



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

**COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
DOSSIER PUBLIC 8196**

**Étude géomécanique du Shale d'Utica
et de sa couverture sédimentaire
d'après les puits pétroliers et gaziers
de la région de Saint-Édouard-de-Lotbinière, Québec**

S. Séjourné

2017



Canada



COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA DOSSIER PUBLIC 8196

Étude géomécanique du Shale d'Utica et de sa couverture sédimentaire d'après les puits pétroliers et gaziers de la région de Saint-Édouard-de-Lotbinière, Québec

S. Séjourné¹

¹ Géologue consultant, Montréal, Québec

2017

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre des Ressources naturelles, 2017

Le contenu de cette publication ou de ce produit peut être reproduit en tout ou en partie, et par quelque moyen que ce soit, sous réserve que la reproduction soit effectuée uniquement à des fins personnelles ou publiques mais non commerciales, sans frais ni autre permission, à moins d'avis contraire.

On demande seulement :

- de faire preuve de diligence raisonnable en assurant l'exactitude du matériel reproduit;
- d'indiquer le titre complet du matériel reproduit et le nom de l'organisation qui en est l'auteur;
- d'indiquer que la reproduction est une copie d'un document officiel publié par Ressources naturelles Canada (RNCAN) et que la reproduction n'a pas été faite en association avec RNCAN ni avec l'appui de celui-ci.

La reproduction et la distribution à des fins commerciales sont interdites, sauf avec la permission écrite de RNCAN.

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec RNCAN à

rncan.copyrightdroitdauteur.rncan@canada.ca.

doi:10.4095/299662

On peut télécharger cette publication gratuitement à partir de GEOSCAN (<http://geoscan.rncan.gc.ca/>).

Notation bibliographique conseillée

Séjourné, S., 2017. Étude géomécanique du Shale d'Utica et de sa couverture sédimentaire d'après les puits pétroliers et gaziers de la région de Saint-Édouard-de-Lotbinière, Québec; Commission géologique du Canada, Dossier public 8196, 54 p. doi: 10.4095/299662

Les publications de cette série ne sont pas révisées; elles sont publiées telles que soumises par l'auteur.

Table des matières

Table des matières	3
Liste des tableaux	4
Liste des figures	5
Résumé	6
Liste des abréviations	7
1. Introduction.....	8
1.1 Contexte de l'étude	8
1.2 Objectifs de l'étude	8
1.3 Portée et limitations de l'étude	9
1.4 Contexte géologique	9
1.4.1 Stratigraphie	9
1.4.2 Structure.....	11
1.4.3 Réservoirs	13
2. Intégration des données.....	14
2.1 Rapports géologiques.....	14
2.2 Définition des contacts stratigraphiques	14
2.3 Données diagaphiques.....	15
2.3.1 Puits de gaz de shale	15
2.3.2 Puits d'exploration anciens	17
2.4 Études antérieures	17
3. Estimation des propriétés géomécaniques.....	18
3.1 Constantes élastiques.....	18
3.2 Indices de fragilité	21
3.3 Cas des puits antérieurs aux puits forés pour le gaz de shale.....	22
3.3.1 Définition des corrélations pour les puits de contrôle.....	22
3.3.2 Validation des corrélations pour les puits anciens.....	27
4. Interprétation des propriétés géomécaniques	31

4.1 Puits de gaz de shale	31
4.1.1 Puits A279.....	31
4.1.2 Puits A266.....	33
4.1.3 Puits A267.....	35
4.1.4 Variabilité régionale	37
4.2 Puits pétroliers et gaziers anciens.....	39
4.2.1 Puits A192.....	39
4.2.2 Puits A167.....	40
4.2.3 Puits A190.....	42
4.2.4 Puits A187.....	43
4.2.5 Variabilité régionale	46
5. Conclusions.....	48
Remerciements	51
Références.....	52

Liste des tableaux

Tableau 1 : Profondeurs établies pour le toit des formations rencontrées dans les puits étudiés.	15
Tableau 2 : Compilation statistique des propriétés mécaniques calculées pour les trois puits de gaz de shale.	21
Tableau 3 : Synthèse des corrélations établies entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques à partir des trois puits de contrôle.....	23
Tableau 4 : Compilation statistique des propriétés mécaniques dérivées de l'onde S synthétique pour les puits pétroliers et gaziers.	31

Liste des figures

Figure 1 : Carte de localisation de la zone d'intérêt et des puits étudiés.	8
Figure 2 : Colonne stratigraphique des Basses-Terres du Saint-Laurent.	11
Figure 3 : Modèles structuraux conceptuels élaborés pour la région d'étude.	13
Figure 4 : Diagramme binaire opposant le module de Young au coefficient de Poisson pour les trois puits de gaz de shale.	20
Figure 5 : Exemple de corrélation observée entre les diagraphies acoustiques brutes (ici DT4P) et les diagraphies non-acoustiques (ici NPOR_LIM) pour les trois puits de contrôle.....	24
Figure 6 : Comparaison entre les valeurs brutes de l'onde P (DT4P) et leur équivalent synthétique DTP_SYNTH pour les trois puits de contrôle.	25
Figure 7 : Comparaison entre les valeurs brutes de l'onde S (DT4S) et leur équivalent synthétique DTS_SYNTH pour les trois puits de contrôle.	26
Figure 8 : Exemples de divergences observables entre les valeurs brutes et synthétiques des ondes P et S.	27
Figure 9 : Comparaison entre les valeurs brutes de l'onde P (DT) et leur équivalent synthétique DTP_SYNTH pour le puits A192.	28
Figure 10 : Exemples de divergences observables entre les valeurs brutes et synthétiques de l'onde P pour le Groupe de Potsdam.	29
Figure 11 : Diagramme binaire opposant le module de Young au coefficient de Poisson dérivés de l'onde S synthétique pour les puits pétroliers et gaziers.	30
Figure 12 : Profil géomécanique du puits A279.	33
Figure 13 : Profil géomécanique du puits A266.	35
Figure 14 : Profil géomécanique du puits A267.	37
Figure 15 : Indices acoustiques de fragilité bruts (courbes rouges) et synthétiques (courbes noires) des trois puits de gaz de shale.	38
Figure 16 : Profil géomécanique du puits A192.	40
Figure 17 : Profil géomécanique du puits A167.	41
Figure 18 : Profil géomécanique du puits A190.	43
Figure 19 : Profil géomécanique du puits A187.	45
Figure 20 : Indices acoustiques de fragilité bruts (courbes rouges) et synthétiques (courbes noires) des puits de gaz de shale et des puits pétroliers et gaziers anciens.....	47
Figure 21 : Schéma conceptuel illustrant les contrastes géomécaniques au contact entre les principales unités stratigraphiques.....	48

Résumé

L'objectif principal de l'étude visait à estimer les propriétés géomécaniques du Shale d'Utica et de sa couverture sédimentaire pour trois puits forés pour le gaz de shale dans ou à proximité de la région de Saint-Édouard-de-Lotbinière. Pour chacun de ces puits le module de Young, le coefficient de Poisson ainsi que deux indices de fragilité ont été calculés puis évalués. La portée de l'étude a ensuite été étendue à quatre puits pétroliers et gaziers plus anciens ne ciblant pas les gaz de shale mais des réservoirs pétroliers conventionnels.

Les propriétés géomécaniques ainsi estimées pour le Groupe de Lorraine soulignent un fort contraste mécanique avec le Shale d'Utica sous-jacent, le premier étant plus ductile (moins fragile) que le second. Les propriétés géomécaniques définies pour le Shale d'Utica soulignent que celui-ci est aussi plus ductile que le Groupe de Trenton sous-jacent, avec un contact et un contraste géomécanique plus ou moins bien marqués de part et d'autre de la base du Shale d'Utica. Dans la plupart des puits il a également été possible de différencier deux membres au sein du Shale d'Utica, avec un membre supérieur plus fragile et un membre inférieur plus ductile. Les résultats indiquent que, dans un contexte de fracturation hydraulique pour le gaz de shale, les propriétés géomécaniques de la couverture sédimentaire du Shale d'Utica ne sont pas propices à la propagation des fractures hydrauliques en direction de la surface.

Cette étude a également permis d'identifier un certain nombre de travaux additionnels qui permettraient de confirmer ou raffiner les résultats obtenus ici. Les principales recommandations en ce sens sont regroupés sous trois thèmes principaux, soit 1) la caractérisation des réseaux de fractures naturelles, 2) l'étude des propriétés géomécaniques de la couverture à faible profondeur et 3) l'étude des propriétés géomécaniques de la couverture dans les zones faillées.

Liste des abréviations

Abréviations dans le texte

BRIT :	Indice acoustique de fragilité (0 à 100)
CGC :	Commission Géologique du Canada
E :	Module de Young (exprimé en GPa)
G :	Module de cisaillement (exprimé en GPa)
GPa :	GigaPascals
KB :	<i>Kelly bushing</i> (table de rotation de la foreuse)
u (nu) :	Coefficient de Poisson (sans unité)
*_CLEAN :	Paramètre identifié par l'astérisque, calculé à partir des données filtrées pour éliminer les intervalles affectés par la présence de fractures
*_RAW :	Paramètre identifié par l'astérisque, calculé à partir des données brutes
*_SYNTH :	Paramètre identifié par l'astérisque, calculé à partir des données synthétiques

Abréviations des diagraphies

BRIT_LITHO (0 à 100) :	Indice minéralogique de fragilité
BRIT (0 à 100) :	Indice acoustique de fragilité
BS (mm) :	Diamètre du trépan (<i>bit size</i>)
DTP, DT4P, DT ($\mu\text{sec}/\text{m}$) :	Inverse de la vitesse de l'onde P dérivée des données brutes
DTS, DT4S ($\mu\text{sec}/\text{m}$) :	Inverse de la vitesse de l'onde S dérivée des données brutes
GR (GAPI) :	Rayonnement gamma total
HCAL (mm) :	Diamètre (<i>caliper</i>)
HDRA (kg/m^3) :	Correction de densité
NPOR_LIM, NPOR (V/V) :	Porosité neutron, matrice calcaire
PR (0 à 0,5) :	Coefficient de Poisson (<i>Poisson's ratio</i>) dérivé des données brutes
RLA1 (ohm/m) :	Résistivité peu profonde
RLA5 (ohm/m) :	Résistivité profonde
RHOB et RHOZ (kg/m^3) :	Densité totale
YM (GPa) :	Module de Young (<i>Young's modulus</i>) dérivé des données brutes
*_CLEAN :	Paramètre identifié par l'astérisque, calculé à partir des données filtrées pour éliminer les intervalles affectés par la présence de fractures
*_RAW :	Paramètre identifié par l'astérisque, calculé à partir des données brutes
*_SYNTH :	Paramètre identifié par l'astérisque, calculé à partir des données synthétiques

1. Introduction

1.1 Contexte de l'étude

Ce projet a été réalisé à la demande de la Commission géologique du Canada, division Québec (CGC-Québec). Il s'inscrit dans le cadre d'une étude plus vaste traitant des impacts potentiels sur les aquifères des activités liées au gaz de shale dans la région de Saint-Édouard (Basses-Terres du Saint-Laurent, Province de Québec, figure 1). Le programme Géoscience environnementale du Secteur des Sciences de la Terre est en parti, financé par le programme de l'Initiative écoÉNERGIE sur l'Innovation du Secteur de l'Énergie de du Ministère des Ressources naturelles Canada.

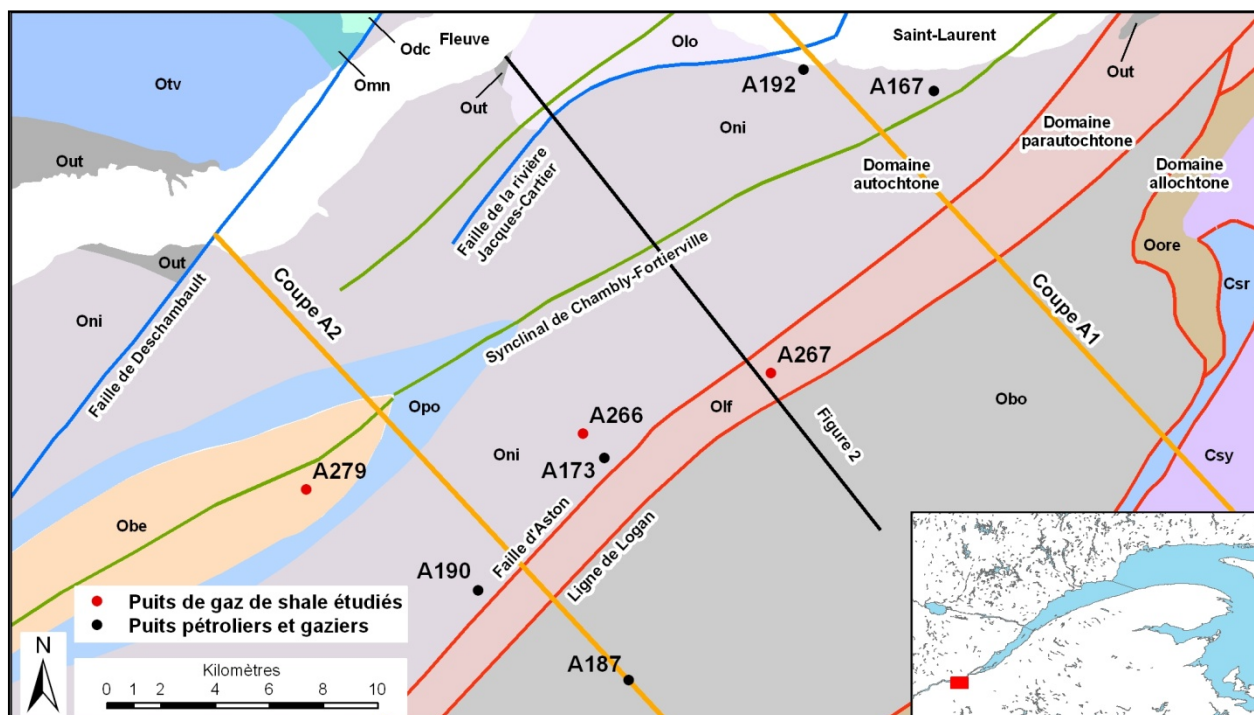


Figure 1 : Carte de localisation de la zone d'intérêt et des puits étudiés. Csr : Groupe de Saint-Roch; Csy : Groupe de Sillery; Obe : Formation de Bécancour, Groupe de Queenston; Obo : Formation de Bourret; Odc : Formation de Deschambault, Groupe de Trenton; Olf : Formation de Les Fonds, Groupe de Sainte-Rosalie; Olo : Formation de Lotbinière, Groupe de Sainte-Rosalie; Omn : Formations de Montréal et de Neuville, Groupe de Trenton; Oni : Formation de Nicolet, Groupe de Lorraine; Opo : Formation de Pontgravé, Groupe de Lorraine; Oore : Olistostrome de la Rivière Etchemin; Otv : Formation de Tétreauville, Groupe de Trenton; Out : Shale d'Utica (C : Cambrien, O : Ordovicien). Géologie adaptée de MERN (2008) et SIGPEG (2016). Les coupes A1 et A2 sont illustrées à la figure 3.

1.2 Objectifs de l'étude

L'objectif général de cette étude est d'estimer, à partir des données diagaphiques des forages pétroliers et gaziers disponibles, les propriétés géomécaniques du Shale d'Utica et de sa couverture sédimentaire dans la région de Saint-Édouard. Dans un contexte de fracturation hydraulique ces résultats visent à identifier la présence ou l'absence d'éventuelles barrières à la propagation vers la surface des fractures hydrauliques induites.

Pour arriver à cette fin les diagraphies acoustiques (ondes P et S) sont utilisées pour en dériver des modules élastiques (module de Young, coefficient de Poisson). Un indice de fragilité est également dérivé de ces propriétés afin de rendre compte plus aisément des variations qualitatives fines que l'on observe dans la stratigraphie mécanique du Shale d'Utica et de sa couverture. Au Québec cette méthode a déjà été appliquée avec succès au shale de la Formation Macasty et à sa couverture sur l'île d'Anticosti, province de Québec (Séjourné, 2015a et 2015b).

Trois puits d'exploration forés pour le gaz de shale en 2009 et 2010 dans la région comportent un jeu de données diagraphiques complet et sont donc examinés en priorité ici. Il s'agit du puits « Talisman Saint-Édouard No1 » (A267) près de Saint-Édouard, du puits « Talisman Leclercville No1 » (A266) près de Leclercville et du puits « Talisman Fortierville HZ No1 » (A279) près de Fortierville.

Cinq puits pétroliers et gaziers forés entre 1972 et 1979, pour lesquels un enregistrement de l'onde S n'est pas disponible, ont également été forés dans la région d'intérêt. Il s'agit des puits « SOQUIP Shell, Sainte-Croix No1 » (A167), « SOQUIP et al., Villeroy No2 » (A173), « SOQUIP et al., Du Chêne No1 (Villeroy) » (A187), « SOQUIP, Sainte-Françoise-Romaine No1 » (A190) et « SOQUIP, Sainte-Croix No1 Lotbinière » (A192). Une onde S synthétique a été générée pour ces puits et des modules élastiques synthétiques ont été calculés pour quatre d'entre eux, permettant ainsi d'estimer les propriétés géomécaniques du Shale d'Utica et de sa couverture dans ces puits plus anciens. L'analyse de ces données synthétiques complète et étend la couverture géographique de la présente étude.

1.3 Portée et limitations de l'étude

Dans un contexte de fracturation hydraulique la pression exercée par le fluide de fracturation vise à initier et propager des fractures dans un médium initialement dépourvu de fractures naturelles, ainsi qu'à rouvrir des fractures préexistantes. Les modules élastiques estimés dans le cadre de la présente étude permettent d'apprécier le comportement de la roche dans le premier cas, c'est-à-dire en considérant la roche comme un médium homogène et isotrope. Il s'agit là d'une simplification nécessaire dans la mesure où les données publiques disponibles ne permettent pas pour le moment de caractériser avec précision l'hétérogénéité et le degré d'anisotropie du Shale d'Utica et de sa couverture (Séjourné, 2016). Enfin il convient de rappeler que les résultats présentés ici sont de nature qualitative et relative et ne sauraient être utilisés à des fins de planification d'une campagne de fracturation hydraulique sur le terrain.

1.4 Contexte géologique

1.4.1 Stratigraphie

Les unités d'intérêt pour la présente étude correspondent à la partie supérieure de la séquence sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent (figure 2). Cette séquence repose en discordance sur le socle grenvillien et débute avec les grès et conglomérats fluviaux et de rivage du Groupe de Potsdam (Cambrien Médian à Ordovicien basal (Lowe et Arnott, 2016)). Elle se poursuit avec les dolomies et calcaires dolomitiques infralittoraux de plate-forme du Groupe de Beekmantown (Ordovicien Inférieur). De l'Ordovicien Précoce à Moyen, des faciès d'eau de plus en plus profonde succèdent aux dépôts de plate-forme proprement dits, définissant un bassin d'avant-pays. Il s'agit, tour à tour, des groupes de

Chazy (calcaires argileux et gréseux), Black River (calcaires et grès) et Trenton (calcaires argileux et shales). La séquence de flyschs qui succède aux roches de la plate-forme carbonatée à l'Ordovicien Tardif débute avec le Shale d'Utica et se poursuit avec le Groupe de Lorraine (formations de Nicolet et de Pontgravé). Enfin une séquence régressive souligne, avec le Groupe de Queenston et son unique formation (Formation de Bécancour), le comblement final du bassin et la fin du cycle transgression-régression à l'Ordovicien Tardif (voir Séjourné et al., 2013 et références ci-incluses).

Le contact entre le Groupe de Trenton et le Shale d'Utica est graduel dans la région d'étude, et caractérisé par une augmentation progressive des lits de shale par rapport aux lits de calcaire. En affleurement, le contact est défini là où la proportion de shale calcaireux devient supérieure à celle de calcaire argileux (Thériault, 2012a). Les critères retenus pour définir le contact sur une base diagraphique sont discutés par Comeau et al. (2013) et par Thériault (2012a et 2012b). Au sein du Shale d'Utica, Thériault (2012a) distingue deux unités (Utica inférieur et Utica supérieur) sur la base de critères diagraphiques, minéralogiques et géochimiques. Le membre supérieur est en général notamment plus siliceux, moins argileux et plus riche en matière organique que le membre inférieur (Thériault, 2012a).

Le Shale d'Utica est une unité diachronique. Elle est plus vieille à proximité du front Appalachien et plus jeune en s'éloignant du front et vers le sud-ouest. La progression diachronique de la subsidence tectonique vers l'ouest a coïncidé avec la transition progressive d'un environnement à sédimentation à carbonates à un environnement dominé par les siliciclastiques dans le bassin d'avant-pays. Le Shale d'Utica, dans son acception moderne (Trempe, 1978; Lavoie et al., 2008; Thériault, 2012a et 2012b), est un shale calcaireux, ce qui le distingue des shales non calcaireux du Groupe de Lorraine. Le contact entre le Shale d'Utica et la Formation de Nicolet du Groupe de Lorraine est graduel (transitionnel) dans la partie nord-ouest du bassin, typiquement au nord du fleuve Saint-Laurent, mais devient de plus en plus marqué et possiblement discordant vers le sud-est tel que suggéré par les données de forage. Au sein du Groupe de Lorraine, le contact entre les formations de Nicolet et de Pontgravé est graduel et caractérisé par un accroissement des interlits de calcaire dans une succession dominée par des siliciclastiques fines.

Finalement, le contact entre les groupes de Lorraine et Queenston est lui aussi graduel et marqué par un accroissement des interlits de grès et de calcaire. La Formation de Bécancour est la dernière de la séquence sédimentaire d'âge Ordovicien préservée dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.

Dans le domaine appalachien (allochtone), la seule unité stratigraphique considérée dans le cadre de la présente étude est la Formation de Bourret (Groupe de Laurier). Cette formation de l'Ordovicien Médian à Tardif, repose en contact chevauchant sur les roches du domaine parautochtone et consiste principalement en des shales, des mudstones et des lits de grès épais. Elle est considérée comme un dépôt de pente continentale en contexte de bassin d'avant-pays et représente un équivalent distal temporel de la succession clastique surmontant le Groupe de Trenton des Basses-Terres du Saint-Laurent.

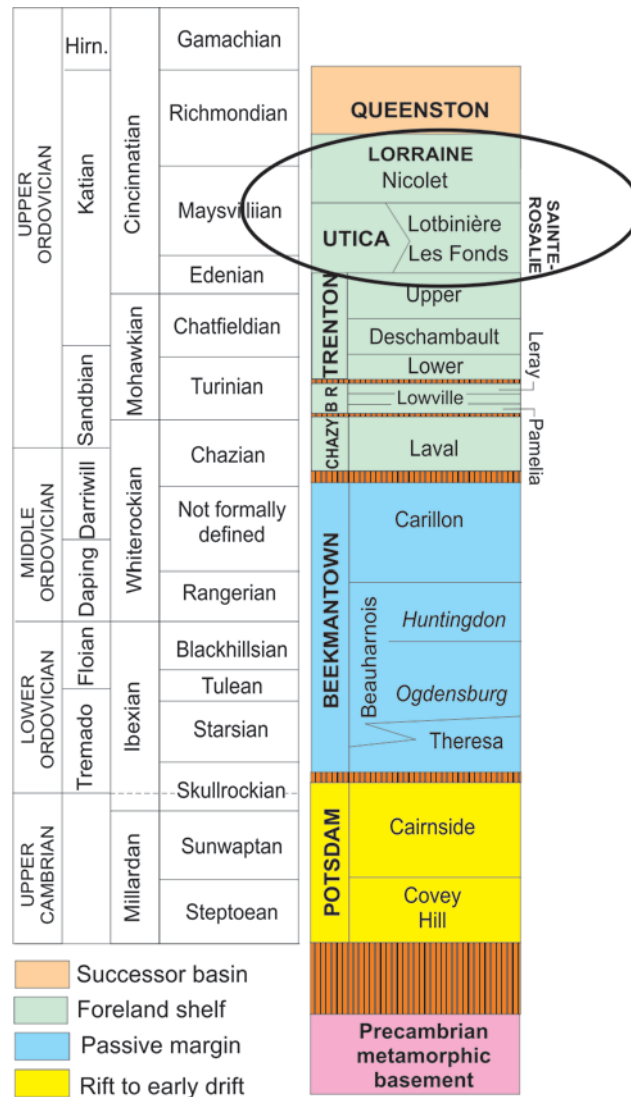


Figure 2 : Colonne stratigraphique des Basses-Terres du Saint-Laurent. Adapté de Lavoie et al. (2016).

1.4.2 Structure

L'évolution du cadre tectonostratigraphique général des séries sédimentaires paléozoïques du sud du Québec a été résumée par St-Julien et Hubert (1975). On y distingue une division spatiale tripartite (figure 1) qui consiste 1) en un socle grenvillien surmonté par 2) la plate-forme et les flyschs des Basses-Terres du Saint-Laurent (ou domaine autochtone), composés de roches cambriennes et ordoviciennes peu déformées, et 3) le domaine appalachien (ou domaine allochtone) composé de roches cambriennes à dévoniennes fortement plissées et faillées. La limite entre ces deux domaines est désignée sous le nom de Ligne de Logan, constituée d'une série de failles inverses à faible pendage. On distingue également un domaine intermédiaire (domaine parautochtone ou « zone de failles imbriquées ») constitué de roches de la plate-forme et des flyschs imbriquées et chevauchées au cours de l'orogénie taconienne (Séjourné et al. 2013 et références ci-incluses).

La structuration générale des séries sédimentaires de la plate-forme autochtone est dominée par un style structural en extension, avec des failles normales enracinées dans le socle et se propageant pour certaines jusque dans les boues carbonatées du Shale d'Utica et dans les flyschs du Groupe de Lorraine. L'agencement de ces failles de socle définit le plus souvent des demi-grabens (figure 3), plus rarement un système en horst et graben. L'une de ces failles, la Faille Yamaska, borde le flanc nord du Synclinal de Chambly-Fortierville. Un changement majeur dans les profondeurs des unités géologiques s'opère de part et d'autre de la Faille Yamaska, qui sépare une région peu profonde près de la marge (au nord), d'une région plus profonde en direction des Appalaches (au sud). Si ce cadre originellement défini par St-Julien et Hubert (1975) n'a presque pas été modifié par la suite, il a cependant été raffiné avec des implications importantes pour la problématique du gaz de shale, notamment en ce qui a trait à l'évolution tardi- et post-taconienne. Plusieurs familles de structures tardi- et post-orogéniques ont ainsi été reconnues à l'affleurement (Comeau et al., 2004; Faure et al., 1996a, 1996b, 2004 et 2006; Pinet, 2011).

Le domaine parautochtone, ou zone de failles imbriquées, est traditionnellement séparé du domaine allochtone par la Ligne de Logan et du domaine autochtone par la Faille d'Aston (figures 1 et 3). Le domaine parautochtone est défini et dominé par un style structural en contraction, caractérisé par de longs décollements plats et des rampes recoupant et transportant les unités carbonatées et les flyschs en direction de l'avant-pays. Au sein des flyschs, les chevauchements deviennent progressivement plus inclinés près de la surface. De nombreux plis génétiquement associés aux chevauchements affectent les séries sédimentaires dans ce domaine. Ces plis, de dimensions centimétriques à hectométriques, ne sont pas représentés dans les modèles structuraux conceptuels présentés à la figure 3. Quelques un des chevauchements qui atteignent la surface (Faille d'Aston en particulier), de même que bon nombre de plis mineurs sont identifiés sur les cartes géologiques de détail, mais dans l'ensemble ces structures sont difficiles à identifier en sismique et sont vraisemblablement plus abondantes que celles répertoriées sur les figures 1 et 3. Par ailleurs, la nature de la Faille d'Aston demeure controversée et une composante retrochevauchante est également envisageable (Lavoie et al., 2016). La zone de failles imbriquées consiste en 1) une série d'écailles de carbonates détachées de la plate-forme (groupes de Beekmantown à Trenton), 2) plus rarement en des unités gréseuses (Groupe de Potsdam) et 3) surtout en un assemblage structuralement complexe et difficile à distinguer en sismique, constitué des séries argileuses du Shale d'Utica, de la Formation de Les Fonds et de la Formation de Nicolet. Les écailles de flyschs dominent la partie septentrionale du domaine parautochtone, et cèdent peu à peu la place, sans disparaître totalement, aux écailles de carbonates et de grès.

Le domaine allochtone (ou Zone de Humber ; Fig. 3) enfin, se distingue naturellement du domaine parautochtone par ses assemblages stratigraphiques, puisque par définition les unités documentées dans le domaine allochtone ne sont pas reconnues dans la plate-forme et les flyschs autochtones. En pratique, il existe toutefois une certaine confusion entre les deux domaines, en particulier dans les cas où des unités stratigraphiques allochtones et (par)autochtones présentent des similarités lithologiques importantes. Ainsi, les roches allochtones du Groupe de Laurier sont essentiellement composées d'un shale calcaireux lithologiquement très comparable au Shale d'Utica. Le domaine allochtone partage essentiellement les mêmes caractéristiques structurales que le domaine parautochtone.

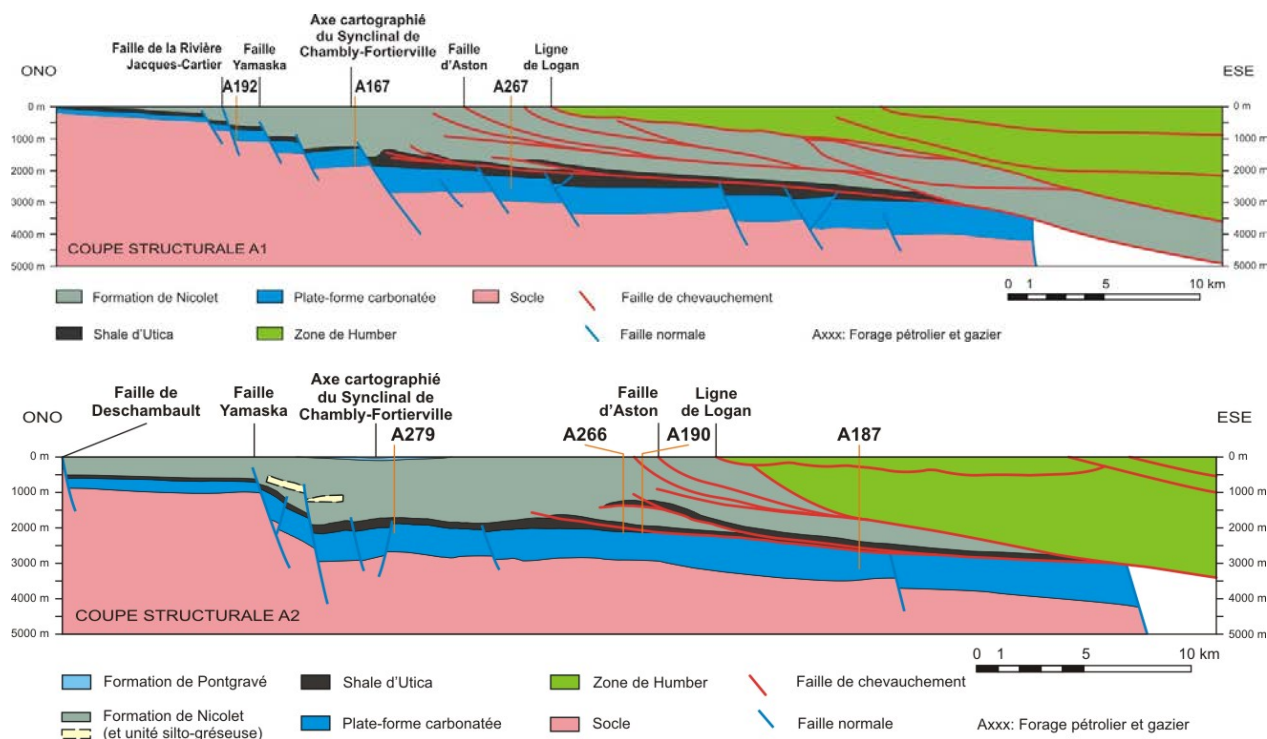


Figure 3 : Modèles structuraux conceptuels élaborés pour la région d'étude. Dans la coupe structurale A1, le puits A267 est projeté et recoupe l'écaille de Shale d'Utica représentée sur la coupe. Dans la coupe structurale A2 les puits A279 et A266 sont projetés et ce dernier ne recoupe pas l'écaille de Shale d'Utica représentée sur la coupe. La localisation des coupes est indiquée à la figure 1. Source : Adapté de Séjourné et al. (2013).

1.4.3 Réservoirs

Les premiers forages exploratoires réalisés dans la région d'intérêt recherchaient des réservoirs carbonatés ou gréseux dans la plate-forme du Saint-Laurent sous le Shale d'Utica. Les premiers puits de gaz de shale forés par Talisman Energy Inc. dans les Basses-Terres du Saint-Laurent étaient également destinés à valider des cibles conventionnelles, en particulier des réservoirs dolomités dans les Groupes de Trenton-Black River et de Beekmantown. Aucun réservoir conventionnel économique n'a encore été découvert dans la région, à l'exception de l'écaille carbonatée de Saint-Flavien au sud-est de la région d'étude, dans le domaine parautochtone (Lavoie et al., 2009).

À ce jour, dix-sept forages verticaux et onze forages horizontaux ont été réalisés dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (domaines autochtone et parautochtone) dans le but de mettre en valeur le potentiel en gaz de shale (non conventionnel) du Shale d'Utica (Lavoie et al., 2014). Dix-huit de ces puits ont par ailleurs fait l'objet d'une fracturation hydraulique. Une étude de la CGC estime la ressource en place à 183 trillions de pieds cubes de gaz naturel et de 1,87 milliard de barils de pétrole (Chen et al., 2014). L'exploration pour les ressources non conventionnelles dans les Basses-Terres du Saint-Laurent fait l'objet d'un moratoire *de facto* depuis 2010 (Rivard et al., 2014).

2. Intégration des données

2.1 Rapports géologiques

Plusieurs rapports géologiques, tous du domaine public, ont été mis à profit pour affiner l'analyse des diagraphies. Les rapports les plus pertinents incluent :

- La carte de compilation pétrolière et gazière des Basses-Terres du Saint-Laurent et sud des Appalaches (MERN, 2008),
- les rapports géologiques de fin de forage pour chacun des puits, préparés par l'opérateur et disponibles en ligne (SIGPEG, 2016),
- une synthèse géologique et hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Séjourné et al., 2013),
- une caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine basée sur des données géochimiques et minéralogiques (Thériault, 2012a et 2012b),
- une synthèse lithostratigraphique standardisée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent basée sur l'étude des diagraphies (Comeau et al., 2013).

2.2 Définition des contacts stratigraphiques

Bien que le Groupe de Lorraine et le Shale d'Utica aient été étudiés en affleurement et forage depuis près d'un siècle, les caractéristiques pétrophysiques de ces unités, en particulier en ce qui a trait à leur architecture interne, n'ont que tout récemment attiré l'attention de la communauté scientifique et pétrolière.

S'il n'existe pas encore, dans la littérature, une étude de synthèse portant sur l'architecture interne du Groupe de Lorraine, une révision de la nomenclature et des caractéristiques pétrophysiques du Shale d'Utica a été effectuée récemment par Thériault (2012a et 2012b) et par Comeau et al. (2013), qui distinguent un membre supérieur et un membre inférieur sur la base de critères géochimiques et minéralogiques pour le premier auteur, pétrophysiques pour les seconds. Il convient de préciser que cette distinction n'est pas toujours possible, auquel cas le Shale d'Utica demeure indifférencié. Pour chacun des puits examinés, les contacts stratigraphiques ont été compilés à partir des rapports de fin de forage disponibles sur SIGPEG (2016) et, le cas échéant, à partir des révisions proposées par Thériault (2012a et 2012b) et par Comeau et al. (2013). Chaque fois que cela a été possible, les critères pétrophysiques et les contacts proposés par Comeau et al. (2013) ont été retenus après vérification, car ceux-ci reposent essentiellement sur des critères pétrophysiques. Les contacts stratigraphiques établis pour cette étude sont présentés au tableau 1.

Tableau 1 : Profondeurs établies pour le toit des formations rencontrées dans les puits étudiés. Une case vide signifie l'absence de cette unité. Les profondeurs présentées ici correspondent aux profondeurs apparentes (mesurées) et sont assimilées aux profondeurs réelles (verticales) en l'absence de déviation significative. Le puits A267 a été implanté en surface dans la Formation de Les Fonds (Groupe de Sainte-Rosalie) mais celle-ci n'est pas reconnue dans le rapport géologique et le Groupe de Lorraine a été arbitrairement débuté en surface ici.

Unité stratigraphique	Sommet (m/KB)							
	A167	A173	A187	A190	A192	A266	A267	A279
Groupe de Queenston								0
Formation de Bourret			0					
Groupe de Lorraine	0	0	1758	0	0	0	0	337
Shale d'Utica supérieur faillé							1869	
Groupe de Lorraine faillé							1916	
Shale d'Utica supérieur		1857	2379	1929	579	1894	1959	2001
Shale d'Utica inférieur	1244	2020	2564	2023	641	2003	2049	2151
Groupes de Trenton-Black River-Chazy	1326	2188	2733	2137	728	2089	2252	2274
Groupe de Beekmantown	1535		2903				2518	
Groupe de Potsdam	1620		3109		915			
Socle grenvillien	1862				1050			
Profondeur totale	1870	2227	3174	2174	1066	2167	2585	2325

2.3 Données diagaphiques

2.3.1 Puits de gaz de shale

Pour les fins de l'étude, l'ensemble des diagraphies disponibles au format numérique LAS ont été intégrées pour chacun des trois puits forés pour le gaz de shale, soit les puits A266 (Leclercville), A267 (Saint-Édouard) et A279 (Fortierville). Les données en format LAS sont du domaine public (SIGPEG, 2016), à l'exception des diagraphies du puits A279 qui ne sont disponibles qu'au format papier ou PDF, et dont la version LAS a été fournie à la CGC-Québec par l'opérateur. Les enregistrements diagraphiques au format numérique DLIS ont également été examinés pour vérifier l'intégrité et l'exhaustivité des diagraphies disponibles en format LAS et au besoin, des courbes manquantes ont été extraites des fichiers DLIS pour compléter le jeu de données LAS. Les fichiers DLIS contiennent l'ensemble des données enregistrées par le contracteur lors de chaque campagne de levé diagraphique. Ces données DLIS sont confidentielles et ont été fournies à la CGC-Québec par l'opérateur : les données extraites des fichiers DLIS pour les fins de l'étude et qui ne figuraient pas déjà dans les jeux de données publiques n'ont pas été retranscrites dans le présent rapport.

Les diagraphies considérées incluent le rayonnement gamma, le diamétreur, la densité de porosité, la porosité neutron, les différentes courbes de résistivité, le facteur photoélectrique, les ondes P et S, la densité totale et la correction de densité. D'autres types de diagraphies sont également disponibles pour certains puits, et ont également été intégrées le cas échéant, notamment le rayonnement gamma

spectral et la minéralogie. Les abréviations correspondant aux différentes diagraphies mentionnées dans ce rapport sont explicitées dans la section « Liste des abréviations ».

Plusieurs campagnes d'enregistrement diagraphique ont été effectuées pour chacun des trois puits de gaz de shale. Ces campagnes consistent typiquement en un premier levé réalisé avant l'installation du coffrage intermédiaire, entre la base du coffrage de surface et la base du futur coffrage intermédiaire et en un second levé réalisé avant l'installation du coffrage de production, entre la base du coffrage intermédiaire et le fond du puits. Dans certains cas le premier levé a été étendu au-dessus de la base du coffrage de surface : rayonnement gamma, porosité neutron, résistivité, acoustique, rayonnement gamma spectral et spectrométrie élémentaire pour les puits A266 et A267, ainsi que potentiel spontané et densité de formation pour les puits A267 et A279. Le rayonnement gamma et les diagraphies acoustiques ont également été enregistrés de part et d'autre de la base du coffrage intermédiaire pour les puits A266 et A267, offrant ainsi une continuité dans l'enregistrement diagraphique pour un intervalle autrement lacunaire.

Les données de déviation pour les trois puits de gaz de shale indiquent que la déviation excède rarement 1° d'angle par rapport à la verticale, et que la différence entre la profondeur totale mesurée et la profondeur totale verticale est toujours inférieure à 1 %. Chacun de ces puits comporte également un homologue horizontal, le puits vertical servant de pilote en vue du forage de la section horizontale. Seules les données disponibles pour les sections verticales sont considérées ici.

Dans une première étape, l'ensemble des diagraphies des trois puits considérés a été intégré sans filtrage afin d'obtenir une vue d'ensemble des jeux de données disponibles et surtout pour permettre de déterminer quel enregistrement diagraphique retenir dans trois situations particulières :

- dans les intervalles où deux levés se chevauchent, typiquement de part et d'autre de la base du coffrage intermédiaire,
- dans le cas du puits A267 où des problèmes opérationnels ont nécessité le collage *a posteriori* de plusieurs enregistrements diagraphiques successifs effectués sur de courts intervalles de profondeur,
- lorsque plusieurs courbes de nature similaire ont été enregistrées au cours de différents levés, telles les différents rayonnements gamma ou les diagraphies acoustiques.

L'examen des diagraphies ainsi compilées révèle que certains intervalles sont impropres à l'analyse pétrophysique parce que l'enregistrement a été réalisé à l'intérieur d'un coffrage (rayonnement gamma spectral, spectrométrie élémentaire, porosité neutron, résistivité, potentiel spontané, densité de formation). Ces sections non-représentatives des formations rocheuses traversées ont donc été supprimées, et seules les données filtrées ont été utilisées dans les étapes subséquentes du travail.

Les données ont ensuite été examinées pour identifier les intervalles dans lesquels les diagraphies pourraient être affectées par la variation de diamètre du trou de forage, identifiables par la ou les courbes du diamètre. Plusieurs intervalles de ce genre ont été identifiés et pris en compte dans l'analyse. Ces intervalles sont pour l'essentiel circonscrits au Groupe de Lorraine dans les puits A266 et A267 et au Shale d'Utica inférieur dans le puits A267. Dans le puits A267 encore, certains intervalles sont

également élargis, quoi que d'une manière moins marquée, dans le Groupe de Trenton et les unités sous-jacentes.

2.3.2 Puits d'exploration anciens

L'ensemble des diagraphies disponibles au format numérique LAS ont été intégrées pour chacun des cinq puits pétroliers et gaziers antérieurs (1973 à 1979) aux puits de gaz de shale, soit les puits A167, A173, A187, A190 et A192 (Figure 1). Comme dans le cas des puits de gaz de shale, les données en format LAS pour ces puits anciens appartiennent toutes au domaine public (SIGPEG, 2016).

Les diagraphies considérées pour les puits anciens incluent le rayonnement gamma, le diamètreur, la porosité neutron, les différentes courbes de résistivité, l'onde P et la densité totale. Les paramètres de ces courbes ont été standardisés avant leur intégration (nom des courbes, profondeurs en mètres ou en pieds, vitesses de propagation des ondes en microsecondes par mètres ou par pieds, etc.). Les abréviations correspondant aux différentes diagraphies mentionnées dans ce rapport sont explicitées dans la section « Liste des abréviations ».

Les relevés de déviation disponibles pour ces puits sont non directionnels à l'exception du puits A173, pour lequel des données orientées sont également disponibles. Dans le cas des puits A167 et A192 la déviation maximale n'excède pas 6° d'angle par rapport à la verticale. Cette limite est dépassée dans les autres puits à partir de 1000 à 1550mKB. Elle atteint un maximum de 10° dans le puits A190, de 14° dans le puits A187 et 23,45° dans le puits A173. Ce dernier puits, qui présente la plus forte déviation, comporte également des mesures d'orientation et la différence entre la profondeur totale mesurée et la profondeur totale verticale est inférieure à 1 %. En première approximation, l'ensemble des puits pétroliers et gaziers anciens examinés dans le cadre de cette étude est donc considéré comme vertical et seules les profondeurs mesurées sont utilisées ici.

2.4 Études antérieures

Les diagraphies des trois puits de gaz de shale examinés ici ont déjà été étudiés dans le but d'en dériver des valeurs de porosité et de saturation en eau pour le Shale d'Utica et sa couverture, et dans le but d'identifier les fractures naturelles ou induites développées le long des trous de forages (Séjourné, 2015c). Cette étude a notamment permis de mettre en évidence plusieurs intervalles densément fracturés qui coïncident avec la présence de failles de chevauchement au sein du Groupe de Lorraine et dans une moindre mesure au sein du Shale d'Utica dans les puits A266 et A267. Entre ces intervalles fracturés, ainsi que dans le puits A279 qui est dépourvu de failles de chevauchements, les intervalles naturellement fracturés sont en revanche peu abondants. Un lien direct entre la densité des réseaux de fractures et la proximité du front orogénique a été établi. L'étude n'a toutefois pas permis de faire la distinction entre des fractures naturelles éventuellement présentes dans la roche avant le forage et des fractures induites par le poids de la boue de forage et donc ouvertes ou ré-ouvertes durant le forage. Sur la base des données disponibles, l'étude a pu conclure également que les intervalles fracturés ainsi identifiés ne semblent pas former un continuum jusqu'à la surface (Séjourné, 2015c).

Une seconde étude, portant spécifiquement sur le puits A267, s'est penchée sur les résultats de l'analyse géomécanique en laboratoire des carottes disponibles pour ce puits (Séjourné, 2016). L'objectif principal

de cette analyse consistait à vérifier la robustesse du protocole analytique et la validité des résultats des tests géomécaniques pratiqués sur des carottes tronquées et compensées, afin de pouvoir *in fine* procéder au calage des propriétés géomécaniques dynamiques dérivées des diagraphies à partir des analyses statiques réalisées en laboratoire. L'étude a conclu que ce calage n'était pas possible sur la base des données disponibles, en dépit de résultats encourageants (Séjourné, 2016).

D'autres études, plus génériques, ont été publiées sur le Shale d'Utica et sa couverture dans la région d'intérêt. Les études les plus anciennes portent principalement sur la stratigraphie, sur le contenu en matière organique et sur la prospectivité du shale pour le gaz naturel (voir Séjourné et al., 2013 et les références ci-incluses). Une série d'études plus récentes s'est intéressée aux outils d'exploration pour les hydrocarbures (Chatellier et al., 2011a, 2011b, 2012, 2013 et 2015; Molgat et Chatellier, 2014). Enfin la CGC-Québec dans le cadre de l'étude traitant des impacts potentiels sur les aquifères des activités liées au gaz de shale dans la région de Saint-Édouard a commencé à publier une série de dossiers publics et d'articles scientifiques sur le sujet (Crow et Ladevèze, 2015; Lavoie et al., 2014 et 2016; Haeri-Ardakani et al., 2015; et publications à venir).

3. Estimation des propriétés géomécaniques

3.1 Constantes élastiques

Les propriétés mécaniques des différentes unités stratigraphiques traversées par les forages sont évaluées grâce aux diagraphies acoustiques brutes des ondes P et S (DTP et DTS) et à la densité totale (RHOB). La méthode utilisée ici est identique à celle présentée dans Séjourné (2015a et 2015b) et n'est reprise ci-dessous qu'à titre indicatif.

La première étape, qui représente le pivot des différentes méthodes disponibles, consiste à calculer le coefficient de Poisson (ν) et le module de Young (E) à partir des équations (1) à (3) ci-dessous.

$$\text{Coefficient de Poisson } (\nu) = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{DTS}{DTP}\right)^2 - 1}{\left(\frac{DTS}{DTP}\right)^2 - 1} \quad (1)$$

$$\text{Module de cisaillement } (G) = \frac{RHOB \times 10^3}{DTS^2} \quad (2)$$

$$\text{Module de Young } (E) = 2 G (1 + \nu) \quad (3)$$

Le coefficient de Poisson (ν) est un module élastique qui correspond au rapport entre le raccourcissement axial d'un matériau soumis à une pression le long de cet axe et l'allongement du matériau selon les autres axes. Ce coefficient traduit donc la propension de la roche à se dilater dans une direction perpendiculaire à celle où la contrainte est exercée (Zoback, 2007). Le coefficient de Poisson est sans dimension et varie communément entre 0 et 0,5. Une valeur élevée proche de 0,5 caractérise une roche plus ductile qui tend à se dilater dans une direction perpendiculaire à l'axe selon lequel elle est comprimée. Dans les tests dynamiques réalisés en laboratoire et dans les évaluations pétrophysiques des diagraphies, le coefficient de Poisson est estimé à partir des vitesses de propagation des ondes P et S (équation 1).

Le module de Young (E) est un module élastique qui correspond au rapport entre la tension exercée selon un axe et la déformation subie le long du même axe. Ce module traduit donc la rigidité d'un matériau soumis à une contrainte uniaxiale non confinée (Zoback, 2007). Le module de Young est exprimé ici en giga Pascals (GPa). Une valeur élevée caractérise une roche plus rigide et qui tend à se déformer de manière cassante sous l'effet d'une contrainte. Le module de cisaillement (G) peut être défini de la même manière que le module de Young, mais traduit la rigidité de la roche soumise à une contrainte de cisaillement. Dans les tests dynamiques réalisés en laboratoire et dans les évaluations pétrophysiques des diagraphies, le module de Young est dérivé du module de cisaillement et du coefficient de Poisson (équation 3) et dépend donc des vitesses de propagation des ondes P et S ainsi que de la mesure de la densité totale (équations 1 et 2).

Une fois les valeurs dynamiques du coefficient de Poisson et du module de Young obtenues à partir des diagraphies acoustiques, des diagrammes binaires peuvent être réalisés pour illustrer la relation entre les deux modules élastiques pour chaque unité stratigraphique (figure 4). C'est ce genre de diagramme qui est le plus communément utilisé en géomécanique pour une évaluation rapide. Le cadran inférieur droit du diagramme correspond à des lithologies plus ductiles et le cadran supérieur gauche correspond à des lithologies plus fragiles. Lorsque les paramètres utilisés sont de nature dynamique, c'est-à-dire lorsqu'ils ne sont pas calibrés par des tests géomécaniques statiques réalisés en laboratoire sur des échantillons de carottes, on ne peut définir une limite consensuelle entre les champs plus ductiles et plus fragiles à partir d'un tel diagramme. L'ensemble des résultats obtenus à partir des données brutes est également compilé au tableau 2.

Les constantes élastiques sont également représentées sous forme de diagraphies pour illustrer leur évolution en fonction de la profondeur et des différentes unités traversées. Ces résultats sont présentés graphiquement et discutés à la section 4.

Afin d'obtenir des résultats représentatifs pour les différentes unités stratigraphiques considérées dans les trois puits examinés, les résultats compilés à la figure 4 et au tableau 2 ci-dessous excluent les intervalles fracturés identifiés à partir de l'enregistrement pétrophysique pour le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine (voir section 2.4 et Séjourné, 2015c). Ces intervalles fracturés sont en particulier caractérisés par un étalement et une réduction des valeurs de ν . L'examen de la figure 4 révèle que le filtre appliqué pour le Groupe de Lorraine dans Séjourné (2015c) n'est pas parfait puisqu'on observe une série de points de mesure qui s'approchent de l'axe des ordonnées (ν tend vers zéro). De même pour les

groupes de Trenton, Black River, Chazy et Beekmantown, qui n'ont pas fait l'objet d'une étude de fracturation dans Séjourné (2015c), et pour lesquelles des tendances similaires sont observées.

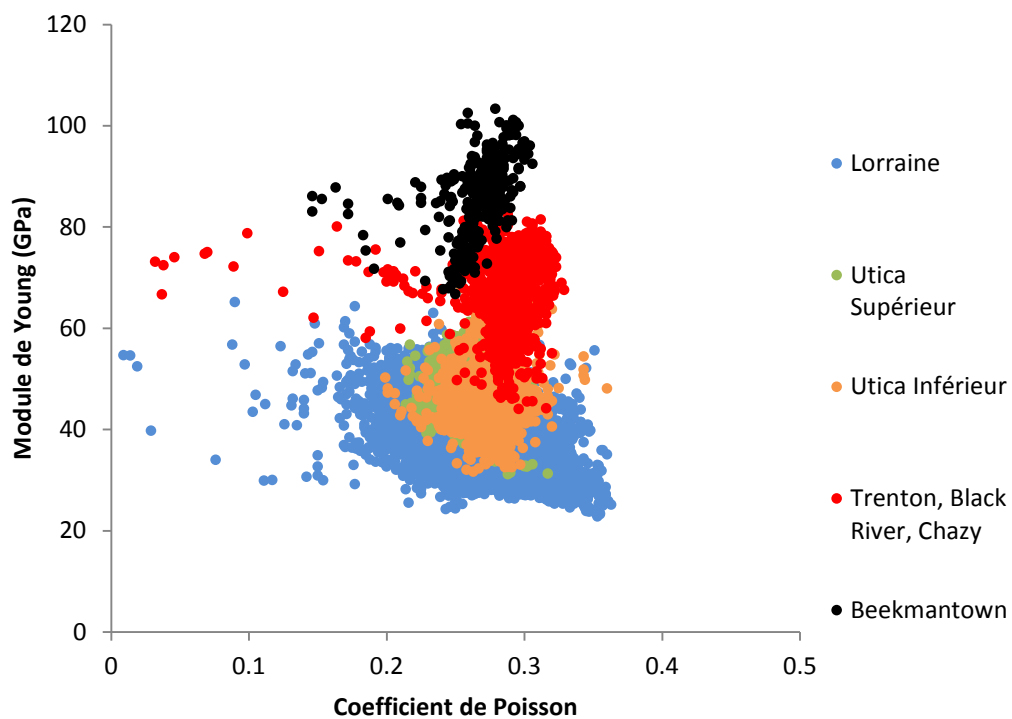


Figure 4 : Diagramme binaire opposant le module de Young au coefficient de Poisson pour les trois puits de gaz de shale. Les deux membres du Shale d'Utica sont presque superposés dans cette figure.

Tableau 2 : Compilation statistique des propriétés mécaniques calculées pour les trois puits de gaz de shale.

Propriété Mécanique		Lorraine	Shale d'Utica supérieur	Shale d'Utica inférieur	Trenton Black River Chazy	Beekmantown
Module de Young (GPa)	Min.	22,8	31,1	31,7	44,0	66,7
	Moy.	35,8	48,7	46,4	68,3	86,2
	Méd.	35,3	49,1	45,0	69,6	87,3
	Max.	65,1	61,2	69,0	82,4	103,3
	Dév.	4,6	4,7	6,1	6,3	6,5
Coefficient de Poisson (0-0,5)	Min.	0,01	0,21	0,10	0,03	0,15
	Moy.	0,27	0,26	0,28	0,29	0,27
	Méd.	0,27	0,26	0,28	0,30	0,27
	Max.	0,36	0,32	0,36	0,33	0,31
	Dév.	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02
Indice Acoustique de Fragilité (0-100)	Min.	0,0	14,0	14,8	23,9	57,6
	Moy.	31,1	43,6	36,9	48,7	69,0
	Méd.	30,6	43,9	35,4	49,2	68,7
	Max.	96,8	61,1	81,9	94,6	99,5
	Dév.	8,9	4,7	7,3	6,0	5,1
Indice Minéralogique de Fragilité (0-100)	Min.	13,0	55,2	59,9	72,9	--
	Moy.	49,5	78,8	78,6	88,0	--
	Méd.	50,7	79,6	78,8	88,8	--
	Max.	76,2	93,6	90,6	99,7	--
	Dév.	9,5	5,8	4,8	5,4	--

3.2 Indices de fragilité

Pour illustrer graphiquement les propriétés mécaniques de la roche, il est également possible de normaliser le coefficient de Poisson et le module de Young sur une échelle de 0 à 100 (ν étant sans unité et E étant exprimé en GPa) afin de pouvoir les combiner en une seule valeur, dénommée « *brittleness index* » dans la littérature anglo-saxonne et traduite ici par « indice acoustique de fragilité ». Le terme « acoustique » est introduit ici pour rappeler que l'indice est ultimement dérivé des diagraphies acoustiques tandis que d'autres indices de fragilité peuvent être définis sur une base minéralogique (voir plus loin). Pour cet indice les valeurs les plus hautes correspondent à une roche plus cassante (fragile), les valeurs les plus basses correspondent à une roche plus ductile et moins apte à développer ou à maintenir ouvertes des fractures naturelles ou artificielles. L'équation (4) retenue ici est celle proposée par Grieser et Bray (2007) :

$$BRIT = \frac{1}{2}(\nu_{brit} + E_{brit}) \quad (4)$$

$$\text{Avec } \nu_{brit} = 100 \frac{\nu - \nu_{max}}{\nu_{min} - \nu_{max}} \quad (5)$$

$$E_{brit} = 100 \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \quad (6)$$

$$v_{min} = 0,17; v_{max} = 0,35; E_{min} = 25,0 \text{ et } E_{max} = 91,0$$

Les valeurs maximale et minimale de E et v ont été obtenues en combinant dans un diagramme binaire de synthèse toutes les unités stratigraphiques pour les trois puits de gaz de shale.

Un second indice de fragilité, dit minéralogique, a également été calculé pour les trois puits de gaz de shale à partir des diagraphies de spectrométrie élémentaire disponibles pour ces puits, en utilisant l'équation (7) adaptée de Glorioso et Rattia (2012) :

$$BRIT_LITHO = \frac{\text{Quartz} + \text{Dolomite} + \text{Calcite}}{\text{Quartz} + \text{Dolomite} + \text{Calcite} + \text{Argile}} \quad (7)$$

Les résultats des deux indices de fragilité sont compilés pour chaque unité stratigraphique dans le tableau 2. Ils sont aussi présentés graphiquement et discutés à la section 4. La comparaison entre les indices de fragilité acoustique et minéralogique calculés pour chacun des puits (voir section 4) souligne les différences parfois importantes entre les valeurs absolues des deux indices pour un même intervalle, différences explicables par le fait que des paramètres différents sont pris en compte pour la normalisation de ces indices (voir équations (4) et (7)). Cette comparaison fait également ressortir la convergence des valeurs relatives calculées pour les deux indices de fragilité, qui soulignent tous deux de manière indépendante les mêmes contrastes mécaniques au contact entre deux unités ou au sein d'une même unité.

3.3 Cas des puits antérieurs aux puits forés pour le gaz de shale

Le calcul des constantes élastiques nécessite une diagraphie de l'onde S (section 3.1). Dans la région d'étude cette diagraphie est disponible pour les trois puits forés pour le gaz de shale mais manquante dans le cas des puits plus anciens. En l'absence de cette diagraphie il est possible de générer une diagraphie synthétique de l'onde S à partir d'autres courbes diagraphiques à condition 1) qu'une corrélation peut être établie entre l'onde S et ces autres courbes pour un ou plusieurs puits de contrôle pour lesquels l'onde S est disponible et 2) que cette corrélation puisse être validée pour les puits dépourvus d'un enregistrement diagraphique de l'onde S. Cette validation est obtenue en générant une onde P synthétique qui sera comparée à l'onde P disponible pour chacun des puits visés. La technique utilisée ici est comparable à celle exposée dans Séjourné (2015a et 2015b) et n'est reprise ci-dessous qu'à titre indicatif.

3.3.1 Définition des corrélations pour les puits de contrôle

Dans la région d'étude une diagraphie de l'onde S est disponible pour chacun des trois puits de gaz de shale analysés, qui ont donc été retenus comme puits de contrôle pour générer des diagraphies synthétiques des ondes S et P, cette dernière devant servir à valider la relation pour les puits anciens.

Une série de diagrammes binaires a été réalisée pour identifier les diagraphies non acoustiques qui présentent les meilleures corrélations avec les diagraphies acoustiques. Les intervalles qui présentaient des irrégularités prononcées dans la géométrie du trou de forage, telles qu'indiquées par le diamètreur, ont été expurgés au préalable afin de limiter l'influence des artéfacts. Dans chaque cas les diagraphies

des puits A266, A267 et A279 ont été combinées de manière à obtenir les relations les plus représentatives possibles de l'ensemble de la région d'étude.

Une corrélation positive est observée entre les diagraphies acoustiques de l'onde P ou de l'onde S (DTP et DTS) d'une part, et d'autre part le rayonnement gamma (GR), la porosité neutron (NPOR_LIM) ou la résistivité profonde (RLA5). Les autres courbes examinées n'ont pas livré de corrélation satisfaisante. L'onde S présente par ailleurs une corrélation positive avec l'onde P. Les équations de calibration sont présentées au tableau 3 et un exemple de corrélation est illustré à la figure 5.

On retrouve pour les trois puits de gaz de shale étudiés dans la région de Saint-Édouard le même type de corrélations que celles établies dans une étude comparable réalisée à partir d'un puits unique sur l'île d'Anticosti (Séjourné, 2015a). Dans les deux cas, c'est une relation linéaire qui décrit le mieux la corrélation entre les diagraphies acoustiques et la diagraphie du rayonnement gamma, de la porosité neutron ou de l'onde S, et une relation logarithmique polynomiale qui régit la corrélation avec la résistivité profonde. Le coefficient de corrélation correspondant aux différentes relations établies dans le cas de la présente étude varie entre 0,820 et 0,964 (tableau 3), des valeurs à comparer avec celles obtenues dans le cas d'Anticosti (R^2 entre 0,849 et 0,966). La principale différence entre les deux études réside dans l'absence de corrélation entre les diagraphies acoustiques des ondes P ou S avec la diagraphie de densité totale dans le cas de Saint-Édouard, de sorte que les diagraphies acoustiques synthétiques sont ici générées à partir d'une courbe de moins que dans le cas d'Anticosti.

Tableau 3 : Synthèse des corrélations établies entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques à partir des trois puits de contrôle. R^2 : Coefficient de corrélation.

Diagraphies		Équation	R^2
DTP	GR	$DTP_{GR} = 0,92701822 \times GR + 139,6002$	0,884
	NPOR	$DTP_{NPOR} = 442,03196134 \times NPOR_LIM + 164,0674$	0,926
	RLA5	$DTP_{RLA5} = 10,26322005 \times \text{LOG}(RLA5)^2 - 95,56868557 \times \text{LOG}(RLA5) + 372,61576437$	0,820
DTS	GR	$DTS_{GR} = 1,63837609 \times GR + 250,2228$	0,837
	NPOR	$DTS_{NPOR} = 781,00794162 \times NPOR_LIM + 293,3726$	0,929
	RLA5	$DTS_{RLA5} = 28,18151554 \times \text{LOG}(RLA5)^2 - 213,65477314 \times \text{LOG}(RLA5) + 707,90024303$	0,823
	DTP	$DTS_{DTP} = 1,75986421 \times DTP + 5,206$	0,964

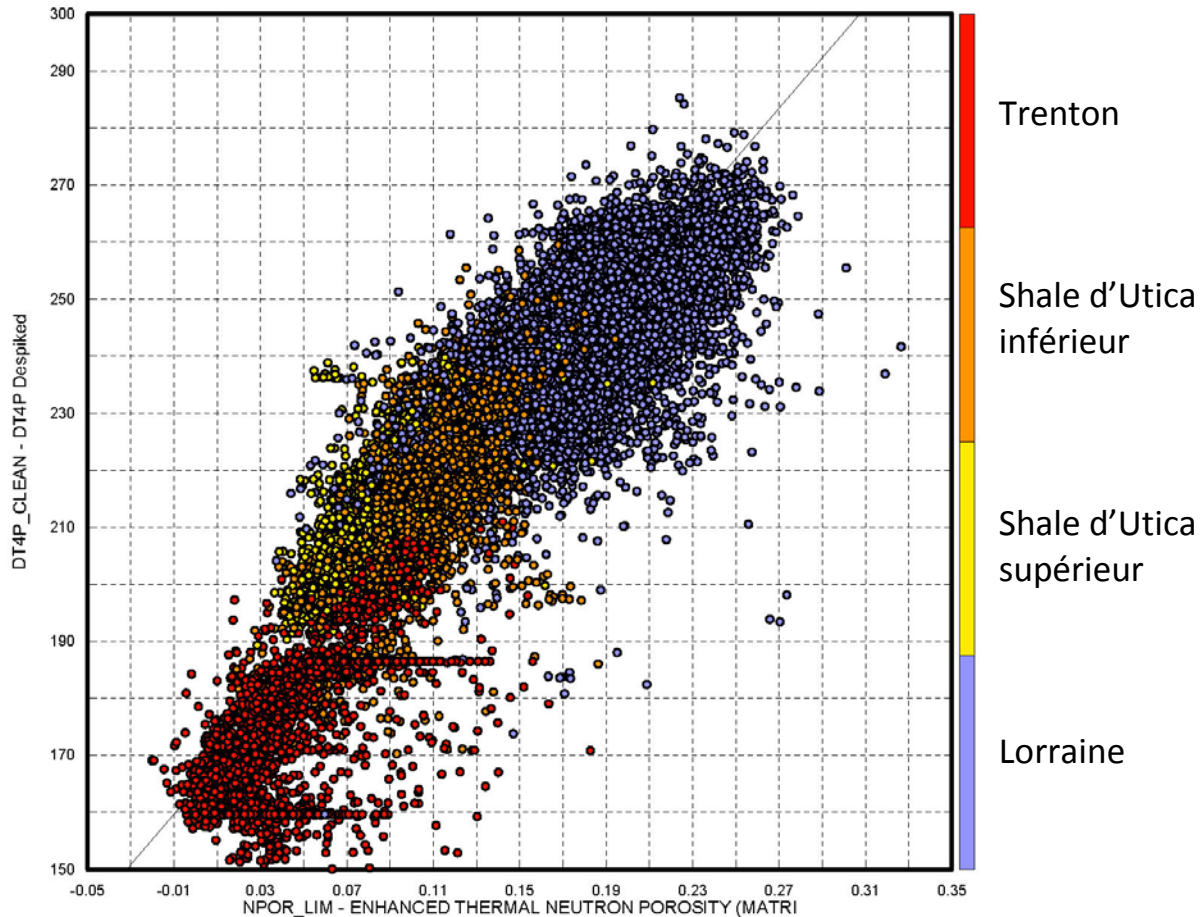


Figure 5 : Exemple de corrélation observée entre les diagraphies acoustiques brutes (ici DT4P) et les diagraphies non-acoustiques (ici NPOR_LIM) pour les trois puits de contrôle. *_CLEAN : Indique que les données ont été nettoyées au préalable afin d'en éliminer les intervalles où des fractures ont été identifiées.

Sur la base des relations établies spécifiquement pour la région d'étude (tableau 3), DTP_SYNTN et DTS_SYNTN sont calculés respectivement selon les équations (8) et (9) ci-dessous.

$$DTP_SYNTN = (0,884 \times (0,92701822 \times GR + 139,6002) + 0,926 \times (442,03196134 \times NPOR_{LIM} + 164,0674) + 0,81988 \times (10,26322005 \times LOG(RLA5)^2 - 95,56868557 \times LOG(RLA5) + 372,61576437)) / (0,884 + 0,926 + 0,820) \quad (8)$$

$$DTS_SYNTN = (0,837 \times (1,63837609 \times GR + 250,2228) + 0,929 \times (781,00794162 \times NPOR_{LIM} + 293,3726) + 0,82283 \times (28,18151554 \times LOG(RLA5)^2 - 213,65477314 \times LOG(RLA5) + 707,90024303) + 0,964 \times (1,75986421 \times DTP + 5,206)) / (0,837 + 0,929 + 0,82283 + 0,964) \quad (9)$$

La qualité des résultats est vérifiée en comparant les valeurs brutes et synthétiques pour l'ensemble des données des puits de contrôle (puits de gaz de shale; figures 6 et 7). Les corrélations observées sont fortes, avec des coefficients de corrélation de 0,940 et 0,939 respectivement pour l'onde P et pour l'onde S. Dans le détail, certaines des valeurs synthétiques sont fortement surévaluées par rapport à leurs équivalents bruts (figures 6 et 7). L'examen au cas par cas de ces cas particuliers révèle qu'ils correspondent à des intervalles peu épais localisés à la base d'un coffrage ou à la base d'une diagraphe, où l'enregistrement diagraphique est perturbé par les conditions opérationnelles et ne reflète pas la nature des roches (figure 8). L'important volume de données traitées pour établir les équations de corrélation, soit plus de 27 000 points de données, fait en sorte que ces cas particuliers n'ont pas d'incidence significative sur les équations de corrélation. Au contraire, la reconnaissance de ces cas particuliers sur les figures 6 et 7 confirme que la méthode utilisée ici pour établir des valeurs synthétiques des ondes P et S est robuste et permet d'isoler les données ou les intervalles de données de mauvaise qualité.

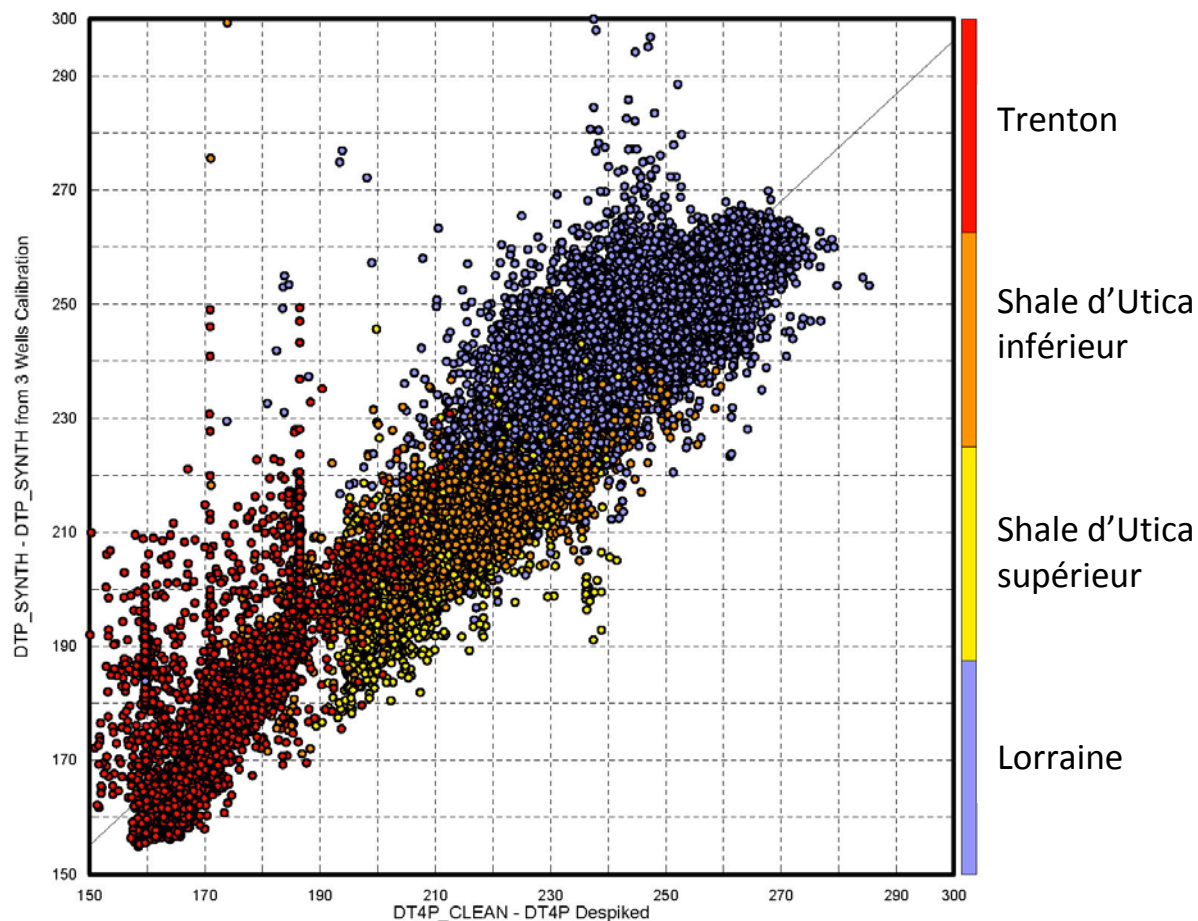


Figure 6 : Comparaison entre les valeurs brutes de l'onde P (DT4P) et leur équivalent synthétique DTP_SYNT pour les trois puits de contrôle. *_CLEAN : Indique que les données ont été nettoyées au préalable afin d'en éliminer les intervalles où des fractures ont été identifiées.

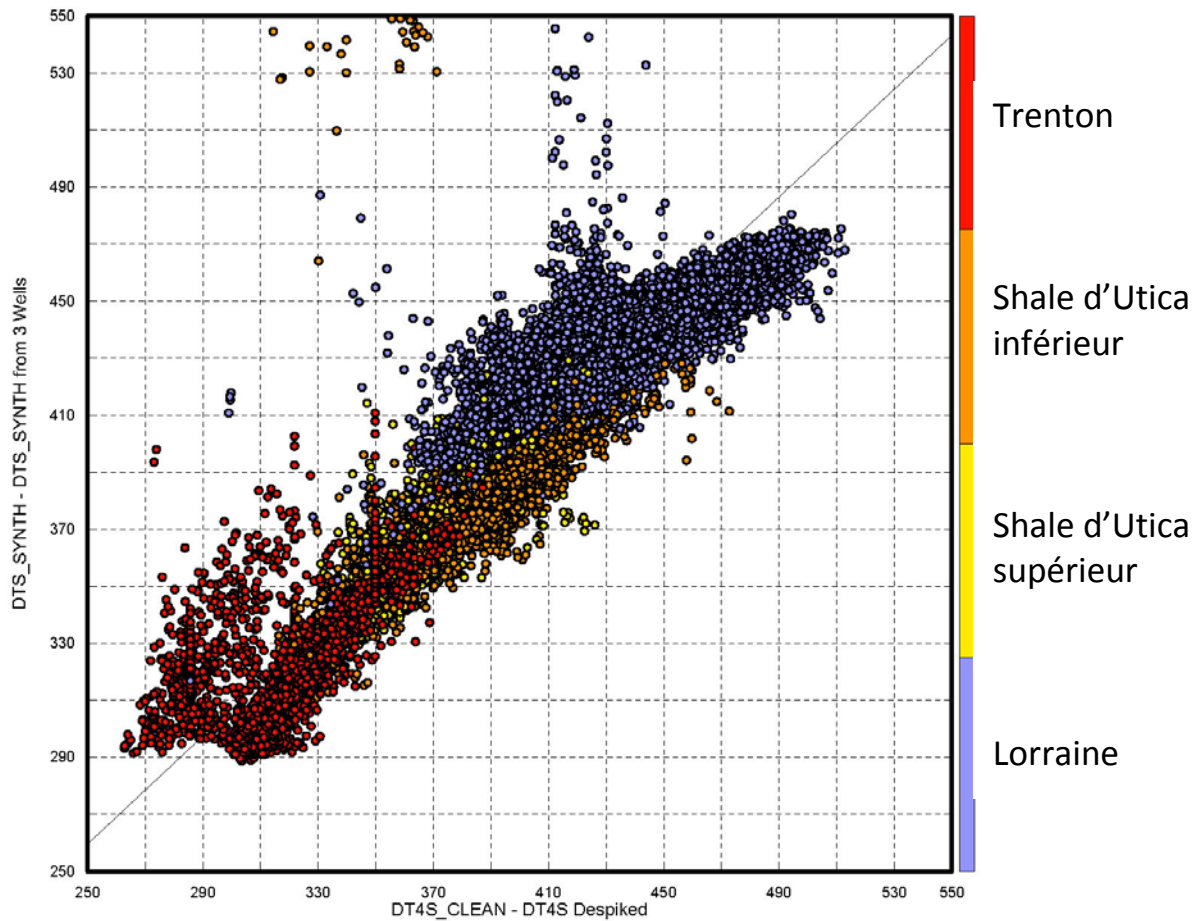


Figure 7 : Comparaison entre les valeurs brutes de l'onde S (DT4S) et leur équivalent synthétique DTS_SYNT pour les trois puits de contrôle. *_CLEAN : Indique que les données ont été nettoyées au préalable afin d'en éliminer les intervalles où des fractures ont été identifiées.

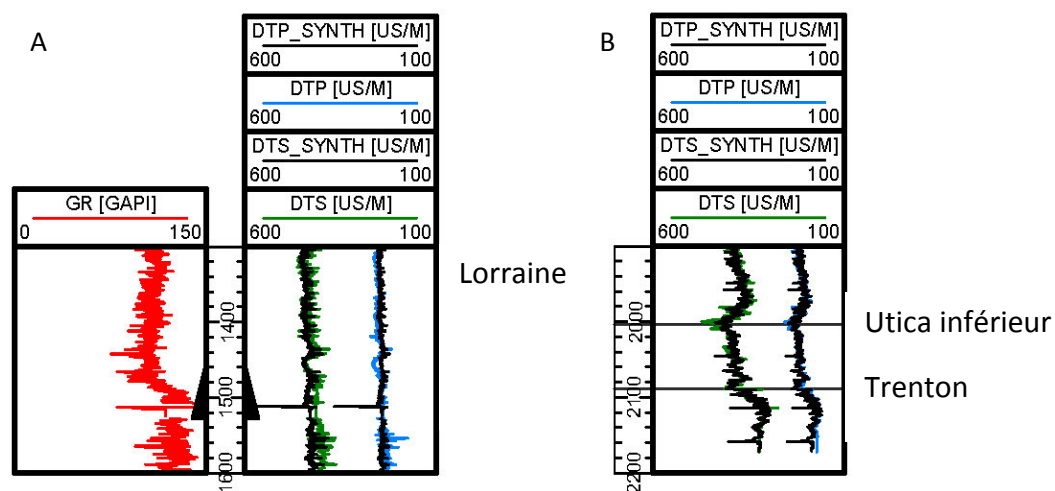


Figure 8 : Exemples de divergences observables entre les valeurs brutes et synthétiques des ondes P et S. A : Des irrégularités dans l'enregistrement de la courbe du rayonnement gamma à la base du coffrage se répercutent dans le calcul des valeurs synthétiques. La base du coffrage correspond à la base des triangles noirs de part et d'autre de l'échelle de profondeur. B : Les valeurs brutes à la base des diagraphies ne reflètent pas la nature des roches pour cet intervalle, contrairement aux valeurs synthétiques. Exemples tirés du puits A266.

3.3.2 Validation des corrélations pour les puits anciens

En utilisant les relations établies à la section précédente, une série de diagraphies synthétiques des ondes P et S est préparée pour chacun des puits anciens qui présentaient une suite diagraphique satisfaisante, soit les puits A167, A173, A187, A190 et A192 (figure 1).

La diagraphie synthétique de l'onde P est comparée graphiquement à la diagraphie brute pour s'assurer que les relations établies pour l'onde P à partir des puits de contrôle demeurent valides pour les puits anciens. Lorsque cela est vérifié, l'onde S synthétique est également considérée comme valide dans la mesure où une forte corrélation a été observée entre les ondes P et S pour les puits de contrôle (tableau 2). Pour les cinq puits anciens étudiés, le coefficient de corrélation R^2 entre les ondes P brutes et synthétiques varie entre 0,793 et 0,932 (soit $R^2 = 0,932$ pour A167, $R^2 = 0,849$ pour A173, $R^2 = 0,828$ pour A187, $R^2 = 0,793$ pour A190 et $R^2 = 0,907$ pour A192).

À titre d'exemple les résultats obtenus pour le puits A192 sont présentés à la figure 9 (coefficient de corrélation R^2 égal à 0,907). Dans cet exemple on observe une bonne corrélation entre les valeurs brutes et synthétiques excepté pour le Groupe de Potsdam. Une déviation par rapport aux valeurs brutes, parfois importante comme dans cet exemple, illustre les limites de la validité des corrélations établies dans la section précédente pour les unités comprises entre le Groupe de Trenton et le Groupe de Lorraine. Ainsi dans le cas du puits A192, le rayonnement gamma enregistré pour le Groupe de Potsdam est localement beaucoup plus élevé que ce qui est enregistré pour les unités sus-jacentes de sorte que les équations (8) et (9) ne sont pas valides pour cet intervalle (figure 10A). À l'inverse, dans le cas du puits A167 les valeurs de rayonnement gamma sont faibles dans le Groupe de Potsdam et la diagraphie

synthétique rend mieux compte des propriétés pétrophysiques de la roche que la diagraphie brute, qui est affectée de nombreux sauts de cycle dans l'intervalle représenté à la figure 10B. Les sauts de cycle correspondent à des intervalles pour lesquels l'onde se dissipe dans une fracture et n'est pas enregistrée par l'outil.

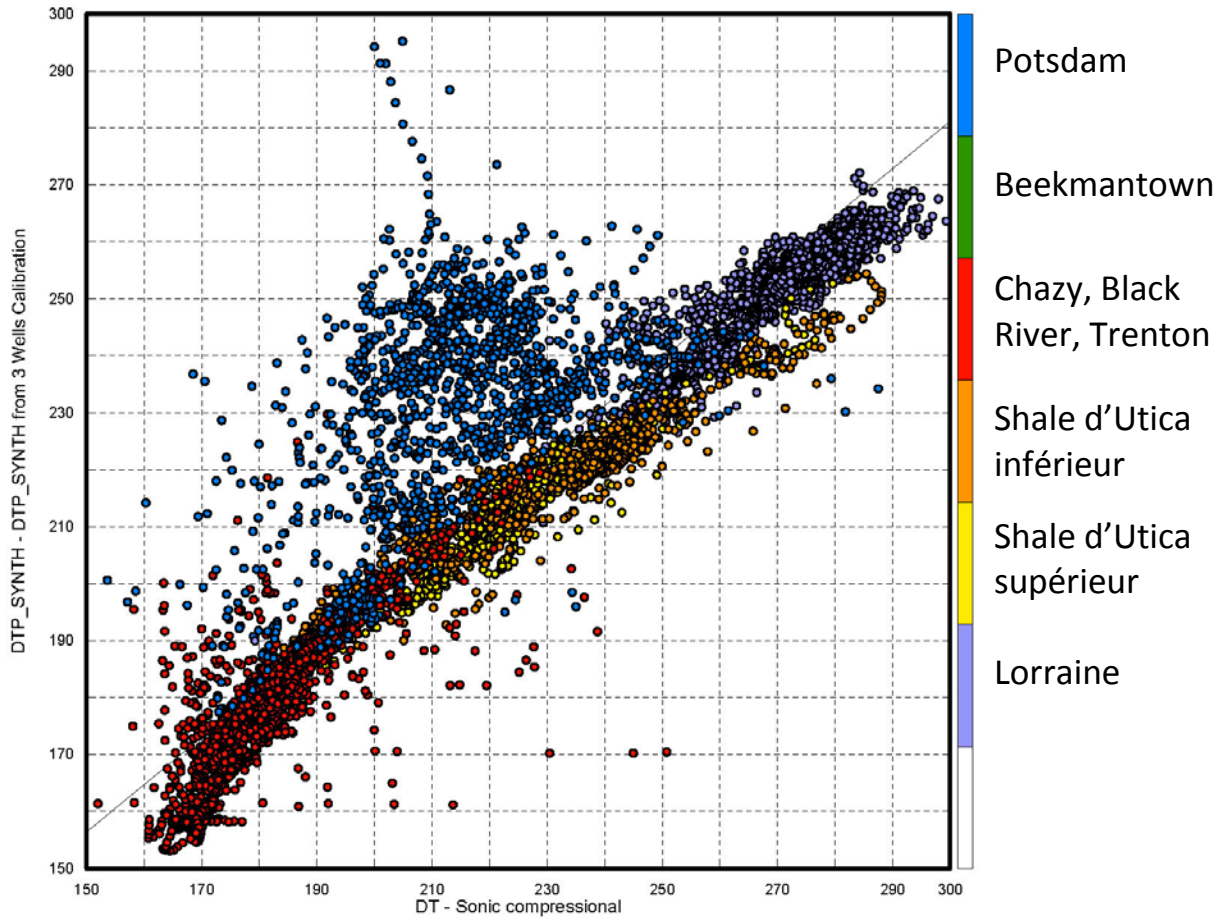


Figure 9 : Comparaison entre les valeurs brutes de l'onde P (DT) et leur équivalent synthétique DTP_SYNT pour le puits A192.

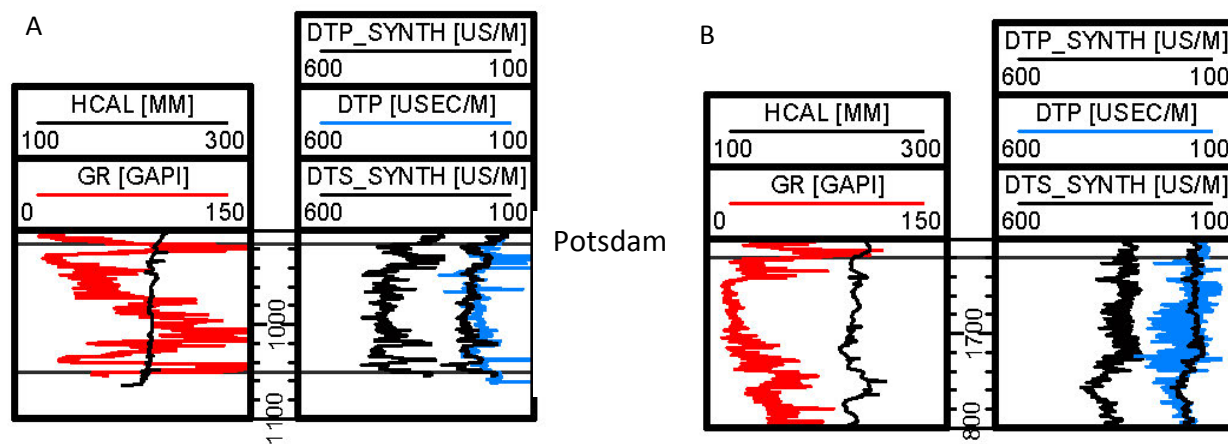


Figure 10 : Exemples de divergences observables entre les valeurs brutes et synthétiques de l'onde P pour le Groupe de Potsdam. A : Exemple tiré du puits A192. Les valeurs élevées du rayonnement gamma dans la partie inférieure du Groupe de Potsdam entre 970 et 1025 mKB débordent du champ de validité de la corrélation établie entre les valeurs brutes et synthétiques de l'onde P à partir des puits de contrôle pour les groupes de Trenton à Lorraine. Plus haut dans la section, entre 930 et 970 mKB, la corrélation entre les valeurs brutes et synthétiques demeure valide. B : Exemple tiré du puits A167. La diaggraphie brute de l'onde P est perturbée par une série de sauts de cycles qui la rend inutilisable contrairement à son équivalent synthétique.

La corrélation observée entre les diaggraphies brute et synthétique de l'onde P pour chacun des puits anciens considérés confirme la validité de la méthode employée pour générer une diaggraphie de l'onde S synthétique (DTS_SYNTH) pour ces mêmes puits et ce pour l'intervalle d'intérêt (Groupe de Trenton, Shale d'Utica et Groupe de Lorraine). Cette courbe synthétique est ensuite utilisée pour générer des courbes synthétiques de ν , E et BRIT (ν _SYNTH, E_SYNTH et BRIT_SYNTH) à l'aide des équations (1) à (4) ci-dessus (note : seul ν _SYNTH a été calculé dans le cas du puits A173, ce puits ne disposant pas d'une courbe de densité totale permettant de calculer E_SYNTH et BRIT_SYNTH). L'ensemble des résultats obtenus à partir des données synthétiques est résumé à la figure 11 et compilé dans le tableau 4. Ils sont aussi présentés graphiquement et discutés à la section 4.

La comparaison des propriétés mécaniques dérivées de l'onde S synthétique pour les puits pétroliers et gaziers anciens (figure 11 et tableau 4) avec celles dérivées des données brutes pour les puits de gaz de shale (figure 4 et tableau 2) met en évidence de forte similarités dans les valeurs moyennes des propriétés mécaniques calculées. Dans les deux cas – données brutes et données synthétiques – le Groupe de Trenton se démarque par des valeurs de E élevées pouvant aller jusqu'à 80 GPa, les deux membres du Shale d'Utica présentent des valeurs de E plus basses entre 30 et 60 GPa, et le Groupe de Lorraine présente des valeurs de E aussi basses que 20 GPa et surtout un plus grand étalement des valeurs de ν comparativement aux autres unités stratigraphiques. Dans l'ensemble, les résultats synthétiques sont également caractérisés par un étalement plus marqué des valeurs de ν . Cet étalement est vraisemblablement causé par la présence de fractures dans les puits pétroliers et gaziers anciens.

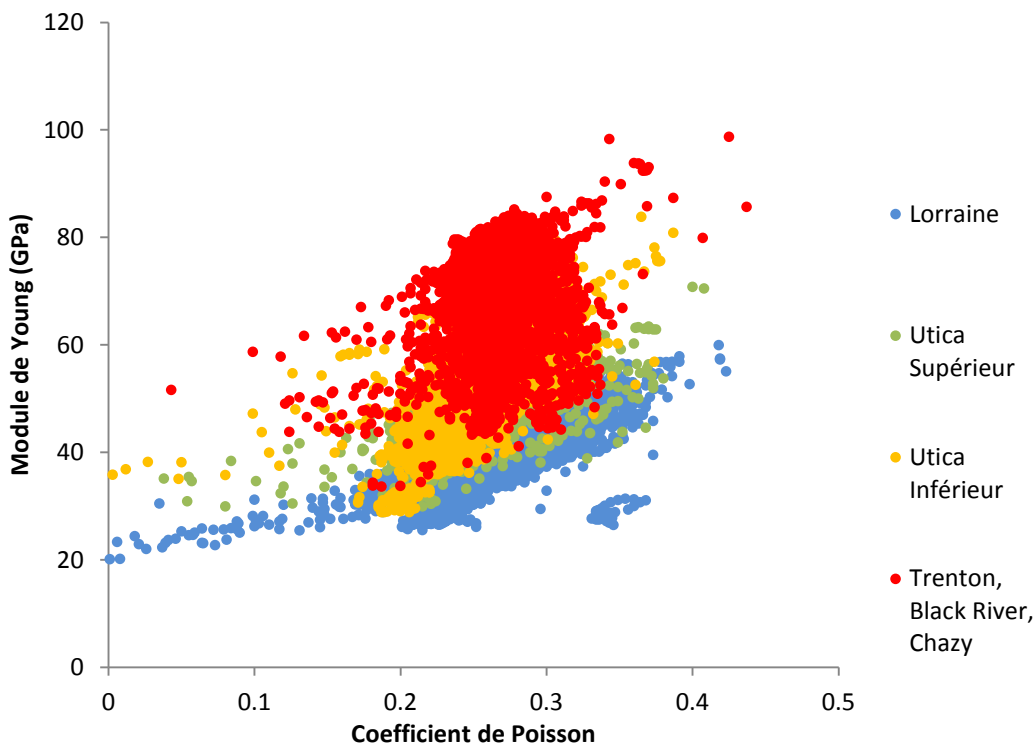


Figure 11 : Diagramme binaire opposant le module de Young au coefficient de Poisson dérivés de l'onde S synthétique pour les puits pétroliers et gaziers anciens. Les deux membres du Shale d'Utica sont presque superposés dans cette figure. Pour des raisons de clarté, les résultats obtenus pour la Formation de Bourret et pour les groupes de Beekmantown et de Potsdam ne sont pas présentés sur cette figure. Ils sont cependant consignés au tableau 4 ci-dessous.

Mise en garde : Sur la base des résultats présentés dans la section 3.3 il apparaît que les paramètres géomécaniques synthétiques générés pour les besoins de l'étude sont représentatifs des valeurs qui auraient été calculées si un enregistrement diagraphique de l'onde S était disponible pour les puits anciens. Le champ de validité de ces résultats synthétique est toutefois limité stratigraphiquement au Groupe de Trenton, au Shale d'Utica et à sa couverture. Il est peut-être également limité géographiquement et, bien qu'il ait été reconnu valide pour la région à l'étude, l'application des équations de corrélation à des puits situés en dehors de cette région devrait être validée au préalable à l'aide de puits de contrôle additionnels.

Tableau 4 : Compilation statistique des propriétés mécaniques dérivées de l'onde S synthétique pour les puits pétroliers et gaziers.

Propriété Mécanique Synthétique		Bourret	Lorraine	Utica Supérieur	Utica Inférieur	Trenton Black River Chazy	Beekmantown	Potsdam
Module de Young (GPa)	Min.	30,3	20,1	29,9	28,8	33,6	37,5	26,2
	Moy.	58,9	37,9	50,2	53,2	70,5	66,0	50,2
	Méd.	58,8	37,5	51,3	51,6	72,9	65,8	48,7
	Max.	87,9	59,9	70,7	83,8	98,7	89,1	91,0
	Dév.	6,9	5,0	5,5	10,7	8,5	8,6	10,8
Coefficient de Poisson (0-0,5)	Min.	0,02	0,00	0,04	0,00	0,04	0,17	0,00
	Moy.	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,32	0,26
	Méd.	0,27	0,26	0,27	0,26	0,26	0,33	0,27
	Max.	0,38	0,42	0,41	0,39	0,44	0,38	0,44
	Dév.	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,06
Indice Acoustique de Fragilité (0-100)	Min.	28,0	0,5	9,9	17,4	21,7	14,4	0,5
	Moy.	48,9	33,8	43,4	46,2	58,3	38,2	42,1
	Méd.	48,9	34,1	43,1	46,0	60,9	37,3	41,3
	Max.	98,1	98,2	94,4	99,8	95,2	63,1	99,8
	Dév.	5,7	6,6	7,2	6,1	8,3	7,3	16,9

4. Interprétation des propriétés géomécaniques

4.1 Puits de gaz de shale

Les propriétés mécaniques calculées pour les trois puits de gaz de shale sont présentées pour chaque puits individuellement dans un premier temps, de manière à mettre en évidence les tendances qui n'apparaissent pas dans les diagrammes binaires (figure 4). Ces résultats sont présentés avec les courbes géomécaniques brutes et synthétiques ainsi que les courbes diagraphiques non acoustiques qui ont été utilisées pour le calcul des paramètres synthétiques, afin de faire ressortir les variations fines de la stratigraphie mécanique au cas par cas et de les interpréter à la lumière des autres propriétés pétrophysiques. Les indices acoustiques de fragilité des trois puits sont ensuite présentés côte à côte selon une coupe orientée perpendiculairement à l'orientation du grain structural régional (SE-NO) pour illustrer la variation des propriétés mécaniques depuis la plateforme peu ou pas déformée (puits A279) vers le front orogénique (puits A266 puis A267).

4.1.1 Puits A279

Le puits A279 est implanté dans le cœur du Synclinal de Chambly-Fortierville (figure 1). Des trois puits de gaz de shale, ce puits est le plus éloigné du front orogénique, à environ 8 km de la trace en surface de la Faille d'Aston. L'enregistrement diagraphique disponible pour ce puits présente une séquence continue – non faillée – depuis le sommet du Groupe de Trenton jusqu'au Groupe de Lorraine (figure 12). Les roches du Groupe de Queenston, présentes dans le cœur du Synclinal de Chambly-Fortierville, sont traversées

par le puits A279 dans les premiers 337 m sous la surface mais on ne dispose pas d'un enregistrement diagraphique pour cette unité, la prise de diagraphies ayant commencé dans le Groupe de Lorraine à la base du coffrage surface à 550 mKB. Ce puits compte seulement quelques intervalles fracturés, au demeurant peu épais (voir figure 12 et Séjourné, 2015c).

Le Groupe de Lorraine dans le puits A279 présente une grande régularité dans ses propriétés pétrophysiques, avec seulement de très faibles variations dans les courbes de GR, NPOR, RLA5, RHOZ, DTP et DTS. Seule la partie sommitale du Groupe de Lorraine, entre 550 et 900 mKB, présente des courbes plus irrégulières qui correspondent à des indices de fragilité légèrement plus élevés que pour le reste du groupe. Le rapport de fin de forage indique que cet intervalle est caractérisé par la présence de niveaux de siltstone et de grès cimentés par de la calcite (SIGPEG, 2016). Dans l'ensemble, les valeurs du coefficient de Poisson brut sont stables et constantes au sein du Groupe de Lorraine, ce qui traduit la forte corrélation observée entre les ondes P et S (coefficient de corrélation de 0,964, voir tableau 3). Le module de Young brut, influencé par la densité totale, varie davantage.

Le Shale d'Utica supérieur apparaît à 2001 mKB et son contact avec le Groupe de Lorraine sus-jacent est souligné par de forts contrastes pétrophysiques dans toutes les courbes présentées à la figure 12 à l'exception de celle de la densité totale. Les indices de fragilité pour cette unité sont beaucoup plus élevés que pour le Groupe de Lorraine et traduisent une plus grande fragilité du Shale d'Utica supérieur par rapport à sa couverture, qui est plus ductile (moins cassante). Les deux indices de fragilité présentent un profil vertical homogène et stable au sein de cette unité mais décroissent fortement à la base, juste avant le contact avec le Shale d'Utica inférieur.

Le Shale d'Utica inférieur apparaît à 2151 mKB et son contact avec le Shale d'Utica supérieur est également marqué par de forts contrastes pétrophysiques à l'exception de la densité totale, qui présente plutôt un accroissement progressif du sommet vers la base de l'unité. Les indices de fragilité pour cette unité sont globalement plus faibles que pour le shale d'Utica supérieur et traduisent une plus grande ductilité du Shale d'Utica inférieur par rapport à l'unité supérieure, qui est plus fragile (plus cassante). Cette observation doit être nuancée car les valeurs des deux indices de fragilité s'accroissent graduellement du sommet vers la base du Shale d'Utica inférieur : un fort contraste est observé entre le Shale d'Utica supérieur et le Shale d'Utica inférieur, mais ce contraste s'estompe avec l'augmentation de la profondeur et la base du Shale d'Utica inférieur présente des propriétés mécaniques comparables à celles du Shale d'Utica supérieur.

Le Groupe de Trenton enfin, apparaît à 2274 mKB. Seuls 51 m de cette unité ont été traversés dans le puits A279. Son contact avec le Shale d'Utica inférieur est souligné par de forts contrastes pétrophysiques dans toutes les courbes présentées à la figure 12 y compris pour la densité totale. Les indices de fragilité pour le Groupe de Trenton sont plus élevés que pour le Shale d'Utica inférieur et traduisent une plus grande fragilité du Groupe de Trenton par rapport au shale sus-jacent, qui est plus ductile (moins cassant).

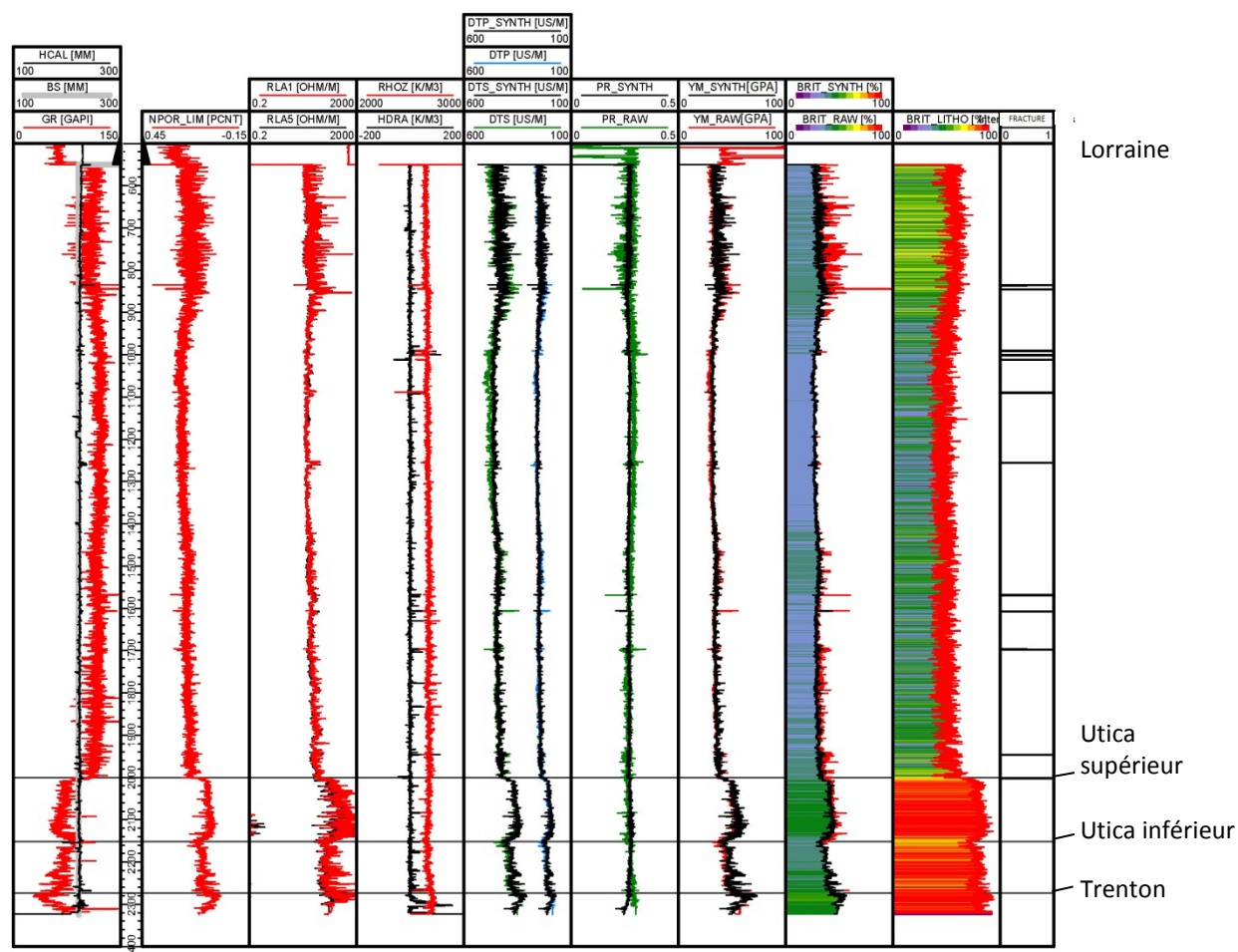


Figure 12 : Profil géomécanique du puits A279.

4.1.2 Puits A266

Le puits A266 a été implanté à proximité du front orogénique, soit à moins de 2 km de la trace en surface de la Faille d'Aston (figure 1). Ce puits présente une séquence continue – non faillée – depuis le sommet du Groupe de Trenton jusqu'au Groupe de Lorraine (figure 13). L'enregistrement pétrophysique pour ce dernier groupe débute à la base du coffrage de surface à 534 mKB. Ce puits compte plusieurs intervalles fracturés importants (voir figure 13 et Séjourné, 2015c).

Comme dans le cas du puits A279, le Groupe de Lorraine dans le puits A266 présente une grande régularité dans ses propriétés pétrophysiques, avec seulement de très faibles variations dans les courbes de GR, NPOR, RLA5, RHOZ, DTP et DTS. Cette régularité est cependant occultée localement par des intervalles fracturés. De même dans la partie supérieure, l'élargissement prononcé du diamètre du trou de forage affecte particulièrement la qualité des diagraphies acoustiques brutes. Ces deux facteurs font que les propriétés mécaniques dérivées des données brutes divergent localement de celles dérivées des données synthétiques (figure 13), ces dernières étant dans ce cas considérées comme plus représentatives des propriétés mécaniques de la roche. Sous la base du coffrage intermédiaire (1528 mKB) un intervalle de 70 m est caractérisé par un indice acoustique de fragilité légèrement plus élevé que pour les intervalles sus- et sous-jacents du Groupe de Lorraine. Cette variation est subtile et difficile

à voir sur la figure 13, mais elle est présente autant dans les résultats dérivés des données brutes que dans ceux dérivés des données synthétiques. L'observation des diagraphies acoustiques et non acoustiques enregistrées de part et d'autre de la base du coffrage intermédiaire indique par ailleurs que cette variation ne résulte pas d'un artéfact lié à des conditions opérationnelles. Cet accroissement localisé de l'indice acoustique de fragilité coïncide avec un accroissement plus net de l'indice minéralogique de fragilité pour le même intervalle. Le rapport de fin de forage disponible pour ce puits indique que cet intervalle est caractérisé par la présence de niveaux de grès cimentés par de la calcite (SIGPEG, 2016).

Le Shale d'Utica supérieur apparaît à 1894 mKB et son contact avec le Groupe de Lorraine sus-jacent est souligné par de forts contrastes pétrophysiques dans toutes les courbes présentées à la figure 13 à l'exception de celle de la densité totale. Les indices de fragilité pour cette unité sont beaucoup plus élevés que pour le Groupe de Lorraine et traduisent une plus grande fragilité du Shale d'Utica supérieur par rapport à sa couverture, qui est plus ductile (moins cassante). Les deux indices de fragilité s'accroissent régulièrement du sommet vers la base de l'unité avant de décroître brusquement juste avant le contact avec le Shale d'Utica inférieur.

Le Shale d'Utica inférieur apparaît à 2003 mKB et son contact avec le Shale d'Utica supérieur est également marqué par de forts contrastes pétrophysiques à l'exception de la densité totale, qui présente plutôt un accroissement progressif du sommet à la base de cette unité. Les indices de fragilité pour cette unité sont globalement plus faibles que pour le Shale d'Utica supérieur et traduisent une plus grande ductilité du Shale d'Utica inférieur par rapport à l'unité sus-jacente, qui est plus fragile (plus cassante). Cette observation doit être nuancée car les valeurs des deux indices de fragilité s'accroissent graduellement du sommet vers la base du Shale d'Utica inférieur : un fort contraste est observé entre le Shale d'Utica supérieur et le Shale d'Utica inférieur, mais ce contraste s'estompe avec l'augmentation de la profondeur et la base du Shale d'Utica inférieur présente des propriétés mécaniques comparables à celles du Shale d'Utica supérieur.

Le Groupe de Trenton enfin, apparaît à 2089 mKB. Seuls 78 m de cette unité ont été traversés dans le puits A266. Son contact avec le Shale d'Utica inférieur est souligné par de forts contrastes pétrophysiques dans toutes les courbes présentées à la figure 13, y compris pour la densité totale. Les indices de fragilité pour le Groupe de Trenton sont plus élevés que pour le Shale d'Utica inférieur et traduisent une plus grande fragilité du Groupe de Trenton par rapport au shale sus-jacent, qui est plus ductile (moins cassant).

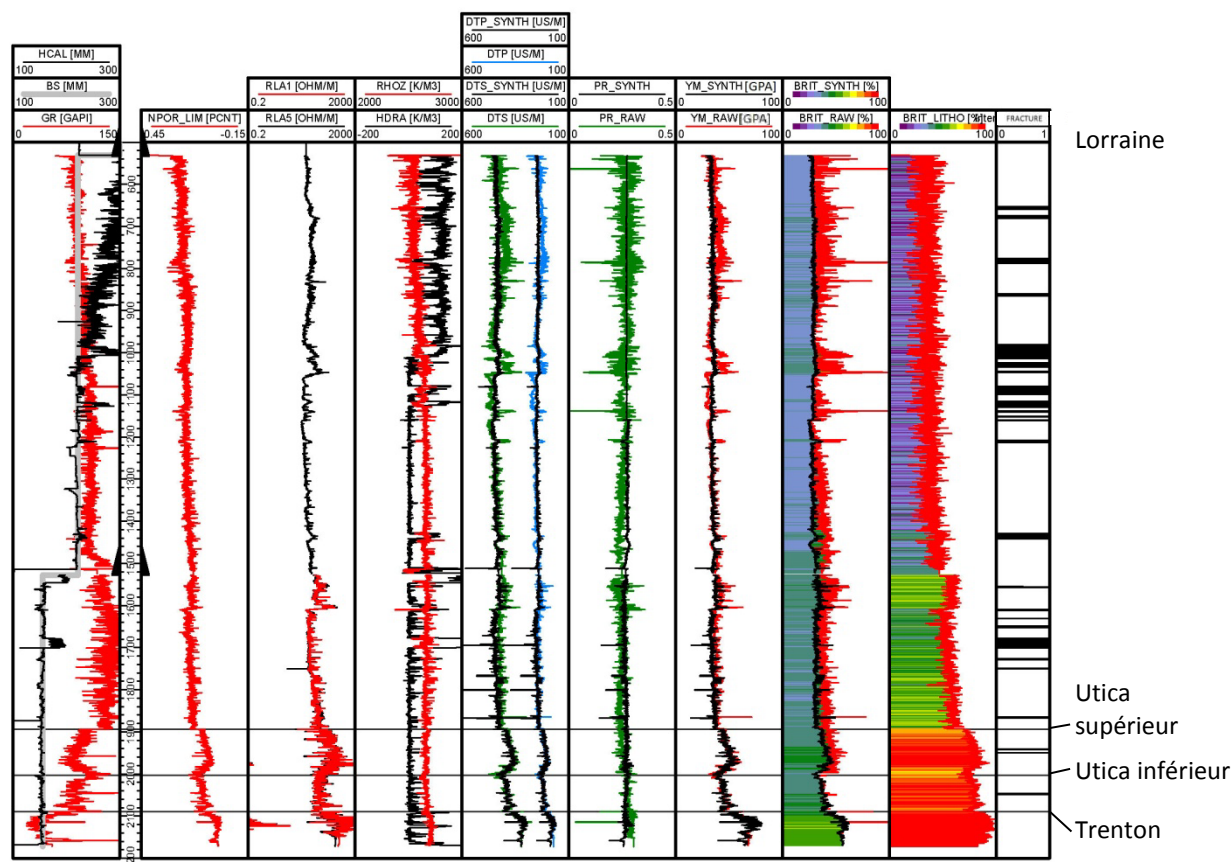


Figure 13 : Profil géomécanique du puits A266.

4.1.3 Puits A267

Le puits A267 a été implanté en surface dans la zone de failles imbriquées, entre la Faille d'Aston et la Ligne de Logan (figure 1). La partie supérieure de ce puits traverse le front orogénique, qui s'exprime dans le puits par la présence de multiples failles de chevauchement qui créent des répétitions dans le Groupe de Lorraine et le Shale d'Utica (figure 3). On reconnaît ainsi, par l'interprétation sismique, l'analyse des diagraphies et l'observation des déblais de forage, au moins une écaïlle de roches du Groupe de Lorraine et une écaïlle de roches du Shale d'Utica supérieur (figure 14). L'enregistrement pétrophysique pour le Groupe de Lorraine débute à la base du coffrage de surface à 545 mKB et il est possible que plusieurs failles chevauchantes additionnelles soient présentes mais non reconnues au sein du Groupe de Lorraine, au-dessus ou au-dessous de la base du coffrage. Sous ces écaïlles le forage a traversé une séquence continue – non faillée – depuis le sommet du Groupe de Beekmantown jusqu'au Shale d'Utica supérieur. Ce puits compte plusieurs intervalles fracturés importants (voir figure 14 et Séjourné, 2015c).

Le Groupe de Lorraine dans le puits A267 présente une grande régularité dans ses propriétés pétrophysiques, avec seulement de très faibles variations dans les courbes de GR, NPOR, RLA5, RHOZ, DTP et DTS. Comme dans le cas du puits A266, cette régularité est cependant occultée localement par des intervalles fracturés au sein desquels les propriétés mécaniques dérivées des données synthétiques sont considérées plus représentatives que celles dérivées des données brutes (figure 14).

Le Shale d'Utica supérieur non-faillé apparaît à 1959 mKB et son contact avec le Groupe de Lorraine sus-jacent est souligné par de forts contrastes pétrophysiques dans toutes les courbes présentées à la figure 14 à l'exception de celle de la densité totale. Les indices de fragilité pour cette unité sont beaucoup plus élevés que pour le Groupe de Lorraine et traduisent une plus grande fragilité du Shale d'Utica supérieur par rapport à sa couverture, qui est plus ductile (moins cassante). Les deux indices de fragilité s'accroissent régulièrement du sommet vers la base de cette unité avant de décroître brusquement juste avant le contact avec le Shale d'Utica inférieur.

Le Shale d'Utica inférieur apparaît à 2049 mKB et son contact avec le Shale d'Utica supérieur est marqué par de forts contrastes pétrophysiques à l'exception de la densité totale, qui présente plutôt un accroissement progressif du sommet vers la base de l'unité. Les indices de fragilité pour cette unité sont globalement plus faibles que pour le Shale d'Utica supérieur et traduisent une plus grande ductilité du Shale d'Utica inférieur par rapport à l'unité supérieure, qui est plus fragile (plus cassante). Comme dans le cas des puits précédents, cette observation doit être nuancée car les valeurs des deux indices de fragilité s'accroissent graduellement du sommet vers la base du Shale d'Utica inférieur : un fort contraste est observé entre le Shale d'Utica supérieur et le Shale d'Utica inférieur, mais ce contraste s'estompe avec l'augmentation de la profondeur et la base du Shale d'Utica inférieur présente des propriétés mécaniques comparables à celles du Shale d'Utica supérieur. L'enregistrement diagraphique est incomplet pour le Shale d'Utica inférieur et est marqué par un hiatus d'enregistrement de 44 m immédiatement au-dessus de la base du coffrage intermédiaire à l'exception des diagraphies acoustiques. Par ailleurs, la diagraphie minéralogique n'a pas été enregistrée au-dessous de cette profondeur (soit 2155 mKB).

Le Groupe de Trenton apparaît à 2252 mKB et a été traversé dans son intégralité. Pour les fins de la présente étude, les groupes de Black River et de Chazy à la base du Groupe de Trenton sont inclus dans l'assemblage pétrophysique du premier. Le contact avec le Shale d'Utica inférieur est souligné par de forts contrastes pétrophysiques dans toutes les courbes présentées à la figure 14 à l'exception de la densité totale. L'indice acoustique de fragilité pour le Groupe de Trenton est plus élevé que pour le Shale d'Utica inférieur et traduit une plus grande fragilité du Groupe de Trenton par rapport au shale sus-jacent, qui est plus ductile (moins cassant).

Le Groupe de Beekmantown enfin, apparaît à 2518 mKB. Seuls 67 m de cette unité ont été traversés dans le puits A267. Son contact avec le Groupe de Trenton sus-jacent est contrasté, en particulier pour le rayonnement gamma et la densité totale. L'indice acoustique de fragilité pour le Groupe de Beekmantown est plus élevé que pour le Groupe de Trenton et traduit une plus grande fragilité du Groupe de Beekmantown par rapport aux calcaires argileux sus-jacents, qui sont plus ductiles (moins cassants).

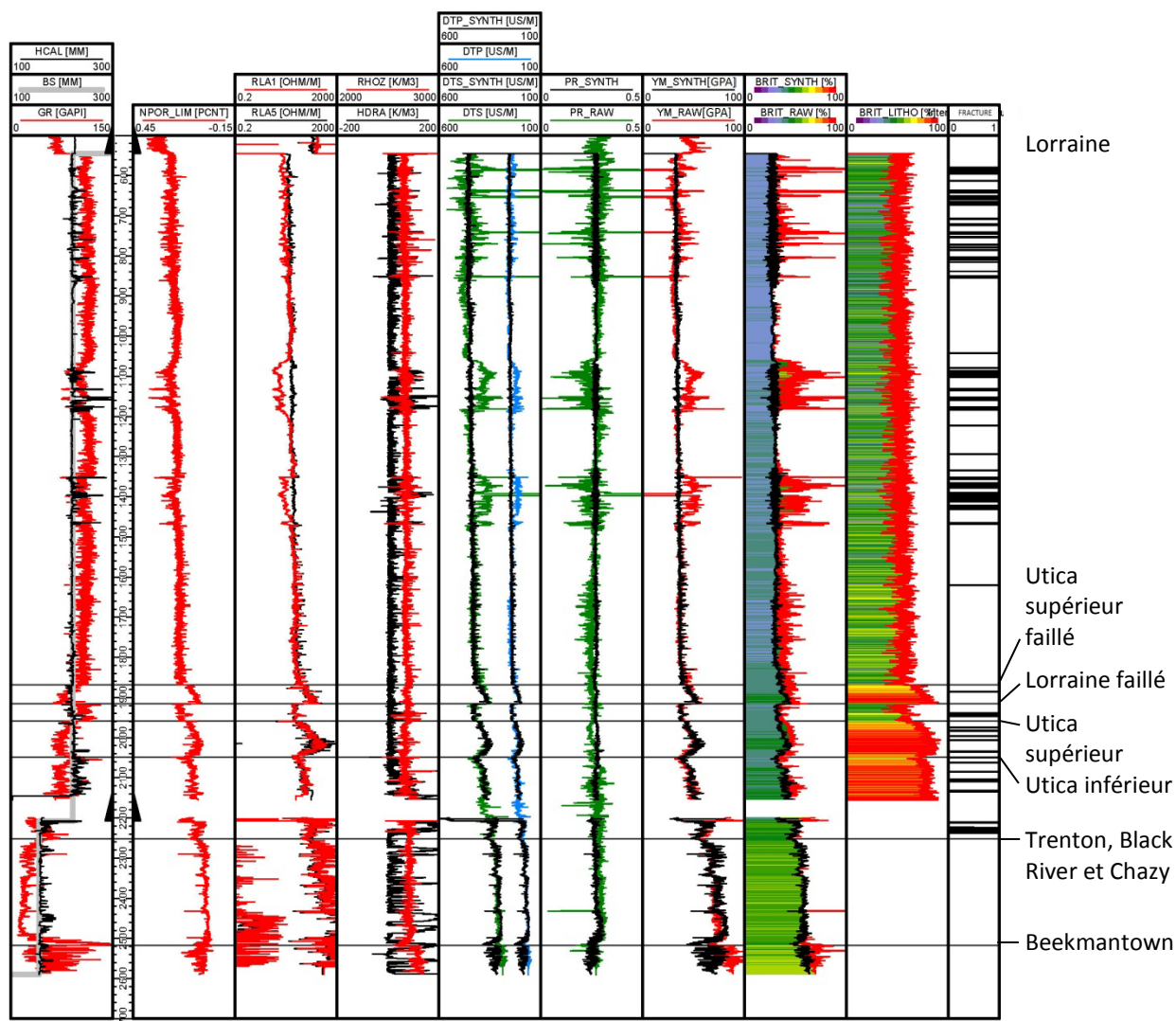


Figure 14 : Profil géomécanique du puits A267.

4.1.4 Variabilité régionale

L'examen individuel de chacun des puits de gaz de shale a permis de discerner des tendances qui n'apparaissent pas dans les diagrammes binaires et de faire la distinction entre les propriétés de la roche et les résultats qui peuvent être influencés par des artefacts, en particulier la présence de fractures. Des contrastes géomécaniques nets ont été observés au contact entre les principales unités stratigraphiques dans chacun des puits étudiés. La figure 15 présente une synthèse de ces tendances et de ces contrastes en juxtaposant les indices acoustiques de fragilité calculés pour les trois puits disposés selon leur distance par rapport au front orogénique, le puits A279 étant le plus éloigné du front, le puits A267 étant implanté en surface directement dans la zone de failles imbriquées. La figure 15 illustre la persistance des caractères géomécaniques d'un puits à l'autre, en particulier la persistance des contrastes entre les principales unités et la persistance des variations verticales au sein d'une même unité stratigraphique.

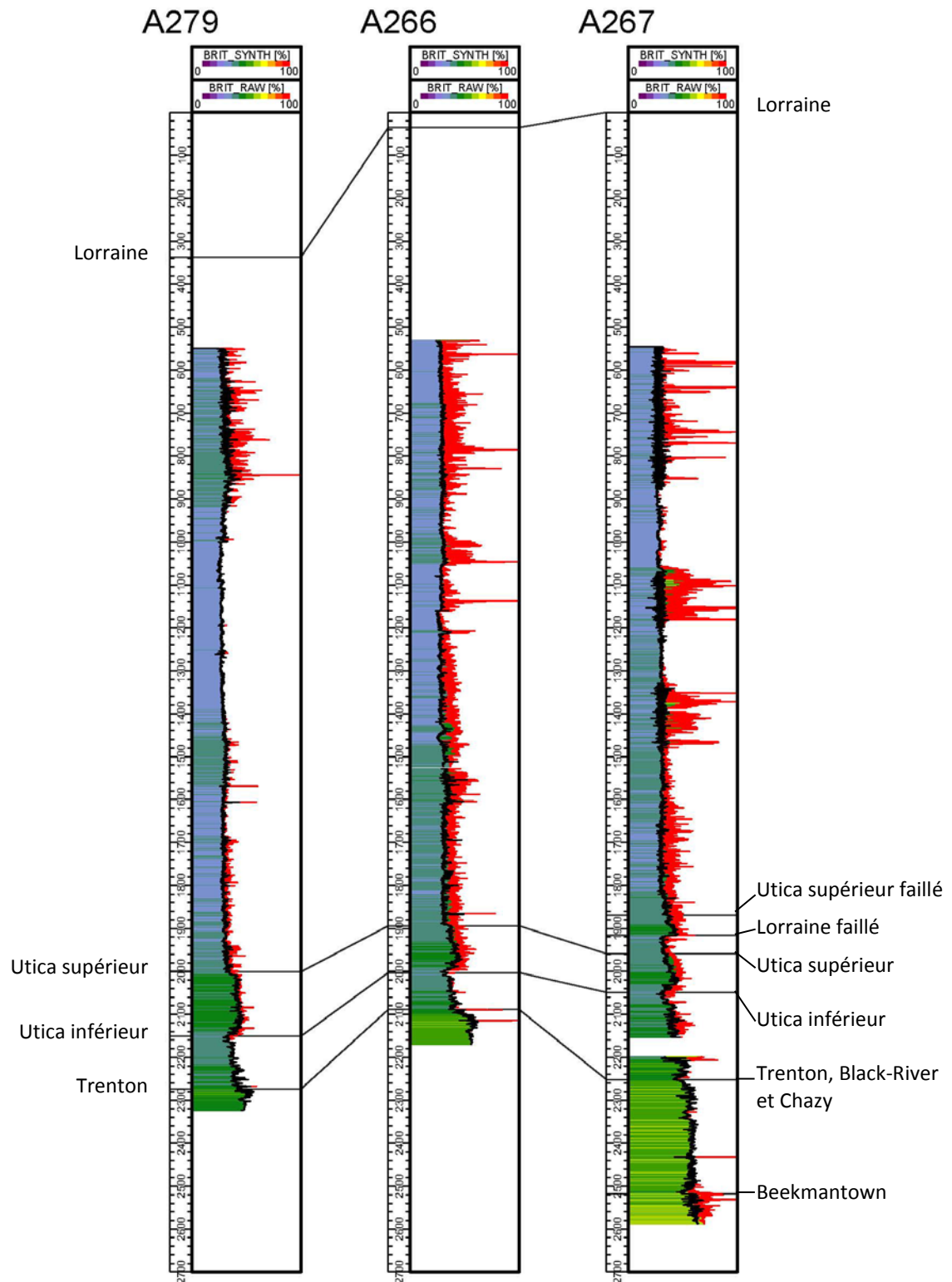


Figure 15 : Indices acoustiques de fragilité bruts (courbes rouges) et synthétiques (courbes noires) des trois puits de gaz de shale.

4.2 Puits pétroliers et gaziers anciens

Comme dans le cas des puits de gaz de shale, les résultats obtenus pour chacun des puits pétroliers et gaziers anciens sont d'abord présentés individuellement afin de discerner les variations fines de la stratigraphie mécanique et de les interpréter à la lumière des autres propriétés pétrophysiques. Les indices acoustiques de fragilité des quatre puits sont ensuite présentés côte à côte avec les puits de gaz de shale dans une coupe orientée perpendiculairement au grain structural régional de manière à illustrer la variation des propriétés depuis la plate-forme peu ou pas déformée (puits A192 et A167) vers le front orogénique (puits A190) et dans le domaine appalachien (puits A187).

4.2.1 Puits A192

Le puits A192 a été implanté à 7 km de la trace en surface de la Faille d'Aston (figure 1). On dispose pour ce puits d'un enregistrement diagraphique complet à partir de la base du coffrage de surface soit 305 mKB (figure 16). La partie inférieure du Groupe de Lorraine ainsi que la totalité du Shale d'Utica et des groupes de Trenton et de Potsdam ont été traversés. Le Groupe de Beekmantown n'est pas reconnu dans ce puits.

Les 274 premiers mètres à la base du Groupe de Lorraine, pour lesquels il a été possible d'estimer les propriétés mécaniques dans le puits A192, sont caractérisés par une grande régularité des modules élastiques et de l'indice acoustique de fragilité. Le Groupe de Lorraine apparaît plus ductile que le Shale d'Utica supérieur sous-jacent.

Le Shale d'Utica supérieur apparaît à 579 mKB et son contact avec le Groupe de Lorraine correspond à un contraste mécanique peu prononcé mais reconnaissable. L'indice de fragilité est stable au sein de cette unité excepté dans les premiers mètres de la base, près du contact avec le Shale d'Utica inférieur. Le Shale d'Utica supérieur est plus fragile que le Groupe de Lorraine et que le Shale d'Utica inférieur.

Le Shale d'Utica inférieur apparaît à 641 mKB et son contact avec le Shale d'Utica supérieur est souligné par un fort contraste mécanique. L'indice acoustique de fragilité varie peu au sein du Shale d'Utica inférieur et souligne la plus grande ductilité relative de cette unité par rapport au Shale d'Utica supérieur et au Groupe de Trenton sous-jacent.

Le Groupe de Trenton apparaît à 728 mKB et son contact avec le Shale d'Utica inférieur est souligné par un fort contraste mécanique, le premier étant plus fragile que le second. L'indice acoustique de fragilité du Groupe de Trenton croît avec l'augmentation de la profondeur et souligne un second contraste mécanique à la base du groupe, au contact avec le Groupe de Potsdam sous-jacent. Si ce dernier apparaît beaucoup plus ductile que le Groupe de Trenton, cette observation est toutefois sujette à caution et peut en fait refléter un artefact lié aux limitations de la méthode employée pour établir la diagraphie synthétique de l'onde S (voir figure 10A).

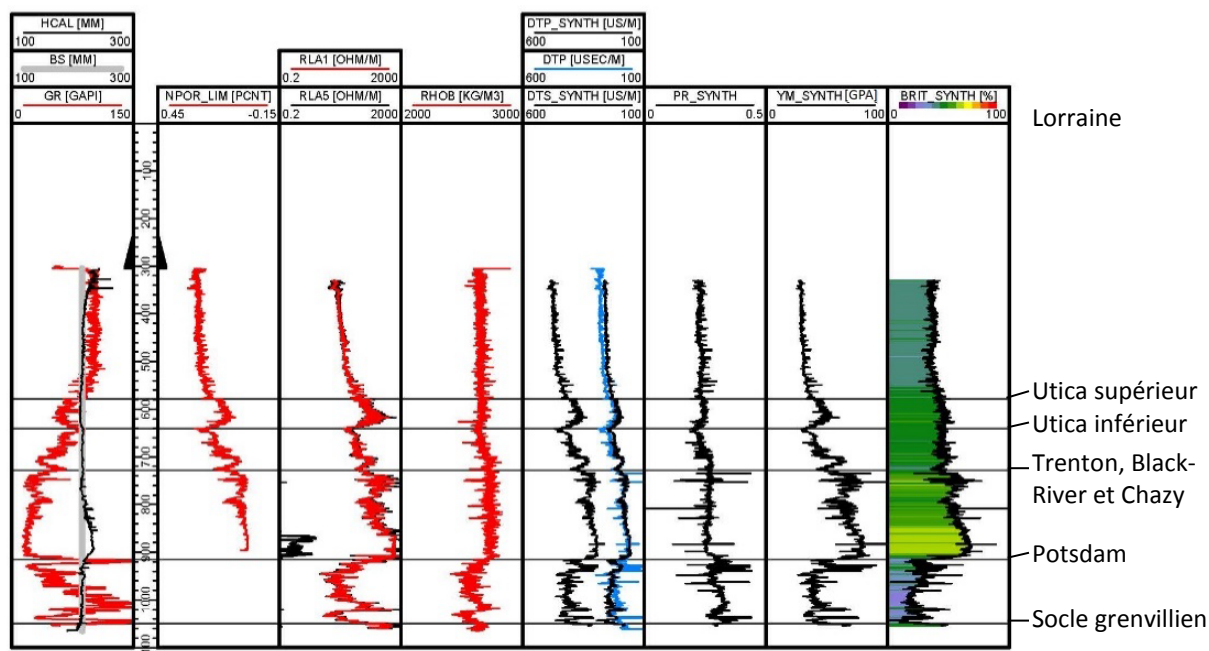


Figure 16 : Profil géomécanique du puits A192.

4.2.2 Puits A167

Le puits A167 a été implanté à proximité de l'axe du Synclinal de Chambly Fortierville, à 3,5km de la trace en surface de la Faille d'Aston (figure 1). Une courbe synthétique de l'onde S a été calculée pour l'ensemble du puits au-dessous de 300 mKB, mais la courbe de densité totale n'est disponible que sous 1200 mKB de sorte que le module de Young et l'indice acoustique de fragilité n'ont pu être calculés qu'à partir de cette profondeur (figure 17).

Seuls les 40 premiers mètres de la base du Groupe de Lorraine comportent donc des courbes du module de Young et de l'indice acoustique de fragilité. La régularité du profil des courbes de GR, RLA5, DTP, DTS et PR au-dessus de 1203 mKB suggère toutefois que les propriétés mécaniques caractéristiques de l'essentiel du Groupe de Lorraine ne diffèrent sensiblement pas de celles qui sont estimées pour les 40 premiers mètres de la base du groupe. Le contact avec le Shale d'Utica sous-jacent est bien marqué, le Groupe de Lorraine étant plus ductile que le shale sous-jacent.

Dans le puits A167 les caractéristiques pétrophysiques du Shale d'Utica supérieur ne sont pas reconnues et le Groupe de Lorraine semble reposer directement sur le Shale d'Utica inférieur (contact à 1244 mKB). Celui-ci apparaît plus fragile que le Groupe de Lorraine sus-jacent et plus ductile que le Groupe de Trenton sous-jacent. Au sein du Shale d'Utica l'indice acoustique de fragilité se caractérise par un accroissement progressif du sommet vers la base, accroissement interrompu seulement dans les premiers mètres au-dessus du contact avec le Groupe de Trenton, où l'indice présente une diminution prononcée qui contribue à accentuer le contraste mécanique avec le Groupe de Trenton.

Le Groupe de Trenton apparaît à 1326 mKB. Il est caractérisé par des propriétés mécaniques stables du sommet à la base, à l'exception des premiers mètres du sommet où l'indice acoustique de fragilité

présente une augmentation prononcée qui contribue à accentuer le contraste mécanique avec le Shale d'Utica inférieur. Un second contraste très marqué est observé au contact avec le Groupe de Beekmantown sous-jacent, le Groupe de Trenton étant plus fragile que ce dernier.

Les propriétés mécaniques des groupes de Beekmantown (sommet à 1535 mKB) et de Potsdam (sommet à 1620 mKB) ont été estimées dans le puits A167 bien que ces unités ne soient pas le centre d'intérêt de la présente étude. Le Groupe de Beekmantown apparaît plus ductile que les groupes de Trenton et de Potsdam qui le délimitent. L'analyse des résultats pour ces groupes permet surtout de relever certaines des limitations et mises en garde quant à la validité de la méthode utilisée pour estimer les propriétés mécaniques à partir de données synthétiques, les équations développées à cette fin étant ici optimisées pour le Shale d'Utica et pour sa couverture, non pour les carbonates et les grès de la plate-forme sous-jacente (voir section 3.3.2).

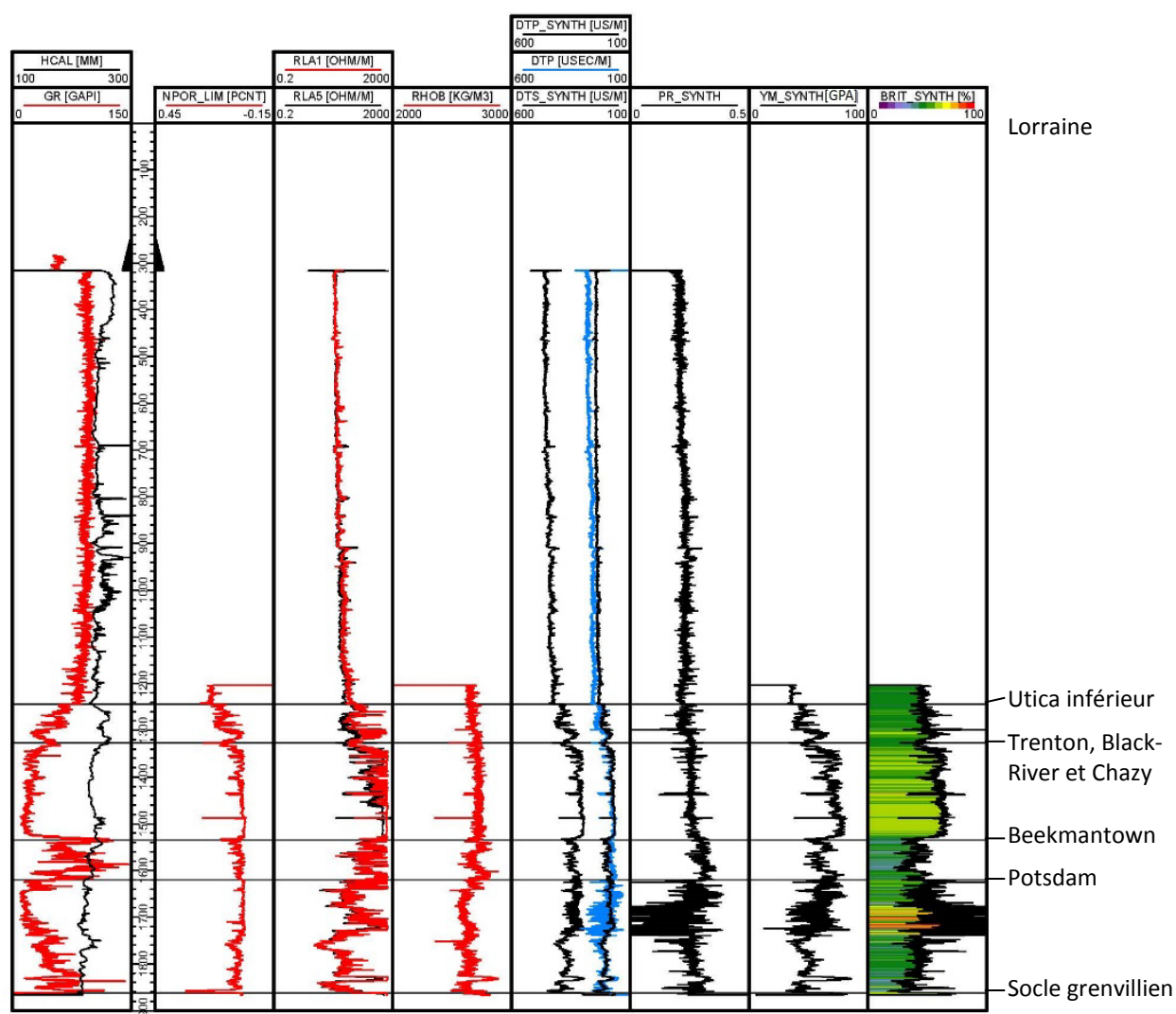


Figure 17 : Profil géomécanique du puits A167.

4.2.3 Puits A190

Le puits A190 a été implanté à moins d'un kilomètre de la trace en surface de la Faille d'Aston (figure 1). Une courbe synthétique de l'onde S a été réalisée pour l'ensemble du puits au-dessous de 159 mKB, mais la courbe de densité totale n'est disponible que sous la base du coffrage de surface de sorte que le module de Young et l'indice acoustique de fragilité n'ont pu être calculés qu'à partir de cette profondeur, soit sous soit 1220 mKB (figure 18).

La section du Groupe de Lorraine pour laquelle le module de Young et l'indice acoustique de fragilité ont pu être calculés dans le puits A190 est caractérisée par la grande régularité de son profil géomécanique. La régularité du profil des courbes de GR, RLA5, DTP, DTS et PR au-dessus de 1220 mKB suggère toutefois que les propriétés mécaniques caractéristiques de l'essentiel du Groupe de Lorraine ne diffèrent pas sensiblement de celles qui sont estimées pour les 709 m documentés à la base du groupe. Seul l'intervalle 1515-1560 mKB se distingue dans cette unité autrement homogène. L'examen de l'enregistrement diagraphique pour cet intervalle suggère qu'il pourrait s'agir d'un niveau plus calcaireux, et suggère une forte similarité avec les caractéristiques du Shale d'Utica sous-jacent. L'examen de la description des déblais de forage révèle par ailleurs que la lithologie dominante dans cet intervalle correspond à un shale calcaireux comparable à celui qui caractérise le Shale d'Utica. Bien que ni les données pétrophysiques ni la description des déblais de forage ne permettent confirmer la présence des contacts faillés de part et d'autre de cet intervalle, il est proposé ici que l'intervalle 1515-1560 mKB dans le puits A190 représente une écaille parautochtone de Shale d'Utica imbriquée au sein des roches du Groupe de Lorraine. Le contact entre le Groupe de Lorraine autochtone et le Shale d'Utica autochtone sous-jacent est bien marqué, le Groupe de Lorraine apparaissant plus ductile.

Le Shale d'Utica supérieur apparaît à 1929 mKB et son contact avec le Groupe de Lorraine sus-jacent est souligné par un fort contraste mécanique. L'indice de fragilité est stable au sein de cette unité excepté dans les premiers mètres de la base, près du contact avec le Shale d'Utica inférieur. Le Shale d'Utica supérieur est plus fragile que le Groupe de Lorraine et que le Shale d'Utica inférieur.

Le Shale d'Utica inférieur apparaît à 2023 mKB et son contact avec le Shale d'Utica supérieur est souligné par un fort contraste dans les courbes du module de Young et de l'indice acoustique de fragilité. Cet indice est stable au sein du Shale d'Utica inférieur et souligne la plus grande ductilité relative de cette unité par rapport au Shale d'Utica supérieur et au Groupe de Trenton sous-jacent.

Seuls les 37 derniers mètres au sommet du Groupe de Trenton ont été forés dans le puits A190. L'enregistrement diagraphique pour cet intervalle, bien que très limité, permet toutefois d'établir les propriétés mécaniques de ce groupe près du contact avec le Shale d'Utica inférieur et de mettre en évidence le contraste mécanique qui distingue les deux unités, la partie sommitale du Groupe de Trenton étant plus fragile que la base du Shale d'Utica inférieur sus-jacent.

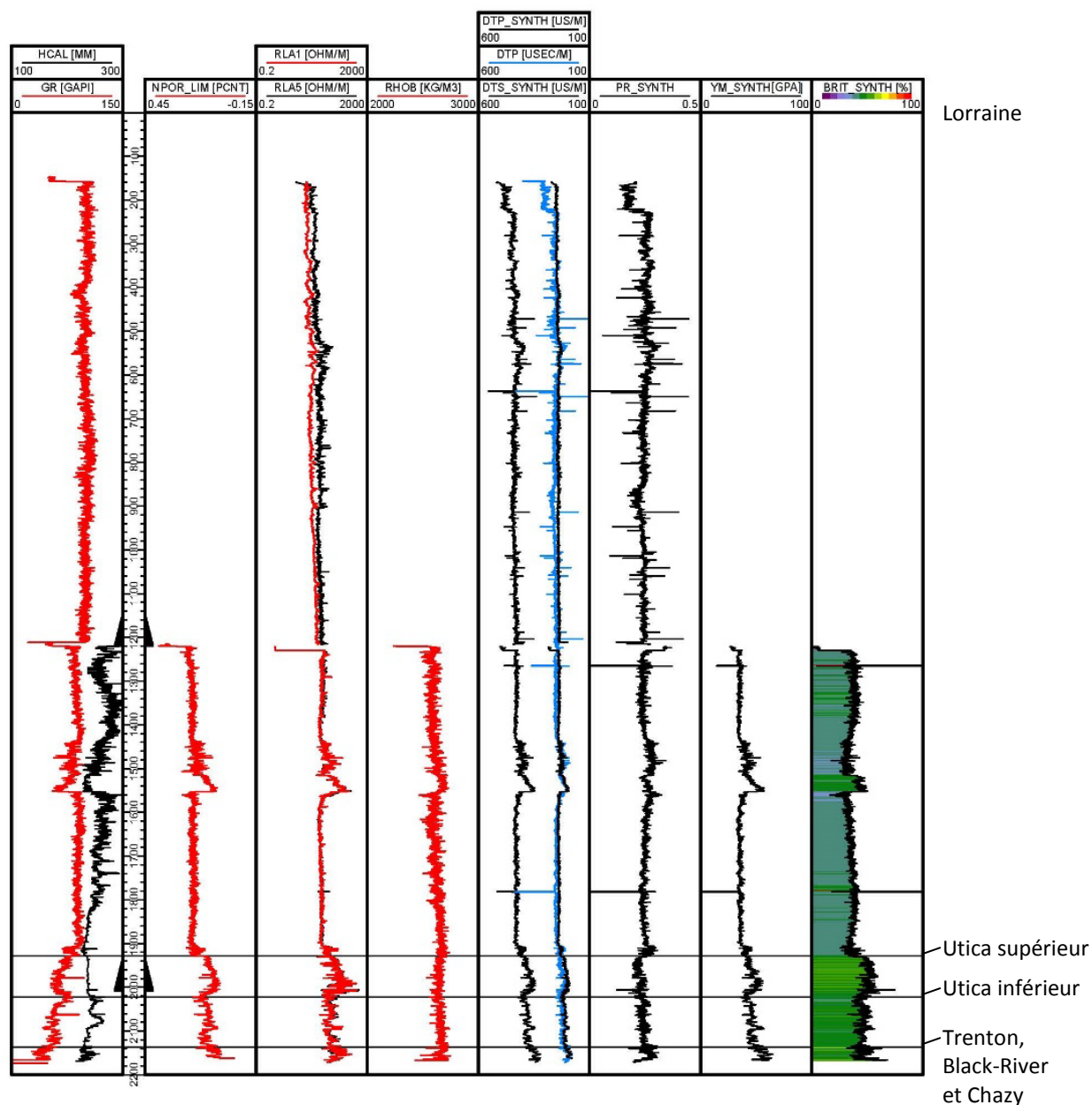


Figure 18 : Profil géomécanique du puits A190.

4.2.4 Puits A187

Le puits A187 a été implanté en surface dans le domaine allochtone (figure 1). Une courbe synthétique de l'onde S et les courbes des paramètres géomécaniques ont été définies pour l'ensemble du puits au-dessous du coffrage de surface, soit 922 mKB (figure 19). La qualité de l'enregistrement de l'onde P dans ce puits est affectée par nombreux sauts de cycles dont la présence a une incidence sur la régularité des courbes synthétiques. Un grand nombre de ces sauts de cycle (dissipation de l'onde sans retour vers l'enregistreur) coïncide par ailleurs avec une augmentation du diamètre du trou de forage et avec une séparation marquée entre les courbes de résistivité profonde et peu profonde, suggérant ainsi la présence d'intervalles fracturés. Ce phénomène peut être filtré, et des courbes synthétiques plus régulières peuvent être obtenues, en remplaçant DTP par DTP_SYNTH dans l'équation (9). Un choix

éditorial a consisté ici à ne pas appliquer un tel filtre, de manière à assurer la cohérence avec les données présentées pour les autres puits anciens. La présence de sauts de cycles ponctuels à travers l'enregistrement diagraphique ne nuit pas sensiblement à la lecture des courbes et surtout, elle ne modifie pas l'amplitude et la position des contrastes mécaniques qui sont observés dans les puits.

La Formation de Bourret est caractérisée par un profil géomécanique vertical irrégulier où l'on reconnaît trois principaux ensembles. Du sommet vers la base, un premier ensemble entre 922 et 1155 mKB est caractérisé par un coefficient de Poisson qui varie peu mais qui est plus bas que celui des ensembles sous-jacents, ainsi que par une diminution progressive des valeurs du module de Young et de l'indice acoustique de fragilité avec l'augmentation de la profondeur. Le contact avec l'ensemble intermédiaire sous-jacent apparaît comme un possible contact par faille, au vu des courbes du diamètreur (élargissement prononcé du diamètre du trou de forage sur une épaisseur de quelques mètres) et de résistivité (séparation des courbes de résistivité profonde et peu profonde). La description de déblais de forage disponible dans le rapport de fin de forage (SIGPEG, 2016) ne permet toutefois pas de confirmer la présence d'une faille à 1155 mKB (une faille est identifiée à 1237 mKB). Les propriétés mécaniques de l'ensemble intermédiaire, entre 1155 et 1460 mKB, sont plus constantes et témoignent d'une plus grande fragilité comparativement à l'ensemble sus-jacent. La régularité des courbes diagraphiques brutes et des courbes géomécaniques synthétiques au sein de cet ensemble est interrompue ponctuellement vers 1300 mKB. Les caractères pétrophysiques évoquent la possible présence d'une faille à cette profondeur, mais les évidences sont moins nettes que dans le cas de la faille probable reconnue à 1155 mKB. Enfin l'ensemble inférieur, entre 1460 et 1758 mKB, est essentiellement caractérisé par un indice acoustique de fragilité plus faible que ceux des ensembles sus-jacents. Le contact avec le Groupe de Lorraine est par nature un contact faillé mais, en dépit des forts contrastes pétrophysiques observés, les diagraphies disponibles ne permettent pas de détecter la présence d'une faille de chevauchement à ce contact ni sa possible influence sur les propriétés mécaniques examinées.

La partie supérieure du Groupe de Lorraine dans le puits A187 est tronquée par une faille de chevauchement et seuls 621 m de cette unité sont documentés dans le puits. Le Groupe de Lorraine est caractérisé par la grande régularité de ses modules élastiques et de son indice acoustique de fragilité. On observe de forts contrastes entre les propriétés mécaniques de cette unité avec celles des unités sus- et sous-jacentes, le Groupe de Lorraine étant plus ductile que la Formation de Bourret et que le Shale d'Utica supérieur.

Le Shale d'Utica supérieur tel qu'il est reconnu dans le puits A187 apparaît à 2379 mKB. Il est plus fragile que le Groupe de Lorraine sus-jacent et ses propriétés mécaniques varient peu verticalement, contrairement à celles du Shale d'Utica inférieur. Ce dernier apparaît à 2564 mKB et il est caractérisé par une augmentation des valeurs du module de Young et de l'indice acoustique de fragilité avec l'augmentation de la profondeur. Le contact entre les membres supérieur et inférieur du Shale d'Utica est bien marqué dans ce puits est défini en particulier sur la base de la courbe de rayonnement gamma et des courbes de résistivité, mais le principal contraste mécanique observé entre les deux membres se situe sous le contact. Le Shale d'Utica inférieur est plus fragile que le Groupe de Trenton sous-jacent.

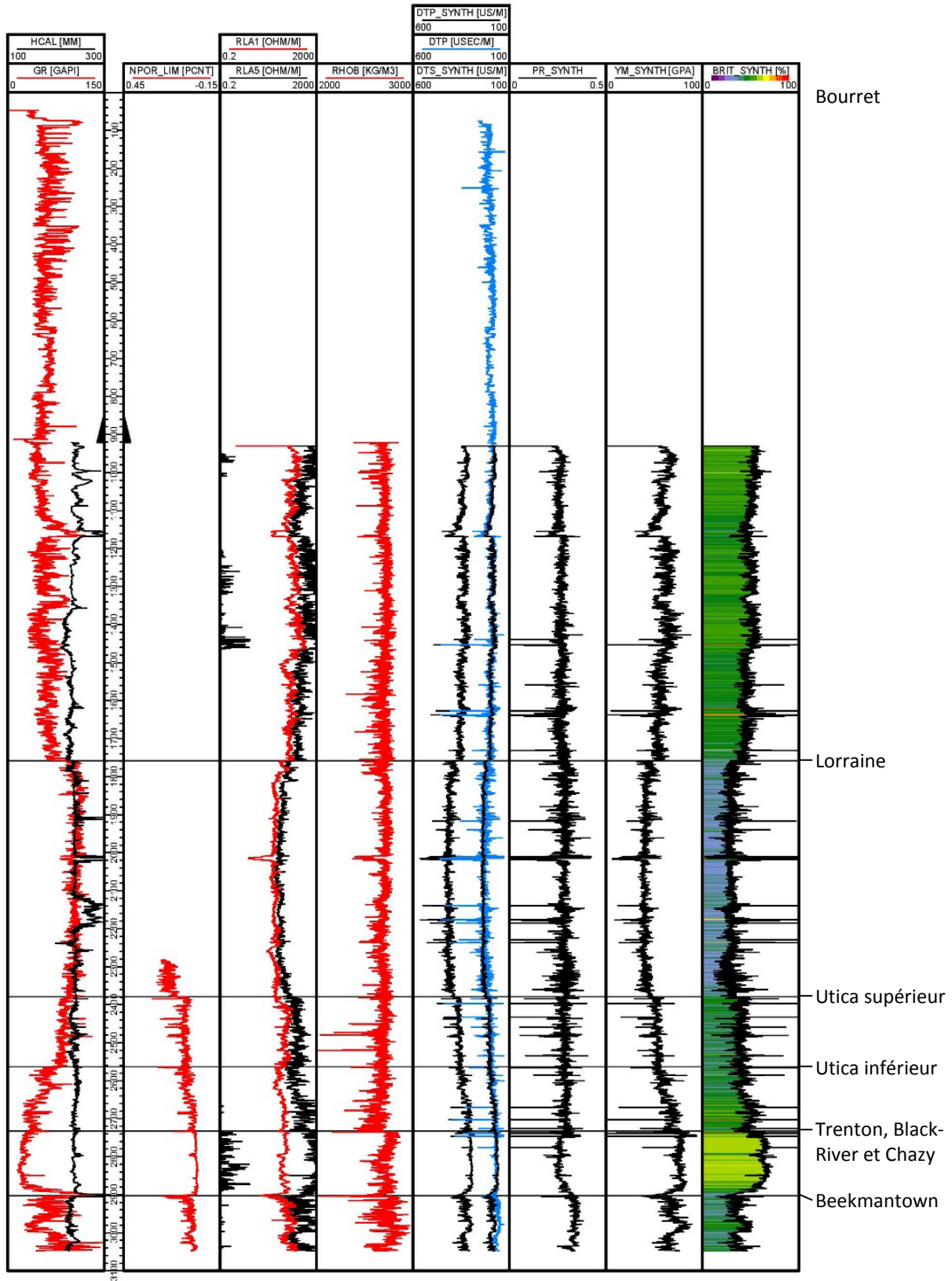


Figure 19 : Profil géomécanique du puits A187.

Le Groupe de Trenton apparaît à 2733 mKB. Il est caractérisé par des propriétés mécaniques stables du sommet à la base, à l'exception des premiers mètres de la base où l'indice acoustique de fragilité présente une diminution prononcée qui contribue à accentuer le contraste mécanique avec le Groupe de Beekmantown sous-jacent, le Groupe de Trenton étant plus fragile que ce dernier.

4.2.5 Variabilité régionale

Comme dans le cas des puits de gaz de shale, l'examen individuel de chacun des puits pétroliers et gaziers anciens a permis de discerner des tendances qui n'apparaissent pas dans les diagrammes binaires et de faire le départ entre les propriétés de la roche et les résultats qui peuvent être influencés par des artefacts, en particulier la possible présence de failles (puits A187 et A190) et de fractures (puits A187). Des contrastes géomécaniques nets ont été observés au contact entre les principales unités stratigraphiques dans chacun des puits étudiés. La figure 20 présente une synthèse de ces contrastes et de ces tendances en juxtaposant les indices acoustiques de fragilité calculés pour les puits anciens ainsi que pour les trois puits de gaz de shale selon leur distance par rapport au front orogénique. Les puits A192, A167 et A279 sont géographiquement les plus éloignés du front tandis que les puits A267 et A187 sont implantés en surface respectivement dans la zone de failles imbriquées (domaine parautochtone) et dans le domaine allochtone. Les puits A266 et A190 sont implantés dans une position intermédiaire, à proximité du front orogénique mais à distance de la Faille d'Aston (figure 1).

Comme la figure 15 dans le cas des puits de gaz de shale, la figure 20 illustre la persistance des caractères géomécaniques d'un puits à l'autre, en particulier la persistance des contrastes entre les principales unités et la persistance des variations verticales au sein d'une même unité. En particulier, il est possible de reconnaître, à l'échelle de la région d'étude, la présence d'un contraste géomécanique prononcé au contact entre le Shale d'Utica (relativement plus fragile) et sa couverture (relativement plus ductile), les shales du Groupe de Lorraine. Dans un contexte de fracturation hydraulique, ce contraste se traduit par la présence d'une barrière mécanique à la propagation des fractures hydrauliques qui pourraient être induites au sein du Shale d'Utica (figure 21).

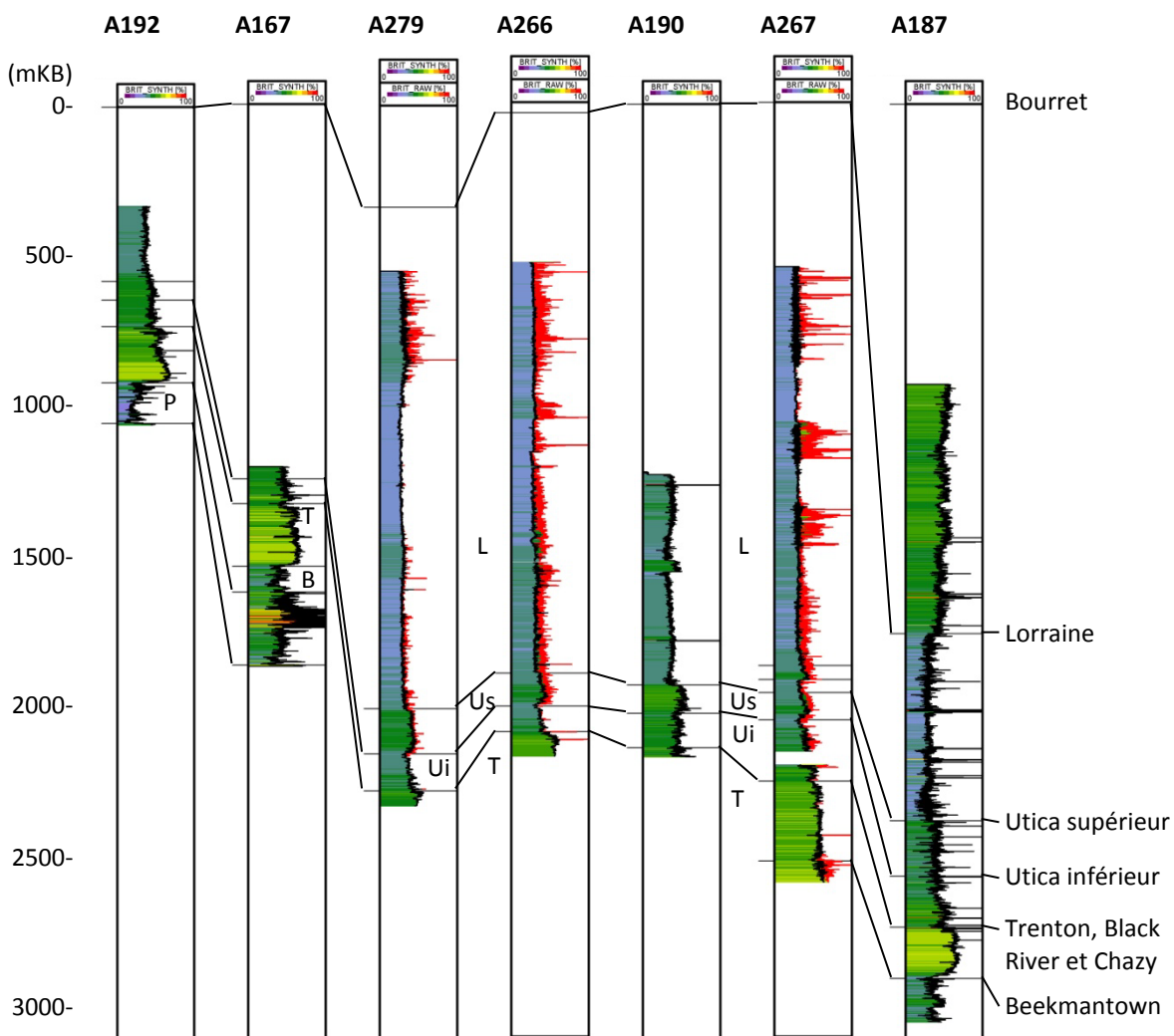


Figure 20 : Indices acoustiques de fragilité bruts (courbes rouges) et synthétiques (courbes noires) des puits de gaz de shale et des puits pétroliers et gaziers anciens. B : Groupe de Beekmantown; L : Groupe de Lorraine; P : Groupe de Potsdam; T : Groupe de Trenton; Ui : Shale d'Utica inférieur; Us : Shale d'Utica supérieur.

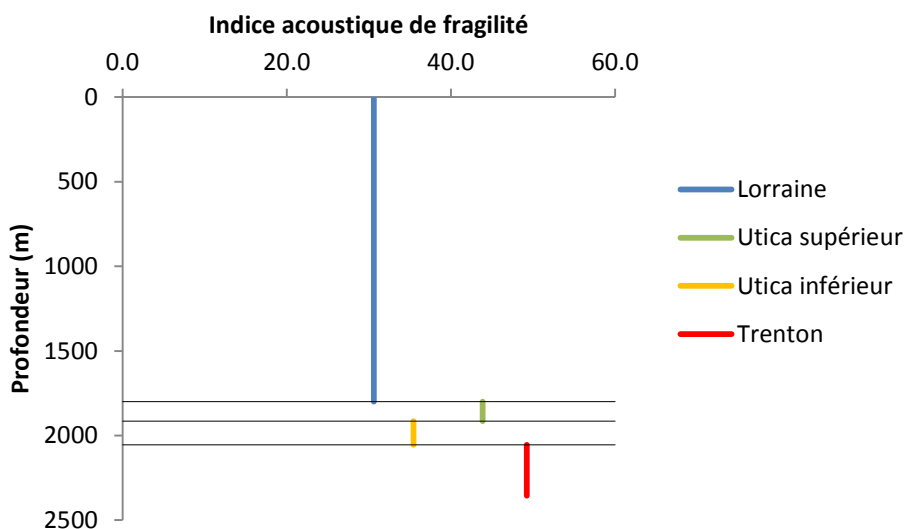


Figure 21 : Schéma conceptuel illustrant les contrastes géomécaniques au contact entre les principales unités stratigraphiques. Ce schéma est établi sur la base des valeurs médianes de l'indice acoustique de fragilité calculées pour les trois puits de gaz de shale. Les profondeurs des contacts sont présentées à titre indicatif et inspirées des épaisseurs documentées dans les puits de gaz de shale.

5. Conclusions

L'objectif principal de l'étude réalisée ici était d'estimer les propriétés géomécaniques du Shale d'Utica et de sa couverture sédimentaire pour trois puits forés pour le gaz de shale dans ou à proximité de la région d'intérêt, à Saint-Édouard-de-Lotbinière (puits Talisman Saint-Édouard No1, A267), Leclercville (puits Talisman Leclercville No1, A266) et Fortierville (puits Talisman Fortierville No1, A279). Pour chacun de ces puits le module de Young, le coefficient de Poisson ainsi que deux indices de fragilité ont été calculés et évalués. La portée de l'étude a ensuite été étendue pour vérifier s'il était possible de caractériser également les propriétés géomécaniques des shales pour des puits plus anciens, qui n'ont pas été forés pour le gaz de shale et pour lesquels la diagraphie acoustique de l'onde S n'est pas disponible. Cette diagraphie est en effet nécessaire à l'estimation des propriétés géomécaniques. Pour arriver à cette fin, une diagraphie synthétique de l'onde S a été simulée à partir des diagraphies disponibles et calée à partir des diagraphies de l'onde S disponibles pour les puits forés pour le gaz de shale. Parmi tous les puits anciens forés dans la région d'intérêt, seuls quatre présentaient une suite diagraphique satisfaisante pour mener à bien cette étude : les puits SOQUIP Shell Sainte-Croix No1 (A167), SOQUIP et al. Du Chêne No1 (A187), SOQUIP Sainte-Françoise Romaine No1 (A190) et SOQUIP Sainte-Croix No1 (A192).

Les propriétés géomécaniques ainsi estimées pour le Groupe de Lorraine soulignent un fort contraste mécanique avec le Shale d'Utica sous-jacent, le premier étant plus ductile (moins fragile) que le second. Les propriétés géomécaniques définies pour le Shale d'Utica soulignent que celui-ci est aussi plus ductile que le Groupe de Trenton sous-jacent, avec un contact et un contraste géomécanique plus ou moins bien marqués de part et d'autre de la base du Shale d'Utica. Dans la plupart des puits il est également

possible de différencier deux membres au sein du Shale d'Utica, avec un membre supérieur plus fragile et un membre inférieur plus ductile. Ces observations dérivées de l'enregistrement diagraphique pour les puits de la région de Saint-Édouard sont en accord avec celles établies par Thériault (2012b) à partir des données minéralogiques à l'échelle régionale.

En considérant cette évolution dans l'autre sens, depuis le Shale d'Utica vers le sommet du Groupe de Lorraine, et en faisant abstraction des intervalles fortement fracturés associés aux zones de chevauchements qui sont documentés dans certains puits, les fractures hydrauliques qui peuvent être générées au sein du Shale d'Utica vont d'abord rencontrer une importante barrière au contact avec le Groupe de Lorraine, ce dernier étant significativement plus ductile que le Shale d'Utica. Si des fractures hydrauliques induites dans le Shale d'Utica se propagent au-delà du contact avec le Groupe de Lorraine leur propagation vers le haut se fera dans des roches plus ductiles, donc dans des conditions moins propices à l'ouverture et au maintien des fractures.

Au final, l'étude permet de démontrer l'utilité des diagraphies acoustiques dans l'évaluation des risques potentiels associés à la possible migration de fluides de fracturation depuis le Shale d'Utica vers la surface, à travers les roches de couverture que représente le Groupe de Lorraine. L'étude souligne aussi l'importance de combiner cette analyse à celle des autres jeux de données disponibles, en particulier les diagraphies conventionnelles et d'imagerie par résistivité, afin d'établir un portrait précis de l'état de la fracturation naturelle dans la couverture du Shale d'Utica. Cette étude a également permis d'identifier un certain nombre de travaux additionnels qui permettraient de confirmer ou raffiner les résultats obtenus ici. Les principales recommandations en ce sens sont résumées ainsi sous trois thèmes :

1. Caractérisation des réseaux de fractures naturelles :

Caractériser l'orientation des fractures naturelles à partir des diagraphies FMI et mettre ces résultats en relation avec l'orientation des champs de contrainte régionaux actuels. En particulier, l'examen des diagraphies d'imagerie par résistivité haute résolution enregistrées pour les puits horizontaux forés dans le Shale d'Utica, qui n'ont pas été étudiés ici, devrait permettre d'obtenir une représentation plus complète des différentes familles de fractures naturelles que ne le permet l'étude des puits verticaux.

2. Étudier les propriétés géomécaniques de la couverture à faible profondeur :

Les données disponibles pour l'étude des propriétés géomécaniques de la couverture du Shale d'Utica débutent à partir de 305 m de profondeur pour les puits pétroliers et gaziers anciens, et à partir de 534 m de profondeur pour les puits de gaz de shale. Les premiers 300 m sous la surface ne sont pas documentés dans la présente étude. Par ailleurs, une série de sondages stratigraphiques peu profonds réalisés par la CGC-Québec dans la région d'étude (Crow et Ladevèze, 2015) a traversé les premiers 50 m de la couverture sous la surface (150 m dans un puits). L'étude du lien entre les données collectées près de la surface et les données de l'industrie pétrolière et gazière en profondeur pourrait combler une lacune de connaissances importante dans les premières centaines de mètres sous la surface, c'est-à-dire dans la zone où sont présents les aquifères d'eau potable.

3. Étudier les propriétés géomécaniques des zones faillées :

Il paraît également souhaitable d'étudier en détail le comportement géomécanique des zones faillées afin de pouvoir prédire l'incidence d'une zone de faille sur les propriétés géomécaniques de la couverture du Shale d'Utica. Seules des failles de chevauchement ont été rencontrées dans les puits étudiés, et le comportement des failles normales présentes dans le bassin devra être abordé en élargissant le champ d'investigation.

Remerciements

L'auteur remercie Denis Lavoie (CGC-Q) pour la lecture critique de cette contribution, ainsi que la compagnie Talisman Energy Inc. et en particulier Mme Marianne Molgat, pour avoir bien voulu partager des données confidentielles relatives aux puits de Saint-Édouard, Leclercville et Fortierville. Si l'essentiel des données utilisées provenait de sources publiques, les données complémentaires fournies par la compagnie ont cependant permis de valider et renforcer les résultats et interprétations proposés dans cette étude.

Ce travail a été réalisé avec le support financier du Secteur Énergie de Ressources Naturelles Canada dans le cadre de son programme de recherche et de développement énergétique (PRDE).

Références

Chatellier, J.-Y., Quartero, E., Urban, M., Molgat, M., Deconinck, A., Francus, P., 2011a. Power and limitations of X-ray fluorescence from cuttings: A test in the Utica and Lorraine Shales from Quebec. Search and Discovery Article 40766, 30p.

Chatellier, J.-Y., Ferworn, K., Lazreg Larsen, N., Ko, S., Flek, P., Molgat, M., Anderson, I., 2011b. Overpressure in shale gas – When geochemistry and engineering data meet and agree. Search and Discovery Article 40767, 45p.

Chatellier, J.-Y., Rioux, R., Molgat, M., Goodall, C., Smith, R., 2012. Applied organic geochemistry and best practices to address a surface casing vent flow - Lessons from remediation work of a shale gas well in Quebec. Search and Discovery Article #40976, 5p.

Chatellier, J.-Y., Ferworn, K., Lazreg Larsen, N., Ko, S., Flek, P., Molgat, M., Anderson, I., 2013. Overpressure in shale gas: When geochemistry and reservoir engineering data meet and agree. In J.-Y. Chatellier and D. Jarvie, eds., Critical assessment of shale resource plays. AAPG Memoir 103, p. 45–69.

Chatellier, J.-Y., Simpson, K., Molgat, M., Goodall, C., 2015. Multidisciplinary integration and tools to better address the Utica Shale stratigraphy, rock properties and fraccability. Search and Discovery Article #41514, 8p.

Chen, Z., Lavoie, D., Malo, M., 2014. Geological characteristics and petroleum resource assessment of Utica Shale, Quebec, Canada. Geological Survey of Canada, Open File 7606, 43 p.

Comeau, F.-A., Kirkwood, D., Malo, M., Asselin, E., 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, v. 41, p. 1473-1490.

Comeau, F.-A., Bédard, K., Malo, M., 2013. Lithostratigraphie standardisée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent basée sur l'étude des diagraphies : Rapport final : INRSCO2-2013-V1.4. Rapport de recherche (R1442), INRS-Eau, Terre et Environnement, Québec, 202 pages.

Crow, H.L., Ladevèze, P., 2015. Downhole geophysical data collected in 11 boreholes near St-Édouard-de-Lotbinière, Quebec. Geological Survey of Canada, Open File 7768, 48p.

Faure, S., Tremblay, A., Angelier, J., 1996a. Alleghanian paleostress reconstitution in the northern Appalachians : Intraplate deformation between Laurentia and Gondwana. Geological Society of America Bulletin, v. 108, p. 1467-1480.

Faure, S., Tremblay, A., Angelier, J., 1996b. State of intraplate stress and tectonism of northeastern America since Cretaceous times, with particular emphasis on the New England-Quebec igneous province. Tectonophysics, v. 255, p. 111-134.

Faure, S., Tremblay, A., Malo, M., 2004. Reconstitution of Taconian and Acadian paleostress regimes in the Quebec and northern New Brunswick Appalachians. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 41, p. 619-634.

Faure, S., Tremblay, A., Malo, M., Angelier, J., 2006. Paleostress analysis of Atlantic crustal extension in the Quebec Appalachians. *The Journal of Geology*, v. 114, p. 435-448.

Glorioso, J. C., Rattia, A., 2012. Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for shale gas. *Society of Petroleum Engineers, SPE 153004*, 38 pages.

Grieser, B., Bray, J., 2007. Identification of production potential in unconventional reservoirs. *Society of Petroleum Engineers, SPE 106623*, 6 pages.

Haeri-Ardakani, O., Sanei, H., Lavoie, D., Chen, Z., Jiang, C., 2015. Geochemical and petrographic characterization of the Upper Ordovician Utica Shale, southern Quebec, Canada. *International Journal of Coal Geology*, v.138 p.83–94.

Lavoie, D., Hamblin, A. P., Thériault, R., Beaulieu, J., Kirkwood, D., 2008. The Upper Ordovician Utica Shales and Lorraine Group flysch in southern Québec: Tectonostratigraphic setting and significance for unconventional gas. *Geological Survey of Canada, Open File 5900*, 56 p.

Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P., Castonguay, S., Hamblin, A.P., Giles, P., 2009. Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada. *Geological Survey of Canada, Open File 6174*, 2009, 275p.

Lavoie D., Rivard C., Lefebvre R., Séjourné S., Thériault R., Duchesne M. J., Ahad J. M. E., Wang B., Benoit N., Lamontagne C., 2014. The Utica Shale and gas play in southern Quebec: Geological and hydrogeological syntheses and methodological approaches to groundwater risk evaluation. *International Journal of Coal Geology*, v. 126, p. 77-91.

Lavoie, D., Pinet, N., Bordeleau, G., Haeri-Ardakani, O., Ladevèze, P., Duchesne, M.J., Rivard, C., Mort, A., Brake, V., Sanei, H., Malet, X., 2016. The Upper Ordovician black shales of southern Quebec (Canada) and their significance for naturally occurring hydrocarbons in shallow groundwater. *International Journal of Coal Geology*, v.158 p.44–64.

Lowe, D.G., Arnott, R.W.C., 2016. Composition and architecture of braided and sheetflood-dominated ephemeral fluvial strata in the Cambrian-Ordovician Potsdam Group: A case example of the morphodynamics of early Phanerozoic fluvial systems and climate change. *Journal of Sedimentary Research*, v. 86, p. 587-612.

MERN, 2008. Compilation pétrolière et gazière. Basses-Terres du Saint-Laurent et sud des Appalaches. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, SIGPEG, carte AB_CE_250K_C. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>.

Molgat, M., Chatellier, J.-Y., 2014. Tools to get the most information from shale cores: An example from the Lorraine and Utica Shales of Quebec. *Search and Discovery Article #41338*, 9p.

Pinet, N., 2011. Deformation in the Utica Shale and Lorraine Group, St. Lawrence Lowlands, Quebec. *Geological Survey of Canada, Open File 6952*, 12p.

Rivard C., Lavoie D., Lefebvre R., Séjourné S., Lamontagne C., Duchesne M. J., 2014. An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns. *International Journal of Coal Geology*, v. 126, p. 64-76.

Séjourné, S., 2015a. Étude géomécanique de la Formation de Macasty et de sa couverture dans un puits pétrolier et gazier (Pétrolia/Corridor Chaloupe No. 1), Île d'Anticosti, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier Public 7892, 52p.

Séjourné, S., 2015b. Étude géomécanique régionale de la Formation de Macasty et de sa couverture d'après les puits pétroliers et gaziers de l'Île d'Anticosti, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier Public 7907, 114p.

Séjourné, S., 2015c. Caractérisation des réseaux de fractures naturelles, de la porosité et de la saturation en eau du Shale d'Utica et de sa couverture par l'analyse des diagraphies de forages pétroliers dans la région de Saint-Édouard, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier Public 7980, 60p.

Séjourné, S., 2016. Étude des données géomécaniques de laboratoire des carottes d'un puits pétrolier et gazier (Talisman, Saint-Édouard No 1), région de Saint-Édouard, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier Public 7983, 54p.

Séjourné, S., Lefebvre, R., Malet, X., Lavoie, D., 2013. Synthèse géologique et hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier Public 7338, 165 p.

SIGPEG, 2016. Système d'Information Géoscientifique Pétrolier et Gazier. Direction du bureau des hydrocarbures, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>.

St-Julien, P., Hubert, C., 1975. Evolution of the Taconian orogen in the Quebec Appalachians. American Journal of Science, v. 275A, p. 337-362.

Thériault, R., 2012a. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent - Partie 2 : Interprétation géologique. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, SIGEOM, DV 2012-04, 80 p.

Thériault, R., 2012b. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent - Partie 1 : Compilation des données. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, SIGEOM, DV 2012-03, 212 p.

Trempe, R., 1978. Précisions nécessaires sur la lithologie, la stratigraphie et la sédimentologie de la formation d'Utica dans les Basses Terres du St-Laurent - novembre 1978 - rapport #9736. SIGPEG, rapport 1978TA000-07, 17 p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>.

Zoback, M. D., 2007. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, 449 pages.