Wade et al., 1989). Discoveries made from 1984 to 1989 were, to some degree, offset by reductions in the estimated values of resources following stepout drilling at the Venture, Glenelg, and Chebucto wells. The current totals for discovered resources are approximately 162 10^9 m³ (5.7 Tcf) gas and 22.9 10^6 m³ (144 million barrels) oil (Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, 1989). The total hydrocarbon potential of the area is, of course, considerably higher than what has been discovered.

Tables 1 and 2 show gas and condensate to be the most prevalent hydrocarbons in the area. Figures 3 and 4 illustrate the hydrocarbon discoveries and shows in their stratigraphic context. The greatest number of occurrences are within the Mic Mac Formation and the lower member of the Missisauca Formation. Additional data on oil and gas occurrences in specific formations are on map sheets Lithostratigraphy 4 to 7 (this volume).

A summary of maturation data from Scotian Shelf wells (Nantais, 1983) indicates geothermal gradients are generally $>2.5^{\circ}\text{C}/100$ m (Fig. 5). Depths to the fully mature zone (Ro 0.7%) and overmature zone (Ro 1.3%; Fig. 6, 7) show that, on average, the zone of peak hydrocarbon generation is ~2000 m thick. Figure 8 shows the time, relative to present day, when the top of Jurassic (approximately the top of lower Missisauca) reached early maturation (Ro 0.6%).

Figure 9 is a composite plot of vitrinite reflectance data from 18 wells within the Sable Subbasin area of the Scotian Shelf. Data from 15 wells form the main trend on this plot. Below 5 km, there is an increase in gradient which may be related to the overpressure zone. Three wells, all drilled on the outer Shelf, define a secondary trend with a slightly higher gradient. These data confirm the interpretative data of Nantais (1983) and indicate

TABLE 1. Significant discoveries by year and rank (source: Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, 1989)

Année	Gaz			Pétrole
	$>30 \times 10^9 \text{ m}^3$	$14-30 \times 10^9 \text{ m}^3$	$3-14 \times 10^9 \text{ m}^3$	
1969			Onondaga	
1971			Sable Island	Sable Island
1972	Thebaud	Primrose	Sable Island	Primrose
1973				Cohasset
1974		Citnalta	Intrepid	
1975				
1976				
1977				
1978				
1979	Venture			
1980				
1981				
1982		S. Venture Banquereau	Olympia	
1983	Glenelg		Arcadia	
1984	Alma	Chebucto	Uniacke	
1985			W. Venture C-62 W. Venture N-91 W. Olympia	
1986	N. Triumph			Panuke
1988			S. Sable	

TABLE 2. Oil and gas resources of the Scotian Shelf (potential plus discovered resources)

Recoverable Oil in 10^9 m^3	High Confidence	Median Expectation	Speculative Estimates
	Piercement structures	2.2	8.7
Deep-seated structures	6.4	14.8	33.7
Rollover anticlines	2.5	5.9	12.7
Basement-related structures	4.0	16.5	56.1
Stratigraphic traps	1.3	3.5	7.3
Carbonate bank	4.8	50.9	174.1
Overpressure play	no oil	no oil	no oil
Total	54.1*	112.7*	243.3*
Recoverable Gas in 10^9 m^3	High Confidence	Median Expectation	Speculative Estimates
Piercement structures	3.8	13.5	41.1
Deep-seated structures	41.5	99.0	239.6
Rollover anticlines	15.1	34.0	74.0
Basement-related structures	2.2	10.4	30.6
Stratigraphic traps	4.8	11.4	24.5
Carbonate bank	4.7	36.8	106.9
Overpressure play	83.9	277.8	569.7
Total	194.9*	512.4*	927.5*
Recoverable Condensate in 10^6 m^3	Median Expectation		
Piercement structures	3.8		
Deep-seated structures	16.7		
Rollover anticlines	6.7		
Basement-related structures	-		
Stratigraphic traps	-		
Carbonate bank	-		
Overpressure play	31.2		
Total	58.4		

*These numbers do not add arithmetically, but must be summed using statistical techniques (from Wade et al., 1989)

(1) the onset of maturation (Ro ~0.5%) at ~2500 m; (2) full maturity (Ro ~0.7%) at ~3500 m, and; (3) overmaturity (Ro ~1.3%) at ~5200 m.

The prevalence of gas and condensate, versus oil, is a function of the organic matter type which sourced the hydrocarbons. Recent studies indicate a mix of kerogen types exist throughout the stratigraphic section. Interpreting from these analyses (summarized in Table 3), the source rocks are dominated by Type IIB, Type IIB-III, and Type III kerogens which yield predominantly gas and condensate (Mukhopadhyay and Wade, 1990). This is consistent with the hydrocarbon occurrences illustrated in Figures 1 and 4.

The oil at the Cohasset, Panuke, and Sable Island discoveries is reservoir in sandstones of the upper member of the Missisauca Formation and the Logan Canyon Formation. These occurrences show possible genetic relationships to source rocks from the Logan Canyon Formation in the Cohasset D-42 and A-52 wells and also the Misaine Member of the Abenaki Formation in the Cohasset D-42 well. Oil source rocks identified in the Shortland shale facies in Evangeline H-98 do not appear to be related to the Cohasset or Sable Island crudes (Mukhopadhyay, personal communication, 1989). The analyses of selected samples from the Dawson Canyon, Logan Canyon, Missisauca and Abenaki Formations, and the Shortland shale are shown in Table 4.

REFERENCES

- Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board
1989: Petroleum opportunities offshore Nova Scotia, Canada; Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, Halifax, 83 p.
- Meneley, R. A.
1986: Oil and gas fields in the east coast and arctic basins of Canada; in Future Petroleum Provinces

L'exploration pétrolière et gazière sur la plate-forme Néo-Écossaise a débuté en 1959. À la fin de 1989, on avait découvert 23 gisements d'hydrocarbures. De plus, plusieurs puits ont rencontré des indices de pétrole ou de gaz significatifs mais sans valeur commerciale (fig. 1). La plupart de ces occurrences se situent à moins de 50 km de l'île de Sable. Le tableau 1 indique la dimension et la chronologie des découvertes. Le tableau 2 présente le potentiel des ressources en hydrocarbures de la plate-forme Néo-Écossaise (y compris les découvertes) selon trois niveaux de probabilité, basés sur l'analyse effectuée en 1983 de sept types de zones d'hydrocarbures principales dans la région (fig. 2; Wade et al., 1989). Les découvertes faites entre 1984 et 1989 ont été, dans une certaine mesure, contrebalancées par les réductions apportées à l'évaluation des ressources après les forages d'extension aux puits Venture, Glenelg et Chebucto. Les valeurs totales actuelles en ce qui concerne les ressources découvertes s'élevaient à environ 162×10^9 m³ (5.7 Tcf) de gaz et $22,9 \times 10^6$ m³ (144 millions de barils) de pétrole (Office Canada-Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz extracôtiers, 1989). Le potentiel total en hydrocarbures de cette région est, bien entendu, considérablement plus élevé que ce qui a été découvert.

Les tableaux 1 et 2 montrent que le gaz et le condensat constituent les hydrocarbures prédominants de cette région. Les figures 3 et 4 illustrent les découvertes et les gisements d'hydrocarbures dans leur contexte stratigraphique. La plupart des occurrences se situent dans la Formation de Mic Mac et le membre inférieur de la Formation de Missisauca. Des données supplémentaires sur la présence de pétrole et de gaz dans des formations spécifiques sont présentées sur les cartes Lithostratigraphie 4 à 7 (dans le présent volume).

Un résumé des données sur la maturation recueillies dans les puits forés dans la plate-forme Néo-Écossaise (Nantais, 1983) indique que les gradients géothermiques dépassent généralement $2,5^{\circ}\text{C}/100$ m (fig. 5). La profondeur de la zone complètement mature (Ro ~0,7 %) et celle de la zone de maturité avancée (Ro ~1,3 %, fig. 6 et 7) indiquent, qu'en moyenne, la zone de formation maximale des hydrocarbures a environ 2 000 m d'épaisseur. La figure 8 montre le temps écoulé depuis que le sommet du Jurassique (coïncidant approximativement

TABLEAU 1. Découvertes significatives selon l'année de découverte et leur importance (source: Office Canada-Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz extracôtiers, 1989)

Year	Gas			Oil	
	$>30 \times 10^9 \text{ m}^3$	$14-30 \times 10^9 \text{ m}^3$	$3-14 \times 10^9 \text{ m}^3$	$>3 \times 10^6 \text{ m}^3$	$<3 \times 10^6 \text{ m}^3$
1969			Onondaga		
1971			Sable Island	Sable Island	
1972	Thebaud	Primrose	Sable Island	Primrose	
1973				Cohasset	
1974		Citnalta	Intrepid		
1975					
1976					
1977					
1978					
1979	Venture				
1980					
1981					
1982		S. Venture Banquereau	Olympia		
1983	Glenelg		Arcadia		
1984	Alma	Chebucto	Uniacke		
1985			W. Venture C-62 W. Venture N-91 W. Olympia		
1986	N. Triumph				Panuke
1988			S. Sable		

TABLEAU 2. Ressources en pétrole et en gaz de la plate-forme Néo-Écossaise (ressources potentielles et découvertes)

Pétrole récupérable en 10^6 m^3	Confiance élevée	Prévision modérée	Évaluation hypothétique
Structures de transpercement	2.2	8.7	26.4
Structures profondes	6.4	14.8	33.7
Anticlinaux de compensation	2.5	5.9	12.7
Structures liées au socle	4.0	16.5	56.1
Pièges stratigraphiques	1.3	3.5	7.3
Banc carbonaté	4.8	50.9	174.1
Zone de surpression	pas de pétrole	pas de pétrole	pas de pétrole
Total	54.1*	112.7*	243.3*
Recoverable Gas in 10^9 m^3	Confiance élevée	Prévision modérée	Évaluation hypothétique
Structures de transpercement	3.8	13.5	41.1
Structures profondes	41.5	99.0	239.6
Anticlinaux de compensation	15.1	34.0	74.0
Structures liées au socle	2.2	10.4	30.6
Pièges stratigraphiques	4.8	11.4	24.5
Banc carbonaté	4.7	36.8	106.9
Zone de surpression	83.9	277.8	569.7
Total	194.9*	512.4*	927.5*
Condensat récupérable en 10^6 m^3	Prévision modérée		
Structures de transpercement	3.8		
Structures profondes	16.7		
Anticlinaux de compensation	6.7		
Structures liées au socle	-		
Pièges stratigraphiques	-		
Banc carbonaté	-		
Zone de surpression	31.2		
Total	58.4		

*Les valeurs ne s'additionnent pas arithmétiquement. La somme doit être évaluée à l'aide de méthodes statistiques (d'après Wade et al., 1989)

ment au sommet de la partie inférieure de la Formation de Missisauca) a atteint le stade de maturité précoce (Ro ~0,6 %).

La figure 9 est un diagramme composite de données sur la réflectance de la vitrinite recueillies dans 18 puits du sous-bassin de Sable de la plate-forme Néo-Écossaise. Les données de 15 puits forment l'amas orienté principal de ce diagramme. Au-dessous de 5 km, on observe une augmentation du gradient qui peut être attribuée à la zone de surpression. Trois puits, tous forés dans la plate-forme externe, permettent de définir un amas orienté secondaire présentant un gradient légèrement plus élevé. Ces données corroborent les données d'interprétation de Nantais (1983) et indiquent (1) le début de la maturation (Ro ~0,5 %) à environ 2 500 m; (2) la maturité complète (Ro ~0,7 %) à environ 3 500 m; et (3) la maturité avancée (Ro ~1,3 %) à environ 5 200 m.

Les occurrences de pétrole aux puits Cohasset, Panuke et Sable Island sont contenues dans des grands réservoirs du membre supérieur de la Formation de Missisauca et de la Formation de Logan Canyon. Ces occurrences semblent avoir des liens génétiques avec

TABLE 3. Maceral composition (in volume %) of shale samples from the South Venture O-59, Venture B-43, and Louisbourg J-47 wells, Scotian Shelf

TABLEAU 3. Composition macérale (en %(volume)) d'échantillons de shale prélevés dans les puits South Venture O-59, Venture B-43, et Louisbourg J-47 de la plate-forme Néo-Écossaise

Well Name Nom du puits	Sample Number (in metres depth) N° d'identification de l'échantillon (m)	Maceral Composition (volume %) Composition macérale (en %(volume))												Fluorescence of Exinite/Alginite* Fluorescence de l'exinite/alginate*
		Vitrinite	Inertinite	Exinite	Resinite	Particulate Lipinite A	Amorphous Lipinite		Alginite	Liptodérinite	Bitumen			
							Sapropéline IIA	Sapropéline IIB						
Louisbourg J-47	1030 #	46.2	0.8	7.6	1.4	2.0	0.8	8.4	25.2	0.6	4.8	2.2	1	
	1575 #	41.4	1.6	11.8	1.3	4.3	11.8	21.4	1.6	2.0	1.2	1.6	1	
	1905 #	45.7	0.3	11.7	1.3	2.3	4.3	16.8	10.4	2.3	0.3	4.6	2	
	2145 #	41.7	1.3	35.0	1.6	0.6	1.0	10.2	0.7	1.3	5.0	1.6	1	
	2695 #	22.0	2.0	18.8	1.3	0.7	1.6	34.2	13.9	0.6	0.3	4.6	1	
	3105 #	28.6	0.6	12.3	0.3	1.1	1.7	15.7	18.5	0.9	2.9	17.4	1	
	3705 #	28.9	2.0	31.9	0.0	3.9	2.6	21.4	4.6	0.7	1.0	3.0	3	
	3825 #	36.0	0.9	16.1	0.3	0.6	3.0	22.8	6.7	0.2	4.9	8.5	1	
	3995-4005 #	27.4	0.3	38.0	0.3	0.6	1.0	12.9	5.3	0.0	1.6	12.6	3	
	4035 #	42.5	0.3	25.8	1.6	0	0.0	14.7	5.0	0.0	4.9	5.2	1	
	4411 (c)	33.1	2.7	15.2	1.1	1.1	2.8	24.5	9.8	2.5	5.6	1.6	1	
	4830 #	4.8	9.6	3.3	0.0	1.9	30.5	24.3	18.0	3.3	0.5	3.8	3	
	5175-5190 #	21.4	35.3	9.8	0.3	2.1	0.0	9.8	9.3	0.0	0.0	12.0	3	
	5437 (c)	18.3	2.0	2.3	0.0	1.0	6.7	50.0	12.5	0.7	4.5	2.0	3	
	5486 (c)	41.8	1.6	16.1	0.7	1.3	1.0	24.3	2.6	1.3	8.0	1.3	3	
	5455 (c)	26.5	2.9	5.1	0.0	0.5	2.1	49.2	6.7	1.0	5.0	1.0	2	
	5580 #	21.2	0.0	2.0	0.0	2.7	5.6	59.7	7.6	0.3	0.6	0.3	2	
	5655-5670 #	12.5	0.6	2.5	0.0	3.1	8.9	49.1	6.7	0.3	0.6	15.7	1	
	5925-5940 #	10.0	3.0	20.3	0.0	5.3	0.7	16.0	25.7	4.3	2.7	12.0	2	
	6000 #	15.0	4.7	14.8	0.0	1.6	3.5	18.2	30.9	1.1	1.9	8.3	2	
4010	44.5	2.2	16.0	2.5	2.2	0.9	8.4	14.8	1.6	4.7	2.2	1		
South Venture O-59	4130	38.6	1.1	52.5	0.0	1.1	0.0	2.0	0.9	1.3	1.8	0.7	3	
	4940 #	2.9	1.7	3.0	0.0	10.6	13.2	40.6	8.4	2.8	10.1	6.7	2	
	4980 #	5.5	1.3	2.3	0.0	1.3	19.7	65.8	2.0	0.7	0.0	1.4	3	
	5175 #	25.2	2.9	16.8	0.7	1.9	1.2	31.8	14.0	1.9	2.4	1.2	3	
	5255 #	17.5	1.4	7.6	0.0	4.1	0.6	52.2	11.8	1.7	1.7	1.4	1	
	5420 #	17.4	0.6	3.1	0.3	4.0	20.2	35.8	15.1	1.9	0.0	1.6</		