

Le pétrole et le gaz naturel au Nouveau-Brunswick : Activités passées et courantes liées à l'industrie

C. St. Peter, géologue des hydrocarbures

RESSOURCES TERRESTRES

Le Nouveau-Brunswick constitue l'une des « régions pétrolières » les plus anciennes au monde. L'un des premiers puits de pétrole d'Amérique du Nord a été foré dans la province en 1859 à environ 15 kilomètres au sud-est de Moncton sur la rive est de la rivière Petitcodiac, près du village de Dover (figure 1). Le puits, ainsi que trois autres, avaient été forés par H. C. Tweedal, un entrepreneur en raffinage de Pittsburgh. Ces quatre puits de faible profondeur ont produit une quantité modeste de pétrole (Hea, 1974).

Les puits de pétrole forés dans la région de Dover par Tweedal se trouvaient dans des grès lacustres du Carbonifère inférieur de la Formation d'Albert. La découverte allait s'avérer déterminante, car la majeure partie de l'exploration pétrolière et gazière au Nouveau-Brunswick a depuis lors été concentrée sur la Formation d'Albert dans le sous-bassin de Moncton (figure 2).

De 1876 à 1879, la St. Joseph Company et l'Emory Oil Company ont foré plusieurs puits dans les secteurs de Dover et de Saint-Joseph (figure 1). Les puits avaient entre 300 et 600 mètres de profondeur; quelques-uns ont produit des quantités limitées de pétrole.

En 1899, la New Brunswick Petroleum Company a obtenu une concession à bail de cinq ans (appelée concession à bail 115) de 46 000 kilomètres carrés couvrant presque toute la région reposant sur des strates du Carbonifère au Nouveau-Brunswick (figure 2).

On a plus tard réduit la concession foncière 115 à 25 600 kilomètres carrés (Henderson, 1940), mais on a prolongé la durée du bail à 99 ans. De 1903 à 1905, la société a foré 77 puits de faible profondeur (de 100 à 200 mètres de profondeur) dans le secteur de Dover/Saint-Joseph. Certains des puits ont produit quelques barils de pétrole; le meilleur puits avait initialement un débit de 50 barils par jour (Hea, 1974). On estime que 3 000 barils de pétrole ont été prélevés du champ de Dover au cours de cette période.

En 1908, J. A. L. Henderson de Londres, Angleterre, a acheté la concession à bail 115 et a formé la Maritime Oilfields Ltd (MOL). En juillet 1909, la société de Henderson a découvert le champ de Stoney Creek (figure 1) sur la rive occidentale de la rivière Petitcodiac à environ 15 kilomètres au sud de Moncton. Stoney Creek se trouve directement de l'autre côté de la rivière dans le même axe que le champs de Dover. Le puits de découverte, le puits n° 4 de la Maritime Oilfields Ltd., avait un débit initial de 500 000 pieds cubes par jour et de plusieurs barils de pétrole. Le puits suivant, le puits n° 5 de la Maritime Oilfields, avait un débit d'un million de pieds cubes par jour. En 1912, Anderson avait construit des gazoducs et il alimentait en gaz Moncton et la localité voisine de Hillsborough (figure 1).

En 1915, une nouvelle société, la New Brunswick Gas and Oilfields Ltd. (NBGO), dont le siège social était situé à Edinburgh, Écosse, a fait l'acquisition de la concession à bail 115 de la Maritime Oilfields Ltd. de même que du champ de Stoney Creek.

En 1918, la NBGO a conclu un arrangement spécial avec la D'Arcy Exploration Company (une filiale de l'Anglo-Persian Oil Company). Il a été convenu que D'Arcy forerait plusieurs trous profonds sur la concession 115 et que ces puits se trouveraient en dehors du gisement exploité de Stoney Creek (voir le rapport annuel de 1919 du MRNE du Nouveau-Brunswick). Entre 1919 et 1921, D'Arcy a foré en vertu de cet accord de forage dix puits d'une longueur totale de

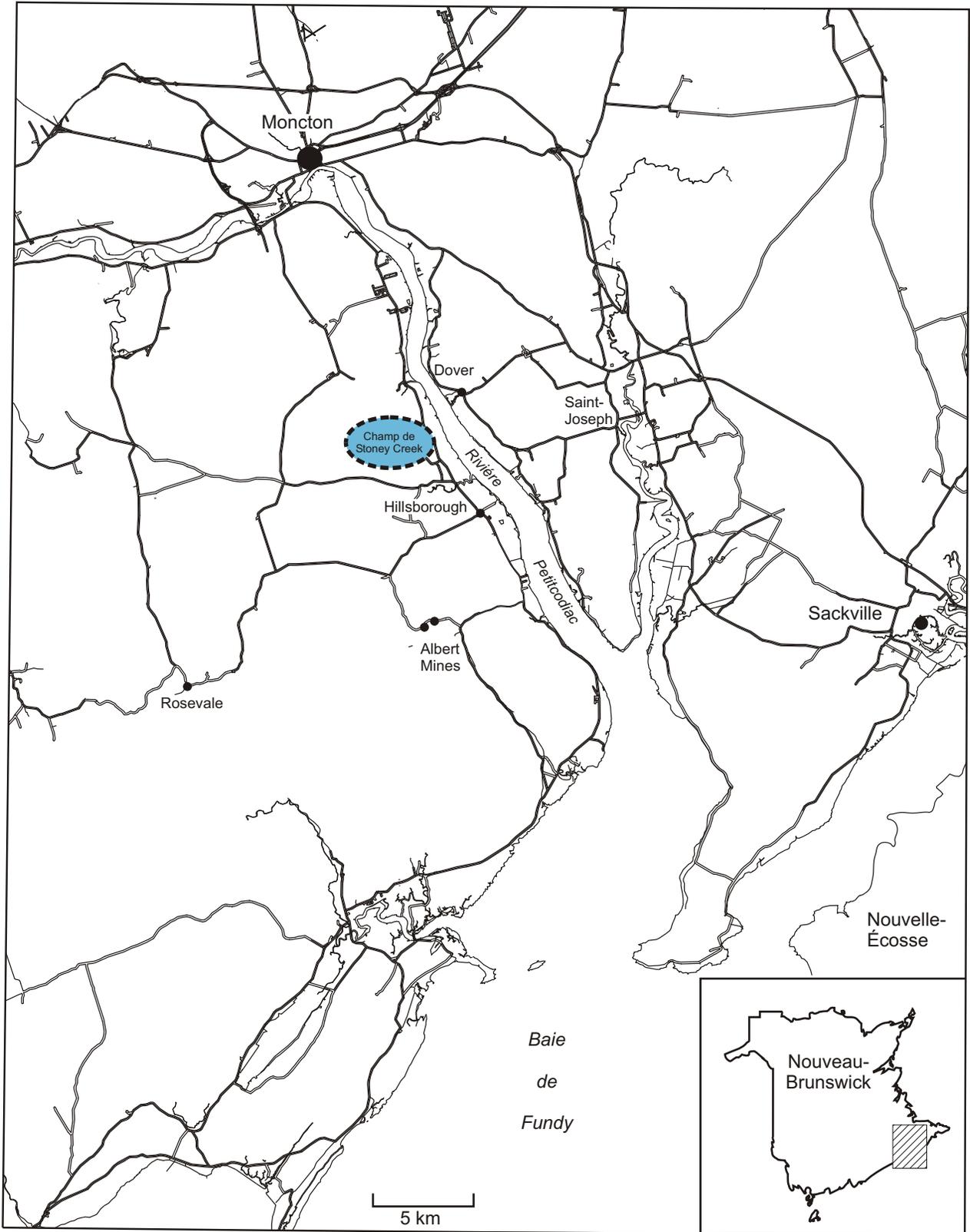
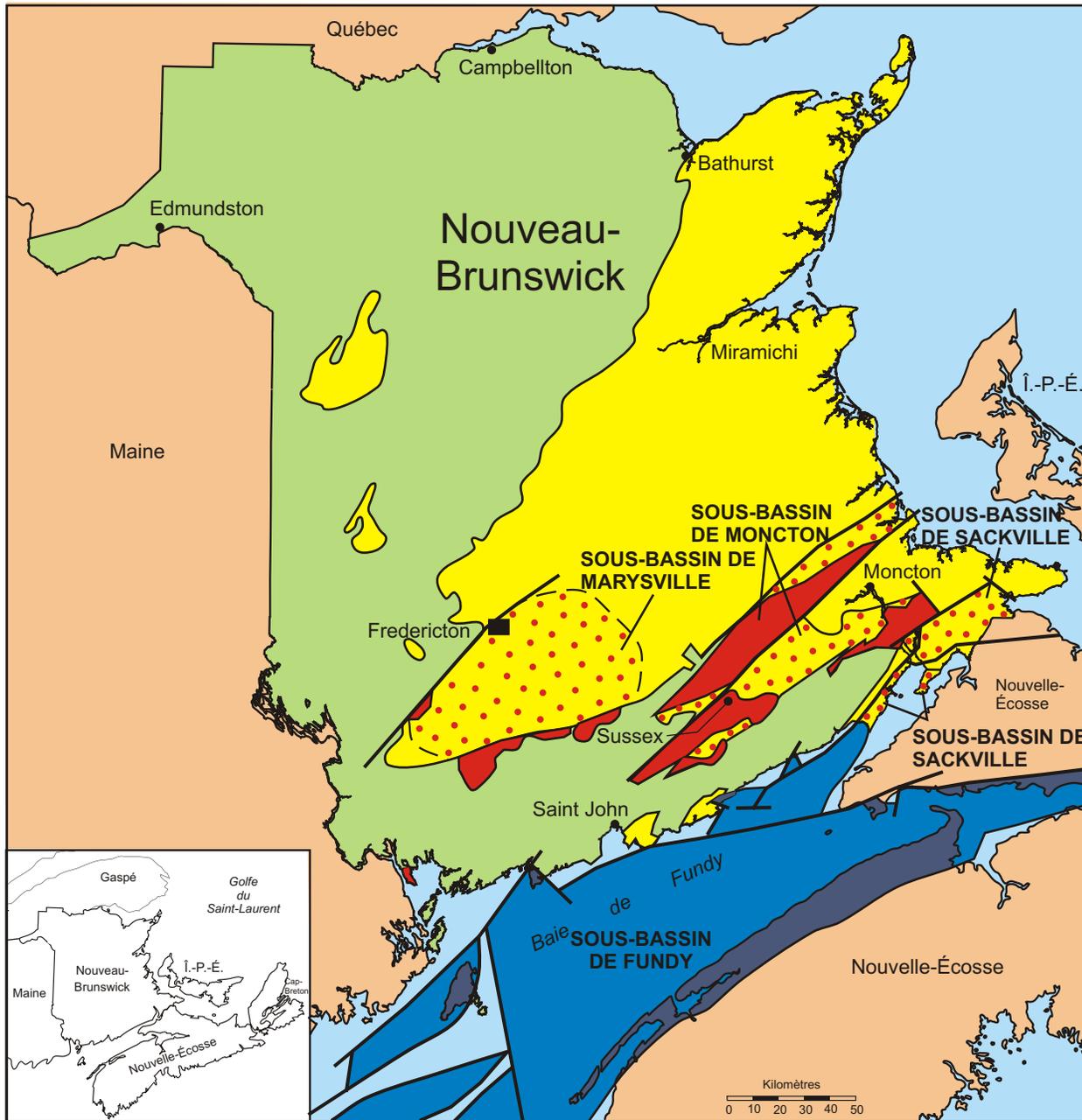
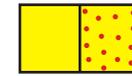


Figure 1. Carte du Sud-Est du Nouveau-Brunswick illustrant l'emplacement du champ de Stoney Creek.



SOUS-BASSIN MÉSOZOÏQUE DE FUNDY : Roches continentales; répartition dans la zone terrestre (bleu foncé), répartition au-dessous de la baie de Fundy (bleu moyen).



BASSIN DU CARBONIFÈRE SUPÉRIEUR DES MARITIMES : Roches continentales en rouge et gris; socle cristallin sus-jacent de couleur unie; sous-bassin du Carbonifère inférieur sus-jacent en pointillé rouge grossier (voir ci-dessous).



SOUS-BASSIN DU CARBONIFÈRE INFÉRIEUR : Roches marines et continentales renfermant un système pétrolier connu. (Les parties enfouies de ces sous-bassins sont illustrées au moyen de pointillé rouge grossier - voir ce-dessous.)



DÉVONIEN ET ÉLÉMENTS PLUS ANCIENS : Roches cristallines.



Faille
Zone de contact

Figure 2. Sous-bassins exhumés et enfouis du Carbonifère inférieur et du Mésozoïque présentant un potentiel pétrolier au Nouveau-Brunswick.



Figure 3 : Puits de pétrole dans le champ de Stoney Creek, 1938.



Figure 4 : Fracturation d'un puits du champ de Stoney Creek à l'aide de nitroglycérine, vers 1940.

6 600 mètres sur la concession 115. Trois des puits se trouvaient dans le sous-bassin de Moncton à l'est du champ de Stoney Creek; deux se trouvaient dans le sous-bassin de Sackville; et les cinq autres ont été creusés au nord-est et au nord de Moncton ainsi qu'à l'extérieur du sous-bassin de Moncton (figure 2). Aucun des puits de la société D'Arcy n'a rencontré de quantités substantielles d'hydrocarbures (Gussow, 1953).

En 1940, la NBGO et son prédécesseur, la MOL, avaient foré 126 puits. Ceux-ci comprenaient 27 puits d'exploration et 99 puits de production, sur lesquels 73 étaient exploités dans le champ de Stoney Creek (figures 3 et 4) (Henderson, 1940).

En 1947, la New Brunswick Gas and Oilfields Ltd. a été achetée par la New Brunswick Oilfields Ltd. (NBO), qui a cédé ses intérêts dans la concession à bail 115 à la Shell Oil Company en vertu d'un accord d'amodiation. La Shell a été la première grande pétrolière à faire son entrée au Nouveau-Brunswick. Entre 1947 et 1950, la Shell a réalisé des études géologiques et gravimétriques poussées ainsi que des relevés sismiques limités. Les résultats géologiques de ses travaux ont été publiés dans une communication de Gussow (1953), qui a été considérée pendant près de 30 ans comme le seul ouvrage de référence essentiel sur la géologie carbonifère du Nouveau-Brunswick. La Shell a foré cinq puits d'exploration sur la propriété qu'elle occupait dans la province, mais elle ne s'est adonnée à aucune production commerciale.

En 1957, l'Imperial Oil Ltd. a conclu avec la New Brunswick Oilfields Ltd. une entente de partenariat visant un périmètre d'exploration de 40 000 hectares à l'intérieur de la concession 115 dans le Sud-Est de la province, qui excluait toutefois le champ de Stoney Creek. L'Imperial a réalisé des relevés gravimétriques et des relevés de sismique réflexion sur 128 kilomètres qui ont abouti au forage par battage de six puits d'exploration. Les travaux de l'Imperial n'ont permis aucune découverte déterminante. L'Imperial avait choisi ses zones d'intérêt en se basant principalement sur la définition sismique. En rétrospective, les techniques de sismique réflexion des années 50 étaient probablement incapables de définir des zones d'intérêt dans des bassins terrestres structurellement déformés (inversés) comme le sous-bassin de Moncton; il n'est par conséquent pas étonnant qu'on n'ait réalisé aucune découverte.

En 1962, la Western Decalta Petroleum Limited a acheté la New Brunswick Oilfields Ltd. et a acquis ses droits vis-à-vis de la concession 115. La Western Decalta a maintenu la New Brunswick

Oilfields Ltd. comme société séparée chargée de continuer à s'occuper de ses intérêts au Nouveau-Brunswick. En 1967, la Western Decalta a entrepris une récupération secondaire par injection d'eau du champ de Stoney Creek. L'injection d'eau a effectivement permis une augmentation à court terme de la production de pétrole, mais certains des meilleurs puits de pétrole ont été partiellement inondés et le projet a par conséquent été abandonné (Foley, 1989).

La Western Decalta a foré en 1973 un puits sauvage, le puits NBO Urney 72-1, à Urney, à environ dix kilomètres au sud-est de Sussex (figure 2). Vers la fin de 1973, la société a concédé à la Weaver Oil and Gas Corporation de Houston une option de forage et d'étude sismique. La Weaver a établi un consortium de trois sociétés composé de la Home Oil Co. Ltd., de la Kerr-McGee Corporation et de la Pan-Canadian Petroleum Ltd. Le consortium a réalisé un programme de sismique réflexion de 112 kilomètres le long de 14 lignes dans le sous-bassin de Moncton (Three-D GeoConsultants Limited, 1990). En 1975, la Kerr-McGee a foré un puits à Urney et le consortium des trois sociétés a foré en 1976 un puits appelé puits MacLeod Brook n° 1 dans le secteur d'Urney. On a relevé la présence de légers indices de pétrole dans les puits, mais aucune découverte déterminante n'a été réalisée (Wilson et Ball, 1983).

La Western Decalta a vendu en 1974 la concession du champ de Stoney Creek à l'Aldis Petroleum qui l'a ensuite vendue à l'Eastern Canada Hydrocarbons en 1977. La Irving Oil Ltd. a fait l'acquisition de la concession de production de l'Eastern Canada Hydrocarbons en 1979. La société Irving est toujours titulaire des droits de production du champ de Stoney Creek (figure 5).

En 1965, la Hudson's Bay Oil and Gas Company Limited (HBOG) a entrepris un programme d'exploration dans l'Est du Canada en faisant l'acquisition de sept licences de prospection terrestre englobant 233 100 hectares à l'est et au sud-est de Bathurst (figure 2). Entre 1965 et l'annulation volontaire des licences de la société en 1968, la HBOG a foré quatre trous d'une profondeur de 650 à 740 mètres. Deux des trous ont entrecoupé des roches du socle cristallin. Les registres ne précisent pas clairement sur quels indices géologiques ou géophysiques s'est basée la société pour déterminer ses objectifs de forage. On ne disposait à l'époque d'aucunes données sismiques ni gravimétriques connues sur ce secteur. Les cartes magnétiques obtenues permettent de supposer que les objectifs des travaux de forage se trouvaient autant dans des secteurs riches que des secteurs pauvres.

En 1979, la concession à bail visant le vaste périmètre d'exploration que détenait la Western Decalta Petroleum Limited et sa société affiliée la New Brunswick Oilfields Ltd. a pris fin. La Western Decalta a soumis au gouvernement provincial une demande de conversion de sa concession à bail passée en une série de permis de recherche conformément à la nouvelle *Loi sur le pétrole et le gaz naturel* du Nouveau-Brunswick, chapitre O-2.1 (1976). Le gouvernement a accédé à cette demande en 1980 et il lui a délivré 29 permis de recherche d'une superficie totale de 679 330 hectares couvrant la quasi-totalité du bassin carbonifère des Maritimes dans le Sud du Nouveau-Brunswick (figure 2). En 1981, la Irving Oil Ltd. et la Chevron Canada Resources Ltd. ont formé un partenariat et signé une entente d'amodiation visant les 29 permis de recherche détenus par la Western Decalta Petroleum. La Chevron a, en vertu de cette entente, réalisé des études de sismique réflexion terrestre sur 1 906 kilomètres dans le Sud-Est du Nouveau-Brunswick entre 1981 et 1984 (St. Peter et Phillips, 2000). Le partenariat Irving/Chevron a foré trois puits d'exploration dans le sous-bassin de Moncton entre le début et le milieu des années 80 d'après des objectifs définis au moyen de travaux sismiques dans la Formation d'Albert. Le partenariat a effectué en 1985 une découverte de gaz naturel sous-commerciale au sud du champ de Stoney Creek, dans son puits Hillsborough n° 1. Les partenaires ont décidé de ne pas mettre en production le puits de Hillsborough; ils l'ont bouché et abandonné en 1993.

Le partenariat Irving/Chevron a également foré deux puits sur la concession à bail de Stoney Creek de la société Irving au cours de 1985. Les deux sociétés ont utilisé l'un des puits, le puits East Stoney Creek n° 1, pour effectuer une récupération secondaire par injection de vapeur à cycle unique dans l'espoir d'accroître la production de pétrole du puits. Les coûts du projet ont été partagés avec le gouvernement fédéral et le gouvernement du Nouveau-Brunswick en vertu de

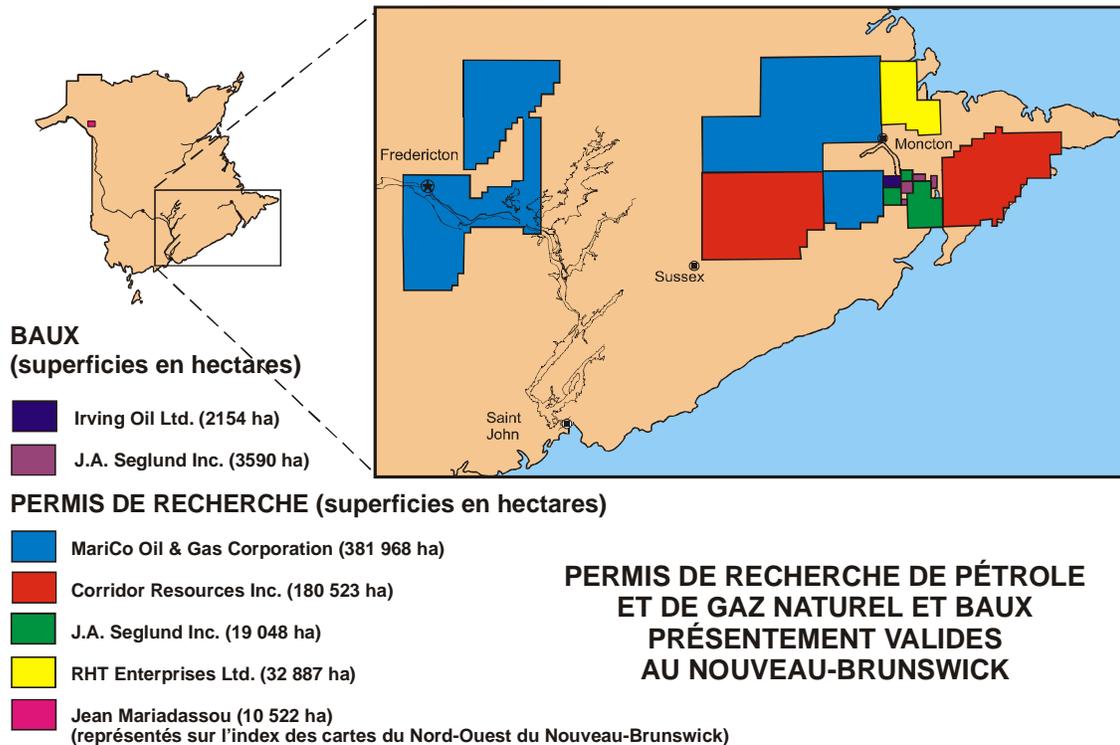


Figure 5 : Permis de recherche de pétrole et de gaz naturel et baux présentement valides au Nouveau-Brunswick.

l'Entente sur l'exploitation des ressources minières de 1984-1989. Les principales conclusions tirées de l'essai de récupération à la vapeur ont été les suivantes : 1) le pétrole de Stoney Creek renferme environ 19,5 % de cire; il a un point d'écoulement élevé (15° C) et un point de trouble bas (23° C), ce qui rend la récupération du pétrole extrêmement sensible à la température; 2) le mécanisme cyclique de l'injection de vapeur ne convient pas au réservoir de Stoney Creek en raison de l'absence d'énergie du réservoir pour acheminer les fluides jusqu'au puits de forage une fois la phase d'injection terminée; et 3) les techniques de récupération améliorées ultérieures devront accroître la pression à l'intérieur du réservoir ainsi que fournir de la chaleur.

En 1987, les 29 permis de la Western Decalta Petroleum Limited ont expiré. Avant leur expiration, le permis visant un secteur au sud et à l'est du champ de Stoney Creek a été converti en trois baux d'une superficie de 1 135 hectares. La Western Decalta a annulé les trois baux en question en 1992. Cependant, ce faisant, les partenaires de l'entente d'amodiation, la Irving Oil Ltd. et la Chevron Canada Resources ont conservé leurs droits au puits Hillsborough n° 1 Irving/Chevron.

En 1991, la J. A. Seglund Inc. de Louisiane a obtenu un permis de recherche visant 10 058 hectares de terres au sud et à l'est du champ de Stoney Creek. En 1993 et en 1995, la Seglund a accru ses propriétés en obtenant les droits de deux permis de recherche adjacents englobant 19 053 hectares (figure 5). En 1997, la Seglund a signé une entente d'amodiation sur ses permis pour céder ses intérêts à la MariCo Downey et la Gas Corporation. La MariCo a, en vertu de cette entente, foré en 1998 un puits, le puits MariCo Downey n° 1, dans lequel elle a découvert une quantité possiblement commerciale de gaz naturel (figure 6). Le puits Downey n° 1 ne se trouve qu'à 100 mètres de l'ancien puits Hillsborough n° 1 Irving/Chevron. Le puits Downey est présentement inutilisé. La MariCo a fractionné le puits au début de 2000. Les résultats de ses travaux n'ont pas encore été rendus publics. Un puits d'extension, le puits MariCo Bull Creek n° 1 a été foré à 850 mètres au sud-est du puits Downey n° 1 en 1999. Le puits d'extension a dû être



Figure 6 : Équipe de découverte et torche au puits Downey n° 1 de la MariCo, 1998.

abandonné avant qu'on atteigne la profondeur ciblée lorsque le trépan est demeuré bloqué dans le trou. Des puits de développement supplémentaire sont projetés aux fins de « l'ouvrage Downey » prochainement.

En 1992, la RHT Enterprises Ltd. de Moncton, a obtenu deux permis de recherche de pétrole et de gaz naturel visant 33 886 hectares au nord-est de Moncton et à l'extérieur du sous-bassin de Moncton (figures 2 et 5). La société a foré deux puits stériles dans les secteurs visés par ses permis. Le deuxième trou, le puits RHT Lakeside n° 2, a recoupé une section de strates du Carbonifère supérieur s'appuyant sur un socle cristallin à une profondeur de 960 mètres. Les puits de la RHT permettent de supposer que le secteur extérieur à ce bassin présente un potentiel pétrolier très limité.

En 1993, l'Ardent Resources Inc. de Buffalo, New York a obtenu un permis de recherche visant un lot de concessions de 33 412 hectares à une vingtaine de kilomètres au sud de Moncton et immédiatement à l'est du champ de Stoney Creek. La société a réalisé des études géologiques, des travaux de modélisation géologique et un examen des lignes de sismique réflexion existantes du partenariat Irving/Chevron. En 1997, l'Ardent a cédé son permis de recherche à une filiale néo-brunswickoise nouvellement constituée, la MariCo Oil and Gas Corporation. La MariCo a foré deux puits stériles sur son permis près de Steeves Mills en 1997. Au début de 1998, la MariCo a foré un troisième puits par battage, le puits MariCo Downey n° 1, en vertu d'une entente d'amodiation visant des terres de la J. A. Seglund Inc. et elle a réalisé une découverte de gaz déterminante (figure 6).

En 1997, l'annonce anticipée de la construction du gazoduc de la Maritimes and Northeast Pipeline qui acheminera le gaz naturel de l'île de Sable à travers le Nouveau-Brunswick jusqu'en Nouvelle-Angleterre (figure 7) a suscité énormément d'engouement. Stimulée par les possibilités de mise en valeur éventuelles, la MariCo a fait l'acquisition des droits de deux lots de concessions de terres étendus au Nouveau-Brunswick. En 1997, la société a obtenu cinq permis totalisant 160 978 hectares au nord, à l'ouest et au sud-ouest de Moncton. En 1998, la MariCo a obtenu huit permis visant une superficie totale de 187 610 hectares dans le sous-bassin de Marysville près de Fredericton (figure 5).

En 1999, la MariCo a conclu un arrangement en coentreprise avec la Colombia Natural Resources Canada Limited en vertu duquel la Columbia a obtenu une participation directe de 50 % dans tous les permis au Nouveau-Brunswick de la MariCo ainsi qu'une participation de 50 % dans le puits de découverte Downey n° 1. Au moment de la rédaction du présent document, la MariCo et la Colombia avaient foré deux puits d'exploration dans les secteurs de Taylor Village et d'Albert Mines (figure 1). Les puits sont situés à proximité des puits précédemment creusés dans les schistes bitumineux par la Shell Canada Limited en 1998. Des indices encourageants de pétrole ont été relevés dans les carottes récupérées par la Shell.

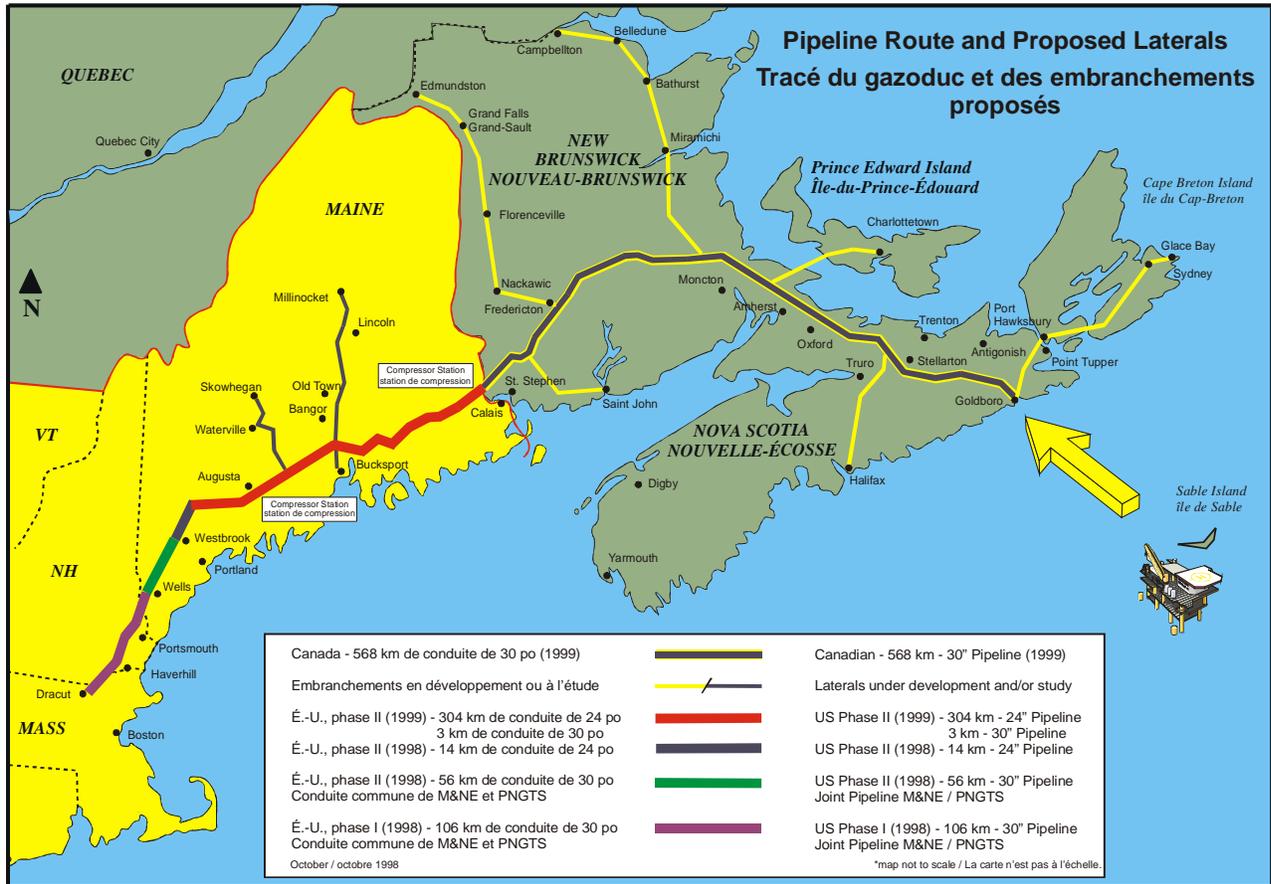


Figure 7 : Tracé de la Maritimes and Northeast Pipeline dans l'Est de l'Amérique du Nord.

La Corridor Resources d'Halifax, Nouvelle-Écosse, a soumis des offres fructueuses lors de trois ventes de terres au Nouveau-Brunswick dans les années 90. En 1995, la société a pris en main quatre permis (78 774 hectares) dans le sous-bassin de Sackville (figure 5). En 1997, la Corridor a obtenu trois permis (65 763 hectares) à une quarantaine de kilomètres au sud-ouest de Moncton; et en 1998, la société a réussi à obtenir deux autres permis (35 985 hectares) juste au sud-ouest de ses lots de concessions de 1997 (figure 5). Au cours de l'automne 1999, la Corridor a foré un puits profond (2 644 mètres), le puits Corridor/Columbia Will DeMille n° 1, sur le secteur visé par son permis de 1997. Le puits s'est avéré stérile. La Corridor a également signé en 1999 une entente de coentreprise avec la Columbia Natural Resources Limited qui a permis à la Columbia de faire l'acquisition d'une participation directe de 50 % dans les permis de la Corridor dans les sous-bassins de Sackville et de Moncton.

Champ de Stoney Creek : La section qui précède livre un bref historique de la découverte et des activités de prospection dans le champ pétrolier et gazier de Stoney Creek. La présente section vise à fournir un compte rendu sommaire de la conformation géologique du champ de même que quelques données sur les caractéristiques du réservoir et sa production passée.

Des rapports géologiques révélateurs sur le champ de Stoney Creek ont été préparés par Henderson (1940), Gussow (1953), Howie (1968), Hea (1974) et Foley (1989). Quelques observations supplémentaires ont été fournies par St. Peter (1992) sur l'environnement de sédimentation interprété des grès du réservoir et des mudstones et schistes bitumineux interlités qui les accompagnent.

Le champ de Stoney Creek est situé à 15 kilomètres au sud de Moncton et immédiatement à l'ouest de la rivière Petitcodiac. Le réservoir autrefois exploité s'étendait d'est en ouest sur une

longueur de 3,6 kilomètres et il s'inclinait sur une largeur d'environ deux kilomètres. Le champ se trouve à l'intérieur de la Formation du Carbonifère inférieur d'Albert qui s'incline dans ce secteur de 15 à 20 degrés vers le sud en direction de l'axe du pli synclinal de Weldon. La Formation d'Albert repose de façon concordante sur des couches rouges de la Formation de Memramcook, qui recouvre des roches cristallines de l'exhaussement en grande partie enfoui de Westmorland. Dans la région de Stoney Creek, la Formation d'Albert est recouverte de façon concordante par des couches rouges de la Formation de Weldon le long de la moitié méridionale du champ. Le bord en amont-pendage incliné des formations d'Albert et de Weldon est recouvert de façon discordante de couches rouges de la Formation de Hopewell Cape disposées presque horizontalement. Les couches de Hopewell sont à leur tour recouvertes de grès et de conglomérats quartzeux de la Formation du Carbonifère supérieur de Boss Point.

La Formation d'Albert de Stoney Creek comprend des siltstones et des mudstones gris avec des quantités moindres de mudstones kérogènes, de schistes bitumineux et de grès à grain fin à grossier interlités. Les grès constituent les assises du réservoir. Ils sont composés de sections fusionnées à prédominance de grès présentes sous forme de masses lenticulaires à l'intérieur des mudstones. Chacune des lentilles de grès a jusqu'à 30 mètres d'épaisseur (Howie, 1968; Foley, 1989; St. Peter, 1992). Les dimensions latérales de chacune des lentilles de grès sont moins nettes. On n'a par exemple jamais réalisé de relevés sismiques tridimensionnels ayant le champ pour objet. On a toutefois foré 163 puits à l'intérieur ou à une très grande proximité du champ. Les rapports de forage de ces puits et les pressions « vierges » dans les puits forés à seulement 300 mètres des puits exploités ont amené Henderson (1940) à supposer que les lentilles de sable s'étendent probablement sur 300 à 800 mètres latéralement (Foley, 1989).

Les lentilles de sable productrices de pétrole ou de gaz naturel à Stoney Creek sont présentes à l'intérieur d'un intervalle stratigraphique de 800 mètres (Howie, 1968, sa figure 10). Les sables renfermant du pétrole se limitaient à la partie sud-est du champ et au tiers inférieur de la formation. Les sables pétrolifères sont recouverts d'un intervalle étendu de schistes bitumineux et de mudstones kérogènes. Au-dessus des schistes bitumineux se trouvent deux ensembles de grès pétrolifères importants qui ont été grossièrement mis en corrélation partout à l'intérieur du champ (Henderson, 1940; Howie, 1968; Foley, 1989).

La corrélation des rapports lithologiques des puits du champ révèle que le réservoir de Stoney Creek constitue en partie un piège structural et en partie un piège stratigraphique. Il constitue un piège structural parce qu'il s'incline doucement vers le sud, et un piège stratigraphique, du fait que les lentilles de sable semblent s'effiler en amont-pendage à l'intérieur des mudstones (Howie, 1968; Foley, 1989).

La porosité des grès de la Formation d'Albert varie en général d'une proportion allant jusqu'à 20 %. Les relevés de porosité de nombreux grès dans le puits East Stoney Creek n° 1 d'Irving/Chevron au moyen de la méthode à l'hélium et des diagraphies de densité présentent une série de valeurs variant de 8 à 20 % (Chowdhury et Noble, 1992). Les données de forage soumises par Irving et Chevron relativement à leurs puits Stoney Creek n° 1 et East Stoney n° 1 font elles aussi état de porosités de 10 à 20 % dans le cas des grès plus propres d'Albert. Les dossiers de forage des puits Stoney Creek n° 1 et East Stoney Creek n° 1 d'Irving/Chevron signalent par ailleurs que la perméabilité des grès de Stoney Creek peut atteindre jusqu'à 100 millidarcies. Chowdhury et Noble (1992) ont rapporté des valeurs similaires.

Henderson (1940) décrit ainsi la composition d'un échantillon de gaz naturel du gazoduc du champ de Stoney Creek : 75,4 % de méthane, 23,2 % d'éthane, 0,2 % d'oxygène, 1,2 % d'azote et absence de gaz carbonique. Les analyses du gaz de six puits du champ citées par Howie (1968) font état des teneurs suivantes : 73,4 à 82,1 % de méthane, 14,5 à 20,4 % d'éthane, 0 à 0,7 % d'oxygène, 1,1 à 7,3 % d'azote, 0 à 0,7 % de gaz carbonique, 0,001 à 0,069 % d'hélium et du sulfure d'hydrogène (niveau indétectable).

Hume (1932) fournit une analyse de brut de Stoney Creek provenant d'un réservoir de stockage du champ : densité relative à 60° F = 0,8388, gravité API à 60° F = 37,2, viscosité à 70°

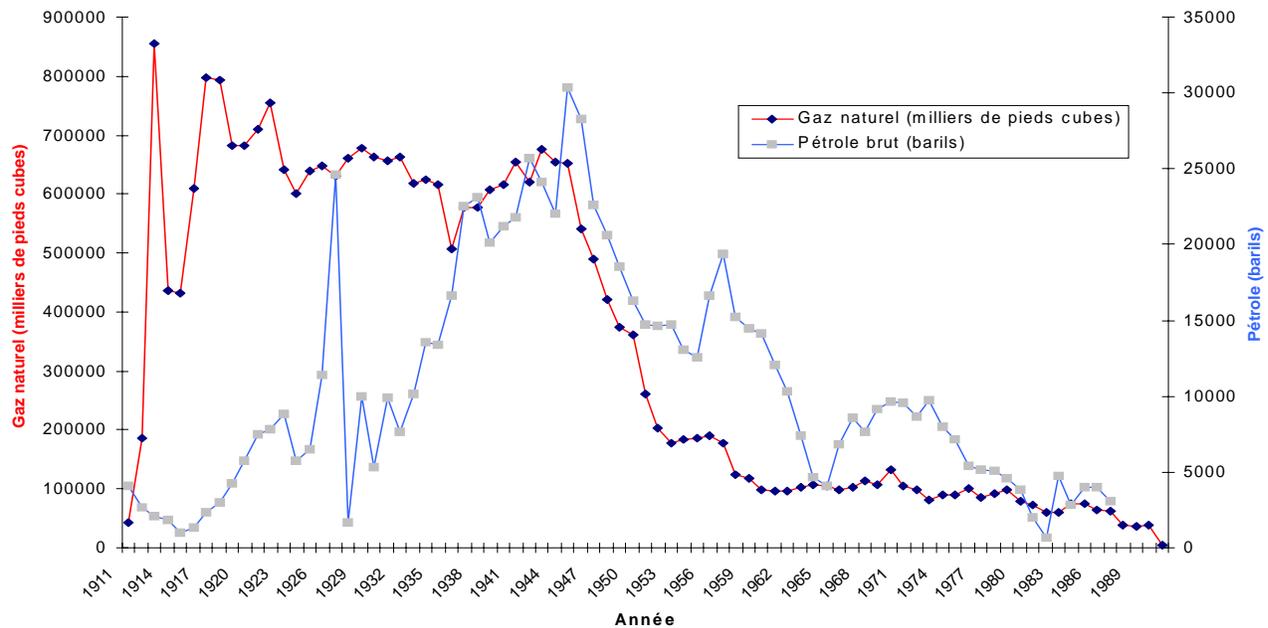


Figure 8 : Production annuelle de pétrole et de gaz naturel, champ de Stoney Creek.

F= 277 secondes, 0 à 0,2 % de soufre et 0,2 % d'azote. Des valeurs très similaires, sauf en ce qui concerne la viscosité sont fournies dans le cas d'un échantillon décrit par Henderson (1940). Hume précise que la viscosité Saybolt à 70° est de 127 secondes.

Des échantillons de brut des trois puits de Stoney Creek ont été soumis au laboratoire du Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie de Mines et Ressources Canada en 1984 (St. Peter, données non publiées). On a alors obtenu les résultats suivants : teneur en eau de 0,05 à 4,5 % en volume, teneur en émulsion de 0,15 à 10,5 % en volume, et pétrole exempt d'émulsion d'une gravité API à 60° F de 32,7 à 35,2, viscosité cinématique (cSt) de 30,6 à 33,4 à 77° F et de 19,0 à 21,5 à 100° F ; point d'écoulement entre 45 et 60° F, 0,2 à 0,4 mg/kg de vanadium, 1,6 à 1,9 mg/kg de nickel, 83,2 à 86,6 % en masse de carbone, 13,4 à 14,1 % en masse d'hydrogène, 0,07 à 0,09 % en masse d'azote, 0,5 à 1,3 % en masse d'oxygène, 0,05 à 1,3 % en masse de soufre total. Les principaux groupes organiques présents dans les trois mêmes échantillons de pétrole étaient : les paraffines (68,4 à 72,8 % en masse), les oléfines (3,7 à 8,7 % en masse), les naphènes (13,7 à 22,0 % en masse) et les dérivés aromatiques (4,8 à 6,3 % en masse).

Les registres annuels de production de pétrole et de gaz naturel que possède le ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick au sujet de chacun des puits de Stoney Creek sont incomplets. Des renseignements anecdotiques sont fournis par Hume (1932), Henderson (1940), Gussow (1953) et Howie (1968). Hume mentionne qu'un certain nombre des meilleurs puits de gaz naturel avaient une production initiale de 10 000 milliers de pieds cubes par jour et que le meilleur puits avait un débit initial de 18 000 milliers de pieds cubes par jour (Henderson, 1940). Plusieurs puits de pétrole avaient une production initiale supérieure à 30 barils par jour. Le meilleur puits fournissait 110 barils par jour (Humes, 1932; Henderson, 1940).

La figure 8 résume l'histoire de la production pétrolière et gazière du champ de Stoney Creek sur une base annuelle. On constate que la production gazière a grimpé très rapidement jusqu'à son sommet en 1914 et qu'elle est demeurée passablement constante à un débit de 600 000 à 700 000 milliers de pieds cubes par année jusqu'en 1947. Pendant ce temps, on a foré des puits pour compenser la baisse de production des premiers puits exploités. À la fin des années 40, le réservoir avait été foré dans sa quasi-totalité. Au cours des années 50, le champ a accusé une

baisse très rapide de la production de gaz naturel. La production totale de gaz entre 1962 environ et la fermeture du champ en 1991 s'est chiffrée à environ 100 000 milliers de mètres cubes par année. On estime la production totale de gaz naturel de Stoney Creek à 28 704 186 milliers de pieds cubes (28,7 milliards de pieds cubes).

L'histoire de la production pétrolière de Stoney Creek a suivi une courbe plus normale en forme de cloche (figure 8). La production a graduellement augmenté, passant de 1 021 barils en 1915 à un sommet de 30 370 barils en 1945. À l'instar de la tendance qu'a affichée le gaz naturel, le pétrole a connu une baisse marquée de la production vers la fin des années 40 et au cours des années 50. En 1965, la production annuelle avait chuté à 4 103 barils. Vers la fin des années 60 et au cours des années 70, la production de pétrole a affiché un modeste regain. En 1988, on a cessé d'exploiter les quelques puits de pétrole encore actifs et aucune production n'est survenue depuis lors. La production de pétrole du champ a totalisé 803 809 barils.

ACTIVITÉS EN MER (BAIE DE FUNDY)

La Mobil Oil Canada Ltd. a obtenu 19 permis de recherche de pétrole et de gaz naturel dans le sous-bassin mésozoïque de Fundy sous-jacent à la baie de Fundy, en 1973 (figure 2). Les permis en question couvrent une superficie de 508 560 hectares dans la partie néo-brunswickoise de la baie. Avant la délivrance des permis, la Mobil avait réalisé quatre relevés de sismique réflexion dans la baie de Fundy entre 1968 et 1973. Elle avait établi les lignes sismiques tant du côté du Nouveau-Brunswick que de la Nouvelle-Écosse de la baie et le tracé totalisait 2 710 kilomètres linéaires (St. Peter et Phillips, 2000). En 1975, la Mobil Oil Canada Ltd. a établi un partenariat avec un groupe de sociétés et le consortium a foré un puits profond (3 664 mètres) dans la baie à 50 kilomètres au sud-ouest de Saint-Jean (figure 2). Le puits, le puits Mobil-Gulf Chinampas N-37, a recoupé une séquence mésozoïque de couches rouges et du basalte terrestre.

La Chevron Canada Resources Limited, l'une des partenaire du consortium de Mobil, a réalisé trois relevés de sismique réflexion distincts dans la baie de Fundy en 1981, en 1982 et en 1983. Les trois relevés se sont étendus sur 1 919 kilomètres, tant du côté du Nouveau-Brunswick que de la Nouvelle-Écosse de la baie.

En 1983, le consortium au sein duquel la Chevron Canada Resources Limited agissait comme exploitante titulaire du permis, a foré un deuxième puits dans le sous-bassin de Fundy. Ce puits, le puits Irving/Chevron Cape Spencer n° 1, a été foré au sud-est de Saint-Jean et tout juste au large. On l'a creusé jusqu'à une profondeur de 2 587 mètres; le puits s'est avéré stérile et a entrecoupé des roches continentales mésozoïques reposant sur un socle cristallin.

En 1985, les 19 permis de Mobil ont été cédés au consortium des huit sociétés. Parmi celles-ci se trouvait la Chevron Canada Resources Limited (agissant comme exploitante titulaire des permis) et la Irving Oil Limited. Vers la fin de 1985, les permis ont été convertis en huit baux couvrant une superficie totale de 44 268 hectares. Les baux ont été délivrés à la Chevron Canada Resources Ltd., qui les a annulés en 1987. Aucune activité d'exploration n'est survenue dans le sous-bassin de Fundy au cours des 12 dernières années.

BIBLIOGRAPHIE

CHOWDHURY, A. H. et J. P. A. NOBLE, 1992. « Porosity evolution in the Albert Formation of the Stoney Creek oil and gas field, Moncton Subbasin, New Brunswick, Canada. » *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 76/9, p. 1325-1343.

- FOLEY, S. L., 1989. « Géologie du champ pétrolier et gazier de Stoney Creek et ses répercussions sur l'évolution tectonique de l'est du sous-bassin de Moncton, Nouveau-Brunswick ». Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, Division des ressources minières et de l'énergie, *Rapport géoscientifique 89-1*, 77 p.
- GUSSOW, W. C. 1953. « Carboniferous stratigraphy and structural geology of New Brunswick, Canada ». *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 37, p. 1713-1816.
- HEA, S. P. 1974. *Petroleum potential of the province of New Brunswick, Canada*. Rapport inédit, Weaver Oil and Gas Corporation, 51 p.
- HENDERSON, J. A. L. 1940. *The development of oil and gas in New Brunswick*. Institut canadien des mines et de la métallurgie, *Transactions*, vol. XLIII, p. 159-178.
- HOWIE, R. D. 1968. « Stoney Creek gas and oil field, New Brunswick ». Dans : *Natural Gases of North America*, B. W. Beebe et B. F. Curtis (éditeurs). *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Mémoire n° 9, p. 1819-1832.
- HUME, G. S. 1932. « Relation of Stoney Creek oil and gas field to structure ». Dans : *Oil and Gas in Eastern Canada*, G. S. Hume (éditeur). Ministère des Mines du Canada, Commission géologique, *Economic Geology Series 9*, p. 173-182.
- ST. PETER, C. 1992. « Faciès lithologique, faciès sismique et positionnement de décrochement de la formation alluvionnaire/fluviale/lacustre du Carbonifère inférieur d'Albert du Nouveau-Brunswick. » Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, Division des ressources minières, *Rapport géoscientifique 92-2*, 145 p.
- ST. PETER, C. et R. PHILLIPS, 2000. *Couverture par sismique réflexion des secteurs côtiers et marins du Nouveau-Brunswick, 1948-1999*. Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie, Division des ressources minières et de l'énergie, Dossier public 2000-7, 39 p.
- THREE-D GEOCONSULTANTS LIMITED. 1990. « Reflection seismic coverage of onshore and offshore New Brunswick 1948-1989 ». Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, Division des ressources minières et de l'énergie, Dossier public 90-1, 31 p.
- WILSON, R. A. et F. D. BALL, 1983. *Carboniferous compilation* (deuxième édition), volume 1: *Introduction, Hydrocarbons, Potash*. Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, Division des ressources minières, Rapport thématique 75-19, 118 p.

Recueil de textes originaux :

St. Peter, C. 2000. Les schistes bitumineux, le pétrole et le gaz naturel au Nouveau-Brunswick : Activités passées et courantes liées à l'industrie. Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, Division des ressources minières et de l'énergie, Circulaire d'information 2000-8, 16 p.