

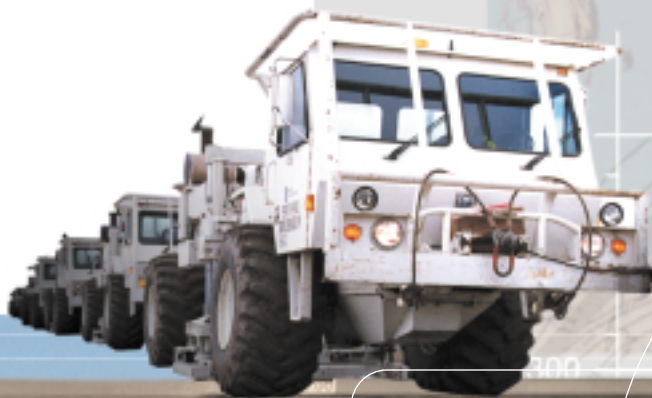


# LE GISEMENT DE GAZ NATUREL

DE SAINT-FLAVIEN, QUÉBEC

PATRICK BÉLAND  
CLAUDE MORIN

Québec 



# Le gisement de gaz naturel de Saint-Flavien, Québec

---

**PATRICK BELAND**

Consultant en géologie pétrolière, pétrophysique et géophysique  
655, 13<sup>e</sup> Rue app.1, Québec (Québec) G1J 2L1  
e-mail : patbeland@hotmail.com

**CLAUDE MORIN**

Direction du gaz et du pétrole, Ministère des Ressources naturelles  
5700, 4<sup>e</sup> Avenue Ouest, bureau A-412, Charlesbourg (Québec) G1H 6R1  
e-mail : claude.morin1@mrn.gouv.qc.ca

**DIRECTION DU GAZ ET PÉTROLE**

Ministère des Ressources naturelles  
5700, 4<sup>e</sup> avenue Ouest, A-412  
Charlesbourg (Québec)  
G1H 6R1

Téléphone : (418) 627-6390

Fax : (418) 644-1445

Dépôt légal - deuxième trimestre 2000  
Bibliothèque nationale du Québec  
Bibliothèque nationale du Canada

ISBN : 2-550-35862-7

N° de publication : 2000 - 4004

English version available

**Québec** 



## RÉSUMÉ

Les dolomies du Groupe de Beekmantown (Ordovicien Inférieur) sont parmi les strates les plus prospectives pour l'exploration pétrolière et gazière au Québec. Les dolomies présentent, en sous-surface, des propriétés pétrophysiques intéressantes et ce, autant dans les séquences allochtones qu'autochtones. Le premier gisement de gaz naturel dans la plate-forme des Basses-Terres du Saint-Laurent, celui de Saint-Flavien, a été localisé en 1973 par les travaux d'exploration de la Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP). Le gisement a été mis en production de 1980 jusqu'en 1994, avec une production totale de 161 millions de m<sup>3</sup> (5.7 bcf) de gaz naturel composé à 95 % de méthane. La structure du gisement consiste en un anticlinal formé par la mise en place de l'échelle de Saint-Flavien lors de l'orogène taconique. Le réservoir est compris dans une séquence allochtone de la plate-forme des Basses-Terres du Saint-Laurent et se retrouve stratigraphiquement dans les dolomies du Groupe de Beekmantown, précisément dans la Formation de Beauharnois. À Saint-Flavien, le gaz se retrouve à deux niveaux dans la Formation de Beauharnois. Une dolomie microcristalline, parfois cryptocristalline, compose le niveau réservoir situé dans la partie médiane du Beauharnois. Cet horizon est caractérisé par une porosité intercristalline et vacuolaire variant de 3 % à près de 15 %. Un réseau complexe de fractures dans cet horizon augmente considérablement la porosité et la perméabilité du réservoir. Le niveau producteur du Beauharnois inférieur, tout juste au-dessus du Theresa, est moins développé que le précédent. Il se compose d'une dolomie microcristalline à cryptocristalline parfois gréseuse. La porosité varie de 3 % à 6 % et se présente sous forme de pores intercristallins et de fractures ouvertes. Le milieu de sédimentation, la tectonique de la région et la circulation de fluides hydrothermaux tardifs ont vraisemblablement permis le développement et la préservation de fractures ouvertes, favorisant ainsi l'augmentation de la porosité de type vacuolaire par des phénomènes de dissolution permettant au réservoir d'accumuler des hydrocarbures et de préserver des propriétés pétrophysiques favorables à l'exploitation du gisement. En matière de circulation de fluide, la formation du réservoir de gaz naturel de Saint-Flavien peut montrer des analogies avec les phénomènes géologiques responsables de la mise en place des gîtes de plomb-zinc du type «Mississippi Valley Type (MVT)». Cependant, l'interprétation des données actuellement disponibles ne permet pas de conclure définitivement sur cette thèse.



## TABLE DES MATIÈRES

---

INTRODUCTION .....	7
GÉOLOGIE RÉGIONALE .....	7
HISTORIQUE DES TRAVAUX .....	8
STRUCTURE DU RÉSERVOIR .....	11
PÉTROGRAPHIE .....	12
CONCLUSION .....	17
GUIDE POUR L'EXPLORATION .....	17
REMERCIEMENTS .....	17
RÉFÉRENCES .....	18
AUTEURS .....	19



## INTRODUCTION

La recherche de pétrole et de gaz naturel au Québec, principalement dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (BTSL) et dans les contreforts des Appalaches, a débuté à la fin du 19<sup>e</sup> siècle. Au total, 229 puits ont été forés dans la séquence sédimentaire paléozoïque, allant du Cambrien à l'Ordovicien supérieur. La zone sédimentaire des BTSL et des contreforts des Appalaches s'étend sur une superficie de plus de 34 000 km<sup>2</sup>. Cependant, la maturité d'exploration, de ce vaste bassin sédimentaire demeure faible avec 1 puits par 150 km<sup>2</sup>. Le résultat des campagnes d'exploration à ce jour s'est soldé par une découverte de gaz naturel : le champ de Saint-Flavien. Le gisement de Saint-Flavien se situe à environ 50 km au sud-ouest de la ville de Québec (Figure 1).

Le gisement de Saint-Flavien se situe dans la zone externe de la province géologique des Appalaches. Le piège, de nature structurale, consiste en un anticlinal formé par la mise en place de l'écaille de Saint-Flavien lors de l'orogène taconique. Le réservoir de gaz naturel est stratigraphiquement compris dans les dolomies du Groupe de Beekmantown. Le Beekmantown est subdivisé en deux formations : à la base, la Formation de Theresa est composée d'une interstratification de grès quartzitique, de grès dolomitique et de dolomie. Au sommet, reposant en concordance sur le Theresa, se trouve la Formation de Beauharnois qui consiste en une succession de dolomies massives et laminées. Deux horizons composent le réservoir et ceux-ci se retrouvent dans la partie médiane et inférieure de la Formation de Beauharnois. Il est maintenant convenu que les horizons producteurs consistent en une dolomie dense ayant une porosité intercrystalline et vacuolaire variant de 3 % à près de 15 %. La distribution de la porosité et de la perméabilité semble contrôlée par la fracturation causée par la mise en place de l'écaille et proba-

blement par des ajustements tectoniques post-taconiques. Le réservoir de Saint-Flavien montre des propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité) très hétérogènes et ce, sur une échelle décamétrique.

Le gisement a été mis en production de 1980 jusqu'en 1994, avec une production totale de 161 millions de m<sup>3</sup> (5.7 bcf) de gaz naturel. Le gaz en place est, pour sa part, estimé à 250 millions de m<sup>3</sup> (8.9 bcf). À l'origine, le gaz était composé de méthane (CH<sub>4</sub>) à 95 %, avec un peu d'éthane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) et d'azote (N<sub>2</sub>). Avant l'épuisement des réserves, le gisement a été converti en réservoir souterrain, compte tenu des besoins grandissant pour le stockage de gaz naturel. La première phase d'injection/soutirage de gaz naturel dans le gisement de Saint-Flavien s'est effectuée en 1998.

## GÉOLOGIE RÉGIONALE

La région de Saint-Flavien se situe dans la province géologique des Appalaches, plus précisément dans la zone externe. Cette zone est caractérisée par des séquences allochtones mises en place par des failles de chevauchement sur la plate-forme autochtone des BTSL (Figure 2). Les principales unités lithologiques de la plate-forme autochtone des BTSL sont les suivantes : à la base, reposant en discordance sur le socle Précambrien, les grès du Groupe de Potsdam, suivis des dolomies du Beekmantown, des calcaires et grès du Chazy, des calcaires du Trenton-Black River, des shales noirs d'Utica. Le tout est surmonté en partie des shales et siltstones du Lorraine et des molasses de shales rouges et de grès du Queenston (Figure 3). La séquence des BTSL est contrôlée par des failles normales en échelons résultant de l'ouverture de l'océan lapétus au cambro-ordovicien et présente des discordances ponctuelles. Les sédiments allochtones de la zone externe sont des écailles de la plate-forme des BTSL, plus ou moins complètes, provenant du



Figure 1 - Carte de localisation et position de la coupe géologique schématique A-A'.

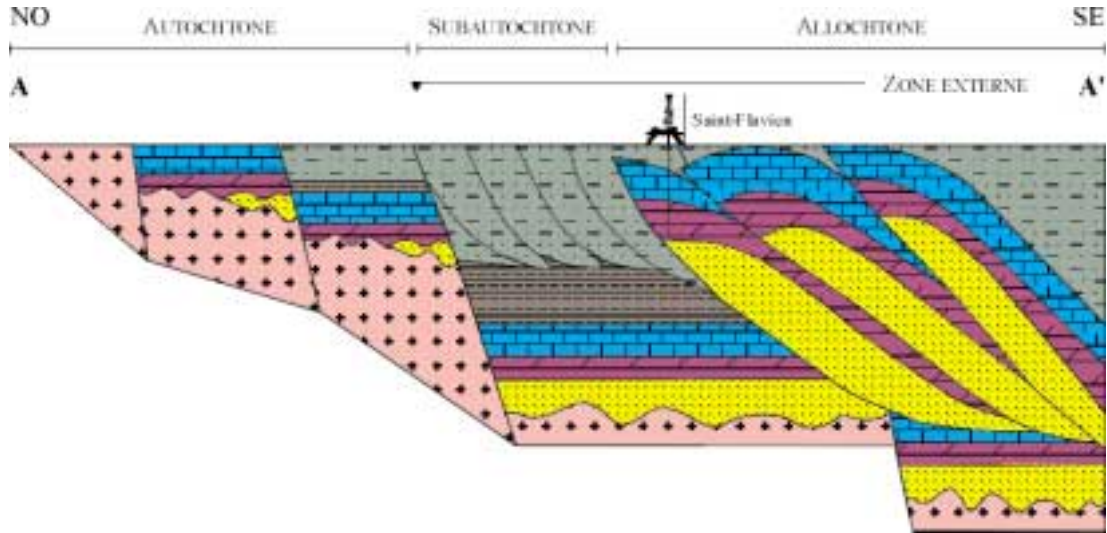


Figure 2 - Modèle géologique et tectonostratigraphique du bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent.

sud-est et représentant une séquence plus distale de la plate-forme carbonatée. Ces séquences chevauchées sont elles-mêmes recouvertes par la Nappe de la Chaudière (d'âge Cambrien) qui est l'équivalent distal des grès du Potsdam.

Du point de vue paléo-géographique, la déposition du Beekmantown, à l'ordovicien inférieur, s'est effectuée sur le craton nord-américain, alors qu'il se situait le long du paléo-équateur. À ce moment, les BTSL reposaient entre 15° et 20° de latitude sud. Ce climat tropical chaud favorisa la déposition des carbonates. Des séquences cycliques, subtidales à péritidales

«shallowing-upward», sur une rampe de pendage faible et une mer peu profonde, de style plate-forme épéirique «epeiric shelf» caractérisent l'environnement de déposition du Beekmantown à Saint-Flavien. Les faciès du type mudstone à wackestone sont généralement observés dans un paléo-environnement de faible énergie.

### HISTORIQUE DES TRAVAUX

La première phase des travaux dans la région de Saint-Flavien est le résultat du programme d'exploration de la compagnie Shell Canada Limitée. À la fin des années 1960, Shell a acquis plus de 2 000 km de sismique réflexion dans les BTSL et dans les contreforts des Appalaches. Le concept géologique préconisé à l'époque était celui des piedmonts «Foothills», alors en vogue dans l'Ouest canadien. À la suite de ce levé géophysique, plusieurs cibles furent identifiées et le forage du puits Shell, Saint-Flavien No 1 suivit en 1972 (Tableau 1 et Figure 4). Bien que ce puits ait révélé plusieurs indices de gaz, la production commerciale ne semblait pas envisageable.

En 1973, SOQUIP afferme sur tout le domaine minier des BTSL et des contreforts des Appalaches auparavant détenus par Shell. Forte de cette entente, SOQUIP fore le premier puits de cette amodiation. Le puits SOQUIP Shell, Saint-Flavien No 1 (Cèdre) présenta uniquement des indices de gaz. Parallèlement à ces travaux, le personnel de SOQUIP analysa les résultats du premier puits foré sur la structure de St-Flavien, le puits Shell Saint-Flavien No 1. SOQUIP conclua de ré-entré ce puits et d'effectuer des diagraphies supplémentaires. L'analyse de ces dia-

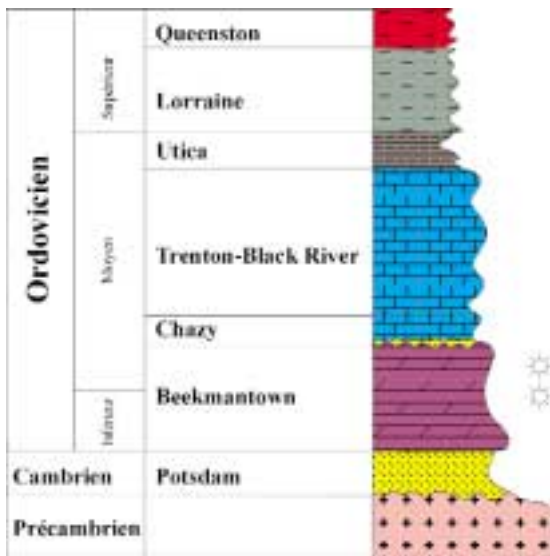


Figure 3 - Stratigraphie du bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent et position stratigraphique des horizons producteurs.

NUMÉRO	NUMÉRO MRN	NOM DU PUIITS	LATITUDE	LONGITUDE	PROFONDEUR (m)	STATUT
A164	1972FA164	Shell, Saint-Flavien No 1	46° 30'38,26"	71° 34'8,21"	2,376	Complété/gaz
A 169	1974FA169	SOQUIP Shell, Saint-Flavien No 1 (Cèdre)	46° 29'24,47"	71° 36'19,03"	2,509	Abandonné/indices de gaz
A177	1975FA177	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 2	46° 30'38,00"	71° 32'48,00"	1,817	Abandonné/indices de gaz
A178	1976FA178	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 3	46° 30'21,00"	71° 34'58,00"	1,795	Complété injection/soutirage de gaz
A180	1976FA180	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 4	46° 29'52,50"	71° 34' 0,46"	2,235	Abandonné/indices de gaz
A182	1977FA182	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 5	46° 30'38,60"	71° 36'04,90"	1,589	Abandonné/indices de gaz
A183	1977FA183	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 6	46° 30'51,00"	71° 34'47,00"	1,951	Abandonné/indices de gaz
A191	1979FA191	SOQUIP, Saint-Janvier-de-Joly No 1	46° 27'58,66"	71° 37'15,80"	2,812	Abandonné/indices de gaz
A193	1979FA193	SOQUIP, Saint-Janvier-de-Joly No 2	46° 29'41,79"	71° 36'56,12"	1,142	Abandonné/indices de gaz
A200	1984FA200	SOQUIP, Saint-Flavien No 7	46° 30'28,00"	71° 34'39,00"	1,785	Abandonné/indices de gaz
A202	1985FA202	SOQUIP Lemaire et al., Joly No 3	46° 28'49,7"	71° 37'39,9"	1,329	Abandonné/indices de gaz
A215	1991FA215	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 8	46° 30'20,30"	71° 34'57,60"	1,717	Complété/observation
A221	1993FA221	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 9	46° 30'15,50"	71° 35' 8,30"	1,745	Complété injection/soutirage de gaz
A225	1994FA225	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10	46° 30'21,44"	71° 34'55,45"	2,305	Complété injection/soutirage de gaz
A226	1194FA226	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 11	46° 30'34,00"	71° 35'13,00"	1,628	Complété/observation
A227	1995FA227	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 12	46° 30'21,75"	71° 34'51,70"	1,805	Complété injection/soutirage de gaz
A228	1995FA228	SOQUIP et al., Saint-Flavien No 13	46° 30'44,00"	71° 34' 6,00"	1,860	Complété/gaz

Tableau 1 - Liste des puits forés dans la région de Saint-Flavien.

graphies montra la présence d'un horizon contenant du gaz et les tests de production subséquents établirent que le puits pouvait être exploité de façon commerciale. Cette découverte amena SOQUIP à procéder à un programme de développement sur la

structure de Saint-Flavien. La campagne de forage subséquente sera marquée par une série d'insuccès. En effet, les puits Nos 2, 4, 5 et 6 étaient secs, alors que le puits SOQUIP et al., Saint-Flavien No 3 révélait deux zones de gaz commercialement exploitables.

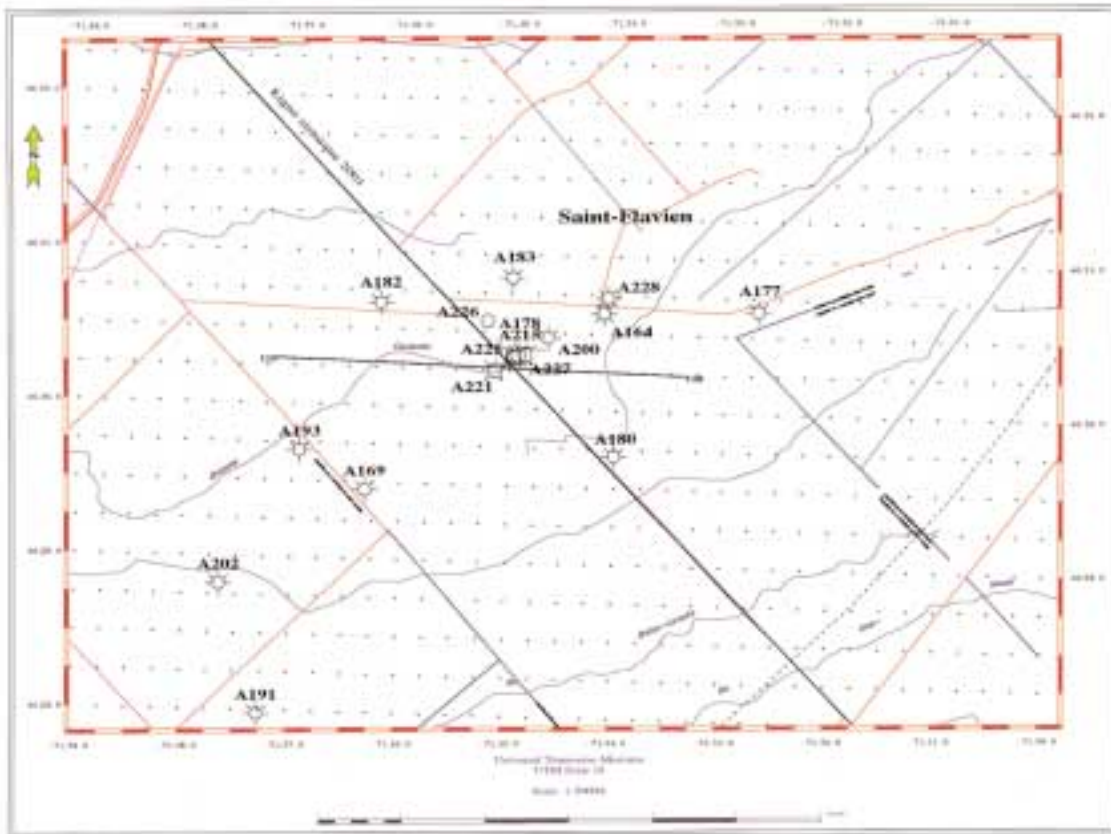


Figure 4 - Localisation des puits forés dans la région de Saint-Flavien et position de la ligne sismique 2001 du gouvernement du Québec et de la ligne sismique est-ouest 110 du levé 3D d'Intragaz SEC.

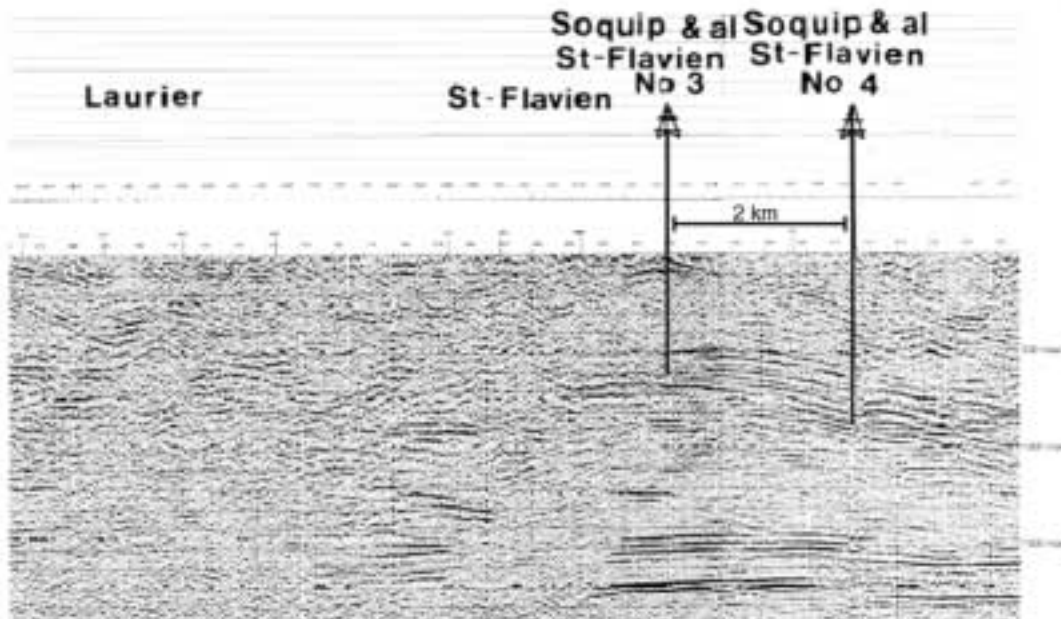


Figure 5 - Profil sismique réflexion passant par Saint-Flavien, tiré de la ligne sismique 2001 du gouvernement du Québec (1978) et localisation des puits No 3 et No 4 sur la structure. Localisation de la ligne sismique présentée sur la Figure 4.

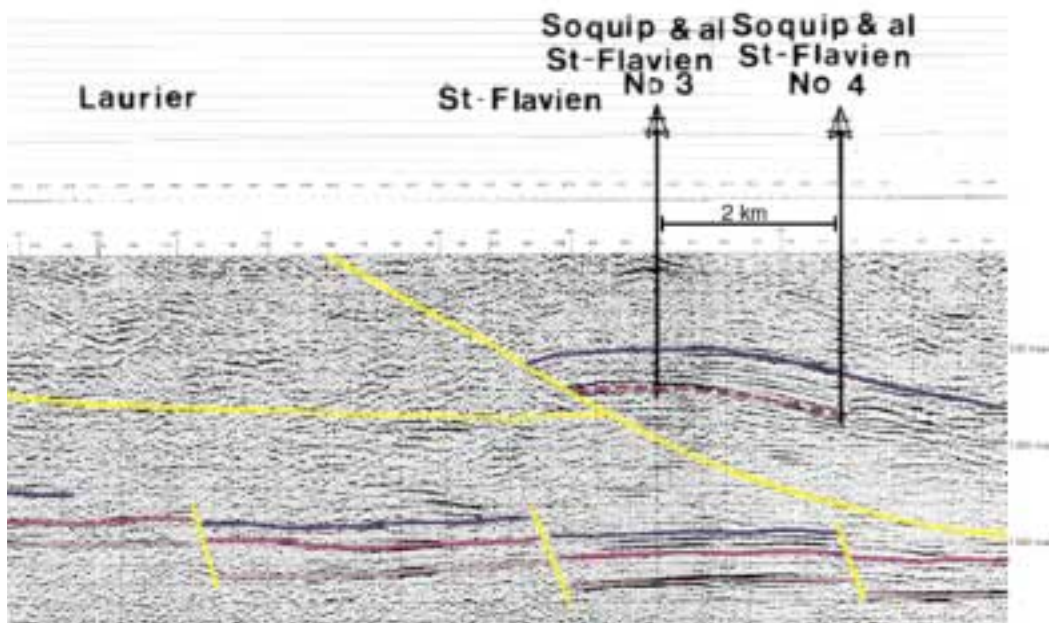


Figure 6 - Interprétation du profil sismique passant par Saint-Flavien, provenant de la ligne sismique 2001, gouvernement du Québec (1978). La faille de chevauchement majeure formant la structure du type «Roll Over» incorpore une séquence allochtone de la plate-forme des BTSL. La plate-forme autochtone sous-jacente montre bien la série de failles normales en échelons résultant de l'ouverture de l'océan Iapétus.

Finalement, afin d'augmenter la production du gisement, le forage du puits No 7, entre les 2 puits producteurs (No 1 et No 3) s'avéra infructueux et amena une révision complète des concepts géologiques du gisement. La production de gaz naturel s'échelonna de 1980 à 1994 à partir d'un gazoduc pour le puits No 1 et par la technique du gaz transporté par fardier, «gaz porté», pour le puits No 3.

Au début des années 1990, Intragaz SEC fut mandatée par SOQUIP afin de transformer le gisement de gaz naturel en réservoir souterrain, conséquence de la diminution de la pression dans le réservoir, de l'épuisement des réserves et de la forte demande pour le stockage gazier. Les premiers travaux débutèrent avec le forage du puits No 8, qui présenta uniquement des indices de gaz, malgré un espacement en sous-surface de 300 m du puits producteur No 3 dans le réservoir du Beauharnois médian. Ce puits démontra l'hétérogénéité du réservoir et la complexité de sa géométrie. Ce constat amena SOQUIP à effectuer, en 1992, un levé sismique réflexion du type WLP (Wide Line Profiling). Les résultats de ce levé sismique donnèrent lieu au forage du puits SOQUIP et al., Saint-Flavien No 9 qui fut implanté de façon à intercepter le sommet de la structure. Ce puits rencontra un horizon fracturé et du gaz au niveau médian du Beauharnois. À la suite des résultats encourageants du puits No 9, un levé sismique réflexion

3D a, par la suite, été réalisé sur l'ensemble de la structure. Ce levé a permis de développer un concept axé sur la fracturation et facilita la localisation des forages subséquents. Les puits Nos 10 à 13 furent implantés sur l'ensemble de la structure afin de rencontrer le maximum de fractures dans le réservoir. Les forages Nos 10, 12 et 13 sur le gisement de Saint-Flavien ont été fructueux. En effet, ils ont rencontré des niveaux réservoirs adéquats. Finalement, les puits Nos 9 et 10 ont été stimulés pour augmenter leur productivité. Les puits qui ont actuellement un rôle pour l'injection et le soutirage de gaz naturel sont les suivants : Nos 1, 3, 9, 10 et 12.

### STRUCTURE DU RÉSERVOIR

Le gisement de Saint-Flavien est de nature structurale. Le piège consiste en un anticlinal du style «Roll-Over» formé par l'écaille allochtone de Saint-Flavien. Le profil sismique 2001, du ministère des Ressources naturelles, Québec (Figures 5 et 6), permet l'interprétation du contexte géologique et tectonique de la région de Saint-Flavien. L'écaille de Saint-Flavien s'est mise en place tectoniquement par une série de failles de chevauchement lors de la fermeture de l'océan lapétus (orogène taconique). Cet événement tectonique a développé un système de

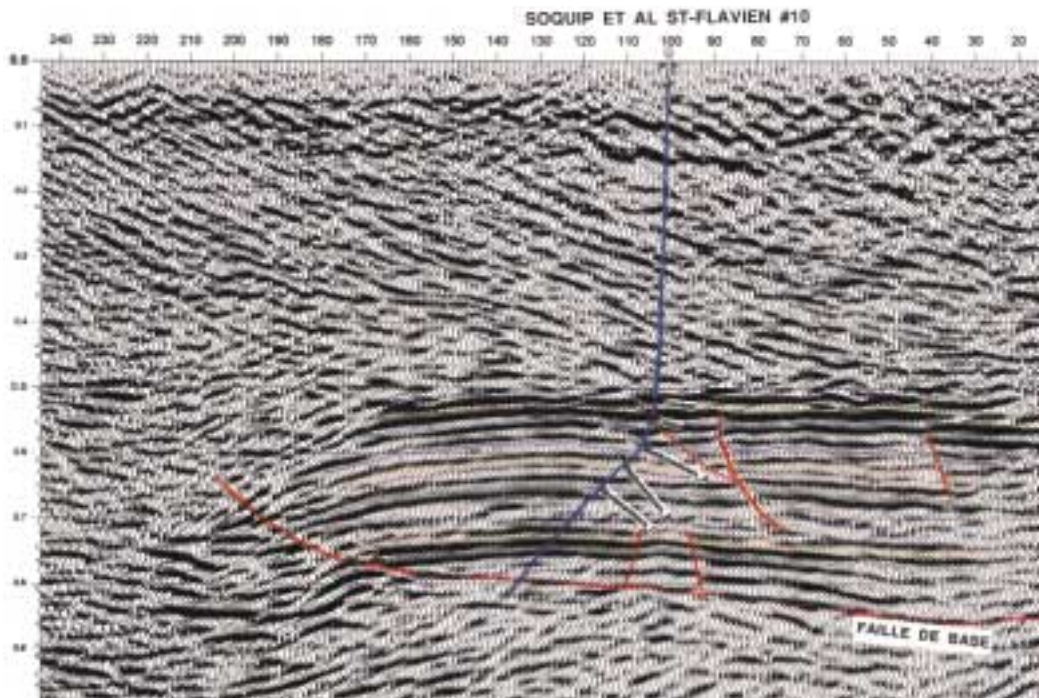


Figure 7 - Interprétation du profil sismique réflexion est-ouest 110 provenant du levé 3D, Intragaz SEC. Rapport public No 1993YA002

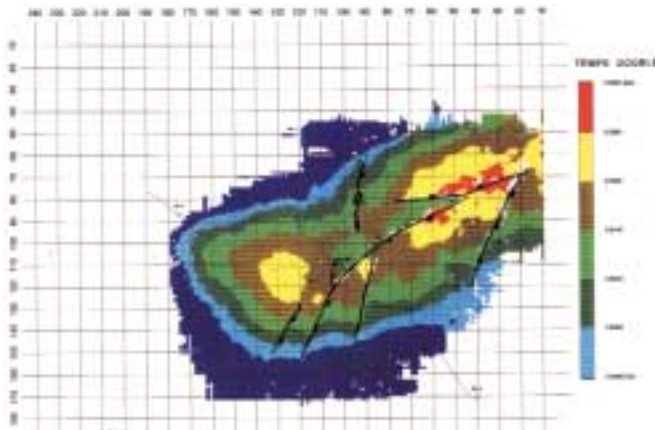


Figure 8 - Isochrone en temps double au toit du Beauharnois médian, provenant du levé sismique réflexion 3D, Intragaz SEC. Rapport public No 1993YA002

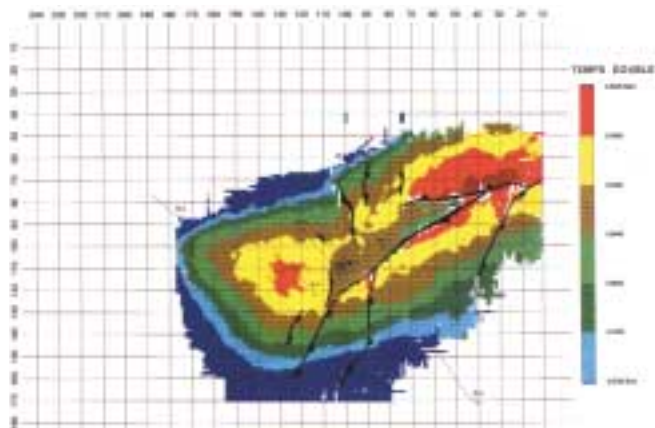


Figure 9 - Isochrone en temps double au toit du Beauharnois inférieur, provenant du levé sismique réflexion 3D, Intragaz SEC. Rapport public No 1993YA002

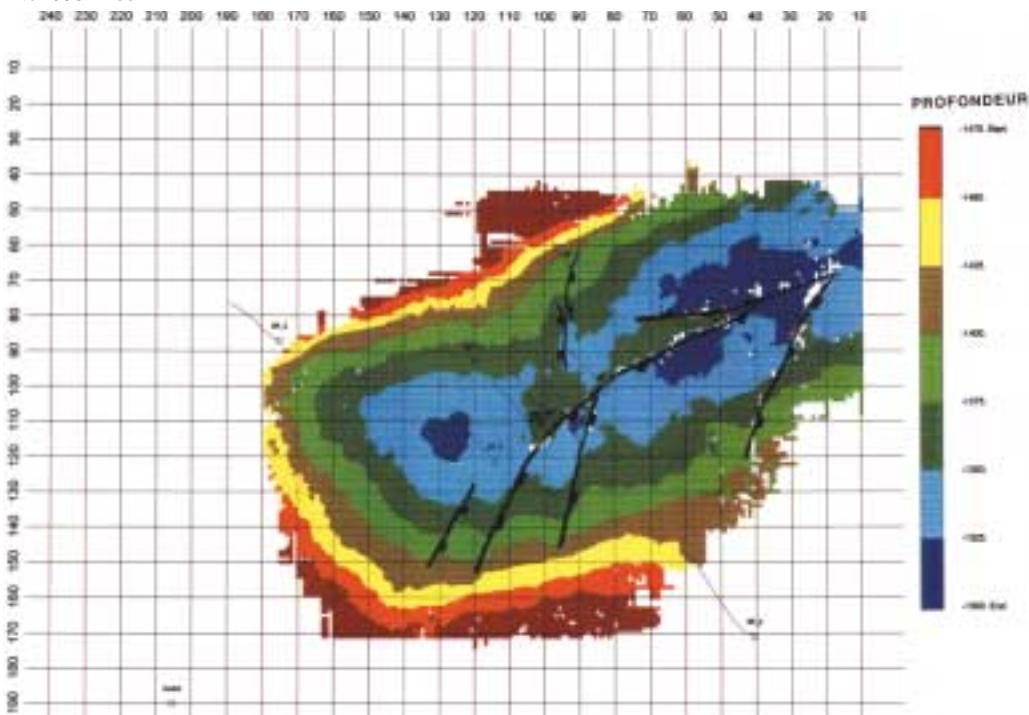


Figure 10 - Carte isocontour de la profondeur (m) au toit du Beauharnois médian, provenant du levé sismique réflexion 3D, Intragaz SEC. Rapport public No 1993YA002

failles mineures dans la séquence allochtone et un réseau complexe de fractures à l'intérieur du réservoir (Figure 7). Les fractures sont concentrées dans les horizons les plus compétents des successions dolomitiques et sont d'une importance majeure pour la porosité et la perméabilité du réservoir.

La distribution des propriétés pétrophysiques favorables au développement de niveau réservoir est très hétérogène et ponctuelle sur le réservoir de Saint-Flavien et varie sensiblement d'un puits à l'autre. La fracturation des horizons compétents et la présence de failles ont probablement conditionné la circulation des fluides hydrothermaux et, par le fait même, la distribution des propriétés pétrophysiques adéquates à la formation de réservoirs d'hydrocarbures. De plus, le gisement est divisé en deux compartiments indépendants. Deux hauts structuraux sont présents et les puits producteurs se répartissent sur la structure en fonction de ceux-ci. Les puits Nos 1 et 13 produisent sur le compartiment situé au nord-est de la structure, alors que les puits Nos 3, 9, 10, et 12 produisent sur la portion sud-ouest de la structure (Figures 8, 9 et 10).

## PÉTROGRAPHIE

L'analyse pétrographique de plus de 45 lames minces provenant des puits producteurs a été effectuée. Dans certains cas, les lames minces ont été imprégnées d'époxy bleu afin de faire ressortir la

Figure 11 - Carotte du puits SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10 (A225); 1 549.62 - 1 550.99 m atteignant plus de 15 % de porosité. Cette carotte montre la meilleure porosité visuelle sur tout le gisement de Saint-Flavien.

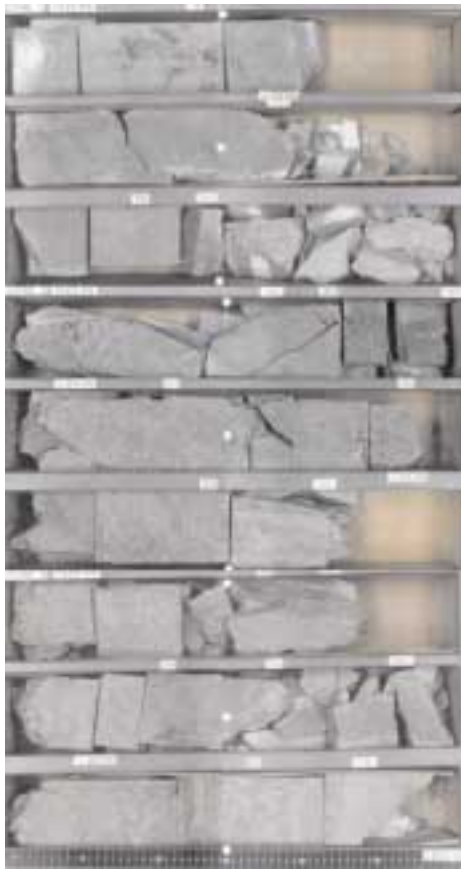


Figure 12 - Carotte du puits SOQUIP et al., Saint-Flavien No 9 (A221); 1 522.65 - 1 526.96 m. Dolomies du niveau réservoir médian directement sur la crête de la structure. Observation de microfractures sur l'ensemble des carottes.

porosité. Les faits saillants de cette analyse sont les suivants : les horizons producteurs sont composés de dolomies microcristallines à cryptocristallines montrant par endroits des textures sucrosiques (Figures 13 et 21). Des cristaux de dolomite euédriques à anédriques composent la dolomie en lames minces (Figures 14 et 22). La texture originale de dépôt est absente dû à la dolomitisation, mis à part quelques fantômes de bioclastes par endroits (Figure 24). Trois principaux types de porosité caractérisent le réservoir de Saint-Flavien : intercristalline, vacuolaire et de fracture et des phénomènes de dissolution ont accentué les trois types de porosité.

La porosité intercristalline, acquise lors de la dolomitisation des carbonates, est faible dans la majorité des puits, c'est à dire de l'ordre de 1 % à 5 % (Figures 13, 14, 21 et 23). Elle se présente sous forme de vides entre les cristaux euédriques de dolomite. Le puits Saint-Flavien No 10, pour sa part, présente une porosité intercristalline exceptionnellement bien développée (>10 %) sur plus de 1,4 m (Figures 12, 16, 17 et 18).



La porosité de type vacuolaire, d'origine précoce, est distribuée aléatoirement dans les échantillons. Les vacuoles «vugs» se présentent dispersées dans la matrice dolomitique et parfois se concentrent le long des fractures ou le long d'anciens chenaux de circulation de fluide partiellement dolomitisés (Figures 17, 19 et 23).

La fracturation, causée par la tectonique dans les niveaux dolomitiques plus compétents, lors de la mise en place de l'écaille de Saint-Flavien et, possiblement, subséquent, permet au réservoir d'obtenir une porosité maximale de plus de 15%. La présence de fractures ouvertes dans certains échantillons et sur les carottes permet au réservoir de conserver une perméabilité adéquate et conditionne la circulation des fluides à l'intérieur du réservoir (Figures 15, 17, 19 et 23).

Des processus tectoniques et géochimiques semblent responsables de la formation de la porosité secondaire.

Des phénomènes de dissolution

à l'échelle décimétrique sont présents dans les horizons producteurs, ce qui semble expliquer l'augmentation préférentielle de la porosité. La dissolution des cristaux de dolomites et la présence de chenaux partiellement remplis en lames minces attestent d'une circulation tardive de fluides hydrothermaux dans le cycle diagénétique de la roche (Figures 15, 17, 18, 19, 20 et 23). Ces observations pétrographiques, cumulées au contexte géologique régional et aux caractéristiques géologiques et pétrophysiques du gisement, permettent de tirer les parallèles suivants. Les caractéristiques géologiques du gisement de Saint-Flavien montrent certaines analogies avec les phénomènes géologiques responsables de la mise en place des gîtes de plomb-zinc du type «Mississippi Valley Type (MVT)». Ces gîtes de métaux sont souvent associés à des gisements de pétrole et de gaz naturel dans la prolongation de l'avant-pays Appalachien aux États-Unis. Ces analogies avec les phénomènes géologiques responsables de la mise en place des gîtes du type MVT sont : la position du gisement dans le prolongement de l'avant-pays Appalachien, la circulation de fluides hydrothermaux, la présence d'une dis-

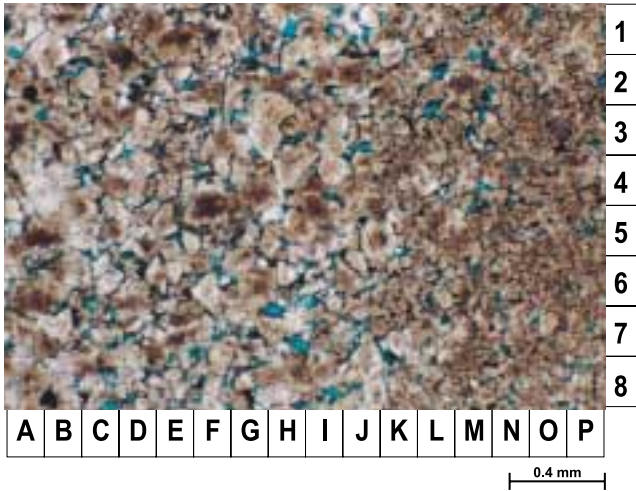


Figure 13: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 9 (A221) – 1 524.3 m (Beauharnois médian). Microphotographie montrant deux granulométries distinctes. À droite de la figure, une dolomicrite à texture de mudstone présente, dans un moindre degré, le développement de porosité intercrystalline (O-2, L-23).

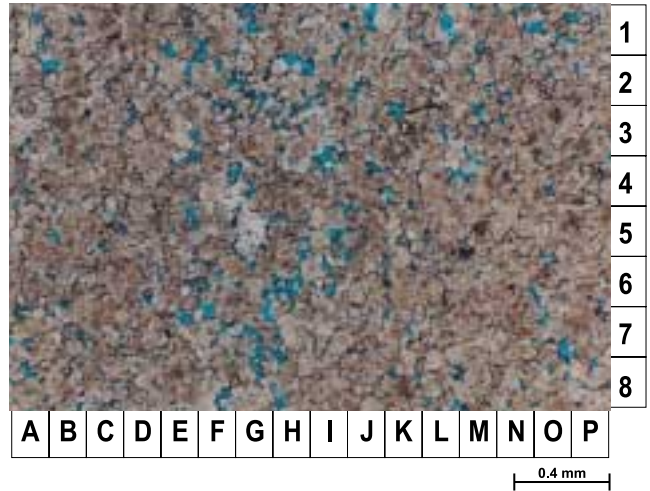


Figure 14: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 9 (A221) – 1 530.5 m (Beauharnois médian). Microphotographie d'une dolomie à texture de mudstone caractérisée par des cristaux anédriques et euédriques. Développement en partie de porosité intercrystalline entre les cristaux euédriques de dolomite (FGH-567).



Figure 15: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 3 (A178) – 1 532.23 m (Beauharnois médian). Microphotographie de deux fractures ouvertes favorisant la perméabilité d'une dolomie cryptocristalline à texture de mudstone montrant une porosité intercrystalline pauvre à moyenne.

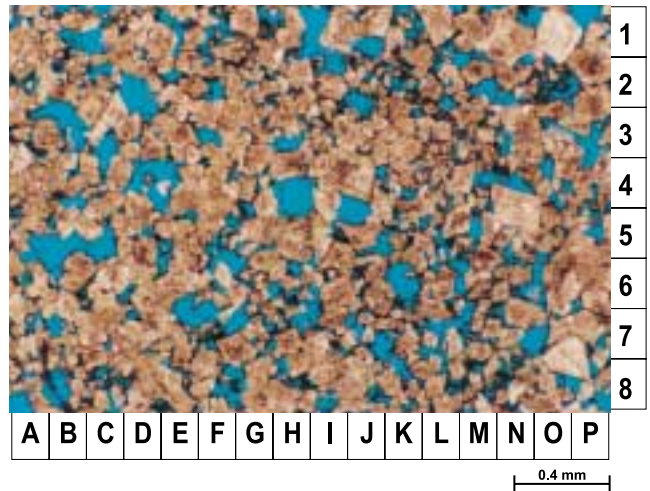


Figure 16: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10 (A225) – 1 551.05 m (Beauharnois médian). Microphotographie d'une dolomie microcristalline à cristaux euédriques montrant une porosité intercrystalline (G-2) et vacuolaire (H-4, B-5) exceptionnellement bien développée.

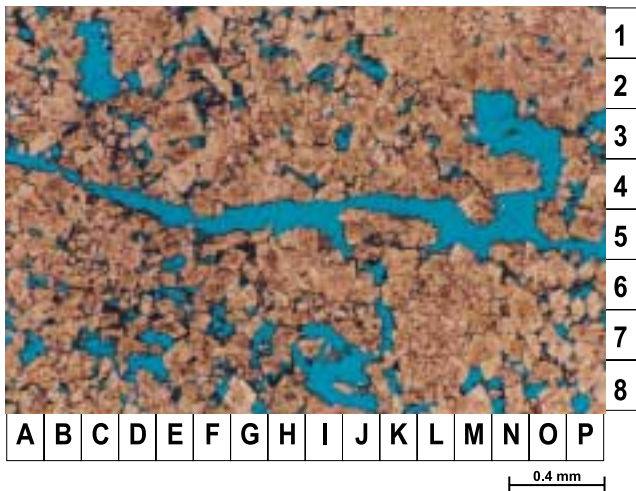


Figure 17: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10 (A225) – 1 551.27 m (Beauharnois médian). Microphotographie d'une dolomie microcristalline à cristaux euédriques à anédriques. Présence d'une fracture ouverte traversant l'échantillon (5) et observation de dissolution le long de la paroi de la fracture et également sur les vacuoles (MN-23). Présence de porosité intercrystalline en MNOP-678.

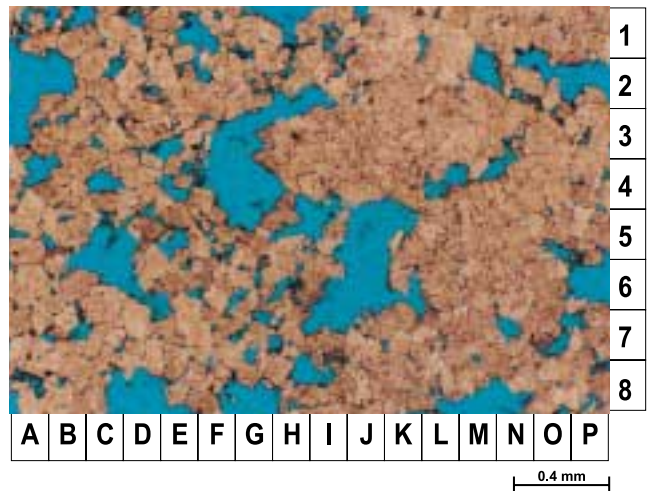


Figure 18: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10 (A225) – 1 550.75 m (Beauharnois médian). Microphotographie d'une dolomie microcristalline à cristaux euédriques montrant une porosité vacuolaire fortement accentuée par la dissolution tardive (IJ-56). Présence également de porosité intercrystalline en OP-34.

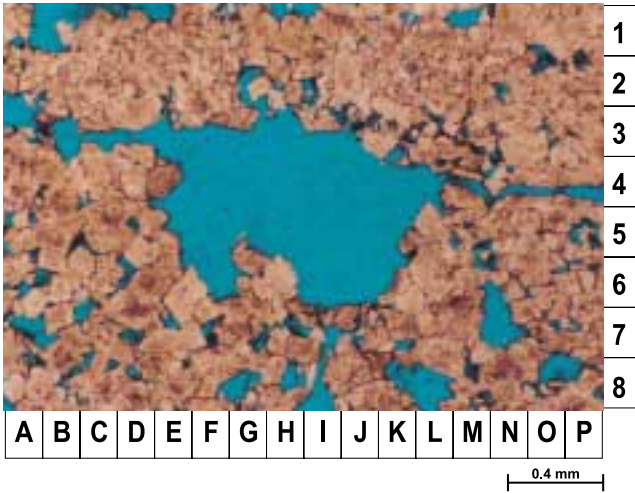


Figure 19: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10 (A225) – 1 551.27 m (Beauharnois médian). Microphotographie d'une dolomie microcristalline à cristaux essentiellement eudriques. L'ensemble des trois types de porosité y est observé, intercrystalline (O-5), vacuolaire (M-67) et de fracture (34). À noter que les pores sont accentués par la dissolution tardive / corrosion en I-6, F-6 et en NOP-4.

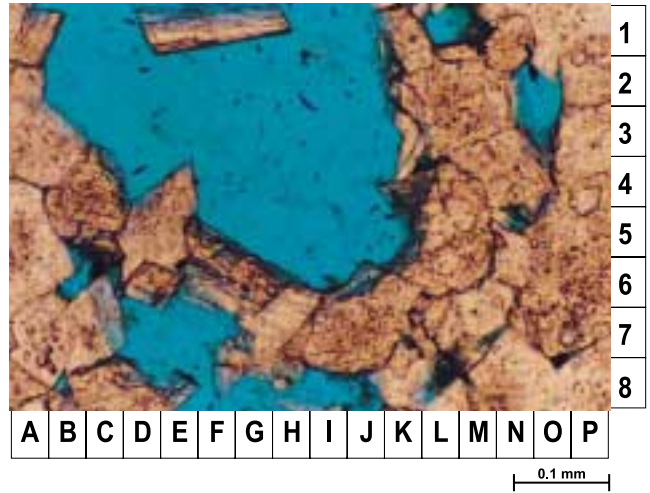


Figure 20: [L.P. 10X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10 (A225) – 1 551.0 m (Beauharnois médian). Microphotographie à plus grande échelle d'une vacuole montrant bien le phénomène de dissolution / corrosion sur les cristaux de dolomite lors du passage de fluides hydrothermaux (FGHIJ-56).

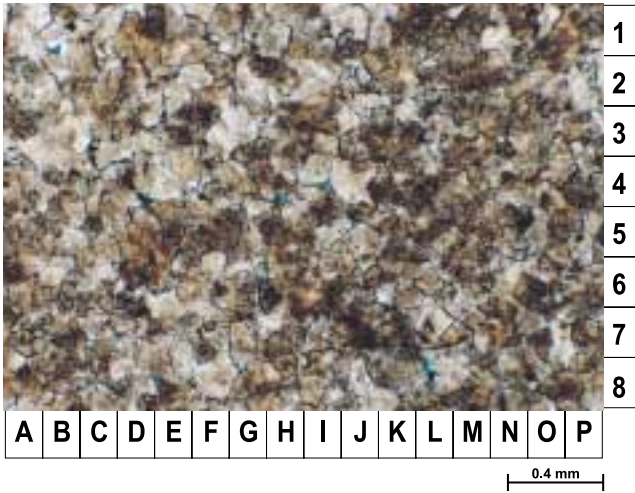


Figure 21: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10 (A225) – 1 768.5 m (Beauharnois inférieur). Microphotographie montrant une dolomie microcristalline à texture de mudstone du niveau réservoir inférieur. À noter le faible développement de la porosité intercrystalline pour ce faciès (GH-4).

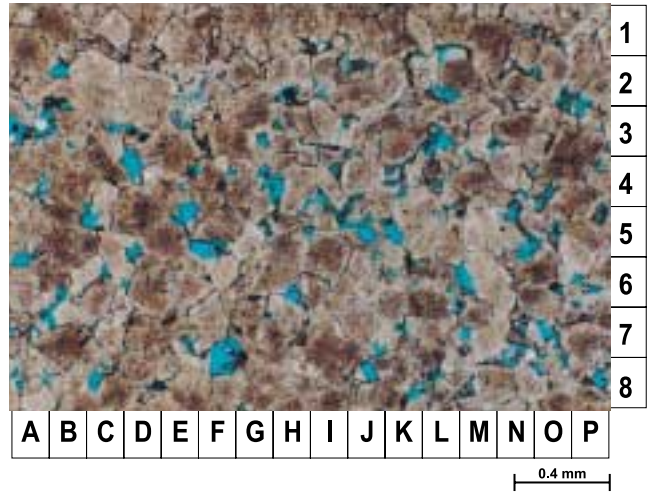


Figure 22: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10 (A225) – 1 776.75 m (Beauharnois inférieur). Microphotographie montrant en partie une bonne porosité intercrystalline développée dans le niveau réservoir inférieur. À noter l'aspect micritique de la dolomie mudstone (O-34, K-6).



Figure 23: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10 (A225) – 1 776.7 m (Beauharnois inférieur). Microphotographie d'une dolomie microcristalline à cristaux anédriques traversée par une fracture (4-5) montrant de la corrosion sur ces parois (L-5, C-5). Présence d'une vacuole en M7 partiellement colmatée de calcite.

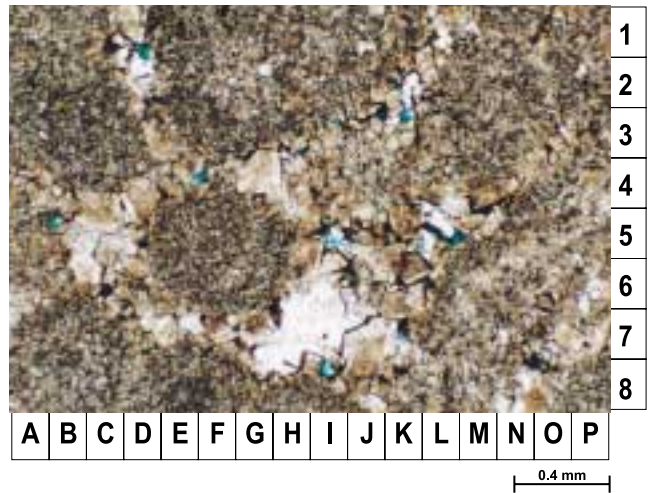


Figure 24: [L.P. 2.5X] SOQUIP et al., Saint-Flavien No 10 (A225) – 1 771.6 m (Beauharnois inférieur). Microphotographie de fantômes d'oolites complètement dolomités et en partie colmatés par un ciment dolomitique et calcitique (GHI-67). Présence de porosité intercrystalline en B5, D2, E4, I7 et K3.

cordance au toit du Beekmantown (Sauk), des roches encaissantes dolomitiques et la présence de brèches sur les carottes dans la Formation de Beauharnois. Par contre, étant donné l'absence de minéraux sulfurés indicateurs d'un processus de type MVT (sphalérite, galène) et l'absence de dolomie spathique blanche caractéristique sur les carottes, il est difficile de conclure définitivement sur cette thèse.

Les puits Nos 1, 3, 9, 10, 12 et 13 montrent des qualités réservoir de bonne à moyenne, alors qu'elles sont pauvres, voire absentes, dans les autres puits. Le réservoir se situe à une profondeur moyenne de 1 500 m (Figure 10) et les propriétés pétrophysiques sont les suivantes : la porosité varie de 2,8 % à plus de 15 % (6 % en moyenne), la perméabilité de 0,1 mD à 70 mD (2 à 6 mD en moyenne) avec une épaisseur de 1 à 8 mètre (moyenne de 3,5 m). La pression originale du réservoir se situe à 13 500 kPa et la saturation en eau est inférieure à 15 %.

## CONCLUSION

---

Le gisement de gaz naturel de Saint-Flavien est complexe par son développement dans le contexte géologique québécois et par son hétérogénéité. La mise en place de l'écaille de Saint-Flavien, par une série de failles de chevauchement, a vraisemblablement permis le développement de fractures dans le réservoir. La porosité intercrystalline et vacuolaire est bien développée par endroits. De plus, des processus de dissolution tardifs par des fluides hydrothermaux ont accentué la porosité de type vacuolaire. La présence de porosité intercrystalline et vacuolaire bien développée dans les strates dolomitiques, combinée aux conditions énumérées précédemment, permet d'obtenir des niveaux réservoirs favorables à l'accumulation d'hydrocarbures à Saint-Flavien.

## GUIDE POUR L'EXPLORATION

---

Malgré la complexité de l'origine et la distribution géométrique du réservoir, le gisement de Saint-Flavien n'est probablement pas unique au Québec. D'ailleurs, à l'est de l'écaille de Saint-Flavien, la structure de Joly présente un réservoir très poreux et perméable qui a produit de l'eau de formation dans les dolomies du Beekmantown.

Dans l'axe Montréal-Québec, dans la zone externe de la province géologique des Appalaches, un minimum de 50 écailles chevauchées ont été cartographiées depuis la fin des années 1960, et toutes offrent un potentiel pour découvrir des hydrocarbures. Toutefois, en excluant les structures de Saint-Flavien et de Joly, seulement huit écailles ont été traversées par des forages d'exploration, dont cinq ont montré de bons indices de gaz. Par exemple, le puits Shell, Saint-Simon No 1 avec un débit de 500 mpc/j, et le puits SOQUIP, Dome et al., Notre-Dame-du-Bon-Conseil No 1 avec un débit non stabilisé de 2 mmpc/j).

Les clés pour découvrir d'autres gisements de gaz naturel tel celui de Saint-Flavien ne sont pas des plus simples. Toutefois, en poursuivant l'étude sur l'origine et le développement de la géométrie du gisement de Saint-Flavien, il faudrait également analyser la géotectonique de deux seules écailles affleurantes dans le bassin sédimentaire des BTSL, l'écaille de Saint-Dominique et de Philipsburg.

De plus, à partir des puits forés dans les BTSL et de la géologie de surface, une meilleure compréhension de la stratigraphie, accompagnée de modèles paléogéographiques adéquats, serait souhaitable. Qui plus est, le développement de la fracturation spatio-temporelle des unités stratigraphiques impliquées, devient un élément majeur afin d'améliorer la caractérisation de ces réservoirs de type Saint-Flavien.

Enfin, pour faire la chasse convenablement à d'autres gisements de type Saint-Flavien, l'outil ultime serait de consolider l'ensemble des analyses précédentes et des données géoscientifiques actuellement disponibles et d'y ajouter l'interprétation d'un levé sismique réflexion afin de cartographier des pièges géologiques prédisposés à l'accumulation des hydrocarbures.

## REMERCIEMENTS

---

Nous tenons à remercier la Direction du gaz et du pétrole du ministère des Ressources naturelles pour son soutien financier et la publication de cet article, ainsi que Rudolf Bertrand de l'INRS et SOQUIP pour le soutien technique qu'ils nous ont apporté. Nous remercions également Jean-Yves Laliberté du ministère des Ressources naturelles et Yves Duchaine d'Intragaz SEC pour leur lecture critique du manuscrit et leurs précieux conseils.

## RÉFÉRENCES

---

- ADAMS, A.E. – MACKENZIE, W.S., 1998 – A Color Atlas of Carbonate Sediments and Rocks Under the Microscope, John Wiley & Sons, ISBN : 0-470-29622-4
- ANDERSON G.M. - MACQUEEN R.W, Mississippi Valley-Type Lead-Zinc Deposits, Ore Deposits Models, Geological Association of Canada, p.79-90
- BEIRS, R.J., 1976 – Vast sedimentary basin of Quebec lowlands major interest to SOQUIP, The Oil and Gas Journal, v. 74 (january 26), p. 194-208
- BRISEBOIS, D. – BRUN, J., 1994 – La plate-forme du Saint-Laurent et les Appalaches, Dans : Géologie du Québec, Gouvernement du Québec; p. 95-120
- DIX, G.R. – ROBINSON, G.W. – McGregor, D.C., 1998 – Paleokarts in the lower Ordovician Beekmantown Group, Ottawa embayment: Structural control inboard of the Appalachian Orogen, Geological Society of America Bulletin, v.110, p.1046-1059
- DYKSTRA, J.C.F. – LONGMAN, M.W., 1995 – Gas Reservoir Potential of the Lower Ordovician Beekmantown Group, Quebec Lowlands, Canada, American Association of Petroleum Geologist Bulletin, v. 79 No 4, p. 513-530
- GLOBENSKY, Y., 1987 – Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent, Ministère des Ressources naturelles, Gouvernement du Québec, MM 85-02
- LEACH, D.L. – SANGSTER, D.F, 1993 - Mississippi Valley-Type Lead-Zinc Deposits, Mineral Deposits Modeling, Geological Association of Canada (GAC Special Paper 40), p.289-312, ISBN : 0-919216-53-6
- SANGSTER D.F., 1995 - Gîtes de plomb-zinc de type Mississippi-Valley, Géologie des types de gîtes minéraux du Canada, Commission Géologique du Canada, p.283-292, ISBN : 0-660-92549-4
- SCHOLLE, P.A., 1978 – Carbonate rock constituents, textures, cements, and porosities, American Association of Petroleum Geologist, AAPG Memoir 27, ISBN : 0-89181-303-9
- SHAW, B.R., 1993 – Strike-Slip Interpretation of Basin-Bounding Faults of the St-Lawrence Lowlands Basin in the Quebec City Area, Canada, American Association of Petroleum Geologist Bulletin, v. 77 No 5, p.743-760
- WALKER, R.G. – JAMES, N.P., 1992 – Facies models : Response to sea level change, Geological Association of Canada, ISBN : 0-919216-49-8

## AUTEURS

---

### PATRICK BELAND

Patrick Beland a obtenu, en 1999, un diplôme de B.Sc.A. en génie géologique de l'Université Laval (Québec). Depuis, il travaille à titre de consultant en géologie pétrolière, pétrophysique et géophysique. Ses principaux centres d'intérêt sont : la géologie sédimentaire ainsi que la pétrophysique et la géophysique appliquée à l'exploration pétrolière et minérale. M. Beland est membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec (OIQ) à titre d'ingénieur stagiaire.

### CLAUDE MORIN

Claude Morin a gradué en 1981 de l'Université de Montréal (Québec) avec un diplôme de B.Sc.A en géologie. Sa carrière dans l'industrie a débuté en 1981 avec SOQUIP où il a occupé un poste de géologue d'exploration pour plusieurs bassins de l'est du Canada. En 1983, il a été nommé géologue d'exploration principal pour la firme PAREX. Le territoire d'exploration de cette compagnie se situait sur la côte est canadienne comprenant les grands bancs de Terre-Neuve et la plate-forme extracotière de la Nouvelle-Écosse. M. Morin a fondé, en 1987, sa propre firme de consultation en géologie pétrolière, Géonirom inc. Cette firme a obtenu plusieurs contrats gouvernementaux, privés et internationaux (Gabon, Cuba, Pérou, UAE, Égypte, etc.) et a été directement impliquée dans plusieurs forages pétroliers majeurs réalisés au Québec. En juillet 1998, M. Morin s'est joint en tant que conseiller senior en exploration pétrolière et gazière à l'équipe de la Direction du gaz et du pétrole du ministère des Ressources naturelles du Québec. M. Morin est membre de l'APGGQ, CSPG, AAPG, ICMMP, et est le co-fondateur et vice-président de la Société pétrolière, section de Québec de l'ICM.



