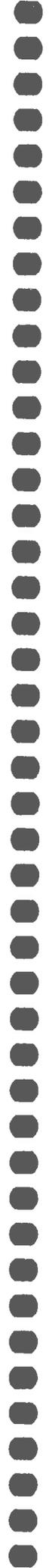


**LES RÉGIONS DE NICOLET ET DE
VILLEROY: ÉTAT DES CONNAISSANCES
POUR LE STOCKAGE GÉOLOGIQUE DU
CO₂**

INRSCO2-2012-V1.3

Rapport de recherche R-1332

Mars 2012



SÉQUESTRATION GÉOLOGIQUE DU CO₂
CHAIRE DE RECHERCHE



INRS

**Les régions de Nicolet et de Villeroy: état des connaissances
pour le stockage géologique du CO₂**

RAPPORT
INRSCO2-2012-V1.3

Par

**Félix-Antoine Comeau
Karine Bédard
Michel Malo**

Soumis au Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs

Mars 2012 – Québec

R-1332

Institut national de la recherche scientifique – Centre Eau Terre Environnement, 490 de la Couronne, Québec, Qc,
G1K 9A9

Téléphone : (418) 654-2535 ; Télécopieur : (418) 654-2600 ; Site internet : chaireco2.ete.inrs.ca



TABLE DES MATIÈRES

PRÉAMBULE	4
SOMMAIRE	5
1. INTRODUCTION	6
1.1. Le stockage géologique du CO ₂ (gaz carbonique ou dioxyde de carbone)	6
1.2. Les aquifères salins	6
1.3. Le choix des sites de Nicolet et de Villeroy	8
1.3.1. À l'intérieur du bassin sédimentaire le plus prometteur	8
1.3.2. Profondeur minimale adéquate des couches réservoir et couverture	11
1.3.3. Proximité des grands émetteurs de CO ₂	12
1.3.4. Densité élevée de données géoscientifiques disponibles	12
1.4. Contexte géologique	14
2. ÉVALUATION DES SITES DE NICOLET ET DE VILLEROY	18
2.1. Localisation et accessibilité	18
2.2. Données disponibles	18
2.2.1. Inventaire des puits	18
2.2.2. Inventaire des carottes	20
2.2.3. Inventaire des diagraphies	20
2.2.4. Inventaire des profils sismiques	21
2.2.5. Le gradient géothermique	26
2.2.6. Porosité et perméabilité	27
2.2.7. Roche-couverture	28
2.3. Corrélations stratigraphiques des puits	29
3. CONCLUSION	32
RÉFÉRENCES	33
ANNEXE 1	35
ANNEXE 2	47

Préambule

Le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) a octroyé une subvention à l'INRS-ETE pour mettre en place une chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ au Québec. Le décret n° 714-2008 approuvant l'octroi a été adopté le 25 juin 2008. La subvention d'une durée de cinq ans (exercices financiers 2008-2009 à 2012-2013) provient du Fonds vert. La création de la chaire s'inscrit dans l'action 20 du Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques intitulé « Le Québec et les changements climatiques, un défi pour l'avenir ».

Les travaux de la chaire permettront d'explorer les principales options de séquestration géologique du CO₂ au Québec. Les objectifs principaux sont d'évaluer la capacité de stockage du CO₂ au Québec, de tester quelques sites pour leur potentiel de rétention du CO₂ après injection, et de former une expertise au Québec dans le domaine de la technologie du captage et de la séquestration du CO₂ (CSC). Les objectifs secondaires pour arriver à répondre aux objectifs principaux sont de: 1) faire l'inventaire des réservoirs géologiques potentiels au Québec; 2) faire l'inventaire des sources majeures d'émission de CO₂ au Québec; 3) compiler les travaux réalisés ailleurs dans le monde sur la technologie du CSC; 4) caractériser les paramètres géologiques et géophysiques des réservoirs potentiels; 5) évaluer leur capacité de stockage; 6) choisir des sites potentiels pour réaliser des essais d'injection de CO₂; 7) tester un ou deux sites avec suivi sur une période d'un à deux ans pour évaluer la capacité de rétention du CO₂ et les risques de fuite. En marge de l'atteinte des objectifs mentionnés plus haut, les travaux complémentaires concernent l'évaluation des enjeux socio-économiques de l'implantation de la technologie du CSC au Québec (lois, sécurité, etc.) et des études technico-économiques pour l'implantation d'une usine pilote.

Les cinq volets de recherche suivants permettront d'atteindre les objectifs et de réaliser les travaux complémentaires :

1. Inventaire
2. Caractérisation
3. Capacité de stockage
4. Test-pilote
5. Enjeux socio-économiques

Le présent rapport sur l'état des connaissances des régions de Nicolet et de Villeroy pour la séquestration géologique du CO₂ cadre dans le volet inventaire.

Sommaire

La sélection d'un site approprié pour le stockage d'un volume important de CO₂ nécessite plusieurs évaluations géologiques distinctes sur des échelles progressivement de plus en plus détaillées. Les différents niveaux d'évaluation vont d'une première sélection régionale très large, à l'échelle de la province, jusqu'à très détaillée afin d'identifier et de caractériser un site spécifique à la séquestration géologique du CO₂.

Dans le sud du Québec, il a été démontré que le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent offrait le plus grand potentiel pour la séquestration géologique du CO₂. À l'intérieur de celui-ci, la région de Bécancour a préalablement été identifiée comme site d'intérêt et ce rapport fait état des connaissances de deux autres sites potentiels pour la séquestration géologique du CO₂, en tenant compte de : (1) la profondeur adéquate se situant entre 800-3500 mètres des couches réservoir et couverture; (2) la proximité des grands émetteurs de CO₂; et (3) la densité élevée de données géoscientifiques disponibles. Les deux régions retenues se situent entre Québec et Montréal et toutes deux au sud du Fleuve Saint-Laurent : Nicolet et Villerooy.

Différentes informations géoscientifiques ont été comptabilisées afin d'obtenir un bref aperçu du potentiel de séquestration géologique du CO₂ pour les sites ciblés de Nicolet et de Villerooy, tels que : (1) l'inventaire des puits présents; (2) l'inventaire des carottes de forage récoltées; (3) l'inventaire des profils sismiques réalisés; (4) le gradient géothermique de la région; (5) la porosité et la perméabilité des roches-réservoirs ciblés; et puis (6) les caractéristiques de la roche-couverture.

Le contexte géologique de la région de Nicolet s'apparente à celui de Bécancour et la quantité de données disponibles pour cette région y est beaucoup plus exhaustive que celle de Villerooy. En effet, la région de Nicolet renferme au total 16 puits d'exploration pétrolière et gazière (neuf pour Villerooy), dont sept traversent la séquence sédimentaire complète des Basses-Terres du Saint-Laurent et atteignent le socle précambrien du Grenville (un seul pour Villerooy).

Les grès du Covey Hill, formation à la base du Groupe de Potsdam, sont considérés comme les aquifères salins ayant le meilleur potentiel pour le stockage géologique du CO₂. De plus, cette unité est présente à une profondeur supérieure à 800 mètres autant dans la région de Nicolet que de Villerooy, ce qui leur permet de rencontrer les critères minimaux de pression et de température pour y stocker du CO₂ dans un état supercritique. En effet, les grès du Covey Hill se retrouvent à 1300 mètres de profondeur dans la région de Nicolet et à 2500 mètres dans la région de Villerooy. De plus, la base de la roche couverture, soit le Shale d'Utica, se retrouve à une profondeur également supérieure à 800 mètres dans les deux cas, soit à 850 mètres dans la région de Nicolet et 2100 mètres dans la région de Villerooy.

La quantité de profils sismiques disponibles est le critère qui démarque le plus les régions de Nicolet et de Villerooy. Aucune donnée autre qu'en image TIFF n'est disponible pour la région de Villerooy, tandis que plusieurs données brutes et traitées sont disponibles dans la région de Nicolet.

Pour ces raisons, il sera possible de faire une évaluation plus poussée de la région de Nicolet en faisant l'acquisition et le traitement de données sismiques brutes puis en évaluant le caractère pétrophysique des roches-réservoirs à l'aide des diagraphies, tandis qu'il sera beaucoup plus difficile d'aller plus loin pour le cas de Villerooy, sans faire des travaux de forage supplémentaires.

1. Introduction

1.1. Le stockage géologique du CO₂ (gaz carbonique ou dioxyde de carbone)

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC ou *IPPC* : *Intergovernmental Panel on Climate Change*) procède, à intervalles réguliers, à une évaluation de l'état des connaissances sur la question du changement climatique de la planète. Son quatrième et plus récent rapport (*IPCC*, 2007), auquel ont participé plus de 2500 scientifiques de 130 pays, affirme que le réchauffement climatique depuis 1950 est très probablement d'origine anthropique, c'est-à-dire humaine, et a comme principale cause : l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Le dioxyde de carbone (CO₂) est l'un de ces gaz à effet de serre émis par plusieurs types d'industrie faisant la combustion d'hydrocarbures. De nombreux scénarios énergétiques sont élaborés régulièrement par des organismes nationaux ou internationaux comme la *International Energy Agency*, le *United States Department of Energy*, la Commission européenne, le *World Energy Council* ou encore par des membres de l'industrie pétrolière, tels que Shell, Exxon Mobil et BP. Tous s'accordent sur un point : à l'horizon 2020-2030, la demande en énergie va augmenter sur la planète et les énergies fossiles continueront à satisfaire plus de 80% de la demande. Même s'il est vraisemblable que les réserves pétrolières seront plus difficiles à trouver et à exploiter, les combustibles fossiles ont encore de beaux jours devant eux, car les mesures alternatives (économies d'énergie, transports propres, énergies renouvelables, etc...) ne sont toujours pas aujourd'hui en mesure de prendre le relais. Ainsi, les concentrations de CO₂ dans l'atmosphère devraient augmenter considérablement au cours des prochaines années, ce qui entraînera un risque d'accélération de l'augmentation de la température planétaire (*IPCC*, 2007).

Plus du tiers des émissions de CO₂ dans le monde est produit par des sources concentrées (centrales thermiques, cimenteries, raffineries, usines sidérurgiques...) qui vont encore continuer à utiliser des combustibles fossiles (*IPCC*, 2005). Dans ce contexte, parmi l'éventail de solutions proposées, l'idée de piéger le gaz carbonique à la source chaque fois que cela est possible s'avère de plus en plus adoptée. Des recherches sur le long terme sont aujourd'hui engagées pour détourner le dioxyde de carbone de l'atmosphère : fixation en un composé stable pour former des carbonates selon un processus

naturel, biofixation du CO₂ par photosynthèse de micro algues, production de méthane avec du CO₂ grâce aux bactéries méthanogènes, etc...

Les recherches les plus prometteuses concernent la capture et le stockage géologique du dioxyde de carbone sous forme supercritique à plus de 800 mètres de profondeur (Bachu, 2003; *IPCC*, 2005; *IEA*, 2008). Il s'agit de récupérer ce gaz là où il est produit en grande quantité, comme par exemple sur les cheminées industrielles, de le transporter jusqu'à un site de stockage et d'ensuite l'injecter en grande profondeur dans le sous-sol rocheux afin de l'isoler de l'atmosphère à long terme (Figure 1). Le stockage géologique du CO₂ cible deux grandes thématiques (Bachu, 2003; *IPCC*, 2005; *IEA*, 2008) : (1) les réservoirs de gaz et de pétrole, ainsi que (2) les aquifères salins.

1.2. Les aquifères salins

Un aquifère est un milieu poreux formé de matériaux géologiques possédant une perméabilité suffisante pour permettre le captage de quantités d'eau appréciables, principalement avec un puits de pompage. On utilise souvent le terme « nappe souterraine » pour désigner un aquifère. Les hydrogéologues classifient généralement les aquifères en deux groupes : (1) les aquifères à nappe libre (aussi appelés aquifères non confinés ou nappes phréatiques) et; (2) les aquifères confinés. Un aquifère à nappe libre est situé dans les dépôts de surface, où la surface libre forme la limite supérieure de l'épaisseur saturée de l'aquifère. Un aquifère confiné est généralement localisé à une plus grande profondeur et est délimité à son sommet et à sa base par des formations géologiques peu perméables, que l'on nomme aquitards.

Certains aquifères que l'on retrouve dans les bassins sédimentaires peuvent être appropriés pour le stockage géologique du CO₂ (Bachu *et al.*, 1994; *IPCC*, 2005; *IEA*, 2008). En effet, des roches telles les carbonates et les grès possèdent parfois une porosité suffisante pour fournir une bonne capacité de stockage et une perméabilité assez élevée pour permettre un bon taux d'injection. Puisque ces formations contiennent parfois des hydrocarbures et qu'ils peuvent être exploités par des méthodes de pompage conventionnelles, on les appelle des roches-réservoirs. La caractéristique recherchée dans les roches-réservoirs est la présence de roches à faible perméabilité (que l'on nomme roches-couverture), tels les shales et les évaporites, à leur sommet. Celles-ci constituent une barrière physique à la migration verticale du CO₂ hors de l'unité de stockage prévue. Les roches cristallines, métamorphiques et volcaniques, telles que les granites

et les basaltes, ne conviennent généralement pas pour le stockage du CO₂ parce qu'elles ne répondent pas aux critères mentionnés auparavant (Bachu, 2008).

Les aquifères salins sont des roches sédimentaires poreuses et perméables généralement situées à plusieurs centaines de mètres de profondeur et qui sont saturées en eau saumâtre (appelée eau de formation ou saumure) considérée impropre à la consommation humaine ou bien à un usage agricole (Bachu, 2003; IPCC, 2005; IEA, 2008). Ainsi, les aquifères salins s'avèrent être l'option la plus attrayante pour le stockage géologique du CO₂ (Hitchon *et al.*, 1999; Bachu, 2000) car : (1) les mécanismes physiques et géochimiques de piégeage du CO₂ y sont plus nombreux et, par le fait même, plus efficaces; (2) le volume de l'espace poreux disponible y est immense; (3) les aquifères salins sont fortement étendus et distribués.

Différents mécanismes de piégeage entrent en jeu lorsque l'on injecte du CO₂ dans des aquifères salins (Bachu et Adams, 2003) :

- piégeage hydrodynamique (ou structural) du panache de CO₂ supercritique;
- piégeage par dissolution dans la saumure de l'aquifère;
- piégeage en phase minérale par l'interaction entre le CO₂, la saumure et la roche au sein de l'aquifère.

Les aquifères salins demeurent des réservoirs beaucoup moins bien caractérisés que les champs de pétrole et de gaz en raison de l'absence, à ce jour, de vecteurs commerciaux. Ainsi, une bonne sélection du site et la gestion des projets de stockage du CO₂ sont des considérations importantes en vue d'assurer à long terme le stockage tout en restreignant les risques pour l'humain et l'environnement. Notamment, un certain nombre de questions a été soulevé à l'égard des dangers potentiels pour les eaux souterraines, telles que les fuites de CO₂ ou de fluides de formation, le déplacement de la saumure et la remontée de pression (Holloway et Savage, 1993; Bergman et Winter, 1995; Lemieux, 2011).

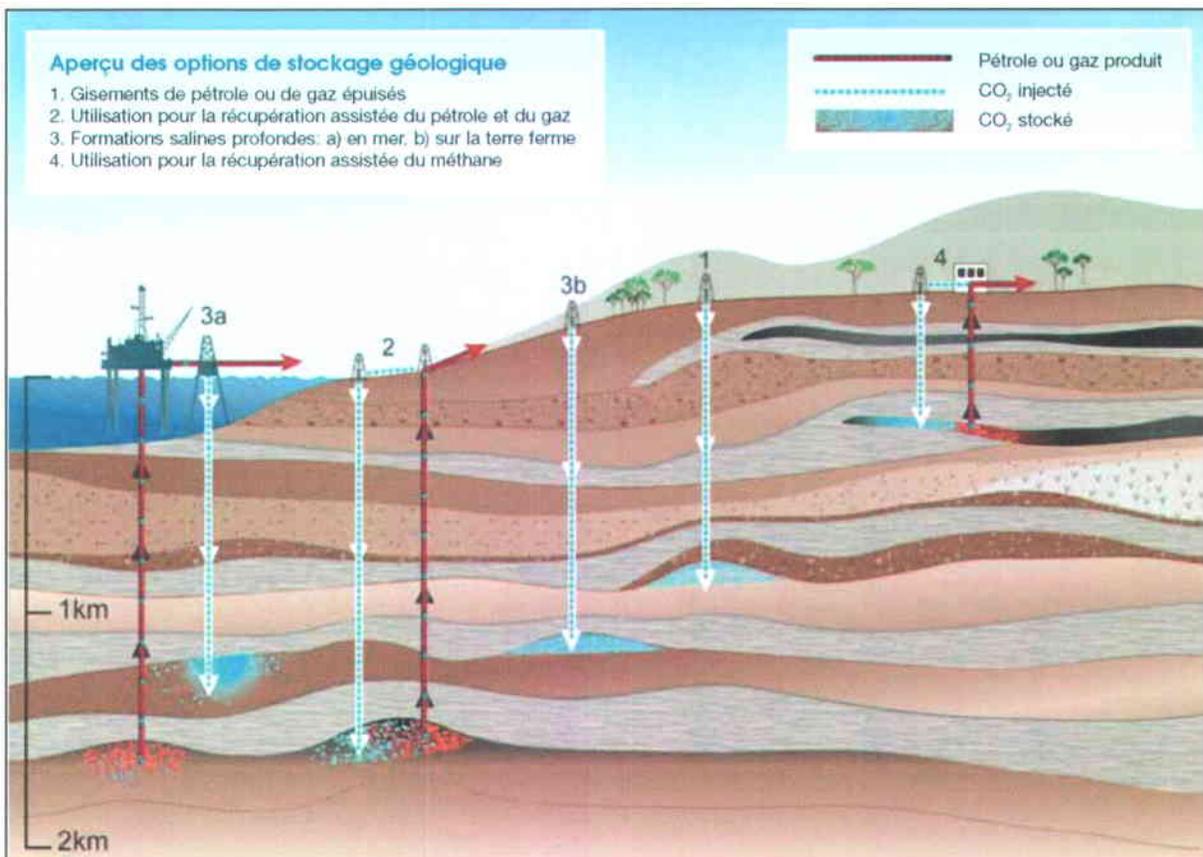


Figure 1 – Les différentes méthodes de stockage géologique du CO₂ en profondeur dans les roches sédimentaires. (adaptée de IPCC, 2005; CO2CRC, 2008).

1.3. Le choix des sites de Nicolet et de Villeroy

La sélection d'un site approprié pour le stockage d'un volume important de CO₂ nécessite plusieurs évaluations géologiques distinctes sur des échelles progressivement de plus en plus détaillées. Les différents niveaux d'évaluation vont d'une première sélection régionale très large, à l'échelle de la province, jusqu'à très détaillée afin d'identifier et de caractériser un site spécifique au stockage géologique du CO₂. Les étapes à suivre résumant les différentes échelles d'évaluation d'un site sont présentées à la Figure 2. Chaque niveau de détail réduit progressivement l'incertitude, mais est toutefois généralement accompagné d'une diminution du volume de stockage. En outre, chaque niveau de détail nécessite davantage d'efforts, des quantités croissantes de données, plus de temps et une hausse exponentielle des coûts.

1.3.1. À l'intérieur du bassin sédimentaire le plus prometteur

Une évaluation du potentiel de séquestration géologique du CO₂ des bassins sédimentaires du sud du Québec a été réalisée par Bédard *et al.* (2012) et démontre que le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (Figures 3 et 4) est celui possédant les caractéristiques les plus prometteuses. En effet, le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent est celui qui comprend la plupart des grands émetteurs de CO₂, où les infrastructures sont abondantes et dont l'accessibilité est facile. Également, c'est l'endroit où l'on retrouve le plus de données de puits et de levés sismiques, de même qu'un grand nombre d'études sur la géologie du bassin. La géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent est ainsi bien connue et plusieurs unités sont déjà identifiées comme étant de bonnes roches-réservoirs et couvertures.

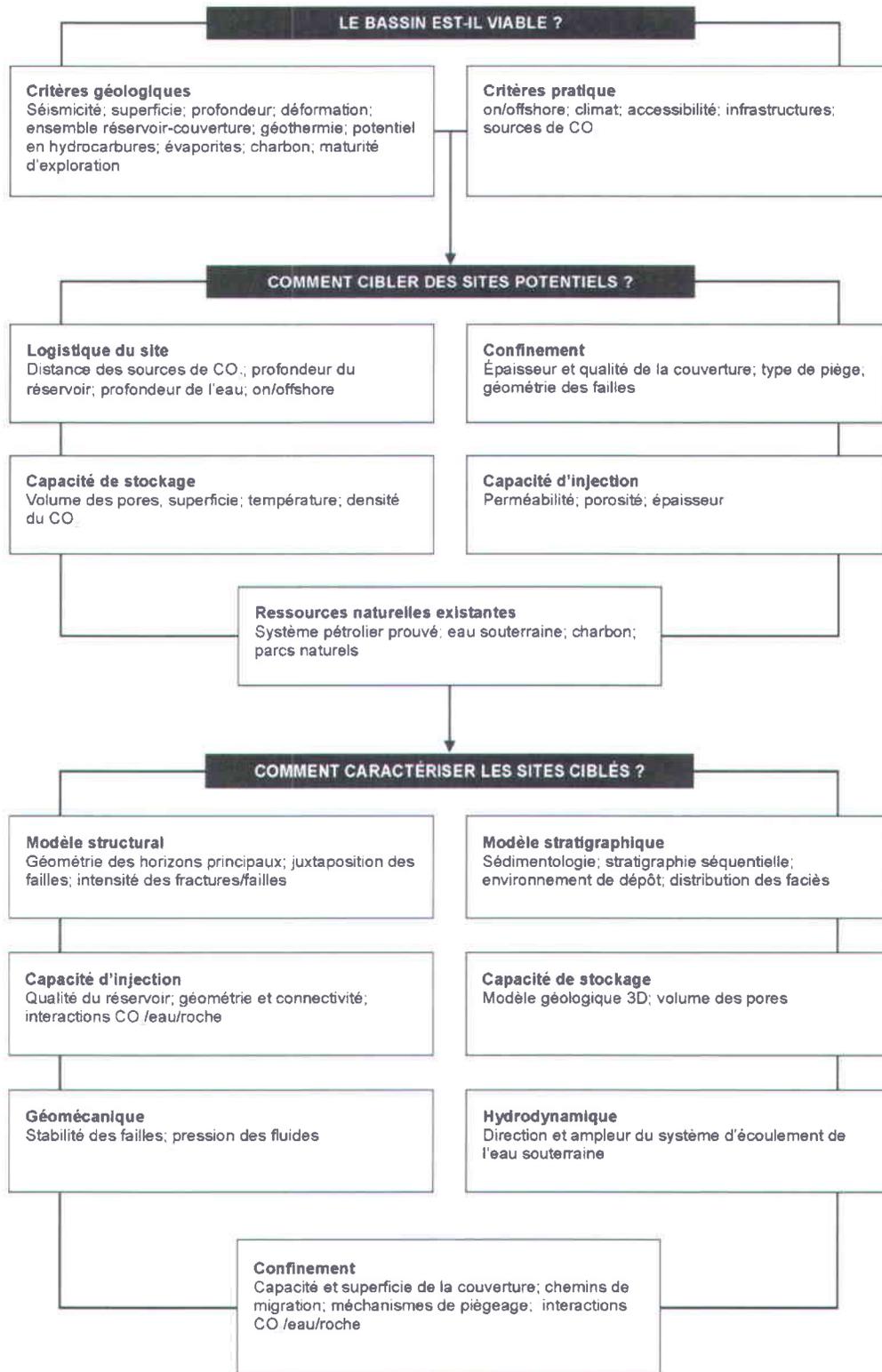


Figure 2 – Étapes à suivre lors de l'identification et la caractérisation de sites spécifiques pour la séquestration géologique du CO₂. (adaptée de Bachu, 2000; 2002; 2003; Gibson-Poole *et al.*, 2008)

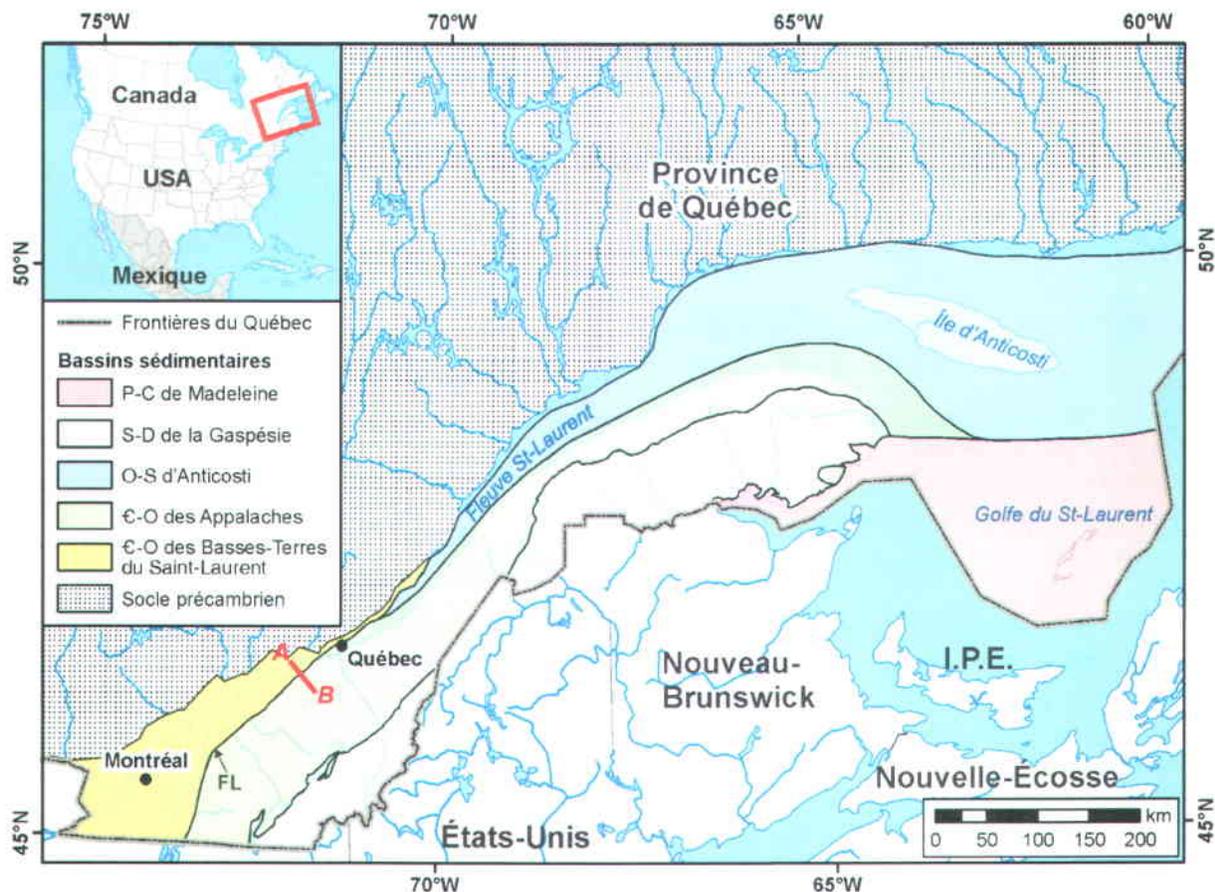


Figure 3 – Bassins sédimentaires du sud du Québec. P-C : permo-carbonifère. S-D : siluro-dévonien. O-S : ordo-silurien. €-O : cambro-ordovicien. FL : Faille de Logan. La ligne AB localise la Figure 4. (modifiée de Bédard *et al.*, 2012)

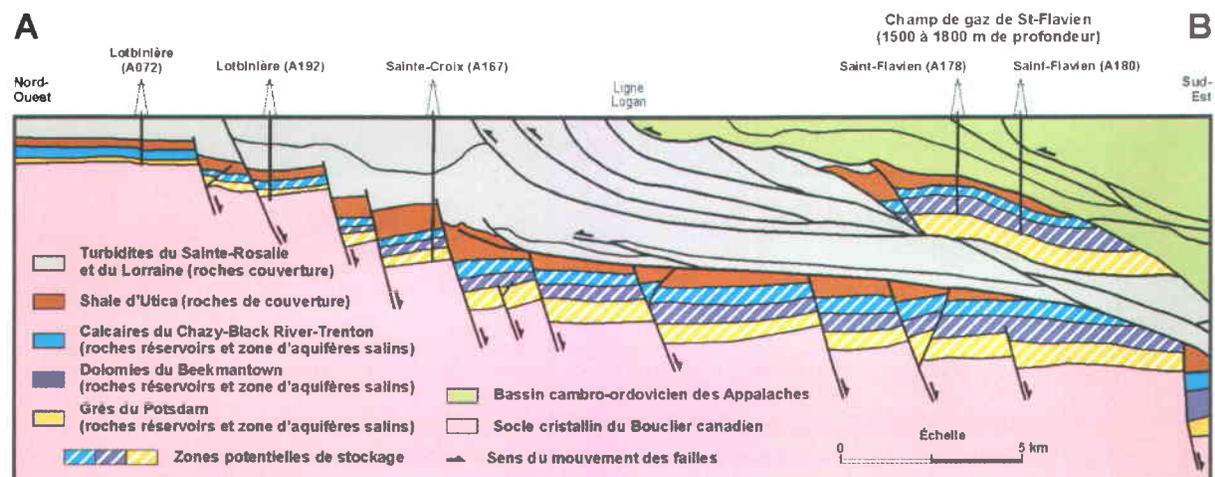


Figure 4 – Coupe géologique AB de la Figure 3 et zones potentielles de stockage du CO₂ en profondeur du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. (modifiée de Castonguay *et al.*, 2010)

1.3.2. Profondeur minimale adéquate des couches réservoir et couverture

Pour être stocké sous terre, le CO₂ doit être préférentiellement injecté sous un état de fluide supercritique. Le point critique où le CO₂ passe à la phase supercritique est défini à une température de 31,1° C et une pression hydrostatique de 7,38 MPa (Holloway et Savage, 1993; van der Meer, 1992; Bachu, 2000). Basé sur la moyenne mondiale des conditions de pression hydrostatique et de température, ce point critique équivaut à une profondeur approximative minimale de 800 mètres (Figure 5) (van der Meer, 1992; Holloway et Savage, 1993). Sous forme supercritique, le CO₂ est beaucoup plus dense que sous forme gazeuse et un plus grand volume de CO₂ peut ainsi être stocké dans l'espace poreux disponible (Figure 6). Par exemple, comme le montre la Figure 6, 100 m³ de CO₂ à la surface occuperait 0,32 m³ à une profondeur de 1 km, soit 300 fois moins d'espace.

Sous forme supercritique, le CO₂ demeure tout de même 30 à 40% moins dense que l'eau des formations salines. Cela signifie que le CO₂ migrera naturellement vers le sommet de la roche-réservoir jusqu'à être stoppé par différents mécanismes de piégeage (physiques, hydrodynamiques ou géochimiques) (Ennis-King et Paterson, 2003).

Comme le montre la Figure 4, la séquence sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent est découpée en escalier par des failles normales et s'approfondit vers le sud-est, sous le bassin cambro-ordovicien des Appalaches. Les roches-réservoirs se retrouvent sous le Shale d'Utica, qui agit comme roche-couverture. Une compilation de la profondeur de la base de la roche-couverture (Shale d'Utica) a été produite à partir de données réinterprétées de tous les puits des Basses-Terres du Saint-Laurent et confirme l'approfondissement du bassin vers le sud-est (Figures 7, 8 et 9). Une profondeur minimale de 800 mètres est nécessaire pour pouvoir séquestrer le CO₂ à l'état supercritique, mais une trop grande profondeur (plus de 3500 mètres) engendre toutefois une hausse exponentielle des coûts d'opération et de forage (Bachu, 2003). C'est ainsi que l'intervalle de profondeur de 800-3500 mètres pour la base de la roche-couverture a été retenu pour contraindre le territoire favorable en surface. Cette profondeur favorable n'est disponible qu'au sud du Fleuve Saint-Laurent (Figures 7, 8 et 9).

La région de Nicolet se situe au début de la fenêtre de 800-3500 mètres, tout comme la région de Bécancour, tandis que la région de Villeroy se retrouve en plein centre de la zone favorable des 800-3500 mètres.

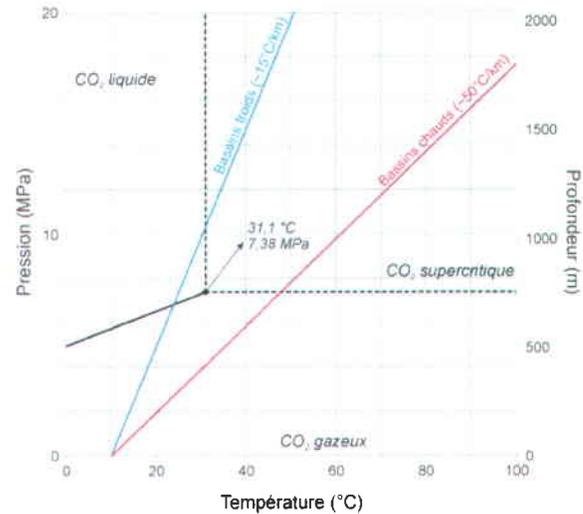


Figure 5 - Diagramme de phase du CO₂ avec des exemples de comportement du CO₂ dans les bassins froids et chauds. (modifiée de Bachu, 2003)

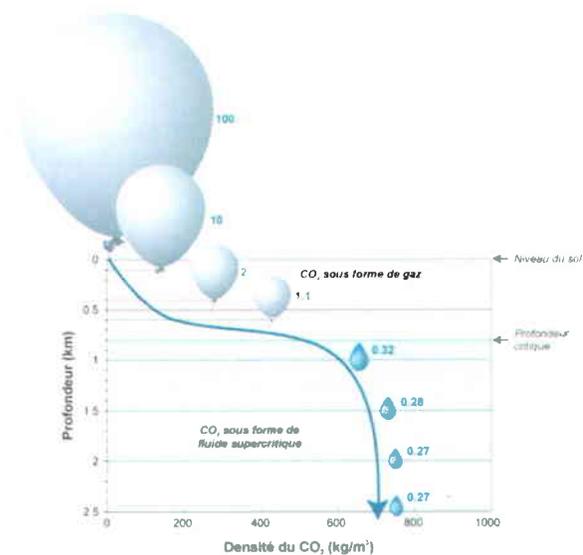


Figure 6 – Croissance de l'efficacité de stockage du CO₂ avec la profondeur. Notez qu'au-dessus de la profondeur critique, le CO₂ est à l'état gazeux (ballons); sous la profondeur critique, il est dans un état supercritique ressemblant à un liquide (gouttelettes). Relation volumétrique indiquée par le nombre en bleu. (adaptée de IPCC, 2005 et CO2CRC, 2008)

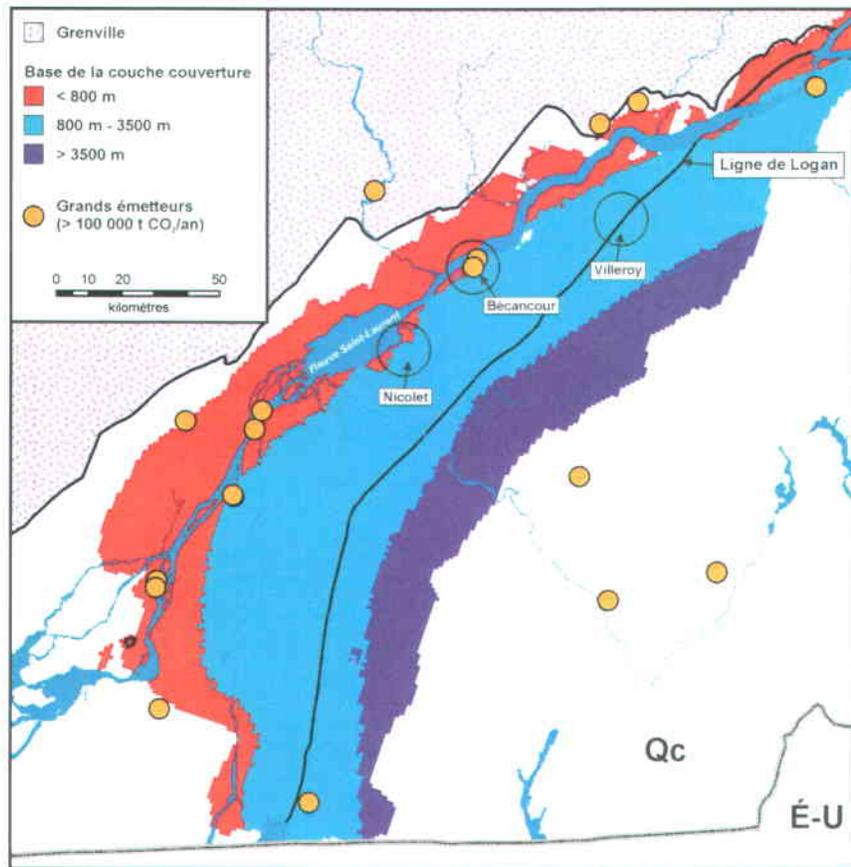


Figure 7 – Localisation des grands émetteurs et profondeur de la base de la roche-couverture sur l'ensemble du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. L'intervalle de profondeur favorable de 800 à 3500 mètres est représenté par la couleur bleue.

1.3.3. Proximité des grands émetteurs de CO₂

Le captage du CO₂ ne se conçoit actuellement que pour les industries fortement émettrices, susceptibles de produire un flux annuel de CO₂ supérieur à 100 000 tonnes, appelées grands émetteurs : centrales électriques ou de production de chaleur à combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz), cimenteries, raffineries, papeteries, usines sidérurgiques, centres de production de biogaz, etc.

Comme les installations industrielles émettrices de CO₂ ne se trouvent pas forcément au même endroit qu'un site géologique apte à son stockage souterrain, il peut être nécessaire de transporter le CO₂ sur plusieurs dizaines de kilomètres, voire des centaines.

La proximité de grands émetteurs de CO₂ permet d'assurer un apport constant en CO₂ avec un faible coût de transport (Bachu, 2003). Si la construction d'un pipeline long de plusieurs centaines de kilomètres est nécessaire afin d'acheminer le CO₂ au site de stockage, les coûts de transport seront plus élevés. La

Figure 7 montre la distribution des grands émetteurs dans le sud du Québec, dont la plupart se situent le long du Fleuve Saint-Laurent. Les régions de Nicolet et de Villeroy ne contiennent pas de grands émetteurs comme la région de Bécancour, mais ces deux régions sont tout de même situées à proximité de certains grands émetteurs, soit à l'intérieur d'un rayon de 50 km.

1.3.4. Densité élevée de données géoscientifiques disponibles

Les Figures 8 et 9 montrent la répartition des données géoscientifiques disponibles issues de l'exploration pétrolière et gazière (puits et diagraphies) à l'intérieur du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Ces données proviennent exclusivement du domaine public diffusées par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (MRNF). Une plus grande densité de ces données se retrouve dans les régions de Nicolet et de Villeroy (Figures 8 et 9).

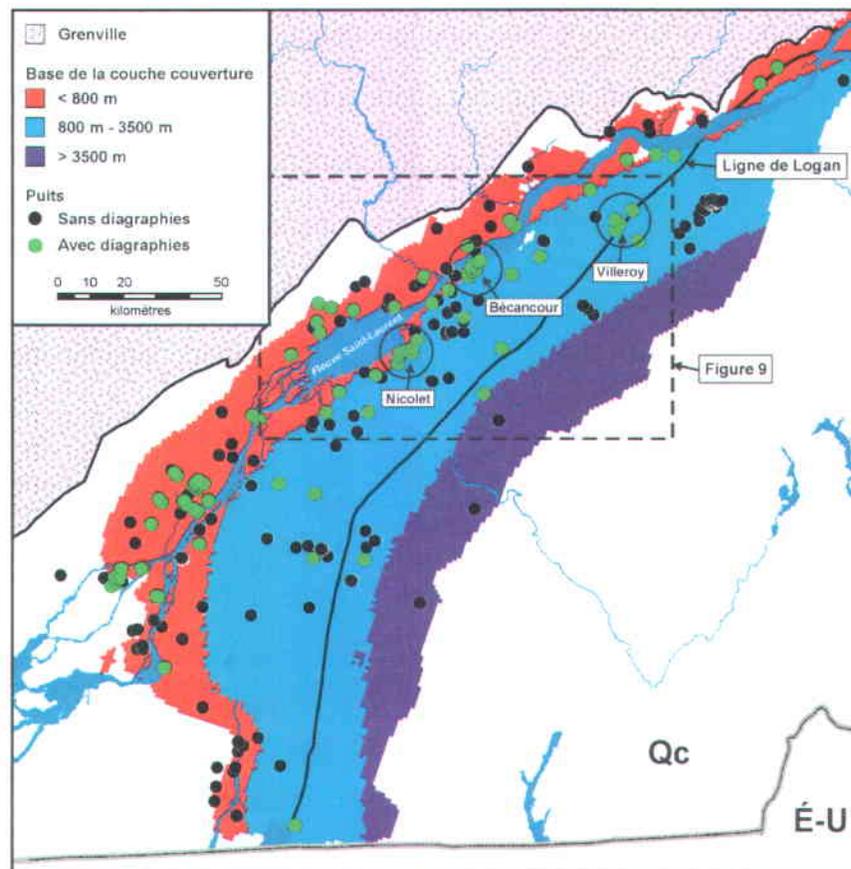


Figure 8 – Répartition des puits d’exploration et profondeur de la base de la roche-couverture sur l’ensemble du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. L’intervalle de profondeur favorable de 800 à 3500 mètres est représenté par la couleur bleue.

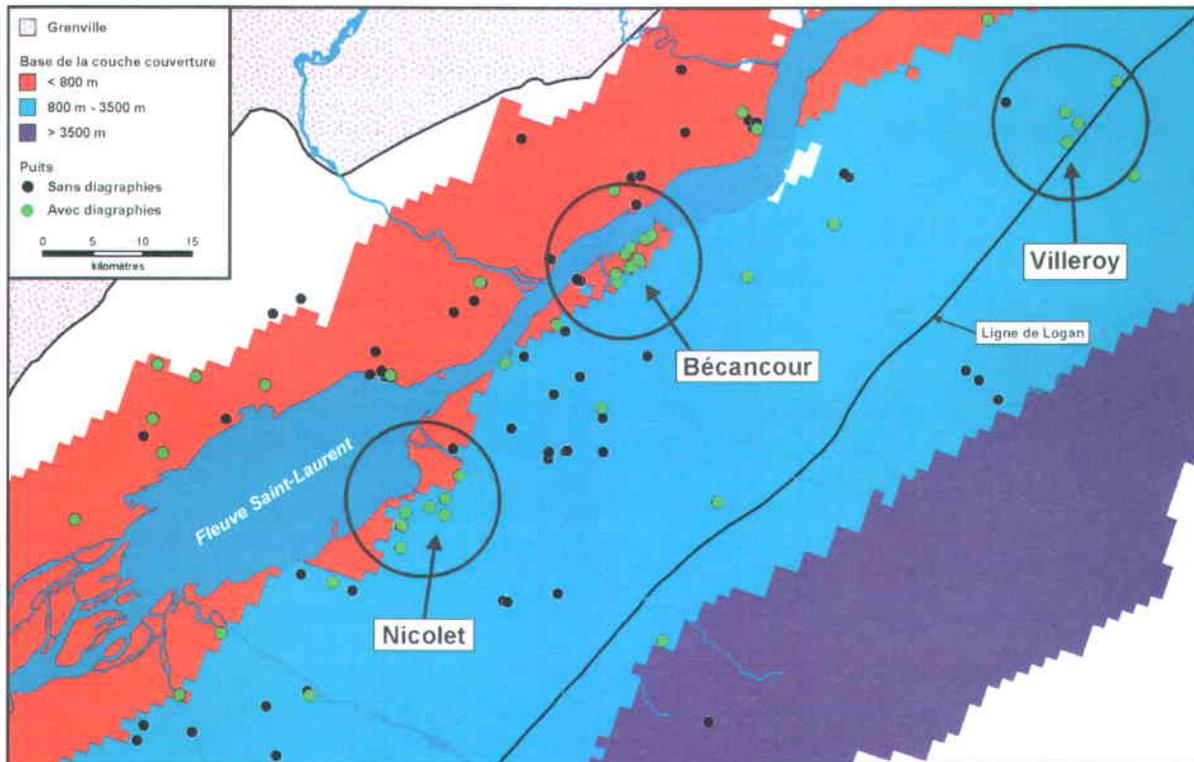


Figure 9 – Répartition des puits d’exploration et profondeur de la base de la roche-couverture des régions de Nicolet et de Villeroiy. La localisation de cette figure correspond au rectangle pointillé de la Figure 8. L’intervalle de profondeur favorable de 800 à 3500 mètres est représenté par la couleur bleue.

1.4. Contexte géologique

Les régions de Nicolet et de Villeroiy font partie du bassin de la plate-forme du Saint-Laurent, ou plus particulièrement du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, entre le socle précambrien de la province de Grenville au nord-ouest et le front taconien des Appalaches au sud-est (Figures 3, 4 et 10).

La séquence sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent représente un cycle complet de transgression-régression et est composée des séries de bassin de rift et de marge passive du Cambrien - Ordovicien inférieur-moyen et des séries de bassin d’avant-pays de l’Ordovicien moyen-supérieur (St-Julien et Hubert, 1975; Globensky, 1987; Lavoie *et al.*, 2003; Comeau *et al.*, 2004). La succession (Figure 11), d’une

épaisseur totale pouvant atteindre 3000 mètres, consiste de la base vers le sommet à : des grès du Cambrien - Ordovicien inférieur d’un milieu marin peu profond à subaérien (Groupe de Potsdam); des dolomies et des grès dolomitiques de l’Ordovicien inférieur à moyen (Groupe de Beekmantown) et des calcaires gréseux (groupes de Chazy et de Black River) et argileux (Groupe de Trenton) de l’Ordovicien moyen à supérieur d’un milieu marin peu profond à moyennement profond; des shales noirs (Shale d’Utica) de l’Ordovicien supérieur d’un niveau marin profond; des turbidites syn-orogéniques (groupes de Sainte-Rosalie et de Lorraine) et la molasse post-taconienne (Groupe de Queenston) de l’Ordovicien supérieur (Globensky, 1987; Lavoie, 1994).

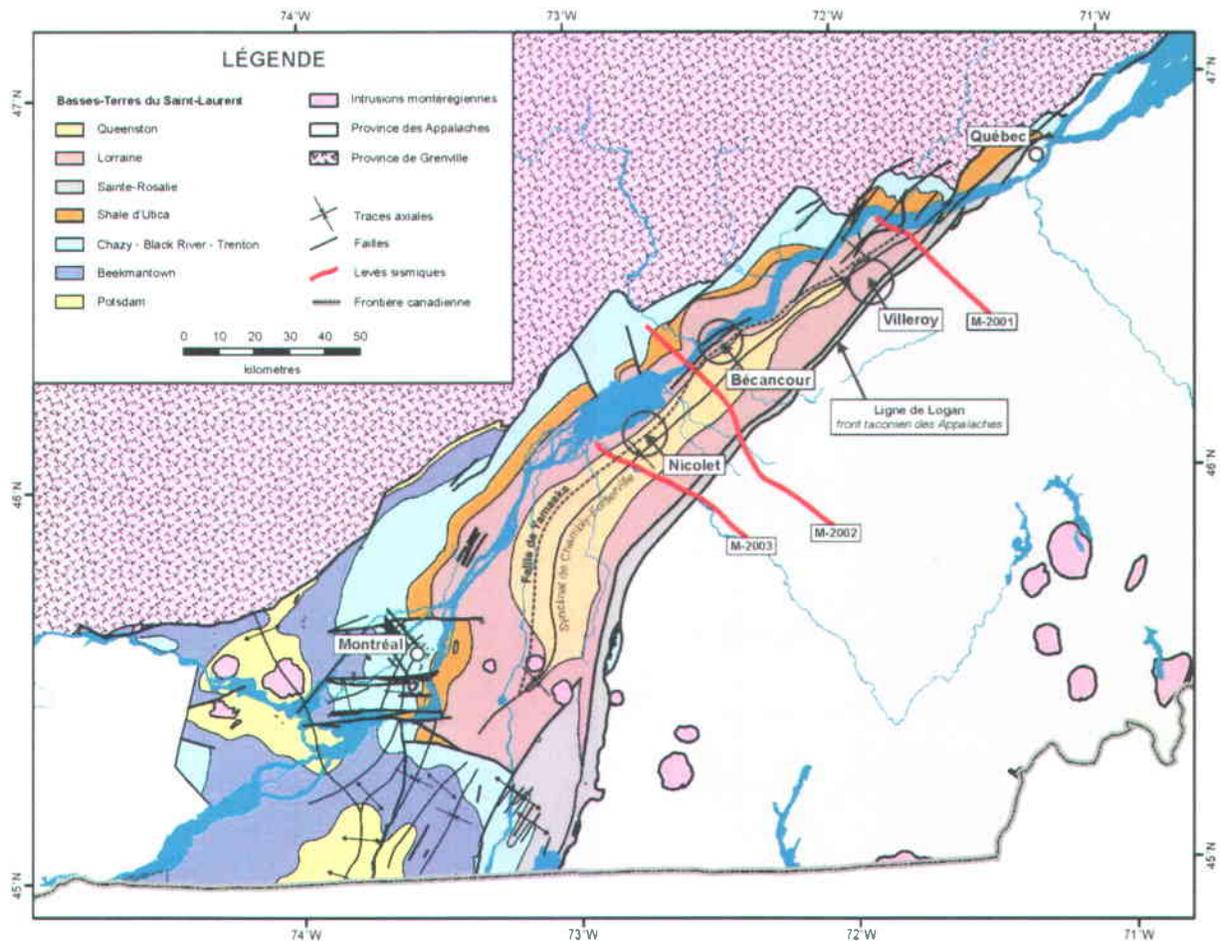


Figure 10 – Carte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent. (d’après Globensky, 1987). La projection en surface de la faille de Yamaska est en pointillé sur la carte.

En sous-surface, la structure du bassin des Basses-Terres peut être bien visualisée avec l’interprétation de trois profils sismiques régionaux (Figures 10, 12, 13 et 14). Le profil de la Figure 12 passe par la région de Villeroy, la région de Bécancour est représentée par le profil de la Figure 13, puis la région de Nicolet, avec celui de la Figure 14. Ces trois profils sismiques montrent que le socle grenvillien et les séquences sédimentaires des Basses-Terres du Saint-Laurent sont affectés par une série de failles normales s’étendant du sud-ouest vers le nord-est et inclinées vers le sud-est (Séjourné *et al.*, 2003; Konstantinovskaya *et al.*, 2009; Castonguay *et al.*, 2010). Ces failles normales, interprétées comme s’étant initiées pendant l’événement du rift dans l’océan Iapetus au Protérozoïque-Cambrien inférieur (Rankin, 1976; Thomas, 2006; Cawood *et al.*, 2001; Hibbard *et al.*, 2007), sont restées actives pendant l’ouverture de l’océan et ont ensuite été réactivées aux différents

stades tectoniques de la formation de l’orogène appalachien (St-Julien et Hubert, 1975; Globensky, 1987; Lavoie, 1994; Lemieux *et al.*, 2003).

Les failles normales sont souvent interprétées comme des failles de croissance car elles contrôlent l’épaisseur des séries sédimentaires comme étant le résultat de déplacement le long des failles pendant la sédimentation (Séjourné *et al.*, 2003; Konstantinovskaya *et al.*, 2009; Castonguay *et al.*, 2010). Les failles normales affectent localement les turbidites du Lorraine et la molasse du Queenston, faisant probablement suite à la réactivation déclenchée par l’emplacement et la charge des écailles tectoniques empilées au front des Appalaches (Séjourné *et al.*, 2003). Toutefois, la plupart de ces failles normales affectent seulement les unités inférieures de la séquence des Basses-Terres du Saint-Laurent et n’atteignent pas la surface (Figure 4).

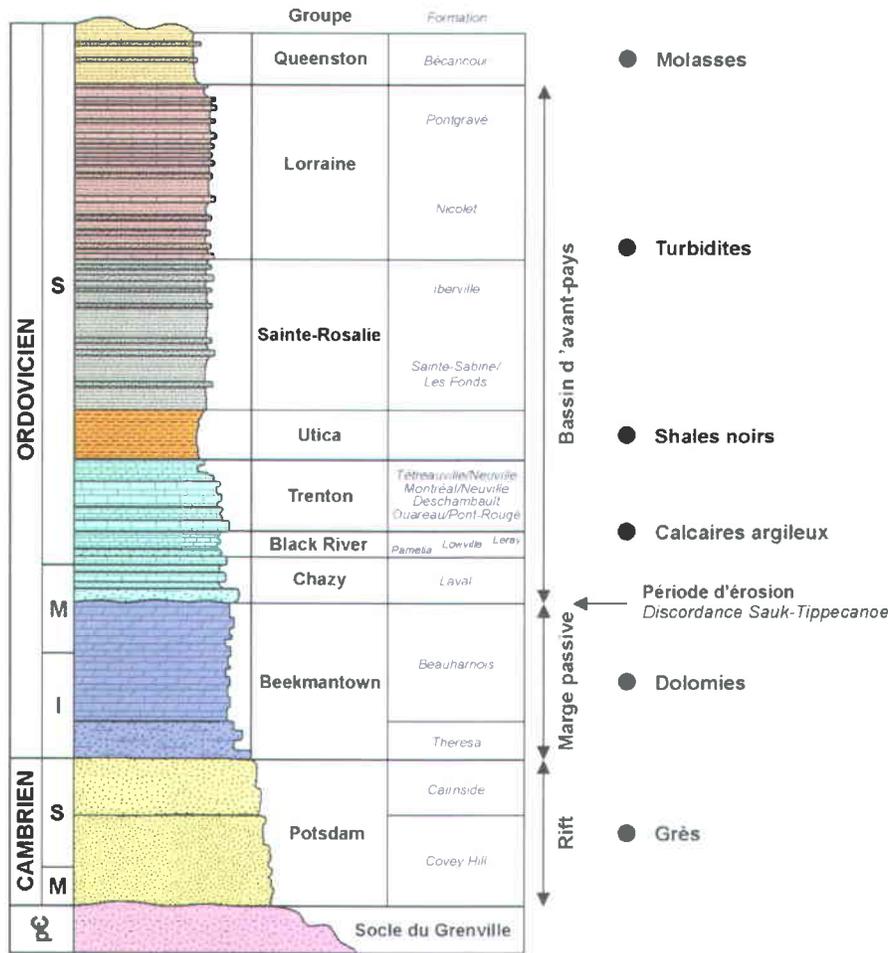


Figure 11 – Colonne stratigraphique des Basses-Terres du Saint-Laurent. (adaptée de Hofmann, 1972; Globensky, 1987; Salad Hersi *et al.*, 2003 et Comeau *et al.*, 2004)

La faille de Yamaska est l'une de ces failles normales et aussi l'une des plus importantes. Elle est présente à la fois dans les régions de Villeroy, de Bécancour et de Nicolet (Figures 12, 13 et 14) et longe la rive sud du Fleuve Saint-Laurent (Figure 10). L'épaisseur des séries sédimentaires de la marge passive et du bassin d'avant-pays augmente considérablement au sud-est de la faille normale de Yamaska. Cet épaissement de la séquence sédimentaire au passage de la faille de Yamaska fait suite à la subsidence syn-sédimentaire du bloc du socle grenvillien au pied de la faille. Selon Konstantinovskaya *et al.*, (2010), le socle grenvillien est déplacé verticalement sur plus de 800 mètres, dans la région de Bécancour. Toutefois, elle n'apparaît pas en surface et ne traverse pas les unités plus jeunes, soit le Sainte-Rosalie/Lorraine et le Queenston. La faille de Yamaska sépare le bloc nord-ouest moins profond (Nicolet et Bécancour) du bloc sud-est plus profond (Villeroy).

Le pli synclinal régional de Chambly-Fortierville (Figures 10, 12, 13 et 14) est étendu du sud-ouest vers le nord-est dans le domaine d'avant-pays au front des écaillies tectoniques des Appalaches. Ce synclinal s'est formé pendant la subsidence du bassin d'avant-pays de l'orogénèse taconienne, la première phase tectonique des Appalaches (Konstantinovskaya *et al.*, 2009; Castonguay *et al.*, 2010).

Les écaillies tectoniques du front des Appalaches affectent le flanc sud-est du synclinal de Chambly-Fortierville (Figures 12, 13 et 14). Les unités des groupes de Sainte-Rosalie et de Lorraine sur le flanc sud-est du pli sont fortement plissées et failonnées à vergence nord-ouest. Une zone triangulaire (Figures 13 et 14) est distinguée entre le flanc sud-est du synclinal et le front des écaillies imbriquées de parautochtone et d'allochtone dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (Konstantinovskaya *et al.*, 2009; Castonguay *et al.*, 2010).

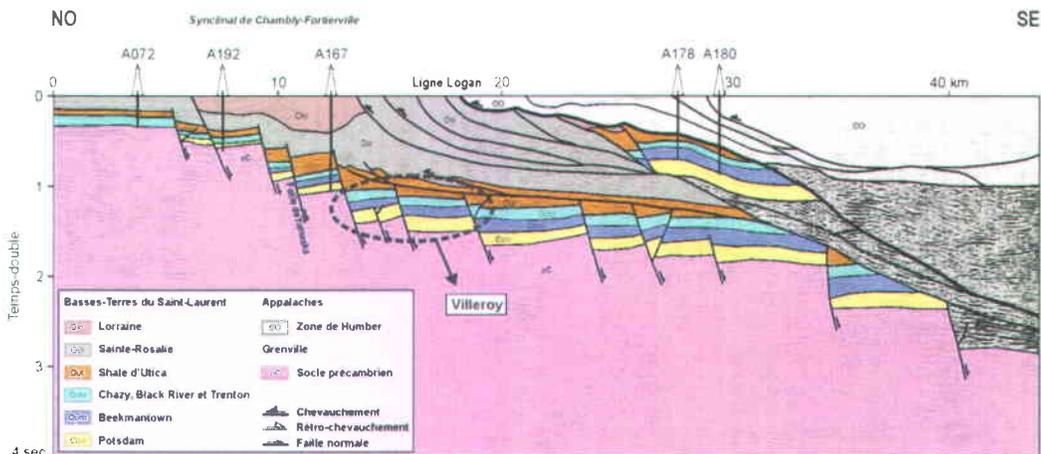


Figure 12 – Profil sismique M2001 interprété dans la région de Villerooy. (adaptée de Castonguay *et al.*, 2010)

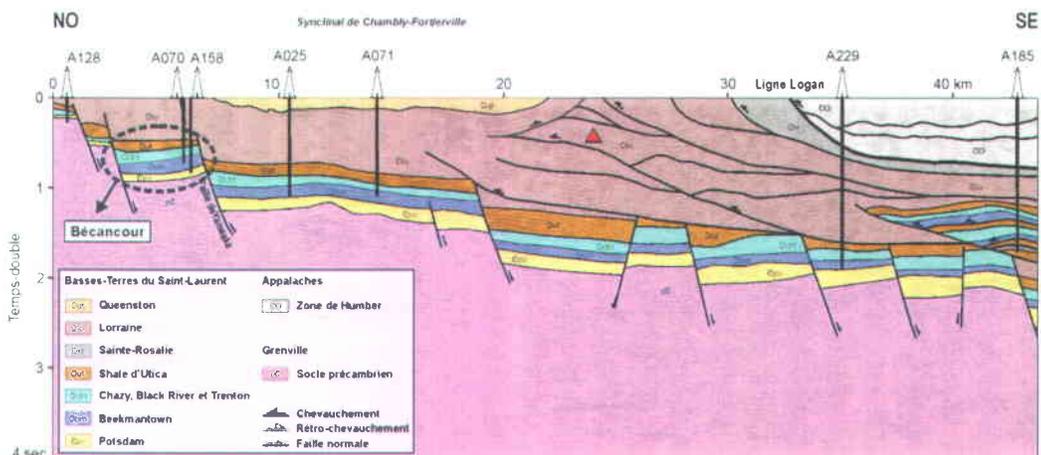


Figure 13 – Profil sismique M2002 interprété dans la région de Bécancour. Le triangle rouge indique la localisation de la zone triangulaire. (adaptée de Castonguay *et al.*, 2010)

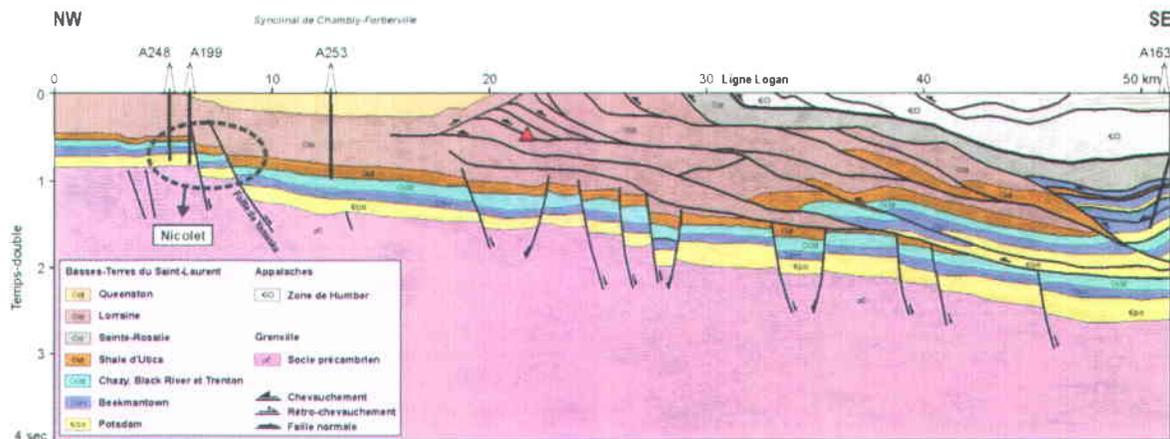


Figure 14 – Profil sismique M2003 interprété dans la région de Nicolet. Le triangle rouge indique la localisation de la zone triangulaire. (adaptée de Castonguay *et al.*, 2010)

2. Évaluation des sites de Nicolet et de Villeroy

2.1. Localisation et accessibilité

Située au sud du Fleuve Saint-Laurent à mi-chemin entre Québec et Montréal (Figure 10), la région de Nicolet repose sur une topographie plane à vocation rurale. L'accès au site se fait par les autoroutes 20 et 55 par le sud, ou bien par l'autoroute 40 et le pont Laviolette par le nord. Les routes secondaires

permettent de desservir l'ensemble du territoire d'ouest en est (Figure 15).

La région de Villeroy est localisée dans le comté de Lotbinière sur la rive sud du Fleuve Saint-Laurent, située à environ 65 km au sud-ouest de la ville de Québec et à 25 km à l'ouest du réservoir gazier souterrain de Saint-Flavien (Figure 10). L'accès se fait par l'autoroute 20 ainsi que par plusieurs routes secondaires couvrant le territoire (Figure 16).



Figure 15 – Carte de localisation de la région de Nicolet.

2.2. Données disponibles

2.2.1. Inventaire des puits

Les puits d'exploration pétrolière et gazière contiennent les informations les plus directes et pertinentes à l'évaluation d'un site en vue d'y stocker du CO₂. En effet, les réservoirs aptes à emmagasiner du CO₂ sont les mêmes que ceux recherchés par les compagnies d'exploration pétrolières et gazières. Plus le nombre de puits est élevé dans une région, meilleure sera l'évaluation d'un site potentiel.

Les informations sur les puits sont disponibles au

MRNF après que trois années se soient écoulées suivant la fin du forage du puits, notamment sous forme de rapports géologiques, géophysiques et de puits. Par exemple, les descriptions géologiques sur les retailles de forage (aussi appelées « déblais de forage ») et/ou les carottes de même que les diaglyphies sont contenues à l'intérieur d'un rapport de fin de forage remis par le détenteur du puits.

Au total, la région de Nicolet renferme 16 puits d'exploration pétrolière et gazière dont les données sont maintenant du domaine public (Tableau 1 et Figure 17). De ces 16 puits, sept traversent la séquence sédimentaire complète des Basses-Terres du Saint-Laurent et atteignent le socle précambrien du

Grenville.

Quant à la région de Villeroy, elle contient neuf puits d'exploration pétrolière et gazière, mais seulement sept dont les données sont maintenant du domaine

public (Tableau 2 et Figure 19). De ces sept puits, seulement un traverse la séquence sédimentaire complète des Basses-Terres du Saint-Laurent et atteint le socle précambrien du Grenville.

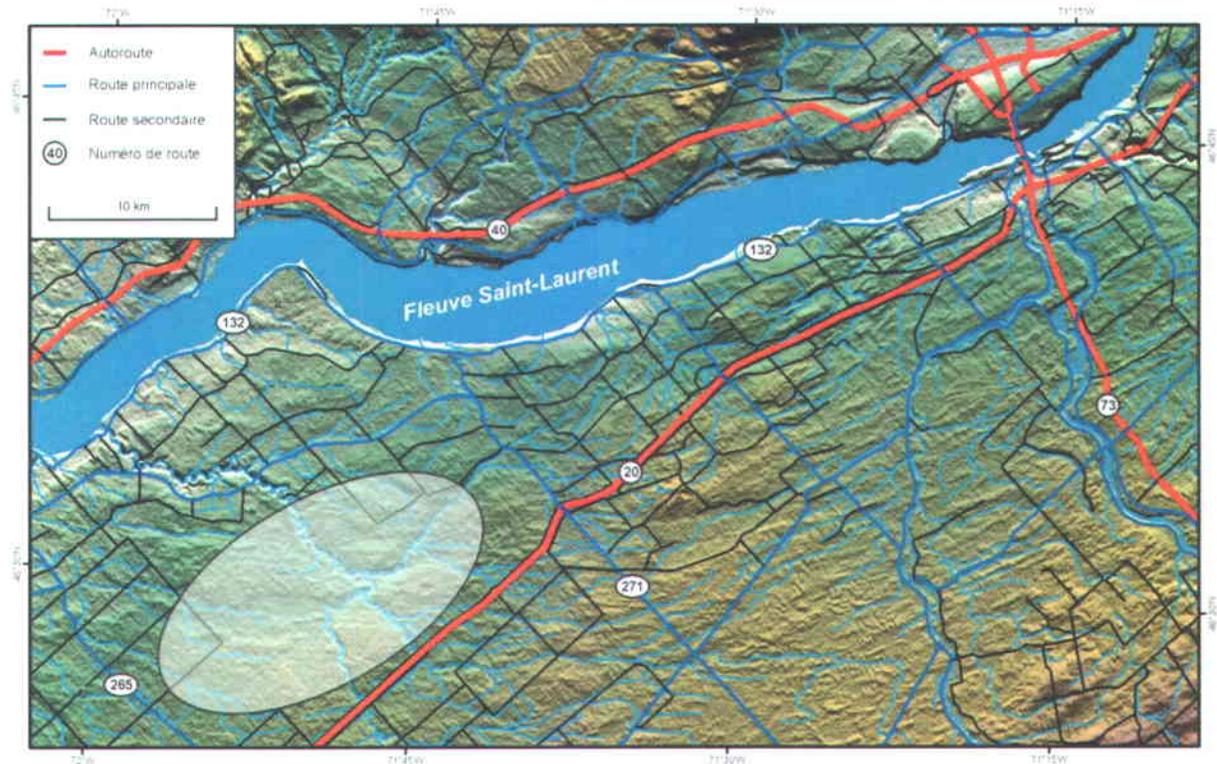


Figure 16 – Carte de localisation de la région de Villeroy.

Tableau 1 – Inventaire des puits d'exploration pétrolière et gazière de la région de Nicolet.

# Puits	Nom du Puits	Année	Prof. (m)	Base
A061	Laduboro No 1, La Baie Yamaska	1958	750	Utica
A062	Laduboro No 2, La Baie Yamaska	1958	881	Chazy/Black River/Trenton
A063	Laduboro No 3, La Baie Yamaska	1959	920	Chazy/Black River/Trenton
A064	Laduboro No 4, La Baie Yamaska	1959	1 075	Chazy/Black River/Trenton
A065	Laduboro No 5, La Baie Yamaska	1962	1 352	Socle
A083	Collège de Nicolet	1885	692	Lorraine
A125	Laduboro C.I.G. No 1, Nicolet	1963	1 269	Cairnside (Potsdam)
A126	Laduboro QIG et al No 1, Yamaska	1963	1 343	Socle
A153	Laduboro No 6, La Baie Yamaska	1969	1 155	Beekmantown
A159	SOQUIP Laduboro, Baieville No 1	1970	1 305	Socle
A165	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1	1972	1 947	Socle
A165A	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1A	1972	2 239	Covey Hill (Potsdam)
A186	SOQUIP, Nicolet No 1	1977	1 394	Socle
A188	SOQUIP, Nicolet No 2	1978	1 409	Socle
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	1980	1 390	Socle
A248	Talisman Energy, St-François-du-Lac No 1	2006	1 294	Cairnside (Potsdam)

Tableau 2 – Inventaire des puits d’exploration pétrolière et gazière dans la région de Villerooy.

# Puits	Nom du Puits	Année	Prof. (m)	Base
A051	Fortierville No 1	1943	235	Lorraine
A161	Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1	1971	2 861	Socle
A168	SOQUIP Shell, Villerooy No 1	1973	2 144	Chazy/Black River/Trenton
A173	SOQUIP et al., Villerooy No 2	1974	2 227	Chazy/Black River/Trenton
A187	SOQUIP et al., Du Chêne No 1 (Villerooy)	1978	3 174	Potsdam
A190	SOQUIP, Sainte-Françoise-Romaine No 1	1978	2 174	Chazy/Black River/Trenton
A216	Intermont SOQUIP, Villerooy No 1	1992	2 323	Utica
A266	Talisman Energy, Leclercville No 1	2009	2 166	---- Confidentiel ----
A267	Talisman Energy, Saint-Édouard No 1	2009	2 584	---- Confidentiel ----

2.2.2. Inventaire des carottes

Le MRNF conserve une collection de tous les échantillons prélevés des puits forés en vertu de la Loi sur les Mines et du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains. À chaque intervalle d’au plus de 5 mètres, un sac de 500 grammes de retailles de forage ainsi qu’une fiole de 10 ml de retailles préalablement lavées et séchées doivent être remis au ministère.

Également, le titulaire du permis de forage doit analyser un échantillon de chaque carotte prélevée lors du forage d’un puits afin de déterminer sa porosité et sa perméabilité. Ensuite, au moins la moitié de la carotte suivant une coupe longitudinale doit être remise au ministère pour y être entreposée.

Ces échantillons deviennent publics et peuvent être examinés après que trois années se soient écoulées suivant la fin du forage du puits. Le Tableau 3 dresse la liste des intervalles qui ont été carottés dans les puits de la région de Nicolet et le Tableau 4 pour ceux de la région de Villerooy.

2.2.3. Inventaire des diagraphies

Le titulaire de permis de forage de puits doit, au cours de la durée des travaux de forage, prendre des diagraphies par câble. Ces diagraphies par câble doivent permettre l’évaluation du puits au-dessous du tubage de surface. Aujourd’hui, dans le cas d’un puits de plus de 150 mètres, ces diagraphies doivent être du type acoustique, *gamma ray*, densité, porosité et résistivité.

Une copie numérique, ou anciennement en papier, des diagraphies par câble enregistrée selon le format *Log ASCII Standard* communément appelé format *LAS*, ainsi que le résultat des analyses et des études s’y rapportant doit être remise au MRNF.

Ces diagraphies deviennent publiques et peuvent être obtenues après que trois années se soient écoulées suivant la fin du forage du puits. Le Tableau 5 dresse la liste des diagraphies qui ont été enregistrées dans les puits de la région de Nicolet et le Tableau 6 pour ceux de la région de Villerooy.

Tableau 3 – Inventaire des carottes recueillies dans les puits de la région de Nicolet.

# Puits	Nom du Puits	Sommet (m)	Base (m)	Formation/Groupe
A064	Laduboro No 4, La Baie Yamaska	780	843	Chazy/Black River/Trenton
A065	Laduboro No 5, La Baie Yamaska	804	834	Chazy/Black River/Trenton
A125	Laduboro C.I.G. No 1, Nicolet	1214	1225	Cairnside
A125	Laduboro C.I.G. No 1, Nicolet	1253	1255	Cairnside
A126	Laduboro QIG et al No 1, Yamaska	1191	1221	Cairnside
A159	SOQUIP Laduboro, Baieville No 1	882	889	Chazy/Black River/Trenton
A159	SOQUIP Laduboro, Baieville No 1	1154	1159	Cairnside
A165	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1	1726	1745	Beauharnois
A165	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1	1782	1785	Theresa
A165	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1	1942	1947	Socle
A165A	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1A	2120	2123	Covey Hill
A186	SOQUIP, Nicolet No 1	1196	1205	Cairnside
A186	SOQUIP, Nicolet No 1	1196	1205	Cairnside
A186	SOQUIP, Nicolet No 1	1244	1250	Cairnside
A186	SOQUIP, Nicolet No 1	1244	1250	Cairnside
A188	SOQUIP, Nicolet No 2	1143	1150	Theresa
A188	SOQUIP, Nicolet No 2	1364	1397	Covey Hill
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	905	915	Chazy/Black River/Trenton
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	940	951	Beauharnois
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	1047	1065	Theresa
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	1160	1167	Cairnside
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	1355	1374	Covey Hill

Tableau 4 – Inventaire des carottes recueillies dans les puits de la région de Villeroy.

# Puits	Nom du Puits	Sommet (m)	Base (m)	Formation/Groupe
A051	Fortierville No 1	21	234	Lorraine/Queenston
A161	Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1	2314	2315	Beauharnois
A161	Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1	2314	2572	Beekmantown/Potsdam
A161	Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1	2568	2572	Covey Hill
A161	Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1	2712	2721	Covey Hill
A173	SOQUIP et al., Villeroy No 2	1202	1208	Lorraine

2.2.4. Inventaire des profils sismiques

Des travaux géophysiques de sismique réflexion sont fréquemment réalisés par les compagnies d'exploration pétrolière et gazière afin d'imager la structure des roches en sous-surface. Toutefois, ces données demeurent confidentielles et constituent un important actif pour les compagnies. Ainsi, ces données ne figurent pas parmi celles appartenant au domaine public après que trois années se soient écoulées suivant la campagne d'acquisition sismique. Il faut ainsi signer une entente avec le détenteur du levé sismique pour, au minimum, visualiser les données, ou bien tout simplement pour les acheter.

Malgré tout, un certain nombre de profils sismiques sont disponibles au MRNF sous forme d'image *Tagged Image File Format* (TIFF), de données sommées et/ou migrées SEG-Y ou bien de données brutes. Le format TIFF sert à archiver par la numérisation des données sismiques d'époque qui n'étaient uniquement disponibles qu'en format papier ou à rendre accessibles des données sismiques récentes à la visualisation sans avoir recours à un logiciel spécialisé. La qualité visuelle du format TIFF demeure très variable et ses applications sont très limitées. Le format de fichier SEG-Y est le plus couramment utilisé par l'industrie et fut développé par la *Society of Exploration Geophysicists* pour standardiser l'archivage et l'échange de données géophysiques.

Toutefois, le format SEG-Y est utilisé au MRNF pour archiver les sections sommées et/ou migrées, restreignant les possibilités de rehaussement de l'imagerie de la sous-surface par leur retraitement. Finalement, les données brutes ont l'avantage de pouvoir être retraitées avant la sommation des traces à l'aide d'une routine de traitement adaptée aux besoins des utilisateurs, mais nécessitent des manipulations techniques supplémentaires avant de pouvoir être préalablement utilisées pour des fins d'interprétation.

La Figure 17 montre le répertoire des profils sismiques de la région de Nicolet et sous quelle forme ces

données sont disponibles. La Figure 18 identifie les détenteurs de chacun de ces profils sismiques. Plusieurs données brutes sont disponibles et couvrent une bonne partie du territoire contenant la plupart des puits importants de la région de Nicolet.

Le répertoire des profils sismiques de la région de Villerooy est illustré à la Figure 19 et montre sous quelle forme ces données sont disponibles, tandis que la Figure 20 identifie les détenteurs de chacun de ces profils sismiques. La quasi-totalité des profils sismiques disponibles au MRNF dans la région de Villerooy est en format TIFF.

Tableau 5 – Inventaire des diagraphies enregistrées dans les puits de la région de Nicolet.

# Puits	Nom du Puits	Gamma Ray	Potentiel spontané	Neutron	Densité	Acoustique	Photo-électrique	Résistivité
A061	Laduboro No 1, La Baie Yamaska							
A062	Laduboro No 2, La Baie Yamaska							
A063	Laduboro No 3, La Baie Yamaska	X	X	X				X
A064	Laduboro No 4, La Baie Yamaska							
A065	Laduboro No 5, La Baie Yamaska	X		X	X			
A083	Collège de Nicolet							
A125	Laduboro C.I.G. No 1, Nicolet	X	X	X	X			X
A126	Laduboro QIG et al No 1, Yamaska	X		X	X	X		X
A153	Laduboro No 6, La Baie Yamaska							
A159	SOQUIP Laduboro, Baieville No 1	X		X	X	X		X
A165	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1	X	X	X	X	X		X
A165A	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1A	X	X	X	X	X		X
A186	SOQUIP, Nicolet No 1	X		X	X	X		X
A188	SOQUIP, Nicolet No 2	X		X	X	X		X
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	X		X	X	X		X
A248	Talisman Energy, St-François-du-Lac No 1	X		X	X	X	X	X

Tableau 6 – Inventaire des diagraphies enregistrées dans les puits de la région de Villerooy

# Puits	Nom du Puits	Gamma Ray	Potentiel spontané	Neutron	Densité	Acoustique	Photo-électrique	Résistivité
A051	Fortierville No 1							
A161	Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1	X			X	X		X
A168	SOQUIP Shell, Villerooy No 1	X				X		X
A173	SOQUIP et al., Villerooy No 2	X	X	X		X		X
A187	SOQUIP et al., Du Chêne No 1 (Villerooy)	X		X	X	X		X
A190	SOQUIP, Sainte-Françoise-Romaine No 1	X		X	X	X		X
A216	Intermont SOQUIP, Villerooy No 1	X						

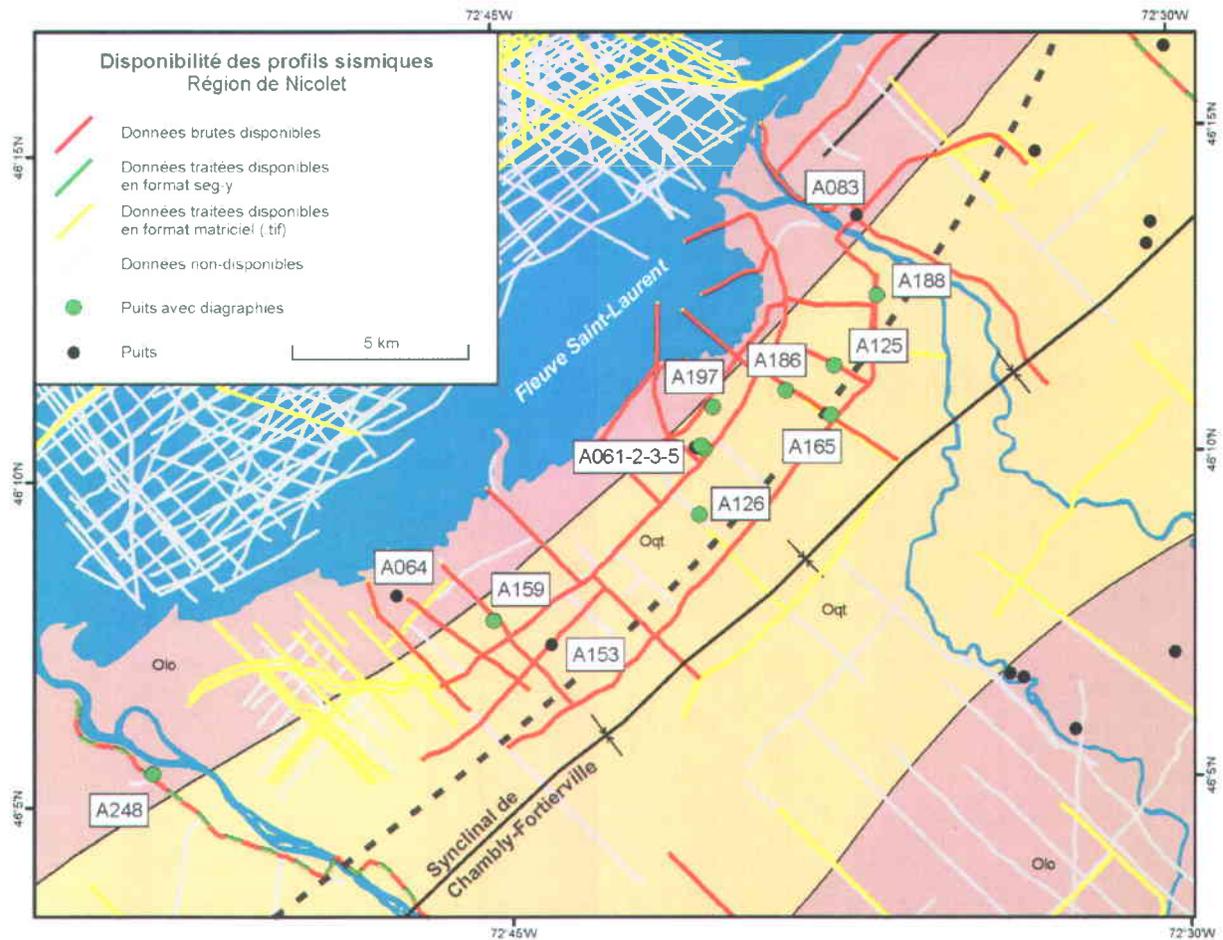


Figure 17 – Carte géologique (d'après Globensky, 1987) et disponibilité des profils sismiques dans la région de Nicolet. La projection en surface de la faille de Yamaska est en pointillé sur la carte. Olo, Groupe de Lorraine; Oqt, Groupe de Queenston.

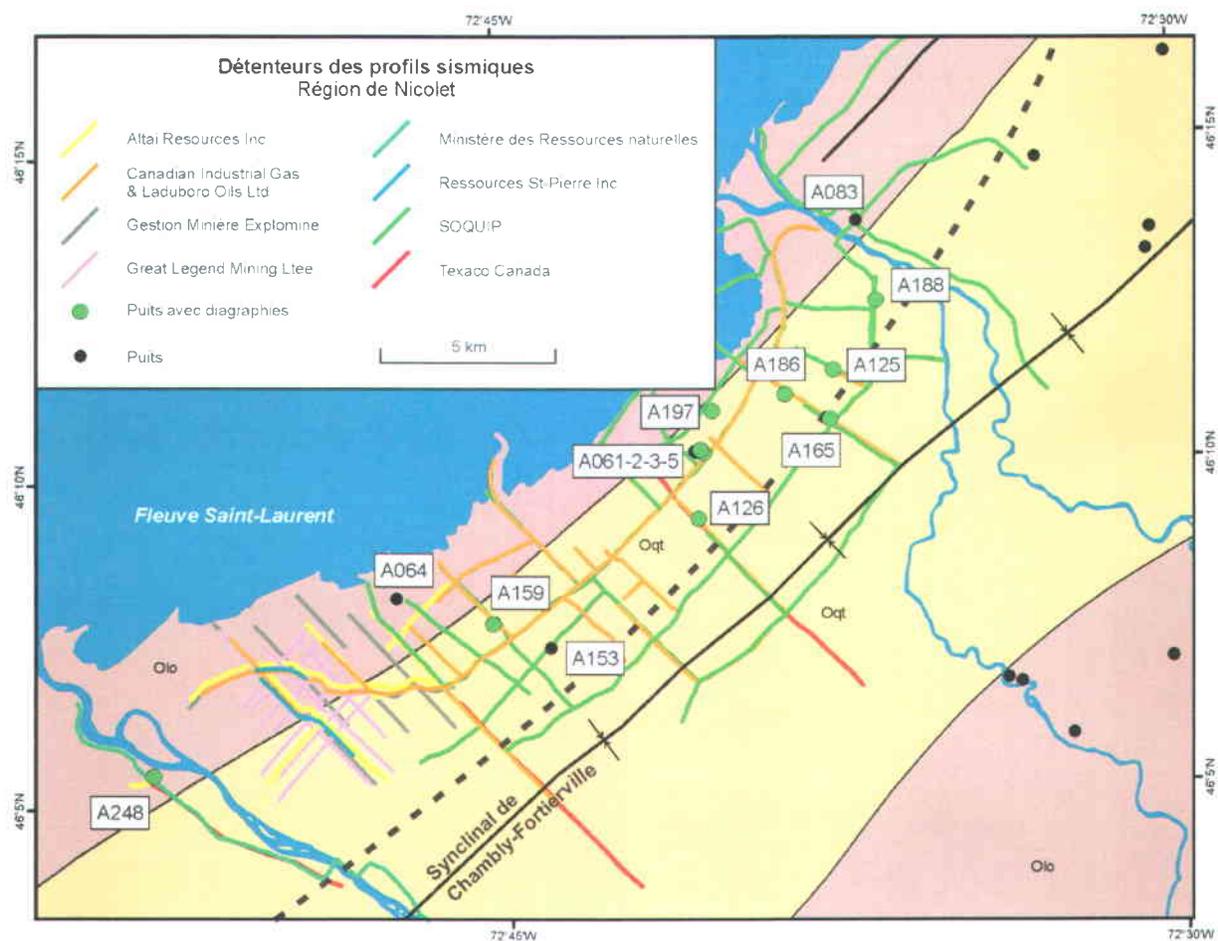


Figure 18 – Carte géologique (d’après Globensky, 1987) et détenteurs des profils sismiques dans la région de Nicolet. La projection en surface de la faille de Yamaska est en pointillé sur la carte. Olo, Groupe de Lorraine; Qqt, Groupe de Queenston.

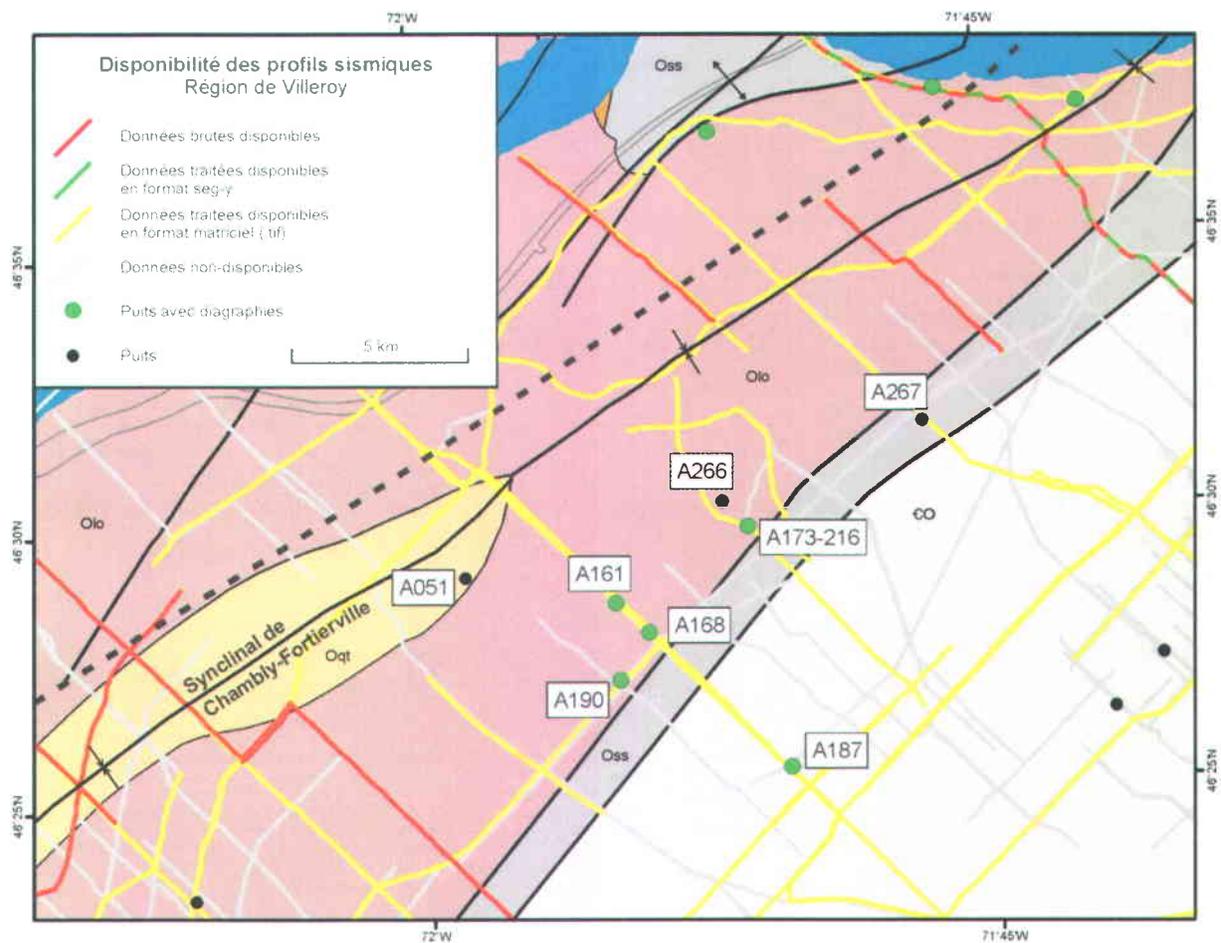


Figure 19 – Carte géologique (d’après Globensky, 1987) et disponibilité des profils sismiques du domaine public dans la région de Villeroy. La projection en surface de la faille de Yamaska est en pointillé sur la carte. Oss, Groupe de Sainte-Rosalie; Olo, Groupe de Lorraine; Oqt, Groupe de Queenston.

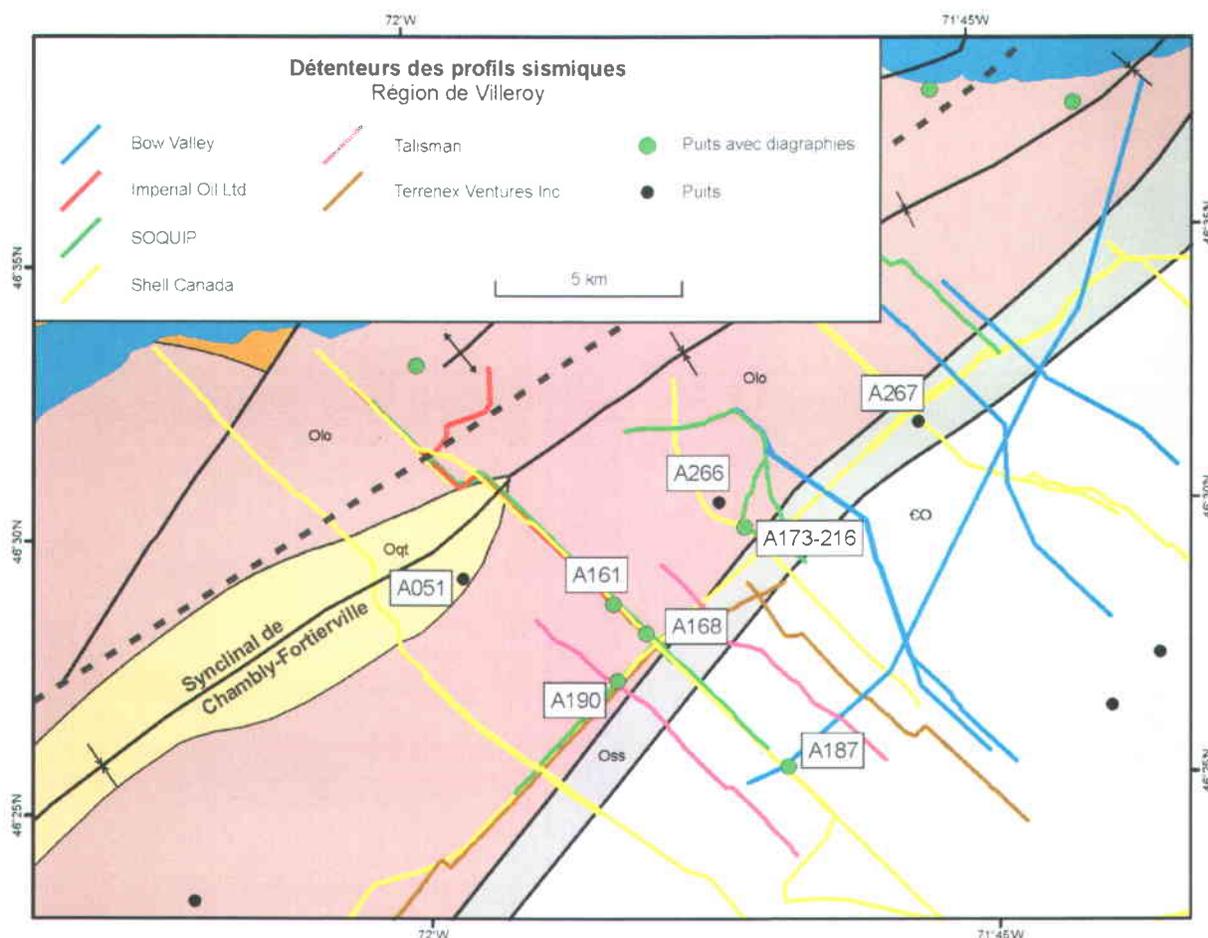


Figure 20 - Carte géologique (d'après Globensky, 1987) et détenteurs des profils sismiques dans la région de Villerooy. La projection en surface de la faille de Yamaska est en pointillé sur la carte. Osr, Groupe de Sainte-Rosalie; Olo, Groupe de Lorraine; Oqt, Groupe de Queenston.

2.2.5. Le gradient géothermique

Une mesure de température est habituellement prise au fond des puits lors de l'enregistrement des diagraphies. Cette mesure figure dans l'entête des diagraphies en format papier et numérique. C'est ainsi que le gradient géothermique local peut être calculé pour chacun des puits des régions de Nicolet et de Villerooy. Au Québec, une température moyenne de surface de 8 °C est utilisée afin de déterminer le gradient géothermique. Le Tableau 7 résume les données pour chacun des puits de la région de Nicolet et le Tableau 8 pour ceux de la région de Villerooy. Une profondeur critique pour une température de 31.1 °C a aussi été calculée en tenant compte du gradient géothermique local de chacun des puits. Pour un puits donné, cette profondeur devrait être, en théorie, la

profondeur minimale sous laquelle le CO₂ peut y être injecté sous forme supercritique. Toutefois, la trop grande fluctuation dans les résultats du gradient géothermique local porte à croire que la mauvaise qualité d'acquisition des données de température nous empêche d'utiliser ces données avec rigueur, car aucune évidence géologique ne peut expliquer ces grandes variations locales.

Dans la région de Bécancour, un gradient géothermique de 23.5 °C/km a été estimé à partir des données d'essais aux tiges (*Drill Stem Test ou DST*) et des données de température prises au fond des puits lors de l'enregistrement des diagraphies (Tran Ngoc *et al.*, 2011). Ainsi, une profondeur minimale de 983 mètres serait requise pour atteindre une température de 31.1 °C afin que le CO₂ passe à l'état supercritique.

Tableau 7 – Températures mesurées au fond des puits de la région de Nicolet et profondeur estimée pour chacun des puits pour une température donnée de 31.1 °C.

# Puits	Nom du Puits	Prof. (m)	Temp. (°C)	Gradient (°C/100 m)	Profondeur à 31.1 °C
A063	Laduboro No 3, La Baie Yamaska	917	29	2,28	1 014
A065	Laduboro No 5, La Baie Yamaska	1 352	37	2,12	1 090
A125	Laduboro C.I.G No 1, Nicolet	1267	34	2,09	1 107
A126	Laduboro QIG et al No 1, Yamaska	1339	48	2,97	778
A159	SOQUIP Laduboro, Baieville No 1	1 300	37	2,25	1 028
A165	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1	1 940	45	1,91	1 211
A165A	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1a	2 105	49	1,94	1 189
A186	SOQUIP, Nicolet No 1	1 380	33	1,84	1 259
A188	SOQUIP, Nicolet No 2	1 402	38	2,12	1 088
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	1 385	38	2,17	1 066
A199	Texaco, Yamaska-Est No 1	1 346	35	2,01	1 152
A248	Talisman Energy, Saint-François-du-Lac No 1	1 263	40	2,53	911
A253	Gastem et al., Saint-François-du-Lac No 1	1 696	40	1,89	1 224

Tableau 8 – Températures mesurées au fond des puits de la région de Villeroy et profondeur estimée pour chacun des puits pour une température donnée de 31.1 °C.

# Puits	Nom du Puits	Prof. (m)	Temp. (°C)	Gradient (°C/100 m)	Profondeur à 31.1 °C
A051	Fortierville No 1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
A161	SOQUIP Shell, Villeroy No 1	1 976	56	2,41	959
A161	Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1	2849	66	2,02	1 144
A168	SOQUIP Shell, Villeroy No 1	2101	48	1,89	1 222
A173	SOQUIP et al., Villeroy No 2	2 193	48	1,84	1 255
A187	SOQUIP et al., Du Chêne No 1 (Villeroy)	3 133	96	2,79	828
A190	SOQUIP, Sainte-Françoise-Romaine No 1	1 207	38	2,48	931
A190	SOQUIP, Sainte-Françoise-Romaine No 1	2 160	43	1,64	1 409
A216	Intermont SOQUIP, Villeroy No 1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

2.2.6. Porosité et perméabilité

En 1979, l'INRS a présenté les résultats d'une étude réalisée pour le compte de la *Direction Générale de l'Énergie du Ministère des Richesses Naturelles du Québec* afin d'évaluer le potentiel réservoir des Basses-Terres du Saint-Laurent en vue d'y stocker du gaz naturel (INRS-Pétrole, 1979). Les données proviennent de 85 puits et pour lesquels les diagraphies sont disponibles. L'expertise de la firme Sproule Associated Ltd a été utilisée afin d'évaluer les zones réservoirs à partir des diagraphies et des données des essais aux tiges. Le rapport conclut que les horizons les plus poreux et les plus perméables sont localisés dans le Groupe de Potsdam et plus particulièrement dans la Formation de Cairnside. Dans la région de Nicolet, le contact entre le Cairnside (Potsdam) et le Theresa (Beekmantown) affiche des porosités allant de 4 à 7% et une perméabilité de moins de 1 milliDarcy (mD).

Dans la région de Bécancour (Figure 10), les grès du Covey Hill, formation à la base du Groupe de Potsdam, sont considérés comme les aquifères salins ayant le meilleur potentiel pour le stockage géologique du CO₂ (Konstantinovskaya *et al.*, 2010); les autres unités sont peu susceptibles d'être utilisées pour la séquestration du CO₂. En effet, les analyses faites sur les carottes des puits de la région de Nicolet révèle que l'unité ayant des mesures de porosité les plus élevées se retrouvent dans la Formation de Covey Hill (Tableau 9). Dans la région de Villeroy, très peu de données de porosité et de perméabilité sont disponibles, comme le montre le Tableau 10. Parmi les données disponibles dans la Formation de Covey Hill, la porosité est de 3-4%, donc inférieure à celle de la région de Nicolet. En comparaison, Tran Ngoc *et al.* (2011) révèlent une porosité de 6,3% ainsi qu'une perméabilité de 0,25 mD pour le Covey Hill de la région de Bécancour.

Tableau 9 – Analyses de porosité et de perméabilité sur les carottes des puits de la région de Nicolet.

# Puits	Nom du Puits	Sommet (m)	Base (m)	Formation/ Groupe	Perméabilité (mD)	Porosité (%)
A065	Laduboro No 5, La Baie Yamaska	804	834	Utica	0,02	3,89
A125	Laduboro C.I.G. No 1, Nicolet	1214	1225	Cairnside	0,28	4,19
A125	Laduboro C.I.G. No 1, Nicolet	1253	1253	Cairnside	0,27	4,06
A126	Laduboro QIG et al No 1, Yamaska	1191	1221	Cairnside	0,11	4,78
A165A	C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1A	2120	2123	Covey Hill	0,03	4,90
A186	SOQUIP, Nicolet No 1	1199	1204	Cairnside	0,99	3,60
A188	SOQUIP, Nicolet No 2	1386	1392	Covey Hill	0,56	8,36
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	905	915	Chazy/Black River/Trenton	0,24	0,57
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	940	951	Beauharnois	0,88	0,94
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	1047	1053	Beauharnois	0,69	0,22
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	1053	1066	Theresa	0,64	0,19
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	1161	1167	Cairnside	0,04	1,59
A197	Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska	1370	1375	Covey Hill	0,22	3,46

Tableau 10 – Analyses de porosité et de perméabilité sur les carottes des puits de la région de Villeroy.

# Puits	Nom du Puits	Sommet	Base	Formation/ Groupe	Perméabilité (mD)	Porosité (%)
A161	Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1	2314	2315	Beauharnois	0,03	3,18
A161	Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1	2568	2572	Covey Hill	0,28	3,99
A161	Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1	2712	2721	Covey Hill	1,55	3,01

2.2.7. Roche-couverture

Dans la séquence des Basses-Terres du Saint-Laurent, les groupes du Shale d'Utica et de Lorraine sont considérés comme étant la meilleure roche-couverture, du moins celle étant la plus épaisse et ayant la distribution régionale la plus étendue (Figure 4). Toutefois, à ce jour, aucune étude n'a été réalisée sur ces roches afin de quantifier leurs propriétés de perméabilité.

Dans la région de Nicolet, la base du Shale d'Utica (ou le sommet du Trenton/Black River/Chazy) se retrouve aux alentours de 850 mètres dans l'essentiel des puits (Tableau 11), ce qui est supérieur à la profondeur approximative minimale d'environ 800 mètres estimée par van der Meer (1992) et Holloway et Savage (1993) (voir section 1.3.2). Toutefois, selon les données du gradient géothermique (Tableau 7), 1000 mètres seraient plutôt nécessaires pour stocker le CO₂ à l'état supercritique dans la région de Nicolet (voir section 2.2.5). Le puits A153, qui se situe dans un bloc effondré en contact au nord de la faille de Yamaska (Figure 18), rencontre la limite Trenton-Utica à 925 mètres. Dans le bloc situé au sud de la faille de Yamaska (Figures 14, 17 et 21), la base du Shale d'Utica se situe plutôt à 1450 mètres (puits A165 et A165a). Dans le bloc nord, l'épaisseur du Shale

d'Utica est de l'ordre de 75-100 mètres, tandis que dans le bloc sud, il atteint 200 mètres.

Dans la région de Villeroy, la base du Shale d'Utica se retrouve à un peu plus de 2000 mètres (Tableau 12), soit bien au-delà des 1000 mètres nécessaires pour stocker le CO₂ à l'état supercritique, selon les données du gradient géothermique (Tableau 8). L'épaisseur du Shale d'Utica à cet endroit varie de 200-400 mètres (Tableau 12).

Mis à part le Shale d'Utica et le Lorraine, les failles normales sont les éléments les plus probables pour sceller les réservoirs. Également, le sommet du groupe de Beekmantown est marqué régionalement par la discordance majeure de Sauk-Tippecanoe (Figure 11) qui, si elle n'est pas traversée par une faille, peut aussi agir comme couverture (Lavoie *et al.*, 2009).

D'autres niveaux à l'intérieur de la séquence des Basses-Terres du Saint-Laurent ont les caractéristiques nécessaires afin d'agir comme couverture, mais leur continuité latérale est mal connue. Par exemple, une analyse de roche-couverture a été effectuée sur une carotte du puits A-188. Les carottes recueillies aux profondeurs de 1370-1382 mètres montrent une très faible perméabilité verticale ce qui rend cette roche adéquate pour offrir une bonne roche-couverture (Core Laboratories, 1979). L'unité géologique de ces

carottes correspond aux dolomies cambriennes rencontrées à l'intérieur de la Formation de Covey Hill.

2.3. Corrélation stratigraphiques des puits

L'interprétation géologique du sommet des formations rencontrées dans les puits est disponible dans le rapport de fin de forage de chacun des puits. Cette interprétation de la stratigraphie est généralement basée sur l'étude des retailles de forages. Le MRNF a compilé toutes ces données de profondeur du sommet de chacune des formations pour chacun des puits. Toutefois, la nomenclature lithostratigraphique a évolué avec le temps et les contacts entre les différentes formations géologiques ont changé tandis que l'interprétation géologique de chacun des puits n'a jamais été actualisée. C'est pourquoi la lithostratigraphie des puits de la région de Nicolet a été uniformisée afin de mieux comprendre les variations latérales des unités géologiques. Chaque

interprétation stratigraphique des puits a été revue selon un standard appuyé sur les diagraphies. Étant donné que les unités lithostratigraphiques des Basses-Terres du Saint-Laurent ont chacune une signature diagraphique propre, l'analyse détaillée des diagraphies s'avère être un bon outil permettant de reconnaître six unités dans les puits de la région de Nicolet : (1) Covey Hill, (2) Cairnside, (3) Theresa, (4) Beauharnois, (5) Chazy/Black River/Trenton et (6) Utica.

Le Tableau 11 résume la profondeur du sommet de ces unités pour chacun des puits de la région de Nicolet ayant des diagraphies et le Tableau 12 pour ceux de la région de Villeroy. Une compilation sous forme de diagraphies composites a été réalisée pour chacun des puits de la région de Nicolet contenant au-moins une diagraphie (Annexe 1) et pour ceux de la région de Villeroy (Annexe 2). La Figure 21 montre trois profils sismiques interprétés en accord avec la corrélation stratigraphique des puits de la région de Nicolet et la Figure 22 pour la région de Villeroy.

Tableau 11 – Profondeur en mètres du sommet des unités des puits de la région de Nicolet selon l'interprétation réalisée à partir des diagraphies.

Formation (Groupe)	A063	A065	A125	A126	A159	A165	A165A	A186	A188	A197	A248
Shale d'Utica	762	769	1009	802	746	1224	1240	799	-	760	718
Trenton/Black River/Chazy	838	838	-	875	819	1468	1443	877	867	840	816
Beauharnois (Beekmantown)	-	947	1051	1027	918	1702	1777	979	974	942	909
Theresa (Beekmantown)	-	?	?	1136	1017	?	1956	1076	1090	1050	1036
Cairnside (Potsdam)	-	1160	1200	1185	1135	-	2027	1193	1184	1160	1125
Covey Hill (Potsdam)	-	1303	-	?	-	-	2115	1303	1295	1302	-
Socle précambrien	-	1340	-	1333	1280	1855	-	1381	1392	1377	-

Tableau 12 – Profondeur en mètres du sommet des unités des puits de la région de Villeroy selon l'interprétation réalisée à partir des diagraphies.

Formation (Groupe)	A161	A168	A173	A187	A190
Shale d'Utica	1860	1844	1857	2379	1929
Trenton/Black River/Chazy	2076	2122	2188	2733	2137
Beauharnois (Beekmantown)	2313	-	-	2916	-
Theresa (Beekmantown)	2427	-	-	3029	-
Cairnside (Potsdam)	2495	-	-	3120	-
Covey Hill (Potsdam)	2535	-	-	-	-
Socle précambrien	2844	-	-	-	-



Figure 21 - Profils sismiques interprétés de la région de Nicolet.

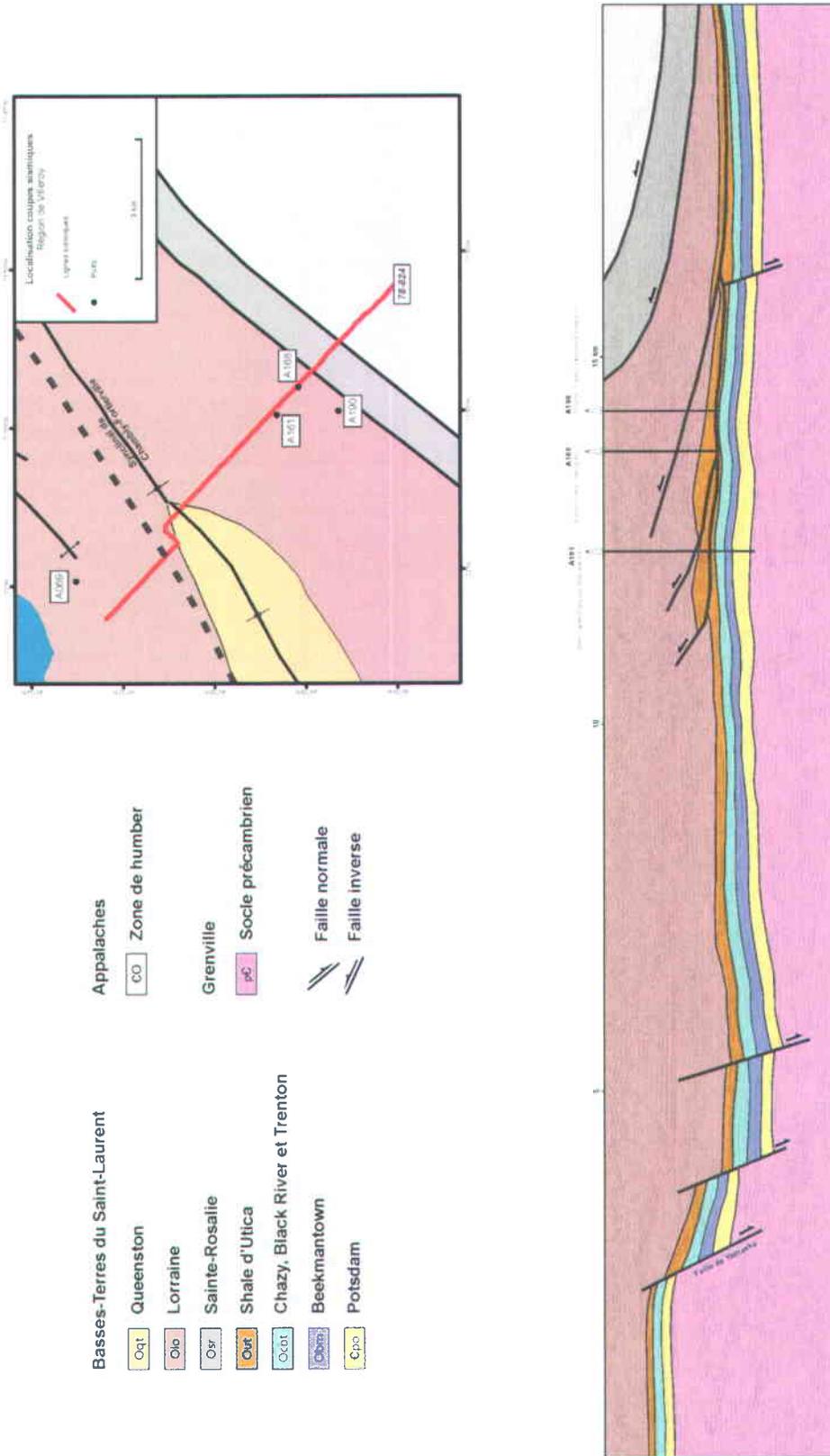


Figure 22 - Profil sismique interprété de la région de Villeroy.

3. Conclusion

Dans le sud du Québec, le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent est le bassin qui offre le plus grand potentiel pour la séquestration géologique du CO₂. Mise à part la région de Bécancour qui avait préalablement été identifiée comme site d'intérêt, deux autres sites potentiels pour la séquestration géologique du CO₂ ont été retenus : les régions de Nicolet et de Villerooy, toutes deux situées entre Québec et Montréal au sud du Fleuve Saint-Laurent. Les critères de sélection sont fonction : (1) d'une profondeur adéquate des couches réservoirs et couvertures se situant entre 850-3500 mètres; (2) de la proximité des grands émetteurs de CO₂; mais surtout (3) de la densité élevée de données géoscientifiques disponibles à l'intérieur du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent.

Le contexte géologique de la région de Nicolet s'apparente à celui de Bécancour et la quantité de données disponibles pour cette région y est beaucoup plus exhaustive que celle de Villerooy. En effet, la région de Nicolet renferme au total 16 puits d'exploration pétrolière et gazière (neuf pour Villerooy), dont sept traversent la séquence sédimentaire complète des Basses-Terres du Saint-Laurent et atteignent le socle précambrien du Grenville (un seul pour Villerooy).

Les grès du Covey Hill, formation à la base du Groupe de Potsdam, sont considérés comme les aquifères

salins ayant le meilleur potentiel pour le stockage géologique du CO₂. De plus, cette unité est présente à une profondeur supérieure à 800 mètres autant dans la région de Nicolet que de Villerooy, ce qui leur permet de rencontrer les critères minimaux de pression et de température pour y stocker du CO₂ dans un état supercritique. En effet, les grès du Covey Hill se retrouvent à 1300 mètres de profondeur dans la région de Nicolet et à 2500 mètres dans la région de Villerooy. De plus, la base de la roche couverture, soit le Shale d'Utica, se retrouve à une profondeur également supérieure à 800 mètres dans les deux cas, soit à 850 mètres dans la région de Nicolet et 2100 mètres dans la région de Villerooy.

La quantité de profils sismiques disponibles est le principal critère démarquant les régions de Nicolet et de Villerooy. Aucune donnée autre qu'en image TIFF n'est disponible pour la région de Villerooy, tandis que plusieurs données brutes et traitées sont disponibles dans la région de Nicolet.

Pour ces raisons, il est possible de faire une évaluation plus poussée de la région de Nicolet en faisant l'acquisition et le traitement de données sismiques brutes puis en évaluant le caractère pétrophysique des roches-réservoirs à l'aide des diagraphies, tandis qu'il est beaucoup plus difficile d'aller plus loin pour le cas de Villerooy sans travaux d'exploration supplémentaires, que ce soit l'acquisition de levés sismiques ou bien encore des forages.

Références

- Bachu, S. (2000) *Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change*. Energy Conversion and Management, **41** (9), 953-970. doi:10.1016/S0196-8904(99)00149-1
- Bachu, S. (2002) *Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: road map for site selection using the transform of the geological space into the CO₂ phase space*. Energy Conversion and Management, **43** (1), 87-102. doi:10.1016/S0196-8904(01)00009-7
- Bachu, S. (2003) Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. Environmental Geology, **44** (3), 277-289. doi:10.1007/s00254-003-0762-9.
- Bachu, S. (2008) CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment. Progress in Energy and Combustion Science, **34** (2), 254–273. doi:10.1016/j.peccs.2007.10.001
- Bachu, S. et Adams, J.J. (2003) *Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution*. Energy Conversion and Management, **44** (20), 3151-3175. doi:10.1016/S0196-8904(03)00101-8
- Bachu, S., Gunter, W.D. and Perkins, E.H. (1994) *Aquifer disposal of CO₂: Hydrodynamic and mineral trapping*. Energy Conversion and Management, **34** (4), 269-279. doi:10.1016/0196-8904(94)90060-4
- Bédard, K., Comeau, F.A. et Malo, M. (2011) *Évaluation du potentiel de séquestration géologique du CO₂ des bassins sédimentaires du sud du Québec*. Rapport INRSCO2-2011-V1.2, 25 pages.
- Bergman, P. D., et Winter E.M. (1995) *Disposal of carbon dioxide in aquifers in the U.S.* Energy Conversion and Management, **36** (6-9), 523-526. doi:10.1016/0196-8904(95)00058-L
- Castonguay, S., Dietrich, J., Lavoie, D. et Laliberté, JY. (2010) *Structure and petroleum plays of the St. Lawrence Platform and Appalachians in southern Quebec: insights from interpretation of MRNQ seismic reflection data*. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, **58** (3), 219-234. doi:10.2113/gscpgbull.58.3.219
- Cawood, P.A., McCausland, P.J.A. et Dunning, G.R. (2001) *Opening Iapetus: constraints from the Laurentian margin in Newfoundland*. Geological Society of America Bulletin, **113** (4), 443–453. doi:10.1130/0016-7606(2001)113<0443:OICFTL>2.0.CO;2
- Comeau, F.-A., Kirkwood, D., Malo, M., Asselin, E. et Bertrand R. (2004) *Taconian mélanges in the parautochthonous zone of the Quebec Appalachians revisited: implications for foreland basin and thrust belt evolution*. Canadian Journal of Earth Sciences, **41** (12), 1473–1490. doi:10.1139/e04-083
- Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO2CRC) (2008) *Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Projects*. Cooperative Research Center for Greenhouse Gas Technologies. Canberra, Australie. 52 pages.
- Core Laboratories (1979) *Caprock Analysis - Soquip Nicolet No 2 Well*. Rapport Sigpeg # 1978OA188-12, 6 pages.
- Ennis-King, J.P. et Paterson, L. (2003) *Role of convective mixing in the long-term storage of carbon dioxide in deep saline formations*. Présenté à la Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 5–8 October 2003, SPE paper no.84344. doi:10.2118/84344-MS
- Gibson-Poole, C.M., Svendsen, L., Underschultz, J., Watson, M.N., Ennis-King, J., van Ruth, P.J., Nelson, E.J., Daniel, R.F. et Cinar, Y. (2008) *Site characterisation of a basin-scale CO₂ geological storage system: Gippsland Basin, southeast Australia*. Environmental Geology, **54** (8), 1583-1606. doi:10.1007/s00254-007-0941-1
- Globensky, Y. (1987) *Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent*. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec. MM 85-02. 63 pages.
- Hibbard, J.P., van Staal, C.R. et Rankin, D.W. (2007) *A comparative analysis of pre-Silurian crustal building blocks of the northern and the southern Appalachian orogen*. American Journal of Science, **307**, 23–45. doi:10.2475/01.2007.02
- Hitchon, B., Gunter, W.D., Gentzis, T. et Bailey, R.T. (1999) *Sedimentary basins and greenhouse gases: a serendipitous association*. Energy Conversion & Management, **40**, 835-843. doi:10.1016/S0196-8904(98)00146-0
- Hofmann, H.J. (1972) *Stratigraphie de la région de Montréal*. Livret-guide, 24e Congrès géologique international, Excursion B-03; 32 pages.
- Holloway, S.H., and Savage, D. (1993) *The potential for aquifer disposal of carbon dioxide in the U.K.*

- Energy Conversion and Management, **34** (9-11), 925-932. doi:10.1016/0196-8904(93)90038-C
- Institut national de recherche scientifique, Groupe Pétrole (INRS-Pétrole) (1979) *Rapport sur les possibilités de stockage de gaz naturel dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent*. Ministère de l'Énergie et des Ressources, rapport DP-669, 114 pages.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2005) *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge University Press. Cambridge, UK and New York, USA. 442 pages.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2007) *Climate Change 2007: Synthesis Report*. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 104 pp.
- International Energy Agency (IEA) (2008) *CO₂ capture and storage - A key carbon abatement option*. IEA/OECD. Paris, France. 261 pages.
- Konstantinovskaya, E.A., Rodriguez, D., Kirkwood, D., Harris, L.B., et Thériault, R. (2009) *Effects of basement structure, sedimentation and erosion on thrust wedge geometry: an example from the Quebec Appalachians and analogue models*. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, **57** (1), 34–62. doi:10.2113/gscpgbull.57.1.34
- Konstantinovskaya E., Claproud M., Duchesne M., Giroux, B., Malo M., et Lefebvre R. (2010). *Le potentiel de stockage du CO₂ expérimental dans les aquifères salins profonds de Bécancour : Partie I, Analyse des diagraphies et des profils sismiques*. Rapport INRSCO2-2010-V2.1., 59 p.
- Lavoie, D. (1994) *Diachronous tectonic collapse of the Ordovician continental margin, Eastern Canada; comparison between the Quebec Reentrant and St. Lawrence Promontory*. Canadian Journal of Earth Sciences, **31**, 1309-1319. doi:10.1139/e94-113
- Lavoie, D., Burden, E. et Lebel, D. (2003) *Stratigraphic framework for the Cambrian–Ordovician rift and passive margin successions from southern Quebec to western Newfoundland*. Canadian Journal of Earth Sciences, **40** (2), 177-205. doi:10.1139/E02-078
- Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P., Castonguay, S., Hamblin, A.P. et Giles, P. (2009) *Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada*. Commission géologique du Canada. Dossier public 6174.
- Lemieux, J.M. (2011) *Review: The potential impact of underground geological storage of carbon dioxide in deep saline aquifers on shallow groundwater resources*. Hydrogeology Journal, **19** (4), 757-778. doi:10.1007/s10040-011-0715-4
- Lemieux, Y., Tremblay, A. et Lavoie, D. (2003) *Structural analysis of supracrustal faults in Charlevoix area, Quebec: relation to impact cratering and the St-Laurent fault system*. Canadian Journal of Earth Sciences, **40** (2), 221-235. doi:10.1139/E02-046
- Rankin, D. (1976) *Appalachian salients and recesses: Late Precambrian continental breakup and the opening of the Iapetus Ocean*. Journal Geophysical Research, **81** (32), 5605–5619. doi :10.1029/JB081i032p05605
- Salad Hersi, O., Lavoie, D. et Nowlan, G.S. (2003) *Reappraisal of the Beekmantown Group sedimentology and stratigraphy, Montreal area, southwestern Quebec: implications for understanding the depositional evolution of the Lower-Middle Ordovician Laurentian passive margin of eastern Canada*. Canadian Journal of Earth Sciences, **40** (2), 149-176. doi:10.1139/E02-077
- Séjourné, S., Dietrich, J. et Malo, M. (2003) *Seismic characterization of the structural front of southern Quebec Appalachians*. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, **51** (1), 29-44. doi:10.2113/51.1.29
- St-Julien, P. et Hubert, C. (1975) *Evolution of the Taconian Orogen in the Quebec Appalachians*. American Journal of Science, **275-A**, 337–362.
- Thomas, W.A. (2006) *Tectonic inheritance at a continental margin*. GSA Today, **16** (2), 4–11.
- Tran Ngoc, T.D., Konstantinovskaya, E., Lefebvre, R., Malo, M., et Massé, L. (2011) *Geotechnical characterization of deep saline aquifers for CO₂ geological storage in the Bécancour region, Québec, Canada*. International conference GEOTEC HANOI 2011 Geotechnics for Sustainable Development, Phung D. L. (Edt), Construction Publishing House, Ha Noi, 623 – 632. ISBN 978-604-82-000-8
- van der Meer, L.G.H. (1992) *Investigations regarding the storage of carbon dioxide in aquifers in the Netherlands*. Energy Conversion and Management, **33** (5-8), 611-618. doi:10.1016/0196-8904(92)90063-3

Annexe 1

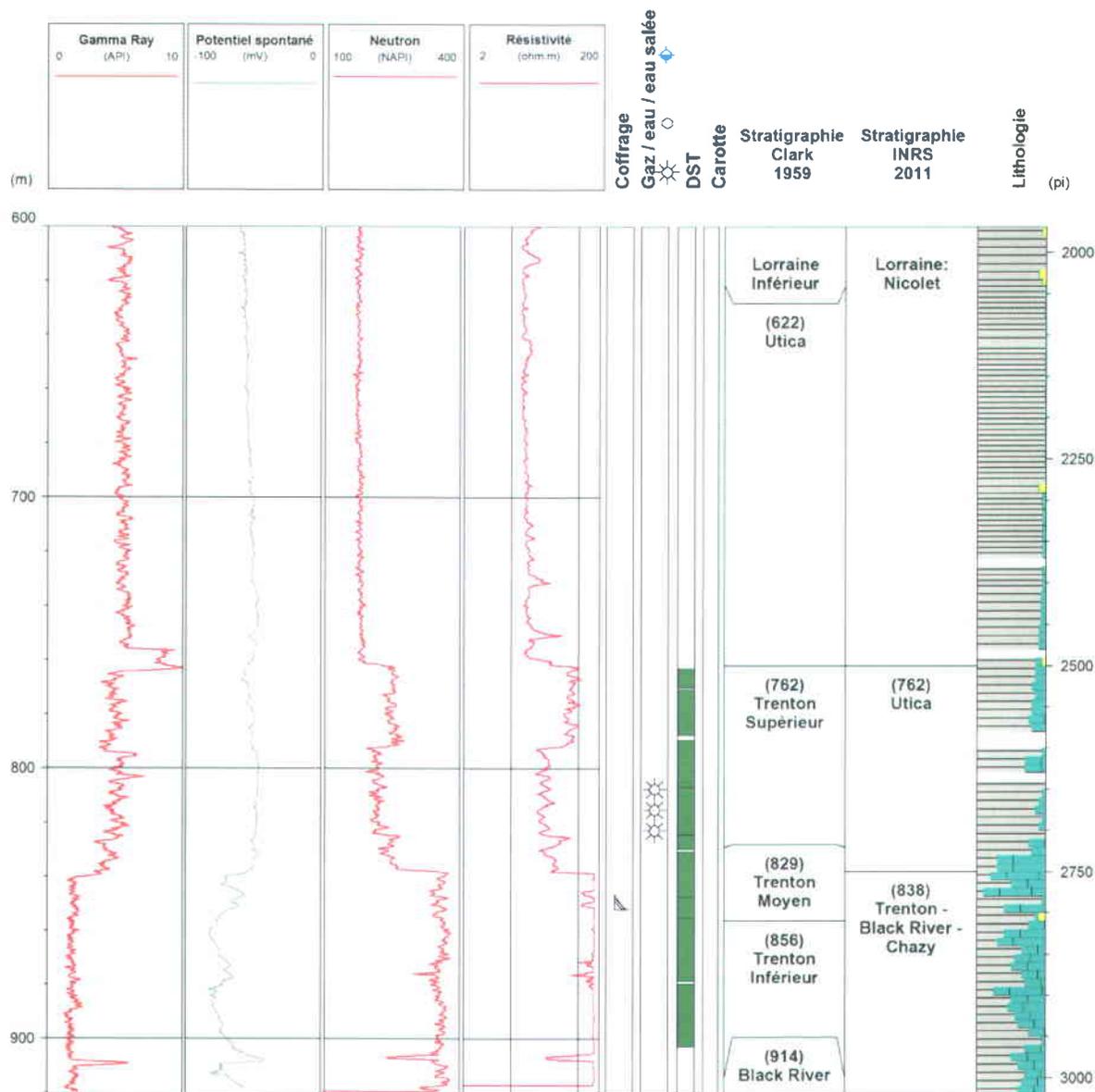
Logs composites des puits de la région de Nicolet

A063 - Laduboro No 3, La Baie Yamaska

Profondeur totale : 920,5 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 8,5 / 5,5 m

Année de forage : 1959

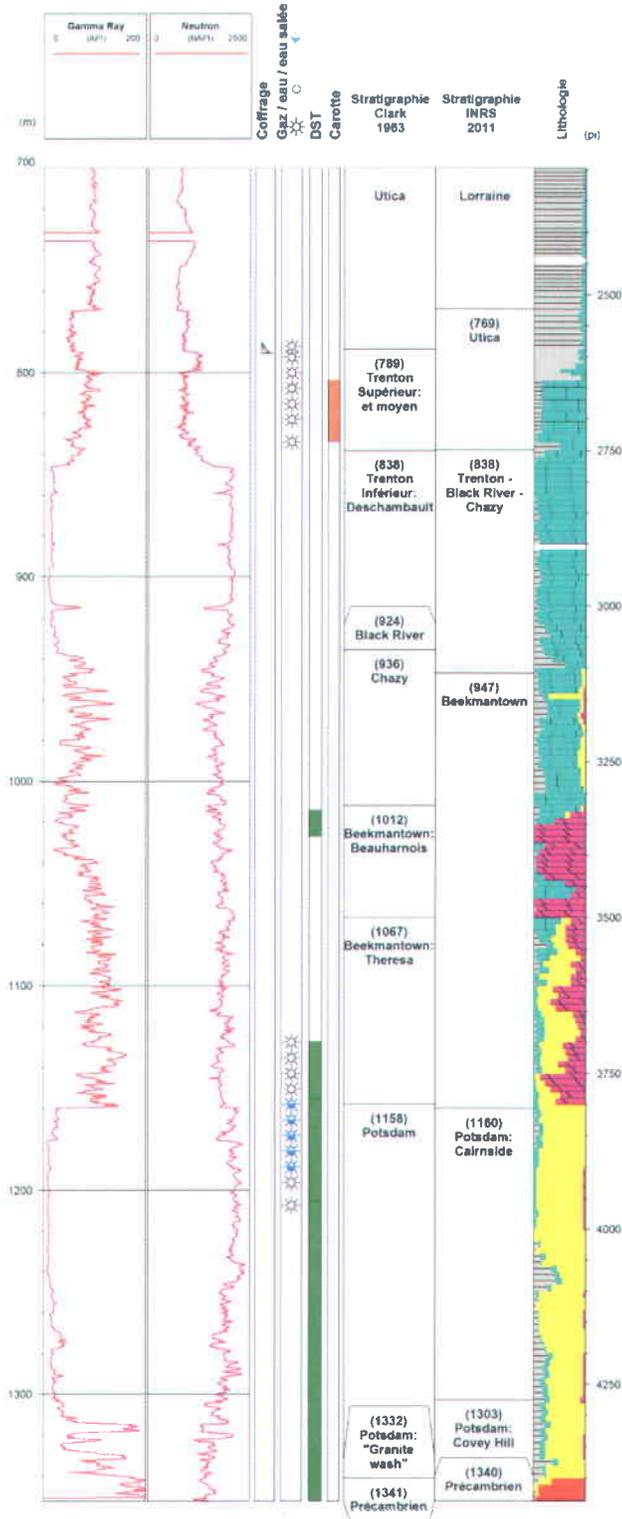


A065 - Laduboro No 5, La Baie Yamaska

Profondeur totale : 1352,4 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 10,1 / 6,1 m

Année de forage : 1962-1963

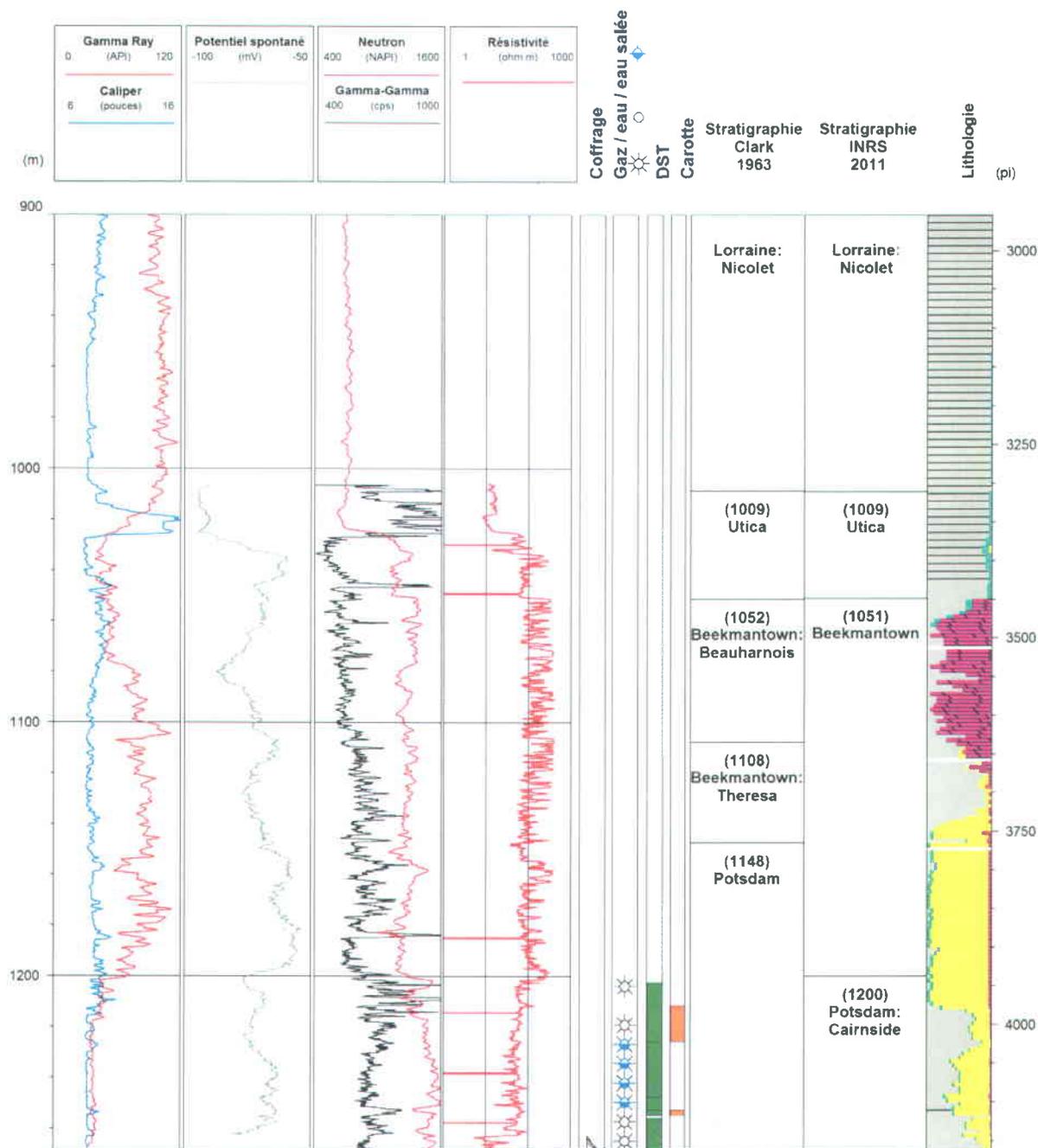


A125 - Laduboro C.I.G. No 1, Nicolet

Profondeur totale : 1269,2 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 30,5 / 27,1 m

Année du forage : 1963

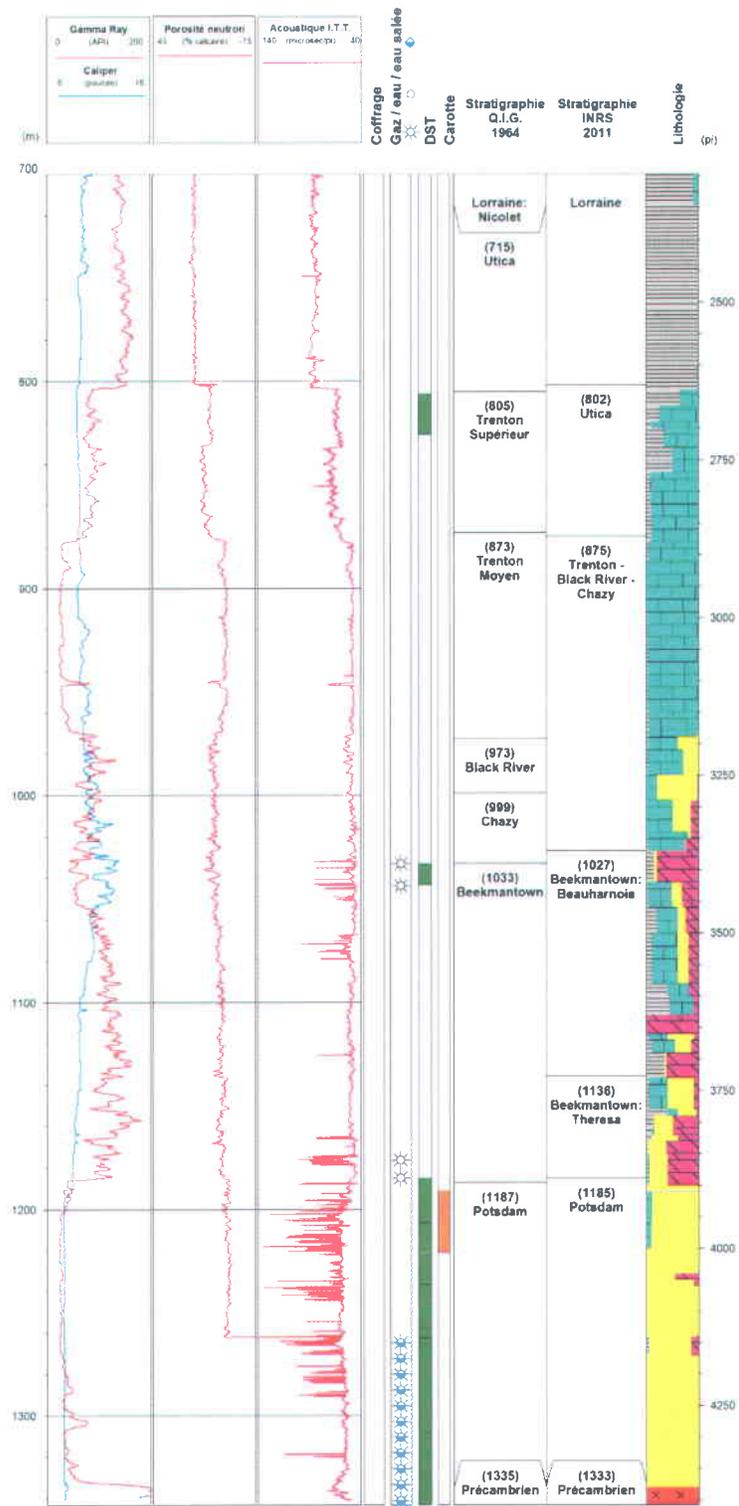


A126 - Laduboro Q.I.G. et al. No 1, Yamaska

Profondeur totale : 1343,3 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 33,2 / 29,3 m

Année de forage : 1963

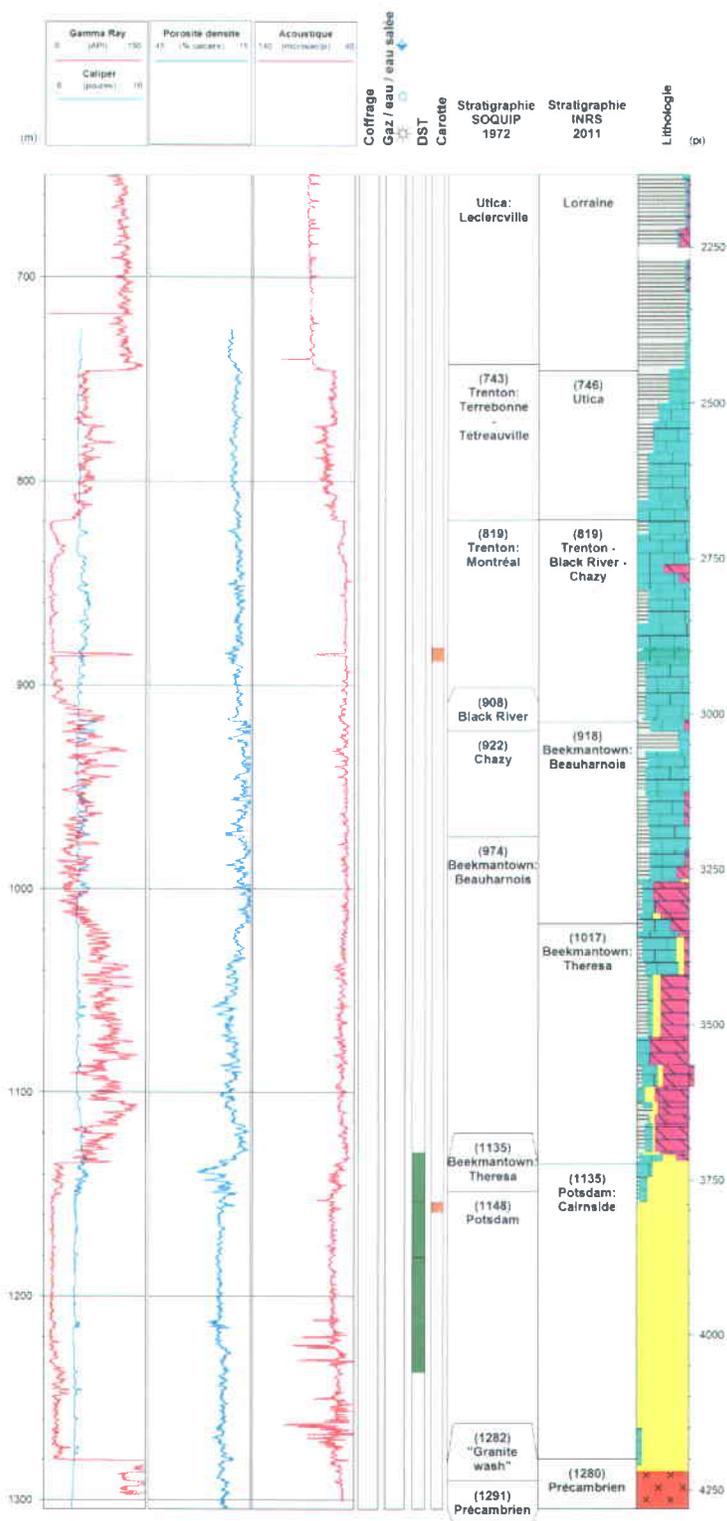


A159 - SOQUIP Laduboro, Baieville No 1

Profondeur totale : 1304,5 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 12,8 / 9,1 m

Année de forage : 1971

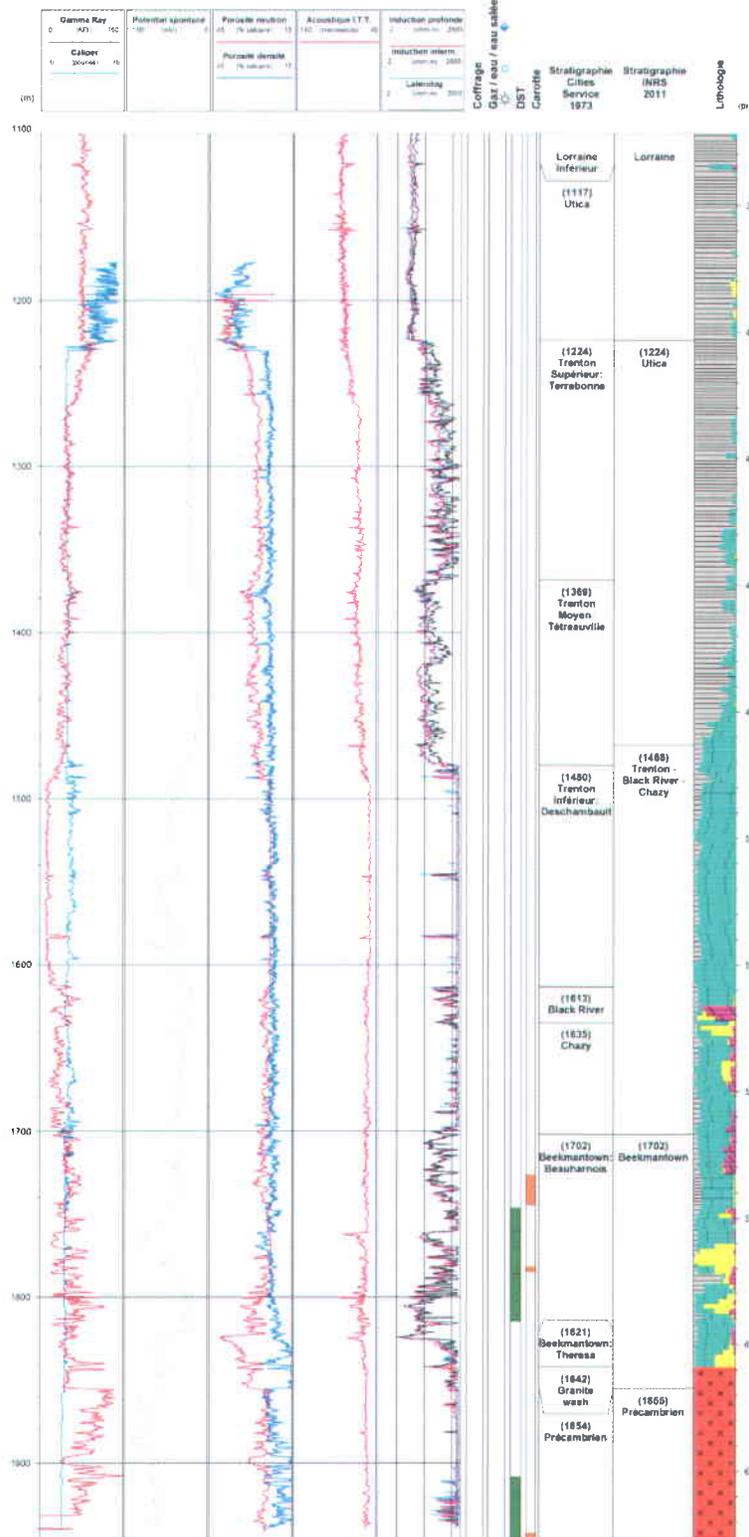


A165 - C.S. SOQUIP Laduboro, Nicolet No 1

Profondeur totale : 1946,8 m

Élévation du KB / sol (pimer) : 41,5 / 35,4 m

Année de forage : 1972

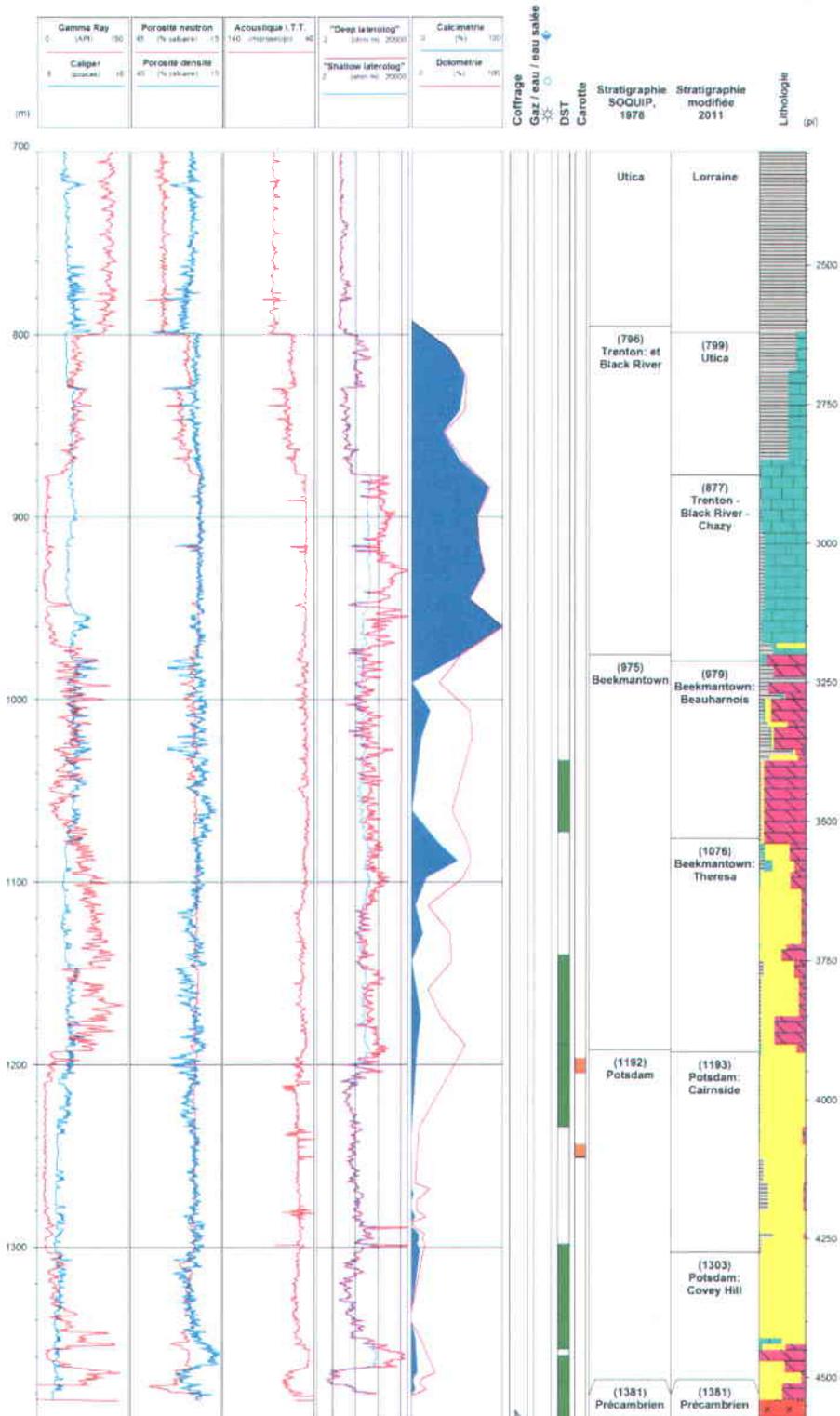


A186 - SOQUIP, Nicolet No 1

Profondeur totale : 1393,6 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 29,3 / 24,4 m

Année de forage : 1977

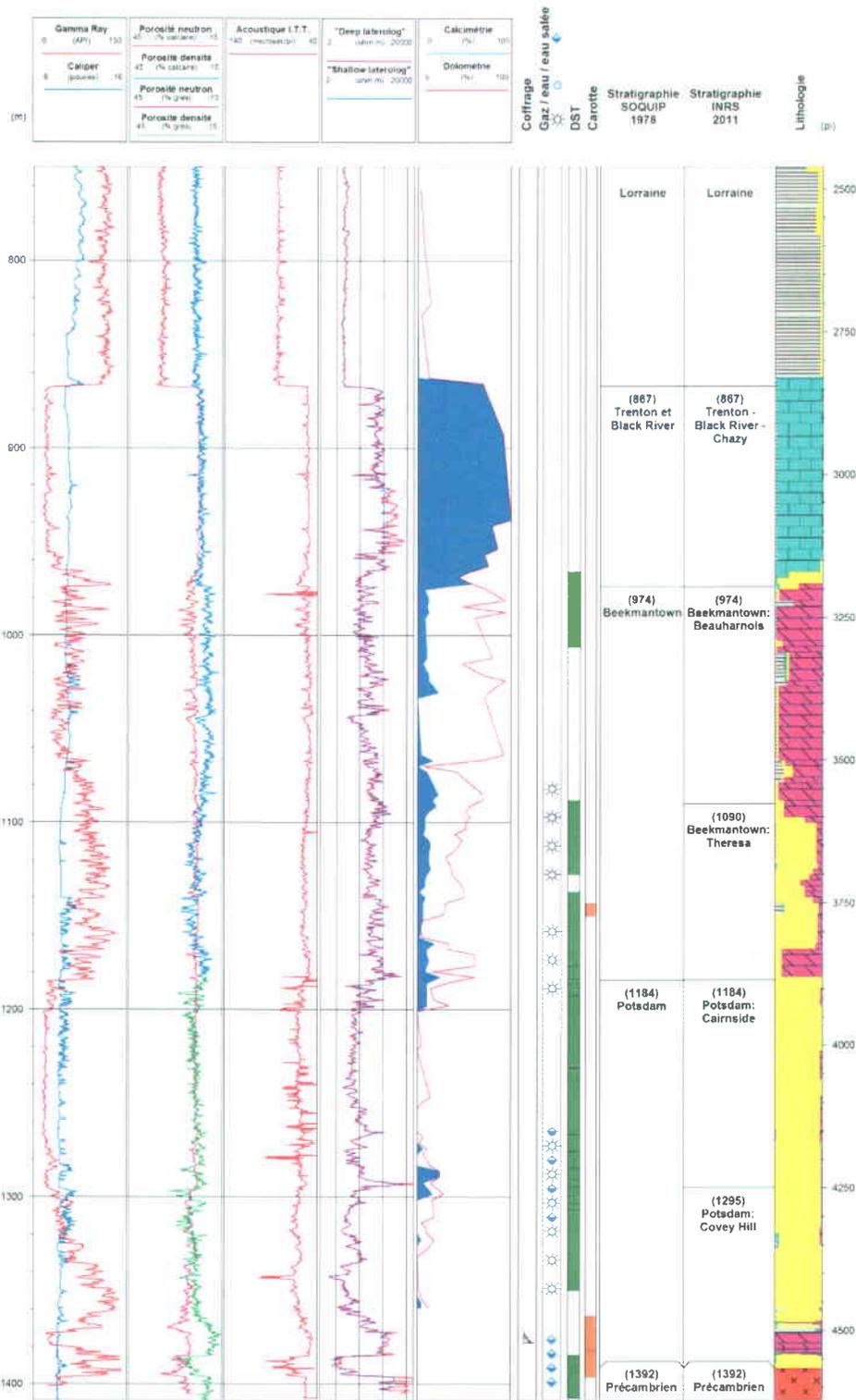


A188 - SOQUIP, Nicolet No 2

Profondeur totale : 1409,1 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 30,2 / 25,3 m

Année de forage : 1978

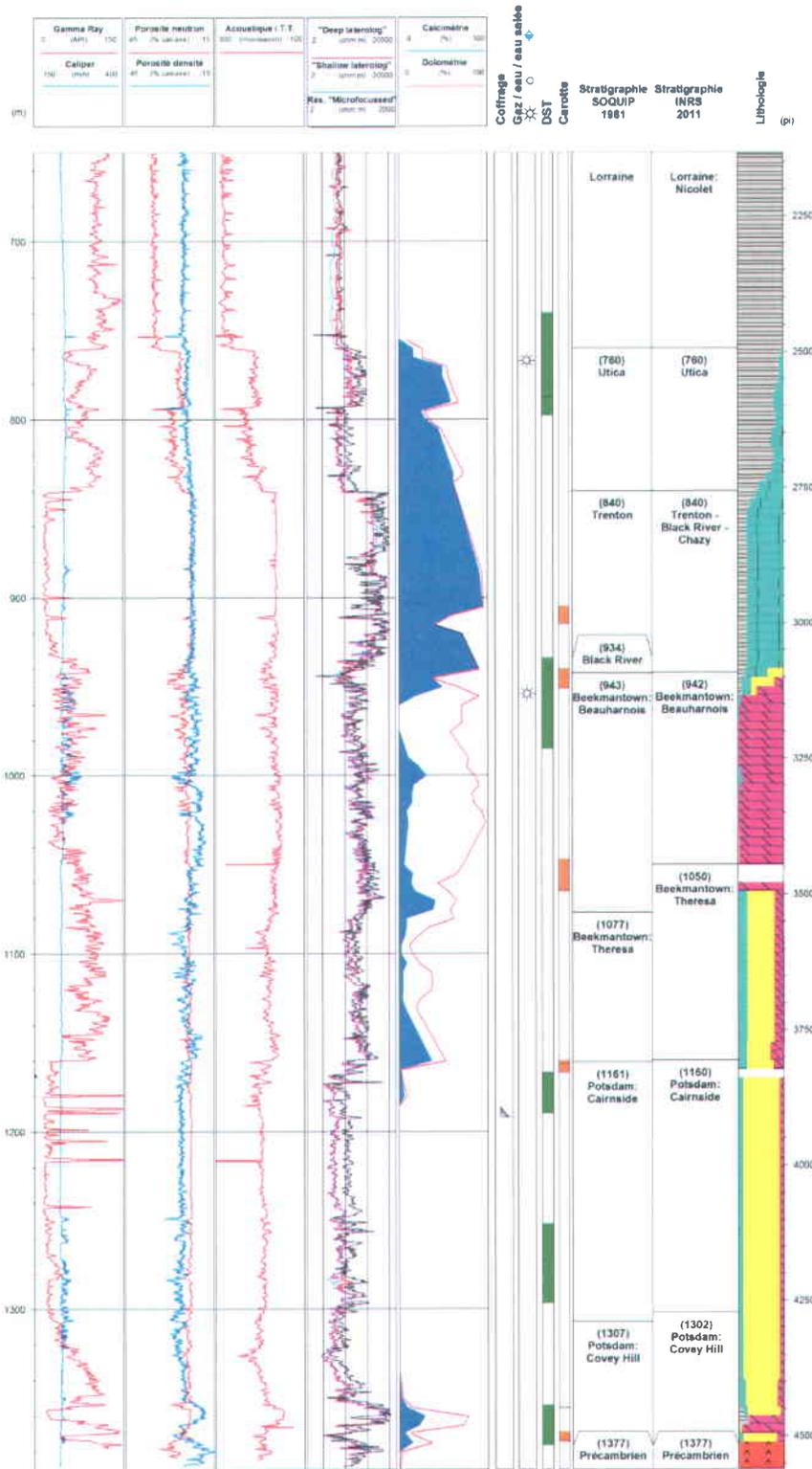


A197 - Texaco SOQUIP, Baieville No 1 Yamaska

Profondeur totale : 1390,0 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 10,0 / 6,0 m

Année de forage : 1980

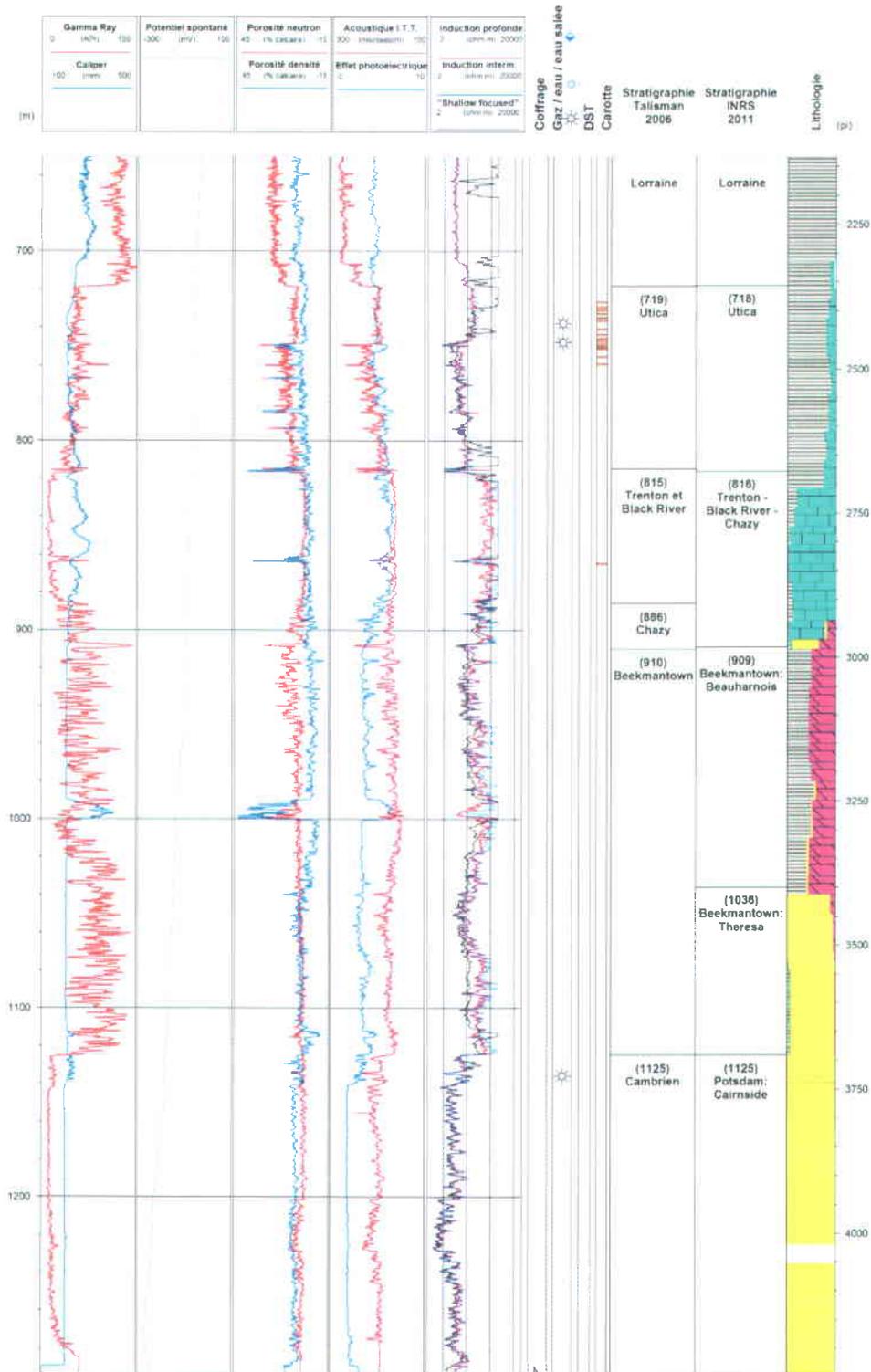


A248 - Talisman Energy, St-François-du-Lac No1

Profondeur totale : 1294,0 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 13,5 / 9,0 m

Année de forage : 2006

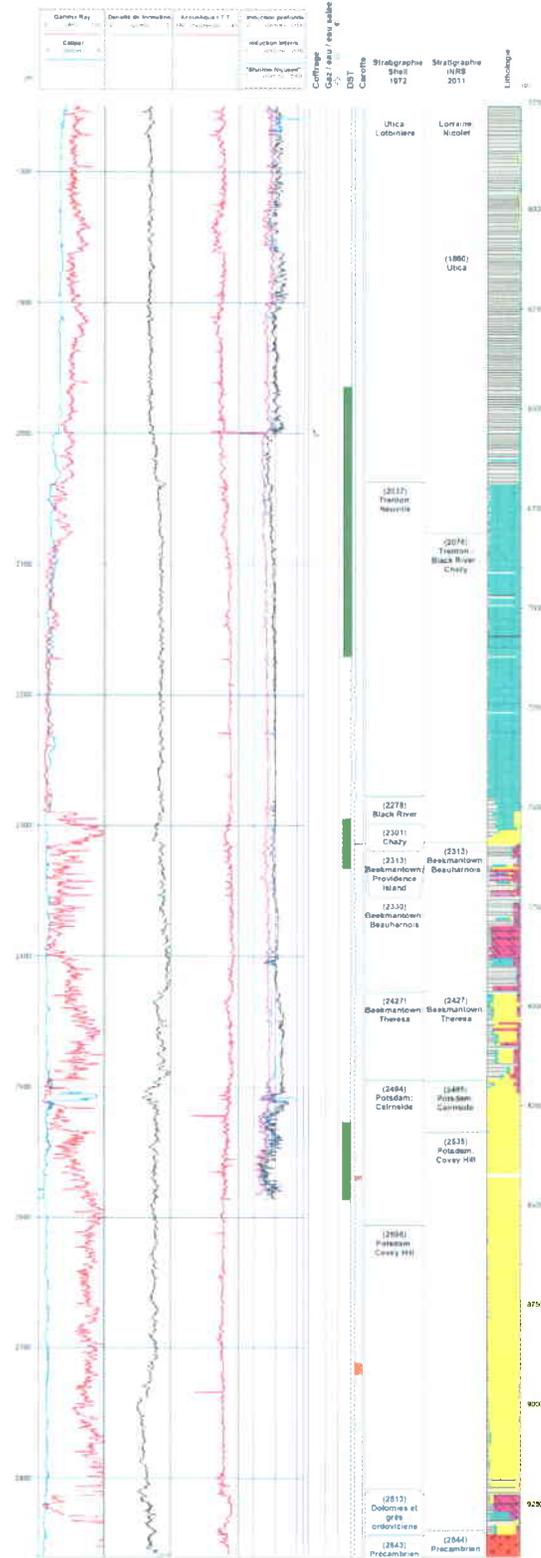


Annexe 2

Logs composites des puits de la région de Villeroy

A161 - Shell, Sainte-Françoise-Romaine No 1

Profondeur totale 2860,5 m
 Élévation du KB / sol (primer) 91,1 / 85,6 m
 Année de forage 1971

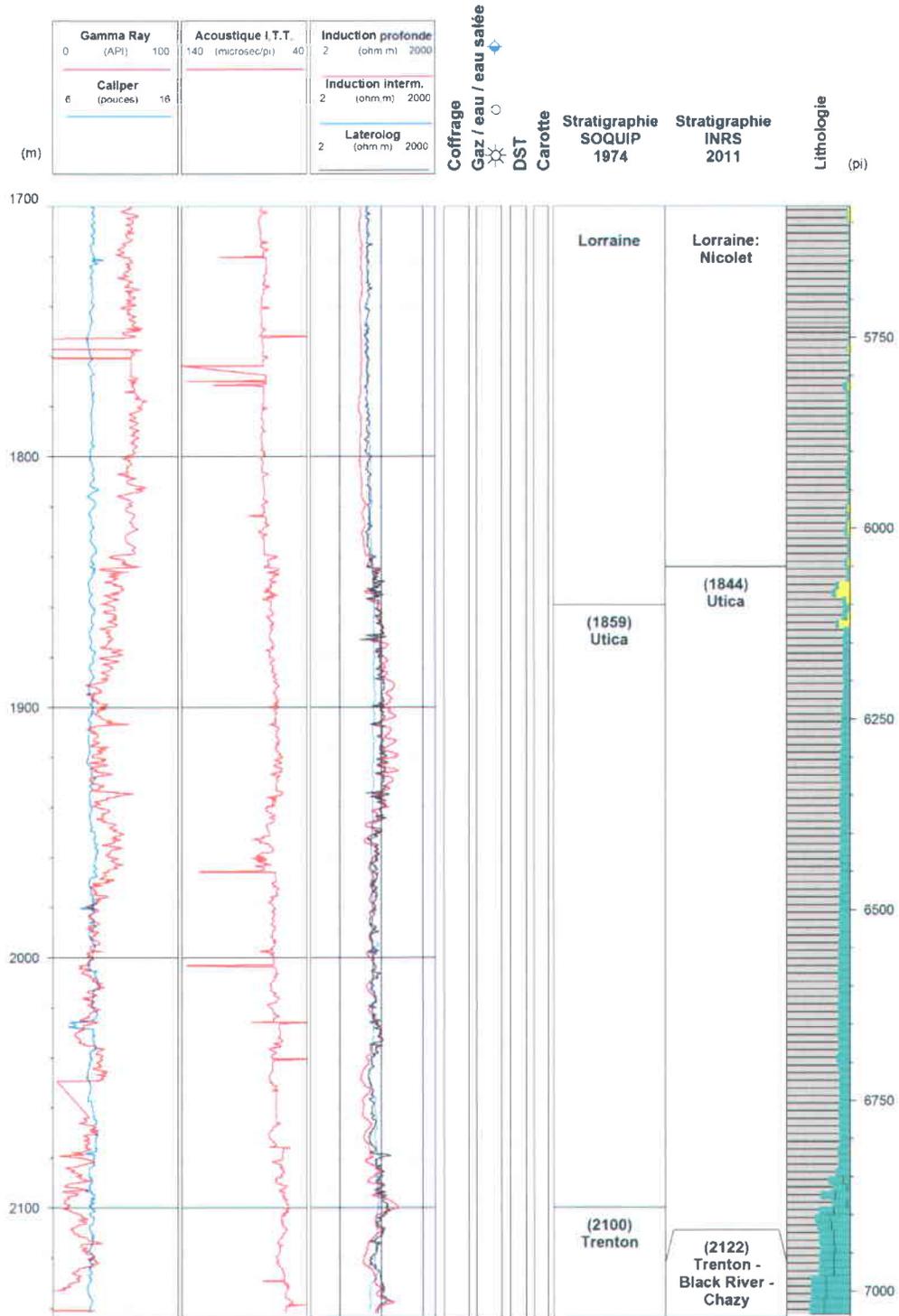


A168 - SOQUIP Shell, Villeroy No 1

Profondeur totale : 2144,3 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 103,0 / 97,8 m

Année de forage : 1973

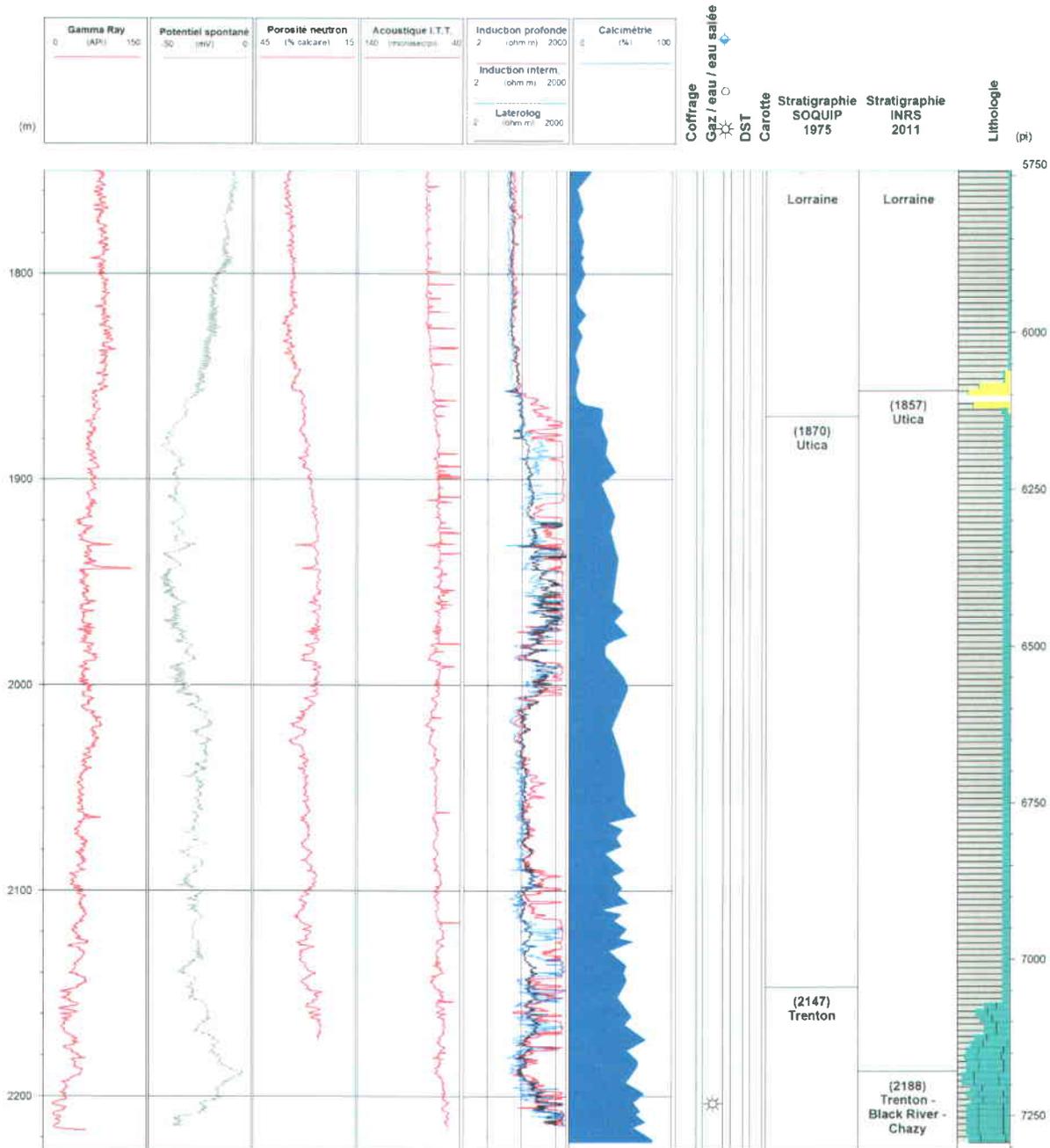


A173 - SOQUIP et al., Villeroy No 2

Profondeur totale : 2227,2 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 100,5 / 96,2 m

Année de forage : 1974

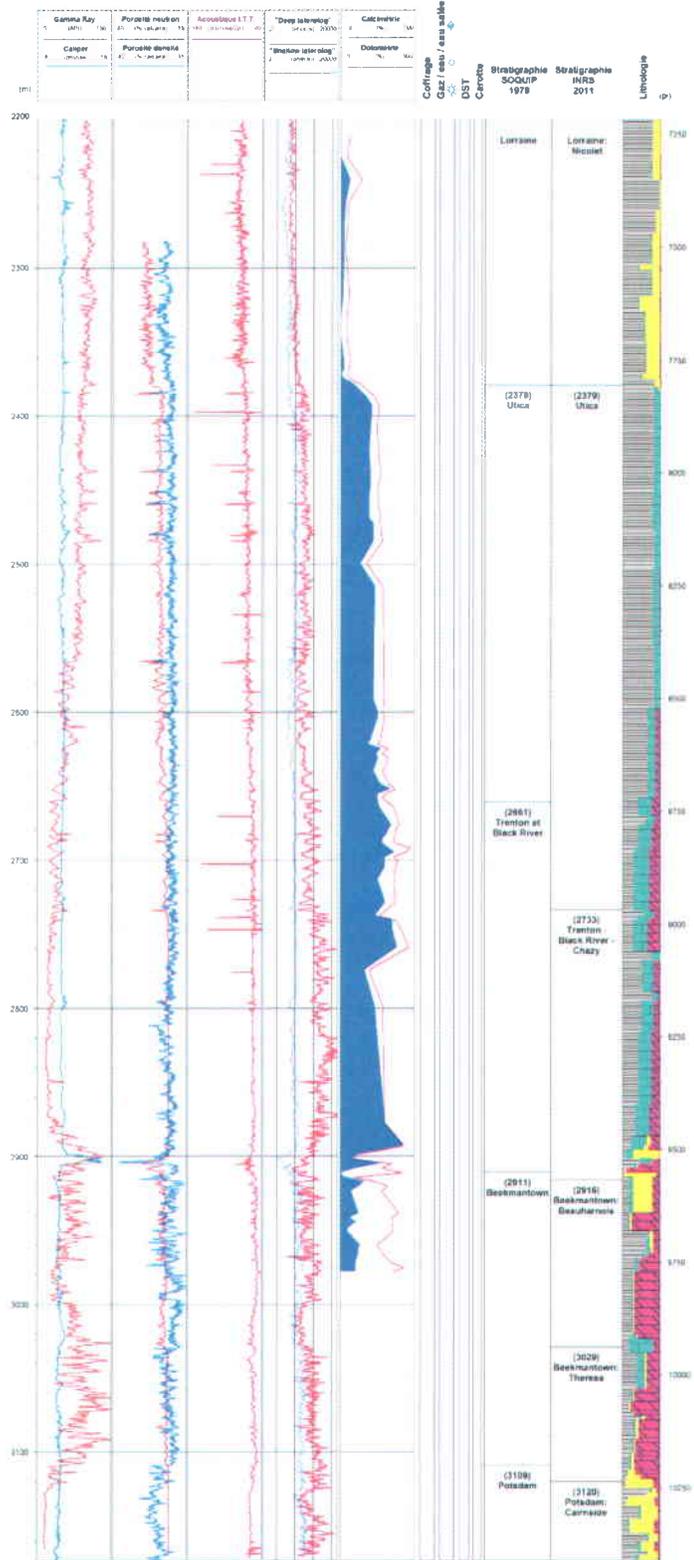


A187 - SOQUIP et al., Du Chêne No 1 (Villeroiy)

Profondeur totale : 3173,9 m

Élévation du KB / sol (piéger) : 130,1 / 125,0

Année de forage : 1978



A190 - SOQUIP, Sainte-Françoise-Romaine No 1

Profondeur totale : 2174,0 m

Élévation du KB / sol (p/mer) : 111,0 / 106,0 m

Année de forage : 1978

