

SÉQUESTRATION GÉOLOGIQUE DU CO₂
CHAIRE DE RECHERCHE

INRS
l'innovation pour l'environnement



**Le potentiel de stockage expérimental du CO₂
dans les aquifères salins profonds de Bécancour : Partie II
Évaluation de la porosité effective et de l'épaisseur productive nette**

RAPPORT INRSCO2-2011-V2.5

par

**Elena Konstantinovskaya
Tien Dung Tran Ngoc
René Lefebvre
et
Michel Malo**

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

2011 – Québec

R-1266

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

Préambule

Le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) du Québec 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 permettent d'explorer les principales options de séquestration géologique du CO₂ au Québec. Les objectifs principaux des travaux de la chaire 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 du CO₂ au Québec; 3) compiler les travaux réalisés ailleurs dans le monde sur la technologie du CSC; 4) caractériser les propriétés géologiques et géophysiques des réservoirs potentiels; 5) évaluer leur capacité de stockage; 6) choisir des sites potentiels pour réaliser des essais d'injection du 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 (de tels essais vont nécessiter l'utilisation d'autres ressources financières que celles dont dispose la chaire). En marge de l'atteinte des objectifs de la chaire, des travaux complémentaires portent sur l'évaluation des enjeux socio-économiques de l'implantation de la technologie du CSC au Québec (lois, sécurité, etc.) et sur des études technico-économiques pour l'implantation d'une usine pilote de captage et d'injection du CO₂.

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

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

Le présent rapport documente des travaux réalisés dans le cadre du volet de recherche Caractérisation. Ces travaux ont porté sur l'estimation de la porosité effective et l'épaisseur productive nette (*net pay*) des unités géologiques de la succession sédimentaire de la plate-forme du Saint-Laurent retrouvée dans la région de Bécancour. Cette région présente un intérêt particulier parce qu'elle pourrait faire l'objet d'un éventuel test-pilote d'injection du CO₂. Les travaux documentés dans ce rapport sont prérequis à la réalisation d'un test-pilote parce qu'ils permettront d'évaluer le potentiel de séquestration (capacité de stockage) du CO₂ dans les unités géologiques de la région de Bécancour.

Sommaire

Des aquifères salins profonds sont identifiés à plusieurs niveaux stratigraphiques dans la région de Bécancour: les calcaires du Groupe de Trenton, les grès dolomitiques du Groupe de Beekmantown (Formation Theresa) et les grès quartzeux du Groupe de Potsdam (Formations Cairnside et Covey Hill). Ces aquifères sont situés à une profondeur moyenne allant de 795 m à 1224 m. Des aquifères salins plus profonds (2341-2346 m) sont également présents dans les grès quartzeux du Potsdam au sud-est de Bécancour. Le but de cette étude est de caractériser les aquifères salins profonds de la région de Bécancour pour mieux juger de leur aptitude à être utilisés pour la séquestration géologique du CO₂. Cette aptitude va être en partie contrôlée par la présence dans les aquifères salins d'intervalles poreux et perméables continus, permettant ainsi l'injection et le stockage du CO₂. Les travaux documentés dans ce rapport ont donc porté sur la localisation des niveaux stratigraphiques possédant une porosité effective élevée et sur la détermination de l'épaisseur nette (*net pay*) et de l'étendue latérale des intervalles productifs (perméables) dans la succession sédimentaire paléozoïque de la plate-forme du St-Laurent dans la région de Bécancour.

Pour identifier les intervalles perméables dans chaque unité géologique, des relations ont été établies entre la porosité et la perméabilité mesurées en laboratoire sur les échantillons (*plugs*) provenant des carottes prélevées lors des forages pétroliers réalisés dans la région de Bécancour. Un seuil minimal de perméabilité de 0,1 mD (milli Darcy) a été sélectionné pour définir les intervalles productifs (*net pay*) des aquifères salins. Spécifiquement pour chaque unité géologique, des relations entre la porosité et la perméabilité ont ainsi permis d'établir un seuil minimal de porosité (*porosity cut off*) correspondant à une perméabilité de 0,1 mD. Les porosités effectives calculées à l'aide des diagraphies disponibles pour les forages pétroliers de la région de Bécancour ont ensuite été utilisées pour identifier et compiler les épaisseurs des intervalles productifs (*net pay*) de chaque aquifère salin (unité géologique) dans ces forages, où les porosités effectives excèdent le seuil minimal de porosité. La continuité latérale des intervalles productifs entre les forages a été évaluée en comparant les puits entre eux, ainsi qu'à partir des pressions des fluides mesurées dans les forages pétroliers.

Les travaux ont montré que les épaisseurs nettes des intervalles productifs (*net pay*) sont plus importantes dans les grès du Groupe de Potsdam, particulièrement dans les grès de la Formation Covey Hill (187.5 m). Les grès de Covey Hill ont aussi les porosités effectives les plus importantes (6%) ainsi que des perméabilités de la matrice plus élevées (0.26 mD). De plus, les intervalles productifs (*net pay*) sont reconnaissables dans les grès de Cairnside et de Covey Hill de tous les forages qui traversent les formations sur les flancs nord-ouest et sud-est de la faille de Yamaska dans la région de Bécancour. Ceci indique que les intervalles perméables sont probablement continus dans les grès de Potsdam. L'étude des gradients de pression hydrostatique des fluides montre cependant l'existence de deux réservoirs séparés : un réservoir sud-ouest qui est surpressurisé et un réservoir nord-est. Dans la région de Bécancour, les grès de Covey Hill sont donc considérés comme les aquifères salins ayant le meilleur potentiel d'utilisation pour la séquestration géologique du CO₂. Les autres unités sont peu susceptibles d'être utilisées pour la séquestration.

TABLE DES MATIÈRES

Préambule	iii
Sommaire	v
1. Introduction	9
2. Méthodologie.....	11
3. Résultats obtenus	11
3.1. Seuil minimal de porosité (<i>cut off</i>)	11
3.2. La porosité effective	13
3.3. La perméabilité	14
3.4. Les intervalles productifs (<i>net pay</i>) et volume total de pores	14
3.5. La structure régionale	17
3.6. Continuité latérale des intervalles productifs (<i>net pay</i>) et le gradient hydrostatique.....	19
4. Discussion	22
5. Conclusions	24
6. Remerciements.....	26
7. Références	27
ANNEXES.....	28
Annexe 1. Noms et coordonnées des puits de la région de Bécancour.....	29
Annexe 2. Étendue latérale des intervalles productifs (<i>net pay</i>) dans les grès du Covey Hill de la région de Bécancour	30
Annexe 3. Étendue latérale des intervalles productifs (<i>net pay</i>) dans les grès du Cairnside de la région de Bécancour	32
Annexe 4. Étendue latérale des intervalles productifs (<i>net pay</i>) dans les grès du Theresa de la région de Bécancour	34
Annexe 5. Étendue latérale des intervalles productifs (<i>net pay</i>) dans les dolomies du Beauharnois de la région de Bécancour.....	36
Annexe 6. Étendue latérale des intervalles productifs (<i>net pay</i>) dans les calcaires et calcaires gréseux du Chazy-Black River de la région de Bécancour	39
Annexe 7. Étendue latérale des intervalles productifs (<i>net pay</i>) dans les calcaires du Trenton de la région de Bécancour.....	42

Annexe 8. Les profondeurs (m) des toits du Cairnside et du Covey Hill et des intervalles productifs avec une porosité effective élevée dans ces formations.	45
Annexe 9. Les résultats des analyses des essais aux tiges (DST) parFEKETE, Calgary, Alberta	46

1. Introduction

Les aquifères salins profonds de la région de Bécancour contiennent de la saumure qui est exploitée par Junex et utilisée comme un produit déglaçant et abat-poussière depuis 2001-2002. Les résultats des essais de productivité prolongée aux puits de Bécancour ont permis de démontrer que les puits de la région sont en mesure de soutenir une production continue de saumure (<http://www.junex.ca/fr/storage/solnat.php>). Cela dit, les niveaux des aquifères salins qui produisent la saumure sont probablement présents dans différentes unités géologiques.

Les trois sites de production de saumure naturelle opérés présentement par Junex dans la région de Bécancour ont une capacité de production annuelle combinée de plus de 25 millions de litres de saumure, tel qu'indiqué au tableau suivant :

Tableau 1. Puits producteurs de saumure (brut), d'après Junex 2010 (<http://www.junex.ca/fr/storage/production-plants.php>)

Nom de puits	Capacité production par jour (l)	Capacité * production annuelle (l)
Husky-Bruyère No 1	11 000	3 300 000
Soquip Pétrofina Bécancour No2	50 000	15 000 000
Junex Bécancour No 3	30 000	9 000 000
Total	91 000	27 300 000

* basée sur 300 jours

On distingue trois niveaux stratigraphiques « producteurs » de saumure : les calcaires du Groupe de Trenton, les grès dolomitiques du Groupe de Beekmantown (Formation de Theresa) et les grès quartzeux du Groupe de Potsdam (Formation de Cairnside).

En outre, la région de Bécancour est caractérisée par l'existence probable de structures fermées au niveau des Grès Ordoviciens du St-Laurent (base du Trenton) et par la présence d'une couverture efficace et des niveaux réservoirs à bonnes caractéristiques pétrophysiques, tel que mentionné dans le rapport favorable de Géostock sur le projet de stockage souterrain de gaz naturel dans la région fait pour Junex en 2003 (<http://www.junex.ca/fr/storage/natural-gas.php>).

L'analyse des pressions et des écoulements lors des essais aux tiges (*drill stem tests*, DST) et des autres essais de production, combinée à l'interprétation des données de porosité et de perméabilité mesurées sur les carottes dans la région de Bécancour pourrait aider à mettre en évidence tous les niveaux stratigraphiques de roches réservoirs qui ne sont pas en production de saumure dans la région pour localiser et évaluer l'étendue latérale de zones productives nettes (*net pay*).

Dans le cadre de notre projet, les données de DST dans les puits de la région de Bécancour ont été récemment ré-analysées par FEKETE, Calgary, Alberta (Brunner *et al.*, 2010). Les résultats obtenus ont permis d'obtenir la perméabilité, le coefficient de dommage de la paroi du forage (*skin factor*) et les pressions du réservoir dans les différentes unités stratigraphiques des 5 puits de la région (Fig. 1, Tableau 2, Annexe 9).

Cependant, le seuil minimal de porosité (*porosity cut off*) utilisé pour définir les intervalles assez perméables pour être productifs (*net pay*) qui ont été utilisés dans l'étude de FEKETE n'avaient pas été validés par rapport aux différentes unités géologiques dans la région de Bécancour, ce qui n'a pas permis d'obtenir des valeurs d'épaisseur des intervalles productifs (*net pay*) représentatives.

Le but de la présente étude est de caractériser les aquifères salins profonds de la région de Bécancour pour mieux juger de leur aptitude à être utilisés pour la séquestration géologique du CO₂. Cette aptitude va être en partie contrôlée par la présence dans les aquifères salins d'intervalles poreux et perméables continus, permettant ainsi l'injection et le stockage du CO₂. Les travaux documentés dans ce rapport ont donc porté sur la localisation des niveaux stratigraphiques possédant une porosité effective élevée et sur la détermination de l'épaisseur nette (*net pay*) et de l'étendue latérale des intervalles productifs (perméables) dans la succession sédimentaire paléozoïque de la plate-forme du Saint-Laurent dans la région de Bécancour. Ces résultats sont nécessaires pour identifier les aquifères salins qui ont les propriétés requises pour servir à la séquestration géologique du CO₂ dans la région de Bécancour.

Projet INRSCO2-2011-V2.5 – Évaluation de la porosité effective et l'épaisseur productive nette

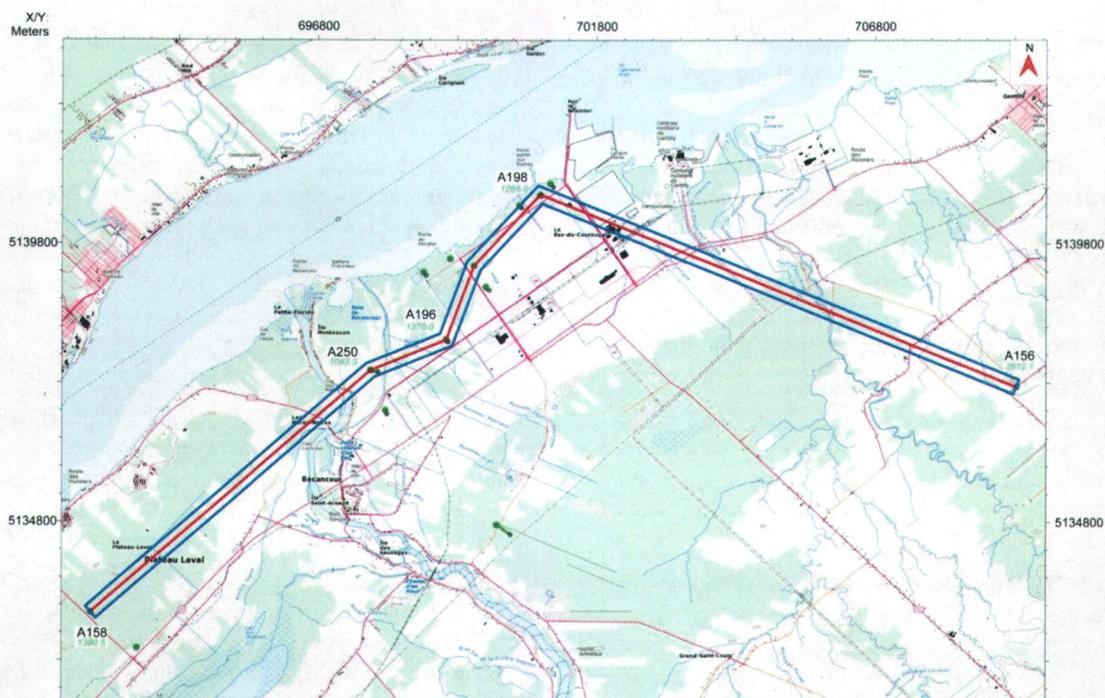


Figure 1. Carte topographique de la région de Bécancour avec l'emplacement des 5 puits analysés par FEKETE, Calgary, Alberta (Brunner et al., 2010).

Tableau 2. Les paramètres pétrophysiques et les pressions du réservoir dans les 5 puits de la région de Bécancour d'après l'analyse des DST faite par FEKETE, Calgary, Alberta (Brunner et al., 2010)

	A158	A250		A198	
	Husky Bruyère No 1	Junex, Bécancour No 8		SOQUIP Pétrofina, Bécancour No 2	
DST#,	3	3	4	7	8
Profondeur, m	1177-1228	902-915	807-865	937-955	865-888
Formation/Groupe	Cairside	Trenton inf	Trenton sup	Theresa	Trenton - Chazy
Porosité nette, m	61	2	2	11	1 - 2
Net pay, m	28	2	2	0	2
Porosité moyenne, %	-	8	9	10	7 - 5
Perméabilité, mD	15.6	18.4	158	24.5	234
« Skin »	+29	+130	+20.8	-1.5	+16
Pression, kPaa	18187	10456	7564	11730	10720
Confidence	haute	haute	basse	haute	modérée

2. Méthodologie

La porosité effective

La porosité effective (PHIE, volume de pores interconnectés par lesquels des fluides peuvent circuler) dans les aquifères salins de Bécancour a été calculée à partir des diagraphies de la sonde densité gamma-gamma (porosité densité DPPI ou densité globale RHOB) de la sonde porosité neutron (NPHI) et de la sonde gamma naturel (GR). Deux méthodes différentes ont été utilisées en fonction de la disponibilité ou non de la diagraphie de facteur photo-électrique (PEF).

Si PEF est présent, les volumes relatifs des minéraux constituant la roche (silice, calcite, dolomie et shale) et ensuite PHIE sont calculés par la méthode de Doveton (1986):

$$PHIE = PHIT / (1 - VSH), \text{ où} \quad (1)$$

PHIT est la porosité totale calculée par rapport à la lithologie et VSH est le volume de shale.

$$PHIT = (RHMC - RHOB) / (RHMC - RHOF), \text{ où}$$

RHMC est la densité de la matrice obtenue à partir de la lithologie, RHOB est la densité globale et RHOF est la densité du fluide présent dans les pores.

Si PEF n'est pas disponible, PHIE est calculée comme suit :

$$PHIE = ((DPPI + NPHI) / 2.0) * (1 - VSH), \text{ où} \quad (2)$$

DPPI est la porosité obtenue de la sonde densité et NPHI est la porosité obtenue de la sonde neutron.

Seuil minimal de porosité (*porosity cut off*)

Le seuil minimal de porosité (*porosity cut off*) utilisé pour définir les intervalles assez perméables pour être productifs (*net pay*) est déterminé pour chaque unité géologique à partir de la corrélation entre la perméabilité et la porosité obtenue des analyses d'échantillons de carottes. Ce seuil est défini comme la porosité correspondant à une perméabilité de 0,1 mD (milli Darcy) (Fig. 2).

Les intervalles productifs (*net pay*)

Les épaisseurs nettes des intervalles productifs (*net pay*) ont été calculées pour chaque formation géologique comme l'épaisseur des intervalles pour

lesquels la porosité effective PHIE est supérieure au seuil minimal de porosité (*porosity cut off*). Les formations dont l'épaisseur nette d'intervalles productifs (*net pay*) est importante contiennent plus de roches réservoir perméables et elles sont donc plus favorables à l'injection du CO₂, tout en offrant aussi plus de volumes de pores disponibles pour l'emmagasinement du CO₂.

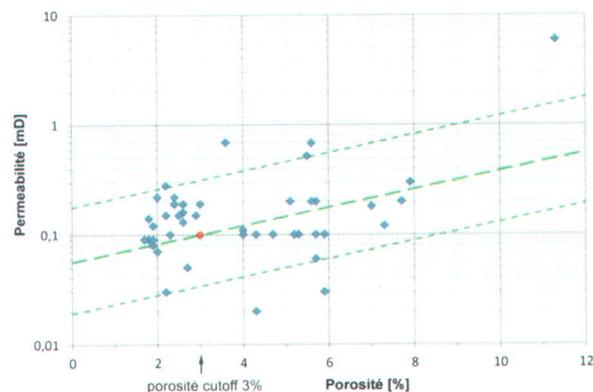


Figure 2. Seuil minimal de porosité (*porosity cut off*) de 3% déterminé à partir de la corrélation entre la perméabilité et la porosité au point (cercle rouge) où la porosité correspond à une perméabilité de 0,1 mD.

Les courbes de porosité effective ont été visualisées sur les diagraphies et les intervalles excédant le seuil minimal de porosité (*net pay*) ont été corrélés entre les puits pour évaluer la continuité latérale des intervalles qui seraient assez productifs pour permettre l'injection et le stockage du CO₂.

3. Résultats obtenus

3.1. Seuil minimal de porosité (*cut off*)

La compilation des analyses de porosité et de perméabilité réalisées sur les échantillons de carottes prélevées dans les Basses-Terres du Saint-Laurent a permis d'établir le rapport entre la perméabilité et la porosité pour les différentes formations géologiques (Fig. 3) et d'évaluer ainsi les seuils minimaux de porosité (*porosity cut off*) s'appliquant à chaque unité (Tableau 3).

Projet INRSO2-2011-V2.5 – Évaluation de la porosité effective et l'épaisseur productive nette

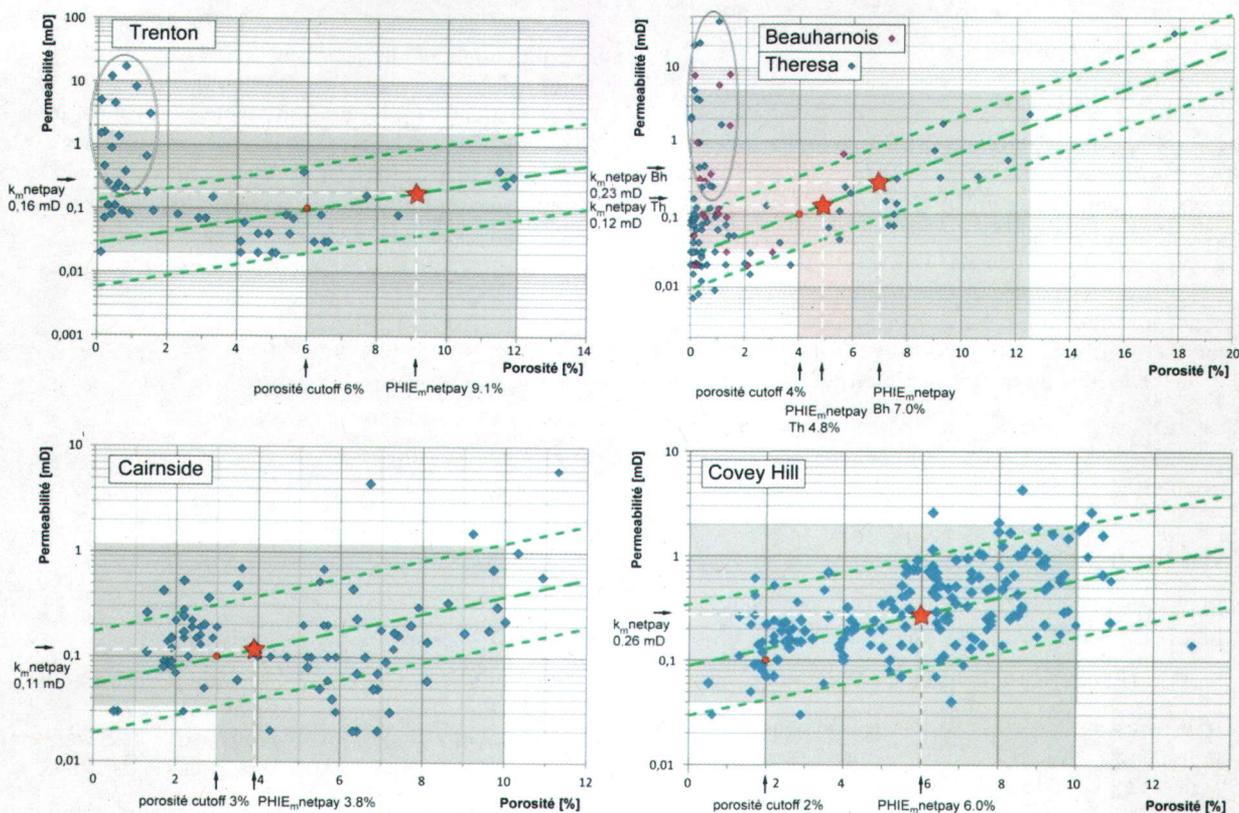


Figure 3. Seuil minimal de porosité (porosity cut off) (% , cercles rouges) déterminé pour chaque unité géologique à partir des corrélations entre la perméabilité et la porosité à partir des analyses d'échantillons de carottes dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Les valeurs de perméabilité élevée (0.2-20 mD) pour les porosités faibles (moins 2%) observées dans les roches du Beekmantown et du Trenton (ovales grises) sont probablement liées à l'effet de la micro-fracturation. Voir le texte pour plus de détails.

Tableau 3. Seuil minimal de porosité (porosity cut off) (fraction) correspondant à 0,1 mD établi pour les formations réservoirs (aquifères salins)   partir des données d'analyses de carottes dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.

Formation/Groupe	Seuil minimal de porosité
Trenton	0.06
Chazy-Black River	0.06*
Beauharnois	0.04
Theresa	0.04
Cairnside	0.03
Covey Hill	0.02

* Le seuil minimal de porosité pour l'unité de Chazy-Black River est arbitrairement assumé le même que celui du Trenton en absence des données de carottes.

3.2. La porosité effective

La porosité effective PHIE a été calculée à partir des diagraphies pour 8 puits dans la région de Bécancour pour lesquels les diagraphies nécessaires étaient disponibles, dont 7 puits avec PEF et 1 puits (A198) sans PEF (Fig. 4, Annexes 2-7). La porosité moyenne effective a été calculée dans chaque formation pour les intervalles productifs (*net pay*) où les valeurs de porosité excèdent le seuil minimal de porosité (*porosity*

cut off) (Tableau 4). Ainsi, la porosité moyenne effective dans les intervalles productifs ($PHIE_m$ *net pay*) est égale à 9% dans les calcaires du Trenton et du Chazy-Black River, 7% dans les dolomies du Beauharnois, 5% dans les grès dolomitiques de Theresa, 4% dans les grès quartzeux du Cairnside, et 6% dans les grès quartzo-feldspathiques du Covey Hill (Fig. 3).

Il faut noter que ces données sont basées sur seulement

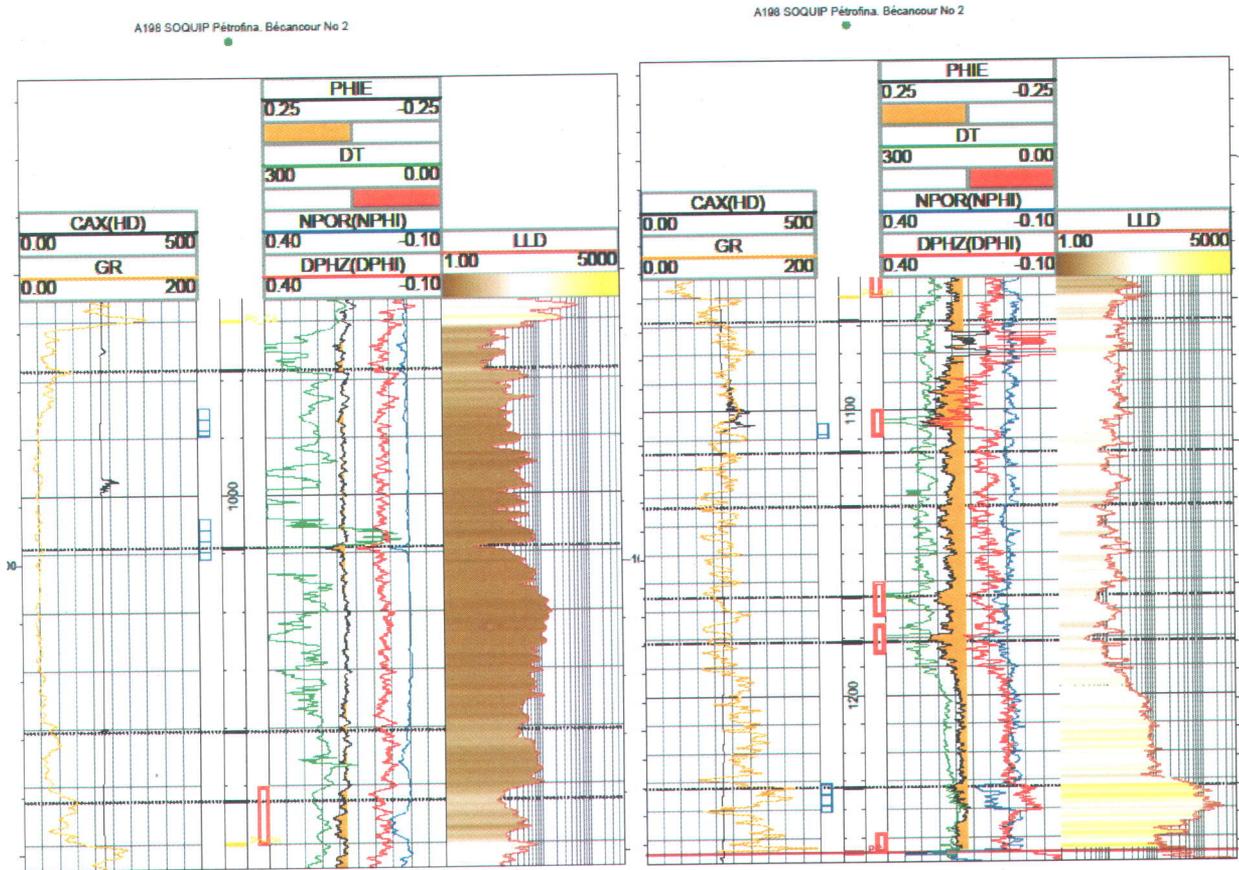


Figure 4. Diagraphies gamma naturel (GR), diamètre (CAX), porosité effective (PHIE), temps de transit acoustique (DT), porosité densité (DPHZ), porosité neutron (NPOR) et résistivité (LLD) dans les grès quartzeux de la Formation de Cairnside (à gauche) et de la Formation de Covey Hill (à droite) du puits A198 (Annexe 1). Les carrés bleus sur la trace de profondeur (MD) correspondent à la localisation des carottes, les rectangles rouges indiquent la position des tests en tige (DST).

Les lignes noires horizontales montrent la localisation des intervalles productifs (*net pay*) de PHIE (Annexe 8) au-dessus du seuil minimal de porosité (*porosity cut off*). Ces intervalles productifs sont tracés dans les grès du Potsdam entre les puits de la région en respectant la stratigraphie (Annexes 2-3). Les intervalles productifs (*net pay*) (colorés en orange sur la courbe de PHIE) montrent la position stratigraphique des niveaux de roches poreuses et perméables qui sont nettement plus épais dans la Formation de Covey Hill que dans celle de Cairnside.

3 puits pour le Cairnside et sur 1 puits pour le Covey Hill. Étant donné que la résistivité dans les calcaires du Trenton est beaucoup plus forte par rapport aux autres formations (Annexes 2-7), on peut suggérer que les valeurs plus élevées de porosité effective dans les calcaires du Trenton sont probablement liées à la fracturation. Les niveaux poreux sont concentrés dans la partie supérieure du Beauharnois où la résistivité est comparable aux niveaux poreux du Theresa (Annexes 4-5).

3.3. La perméabilité

La perméabilité globale (incluant l'effet de la matrice et de la fracturation) a été ré-analysée par FEKETE à partir des données des essais aux tiges (DST) (Tableau 2, Annexe 9). Les valeurs de la perméabilité globale varient dans les différentes unités stratigraphiques et dans les différents puits. On note des niveaux de forte perméabilité au sommet (158 mD, A250) et à la base (234 mD, A198) du Trenton (Tableau 2) qui correspondent aux intervalles productifs (*net pay*). Ces intervalles productifs dans le Trenton sont continus dans la région de Bécancour (Annexe 6) mais leur épaisseur est de l'ordre de 2 m (Tableau 2). Les niveaux de perméabilité globale élevée sont notés également dans la Formation de Theresa (24.5 mD, A198) mais les épaisseurs des intervalles productifs correspondants sont relativement faibles (premiers mètres) (Tableau 2, Annexe 4). La perméabilité globale élevée dans le Cairnside (15.6 mD, A158) correspond à l'intervalle productif le plus épais (28 m) d'après l'étude de FEKETE (Tableau 2).

La perméabilité de la matrice a été estimée à partir des analyses d'échantillons de carottes dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (Fig. 3). La perméabilité moyenne arithmétique de la matrice à partir des analyses de carottes a été calculée pour les intervalles productifs (*net pay*) où les valeurs de porosité excèdent le seuil minimal de porosité (*porosity cut off*). La perméabilité moyenne arithmétique de la matrice d'après les analyses de carottes est de 0.28 mD (A196) dans les intervalles productifs du Cairnside et varie entre 0.57 mD (A196) et 0.83 mD (A198) dans les intervalles productifs du Covey Hill. Cependant, le manque de données de carottes dans les autres formations et la sélection arbitraire des intervalles échantillonnés limitent la possibilité d'estimation représentative de la perméabilité de la matrice moyenne.

La perméabilité moyenne géométrique de la matrice (k_m

net pay) a été estimée pour les intervalles productifs dans les formations des Basses-Terres du Saint Laurent à partir de valeurs de porosité moyenne effective ($PHIE_m$ *net pay*) calculée dans les intervalles productifs à partir de diagraphies en utilisant les graphiques des corrélations entre porosité et perméabilité pour les analyses de carottes (Fig. 3, Tableau 4). La perméabilité moyenne géométrique de la matrice pour les intervalles productifs est moins importante dans le Theresa et le Cairnside (0.12 mD et 0.11 mD, respectivement), elle est plus importante dans le Trenton et le Beauharnois (0.16 mD et 0.23 mD, respectivement), en étant la plus élevée dans le Covey Hill (0.26 mD) (Fig. 3). Toutefois, les valeurs de la perméabilité moyenne élevées pouvaient être prises en considération seulement si les intervalles productifs sont relativement épais.

3.4. Les intervalles productifs (*net pay*) et le volume total de pores

Les intervalles productifs (*net pay*) sont plus importants dans les grès du Potsdam (63-187 m) par rapport aux autres formations (<10 m) (Fig. 5, Tableau 4, Annexes 2-7).

Les intervalles productifs où les courbes de porosités effectives calculées à partir des diagraphies excèdent le seuil minimal de porosité (*porosity cut off*) de 3% (Cairnside) et de 2% (Covey Hill) sont montrés à la Fig. 4. Ces intervalles correspondent aux valeurs maximales de porosité neutron et de porosité densité ainsi qu'aux minimums de résistivité. Ces intervalles ont ensuite été tracés entre les puits de la région de Bécancour en respectant les niveaux stratigraphiques déterminés sur les autres diagraphies (Annexes 2-3).

Les intervalles productifs (*net pay*) (Tableau 4, Fig. 4) sont nettement plus épais dans les grès quartzofeldspathiques de la Formation de Covey Hill par rapport aux grès quartzeux de la Formation de Cairnside. Les grès du Covey Hill démontrent aussi les porosités de densité et de neutron et PHIE plus élevées et une résistivité moins importante que les grès du Cairnside (Fig. 4). Les grès du Cairnside sont souvent monolithiques (99.5% quartz) et solidement cimentés. Ces observations permettent de conclure que les niveaux poreux des grès du Covey Hill (Annexe 8) sont vraisemblablement plus intéressants pour l'injection du CO₂ que les grès du Cairnside dans la région de Bécancour. Les autres unités géologiques ne semblent pas d'intérêt pour la séquestration du CO₂ dans la région de Bécancour.

Projet INRSCO2-2011-V2.5 – Évaluation de la porosité effective et l'épaisseur productive nette

Tableau 4. Épaisseurs des intervalles productifs (*net pay*), la porosité moyenne effective (fraction) et la perméabilité moyenne pour les intervalles productifs dans les formations de la région de Bécancour. Pour les noms de puits voir l'Annexe I, pour leur localisation voir la Fig 6.

Netpay (m) Formation / Groupe	A247	A250	A241	A239	A223	A198	A246	A262	Moyenne *	Cut off m
Trenton calcaireux	5,18	3,81	5,18	2,44	2,20	0,30	3,96	1,37	3,06	0,06
Chazy-Black River	1,07	2,44	2,59	0,15	3,60	0,00	1,37	0,15	1,42	0,06**
Beauharnois	10,36	0,30	1,07		0,70	0,00	1,07	10,04	2,25	0,04
Theresa	16,31	1,98	0,30		3,60	4,40	3,35		5,27	0,04
Cairnside	1,68					63,00	29,41		63,00	0,03
Covey Hill						187,50			187,50	0,02
total (unités calculées)	34,59	8,53	9,14	2,59	10,10	255,20	39,17	11,56	262,50	

Porosité effective (PHIE) pour les intervalles productifs (moyenne médiane)								PHIE	Km	
	A247	A250	A241	A239	A223	A198	A246	A262	moyenne netpay, mD	
Trenton calcaireux	0,105	0,078	0,086	0,105	0,079	0,072	0,085	0,116	0,091	0,16
Chazy-Black River	0,082	0,135	0,112	0,064	0,071	0,000	0,087	0,064	0,088	0,15
Beauharnois	0,059	0,053	0,168	0,000	0,044	0,000	0,042	0,054	0,070	0,23
Theresa	0,047	0,044	0,042	0,000	0,066	0,048	0,044		0,048	0,12
Cairnside	0,039					0,037	0,037		0,038	0,11
Covey Hill						0,060			0,060	0,26

Note : La porosité effective est calculée comme moyenne médiane pour les intervalles productifs (*net pay*) dans chaque formation. La perméabilité moyenne de la matrice est déterminée à partir de graphiques Fig. 3. *La moyenne des intervalles productifs (*net pay*) est calculée seulement pour les puits qui traversent toute l'unité. ** Le seuil minimal de porosité pour l'unité de Chazy-Black River est arbitrairement assumé le même que celui du Trenton en absence des données de carottes.

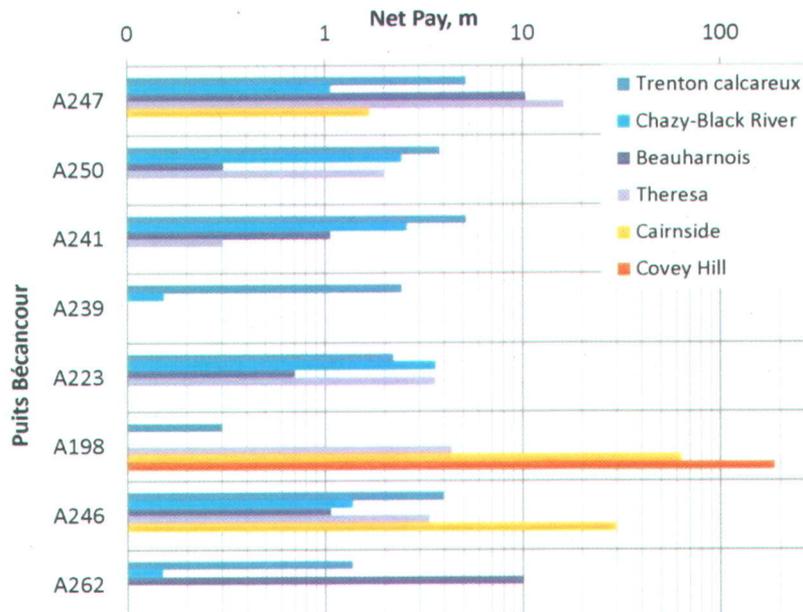


Figure 5. Épaisseurs des intervalles productifs (*net pay*) dans les différentes unités de la région de Bécancour

Tableau 5. Épaisseurs des intervalles productifs, leur porosité effective, perméabilité, et volume unitaire de pores pour chaque unité stratigraphique à Bécancour.

	Cut off	Porosité effective des intervalles productifs				Volume unitaire (m ³ /m ²)	Perméabilité des intervalles productifs			Volume total réservoir SO m ³	Volume total réservoir NE m ³
		Net Pay moy. (m)	PHIE min	PHIE moy.**	PHIE max		k min	k mean	k max		
Trenton	0,06	3,06	0,06	0,091	0,12	0,28	0,02	0,16	1,5	7528	11961
Chazy-BR*	0,06	1,42	0,06	0,088	0,12	0,12	0,02	0,15	1,5	3391	5388
Beauharnois	0,04	2,25	0,04	0,070	0,6	0,16	0,03	0,23	0,7	4264	6776
Theresa	0,04	5,27	0,04	0,048	0,125	0,26	0,03	0,12	5	6927	11007
Cairside	0,03	63	0,03	0,038	0,1	2,37	0,031	0,11	1,1	64432	102379
Covey Hill	0,02	187	0,02	0,060	0,1	11,13	0,04	0,26	2	302129	480068

Note : *les calculs pour l'unité de Chazy-Black River ont été basés sur les relations porosité-perméabilité dans les carottes de Trenton (Fig. 3) en absence des analyses de carottes dans cette unité. ** PHIE moy. correspond à la porosité effective moyenne médiane. Voir le texte pour les détails.

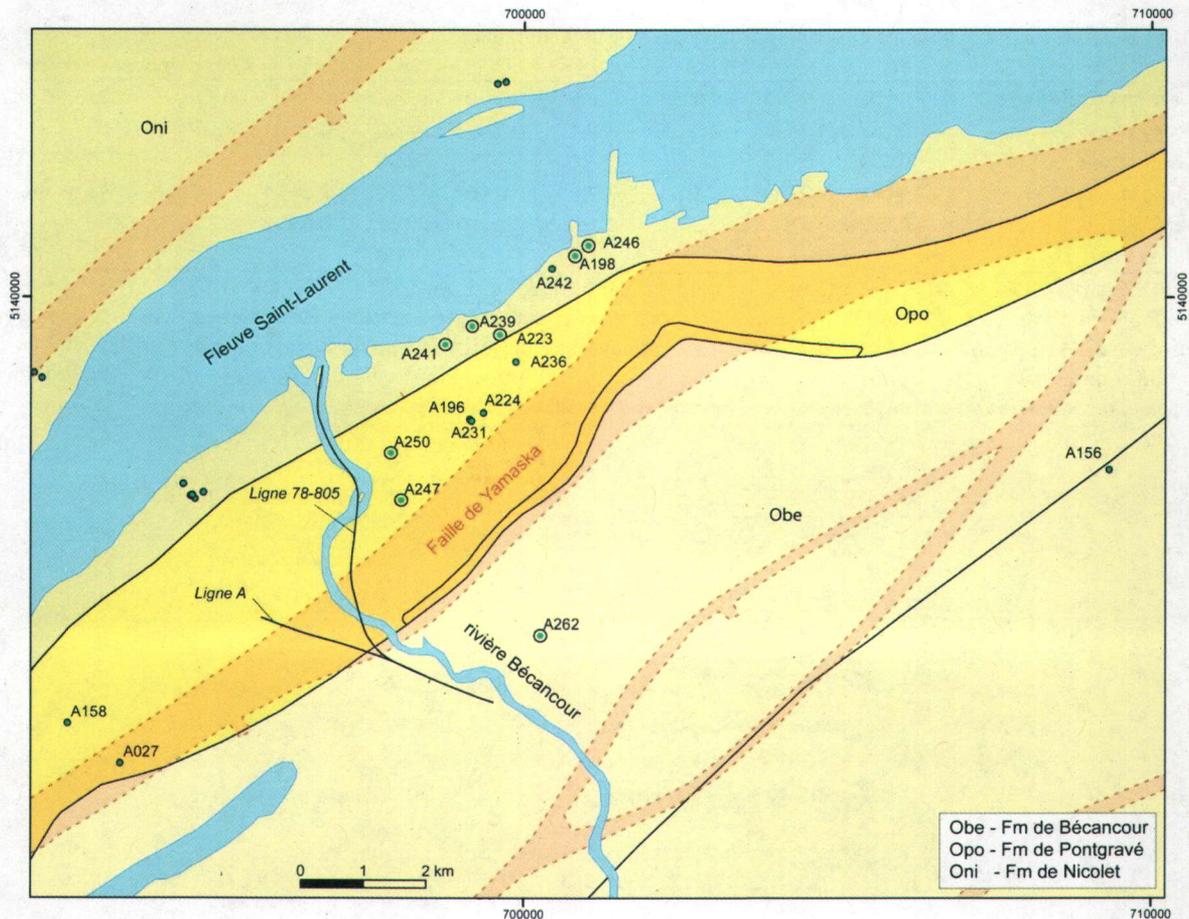


Figure 6. Localisation des puits de la région de Bécancour et de Gentilly (Annexe 1). Les symboles des puits pour lesquels la porosité effective (PHIE) et les épaisseurs nettes des intervalles productifs (net pay) ont été calculés sont agrandis. Carte géologique d'après Globensky et al. (1987), la projection des failles dans le socle d'après Thériault et al. (2005). Voir Figs 8, 9 pour les lignes sismiques 78-805 et A.

Les épaisseurs des intervalles productifs (net pay) et les porosités effectives obtenues pour ces intervalles

peuvent être utilisées pour le calcul du volume unitaire de pores pour chaque formation à Bécancour (Tableau 5) qui est équivalent à l'épaisseur des pores dont on dispose pour chaque unité. Le volume total de pores (Tableau 5) peut ainsi être obtenu si l'on multiplie les valeurs de volume unitaire de pores sur l'aire du réservoir (voir 'Discussion'). Cependant, il faut d'abord analyser la continuité du réservoir à Bécancour.

3.5. La structure régionale

Les unités stratigraphiques de la plate-forme du Saint-Laurent et le socle grenvillien de la région de Bécancour sont affectés par la faille normale régionale de Yamaska qui s'étend généralement du sud-ouest

vers le nord-est à pendage vers le sud-est (Figs 6, 7). Cette faille déplace la couverture sédimentaire et le socle avec le flanc sud-est de la faille effondrée par rapport à son flanc nord-ouest à 870 m (Figs 8, 9). La faille de Yamaska est une faille de croissance car elle contrôle l'épaisseur des unités stratigraphiques. (Figs 8, 9).

Le plan de la faille de Yamaska dans la région de Bécancour s'étend N53°E (Fig. 6) mais il démontre une déflexion au niveau du fleuve à Bécancour, entre deux lignes sismiques 78-805 et A (Fig. 7). À cet endroit, on observe les structures en palmier (*palm tree*) ou de graben inversé sur les lignes sismiques (Figs 8, 9) qui témoignent de la réactivation de la faille de Yamaska comme une faille inverse le long de ces lignes.

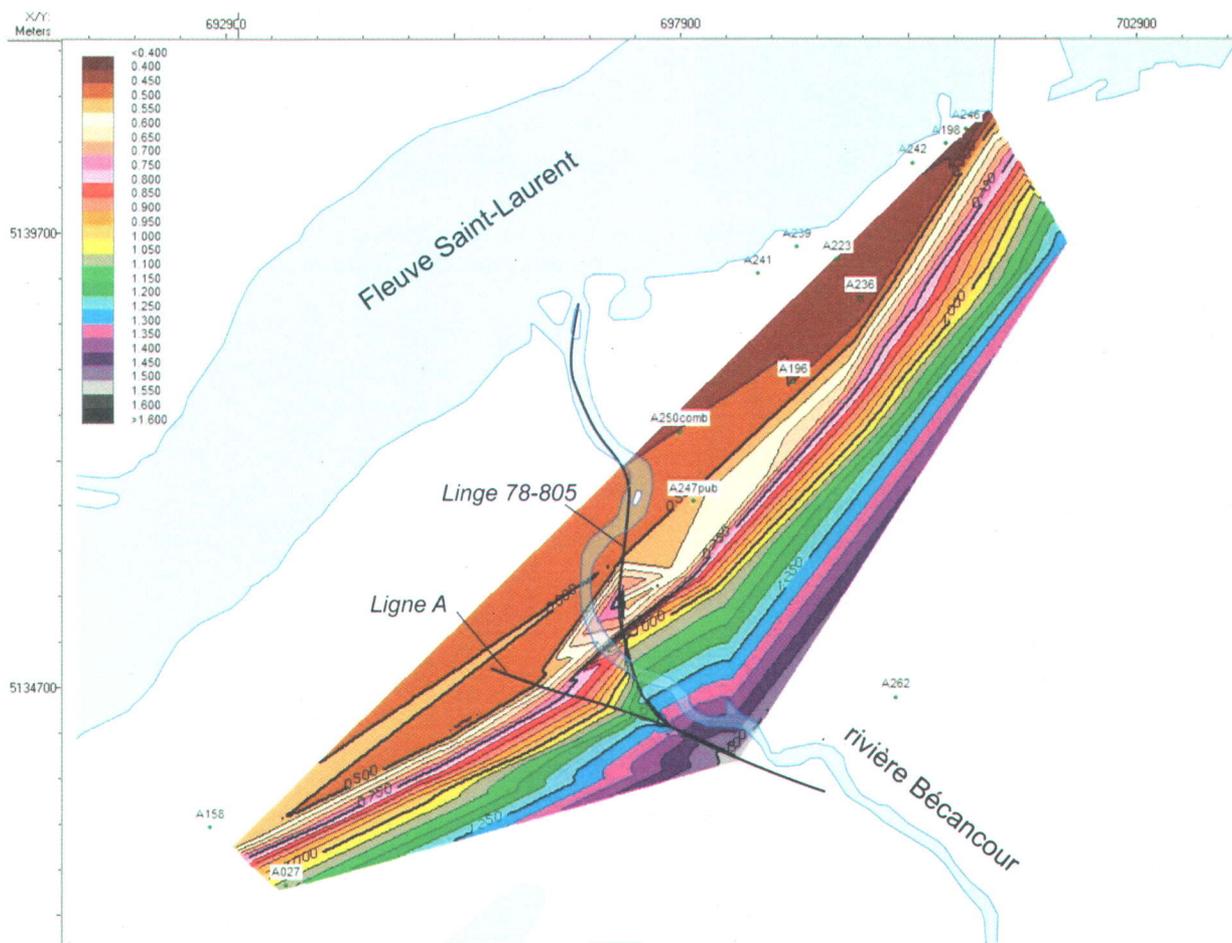


Figure 7. Carte de la géométrie de la faille de Yamaska (TWT) reconstruite à partir de l'interprétation des profils sismiques de la région de Bécancour. Voir Figs 8 et 9 pour les lignes sismiques 78-805 et A. Notez la déflexion des contours du plan de la faille entre deux lignes sismiques.

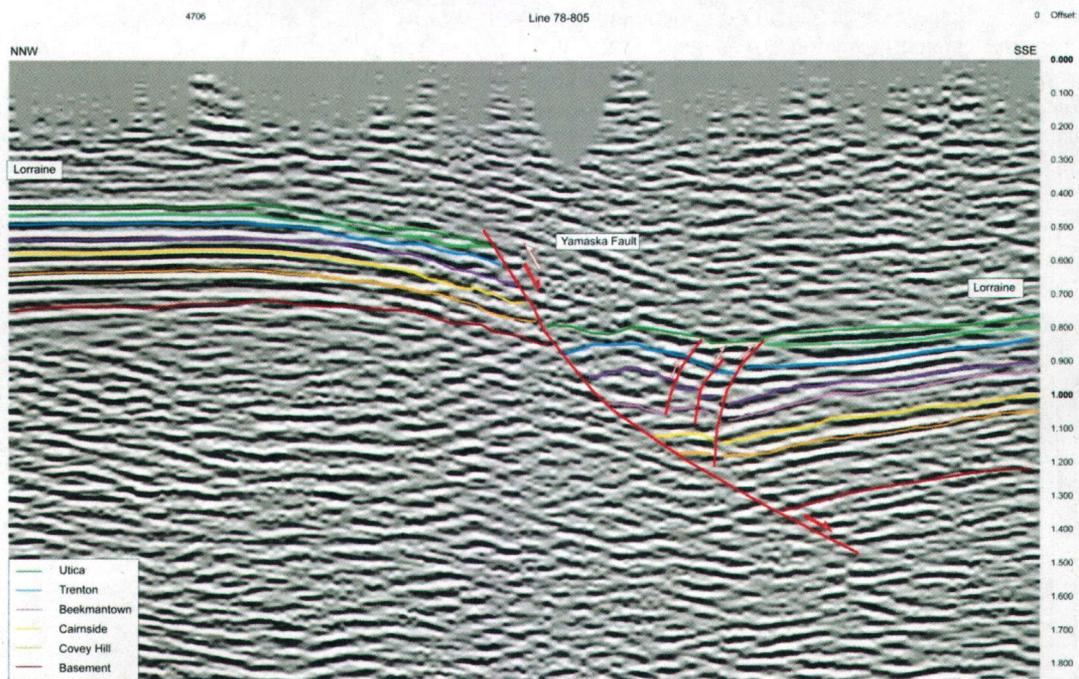


Figure 8. Ligne sismique 78-805 NNW-SSE à travers la faille normale régionale de Yamaska dans la région de Bécancour. L'axe vertical est en temps double (TWT). Voir Figs 6, 7 pour la localisation de la ligne.

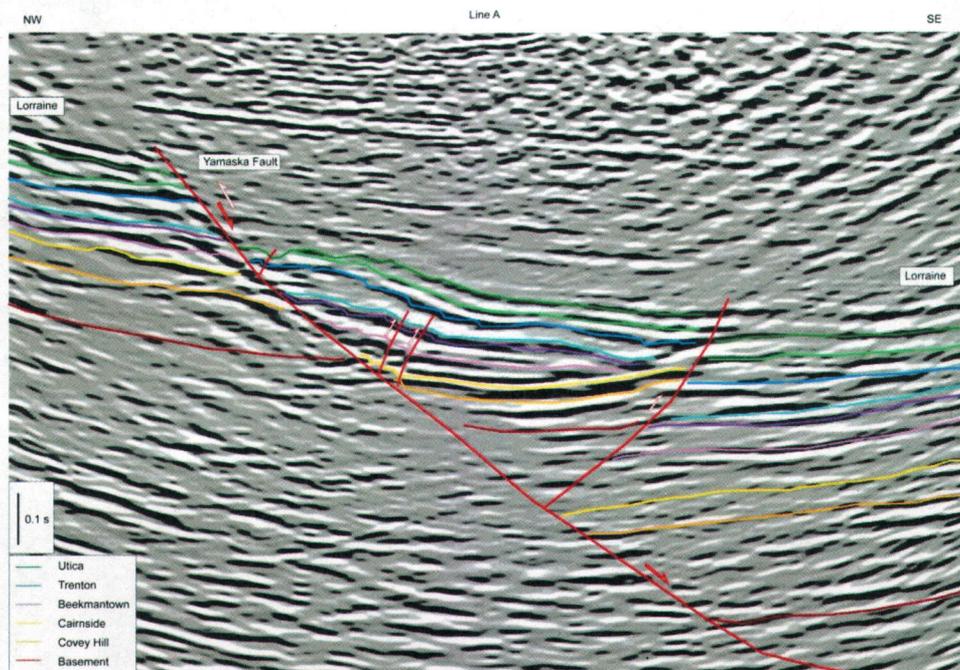


Figure 9. Ligne sismique A NW-SE à travers la faille normale régionale de Yamaska dans la région de Bécancour. L'axe vertical est en temps double (TWT). Voir Figs 6, 7 pour la localisation de la ligne.

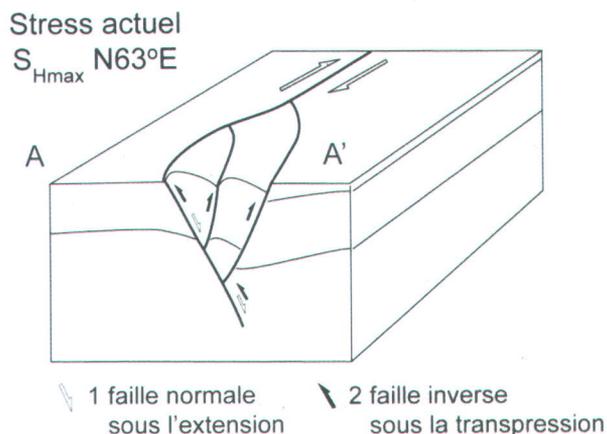
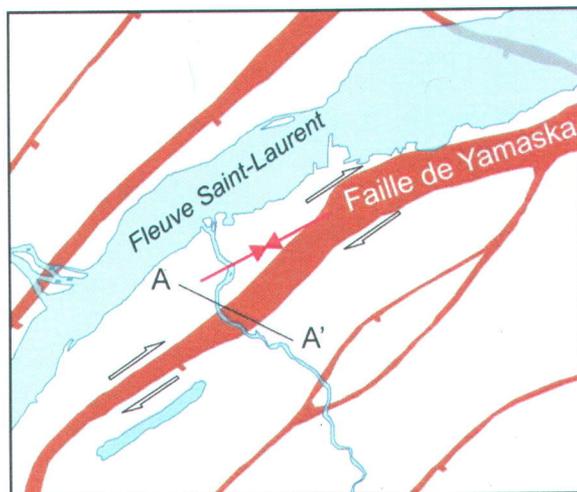


Figure 10. Modèle conceptuel de la réactivation de la faille de Yamaska sous le régime de transpression et de la formation de structure en palmier (palm tree) observée sur les profils sismiques 78-805 et Ligne A (Figs 8, 9). Orientation du stress actuel d'après Konstantinovskaya et al. (2010b).

La réactivation de la faille normale de Yamaska comme une faille inverse pourrait s'être produite soit à la fin de l'orogénèse taconienne (Konstantinovskaya et al., 2010a), soit plus tard, par exemple lors de la dernière phase compressive post-montérégienne dans les Basses-Terres du Saint-Laurent au Crétacé tardif – Tertiaire précoce (Faure et al., 1996). Si la dernière supposition est bonne, on pourrait considérer le modèle de transpression (Fig. 10). L'axe principal σ_1 du paléostress au Crétacé tardif – Tertiaire précoce était orienté N64°E (Faure et al., 1996), subparallèle au stress actuel (Fig. 10). La réactivation de la faille de Yamaska dans ce contexte pourrait se produire comme un décrochement dextre avec un mouvement inverse sur le plan de la faille et la formation de structures en palmier (palm tree) dans la zone d'écart entre les deux segments de la faille (Fig. 10).

3.6. Continuité latérale des intervalles productifs (net pay) et le gradient hydrostatique

Les contours et la géométrie des toits des formations de Cairnside et de Covey Hill ont été reconstruits (Figs 11, 12) à partir des données de l'interprétation des forages et des lignes sismiques dans la région de Bécancour (Konstantinovskaya et al., 2010a). La zone où le gradient vertical entre les contours des toits de ces formations est plus important (les contours sont plus serrés) correspond à l'emplacement de la faille de

Yamaska (Figs 11, 12).

Les niveaux stratigraphiques des intervalles ayant une porosité effective élevée sont reconnaissables dans les grès du Cairnside et du Covey Hill de tous les forages (Fig. 6) qui traversent ces formations sur les flancs nord-ouest et sud-est de la faille de Yamaska dans la région de Bécancour (Annexes 2, 3). Les épaisseurs des formations du Potsdam et des intervalles productifs (net pay) sont plus importantes sur le flanc sud-est de la faille que sur son flanc nord-ouest (comparer puits A198 et A156, Annexes 2, 3).

La profondeur moyenne des toits du Cairnside et du Covey Hill sur le flanc nord-ouest de la faille de Yamaska est de 1013 m TVD (true vertical depth – vraie profondeur verticale) et de 1132 m TVD, respectivement (Annexe 8). Les intervalles avec une porosité effective élevée sont localisés aux profondeurs entre 1013 et 1125 m TVD dans la Formation de Cairnside et entre 1144 et 1259 m TVD dans la Formation de Covey Hill (Annexe 8).

Le gradient de pression hydrostatique varie dans les puits de la région de Bécancour (Fig. 13) d'après l'étude des essais aux tiges (DST) (Brunner et al., 2010). Pour la majorité de puits analysés, le gradient de pression est 11.6-12.5 kPa/m en s'élevant à 15.4 kPa dans la région de Sainte-Angèle (puits A158) (Figs 11, 12). On peut suggérer la présence d'un réservoir confiné dans la région de Sainte-Angèle (Fig. 13).

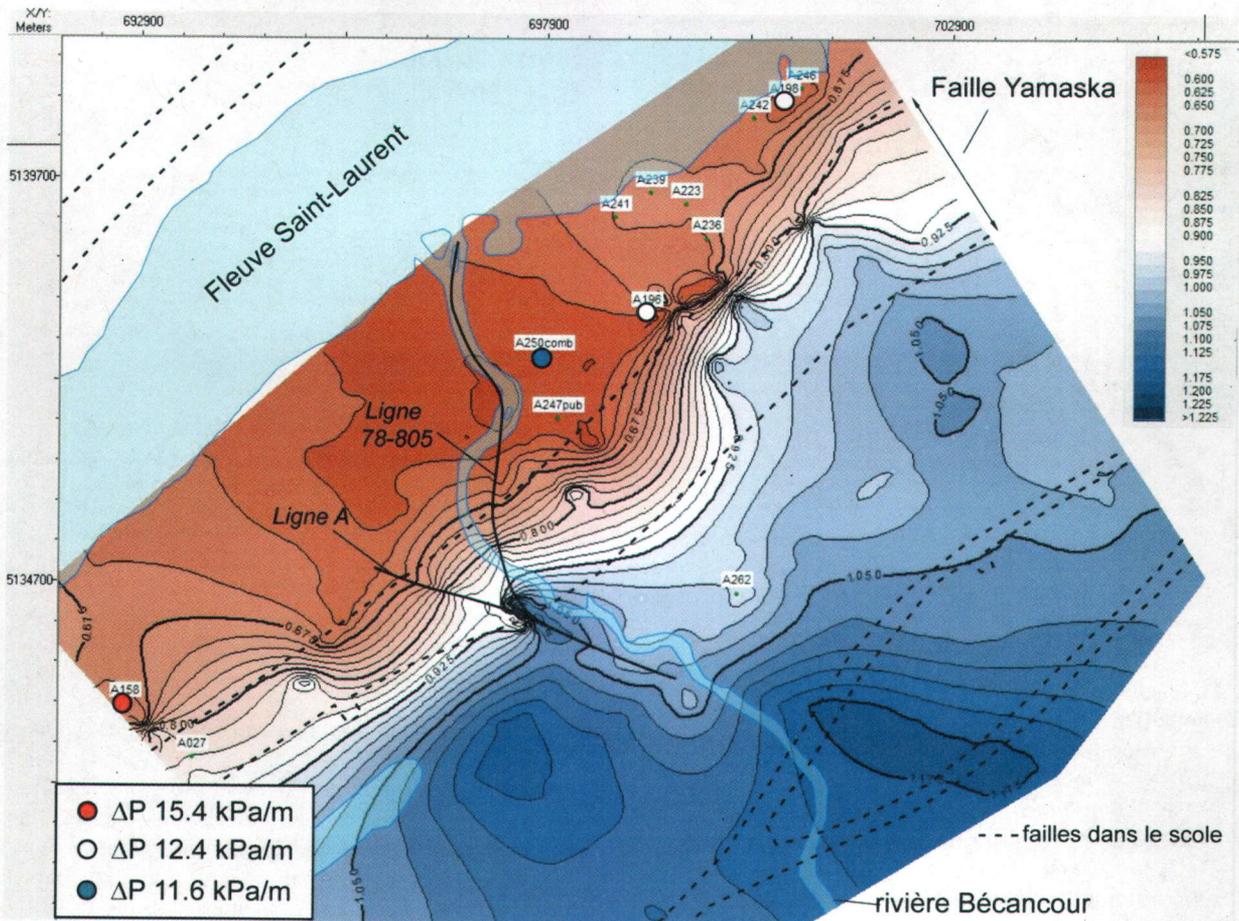


Figure 11. Carte des contours en temps double (TWT) du toit de la Formation de Cairnside. Lignes pointues montrent la projection de la faille de Yamaska dans le socle à Bécancour. Le gradient de pression hydrostatique ΔP d'après Brunner et al. (2010). Voir Figs 8 et 9 pour la localisation des lignes sismiques 78-805 et A.

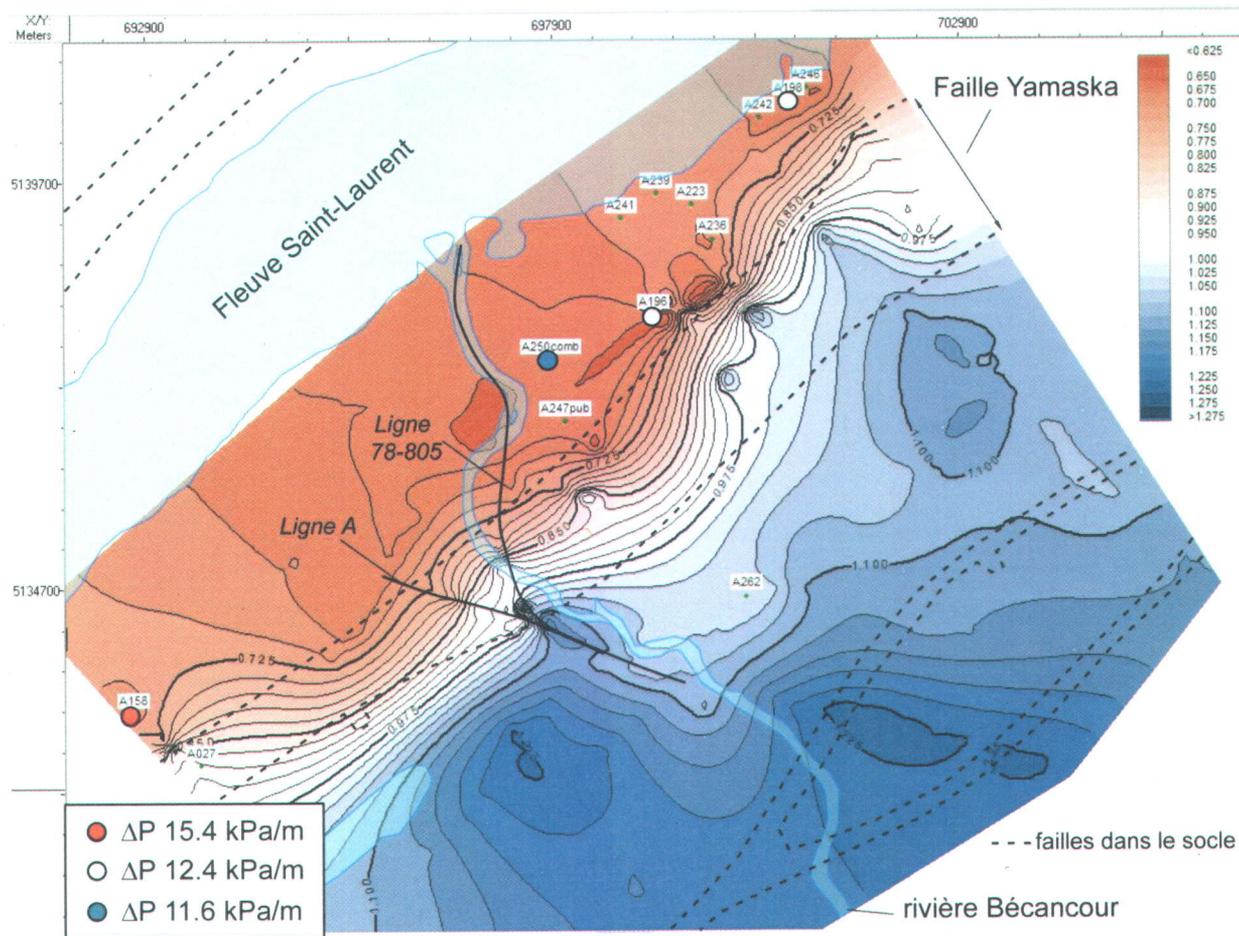


Figure 12. Carte des contours en temps double (TWT) du toit de la Formation de Covey Hill. Lignes pointues montrent la projection de la faille de Yamaska dans le socle à Bécancour. Le gradient de pression hydrostatique ΔP d'après Brunner et al. (2010). Voir Figs 8 et 9 pour la localisation des lignes sismiques 78-805 et A.

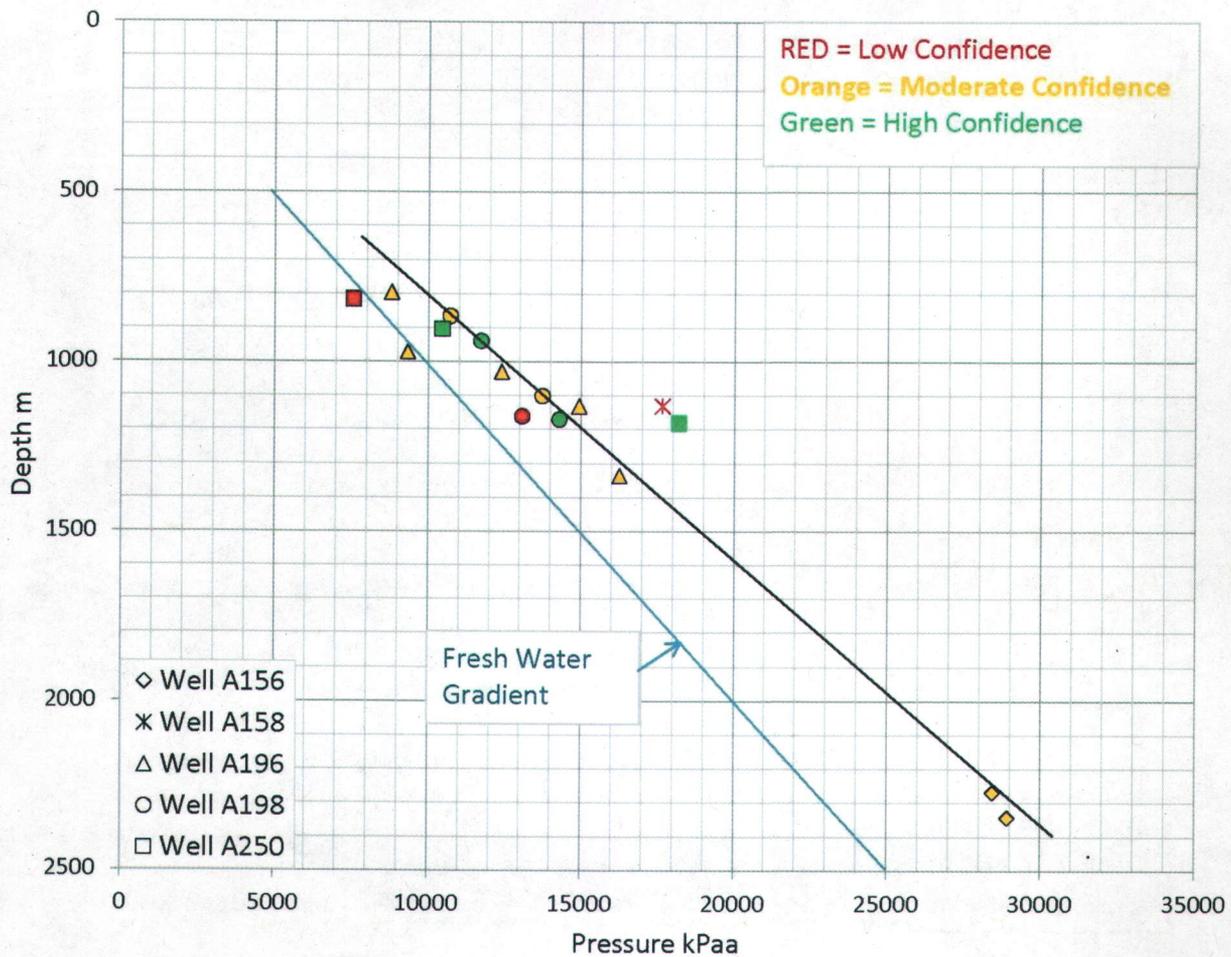


Figure 13. Pressions hydrostatiques vs profondeur dans les puits de la région de Bécancour, d'après l'étude des essais aux tiges (DST) faite par FEKETE Brunner et al., (2010). Noter le gradient de pression plus important dans le puits A158 par rapport à tous les autres puits.

4. Discussion

Sur le flanc nord-est de la faille de Yamaska on observe deux anomalies magnétiques positives : au sud-ouest autour du puits A158 et au nord-est autour des puits A196 et A198 (Fig. 14) Ces anomalies positives sont séparées par l'anomalie magnétique négative (Fig. 14). Les anomalies positives correspondent aux zones de soulèvement du socle grenvillien et l'anomalie négative à une zone de subsidence du socle (Fig. 15).

Les puits A196 et A198 au-dessus de l'anomalie positive nord-est (Fig. 14) démontrent le gradient de pression hydrostatique ΔP régional moyen de 12.4 kPa/m. Le puits A250 au-dessus de l'anomalie négative

est caractérisé par un gradient ΔP plus faible de 11.6 kPa/m. Le puits A158 au-dessus de l'anomalie positive sud-ouest a le gradient ΔP le plus fort, soit 15.4 kPa/m. Le puits A156 sur le flanc sud-est de la faille de Yamaska démontre le même gradient ΔP que les puits A198 et A196.

Les variations latérales du gradient de pression hydrostatique observées dans la région de Bécancour sont probablement le résultat de l'existence de deux réservoirs séparés : un réservoir sud-ouest (A158) qui est surpressurisé et un réservoir nord-est (A196 et A198). Ces deux réservoirs sont divisés par la zone de transfert (Fig. 14) qui marque la zone de déflexion de la faille de Yamaska avec les structures de transpression

(Fig. 10) et qui se trouve au-dessus de la zone du socle plus profond (Fig. 15).

On peut considérer l'hypothèse que c'est la zone de transfert qui crée une barrière structurale entre deux réservoirs au sud-ouest et au nord-est de la région (Fig. 14). Alternativement, ce sont probablement les variations lithologiques liées aux effets de cimentation ou de processus diagénétiques et/ou post-diagénétiques qui sont la cause de la barrière lithologique peu ou pas perméable entre les deux réservoirs. Ces variations lithologiques pourraient être provoquées par l'augmentation de profondeur du socle. La zone du socle relativement plus profond est bien prononcée sur les profils sismiques, sur la carte du socle (Fig. 15) et sur la carte de levé magnétique de haute résolution (Fig. 14) étant marquée par l'anomalie magnétique négative. On observe le gradient hydrostatique faible dans cette zone (A250).

Un autre aspect à vérifier est de voir si les variations latérales du gradient de pression hydrostatique ne peuvent pas être expliquées par le fait que les tests aux tiges analysés sont localisés dans le Trenton à un niveau moins profond (A250) dans la zone de transfert et à des niveaux plus profonds dans le Cairnside et le Covey Hill au sud-ouest (A158) et au nord-est (A198, A196) de la région. La difficulté de la connectivité hydraulique verticale entre les aquifères salins dans le Trenton et dans le Cairnside pourrait probablement expliquer les variations du gradient de pression hydrostatique dans les différents niveaux stratigraphiques. En effet, la difficulté de circulation verticale entre les aquifères salins est indirectement confirmée par la différence de salinité moyenne des saumures dans les différentes formations à Bécancour : 179 g/l (Trenton), 215 g/l (Chazy-Black River), 150 g/l (Beauharnois), 157 g/l (Theresa), 242 g/l (Cairnside) et 109 g/l (Covey Hill) (Tran Ngoc *et al.*, 2011).

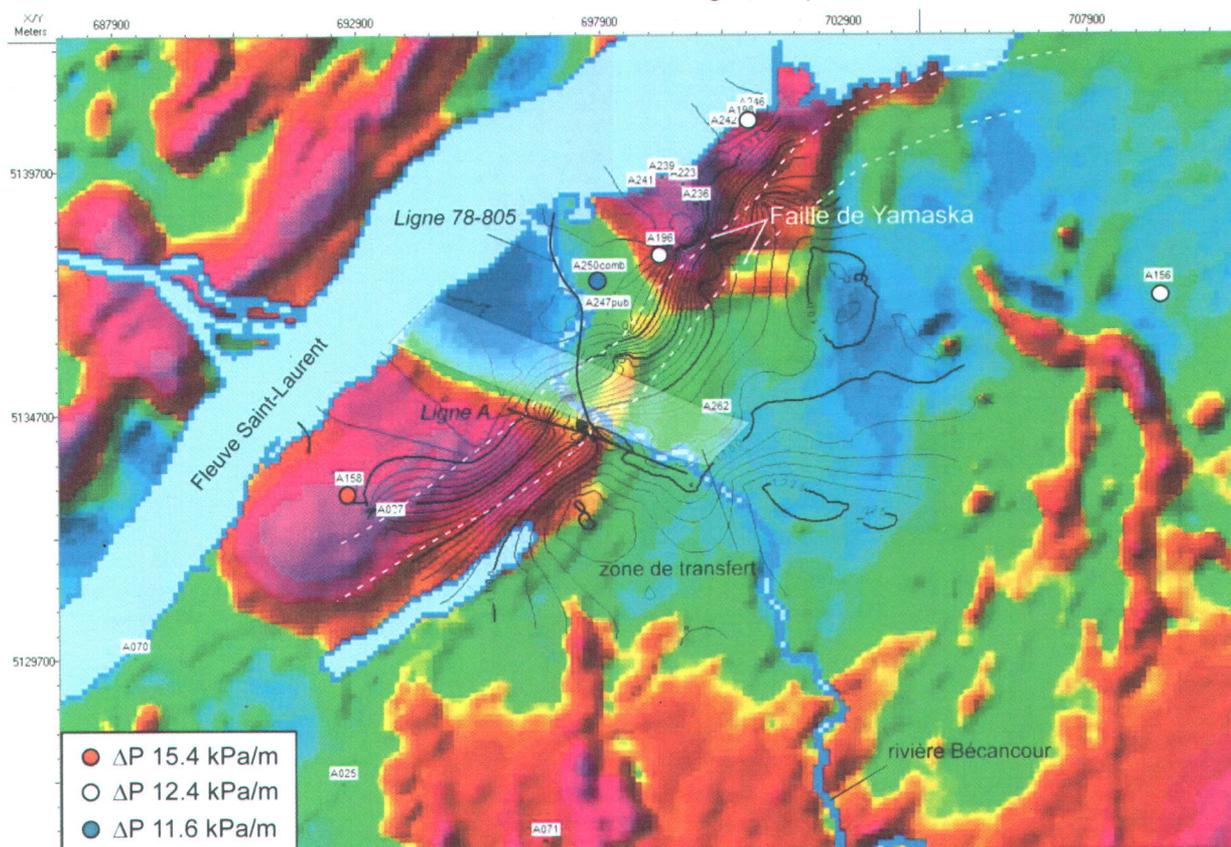


Figure 14. Carte de contours du toit de la Formation de Covey Hill en temps double (TWT) (Fig. 12) projetée sur la carte du levé magnétique à haute résolution, 1-ère dérivée verticale (MRNF, 2010) de la région de Bécancour. Le gradient de pression hydrostatique ΔP d'après Brunner *et al.* (2010). La faille de Yamaska est projetée d'après les Figs 6 et 7. Voir les Figs 8 et 9 pour la localisation des lignes sismiques 78-805 et A. Voir le texte pour les détails.

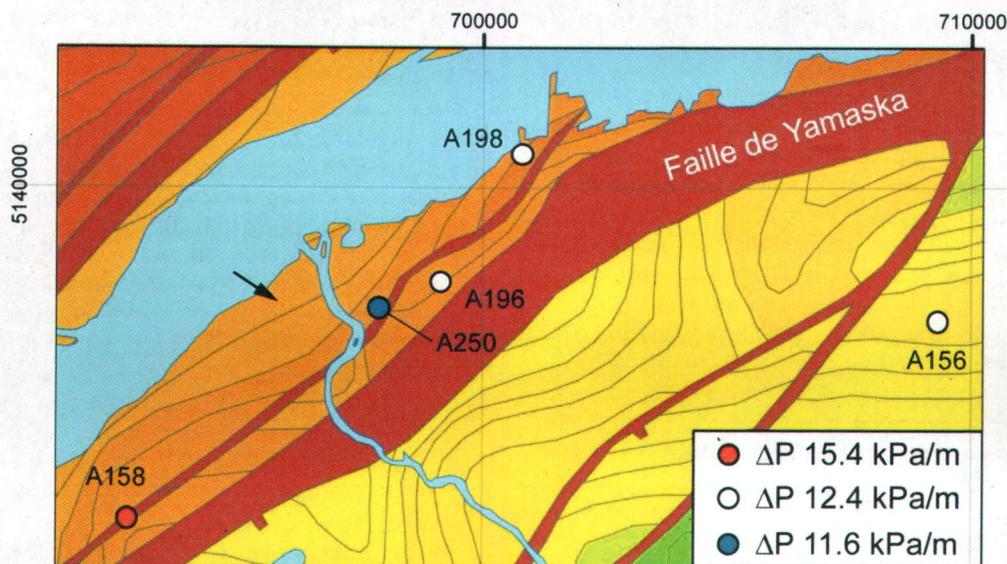


Figure 15. Carte de contours du toit de socle grenvillien en temps double (TWT) de la région de Bécancour, d'après Thériault et al. (2005). Le gradient de pression hydrostatique ΔP d'après Brunner et al. (2010). La zone de subsidence du socle sur le flanc nord-ouest de la faille de Yamaska marquée par la flèche correspond à l'anomalie magnétique négative (Fig. 14). Les deux zones de soulèvement du socle sur le même flanc (autour de puits A158 et A196-198, respectivement) correspondent aux anomalies magnétiques positives (Fig. 14).

L'aire du réservoir nord-est (A196 et A198) consiste en 43,12 km², soit 5,74 km x 7,52 km si l'on se fie à la géométrie du socle d'après les cartes sismique (Fig. 15) et magnétique (Fig. 14). L'aire du réservoir sud-ouest (A158) à Sainte-Angèle est de 27,14 km², soit 4,37 km x 6,21 km. Le volume total de pores dans le Covey Hill est approximativement de 480 000 m³ pour le réservoir nord-est et de 302 000 m³ pour le réservoir sud-ouest (Tableau 5). Le réservoir nord-est est donc plus favorable pour l'injection du CO₂ avec une pression hydrostatique moins élevée et un volume total de pores plus considérable.

Toutefois, il faut noter que le volume total de pores estimé (Tableau 5) ne correspond pas à la capacité de stockage du CO₂ qui devrait tenir compte des autres paramètres. L'étude plus poussée est nécessaire pour évaluer la saturation en eau irréductible dans les unités réservoirs à Bécancour et l'efficacité du stockage du CO₂ qui dépende de l'hétérogénéité du réservoir, de la densité et de la flottabilité du CO₂ et de l'efficacité de son écoulement (Bachu et al., 2010).

5. Conclusions

L'évaluation de la porosité effective et l'identification d'un seuil minimal de porosité (*porosity cut off*)

correspondant aux intervalles productifs (*net pay*) dans les unités stratigraphiques de la plate-forme du Saint-Laurent dans la région de Bécancour a permis de constater que les intervalles productifs (*net pay*) sont plus importants dans les grès du Groupe de Potsdam par rapport aux autres unités.

Les grès quartzo-feldspathiques de la Formation de Covey Hill sont caractérisés par des intervalles productifs (*net pay*) considérablement plus épais par rapport aux grès quartzeux de la Formation de Cairnside. Les grès du Covey Hill montrent aussi des perméabilités de matrice, des porosités calculées à partir des diagraphies densité et neutron et des porosités effectives (PHIE) plus élevées, et une résistivité moindre que les grès du Cairnside. Les grès de Cairnside sont souvent monolithiques (99,5% quartz) et solidement cimentés. Ces observations permettent de conclure que les niveaux poreux de grès du Covey Hill sont donc considérés comme ayant un meilleur potentiel d'utilisation pour la séquestration géologique du CO₂ que les grès du Cairnside dans la région de Bécancour. Les autres unités géologiques sont peu susceptibles d'être utilisées pour la séquestration.

Les niveaux stratigraphiques des intervalles productifs avec une porosité effective élevée sont reconnaissables

dans les grès du Cairnside et du Covey Hill de tous les forages pétroliers qui traversent ces formations sur les flancs nord-ouest et sud-est de la faille de Yamaska dans la région de Bécancour. Les épaisseurs des formations du Potsdam et les intervalles productifs (*net pay*) sont plus importantes sur le flanc sud-est de la faille que sur son flanc nord-ouest où les intervalles productifs dans le Cairnside sont estimés à 63 m d'épaisseur et dans le Covey Hill est à 187 m (puits A198).

Les variations latérales du gradient de pression hydrostatique observées dans la région de Bécancour sont probablement le résultat de l'existence de deux réservoirs séparés : un réservoir sud-ouest (A158) qui est surpressurisé et un réservoir nord-est (A196-A198). Ces deux réservoirs sont divisés par la zone de transfert NO-SE (Fig. 13) qui marque la zone de déflexion de la faille de Yamaska avec les structures de transpression.

6. Remerciements

La présente étude a été réalisée grâce au support du Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec. Nos remerciements spéciaux à R. Thériault (MRNF) pour la carte numérique géologique et la carte du socle de la

région utilisées dans cette étude. Seismic Micro-Technology a mis à notre disposition le programme d'interprétation sismique Kingdom Suite utilisé dans cette étude.

7. Références

Sequestration Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, May 2-5, 2011. Abstracts.

Bachu, S., Burrowes, A., Davenport, P., Grasby, S., Hartling, A., Hewitt, A., Jensen, G., Keighley, D., MacDonald, J., Malo, M., Sanei, H., and Tzeng, P., 2010. Approach and Data Needs for the Production of the National Atlas of CO₂ Geological Storage Potential and Capacity in Canada. Final Report. Ottawa, Canada, 47 p.

Brunner, F., Dean, L., Mireault, R., 2010. Estimate of reservoir pressure, formation permeability and wellbore “skin” for DST tests for 5 wells of Bécancour area, St. Lawrence Platform, Quebec. CD ROM.

Doveton, J.H., 1986. Log analysis of subsurface geology - Concepts and computer methods: John Wiley & Sons, New York, 273 p

Faure, S., Tremblay, A., and Angelier, J., 1996. State of intraplate and tectonism of northeastern America since Cretaceous time, with particular emphasis on the New England – Quebec igneous province. *Tectonophysics*, 255: 111–134.

Konstantinovskaya, E., Claprood, M., Duchesne, M., Malo, M., Lefebvre, R., 2010a. 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-VC2.1, 59 p. http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/publications_fr

Konstantinovskaya, E., Malo, M., St-Pierre B., and Matton, G., 2010b. Present-day stress analysis in the St. Lawrence lowlands from borehole breakouts and geological implications, APGQ/QOGA Meeting, Montreal, QC, Canada, Oct 2010.

Konstantinovskaya E., Malo M., Castillo D.A., 2011. Present-day stress analysis in the St. Lawrence lowlands from borehole breakouts and implications for CO₂ injection. Recovery 2011 Conference, Calgary, Canada, May 9-13, 2011

Thériault, R., Laliberté, J.-Y., Brisebois, D., et Rheault, M., 2005. Fingerprinting of the Ottawa-Bonnechère and Saguenay grabens under the St. Lawrence Lowlands and Québec Appalachians: prime targets for hydrocarbon exploration: Geological Association of Canada, Abstracts, Halifax, Nova Scotia, 65

Tran Ngoc, T.D., Konstantinovskaya, E., Lefebvre, R., Malo, M., and Massé, L., 2011. Characterization of deep saline aquifers for CO₂ storage in the Bécancour region (Québec). 10th annual Carbon Capture and

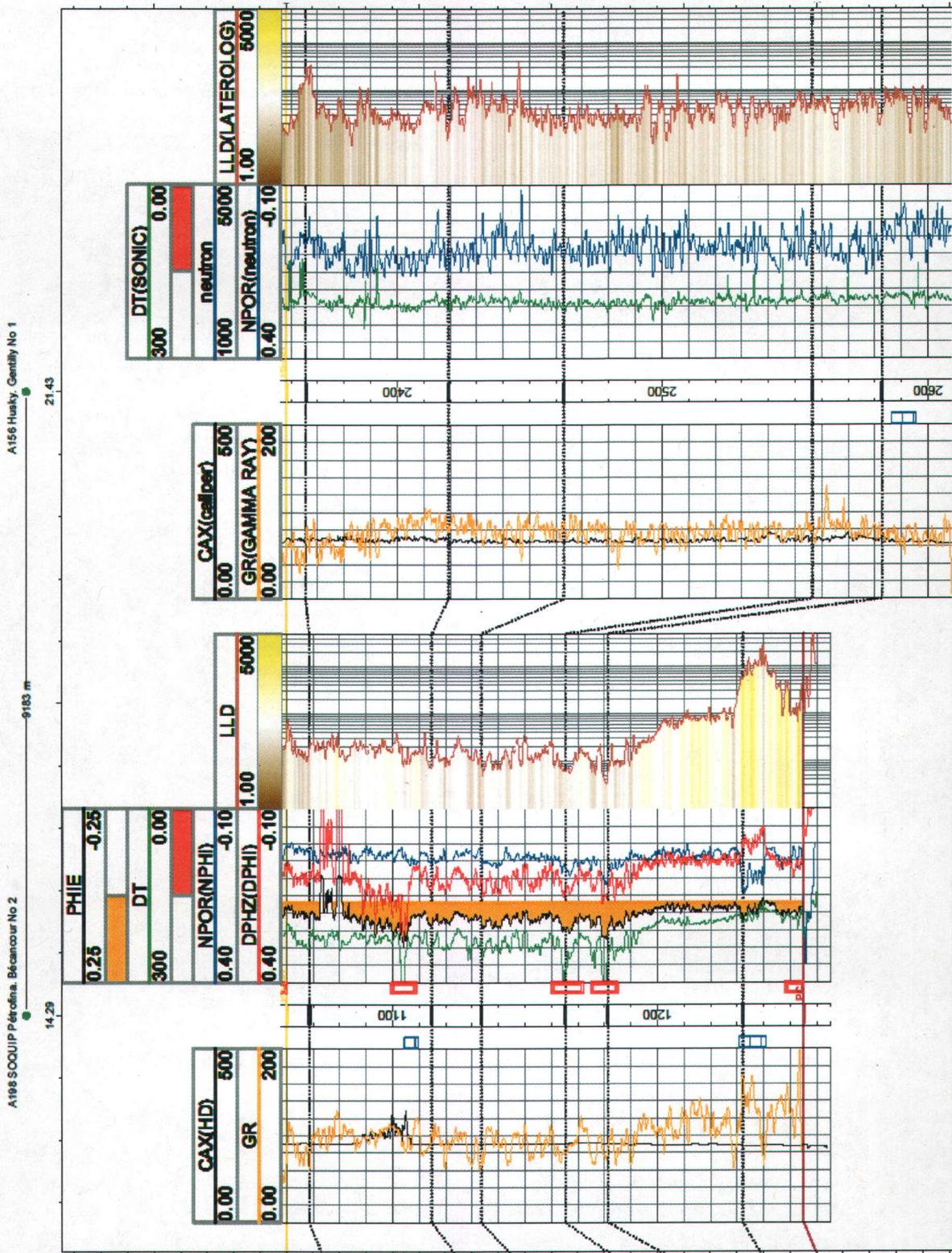
ANNEXES

Annexe 1. Noms et coordonnées des puits de la région de Bécancour

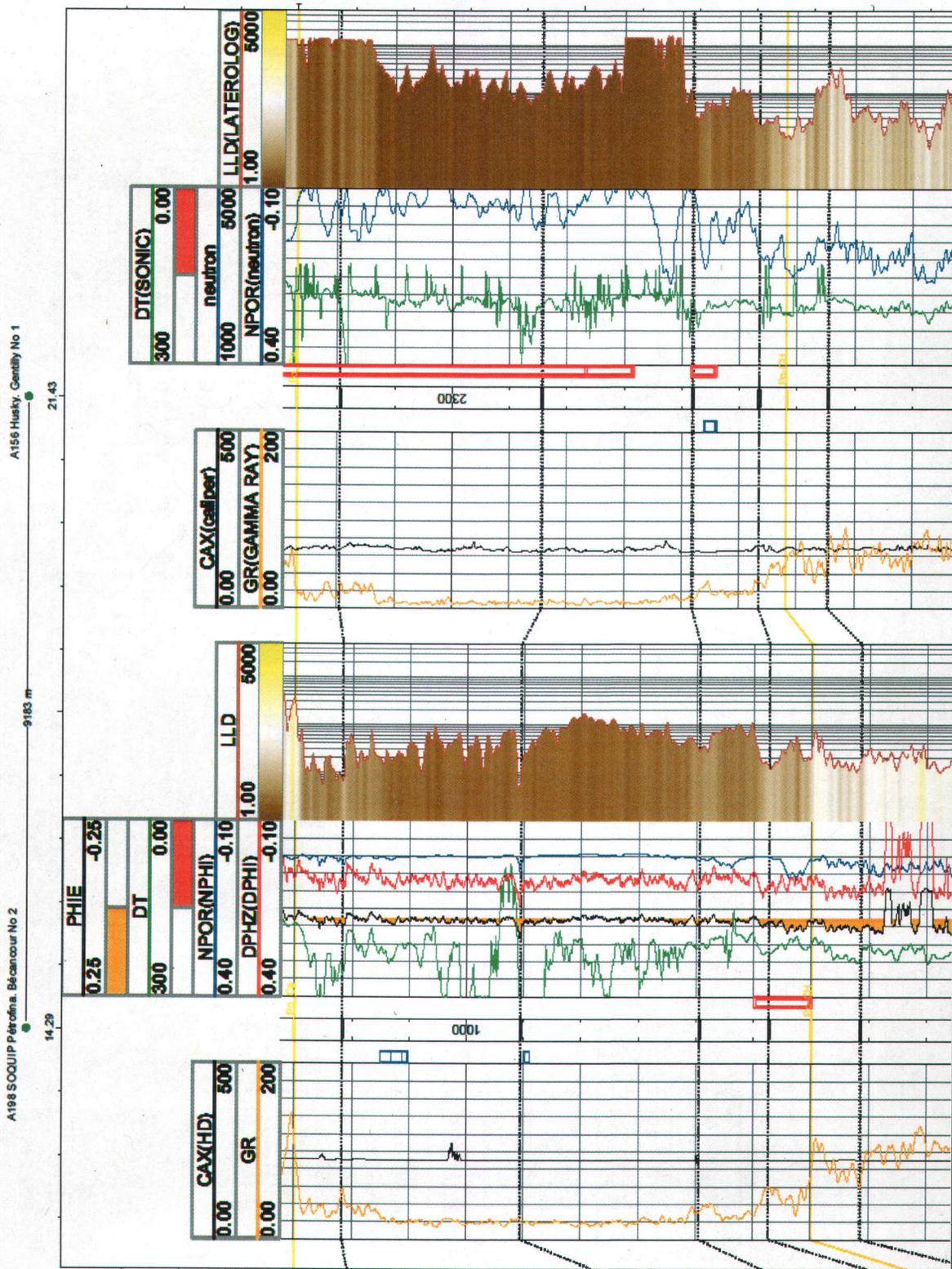
Les coordonnées sont en format UTM NAD83, Zone 18N

No Puit	Nom Puit	Lat	Long	Y	X
A025	Canadian Seaboard. Saint-Grégoire No 1	46.2703	-72.5007	5127116.48	692579.43
A027	Canadian Seaboard. Sainte-Angèle No 1	46.3186	-72.4857	5132519.55	693564.84
A071	Impérial Lowlands No 3	46.2584	-72.4473	5125925.47	696736.55
A156	Husky. Gentilly No 1	46.3563	-72.279	5137234.43	709333.23
A158	Husky Bruyères No 1	46.3246026033	-72.4962655645	5133160.716	692730.378
A196	SOQUIP Pétrofina. Bécancour No 1	46.3666408001	-72.4110010442	5138042.618	699140.792
A198	SOQUIP Pétrofina. Bécancour No 2	46.3897263864	-72.3881394498	5140665.432	700814.501
A223	Intermont. Bécancour No 1	46.3786695841	-72.4043045421	5 139 396,00	699 612,00
A224	Intermont. Bécancour No 2	46.3675	-72.4081	5138145.39	699360.8
A231	Junex. Bécancour No 1	46.3664124294	-72.4106435424	5138018.144	699169.12
A236	Junex. Bécancour No 2	46.3747396794	-72.4010711634	5138967.518	699874.99
A239	Junex. Bécancour No 3	46.3800344552	-72.4099291356	5139533.47	699174.51
A241	Junex. Bécancour No 4	46.377500575	-72.4156300532	5139237.593	698745.327
A242	Junex. Bécancour No 5	46.3879624318	-72.3930124233	5140457.078	700446.313
A246	Junex. Bécancour No 6	46.3911528737	-72.3853035106	5140831.133	701027.296
A247	Junex. Bécancour No 7	46.3552560661	-72.4258101635	5136740.504	698042.896
A250	Junex. Bécancour No 8	46.3621451856	-72.4276266812	5137501.4	697878.262
A262	Junex. Bécancour No 9	46.3351938996	-72.3978744264	5134581.729	700265.333

Annexe 2. Étendue latérale des intervalles productifs (*net pay*) dans les grès du Covey Hill de la région de Bécancour

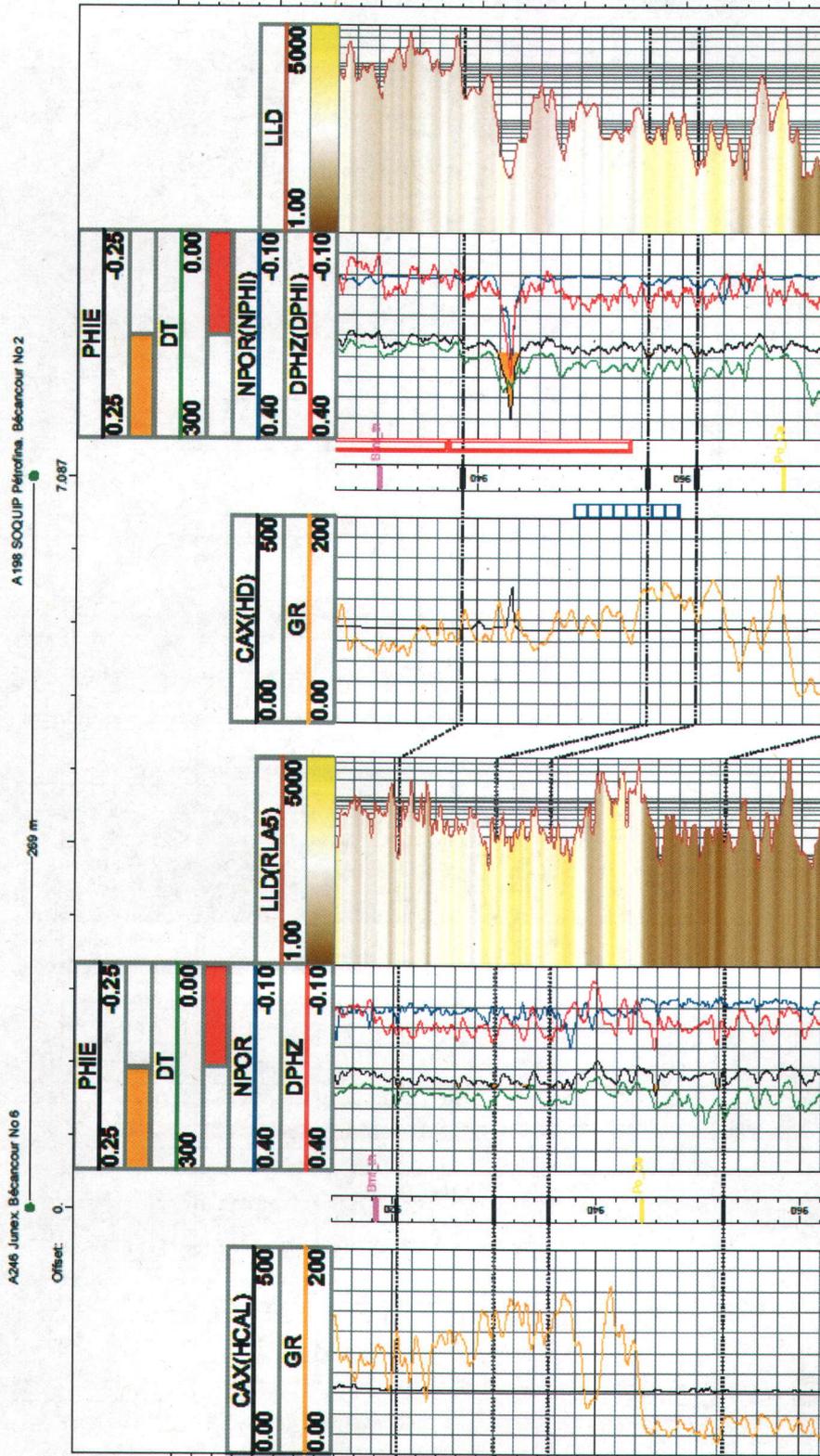


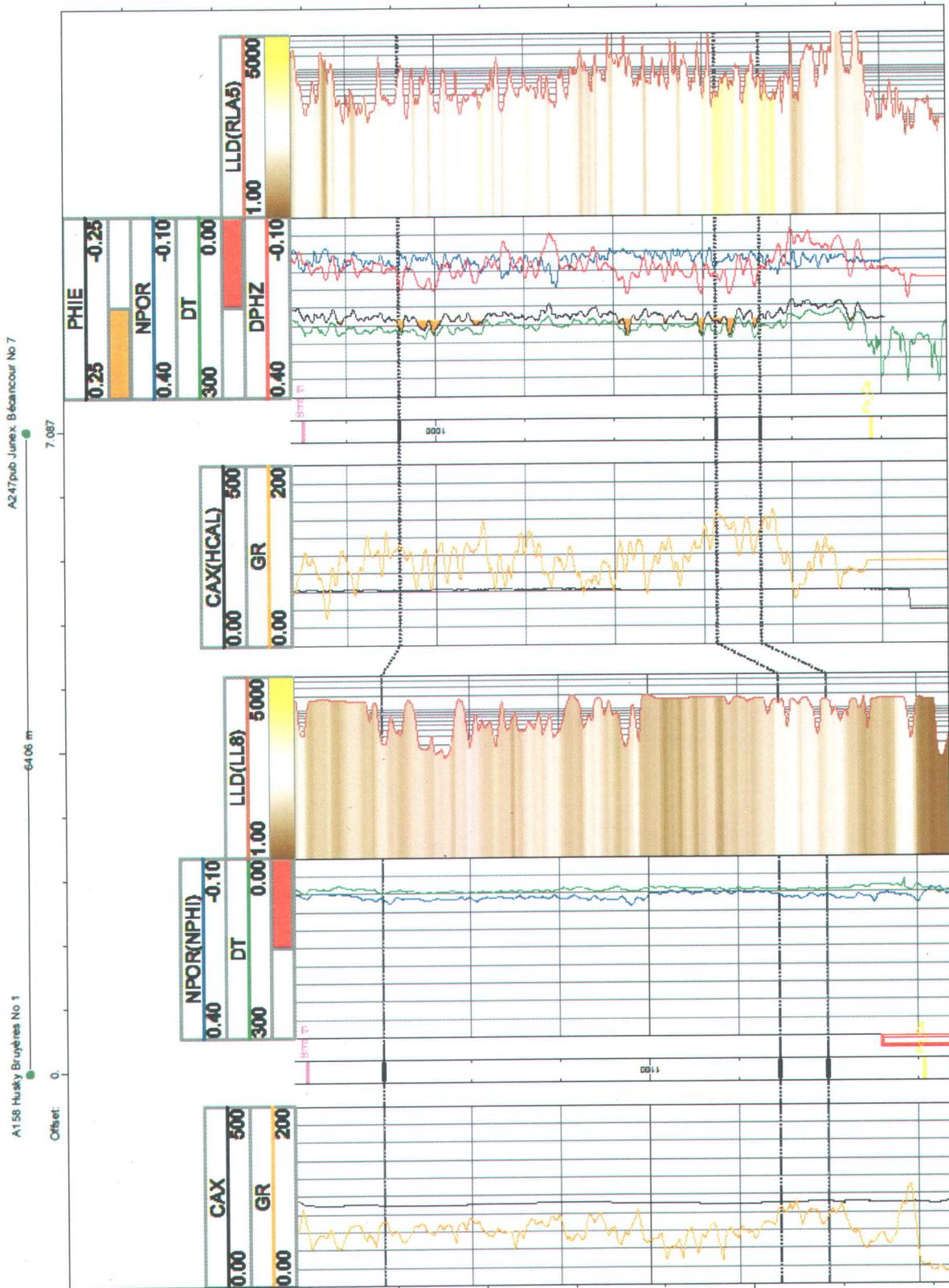
Annexe 3. Étendue latérale des intervalles productifs (*net pay*) dans les grès du Cairnside de la région de Bécancour



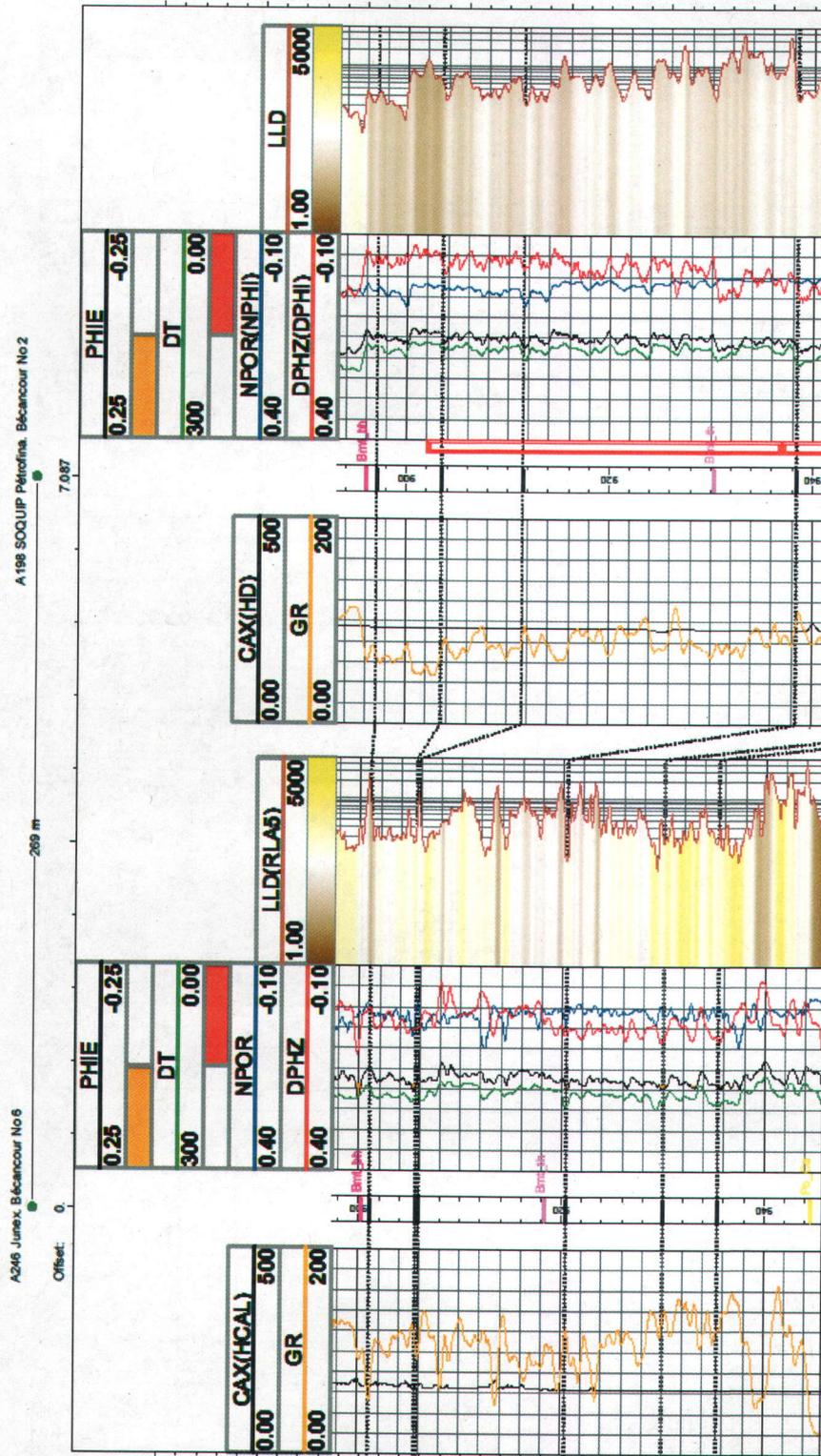


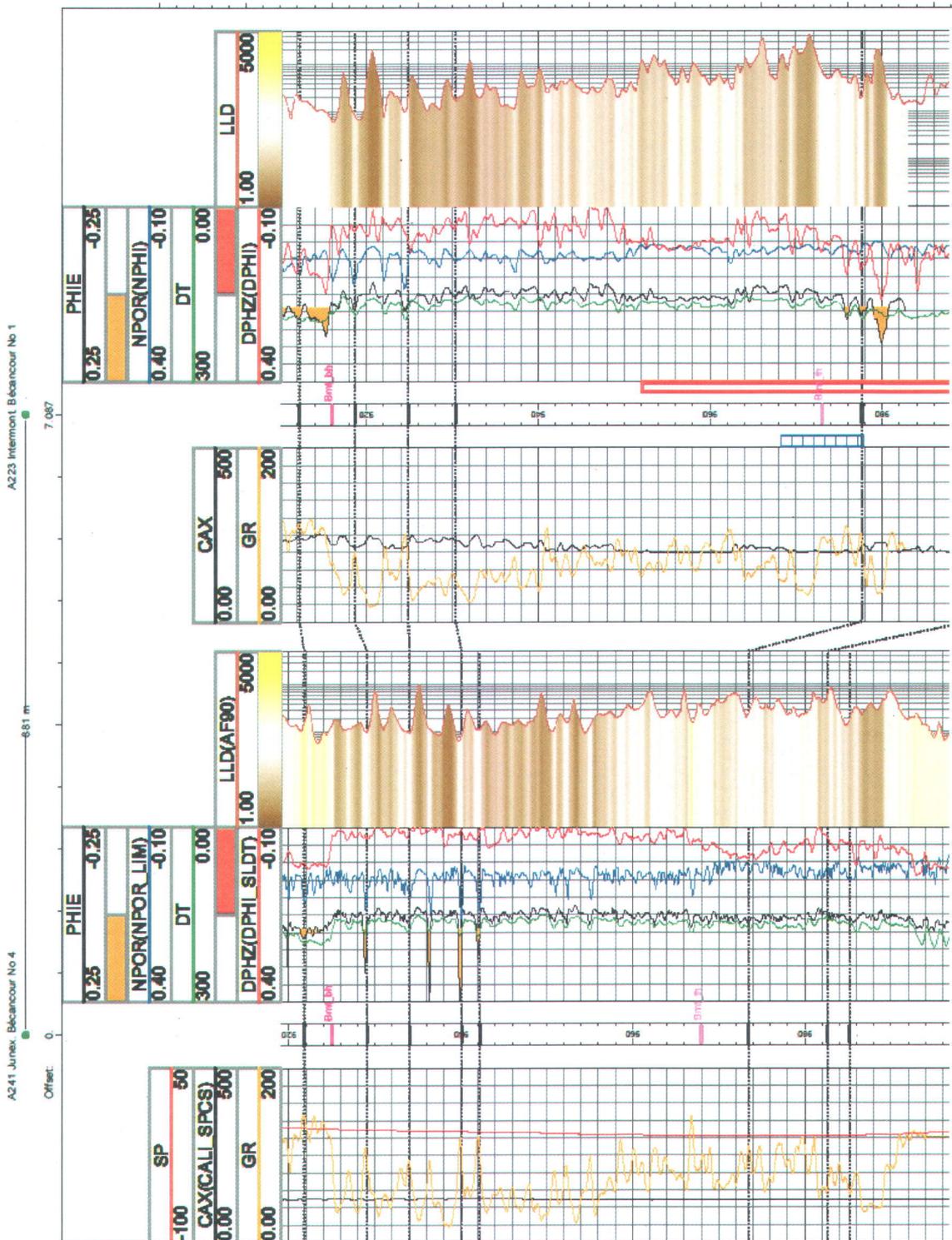
Annexe 4. Étendue latérale des intervalles productifs (*net pay*) dans les grès du Theresa de la région de Bécancour

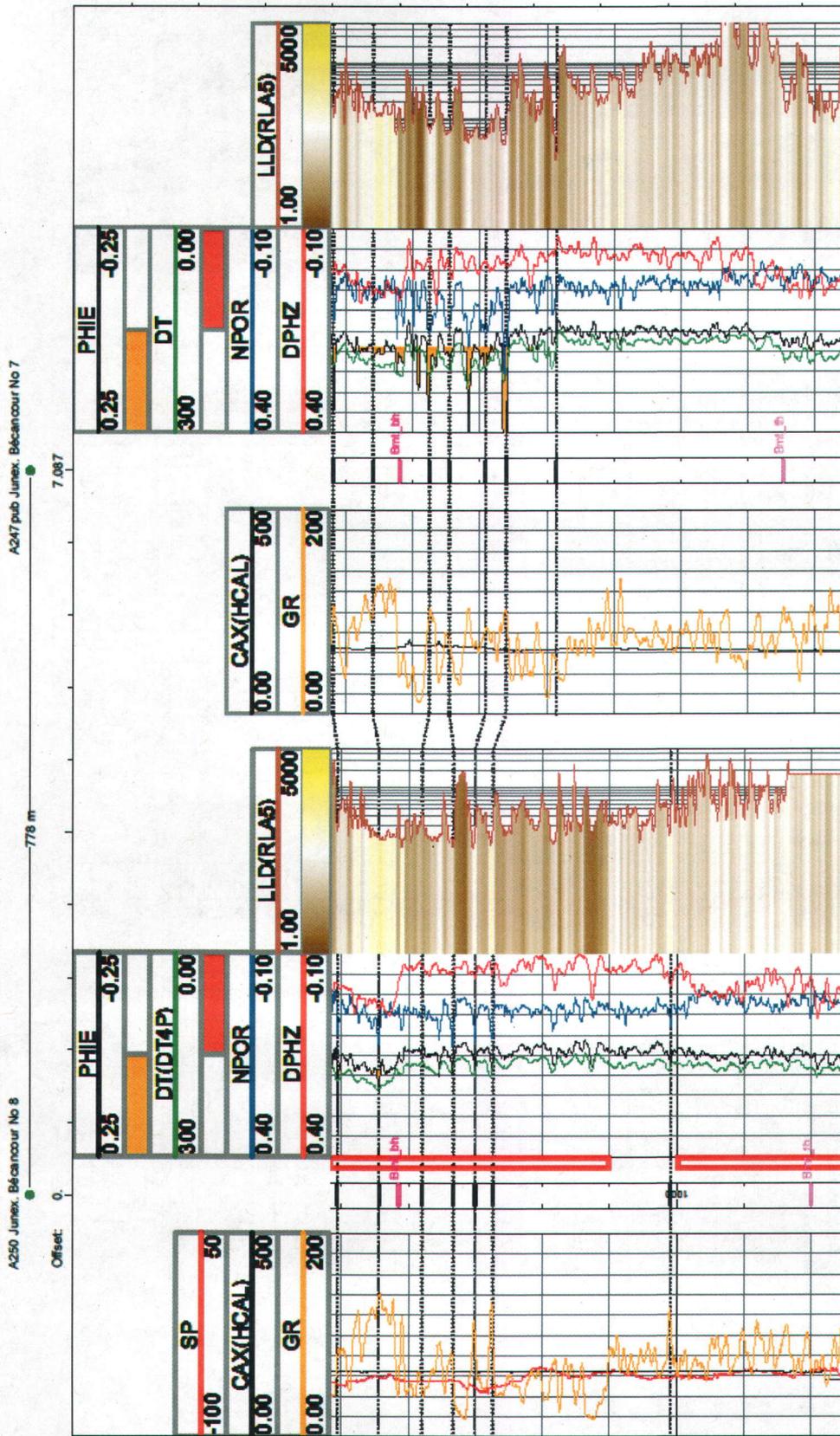




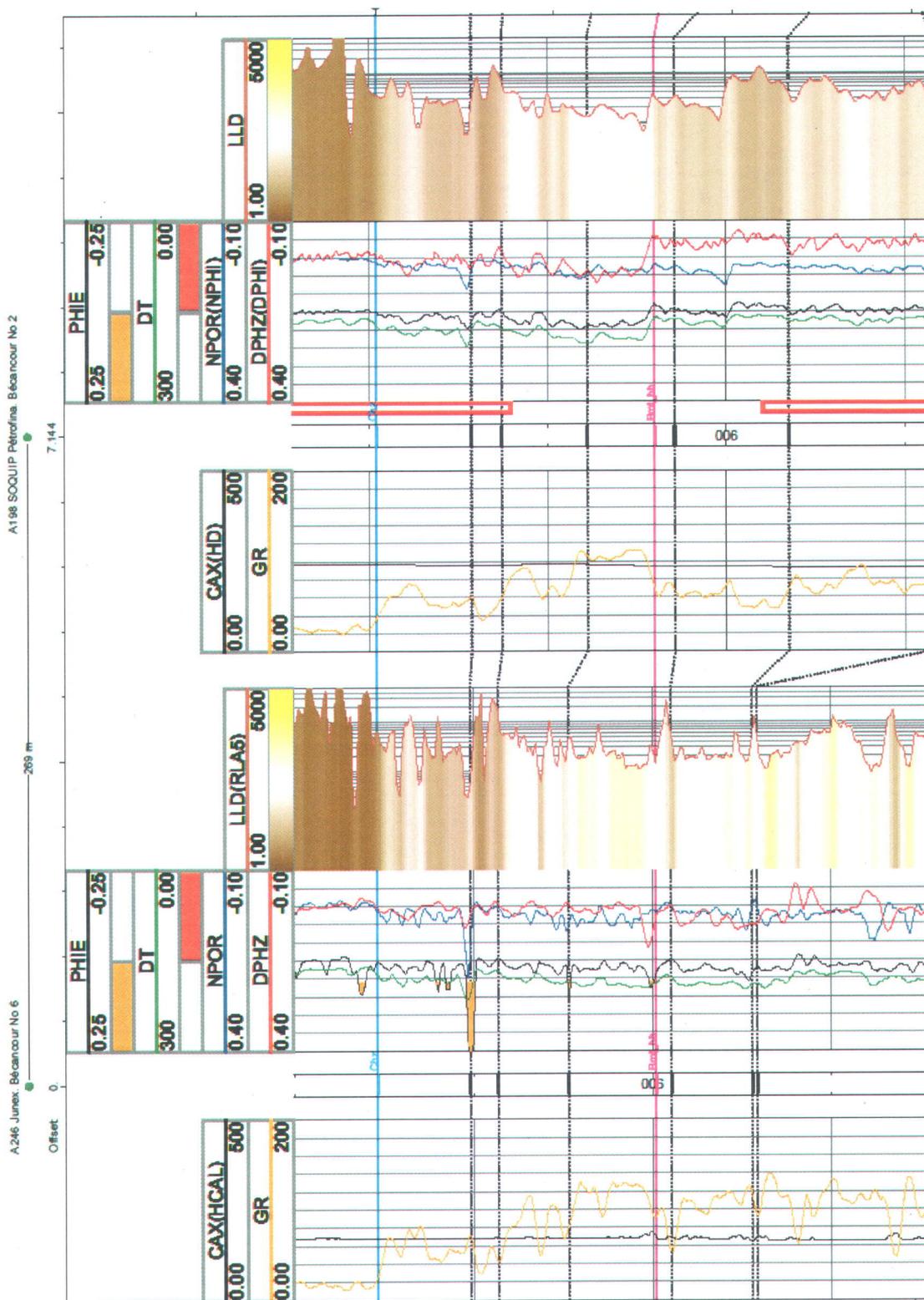
Annexe 5. Étendue latérale des intervalles productifs (*net pay*) dans les dolomies du Beauharnois de la région de Bécancour

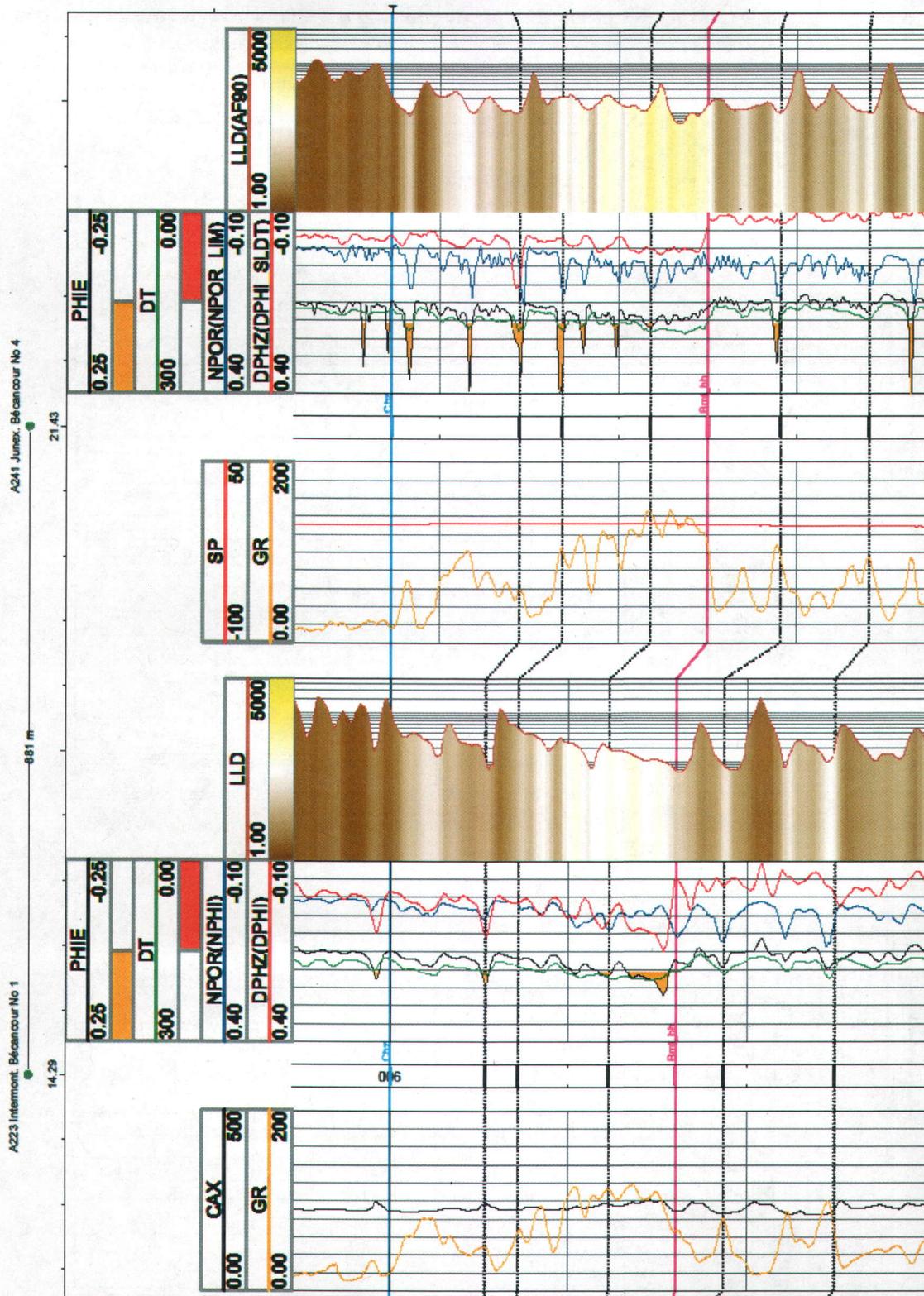


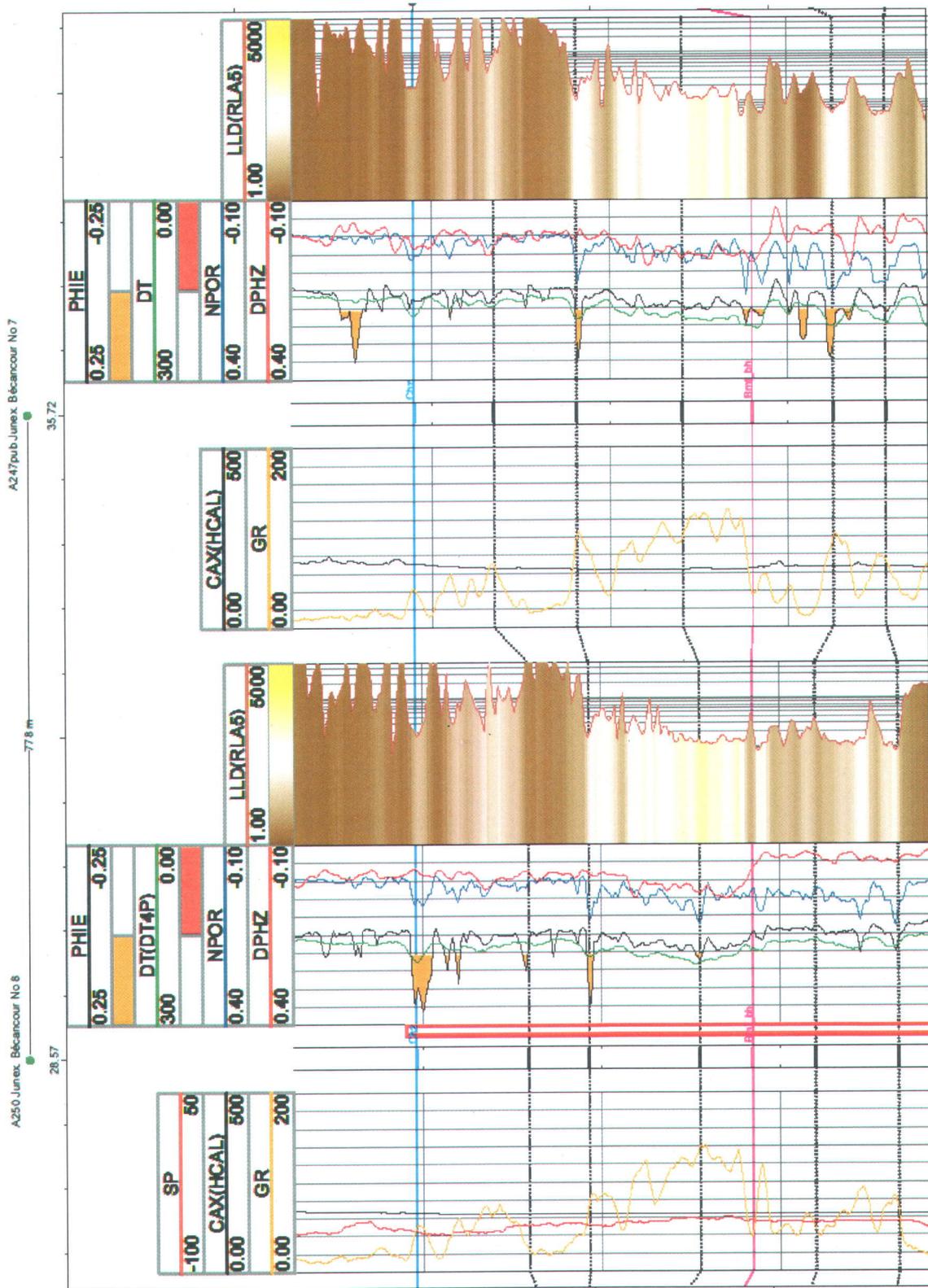




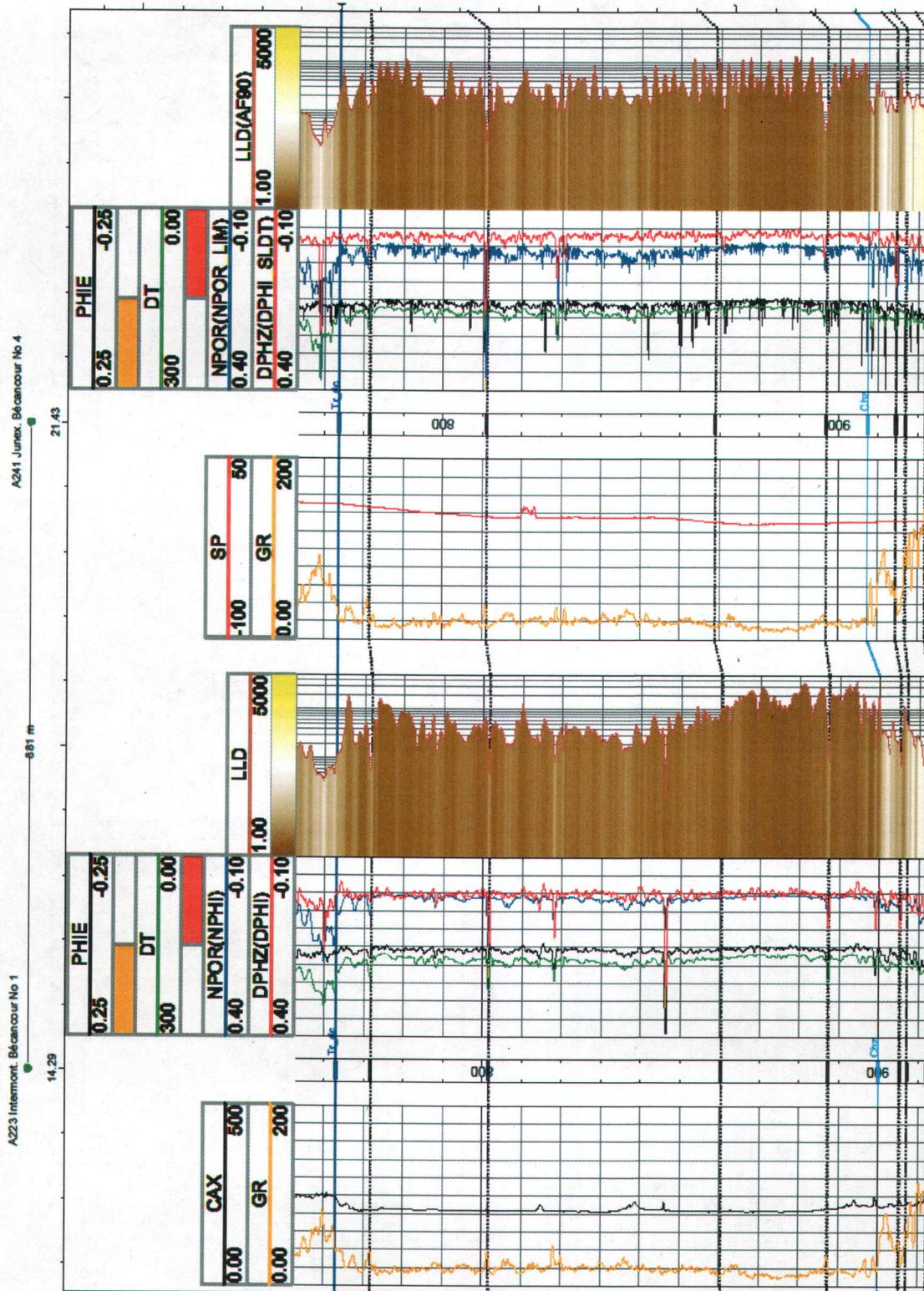
Annexe 6. Étendue latérale des intervalles productifs (*net pay*) dans les calcaires et calcaires gréseux du Chazy-Black River de la région de Bécancour

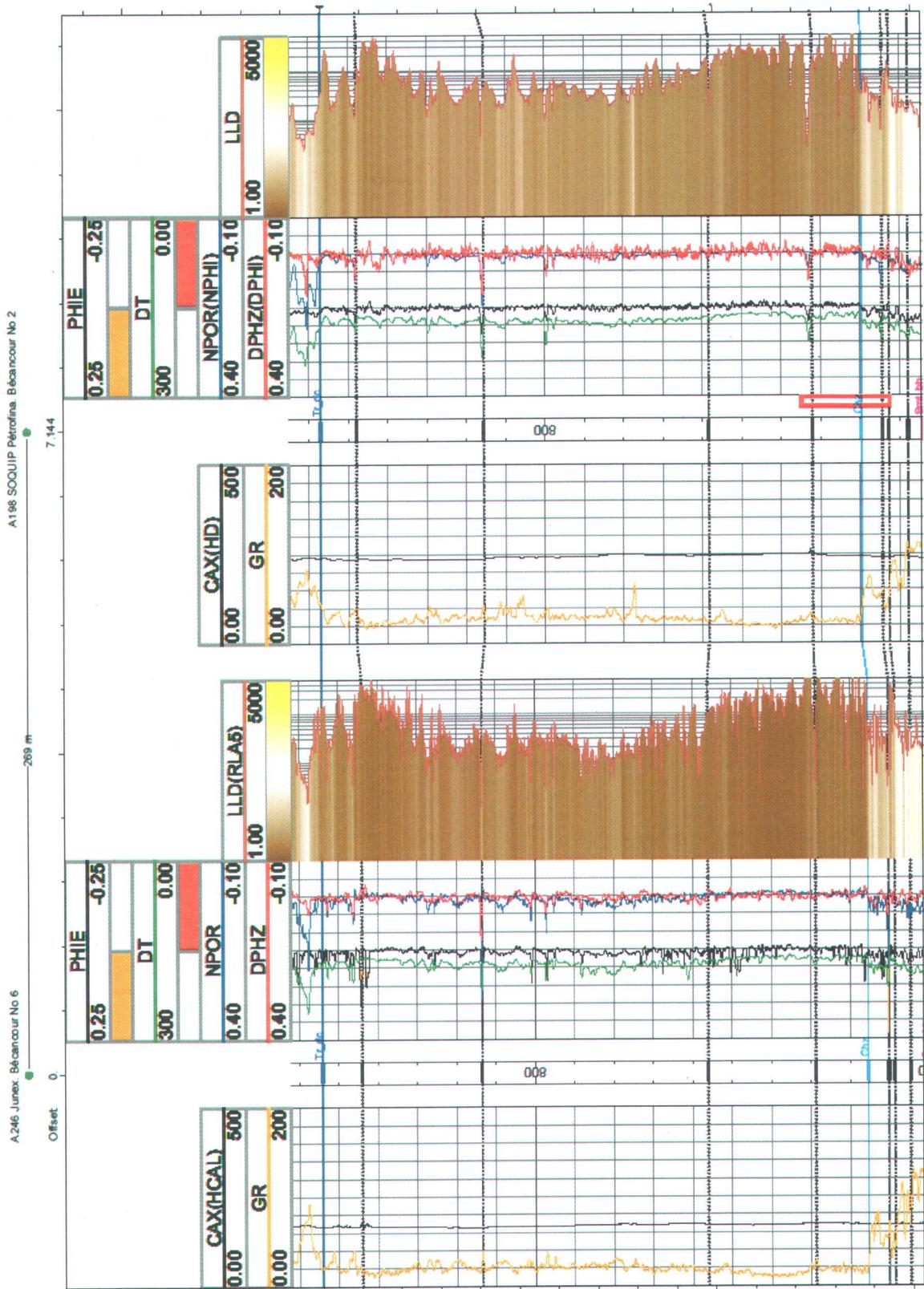


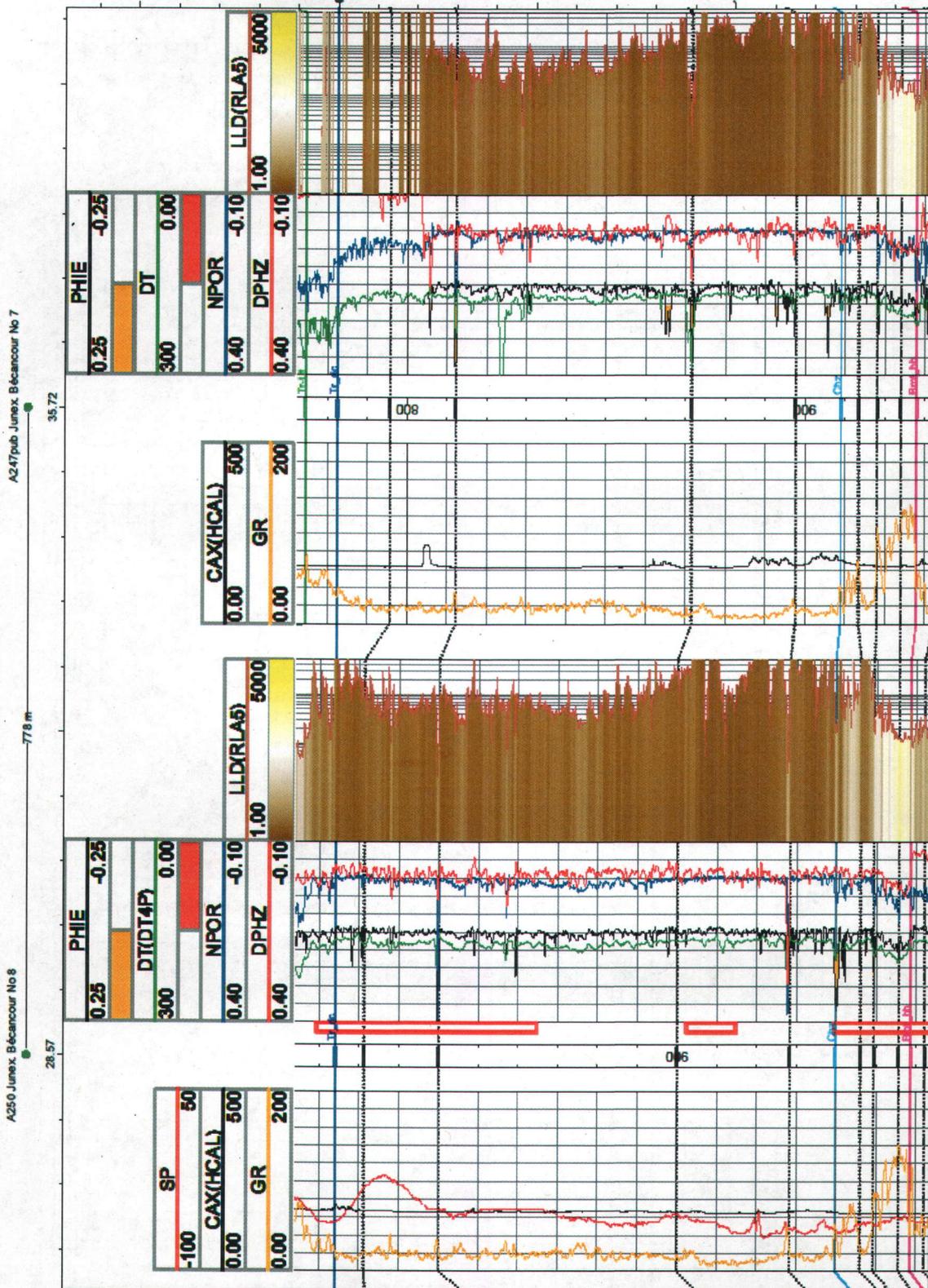




Annexe 7. Étendue latérale des intervalles productifs (*net pay*) dans les calcaires du Trenton de la région de Bécancour







Annexe 8. Les profondeurs (m) des toits du Cairnside et du Covey Hill et des intervalles productifs avec une porosité effective élevée dans ces formations.

No de puits	Cairnside		Covey Hill		Basement	
	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD
A158	1130,7	-1096,17	1244,8	-1210,27		
A196	1040	-1027,15	1149,71	-1136,86	1350	-1337,15
A198	970	-958,22	1060	-1048,22	1255	-1243,22
A241	1032	-1023,8				
A246	944,54	-936,19				
A247	1048,82	-1039,42				
moyenne	1028	-1013	1152	-1132	1303	-1290
A156	2273	-2231,25	2358,18	-2316,43		
	PHIE_Ca_top		PHIE_Ca_mdl		PHIE_Ca_bs2	
	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD
A158	1140,41	-1105,88	1194,95	-1160,42	1238,46	-1203,93
A196	1049,44	-1036,59	1094,32	-1081,47	1143,09	-1130,24
A198	978,36	-966,58	1009,04	-997,26	1052,65	-1040,87
A241						
A246	952,57	-944,22	975,11	-966,76		
A247						
moyenne	1030	-1013	1068	-1051	1145	-1125
A156	2280,51	-2238,76	2315,76	-2274,01	2353,5	-2311,75
	PHIE_CH_top		PHIE_CH_top2		PHIE_CH_top3	
	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD
A158	1259,26	-1224,73	1266,61	-1232,08	1283,58	-1249,05
A196	1163,5	-1150,65	1214,18	-1201,33	1235,28	-1222,43
A198	1068,63	-1056,85	1114,82	-1103,04	1133,61	-1121,83
A241						
A246						
A247						
moyenne	1164	-1144	1199	-1179	1217	-1198
A156	2365,49	-2323,74	2419,4	-2377,65	2462,99	-2421,24
	PHIE_CH_mdl		PHIE_CH_mdl2			
	MD	TVD	MD	TVD		
A158	1331,72	-1297,19	1359,69	-1325,16		
A196	1273,35	-1260,5	1293,99	-1281,14		
A198	1165,28	-1153,5	1181,33	-1169,55		
A241						
A246						
A247						
moyenne	1257	-1237	1278	-1259		
A156	2556,53	-2514,78	2582,69	-2540,94		

Note : TVD (KB) = - Z + KB (m)

**Annexe 9. Les résultats des analyses des essais aux tiges (DST)
par FEKETE, Calgary, Alberta**

Summary of DST results for A158 / Husky Bruyeres 1

DST	Test Date	DST Top (m KB)	DST Bottom (m KB)	Gauge Depth (m KB)	Primary Fluid Type	Gas to Surface	Reservoir Pressure* (kPaa)	Reservoir Gradient (kPa/m)	Permeability† (mD)	Skin	Confidence Rating	
Cairnside	#1	Jul. 17/71	1126.2	1140.6	1130.8	water	No	17656	15.61	0.04	0	Low**
	#3	Aug. 7/71	1177.4	1228.3	1180.5	water	Yes	18187	15.41	15.6	+29	High

*Pressures are reported at gauge depth
†Effective permeability to primary fluid type

**Radial flow was not achieved – reservoir pressure likely over-estimated
NOTE: A158 used for production of salt water – road de-icing

Summary of DST results for A250 / Becancour #8

DST	Test Date	DST Top (m KB)	DST Bottom (m KB)	Gauge Depth (m KB)	Primary Fluid Type	Gas to Surface	Reservoir Pressure* (kPaa)	Reservoir Gradient (kPa/m)	Permeability† (mD)	Skin	Confidence Rating	
Trenton Chz Bh	#1	Jul. 30/06	1000.0	1048.5	1009.6	water	No	na	na	TSTM	na	na
	#2	Aug. 1/06	939.0	990.0	942.5	water	No	na	na	TSTM	na	na
	#3	Aug. 3/06	902.0	915.0	904.1	water	Yes	10456	11.57	18.4	+130	High
	#4	Aug. 4/06	809.0	865.0	816.8	water	No	7564	9.26	158	+20.8	Low**

*Pressures are reported at gauge depth
†Effective permeability to primary fluid type

**Complex PTA response
NOTE: Chz - Chazy, Bh - Beauharnois

Summary of DST results for A196 / SoQuip Petrofina Becancour #1

DST	Test Date	DST Top (m KB)	DST Bottom (m KB)	Gauge Depth (m KB)	Primary Fluid Type	Gas to Surface	Reservoir Pressure* (kPaa)	Reservoir Gradient (kPa/m)	Permeability† (mD)	Skin	Confidence Rating	
CH Cairnside	#1	Jan. 15/81	1335.0	1370.0	1336.0	Water	No	16261	12.17	0.40	+6.4	Moderate
	#2	Jan. 17/81	1130.0	1150.0	1131.0	Water	No	14937	13.26	0.45	-2.4	Moderate
	#3	Jan. 17/81	1028.0	1048.0	1029.0	Gas	Yes	12410	12.06	0.07	+3.1	Moderate
	#4	Jan. 18/81	970.0	990.0	971.0	Gas	Yes	9334	9.61	0.36	+43.1	Moderate
	#7	Jan. 19/81	795.0	835.0	796.0	Gas**	Yes	8805**	11.06	0.02	-1.6	Moderate

*Pressures are reported at gauge depth
†Effective permeability to primary fluid type

**Recovered 451 m of salt water / Possible indication of depletion (see full report)
NOTE: CH - Covey Hill

Summary of DST results for A198 / SoQuip Petrofina Becancour #2

DST	Test Date	DST Top (m KB)	DST Bottom (m KB)	Gauge Depth (m KB)	Primary Fluid Type	Gas to Surface	Reservoir Pressure* (kPaa)	Reservoir Gradient (kPa/m)	Permeability† (mD)	Skin	Confidence Rating	
CH Th Tr Covey Hill	#3	Aug. 17/81	1099.5	1109.0	1101.0	gas	Yes	13736	12.48	0.0015	-0.2	Moderate
	#4	Aug. 24/81	1175.0	1185.0	1170.0	gas	Yes	14295	12.06	0.02	-0.7	High
	#7	Aug. 25/81	937.0	955.0	939.0	water	Yes	11730	12.49	24.5	-1.5	High
	#8	Aug. 25/81	865.0	888.0	866.0	water	Yes	10720	12.38	234	+16	Moderate
	#9	Aug. 26/81	1160.0	1172.0	1161.0	gas	Yes	13077	11.26	0.0006	+0.2	Low

*Pressures are reported at gauge depth
†Effective permeability to primary fluid type

NOTE: A198 used to produce salt water – road de-icing
CH - Covey Hill, Th - Theresa, Tr - Trenton

Summary of DST results for A156 / Husky Gentilly 1

DST	Test Date	DST Top (m KB)	DST Bottom (m KB)	Gauge Depth (m KB)	Primary Fluid Type	Gas to Surface	Reservoir Pressure* (kPaa)	Reservoir Gradient (kPa/m)	Permeability† (mD)	Skin	Confidence Rating	
Cairnside	#1	Apr. 22/71	2341.5	2346.0	2343.9	water	No	28927	12.34	5.4	+8	Moderate
	#2	May 15/71	2264.7	2331.7	2269.2	water	No	27438**	12.09	na	na	Low
	#3	May 16/71	2266.1	2323.4	2269.2	water	No	28446	12.54	1.3	+17	Moderate

*Pressures are reported at gauge depth
†Effective permeability to primary fluid type

**Final measured pressure – tabular pressures not provided