



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA

DOSSIER PUBLIC 7980

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

S. Séjourné

2015

Canada



**COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
DOSSIER PUBLIC 7980**

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

S. Séjourné

Géologue consultant, Montréal, Québec

2015

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre de Ressources naturelles Canada, 2015

doi:10.4095/297473

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

Notation bibliographique conseillée

Séjourné, S., 2015. 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. doi:10.4095/297473

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

Table des matières

Table des matières.....	i
Liste des tableaux	iii
Liste des figures	iii
Résumé.....	1
Liste des enregistrements diagraphiques utilisés.....	3
1. Introduction.....	4
1.1 Contexte de l'étude.....	4
1.2 Objectifs de l'étude	4
2. Intégration des données	5
2.1 Rapports géologiques.....	5
2.2 Définition des contacts stratigraphiques.....	5
2.3 Données diagraphiques.....	6
2.4 Intégration des diagraphies	6
2.5 Analyses de carottes en laboratoire.....	7
3. Identification des réseaux de fractures.....	8
3.1 Méthodologie	8
3.1.1 Diagraphies conventionnelles.....	8
3.1.2 Diagraphies d'imagerie	9
3.1.3 Typologie des fractures.....	9
3.1.4 Épaisseur apparente des intervalles fracturés.....	10
3.2 Réseaux de fractures dans le puits A267 (Saint-Édouard).....	11
3.3 Réseaux de fractures dans le puits A266 (Leclercville)	18
3.4 Réseaux de fractures dans le puits A279 (Fortierville).....	23
3.5 Relation entre les intervalles fracturés et les failles de chevauchement	26
3.6 Portée et limitations des résultats	28
4. Détermination de la porosité et de la saturation en eau.....	29
4.1 Méthodologie	29

4.1.1 Volume de shale	30
4.1.2 Calcul de la porosité	32
4.1.3 Calcul de la saturation en eau	34
4.2 Estimation de la porosité et de la saturation en eau dans les puits	34
4.2.1 Puits A267 (Saint-Édouard)	35
4.2.2 Puits A266 (Leclercville)	39
4.2.3 Puits A279 (Fortierville)	43
4.3 Variabilité de la porosité et de la saturation en eau	47
5. Conclusions et recommandations.....	49
Remerciements.....	52
Références.....	53

Liste des tableaux

Tableau 1 : Profondeurs établies pour le toit des formations rencontrées dans les trois puits étudiés.	6
Tableau 2 : Sommaire des intervalles fracturés recensés pour le puits A267.....	12
Tableau 3 : Sommaire des intervalles fracturés recensés pour le puits A266.....	20
Tableau 4 : Sommaire des intervalles fracturés recensés pour le puits A279.....	23
Tableau 5 : Sommaire des valeurs de porosité et de saturation en eau calculées pour les intervalles non fracturés dans le puits A267.....	35
Tableau 6 : Sommaire des valeurs de porosité et de saturation en eau calculées pour les intervalles non fracturés dans le puits A266.....	39
Tableau 7 : Sommaire des valeurs de porosité et de saturation en eau calculées pour les intervalles non fracturés dans le puits A279.....	43
Tableau 8 : Sommaire des valeurs de porosité et de saturation en eau calculées pour les intervalles non fracturés dans les puits A267, A266 et A279 combinés.....	47

Liste des figures

Figure 1 : Carte de localisation de la zone d'intérêt et des puits étudiés.	4
Figure 2 : Illustration des critères d'identification d'un intervalle fracturé à partir des diagraphies conventionnelles.	9
Figure 3 : Coupe structurale passant par le puits A267 et réalisée à partir de l'interprétation de lignes sismiques 2D. La coupe est localisée sur la figure 1.	11
Figure 4 : Interprétation diagraphique des intervalles fracturés pour le Groupe de Lorraine dans le puits A267.	14
Figure 5 : Interprétation diagraphique des intervalles fracturés pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton dans le puits A267 (barres orange : intervalles carottés).	15
Figure 6 : Relation entre les intervalles fracturés interprétés et les structures identifiées dans les carottes.	17
Figure 7 : Interprétation diagraphique des intervalles fracturés pour le Groupe de Lorraine dans le puits A266.	21
Figure 8 : Interprétation diagraphique des intervalles fracturés pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton dans le puits A266.	22
Figure 9 : Interprétation diagraphique des intervalles fracturés pour le Groupe de Lorraine dans le puits A279.....	24

Figure 10 : Interprétation diagraphique des intervalles fracturés pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton dans le puits A279.	25
Figure 11 : Abondance et épaisseur apparente des intervalles fracturés en présence ou en l'absence d'une zone faillée.....	27
Figure 12 : Comparaison des valeurs de volume de shale estimées selon six méthodes différentes.	31
Figure 13 : Comparaison des valeurs de porosité et de saturation en eau estimées.....	33
Figure 14 : Distribution statistique des valeurs de porosité et de saturation en eau estimées pour les différentes unités stratigraphiques considérées dans le puits A267.....	36
Figure 15 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur et des unités stratigraphiques considérées pour le puits A267.	37
Figure 16 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton, pour le puits A267.	38
Figure 17 : Distribution statistique des valeurs de porosité et de saturation en eau estimées pour les différentes unités stratigraphiques considérées dans le puits A266.....	40
Figure 18 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur pour le Groupe de Lorraine, pour le puits A266.....	41
Figure 19 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton, pour le puits A266.	42
Figure 20 : Distribution statistique des valeurs de porosité et de saturation en eau estimées pour les différentes unités stratigraphiques considérées dans le puits A279.....	44
Figure 21 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur pour le Groupe de Lorraine, pour le puits A279.....	45
Figure 22 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton, pour le puits A279.	46
Figure 23 : Variation de la porosité moyenne selon l'unité stratigraphique et le puits considérés.....	48
Figure 24 : Variation de la saturation en eau moyenne selon l'unité stratigraphique et le puits considérés.	49

Résumé

Le présent travail a été réalisé à la demande de la Commission géologique du Canada, division Québec (CGC-Québec) et 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). Ce travail a été réalisé pour le programme Géoscience environnementale du Secteur des Sciences de la Terre et financé par le programme de l'Initiative écoÉNERGIE sur l'Innovation du Secteur de l'Énergie de Ressources naturelles Canada.

Les objectifs de l'étude présentée sont 1) de vérifier s'il est possible de détecter la présence de fractures naturelles ouvertes en sous-surface dans le Shale d'Utica et dans sa couverture par le biais de diagraphies conventionnelles et 2) d'estimer la porosité et la saturation en eau de ces mêmes unités. Trois puits verticaux forés pour le gaz de shale dans la région de Saint-Édouard. Pour chacun de ces puits l'identification d'intervalles naturellement fracturés a été réalisée en combinant une série de diagraphies conventionnelles.

L'étude des réseaux de fractures a permis de mettre en évidence plusieurs intervalles densément fracturés au sein du Groupe de Lorraine (et du Shale d'Utica dans une moindre mesure) qui coïncident avec la présence de failles de chevauchement dans deux des trois puits. Entre ces intervalles fracturés, ainsi que dans le troisième puits qui est dépourvu de failles de chevauchements, les intervalles naturellement fracturés sont peu abondants. Ils sont même absents du Shale d'Utica dans ce troisième puits. La densité des réseaux de fractures identifiés peut être mise en relation avec la proximité des puits par rapport au front appalachien, la présence de failles de chevauchement et donc des réseaux de fractures ayant un lien direct avec la proximité de ce front orogénique. Si l'étude des diagraphies a permis de mettre en évidence la présence de fractures ouvertes dans les trois puits étudiés, elle n'a pas permis de faire la distinction entre des fractures naturelles éventuellement présentes dans la roche avant le forage d'une part, et d'autre part des fractures induites par le poids de la boue de forage. Quelle que soit la nature des fractures ouvertes identifiées, leur détection est importante car elle contribue à mieux évaluer la qualité du lien entre le ciment et la roche et à mieux anticiper les intervalles dans lesquels l'isolation hydraulique du forage pourrait être compromise. Les données disponibles indiquent que les intervalles fracturés ne semblent pas former un continuum jusqu'à la surface.

La porosité et la saturation en eau ont été estimées pour les différentes unités stratigraphiques des trois puits de gaz de shale. Les valeurs de porosité calculées révèlent une tendance commune aux trois puits quand on considère la variation de la porosité moyenne d'une unité stratigraphique à l'autre. Le Groupe de Lorraine est l'unité qui présente systématiquement les valeurs de porosité les plus élevées. Le Shale d'Utica est caractérisé par des valeurs de porosité plus faibles, avec un membre supérieur toujours légèrement moins poreux que le membre inférieur. Le Groupe de Trenton est systématiquement la moins poreuse des unités considérées.

De même que pour la porosité, une tendance commune aux trois puits se distingue lorsque l'on considère la variation de la saturation en eau d'une unité stratigraphique à l'autre. Le Groupe de Lorraine est l'unité qui présente systématiquement les valeurs de saturation les plus élevées, le Shale d'Utica supérieur est caractérisé par les valeurs les plus faibles, tandis que le Shale d'Utica inférieur et le Groupe de Trenton présentent des valeurs intermédiaires.

L'étude a également permis d'identifier un certain nombre de travaux additionnels qui permettraient de confirmer ou raffiner les résultats exposés ici. Les principales recommandations en ce sens sont résumées ainsi sous deux thèmes :

1. Caractérisation des réseaux de fractures

Caractériser l'orientation des fractures naturelles et induites à partir des diagraphies d'imagerie lorsque disponibles, 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 étudiées ici, devrait permettre d'obtenir une image plus complète des différentes familles de fractures que ne le permet l'étude des puits verticaux.

2. Estimation de la porosité et de la saturation en eau

Exploiter les données diagraphiques et de laboratoire disponibles pour d'autres puits, forés en dehors de la région d'étude, afin de définir si possible des corrélations robustes à l'échelle du bassin. Ces résultats pourront contribuer à raffiner les modélisations hydrogéologiques régionales qui s'attachent à établir le lien entre les aquifères proches de la surface et l'environnement géologique profond, particulièrement dans un contexte de fracturation hydraulique.

Liste des enregistrements diagraphiques utilisés

AT10 (ohm/m) :	Résistivité peu profonde (pour le puits A266 uniquement)
AT30 (ohm/m) :	Résistivité à profondeur moyenne (pour le puits A266 uniquement)
AT90 (ohm/m) :	Résistivité profonde (pour le puits A266 uniquement)
BS (mm) :	Diamètre du trépan
CAL1 (mm) :	Espacement entre les bras 1 et 3 du diamétreur à quatre bras
CAL2 (mm) :	Espacement entre les bras 2 et 4 du diamétreur à quatre bras
DPHI_LIM (V/V) :	Porosité de densité, matrice calcaire
DTP (μ sec/m) :	Inverse de la vitesse de l'onde P
DTS (μ sec /m) :	Inverse de la vitesse de l'onde S
GR (GAPI) :	Rayonnement gamma total (unités API calibrées)
HCAL (mm) :	Espacement entre les bras 1 et 2 du diamétreur à deux bras
HCGR (GAPI) :	Rayonnement gamma calculé (unités API calibrées)
HDRA (kg/m^3) :	Correction de la densité totale
HFK (V/V) :	Concentration en potassium
HTHO (ppm) :	Concentration en thorium
HURA (ppm) :	Concentration en uranium
NPOR_LIM (V/V) :	Porosité neutron, matrice calcaire
PEF (b/e) :	Potentiel photoélectrique
RHOZ (kg/m^3) :	Densité totale
RLA1 (ohm/m) :	Résistivité peu profonde
RLA3 (ohm/m) :	Résistivité à profondeur moyenne
RLA5 (ohm/m) :	Résistivité profonde
RXOZ (ohm/m) :	Résistivité de la zone d'invasion
Vsh_ARGILE :	Volume de shale équivalent à la courbe HTHO
Vsh_HCGR :	Volume de shale dérivé de la courbe HCGR
Vsh_GR :	Volume de shale dérivé de la courbe GR
Vsh_PHI_DN :	Volume de shale dérivé des courbes DPHI_LIM et NPOR_LIM
Vsh_SPHI_P :	Volume de shale dérivé de la courbe DTP
PHI_DN (%) :	Porosité estimée par le modèle de lithologie complexe
PHI_RHG (%) :	Porosité estimée par la méthode Raymer Hunt Gardner
PHI_WYLLIE (%) :	Porosité estimée par la méthode de Wyllie
WSAT_DN (%) :	Saturation en eau estimée par la méthode de Simandoux à partir de la courbe PHI_DN
WSAT_RHG (%) :	Saturation en eau estimée par la méthode de Simandoux à partir de la courbe PHI_RHG
WSAT_SIM (%) :	Courbe WSAT_DN utilisée dans les figures de synthèse
WSAT_WYLLIE (%) :	Saturation en eau estimée par la méthode de Simandoux à partir de la courbe PHI_WYLLIE

1. Introduction

1.1 Contexte de l'étude

Ce travail a été réalisé à la demande de la Commission géologique du Canada, division Québec (CGC-Québec), et 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). Cette étude a été menée sous l'égide du programme Géoscience environnementale du Secteur des Sciences de la Terre, financé par le programme de l'Initiative écoÉNERGIE sur l'Innovation du Secteur de l'Énergie de Ressources naturelles Canada. Les résultats de l'étude devaient notamment permettre de supporter les études menées par la CGC-Québec dans la région de Saint-Édouard (Rivard et al., 2013; Lavoie et al., 2014a).

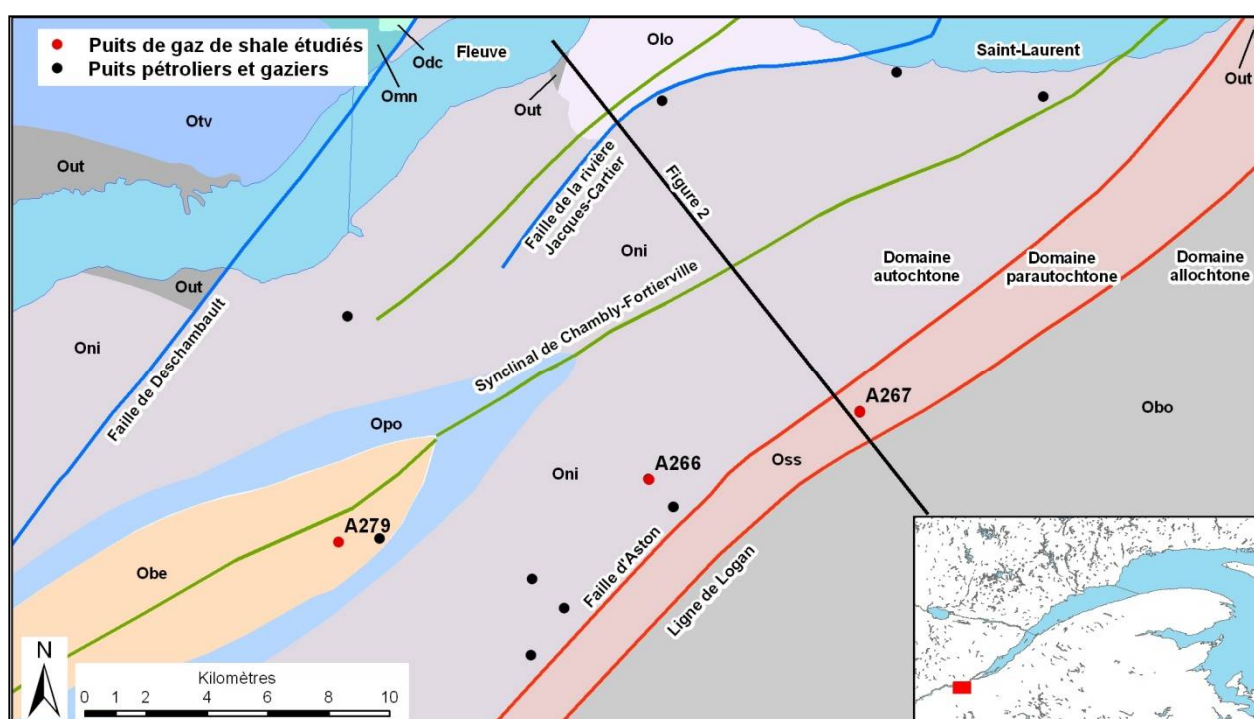


Figure 1 : Carte de localisation de la zone d'intérêt et des puits étudiés.

Obe : Formation de Bécancour, Groupe de Queenston ; Obo : Formation de Bourret ; Odc : Formation de Deschambault, Groupe de Trenton ; 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 ; Oss : Formation de Sainte-Sabine, Groupe de Sainte-Rosalie ; Otv : Formation de Tétreauville, Groupe de Trenton ; Out : Shale d'Utica. Géologie adaptée de MERN (2008) et SIGEPG (2015).

1.2 Objectifs de l'étude

L'objectif principal de cette étude est d'examiner les données diagaphiques de trois forages verticaux réalisés pour le gaz de shale afin de déterminer s'il est possible d'identifier et de caractériser les réseaux de fractures naturelles rencontrés dans ces forages. Dans la mesure du possible, la porosité et la saturation en eau des shales ont été déterminées à partir du même jeu de données.

Les trois forages considérés ont été forés entre 2009 et 2010 dans la région de Saint-Édouard-de-Lotbinière. Il s'agit des puits Talisman Saint-Édouard No1 (A267), Talisman Leclercville No1 (A266) et Talisman Fortierville HZ No1 (A279).

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 de 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, 2015),
- 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, 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, 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 (2015). Les critères pétrophysiques proposés par Thériault (2012a, 2012b) et par Comeau et al. (2013) ont également été considérés de manière à raffiner les contacts stratigraphiques compilés dans les rapports de fin de forage. Les contacts stratigraphiques établis pour cette étude sont présentés au tableau 1.

Tableau 1 : Profondeurs établies pour le toit des formations rencontrées dans les trois 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. KB : Kelly bushing (table de rotation).

Unité stratigraphique	Sommet (m/KB)		
	A267	A266	A279
Groupe de Lorraine	0	35	337
Shale d'Utica supérieur faillé	1869		
Groupe de Lorraine faillé	1916		
Shale d'Utica supérieur	1959	1894	2001
Shale d'Utica inférieur	2045	1985	2142
Groupes de Trenton-Black River-Chazy	2252	2089	2268
Groupe de Beekmantown	2518		
Profondeur totale	2585	2167	2325

2.3 Données diagraphiques

Pour les fins de l'étude, les diagraphies dans leur format numérique LAS ont été intégrées pour trois puits verticaux forés pour le gaz de shale par la compagnie Talisman Energy Inc. (l'opérateur des forages) en 2009 et 2010 (puits A266 de Leclercville, A267 de Saint-Édouard et A279 de Fortierville). Les données en format LAS sont du domaine public (SIGPEG, 2015), 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 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. La nomenclature des courbes diagraphiques utilisées dans cette étude est présentée au début du rapport.

2.4 Intégration des diagraphies

Plusieurs campagnes d'enregistrement diagraphique ont été effectuées pour chacun des puits étudiés. Elles 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.

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 %.

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 (rayonnements gamma ou diagraphies acoustiques) ont été enregistrées au cours de différents levés.

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. Les diagraphies qui sont présentées dans les figures subséquentes ne sont pas filtrées pour éliminer cet effet, afin de préserver l'information fournie par les variations de diamètre du trou de forage. Ceci est particulièrement important dans le cas du puits A267, pour lequel supprimer les données affectées par la variation de diamètre du trou de forage aurait eu pour conséquence de faire disparaître complètement l'intervalle correspondant au Shale d'Utica inférieur.

2.5 Analyses de carottes en laboratoire

Vingt échantillons de carottes prélevés dans le puits A267 ont été analysés en laboratoire et considérés ici pour fins de calibration. Ces analyses incluent des mesures de porosité et de saturation en eau réalisées sur des échantillons prélevés entre 1882 mKB et 2023 mKB (KB : *kelly bushing*, ou table de rotation de la foreuse) dans le Groupe de Lorraine et le Shale d'Utica supérieur. Ce jeu de données confidentiel a été fourni à la CGC-Québec par Talisman Energy Inc. Ces analyses ont été utilisées pour caler les valeurs de porosité et de saturation en eau estimées pour le puits A267, mais seules les courbes obtenues après le calage seront présentées ici, non les données de laboratoire originales.

3. Identification des réseaux de fractures

3.1 Méthodologie

L'enregistrement diagraphique disponible pour les puits A266, A267 et A279 est très complet et permet de détecter la présence de fractures ou de réseaux de fractures ouvertes ou partiellement ouvertes développés dans le shale à partir de plusieurs méthodes indépendantes.

3.1.1 Diagraphies conventionnelles

La présence de fractures a été examinée principalement par le biais des diagraphies conventionnelles. À ce titre, les diagraphies les plus utiles pour identifier des fractures sont le diamètreur, le potentiel spontané, la résistivité, les ondes acoustiques (ondes P et S), la porosité densité combinée à la porosité neutron, la correction de densité, l'effet photo-électrique, les différents rayonnements gamma, le pendagemètre et la température.

Dans le cas des puits étudiés, le potentiel spontané ne donne pas de réponse claire et il n'y a pas de diagraphies de température disponibles. Les différents rayonnements gamma quant à eux, ne révèlent aucun intervalle fracturé. Toutes les autres diagraphies ont été utilisées concurremment pour identifier les intervalles possiblement fracturés. Les variations dans la vitesse de pénétration du trépan et les indices de gaz, tels que retranscrits dans les rapports de fin de forage, ont également été compilés afin d'obtenir des informations indépendantes et complémentaires sur la possible présence de fractures. Fait notable, l'emploi d'une boue de forage riche en barite dans chacun des trois puits de gaz de shale a eu pour conséquence de saturer le signal reçu par la sonde photo-électrique, ce qui fait de cette diagraphie l'outil principal pour identifier les fractures. Ainsi les diagraphies qui se sont révélées pertinentes sont, par ordre décroissant d'importance :

- le facteur photo-électrique (quand une déflexion positive marquée est observée),
- la correction de densité (quand une correction positive est observée),
- la résistivité (dans les shales, quand un écart significatif est observé entre les résistivités profonde et peu profonde),
- la vitesse de propagation des ondes P et/ou S (quand un retard anormal ou une perte de signal sont observés),
- la porosité de densité (lorsque la courbe indique une augmentation brusque de la porosité, surtout si cette augmentation n'est pas confirmée par la porosité neutron),
- l'onde P (lors de la perte de cohérence du train d'ondes dans l'enregistrement).

La figure 2 illustre les critères retenus pour identifier un intervalle fracturé dans le cas du puits A266 vers 1210m. Dans cet exemple les courbes de la porosité de densité (DPHI_LIM), de la résistivité profonde et peu profonde (AT90 et RXOZ), de la vitesse de propagation des ondes P et S (DTP et DTS), le facteur photo-électrique (PEF) ainsi que de la correction de densité (HDRA) soulignent la présence d'une fracture entre 1208 mKB et 1213 mKB. Dans cet exemple un second intervalle fracturé pourrait être identifié vers 1225 mKB sur la base du facteur photo-électrique mais ceci n'est pas supporté par les autres courbes disponibles. Les données complémentaires que représentent l'élargissement ponctuel du trou de forage selon le diamètreur, les variations dans la vitesse de pénétration du trépan, ainsi que les indices de gaz

constituent des informations importantes qui ont été utilisées pour confirmer l'interprétation des diagraphies, mais qui n'ont pas été retenues si elles ne pouvaient pas être confirmées par les diagraphies.

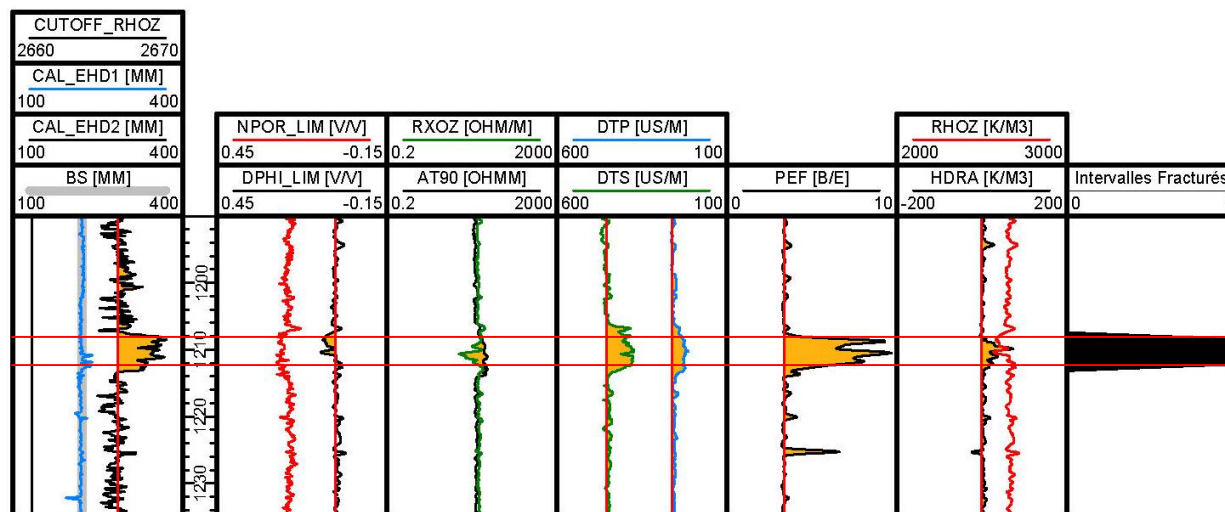


Figure 2 : Illustration des critères d'identification d'un intervalle fracturé à partir des diagraphies conventionnelles.

Les traits rouges verticaux indiquent la valeur moyenne pour chaque courbe dans l'intervalle examiné (dans le cas de la résistivité c'est la courbe RXOZ qui est utilisée de préférence). Les aires orangées représentent la déviation de chaque courbe par rapport à sa valeur moyenne. Exemple tiré du puits A266.

3.1.2 Diagraphies d'imagerie

L'une des méthodes modernes les mieux établies pour identifier les zones de fractures à partir des diagraphies consiste à analyser les données d'imagerie ultrasonique ou par microrésistivité haute résolution. Des diagraphies de type microrésistivité ont été enregistrées dans les trois puits étudiés ici et permettent d'y interpréter la présence de failles et de fractures résistives (fermées) ou conductives (ouvertes), mais ces données ne sont pas publiques. Afin de vérifier les résultats de l'interprétation des intervalles fracturés à l'aide d'un jeu de données indépendant, une diagraphie d'imagerie par microrésistivité a cependant été examinée pour le puits A279. Cette donnée étant de nature confidentielle, seul le résultat qualitatif de son interprétation est présenté sommairement dans ce rapport, en support à l'analyse des diagraphies conventionnelles.

3.1.3 Typologie des fractures

Le terme « fracture » est employé ici pour désigner toute discontinuité structurale qui affecte la roche sans égard pour le possible déplacement qui accompagne la formation de ces discontinuités. Une fracture qui présente un déplacement correspond à une faille. Il existe un grand nombre de types de fractures, qui peuvent être classées de différentes manières selon leur origine et leurs caractéristiques. À toutes fins pratiques la présente étude distingue simplement les fractures naturelles qui sont présentes dans la roche avant le forage, des fractures induites qui se développent pendant ou après le passage du trépan.

Les fractures naturelles peuvent être ouvertes ou fermées. Les fractures qui sont fermées le sont soit parce que les contraintes qui s'exercent dessus en profondeur maintiennent leurs épontes fermées, soit parce qu'elles sont scellées par un ciment. Dans ce dernier cas on parle de veines. Les rapports de fin de forage des trois puits examinés ici documentent une grande abondance de veines cimentées par de la calcite dans toutes les unités stratigraphiques traversées. Les déblais de forage ne permettent toutefois pas d'identifier la présence de fractures ouvertes et ce sont ces fractures ouvertes que la présente étude s'attache à identifier par le biais des diagraphies conventionnelles.

Les fractures induites sont principalement de deux types, soit celles créées par la pression de la boue de forage (« fractures induites par le forage » ou en anglais *drilling induced fractures*) lorsque cette pression excède la contrainte principale horizontale minimale, soit celles créées par la perturbation du régime de contraintes local ou par des variations de température pendant et après le forage (« écaillage » ou en anglais *borehole breakouts*).

La modification du régime de contraintes local durant ou après le forage peut en outre compliquer l'analyse en rouvrant à l'occasion des fractures naturelles autrement fermées. La distinction entre fractures naturelles ouvertes et fractures induites n'est pas aisée à partir des diagraphies conventionnelles et n'est clairement établie, dans la plupart des cas, que par l'analyse des diagraphies d'imagerie et des courbes du diamètreur à quatre bras.

3.1.4 Épaisseur apparente des intervalles fracturés

La résolution des diagraphies conventionnelles varie principalement selon le type de diagraphie et sa profondeur d'investigation, selon la vitesse à laquelle la sonde est remontée pendant l'enregistrement, et selon l'inclinaison des couches traversées. Dans la plupart des cas la résolution de la diagraphie est inférieure à l'épaisseur d'une fracture isolée et il est souvent difficile, à partir des seules diagraphies conventionnelles et en l'absence de diagraphies d'imagerie, de distinguer une fracture isolée d'un ensemble de fractures rapprochées et formant un réseau plus ou moins dense. Pour cette raison, la notion d'intervalle fracturé est préférée à celle de fracture individuelle dans l'analyse qui est présentée ici.

Le sommet et la base des intervalles fracturés identifiés ici à partir des diagraphies conventionnelles ont été relevés au point d'inflexion de la ligne de plus grande pente des pics des diagraphies. Dans les cas où la courbe diagraphique présentait une ou deux épaules, c'est la ligne de plus grande pente du pic qui a été privilégiée plutôt que celle de l'épaule. Le milieu de l'intervalle fracturé correspond à la moyenne arithmétique de son sommet et de sa base. Dans l'exemple illustré à la figure 2 c'est la courbe du facteur photo-électrique qui présente le pic (double dans ce cas précis) le mieux individualisé et qui sert donc de référence pour délimiter le sommet et la base de l'intervalle fracturé. Les autres courbes présentent des caractères plus étalés et moins nets et ne sont donc utilisées que pour confirmer la présence d'un intervalle fracturé à cet endroit.

Sauf dans le cas d'un réseau de fractures orienté perpendiculairement à la trajectoire du forage (correspondant à des fractures sub-horizontales dans le cas présent), la mesure de l'épaisseur d'un intervalle fracturé à partir des diagraphies représente la longueur de puits recoupée par les fractures, donc l'épaisseur apparente de cet intervalle et cette épaisseur apparente est généralement supérieure à

l'épaisseur réelle de la zone fracturée. Les pourcentages indiqués correspondent au rapport entre l'épaisseur apparente identifiée par les diagraphies et la longueur linéaire de l'intervalle examiné par le biais des diagraphies. Par ailleurs, il n'y a pas de lien entre l'épaisseur apparente d'un intervalle fracturé et la longueur de la ou des fractures qui composent cet intervalle. Ainsi un intervalle fracturé épais de plusieurs mètres peut, par exemple, aussi bien correspondre à une fracture isolée sub-verticale qui recoupe le forage sur plusieurs mètres qu'à un réseau de fractures sub-horizontales dans lequel chaque fracture individuelle recoupe le forage sur quelques millimètres seulement, avec tous les cas de figure intermédiaires envisageables. Dans tous les cas, l'extension des fractures au-delà de la zone d'investigation de la sonde diagraphique demeure inconnue.

3.2 Réseaux de fractures dans le puits A267 (Saint-Édouard)

Le puits A267 est implanté dans le domaine parautochtone entre la Faille d'Aston et la Ligne de Logan (figure 1). Ce domaine est caractérisé par un réseau de failles de chevauchement développé principalement dans le Groupe de Lorraine et moins fréquemment dans le Shale d'Utica. L'interprétation sismique (figure 3) indique que le puits A267 a traversé deux de ces chevauchements au moins dans le Groupe de Lorraine vers 500 mKB et 1500 mKB environ ainsi qu'une écaille de Shale d'Utica imbriquée avec les shales du Groupe de Lorraine vers la base de ce dernier (1869-1916 mKB). Un décollement probable est également interprété en sismique sous cette écaille au contact entre le Groupe de Lorraine et le Shale d'Utica, mais n'est pas reconnu d'après les diagraphies.

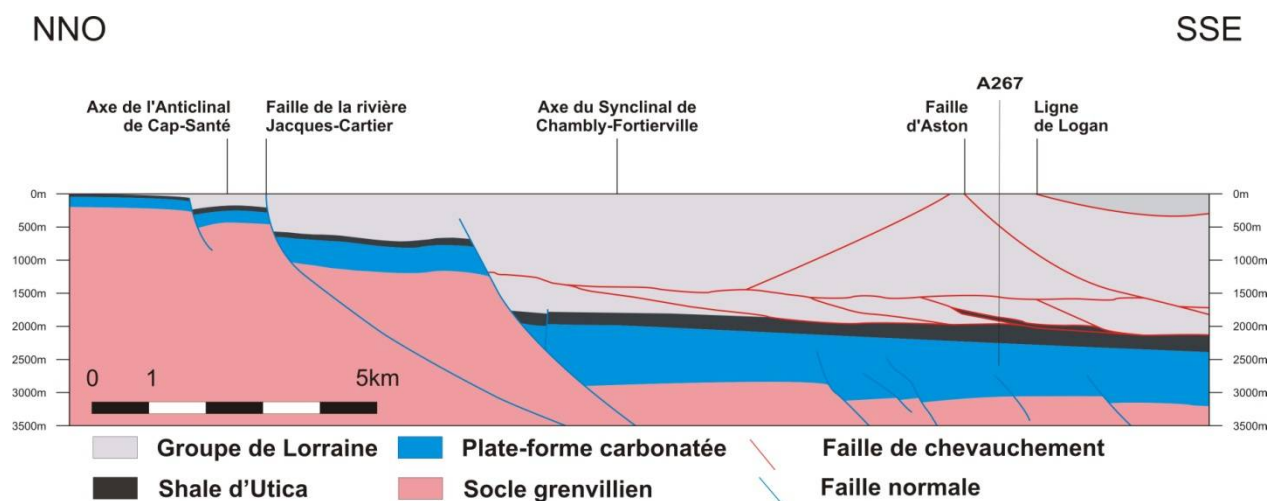


Figure 3 : Coupe structurale passant par le puits A267 et réalisée à partir de l'interprétation de lignes sismiques 2D. La coupe est localisée sur la figure 1.

Cinquante cinq intervalles fracturés ont été identifiés à partir des diagraphies conventionnelles dans le Groupe de Lorraine et le Shale d'Utica dans le puits A267, en particulier à partir du facteur photo-électrique, de la correction de densité et de la résistivité (tableau 2 et figures 4 et 5).

Tableau 2 : Sommaire des intervalles fracturés recensés pour le puits A267.

G : Indice de gaz significatif; T : Augmentation brusque de la vitesse de pénétration du trépan.

Intervalles fracturés		Critères de reconnaissance								
Centre (m)	Épaisseur apparente (m)	CAL1 CAL2	HDRA	DPHI	PEF	RXOZ	DTP	DTS	Perte de cohérence DTP	Pénétration du trépan ou gaz
587,58	15,39	x	x		x	x		x	x	
612,50	1,52	x	x		x					
638,94	6,25	x	x		x	x		x	x	
654,63	8,99	x	x		x	x		x	x	
668,35	7,77	x	x		x	x		x		
707,59	1,83	x	x		x	x				
721,08	3,81	x	x		x	x				
742,72	5,03	x	x		x	x		x	x	G
752,48	1,07	x	x		x	x			x	T
772,29	2,90	x	x		x	x				
778,92	1,52	x	x		x	x				
785,24	1,68	x	x		x	x				
805,89	7,01	x	x		x	x		x	x	
815,11	1,37	x	x		x	x		x	x	
837,90	1,22	x	x		x	x				
852,14	4,72	x	x		x	x		x		
1042,26	0,91	x	x		x	x				
1079,07	1,37	x	x		x	x				
1090,04	8,08	x	x	x	x	x				
1100,10	3,81	x	x		x	x			x	
1132,41	3,20	x	x		x	x			x	G
1155,50	8,23	x	x		x	x	x	x	x	
1179,42	8,23	x	x		x	x				
1222,25	0,91	x	x		x	x				
1293,34	0,76	x	x		x	x				
1333,73	1,07	x	x		x	x			x	T
1353,54	4,11	x	x		x	x	x		x	
1366,95	2,59	x	x		x	x				
1374,57	5,94	x	x	x	x	x				
1396,59	15,54	x	x	x	x	x		x		
1410,77	3,96	x	x		x	x		x		
1428,90	2,13	x	x		x	x	x	x		
1422,65	1,83	x	x		x	x	x	x		T
1465,94	5,49	x	x		x	x	x	x	x	
1620,01	1,22	x			x	x				
1885,04	1,22				x	x				
1939,29	3,66		x	x	x					
1945,54	1,83	x	x	x	x	x				

1952,47	0,15	x	x	x	x	x				
1974,19	0,61				x	x				
1995,53	0,91				x	x				G
2005,28	1,52				x	x				
2015,49	0,30				x	x				
2033,93	2,13	x	x		x	x				
1982,57	1,52				x	x				
2049,09	0,76	x			x	x				
2051,69	0,15	x			x	x				
2061,36	1,52	x	x		x	x				
2083,77	1,22		x	x	x	x				G
2106,40	6,25			x	x	x				
2110,59	2,44	x			x	x				
2132,69	3,35	x			x	x				
2210,79	2,59	x	x	x	x	x				
2226,49	6,86	x	x		x	x				
2235,10	4,88	x			x	x				

Dans le Groupe de Lorraine l'essentiel des intervalles fracturés identifiés est concentré dans trois zones au sein desquelles le nombre d'intervalles fracturés est plus important d'après l'analyse des diagraphies conventionnelles, soit 580-855 mKB, 1078-1183 mKB et 1333-1469 mKB. Au sein de ces zones, les intervalles fracturés représentent 28 % de l'épaisseur traversée (soit 144,5 m sur un intervalle total de 516 m) et l'épaisseur apparente moyenne d'un intervalle fracturé est de 4,7 m avec un maximum de 15,5 m. Dans chacune de ces trois zones, le trou de forage présente une ovalisation marquée laissant suspecter un phénomène d'écaillage (*borehole breakout*) tout au long de ces segments du puits. L'essentiel des intervalles fracturés identifiés coïncide cependant avec des pics individualisés de la courbe opposée du diamètre, soit selon l'axe court de l'ellipse de déformation du trou de forage, de sorte que ces intervalles fracturés correspondent vraisemblablement à des fractures naturelles ou à des fractures induites par le poids de la boue de forage (*drilling induced fractures*) mais pas à un phénomène d'écaillage. Les courbes de résistivité profonde et peu profonde sont par ailleurs presque toujours séparées dans les trois zones considérées malgré le caractère argileux du Groupe de Lorraine, confirmant que les parois du trou de forage le long de chacune de ces trois zones sont fortement endommagées.

Entre ces trois zones densément fracturées il est également possible d'identifier des intervalles fracturés dans le Groupe de Lorraine mais ces intervalles représentent moins de 1 % de l'épaisseur traversée (soit 8,5 m sur un intervalle total de 851 m) et l'épaisseur apparente moyenne de ces intervalles est inférieure à 1 m avec un maximum de 1,2 m d'après l'analyse des diagraphies conventionnelles. Le diamètre indique une ovalisation régulière du trou de forage, vraisemblablement liée à un phénomène d'écaillage, mais pas d'élargissement selon l'axe opposé de l'ellipse.

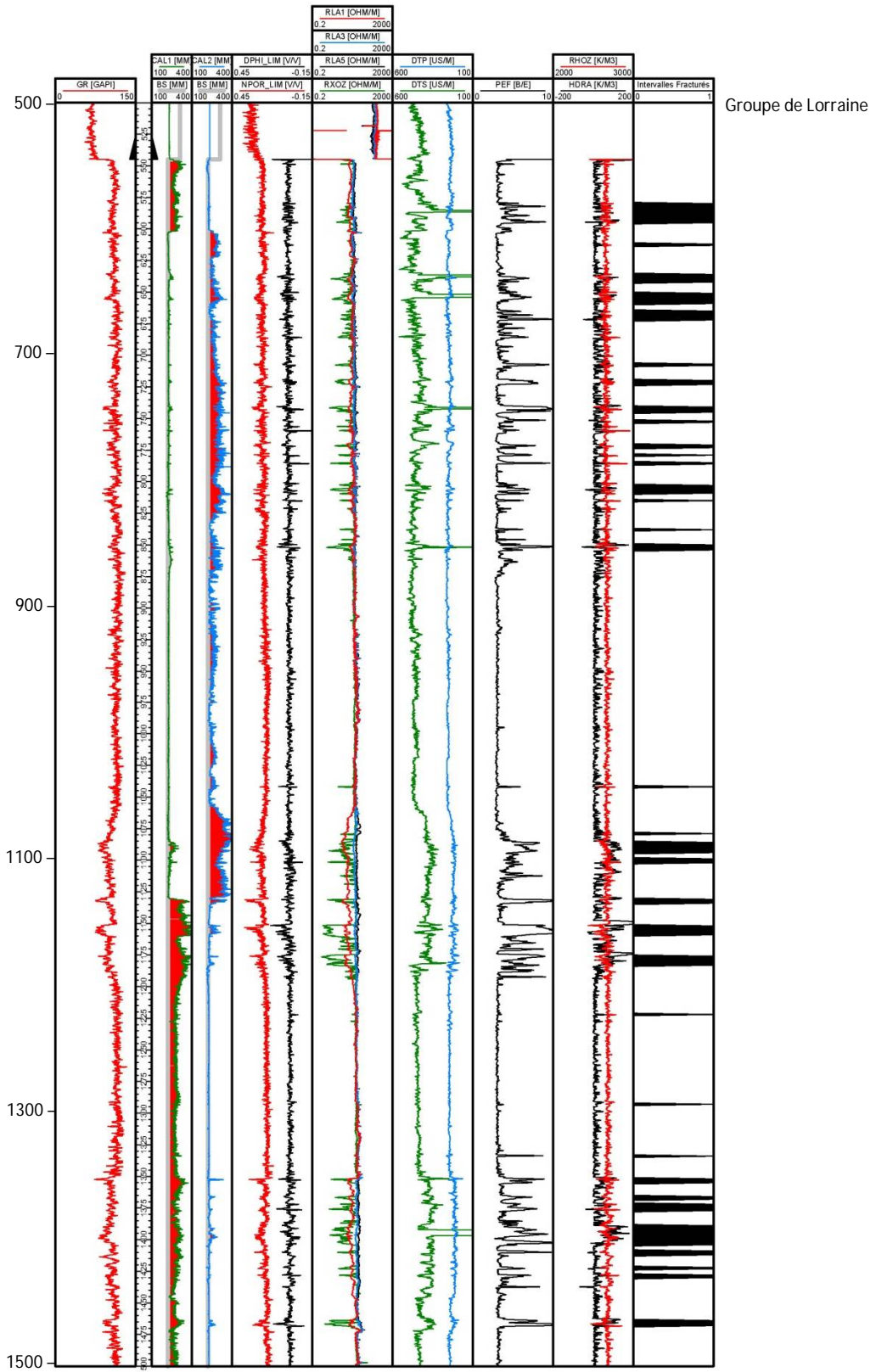


Figure 4 : Interprétation diagraphique des intervalles fracturés pour le Groupe de Lorraine dans le puits A267.

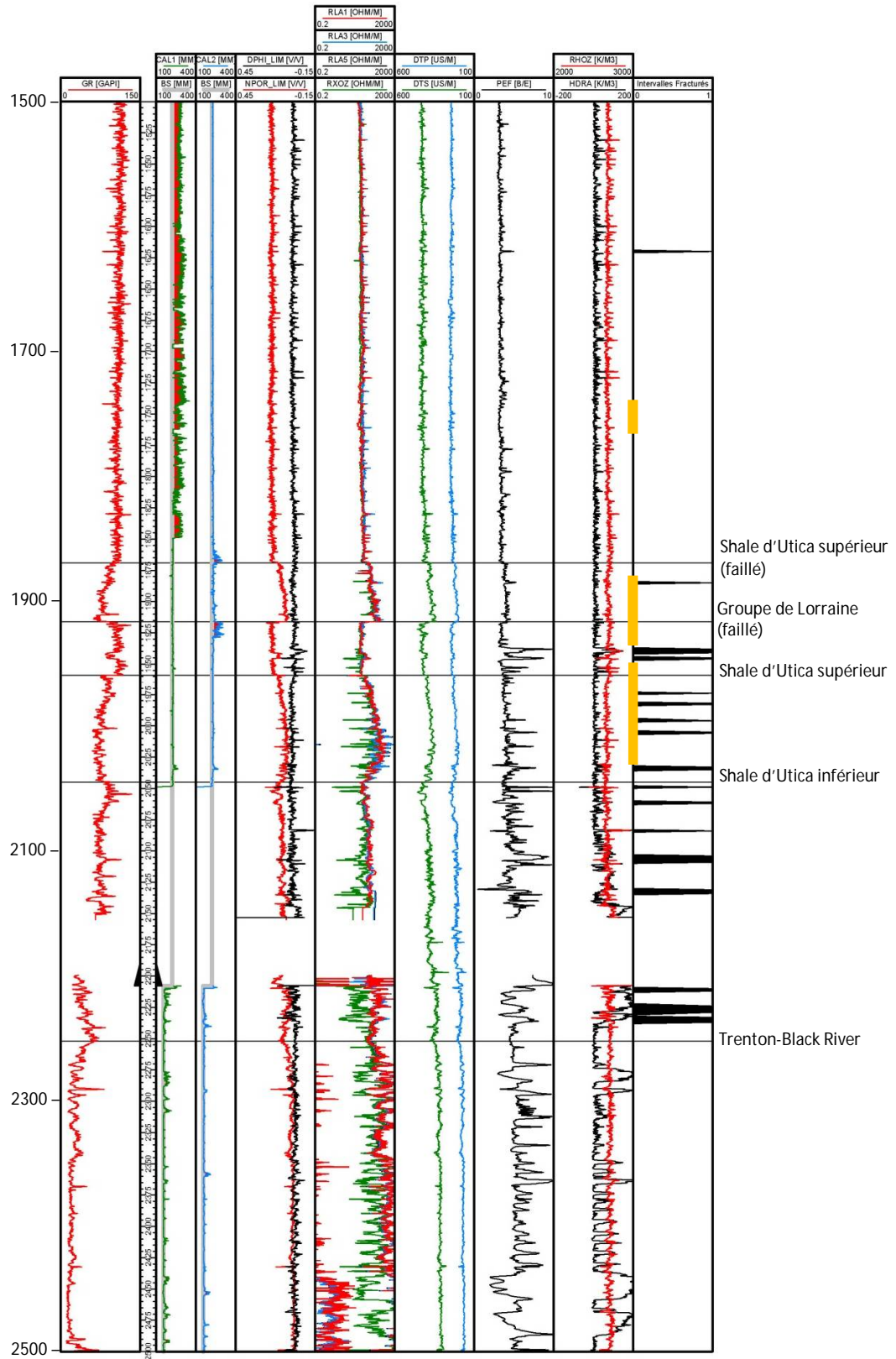


Figure 5 : Interprétation diagraphique des intervalles fracturés pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton dans le puits A267 (barres orange : intervalles carottés).

L'écaillage de Shale d'Utica imbriquée vers la base du Groupe de Lorraine est relativement homogène et ne présente qu'un seul intervalle fracturé. Le contact inférieur – faillé – avec les shales du Groupe de Lorraine n'est pas caractérisé par la présence d'un intervalle fracturé notable d'après les diagraphies conventionnelles, si ce n'est par un élargissement ponctuel et prononcé du trou de forage. De forts indices de gaz sont toutefois documentés à 1911 mKB, 1918 mKB et 1931 mKB. Ces indices coïncident avec le plan de faille localisé à 1915 mKB et confirment la présence d'un intervalle fracturé qui n'est pas révélé par les diagraphies. Le Shale d'Utica autochtone, sous-jacent, présente une grande concentration de fractures ou d'intervalles fracturés qui paraissent répartis de manière homogène à travers les deux membres de cette unité en dépit d'une lacune dans l'enregistrement diagraphique vers la base du Shale d'Utica inférieur. En dehors de cette section lacunaire, les intervalles fracturés représentent environ 15 % de l'épaisseur du Shale d'Utica autochtone (soit 35,7 m sur un intervalle total de 238 m pour lequel on dispose d'un enregistrement diagraphique) et l'épaisseur apparente moyenne d'un intervalle fracturé est de 2,3 m avec un maximum de 6,8 m d'après l'analyse des diagraphies conventionnelles. Le diamètreur indique par ailleurs que le trou de forage présente un profil régulier dans le Shale d'Utica, sans phénomène d'écaillage.

Le puits A267 a été carotté dans le Groupe de Lorraine et dans l'écaillage de Shale d'Utica sur trois intervalles (1740-1765,6 mKB, 1881,0-1934,8 mKB et 1950-2031,2 mKB, représentés à la figure 5). Les profondeurs de cinq des intervalles fracturés identifiés à partir des diagraphies coïncident avec les profondeurs des intervalles carottés. L'examen des carottes ne permet pas d'identifier des fractures ouvertes qui couvriraient l'intégralité des intervalles fracturés identifiés à partir des diagraphies. Cet examen met cependant en évidence la présence de différents types de structures, qui sont illustrés sur la figure 6. Ces structures peuvent être des fractures ouvertes obliques au litage mais de dimensions réduites (intervalle A), des veines parallèles au litage de dimensions centimétriques (intervalles B et C), des veines sub-verticales en échelon et partiellement cimentées (intervalle D) et des fentes de tension irrégulières et ouvertes (intervalles E et F). Ces structures ont toutes une extension verticale inférieure à l'épaisseur apparente des intervalles fracturés identifiés à partir des diagraphies et elles ne justifient pas, en elles-mêmes, les signatures pétrophysiques observées à ces profondeurs et les intervalles fracturés interprétés en diagraphies ne correspondent donc pas à des fractures naturelles présentes avant le carottage. Les structures observées dans les carottes représentent cependant des plans de faiblesse susceptibles d'être rouverts sous l'effet de la pression de la boue de forage. Une boue de forage de densité très élevée a été utilisée dans le puits A267, jusqu'à 1805 kg/m³. En présence de plans de faiblesse préexistants il est donc possible que les intervalles fracturés interprétés à partir des diagraphies et dont les profondeurs correspondent aux structures identifiées dans les carottes (intervalles A à F sur la figure 6) traduisent la présence de fractures induites par le forage (*drilling induced fractures*). Ces fractures induites ne résultent pas d'un phénomène d'écaillage (*borehole breakout*) car les courbes des diamètreurs ne montrent aucune évidence d'élargissement du trou de forage pour les intervalles considérés.

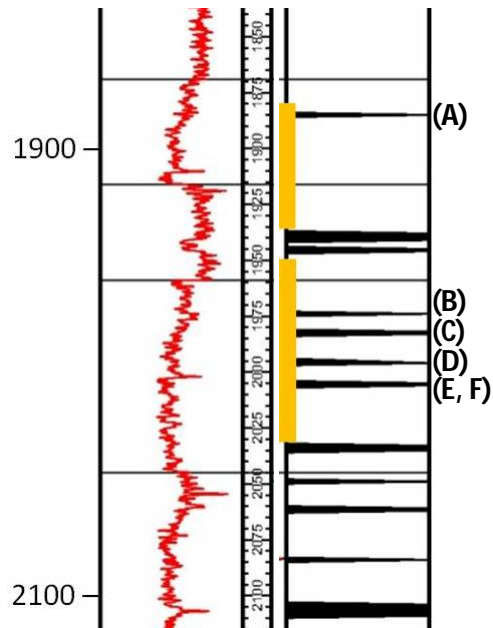
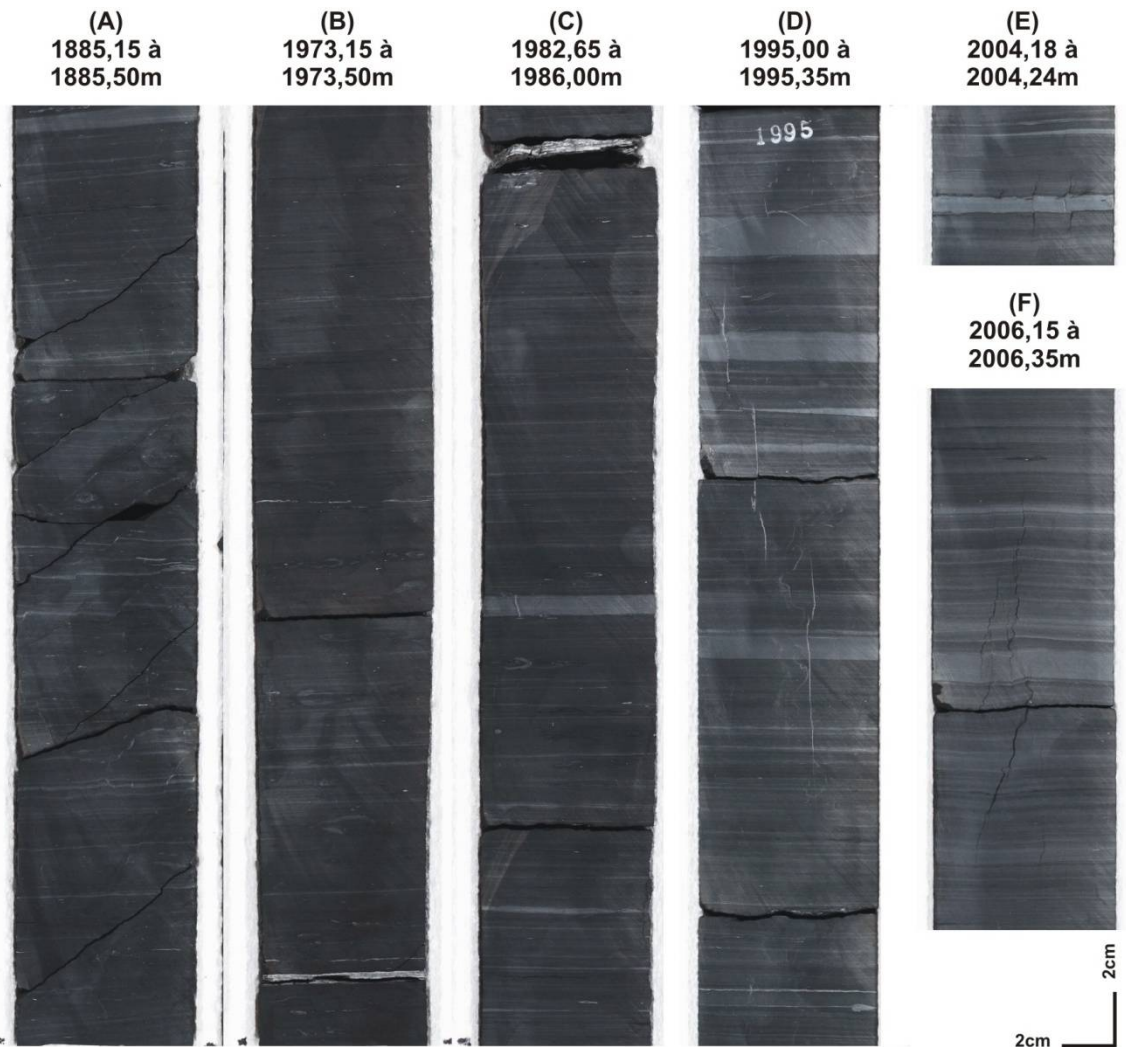


Figure 6 : Relation entre les intervalles fracturés interprétés et les structures identifiées dans les carottes.

À gauche : Détail de l'intervalle carotté (rectangles orange) et des intervalles fracturés interprétés par les diagraphies dans le puits A267, entre 1850 mKB et 2100 mKB. En bas : Photographies des carottes aux profondeurs correspondant aux intervalles fracturés. (A) : Fractures obliques ouvertes. (B) et (C) : Absence de fractures ouvertes, présence de veines parallèles au litage. (D) : Veines sub-verticales discontinues, en échelon. (E) et (F) : Fractures sub-verticales ouvertes et discontinues.



L'examen des carottes révèle en outre que les veines et les fractures ouvertes qui y sont reconnaissables sont des éléments structuraux discontinus, souvent d'épaisseur centimétrique et parfois anastomosés sur quelques dizaines de centimètres voir quelques mètres de hauteur dans le cas des veines sub-verticales en échelon. L'intervalle le plus long pour lequel un réseau de veines cimentées en échelon ait été identifié dans les carottes du puits A267 mesure 11,4 m (de 2012,8 mKB à 2024,2 mKB). Les intervalles fracturés identifiés à partir des diagraphies ne forment pas non plus de continuum et l'épaisseur apparente maximale d'un intervalle fracturé interprété à partir des diagraphies dans ce puits est de 15,5 m (voir ci-dessus). Sans préjuger de l'extension latérale des fractures ouvertes, qui paraît faible au demeurant d'après l'allure générale de la courbe de résistivité profonde, l'extension verticale des fractures ouvertes ne semble pas excéder une quinzaine de mètres au maximum, 4,7 m en moyenne.

3.3 Réseaux de fractures dans le puits A266 (Leclercville)

Le puits A266 est implanté dans le domaine autochtone à moins de deux kilomètres au nord-ouest de la trace de Faille d'Aston (figure 1) qui marque la limite en surface entre le domaine autochtone et la zone de failles imbriquées (domaine parautochtone). Le domaine parautochtone s'étend vers le nord-ouest en sous-surface au-delà de la trace de la Faille d'Aston et, de fait, deux zones de chevauchement sont identifiées en sismique dans le Groupe de Lorraine aux alentours de 1050 mKB et 1600 mKB dans le puits A266 (Chatellier et al., 2012).

Vingt-cinq intervalles fracturés ont été identifiés à partir des diagraphies conventionnelles dans le Groupe de Lorraine et le Shale d'Utica dans le puits A266, en particulier à partir du facteur photo-électrique, de la correction de densité et de la résistivité (tableau 3 et figures 7 et 8).

Les diagraphies du Groupe de Lorraine entre la base du coffrage de surface et 840 mKB révèlent une zone caractérisée par une ovalisation prononcée du trou de forage qui va diminuant vers le bas, une correction de densité systématiquement élevée, un facteur photo-électrique erratique, ainsi qu'une séparation stable entre les courbes de résistivité. Seul un petit nombre d'intervalles fracturés bien individualisés a pu être identifié dans cette zone d'après l'analyse des diagraphies conventionnelles. Ces intervalles coïncident pour la plupart avec des pics individualisés de la courbe du diamètreur qui souligne l'axe court de l'ellipse de déformation du trou de forage. En dehors de ces intervalles ponctuels, la signature pétrophysique qui caractérise cette zone paraît davantage traduire l'endommagement des parois du trou de forage et un phénomène d'écaillage.

Deux zones plus profondes se démarquent en revanche par une forte concentration d'intervalles fracturés bien individualisés d'après l'analyse des diagraphies conventionnelles, soit 980-1161 mKB et 1608-1749 mKB. Au sein de la première zone les intervalles fracturés représentent 43 % de l'épaisseur de shale traversée (soit 77,8 m sur un intervalle total de 181 m) et l'épaisseur apparente moyenne d'un intervalle fracturé est de 7,1 m avec un maximum de 26,8 m. Au sein de la seconde zone les intervalles fracturés représentent 23 % de l'épaisseur de shale traversée (soit 32,4 m sur un intervalle total de 141 m) et l'épaisseur apparente moyenne d'un intervalle fracturé est de 5,5 m avec un maximum de 23,8 m. Dans les deux cas le trou de forage présente une ovalisation modérée laissant suspecter un phénomène d'écaillage peu prononcé le long de ces segments du puits. L'essentiel des intervalles fracturés identifiés coïncident cependant avec des pics individualisés de la courbe opposée du

diamètreur, soit selon l'axe court de l'ellipse de déformation du trou de forage, de sorte que ces intervalles fracturés peuvent être interprétés comme des fractures naturelles ou induites par le forage mais ne résultent pas d'un phénomène d'écaillage. Ces deux zones intensément fracturées coïncident avec les chevauchements identifiés en sismique aux alentours de 1050 mKB et 1600 mKB (Chatellier et al., 2012).

En dehors de ces zones densément fracturées, il est également possible d'identifier des fractures ou des intervalles fracturés ponctuels à partir des diagraphies conventionnelles. Ces intervalles représentent 8 % de l'épaisseur de shale traversée (soit 83,0 m sur un intervalle total de 1037 m) et leur épaisseur apparente moyenne est de 4,9 m avec un maximum de 12,5 m, tandis que l'ovalisation du trou de forage demeure modérée.

Les intervalles fracturés sont peu abondants dans le Shale d'Utica. Ils représentent moins de 3 % de l'épaisseur traversée (soit 5,8 m sur un intervalle total de 195 m) et l'épaisseur apparente moyenne d'un intervalle fracturé est de 1,8 m avec un maximum de 3,2 m d'après l'analyse des diagraphies conventionnelles. Le diamètreur indique par ailleurs que le trou de forage ne présente pas d'ovalisation dans le Shale d'Utica.

Tableau 3 : Sommaire des intervalles fracturés recensés pour le puits A266.

G : Indice de gaz significatif; T : Augmentation brusque de la vitesse de pénétration du trépan.

Intervalles fracturés		Critères de reconnaissance								
Centre (m)	Épaisseur Apparente (m)	CAL1 CAL2	HDRA	DPHI	PEF	RHOZ	DTP	DTS	Perte de cohérence DTP	Pénétration du trépan ou gaz
656,16	5,94	x	x	x	x		x	x	x	
677,19	6,25	x	x	x	x					
781,66	10,97	x	x	x	x	x	x	x	x	
862,51	5,33	x	x	x	x				x	T
958,52	0,15		x	x		x				
981,84	3,20	x	x		x	x			x	
998,98	26,82	x	x		x	x	x	x		
1025,50	3,05	x	x		x	x	x	x	x	
1031,98	2,90	x	x		x	x	x	x	x	
1045,62	2,74	x	x		x	x	x	x	x	
1047,98	1,68	x	x		x	x	x	x	x	T
1088,52	19,96	x	x		x	x				
1121,89	13,26	x	x		x	x			x	T
1139,34	2,74	x	x		x	x	x	x	x	
1151,53	0,91	x	x		x	x	x	x		
1160,15	1,37	x	x		x	x	x	x	x	
1210,59	4,72	x	x		x	x	x	x		
1435,46	12,50	x	x	x	x				x	
1555,85	0,91	x	x	x	x	x			x	
1610,18	2,59	x	x	x	x	x	x	x	x	T
1630,45	1,07	x	x		x	x				
1650,34	2,13		x		x					G
1689,05	23,77	x	x	x	x	x			x	T
1727,45	2,74	x	x	x	x					
1749,09	0,91	x	x		x	x			x	
1865,30	2,29	x	x		x	x	x	x	x	
1873,00	0,30		x		x					
1941,20	0,76		x		x				x	
1949,50	0,91		x		x				x	T
2046,96	2,29		x		x	x			x	G
2091,92	3,20		x		x	x			x	

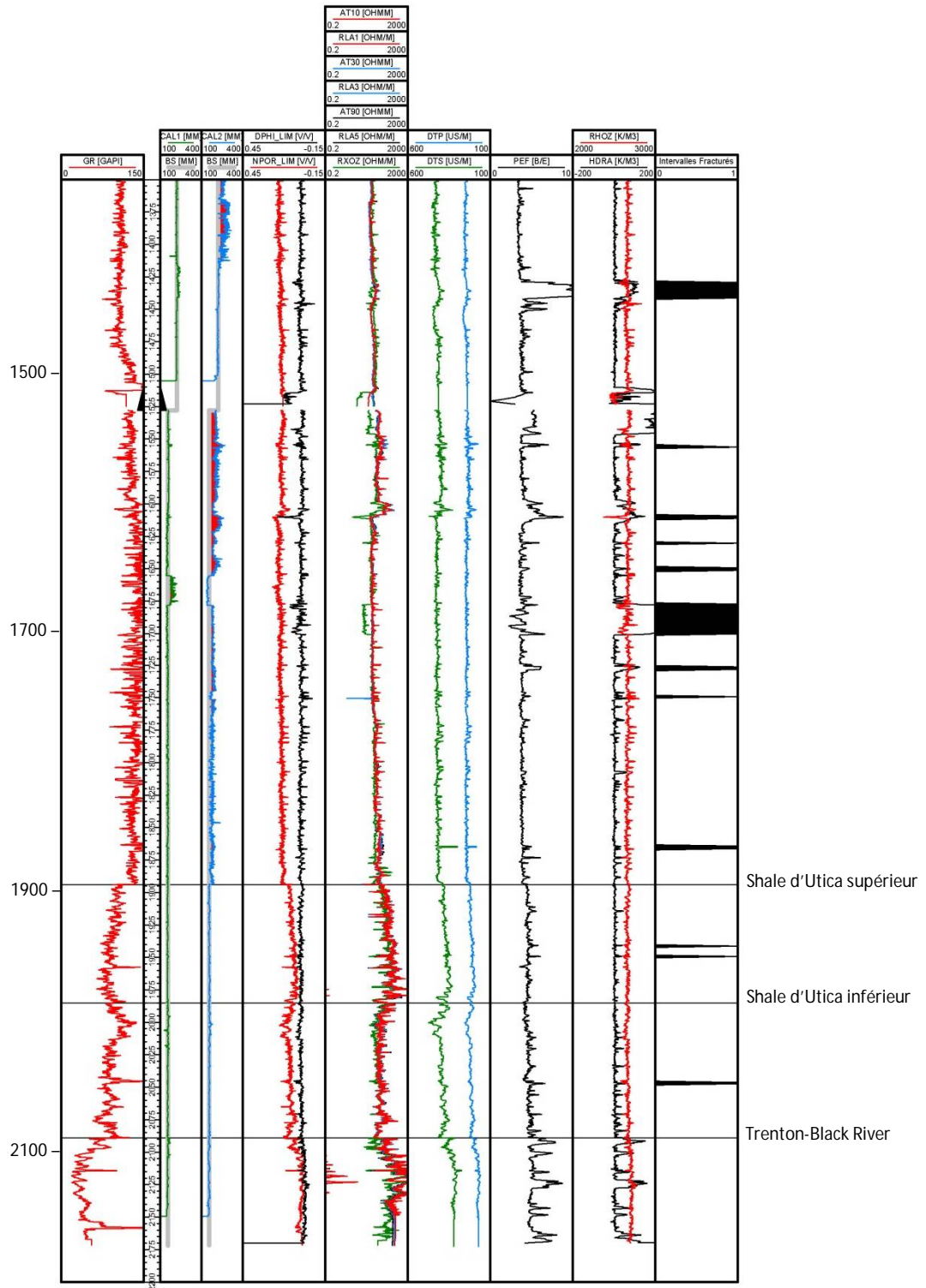


Figure 8 : Interprétation diagramme des intervalles fracturés pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton dans le puits A266.

3.4 Réseaux de fractures dans le puits A279 (Fortierville)

Le puits A279 est implanté dans le cœur du Synclinal de Chambly-Fortierville (figure 1), à environ huit kilomètres au nord-ouest de la trace de Faille d'Aston qui marque la limite en surface entre le domaine autochtone et la zone de failles imbriquées (domaine paraautochtone). Ce puits est foré entièrement dans le domaine autochtone et ne semble avoir intersecté aucune faille importante.

Seize intervalles fracturés seulement ont été identifiés à partir des diagraphies conventionnelles dans le Groupe de Lorraine et le Shale d'Utica dans le puits A267, en particulier à partir du facteur photo-électrique, de la correction de densité et de la résistivité (tableau 4 et figures 9 et 10). Les données relatives à la cohérence du train d'ondes dans l'enregistrement de l'onde P n'étaient pas disponibles pour ce puits, de même que celles concernant la vitesse de pénétration du trépan et les indices de gaz.

Tableau 4 : Sommaire des intervalles fracturés recensés pour le puits A279.

Intervalles fracturés		Critères de reconnaissance						
Centre (m)	Épaisseur apparente (m)	CAL1 CAL2	HDRA	DPHI	PEF	RXOZ	DTP	DTS
835,15	0,91	x	x	x	x	x	x	X
844,45	0,91	x	x	x	x	x	X	
975,66	0,30					x		
990,14	1,52	x	x	x	x	x		
992,12	0,91	x	x	x	x	x		
999,97	1,98	x	x	x	x	x		
1011,86	1,07	x	x	x	x	x		
1089,58	3,20	x	x	x	x	x		
1091,72	1,68	x	x		x	x		
1255,09	2,29	x		x	x	x		
1307,44	0,30							
1567,97	1,37	x	x	x	x	x		
1606,37	0,76	x	x	x	x	x	x	X
1697,13	2,74	x	x	x	x	x		
1945,77	0,15	x	x		x	x		
2001,62	0,30	x			x			

Seul le Groupe de Lorraine comporte des intervalles fracturés, le Shale d'Utica en étant totalement dépourvu à l'exception d'un court intervalle isolé au sommet de l'unité. Au sein des shales du Groupe de Lorraine, la concentration des intervalles fracturés est également faible. Ceux-ci représentent moins de 2 % de l'épaisseur de shale traversée (soit 29,0 m sur un intervalle total de 1451 m) et leur épaisseur apparente moyenne est de 1,3 m avec un maximum de 3,2 m d'après l'analyse des diagraphies conventionnelles. Le trou de forage présente une ovalisation très légère laissant suspecter un phénomène d'écaillage minime dans le Groupe de Lorraine, et totalement inexistant dans le Shale d'Utica.

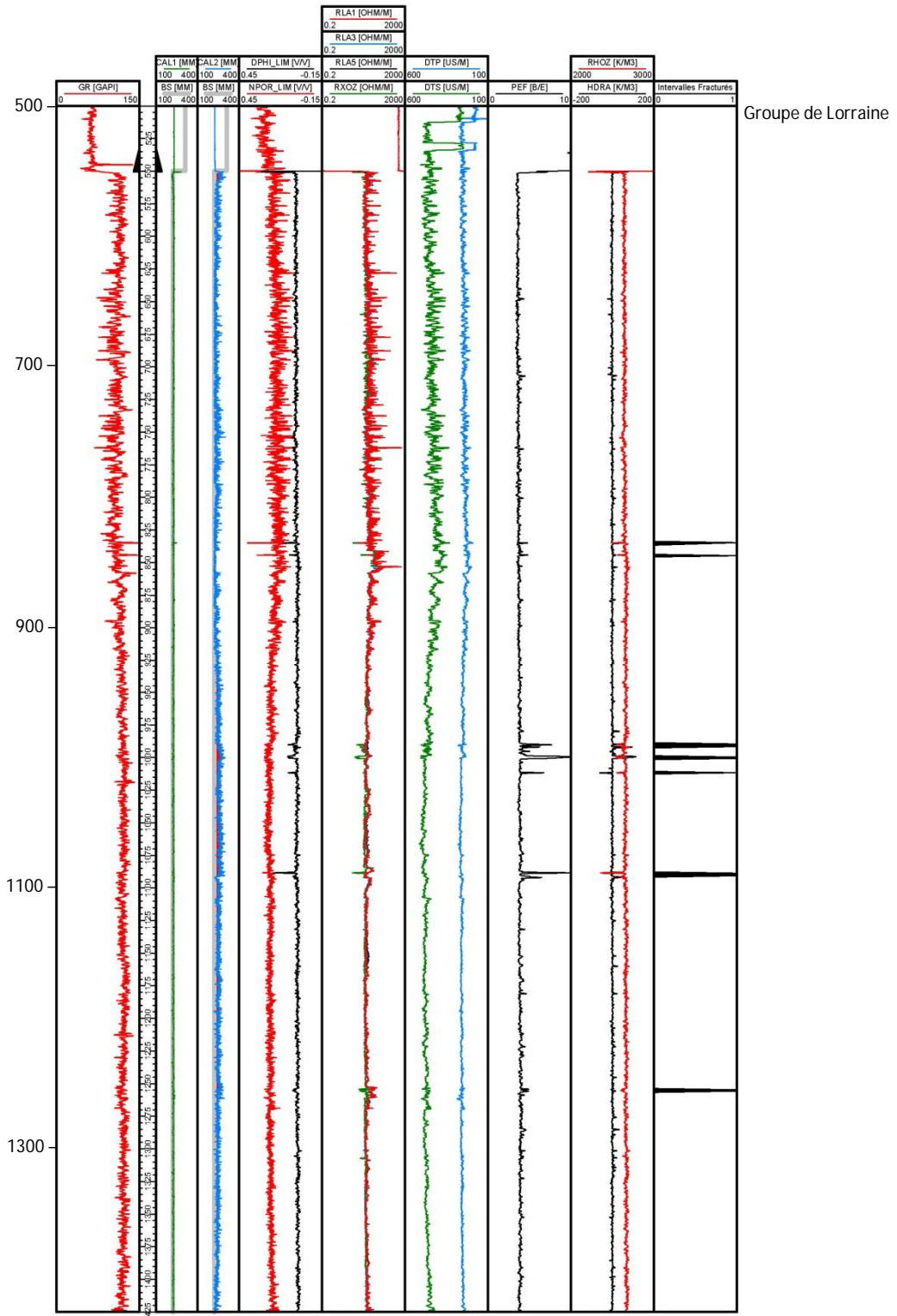


Figure 9 : Interprétation diagraphique des intervalles fracturés pour le Groupe de Lorraine dans le puits A279.

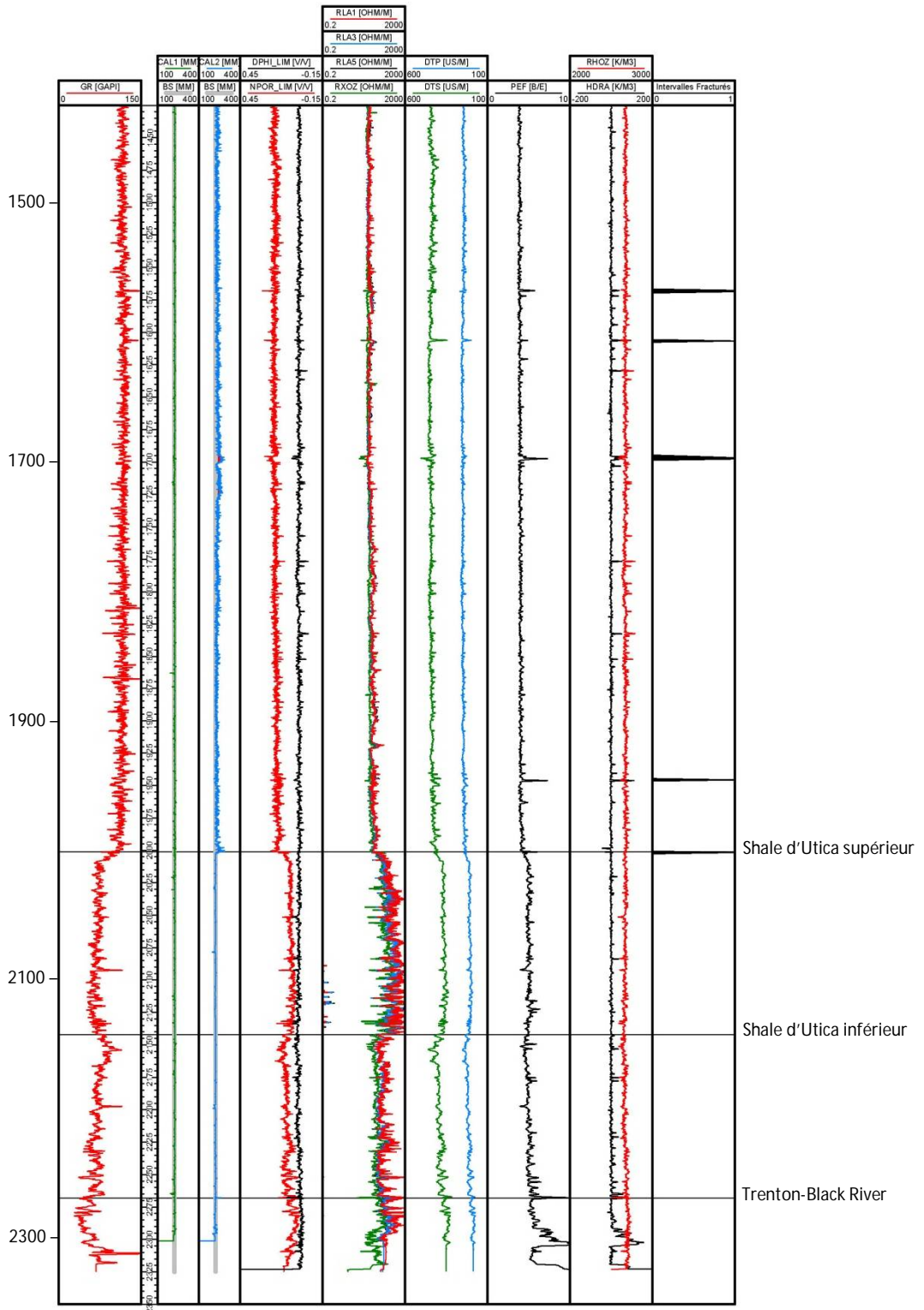


Figure 10 : Interprétation diagraphique des intervalles fracturés pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton dans le puits A279.

Par ailleurs, la diagraphie d'imagerie par microrésistivité disponible pour le puits A279 entre 577 mKB et 2278 mKB (non illustrée ici) confirme de manière indépendante la présence de l'essentiel des fractures interprétées à partir des diagraphies conventionnelles et seul un petit nombre d'intervalles fracturés interprétés d'après la diagraphie d'imagerie ne sont pas identifiés par les diagraphies conventionnelles : dans un cas une fracture est identifiée à partir de la diagraphie d'imagerie mais pas à partir des diagraphies conventionnelles et dans deux autres cas, les diagraphies conventionnelles suggèrent la présence d'intervalles fracturés qui ne sont pas visibles sur la diagraphie d'imagerie. La diagraphie d'imagerie permet en outre, au moins dans le cas du puits A279, d'éliminer la possibilité que les fractures identifiées résultent d'un phénomène d'écaillage.

3.5 Relation entre les intervalles fracturés et les failles de chevauchement

La comparaison des résultats d'un puits à l'autre met en évidence une relation entre l'abondance des intervalles fracturés et la proximité de la zone de failles imbriquées.

Ainsi dans le cas du puits A279, qui est le plus éloigné du front orogénique et qui ne semble avoir traversé aucune faille importante, les intervalles fracturés identifiés sont rares. Ceux-ci couvrent seulement 2 % de la longueur du puits examinée et leur épaisseur apparente maximale est de 3,2 m (moyenne de 1,5 m). Dans le cas des puits A266 et A267, localisés respectivement en partie et en totalité dans la zone de failles imbriquée, les intervalles fracturés identifiés sont également rares en dehors des zones de failles. Les données combinées pour le Groupe de Lorraine et pour le Shale d'Utica dans les puits A266 et A267 indiquent que les intervalles fracturés en dehors des zones de failles couvrent seulement 3,6 % de la longueur de puits concernée et que leur épaisseur apparente maximale est de 12,5 m (moyenne de 3,1 m). Ces proportions sont sensiblement comparables à celles déterminées pour le puits A279 malgré une plus grande proximité du front orogénique, seule l'épaisseur apparente maximale des intervalles fracturés étant plus grande à proximité du front orogénique.

À proximité des failles de chevauchement en revanche, les intervalles fracturés documentés dans les puits A266 et A267 sont significativement plus développés (figure 11). Les données combinées pour le Groupe de Lorraine et pour le Shale d'Utica dans ces deux puits indiquent que les intervalles fracturés identifiés à proximité des zones de failles couvrent 27,0 % de la longueur de puits concernée et que leur épaisseur apparente maximale est de 26,8 m (moyenne de 4,6 m). La coïncidence spatiale entre les intervalles fracturés identifiés à partir des diagraphies dans les puits A266 et A267 d'une part, et d'autre part les failles de chevauchements qui recoupent ces mêmes puits selon les interprétations sismiques, est ici de nature qualitative. Dans le cas du puits A266 les intervalles fracturés concernés se situent entre 980 et 1161 mKB et entre 1608 et 1749 mKB. Deux zones de chevauchement identifiées en sismique (Chatellier et al., 2012) recoupent ce puits aux alentours de 1050 mKB et de 1600 mKB environ. Dans le cas du puits A267 les intervalles fracturés concernés se situent entre 580 et 855 mKB et entre 1333 et 1469 mKB. Deux zones de chevauchement identifiées en sismique (figure 3) recoupent ce puits aux alentours de 500 mKB et de 1500 mKB environ. En l'absence des données brutes aucune analyse de vitesse n'a été réalisée sur ces lignes sismiques et le calage des profondeurs a été effectué sur la base de la correspondance entre les réflecteurs sismiques clés, en particulier le toit du Shale d'Utica et les réflecteurs de la plate-forme carbonatée, de sorte que les profondeurs auxquelles les chevauchements interprétés en sismique recoupent les puits A266 et A267 doivent être considérées comme

approximatives. Dans le cas du puits A266 la coïncidence spatiale est bonne entre les failles de chevauchement interprétées et les intervalles fracturés. Dans le cas du puits A267 un décalage de 30 à 80 m est observé.

Enfin il faut rappeler ici que les failles de chevauchement ne sont pas les seules structures cassantes majeures qui définissent l'architecture régionale et que des failles normales et décrochantes peuvent également avoir influencé la distribution des intervalles fracturés dans la région étudiée. Le manque de contraste d'impédance acoustique au sein des shales du Groupe de Lorraine rend toutefois difficile l'identification de telles structures en sismique (Séjourné et al., 2013) et la nature sub-v verticale de ces failles fait en sorte que la probabilité de les intersecter en forage est faible. L'influence de failles normales ou décrochantes sur la distribution des intervalles fracturés identifiés dans les trois puits étudiés ne peut cependant pas être totalement écartée, a fortiori dans le cas des structures les plus tardives (failles décrochantes, si présentes).

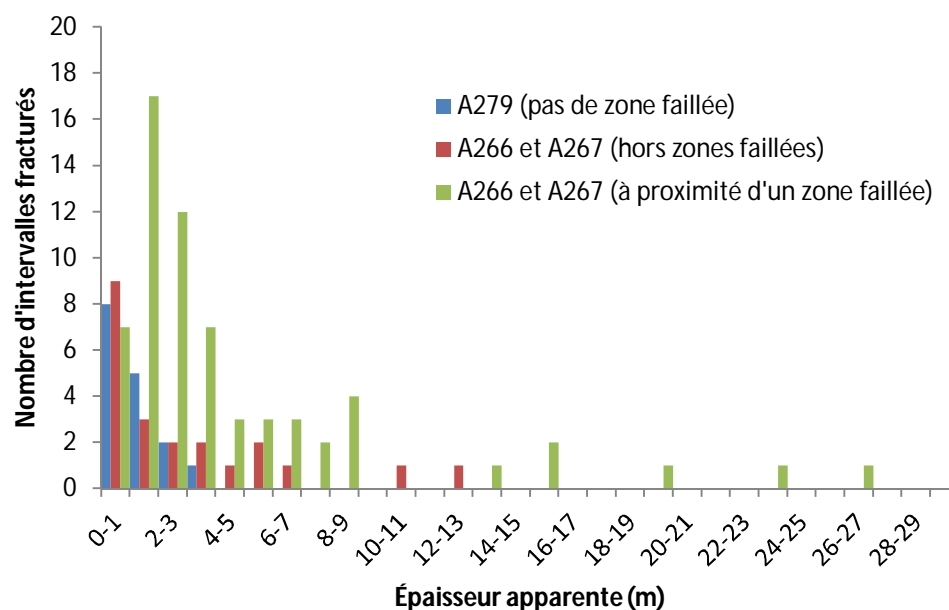


Figure 11 : Abondance et épaisseur apparente des intervalles fracturés en présence ou en l'absence d'une zone faillée.

Si l'on observe généralement une relation spatiale entre la présence d'intervalles fracturés importants et la proximité d'une faille de chevauchement, deux cas particuliers dans le puits A267 interdisent toutefois de généraliser cette observation. Le premier cas particulier concerne l'écaille de Shale d'Utica qui est imbriquée avec les shales du Groupe de Lorraine. Dans ce cas de forts indices de gaz documentés à 1911 mKB, 1918 mKB et 1931 mKB coïncident pourtant avec le plan de faille localisé à 1915 mKB et dénotent la présence de fractures ouvertes à proximité de la faille de chevauchement qui souligne la base de l'écaille, mais l'analyse des diagrapies ne permet pas d'identifier des intervalles fracturés significatifs dans cette zone.

Le second cas particulier du puits A267 réside dans l'ampleur de la fracturation documentée dans le Shale d'Utica autochtone entre 1973 mKB et 2232 mKB, sans que l'on puisse y associer la présence d'une faille de chevauchement détectable par les diagraphies ou par les déblais de forage. Un décollement basal au contact avec le Groupe de Trenton est toutefois interprété indépendamment sur la base des données sismiques (Lavoie et al., 2014b). Ce genre de structure peut être difficile à identifier s'il intervient au contact entre deux unités stratigraphiques comme c'est le cas ici, et la présence d'un tel décollement à la base du Shale d'Utica pourrait expliquer l'abondance des intervalles fracturés dans cette unité. En l'absence d'indications claires par les diagraphies ou les déblais de forage, une interprétation sismique plus conservatrice, sans chevauchement à la base du Shale d'Utica, est privilégiée ici (figure 3).

3.6 Portée et limitations des résultats

L'ajout de barite à la boue de forage fait en sorte que le facteur photo-électrique peut, à lui seul, servir à identifier les intervalles fracturés ouverts dans les trois puits étudiés. Par ailleurs, la constance et l'homogénéité des résultats obtenus lorsque l'on compare les intervalles fracturés identifiés par la seule courbe de l'effet photo-électrique à ceux identifiés à partir des autres diagraphies conventionnelles (tableaux 2 à 4) soulignent la robustesse de la méthode utilisée, qui peut également être appliquée à des puits dans lesquels on n'a pas utilisé de barite. L'analyse aurait été plus ardue et aurait donné des résultats plus ambigus en l'absence de barite, mais aurait tout de même permis d'identifier l'essentiel des intervalles fracturés dans lesquels des fractures ouvertes sont présentes, de sorte qu'une méthode identique peut être appliquée à d'autres puits dans la région d'étude pour peu que la qualité et la résolution de leurs diagraphies soient comparables.

La distinction entre les fractures naturelles et induites demeure difficile à partir des diagraphies conventionnelles et ce point constitue la principale faiblesse de la méthode. Deux des puits examinés ici (A266 et A267) présentent une ovalisation du trou de forage modérée à importante dans le Groupe de Lorraine, qui laisse présumer un phénomène d'écaillage et donc une possibilité sérieuse que des fractures induites de type écaillage soient développées dans ces zones. Il apparaît cependant que les critères retenus pour l'identification des intervalles fracturés permettent de distinguer, au sein de ces zones ovalisées, des intervalles fracturés bien individualisés qui présentent des caractéristiques similaires à celles des intervalles fracturés identifiés dans les zones qui ne sont pas affectées par l'écaillage. En outre la coïncidence, pour le puits A279, entre les intervalles fracturés identifiés à partir des diagraphies conventionnelles et ceux identifiés à partir de la diagraphie d'imagerie confirme que l'essentiel des intervalles fracturés interprétés selon la même méthode dans les deux autres puits ne correspondent pas à des fractures d'écaillage. La distinction entre fractures naturelles ouvertes antérieures au forage et fractures induites par le poids de la boue durant le forage demeure à établir. Des travaux en cours de la Commission géologique du Canada devraient permettre de préciser davantage les propriétés des fractures naturelles et induites dans les trois puits étudiés en se concentrant sur les diagraphies d'imagerie disponibles.

L'observation de cas particuliers dans le puits A267 vient toutefois limiter la portée de la méthode utilisée, dans la mesure où la corrélation entre certaines failles et certains intervalles fracturés ouverts n'est pas toujours reconnue. Ce phénomène souligne l'importance de pouvoir conjuguer plusieurs

techniques d'analyse indépendantes afin de dresser un portrait le plus complet et le plus juste possible de la fracturation naturelle et induite dans un puits (diagraphies conventionnelles, diagraphies d'imagerie, déblais de forage, indices de gaz et lignes sismiques dans le cas de la présente étude).

Une question demeure quant au degré d'ouverture des fractures et il est possible que l'emploi d'une boue de forage très dense – jusqu'à 1805 kg/m^3 et 1900 kg/m^3 dans le cas des puits A267 et A266 respectivement – ait contribué à rouvrir des fractures qui étaient maintenues fermées à l'état naturel jusqu'à ce que le régime de contrainte local soit perturbé durant le forage. Dans le cas du puits A279, la plus faible fréquence des intervalles fracturés comparativement aux puits A267 et A266 pourrait être en partie expliquée par une densité plus faible de la boue de forage (jusqu'à 1410 kg/m^3), qui se traduirait par une moins grande propension à l'ouverture ou à la réouverture de plans de faiblesse préexistants. La séparation observée entre les courbes de résistivité profonde et peu profonde (voire intermédiaire) constitue un bon indicateur qualitatif de la profondeur relative des fractures identifiées. Ce critère présente toutefois certaines limitations et est en partie contredit par l'abondance des indices de gaz documentés dans les trois puits, même en l'absence d'une séparation nette entre les courbes de résistivité.

Enfin une dernière limitation à la portée des résultats a trait à la trajectoire des puits étudiés. Dans des forages verticaux, la probabilité de recouper des fractures sub-verticales est faible par comparaison aux puits horizontaux. L'analyse des réseaux de fractures naturelles dans les forages horizontaux qui ont été réalisés à proximité des forages verticaux étudiés ici permettrait de dresser un portrait plus juste et plus complet de la fracturation naturelle dans la région.

4. Détermination de la porosité et de la saturation en eau

4.1 Méthodologie

La porosité et la saturation en eau ont été estimées pour les puits A266, A267 et A279. Déterminer ces paramètres à partir des diagraphies dans les shales peut s'avérer problématique et, si les méthodes sélectionnées tiennent compte de ces limitations autant que possible, le calage des résultats par des analyses de laboratoire demeure une nécessité.

Le calcul du volume de shale (ou de la proportion d'argiles présentes dans la roche) constitue un préalable à toute estimation de la porosité et de la saturation en eau et a donc fait l'objet d'une analyse approfondie afin de déterminer la méthode la plus appropriée dans le cas des shales étudiés ici. La porosité est ensuite estimée selon différentes méthodes afin d'identifier celle qui donne les résultats les plus réalistes. La saturation en eau enfin, est le paramètre le plus difficile à déterminer pour les shales. Il est estimé ici par la méthode de Simandoux (1963).

Le volume de shale, la porosité et la saturation en eau estimés à partir des différentes méthodes investiguées dans les sections 4.1.1 à 4.1.3 sont présentés à titre indicatif pour le puits A267, de manière à illustrer les différences observées d'une méthode à l'autre et justifier le choix de la méthode retenue. Les résultats obtenus à partir de la méthode sélectionnée sont présentés dans les sections 4.2 à 4.4 pour chacun des puits.

4.1.1 Volume de shale

Plusieurs méthodes sont disponibles pour estimer le volume de shale (Rider, 2002; Crain, 2015), qui requièrent toutes de normaliser le volume de shale (V_{sh}) à des valeurs de référence pour un pôle argileux et un pôle non-argileux typiquement calcaire ou gréseux. Dans une situation idéale, le pôle argileux devrait correspondre à une argile pure mais cette situation n'est pas rencontrée dans le cas des puits étudiés ici.

Les méthodes impliquant les courbes de radioactivité GR, HCGR et HTHO suivent toutes la forme de l'équation (1) ci-dessous. Cette équation développée par Dresser Atlas (Rider, 2002) est éprouvée pour les roches anciennes (paléozoïques). La comparaison des résultats révèle que le volume de shale estimé à partir de la courbe GR est généralement surestimé par rapport à celui dérivé de la courbe HCGR (figure 12). Ceci s'explique par l'influence que l'uranium concentré dans la matière organique exerce sur la courbe GR, sans que cela ne reflète nécessairement l'abondance de shale dans les unités. La courbe HCGR tient compte de ce facteur et le V_{sh} calculé à partir de HCGR est donc plus réaliste que celui calculé à partir du simple GR. On note par ailleurs une corrélation généralement bonne entre les courbes V_{sh_HCGR} et V_{sh_HTHO} (figure 12), car la concentration en thorium (HTHO) entre dans le calcul de HCGR.

$$V_{sh_{GR_DRESSER}} = 0,33 \times (2^{2 \times V_{sh_{RG}}} - 1) \quad (1)$$

$$\text{Avec } V_{sh_{RG}} = \frac{RG - RG_{\text{non-argileux}}}{RG_{\text{argileux}} - RG_{\text{non-argileux}}} \quad (2)$$

RG = rayonnement gamma : GR, HCGR ou HTHO.

Les valeurs absolues des courbes de radioactivité peuvent être influencées par les performances et les caractéristiques intrinsèques des sondes utilisées (Serra, 1984). Ces propriétés doivent être contrôlées et standardisées si l'on veut pouvoir comparer entre elles différentes campagnes d'enregistrement diagraphique réalisées dans différents puits. Dans le cas des trois puits considérés ici, les métadonnées qui accompagnent les diagraphies confirment que cet effort de standardisation a été réalisé. Les courbes GR ont été calibrées et standardisées en unités API, les courbes HCGR sont calculées à partir des autres courbes de radioactivité (rayonnement gamma naturel et concentrations en uranium, thorium et potassium), et les courbes HURA, HTHO et HFK qui représentent les mesures directes de la concentration en uranium, thorium et potassium ont été calibrées de manière relative directement sur le site de forage.

Il est également possible d'approcher le V_{sh} à partir de la porosité acoustique (SPHI) ou de la porosité densité-neutron (PHI_DN) suivant les équations (3) ou (4) ci-dessous. L'examen des résultats révèle que la corrélation est médiocre à mauvaise entre V_{sh_HCGR} et V_{sh_SPHI} ou entre V_{sh_HCGR} et $V_{sh_PHI_DN}$ (figure 12) et que la relation se détériore encore dans les intervalles fortement fracturés, l'influence des perturbations dues aux fractures sur les courbes de porosité et sur les courbes acoustiques devenant alors prépondérante dans ces intervalles.

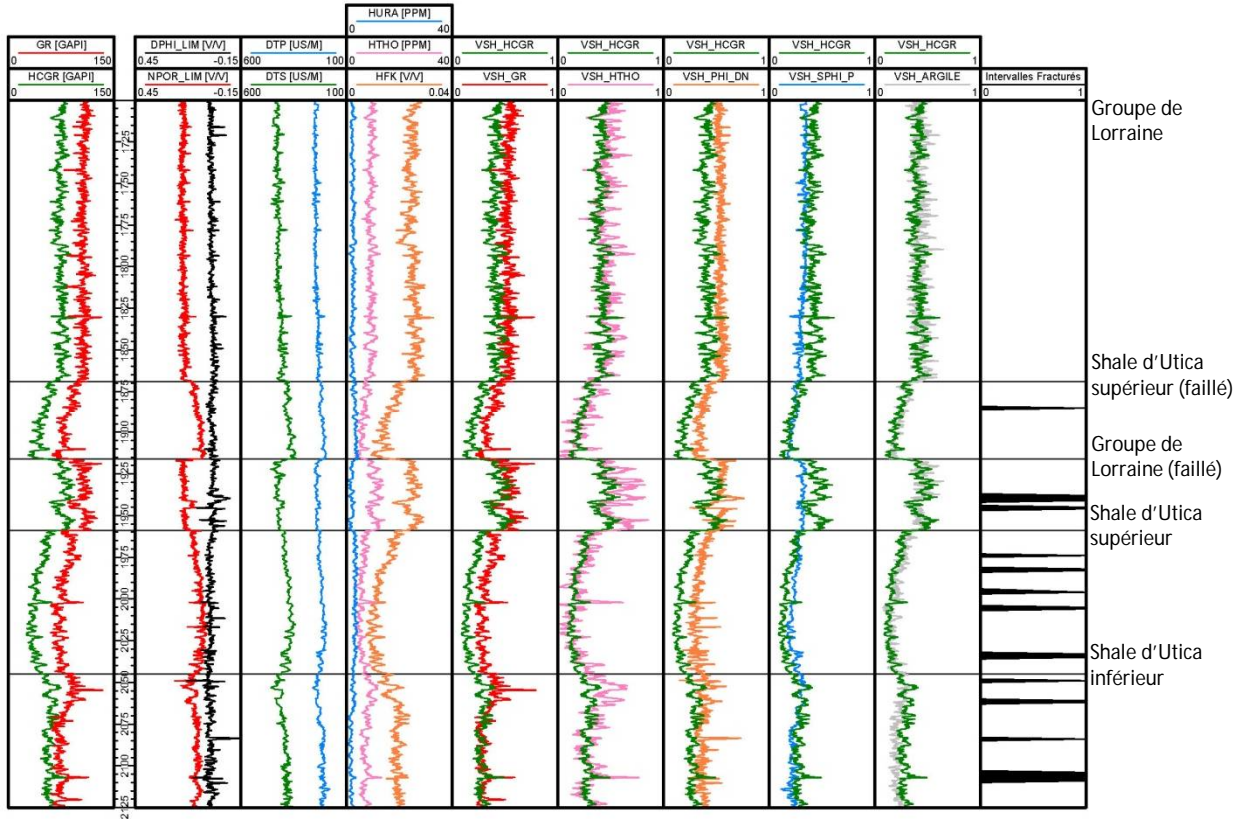


Figure 12 : Comparaison des valeurs de volume de shale estimées selon six méthodes différentes. Le volume de shale correspond aux courbes identifiées « VSH_... » sur la figure. Les équations utilisées sont les équations (1), (3) et (4) ainsi que la diagraphie de spectrométrie élémentaire. Un intervalle représentatif du puits A267 a été sélectionné pour cette figure.

$$Vsh_{SPHI} = \frac{DTP - DTP_{grès}}{DTP_{eau\ douce} - DTP_{grès}} \quad (3)$$

Avec $DTP_{grès} = 182 \mu\text{sec/m}$

$DTP_{eau\ douce} = 656 \mu\text{sec/m}$

$$Vsh_{PHI_DN} = \frac{NPOR - DPHI}{NPOR_MAX - DPHI_MAX} \quad (4)$$

Enfin, la disponibilité d'une diagraphie de spectrométrie élémentaire permet d'évaluer de façon indépendante le Vsh à partir de la concentration en argile qui est estimée par la diagraphie de spectrométrie élémentaire (Vsh_ARGILE). La comparaison entre Vsh_HCGR et Vsh_ARGILE paraît bonne au vu des diagraphies (figure 12), mais elle est statistiquement médiocre dans un diagramme binaire. Ceci s'explique par le fait que le Vsh_ARGILE présente peu de variations au sein des shales du Groupe de

Lorraine ou du Shale d'Utica, ces deux unités représentant par ailleurs deux pôles distincts l'un de l'autre, avec une teneur en argile plus élevée dans le cas du Groupe de Lorraine.

En comparant les résultats obtenus à partir des différentes méthodes disponibles, il apparaît que les valeurs de volume de shale les plus représentatives sont obtenues à partir de l'équation (1) en utilisant la courbe HCGR dans le cas des trois puits de gaz de shale étudiés ici (Vsh_HCGR). C'est donc cette méthode qui est retenue pour établir la porosité et la saturation en eau dans ces puits.

4.1.2 Calcul de la porosité

La porosité dans les shales peut être approchée, en première approximation, par les méthodes développées pour les réservoirs conventionnels. Trois méthodes ont été testées ici. Les deux premières font appel à la porosité acoustique, selon les relations développées par Wyllie (5) et par Raymer, Hunt et Gardner (7). La troisième méthode utilise le modèle dit de « lithologie complexe » développé à partir de la relation entre la porosité densité et la porosité neutron (9) (Crain, 2005).

$$PHI_{Wyllie} = SPHI_{totale} - Vsh \frac{DTP_{shale} - DTP_{grès}}{DTP_{eau\ douce} - DTP_{grès}} \quad (5)$$

$$\text{Avec } SPHI_{totale} = \frac{DTP - DTP_{grès}}{DTP_{eau\ douce} - DTP_{grès}} \quad (6)$$

$$Vsh = Vsh_{HCGR}$$

$$DTP_{shale} = 250 \mu\text{sec/m}$$

$$DTP_{grès} = 182 \mu\text{sec/m}$$

$$DTP_{eau\ douce} = 656 \mu\text{sec/m}$$

$$PHI_{RHG} = 1 - \frac{DTP_{grès}}{2 DTP_{eau\ salée}} - \sqrt{\left(\frac{DTP_{grès}}{2 DTP_{eau\ salée}}\right)^2 - \frac{DTP_{grès}}{DTP_{eau\ salée}} + \frac{DTP_{grès}}{DTP_{Corr\ shale}}} \quad (7)$$

$$\text{Avec } DTP_{Corr\ shale} = DTP - Vsh (DTP_{shale} - DTP_{grès}) \quad (8)$$

$$Vsh = Vsh_{HCGR}$$

$$DTP_{grès} = 182 \mu\text{sec/m}$$

$$DTP_{eau\ salée} = 616 \mu\text{sec/m}$$

$$DTP_{shale} = 250 \mu\text{sec/m}$$

$$PHI_{DN} = \sqrt{\frac{1}{2} ((DPHI - Vsh \times DPHI_{shale})^2 + (NPOR - Vsh \times NPOR_{shale})^2)} \quad (9)$$

$$\text{Avec } Vsh = Vsh_{HCGR}$$

Il n'est pas possible d'établir une corrélation acceptable entre les valeurs de porosité calculées par des méthodes acoustiques (équations (5) et (7)) et celles obtenues par le modèle de lithologie complexe (équation (9)). L'examen des diagraphies synthétiques de porosité obtenues à partir de ces différentes méthodes révèle que les valeurs de porosité densité-neutron calculées par le modèle de lithologie complexe présentent une moins grande variabilité que celles obtenues par les méthodes acoustiques (figure 13). La grande variabilité observée dans le second cas peut refléter la variabilité naturelle du shale, toutefois le manque de constance dans les valeurs de porosité acoustique obtenues à partir des équations (5) ou (7) par rapport à l'équation (9), même après que les données aient été filtrées pour en éliminer les zones affectées par des fractures, suggère que les porosités densité-neutron calculées à partir du modèle de lithologie complexe sont moins sensibles aux variations de diamètre du trou de forage et reflètent davantage les propriétés du shale : c'est donc l'équation (9) qui est retenue ici pour estimer la porosité du shale à partir des diagraphies.

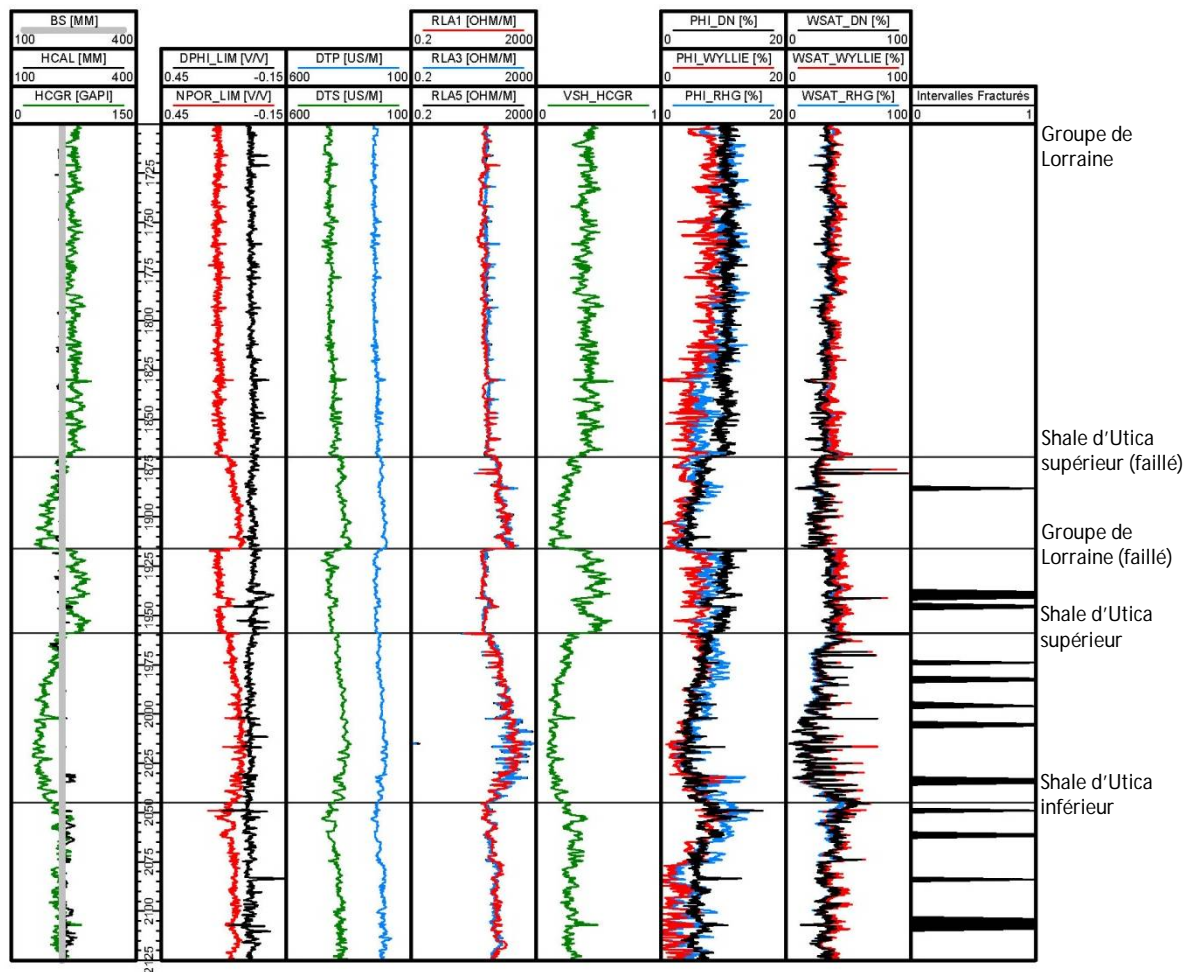


Figure 13 : Comparaison des valeurs de porosité et de saturation en eau estimées.

La porosité correspond aux courbes identifiées « PHI_... » sur la figure et la saturation en eau correspond aux courbes identifiées « WSAT_... ». Les équations utilisées sont les équations (5), (7), (9) et (10). Un intervalle représentatif du puits A267 a été sélectionné pour cette figure.

4.1.3 Calcul de la saturation en eau

La saturation en eau peut être établie à partir de différentes équations dans le cas des réservoirs conventionnels. Pour les roches de faible porosité c'est la méthode de Simandoux (équation (10) ci-dessous) qui semble donner les résultats les plus fiables (Crain, 2015). Les incertitudes liées à cette méthode de calcul résident principalement dans les valeurs de porosité calculées (voir section 4.1.2 pour le choix de la méthode) et dans le choix des valeurs des constantes, soit le facteur de cimentation (m) qui dépend de la texture, l'exposant de saturation (n), la constante a , la résistivité de l'eau de formation (R_w) et la résistivité du shale (R_{sh}). En l'absence d'analyses de laboratoire permettant d'estimer ces constantes pour le Shale d'Utica et pour le Groupe de Lorraine, des valeurs standards ont été retenues ici, soit $m=2$, $n=2$, $a=1$, et $R_{sh}=10$ (Crain, 2015). $R_{w_{moy}}$ a été fixé à 0,4 ohm/m d'après les données pétrophysiques disponibles. Avec ces paramètres la saturation en eau calculée est peu affectée par le choix de la source des valeurs de porosité calculées, qu'elles aient été établies à partir des équations (5), (7) ou (9) (figure 13), car la porosité ne constitue que l'un des paramètres qui interviennent dans ce calcul.

$$W_{sat} = (\sqrt{d^2 + e} - d)^{2/n} \quad (10)$$

$$\text{Avec } d = \frac{c V_{sh}}{2 R_{sh}} \quad (11)$$

$$e = \frac{c}{RES_{profonde}} \quad (12)$$

$$c = \frac{(1-V_{sh}) a R_{w_{moy}}}{PHI^m} \quad (13)$$

$$n = 2; a = 1; R_{w_{moy}} = 0,4; m = 2$$

$$V_{sh} = V_{sh_{HCGR}}$$

$$R_{sh} = \text{valeur typique de AT90 ou RLA5 pour le shale}$$

$$RES_{profonde} = \text{AT90 ou RLA5}$$

$$PHI = PHI_{DN}$$

4.2 Estimation de la porosité et de la saturation en eau dans les puits

Les valeurs de porosité et de saturation en eau estimées pour les puits A267, A266 et A279 (tableaux 5, 6 et 7) ont été obtenues respectivement à partir du modèle de lithologie complexe (équation 9) et de la méthode de Simandoux (équation 10).

Les intervalles fracturés ont été exclus des calculs statistiques afin de ne conserver que les sections pour lesquelles la diagraphie de porosité densité (NPHI) ne risque pas d'être affectée par la présence de fractures mais l'ensemble des résultats, incluant les intervalles fracturés, sont présentés graphiquement dans les diagraphies de synthèse. Les valeurs moyennes sont toujours proches des valeurs médianes. Les valeurs extrêmes – minimum et maximum – sont très contrastées mais influencent peu les résultats car

elles sont statistiquement peu représentatives et correspondent à des pics isolés dans les courbes diagraphiques.

4.2.1 Puits A267 (Saint-Édouard)

La porosité médiane estimée pour le Groupe de Lorraine est de l'ordre de 4,4 % et demeure stable du sommet à la base de cette unité, sauf dans les intervalles fracturés (tableau 5 et figures 14 à 16). La porosité médiane estimée pour le Shale d'Utica est inférieure à celle du Groupe de Lorraine et voisine de 2,8 % pour les deux membres. La porosité médiane estimée pour le Groupe de Trenton est encore plus faible : 1,7 % seulement. Les résultats présentés ici ont été calés au préalable sur les résultats d'analyse de laboratoire disponibles. Ces données de laboratoire sont confidentielles et seul le résultat du calage est présenté ici. Les porosités calculées (avant calage) sont systématiquement plus élevées que les porosités mesurées en laboratoire d'environ 15% à 20%.

La valeur médiane de la saturation en eau estimée pour le Groupe de Lorraine est de 38,6 % (tableau 5) et les valeurs sont stables du sommet à la base cette l'unité (figure 15). La saturation en eau estimée pour le Shale d'Utica est plus contrastée, avec des valeurs médianes de 15,4 % pour le membre supérieur et de 19,7 % pour le membre inférieur. Enfin, la valeur médiane de la saturation en eau estimée pour le Groupe de Trenton est de 29,0 %. La saturation en eau estimée pour le Shale d'Utica supérieur et pour le Groupe de Trenton présente de nombreux pics (figure 16) qui traduisent l'irrégularité de la courbe de résistivité profonde utilisée dans le calcul. Les valeurs de saturation en eau présentées ici ont été calées au préalable sur les résultats d'analyse de laboratoire disponibles. Comme dans le cas des mesures de porosité, ces données de laboratoire sont confidentielles et seul le résultat du calage est présenté ici. Les saturations en eau calculées (avant calage) diffèrent des valeurs de saturation mesurées en laboratoire, d'environ -20% à +30%.

Tableau 5 : Sommaire des valeurs de porosité et de saturation en eau calculées pour les intervalles non fracturés dans le puits A267.

Min. : minimum; Moy. : moyenne; Méd. : médiane; Max. : maximum; σ : écart-type.

Unité	Porosité (%)					Saturation en eau (%)				
	Min.	Moy.	Méd.	Max.	σ	Min.	Moy.	Méd.	Max.	σ
Lorraine	3,1	4,5	4,4	6,8	0,4	1,9	40,2	38,6	89,1	10,9
Utica supérieur	2,0	2,9	2,8	4,2	0,4	0,1	18,0	15,4	79,8	12,4
Utica inférieur	1,5	2,9	2,9	4,8	0,5	0,4	21,7	19,7	79,1	12,9
Trenton - Black River	0,1	1,8	1,7	6,1	0,9	0,0	28,5	29,0	95,1	17,1

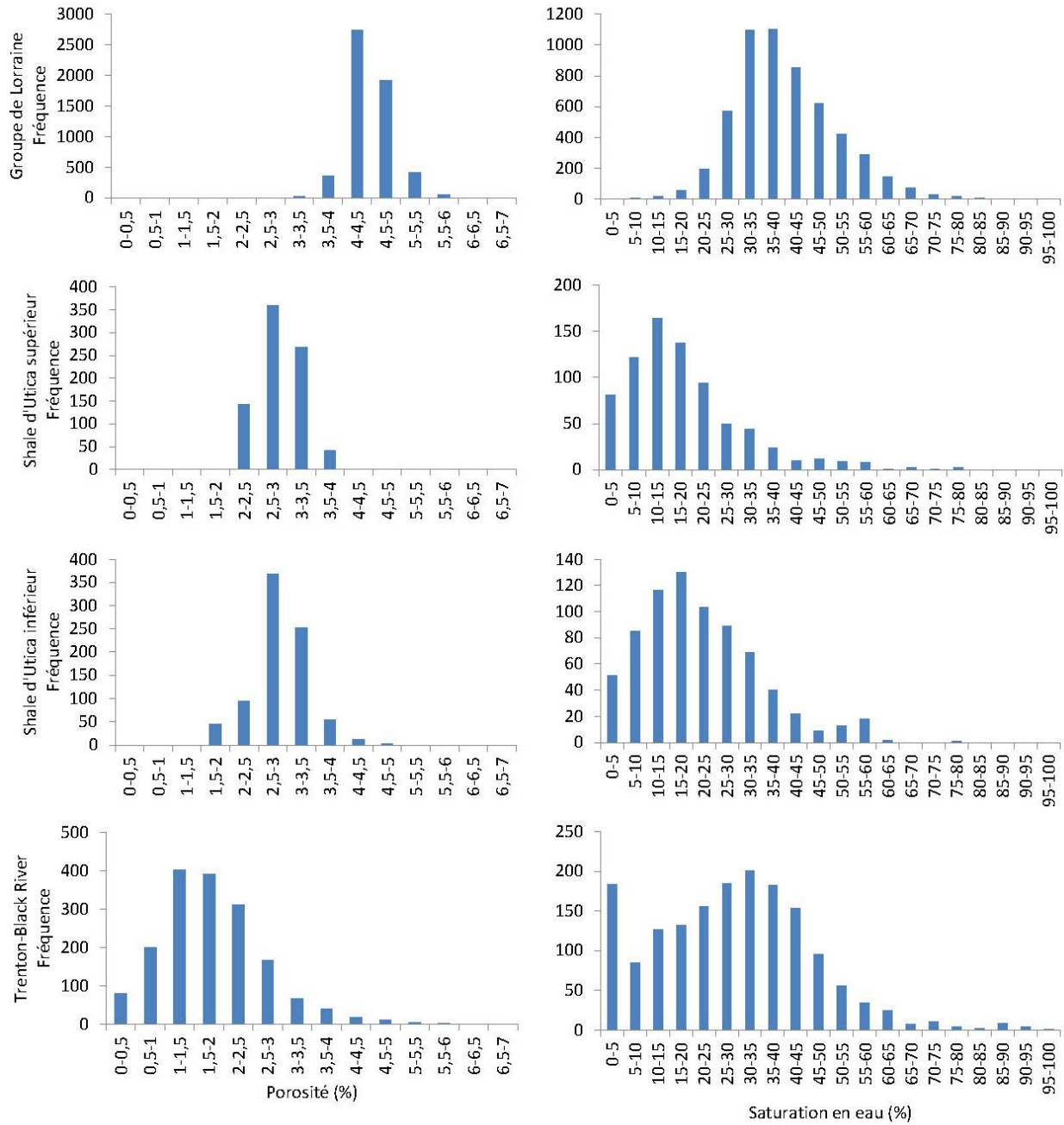
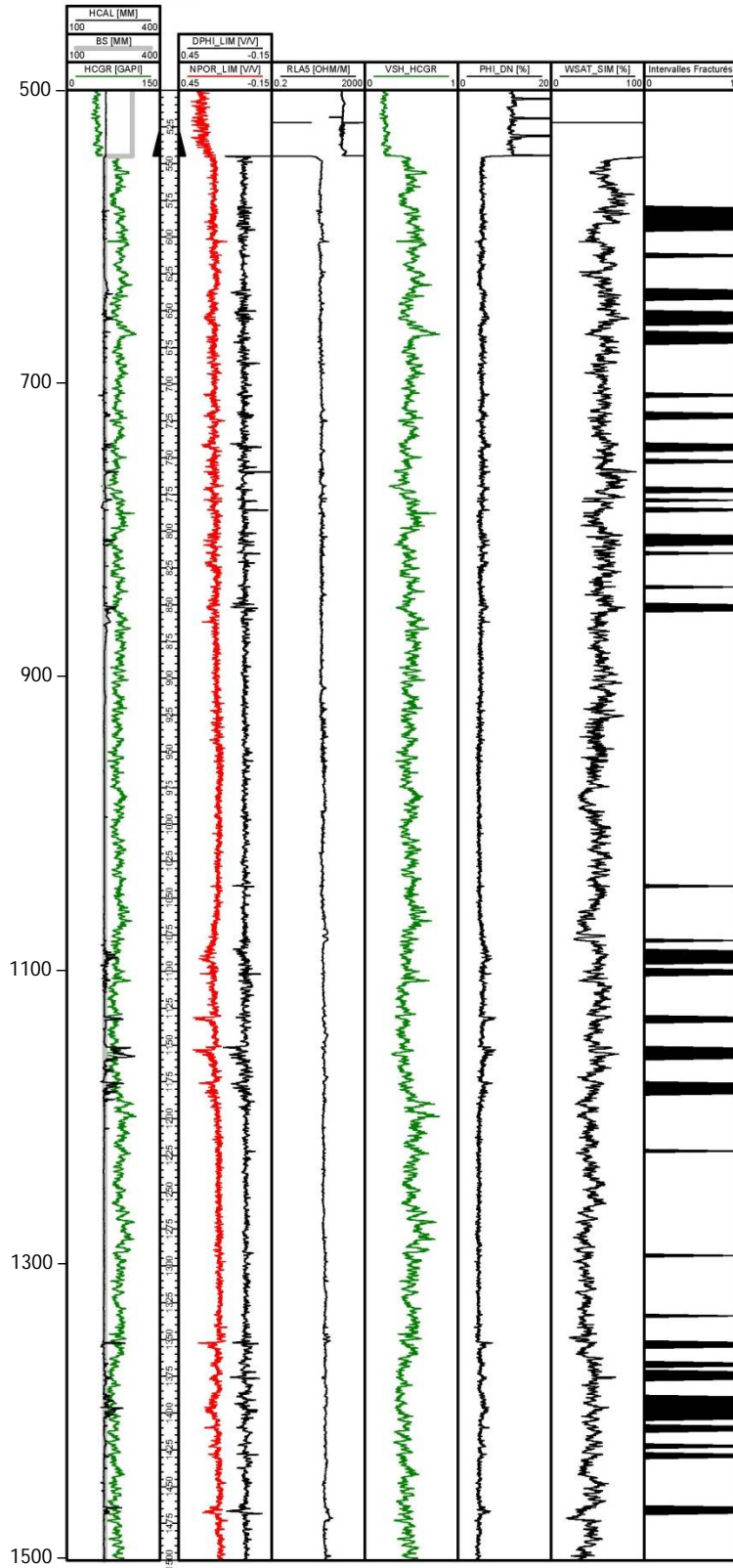


Figure 14 : Distribution statistique des valeurs de porosité et de saturation en eau estimées pour les différentes unités stratigraphiques considérées dans le puits A267. La fréquence indiquée en ordonnée est fonction de l'épaisseur de chaque unité stratigraphique et de l'intervalle d'échantillonnage des diagaphies.



Groupe de Lorraine

Figure 15 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur et des unités stratigraphiques considérées pour le puits A267.

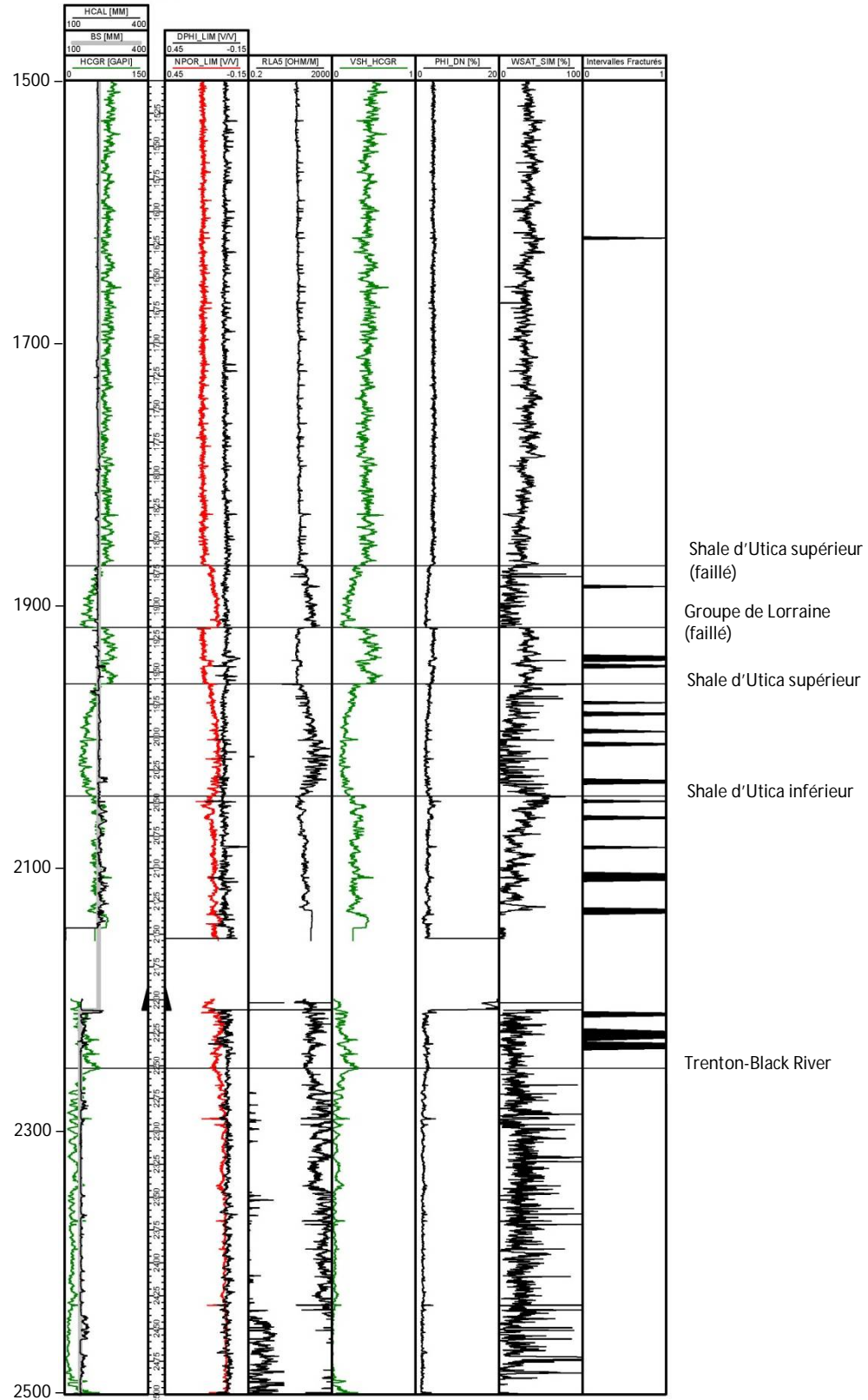


Figure 16 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton, pour le puits A267.

4.2.2 Puits A266 (Leclercville)

La porosité médiane estimée pour le Groupe de Lorraine est de 5,4 % et demeure stable du sommet à la base de cette unité (tableau 6 et figures 17 à 19). Les valeurs de porosité médianes estimées pour le Shale d'Utica sont plus contrastées, soit 2,9 % pour le membre supérieur et 4,1 % pour le membre inférieur. La porosité médiane estimée pour le Groupe de Trenton est très basse, soit 1,3 % seulement.

La valeur médiane de la saturation en eau estimée pour le Groupe de Lorraine est de 37,5 % et les valeurs sont stables de la base du coffrage intermédiaire à la base du Groupe de Lorraine. Les valeurs sont en revanche très irrégulières au sein de cette unité stratigraphique au-dessus de la base du coffrage intermédiaire. Dans cet intervalle, la résistivité a été mesurée à l'aide d'une sonde à induction : tous les autres paramètres impliqués dans le calcul de la saturation étant par ailleurs égaux, c'est donc l'usage de cette sonde qui est invoqué ici pour expliquer la grande irrégularité constatée dans les valeurs de saturation en eau. La saturation en eau estimée pour le Shale d'Utica est plus contrastée, avec des valeurs médianes de 16,2 % pour le membre supérieur et de 40,8 % pour le membre inférieur. Enfin, la valeur médiane de la saturation en eau estimée pour le Groupe de Trenton est de 35,5 %. La saturation en eau estimée pour le Shale d'Utica supérieur et pour le Groupe de Trenton présente de nombreux pics (figure 18) qui traduisent l'irrégularité de la courbe de résistivité profonde utilisée dans le calcul.

Une brusque diminution du volume de shale calculé entre 1665 mKB et 1730 mKB vers la base du Groupe de Lorraine (figure 18) influence les calculs subséquents de porosité et de saturation en eau pour cet intervalle. Cette variation est inhabituelle et n'a pas été documentée dans les autres puits, mais l'hypothèse d'une défaillance de la sonde semble exclue en première analyse, dans la mesure où la concentration en uranium pour le même intervalle augmente concurremment, masquant ainsi la diminution du volume de shale selon les autres méthodes.

Tableau 6 : Sommaire des valeurs de porosité et de saturation en eau calculées pour les intervalles non fracturés dans le puits A266.

Min. : minimum; Moy. : moyenne; Méd. : médiane; Max. : maximum; σ : écart-type.

Unité	Porosité (%)					Saturation en eau (%)				
	Min.	Moy.	Méd.	Max.	σ	Min.	Moy.	Méd.	Max.	σ
Lorraine	0,2	5,5	5,4	16,7	1,8	0,4	39,7	37,5	99,6	16,6
Utica supérieur	0,7	2,9	2,9	6,8	0,7	1,5	17,9	16,2	80,5	8,3
Utica inférieur	0,8	4,0	4,1	7,5	1,1	5,3	39,6	40,8	87,1	14,0
Trenton - Black River	0,1	1,4	1,3	6,8	1,0	1,4	38,0	35,5	98,3	19,2

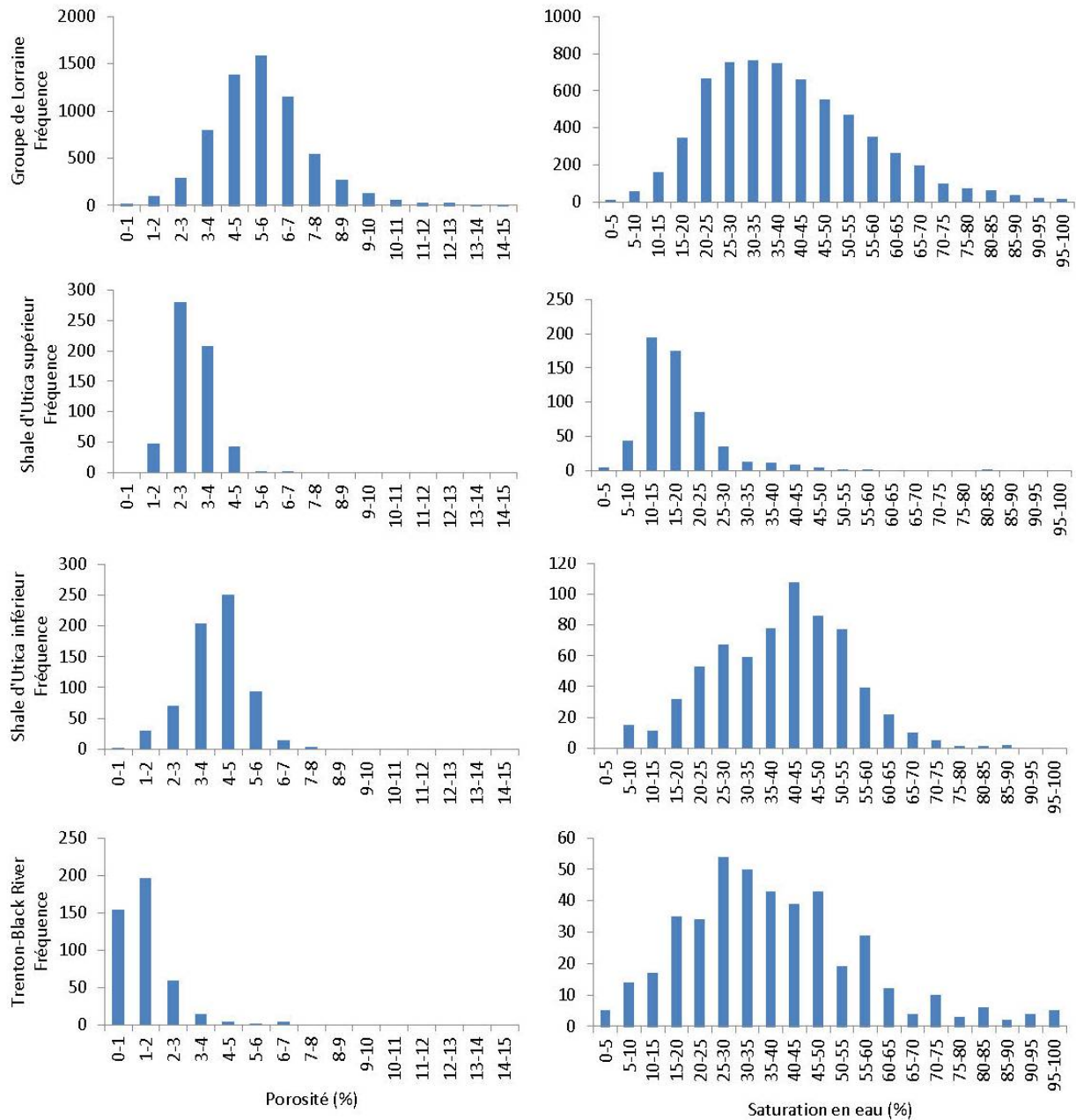
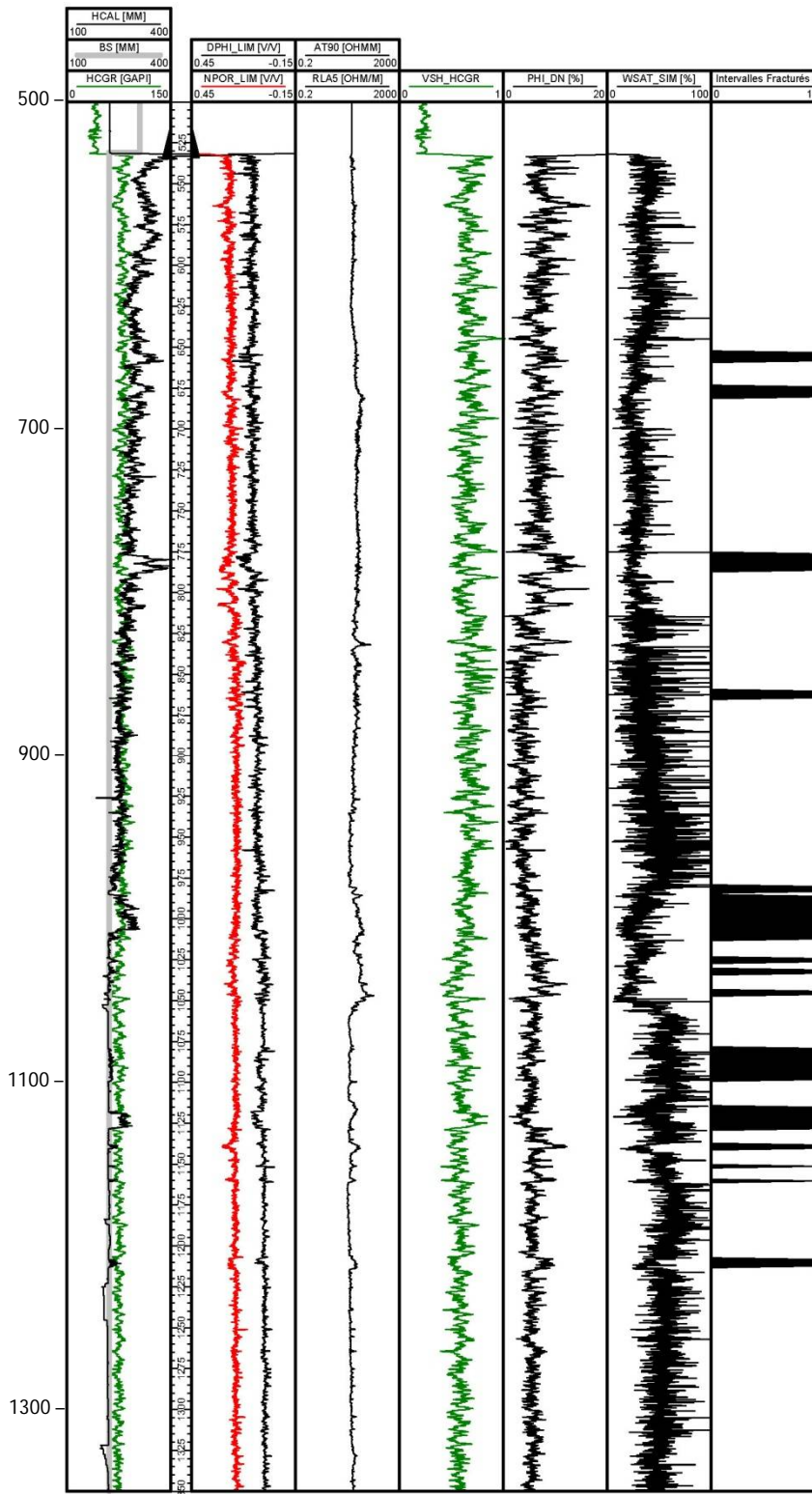


Figure 17 : Distribution statistique des valeurs de porosité et de saturation en eau estimées pour les différentes unités stratigraphiques considérées dans le puits A266.

La fréquence indiquée en ordonnée est fonction de l'épaisseur de chaque unité stratigraphique et de l'intervalle d'échantillonnage des diagraphies. Note : pour des raisons de clarté, l'échelle de porosité dans cette figure est différente de celle utilisée pour les deux autres puits dans les figures 14 et 20.



Groupe de Lorraine

Figure 18 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur pour le Groupe de Lorraine, pour le puits A266.

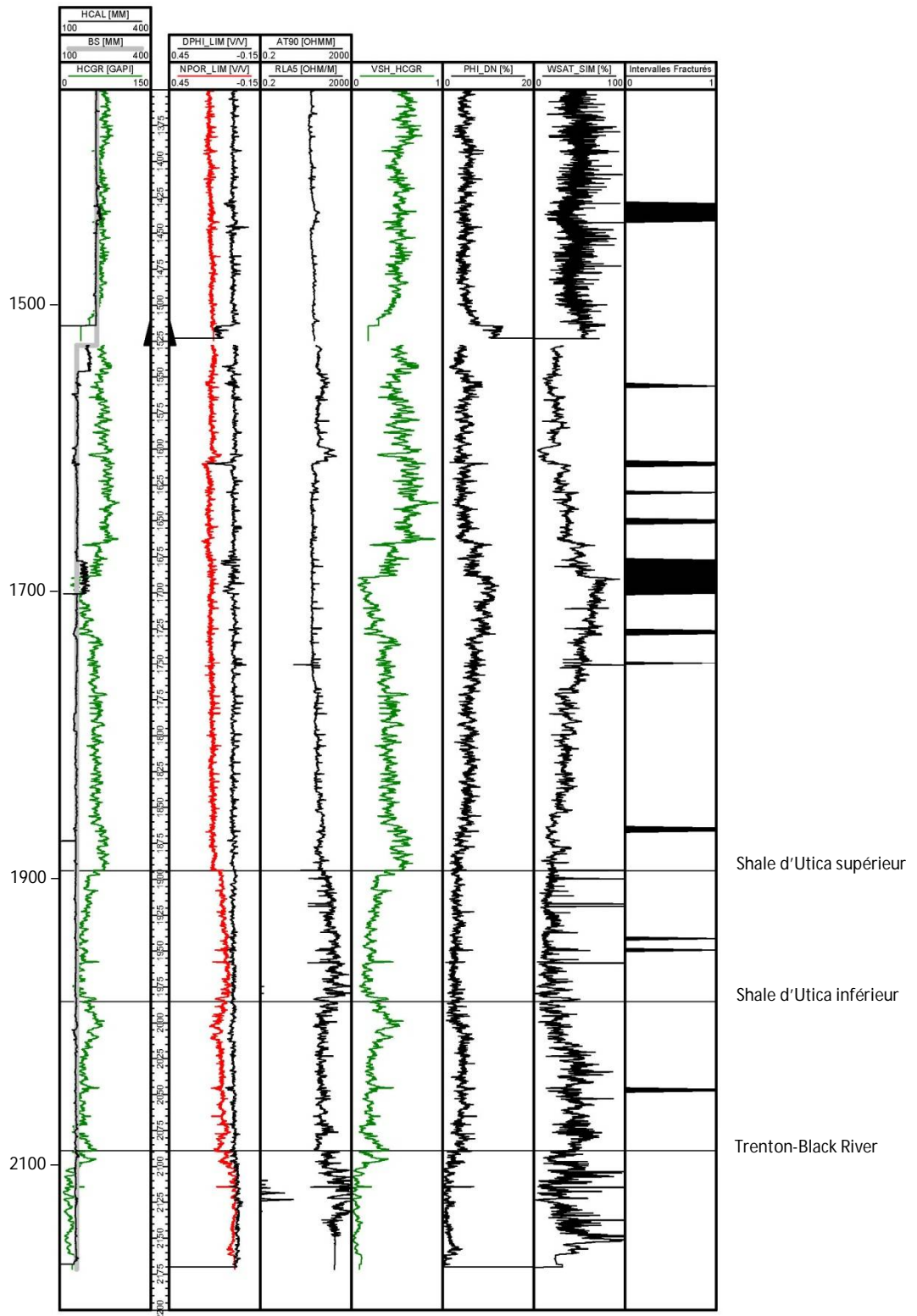


Figure 19 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton, pour le puits A266.

4.2.3 Puits A279 (Fortierville)

La porosité médiane estimée pour le Groupe de Lorraine est de 2,8 % et demeure stable du sommet à la base de cette unité (tableau 7 et figures 20 à 22). La porosité médiane estimée pour le Shale d'Utica est légèrement plus faible, avec des valeurs médianes de 2,2 % et 2,6 % respectivement pour les membres supérieur et inférieur. La porosité médiane estimée pour le Groupe de Trenton est de l'ordre de 2,0 % mais le court intervalle traversé ne permet pas d'obtenir des valeurs de porosité représentatives pour ce groupe.

La valeur médiane de la saturation en eau estimée pour le Groupe de Lorraine est de 42,4 % et les valeurs sont stables du sommet à la base cette l'unité. La saturation en eau estimée pour le Shale d'Utica est plus contrastée, avec des valeurs médianes de 14,8 % pour le membre supérieur et de 27,0 % pour le membre inférieur. Enfin, la valeur médiane de la saturation en eau estimée pour le Groupe de Trenton est de 31,4 % et très irrégulière, mais, comme dans le cas de la porosité, le court intervalle traversé ne permet pas d'obtenir des valeurs de saturation représentatives pour ce groupe. La saturation en eau estimée pour le Shale d'Utica supérieur et pour le Groupe de Trenton présente par ailleurs de nombreux pics (figure 22) qui traduisent l'irrégularité de la courbe de résistivité profonde utilisée dans le calcul.

Tableau 7 : Sommaire des valeurs de porosité et de saturation en eau calculées pour les intervalles non fracturés dans le puits A279.

Min. : minimum; Moy. : moyenne; Méd. : médiane; Max. : maximum; σ : écart-type.

Unité	Porosité (%)					Saturation en eau (%)				
	Min.	Moy.	Méd.	Max.	σ	Min.	Moy.	Méd.	Max.	σ
Lorraine	1,4	2,8	2,8	6,3	0,4	3,8	41,5	42,4	89,0	9,0
Utica supérieur	1,5	2,2	2,2	4,2	0,3	1,3	16,1	14,8	81,6	8,8
Utica inférieur	1,4	2,6	2,6	4,8	0,3	7,8	27,5	27,0	58,5	9,0
Trenton - Black River	1,3	2,0	1,9	3,0	0,4	10,5	32,0	31,4	76,5	8,7

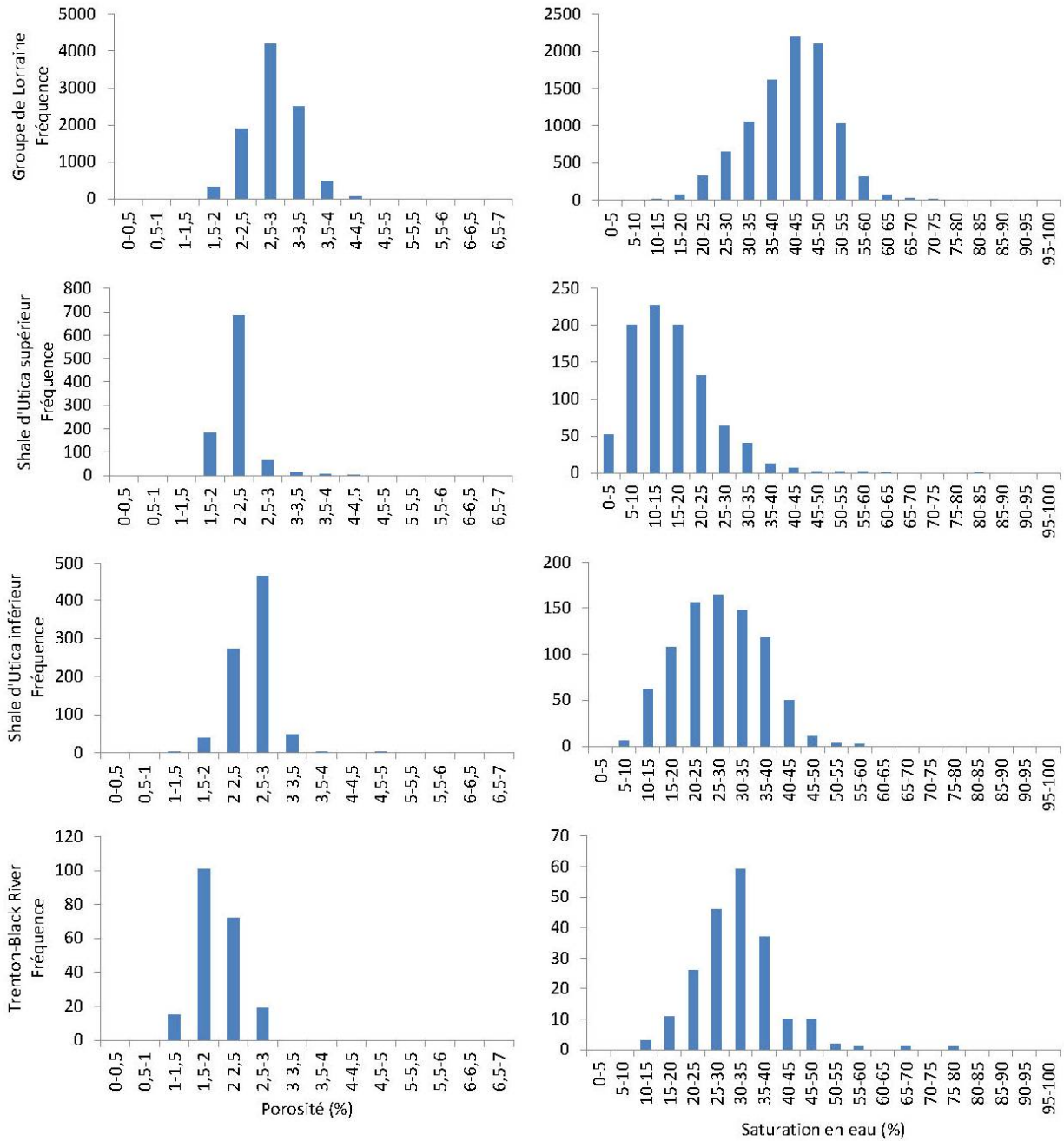


Figure 20 : Distribution statistique des valeurs de porosité et de saturation en eau estimées pour les différentes unités stratigraphiques considérées dans le puits A279. La fréquence indiquée en ordonnée est fonction de l'épaisseur de chaque unité stratigraphique et de l'intervalle d'échantillonnage des diagraphies.

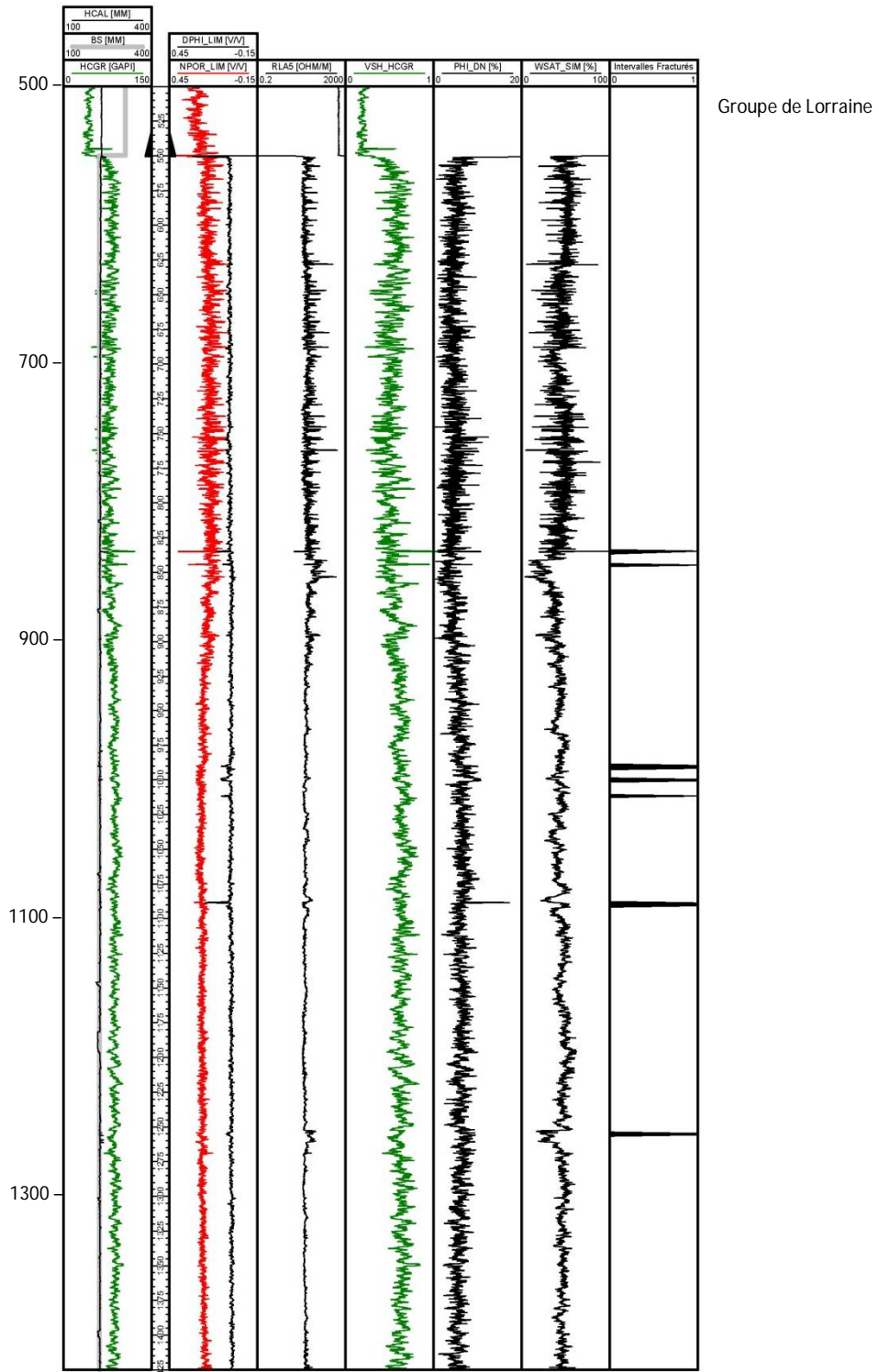


Figure 21 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur pour le Groupe de Lorraine, pour le puits A279.

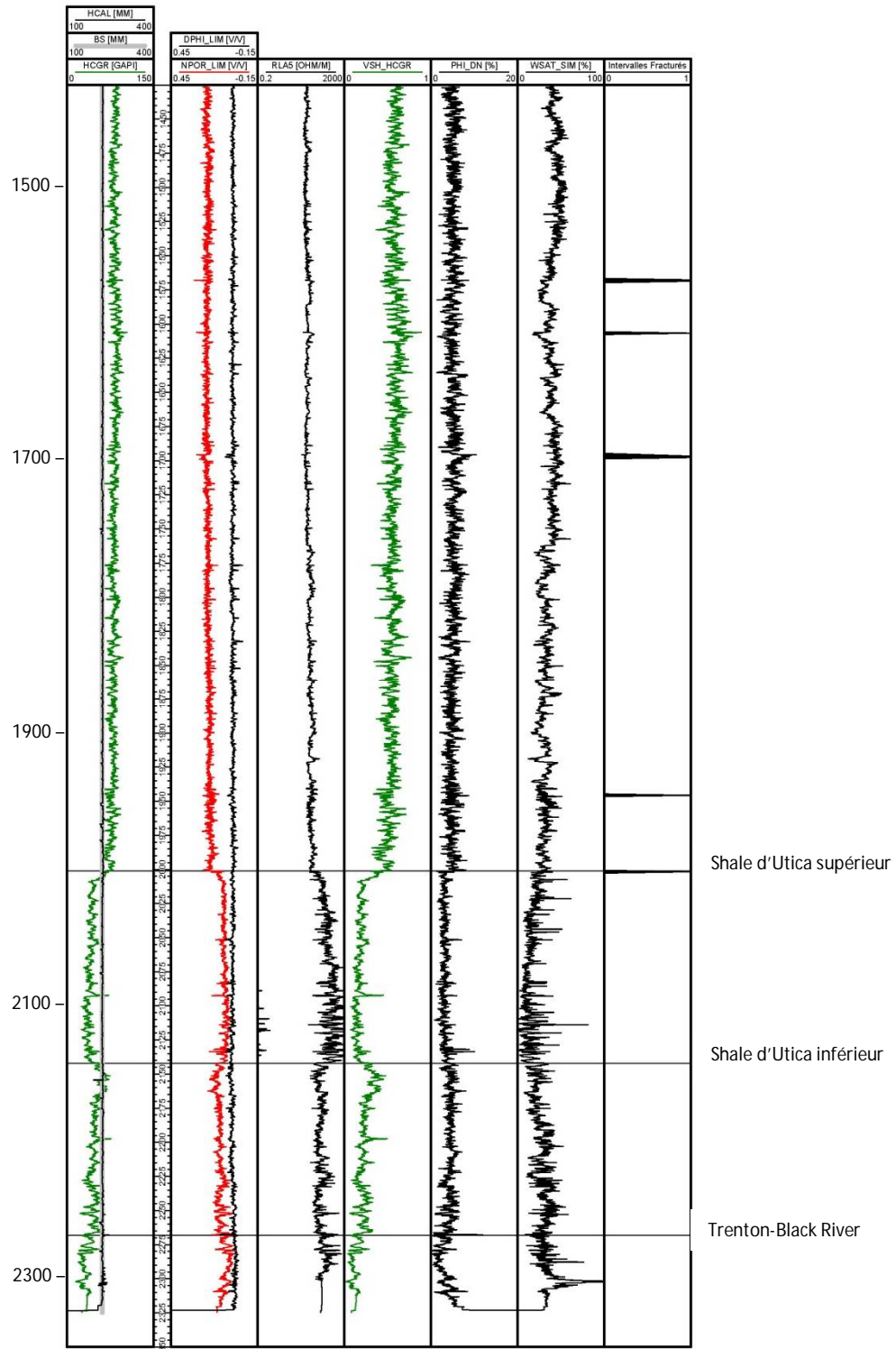


Figure 22 : Variation de la porosité (PHI_DN) et de la saturation en eau (WSAT_SIM) estimées en fonction de la profondeur pour la base du Groupe de Lorraine, le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton, pour le puits A279.

4.3 Variabilité de la porosité et de la saturation en eau

L'étape la plus délicate dans l'estimation de la porosité et de la saturation en eau à partir des données diagraphiques consiste à établir une relation acceptable pour déterminer le volume de shale qui servira dans les calculs subséquents. La méthode retenue ici (voir section 4.1.1) se démarque comme étant celle qui permet d'approcher le volume de shale de la manière la plus réaliste, mais elle présente l'inconvénient de ne pas pouvoir être appliquée de manière régionale à des puits plus anciens, soit ceux forés pour des réservoirs conventionnels et pour lesquels la courbe HCGR n'est pas disponible. Les courbes Vsh_PHI_DN établies ici à partir du modèle de lithologie complexe (équation 9) et de la méthode de Simandoux (équation 10) sont considérées comme représentatives de la variation du volume de shale dans chacun des trois puits étudiés. Ces courbes peuvent malgré tout présenter certaines aberrations ponctuelles, qui semblent toutefois correspondre à des phénomènes naturels liés à la variabilité naturelle du shale. Ainsi dans le cas du puits A266 entre 1665 mKB et 1730 mKB, la brusque variation du volume de shale coïncide avec une baisse de la concentration en potassium. Une diminution de la concentration en potassium traduit généralement un environnement plus réducteur et une phase minérale plus carbonatée : sans que cela ait une incidence sur le présent travail, il serait intéressant de vérifier si les changements dans la radioactivité pour cet intervalle font écho à des variations dans les rapports d'éléments traces analysés par diffraction des rayons X.

Du point de vue de la porosité, une tendance commune aux trois puits se dessine quand on considère la variation de la porosité d'une unité stratigraphique à l'autre (tableaux 5 à 7 et figure 23). Le Groupe de Lorraine est l'unité qui présente systématiquement les valeurs de porosité les plus élevées, le Shale d'Utica est caractérisé par des valeurs de porosité plus faibles, avec un membre inférieur toujours légèrement plus poreux que le membre supérieur. Le Groupe de Trenton est systématiquement la moins poreuse des unités considérées. Cette tendance est préservée lorsque l'on considère les statistiques pour les trois puits combinés (tableau 8 et figure 23). Le quatrième élément présenté pour chaque unité stratigraphique à la figure 23 représente la moyenne et l'écart-type pour les trois puits combinés, de manière à mitiger les valeurs extrêmes documentées pour un puits particulier. L'intervalle compris à l'intérieur de cet écart-type correspond à la gamme de valeurs vraisemblablement la plus représentative de la porosité pour chaque unité étudiée dans la région de Saint-Édouard (tableau 8).

Tableau 8 : Sommaire des valeurs de porosité et de saturation en eau calculées pour les intervalles non fracturés dans les puits A267, A266 et A279 combinés.

Min. : minimum; Moy. : moyenne; Méd. : médiane; Max. : maximum; σ : écart-type.

Unité	Porosité (%)					Saturation en eau (%)				
	Min.	Moy.	Méd.	Max.	σ	Min.	Moy.	Méd.	Max.	σ
Lorraine	0,2	4,0	3,9	16,7	1,6	0,4	40,6	40,5	99,6	12,2
Utica supérieur	0,7	2,6	2,5	6,8	0,6	0,1	17,2	15,4	81,6	10,1
Utica inférieur	0,8	3,1	2,8	7,5	0,9	0,4	29,2	27,8	87,1	14,0
Trenton - Black River	0,1	1,7	1,7	6,8	0,9	0,0	30,6	30,4	98,3	17,3

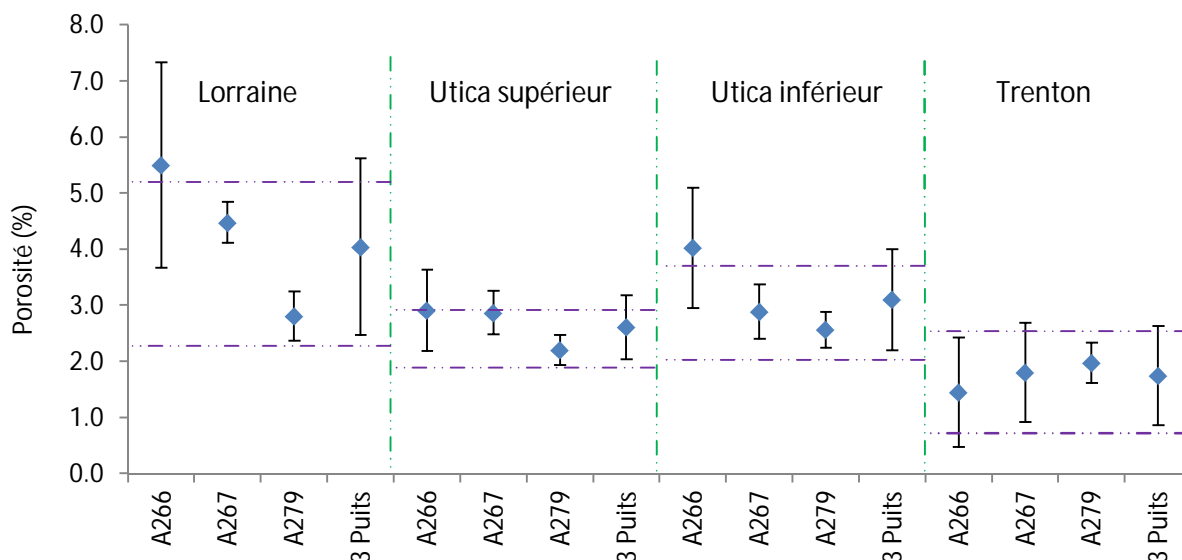


Figure 23 : Variation de la porosité moyenne selon l'unité stratigraphique et les puits considérés. Les données sont présentées pour chaque puits ainsi que pour l'ensemble des trois puits combinés. Les barres d'erreur correspondent à la valeur de l'écart-type, de sorte que 95 % de la population statistique est comprise à l'intérieur de la barre d'erreur. Les pointillés prolongent la barre d'erreur pour les trois puits combinés et indiquent la gamme de valeurs vraisemblablement la plus représentative de la porosité pour chaque unité étudiée dans la région de Saint-Édouard.

De même que pour la porosité, une tendance commune aux trois puits se distingue lorsque l'on considère la variation de la saturation en eau d'une unité stratigraphique à l'autre (tableaux 5 à 7 et figure 24). Le Groupe de Lorraine est l'unité qui présente systématiquement les valeurs de saturation les plus élevées, le Shale d'Utica supérieur est caractérisé par les valeurs les plus faibles, tandis que le Shale d'Utica inférieur et le Groupe de Trenton présentent des valeurs intermédiaires. Cette tendance est préservée lorsque l'on considère les statistiques pour les trois puits combinés (tableau 8 et figure 24). Le quatrième élément présenté pour chaque unité stratigraphique à la figure 24 représente la moyenne et l'écart-type pour les trois puits combinés, de manière à mitiger les valeurs extrêmes documentées pour un puits particulier. L'intervalle compris à l'intérieur de cet écart-type correspond à la gamme de valeurs vraisemblablement la plus représentative de la saturation en eau pour chaque unité étudiée dans la région de Saint-Édouard (tableau 8).

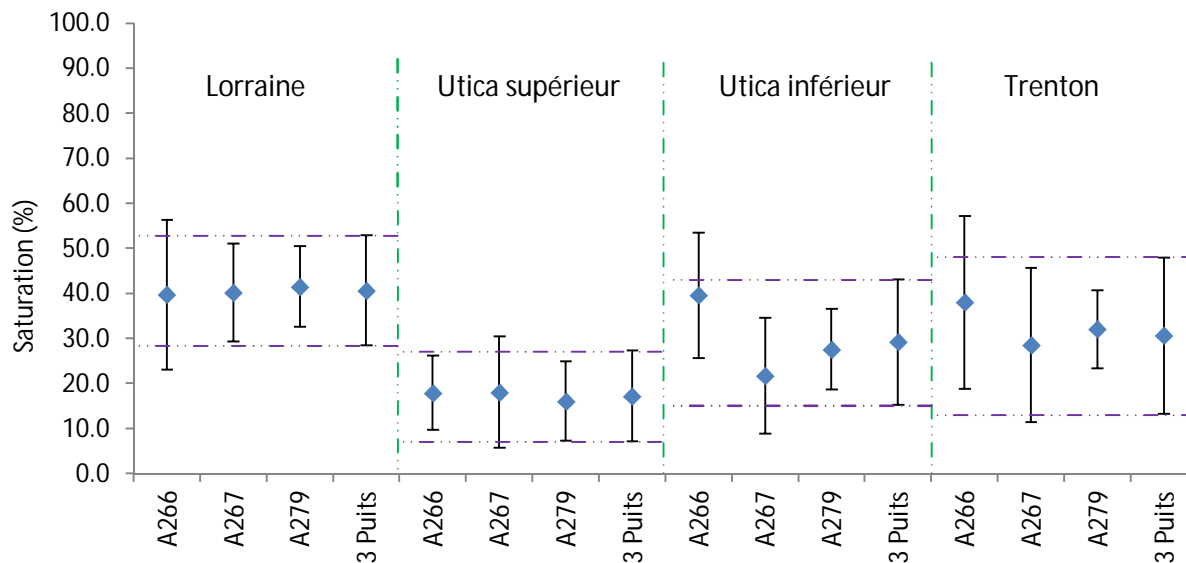


Figure 24 : Variation de la saturation en eau moyenne selon l'unité stratigraphique et le puits considérés. Les données sont présentées pour chaque puits ainsi que pour l'ensemble des trois puits combinés. Les barres d'erreur correspondent à la valeur de l'écart-type, de sorte que 95 % de la population statistique est comprise à l'intérieur de la barre d'erreur. Les pointillés prolongent la barre d'erreur pour les trois puits combinés et indiquent la gamme de valeurs vraisemblablement la plus représentative de la saturation en eau pour chaque unité étudiée dans la région de Saint-Édouard.

5. Conclusions et recommandations

Cette étude montre qu'il est possible de détecter la présence de fractures ouvertes en sous-surface dans le Shale d'Utica et dans sa couverture par le biais de diagraphies conventionnelles. Pour chacun des puits étudiés, l'identification d'intervalles fracturés a été possible en combinant une série de diagraphies incluant le diamètreur, la résistivité, les ondes acoustiques, la porosité densité combinée à la porosité neutron et la correction de densité. L'effet photo-électrique a été ajouté en raison de l'emploi d'une boue de forage riche en barite pour les trois puits. La constance et l'homogénéité des résultats obtenus soulignent la robustesse de la méthode employée.

L'étude des réseaux de fractures ouvertes a ainsi permis de mettre en évidence plusieurs intervalles densément fracturés au sein du Groupe de Lorraine (et du Shale d'Utica dans une moindre mesure) dans les puits de Saint-Édouard et de Leclercville, qui coïncident avec la présence de failles de chevauchement. Au sein de ces zones failonnées, les intervalles fracturés représentent en moyenne 27 % de l'épaisseur de roche traversée et l'épaisseur apparente moyenne d'un intervalle fracturé est de 4,6 m, avec un maximum de 26,8 m. Entre ces intervalles fracturés, ainsi que dans le puits de Fortierville qui est dépourvu de failles de chevauchements, les intervalles fracturés sont peu abondants. Ils représentent de 2 % à 3,6 % de l'épaisseur traversée et leur épaisseur apparente moyenne est au plus de 3,1 m avec un maximum de 12,5 m. Ils sont même absents du Shale d'Utica dans le puits de Fortierville. La densité des réseaux de fractures identifiés peut être mise en relation avec la proximité des puits par rapport au front

appalachien, la présence de failles de chevauchement et donc des réseaux de fractures ayant un lien direct avec la proximité de ce front orogénique. La densité de la boue de forage, très élevée dans le cas des puits de Saint-Édouard et de Leclercville, plus faible dans le cas du puits de Fortierville, constitue aussi vraisemblablement un facteur important dans la réactivation et la réouverture de plans de faiblesse préexistants.

Si l'étude des diagraphies a permis de mettre en évidence la présence de fractures ouvertes dans les trois puits étudiés, elle n'a pas permis de faire le départ entre des fractures naturelles présentes dans la roche avant le forage d'une part, et d'autre part des fractures induites par le poids de la boue de forage. Quelle que soit la nature des fractures identifiées, leur détection est importante car elle contribue à mieux évaluer la qualité du lien entre le ciment et la roche et à mieux anticiper les intervalles dans lesquels l'isolation hydraulique du forage pourrait être compromise.

L'étude a également permis d'estimer la porosité et la saturation en eau pour le Groupe de Trenton, le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine dans chacun des puits. Les valeurs de porosité calculées révèlent une tendance commune aux trois puits quand on considère la variation de la porosité d'une unité stratigraphique à l'autre. Le Groupe de Lorraine est l'unité qui présente systématiquement les valeurs de porosité les plus élevées (moyenne de 4,0 %), le Shale d'Utica est caractérisé par des valeurs de porosité plus faibles, avec un membre supérieur toujours légèrement moins poreux (moyenne de 2,6 %) que le membre inférieur (moyenne de 3,1 %). Le Groupe de Trenton est systématiquement le moins poreux des unités considérées (moyenne de 1,8 %).

De même que pour la porosité, une tendance commune aux trois puits se distingue lorsque l'on considère la variation de la saturation en eau d'une unité stratigraphique à l'autre. Le Groupe de Lorraine est l'unité qui présente systématiquement les valeurs de saturation les plus élevées (moyenne de 40,6 %), le Shale d'Utica supérieur est caractérisé par les valeurs les plus faibles (moyenne de 17,2 %), tandis que le Shale d'Utica inférieur et le Groupe de Trenton présentent des valeurs intermédiaires (respectivement 29,2 % et 30,6 %).

Enfin cette étude permet d'identifier un certain nombre de travaux additionnels qui permettraient de confirmer ou raffiner les résultats exposés ici. Les principales recommandations en ce sens sont résumées ainsi sous deux thèmes :

1. Caractérisation des réseaux de fractures naturelles

Caractériser l'orientation des fractures naturelles à partir des diagraphies d'imagerie lorsque disponibles, et mettre ces résultats en relation avec l'orientation du champ de contrainte régional actuel. 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 étudiées ici, devrait permettre d'obtenir une image plus complète des différentes familles de fractures naturelles que ne le permet l'étude des puits verticaux.

2. Estimation de la porosité et de la saturation en eau

Exploiter les données diagraphiques et de laboratoire disponibles pour d'autres puits, forés en dehors de la région d'étude, afin de définir si possible des corrélations robustes à l'échelle du bassin. Ces résultats pourront contribuer à raffiner les modélisations hydrogéologiques régionales qui s'attachent à établir le lien entre les aquifères proches de la surface et l'environnement géologique profond, particulièrement dans un contexte de fracturation hydraulique.

Remerciements

L'auteur remercie la compagnie Talisman Energy Inc. et en particulier Mme Marianne Molgat, pour avoir bien voulu partager un certain nombre de données confidentielles relatives aux puits de Saint-Édouard, Leclercville et Fortierville. L'auteur remercie également Nicolas Pinet et Heather Crow (Commission géologique du Canada) pour la lecture critique de cette contribution.

Ce travail a été réalisé avec le support financier du Secteur Énergie de Ressources naturelles Canada dans le cadre de son Initiative écoENERGIE sur l'Innovation.

Références

Chatellier, J.-Y., Rioux, R., Molgat, M., Goodall, C., et 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. AAPG Search and Discovery Article No 40976, 5 pages.

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.

Crain, E. R., 2015. Crain's Petrophysical Handbook. Rocky Mountain House, Alberta, Canada. Voir site internet <http://www.spec2000.net/01-index.htm>

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., Mort, A., Ardakani, O. H., Sanei, H., Bordeleau, G., Rivard, C., Aznar, J.-C., 2014b. Baseline near-surface bedrock and groundwater geochemical data prior to shale gas development – preliminary data from southern Quebec. GAC-MAC Annual Meeting, Fredericton, 21 au 23 mai 2014.

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>

Rider, M., 2002. The geological interpretation of well logs. Rider French Consulting Ltd. Sutherland, Scotland, 2nd edition, 280 pages.

Rivard, C., Lefebvre, R., Lavoie, D., Séjourné, S., Duchesne, M. J., Ahad, J., Wang, B., Benoit, N., Lamontagne, C., 2013. Development of a methodology to evaluate potential fluid migration pathways from deep shale units to surficial aquifers in a context of shale gas production. AAPG 2013 Annual Convention & Exhibition, Technical Program, American Association of Petroleum Geologists, 1 feuille.

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 pages, 1 feuille.

Serra, O., 1984. Fundamentals of well-log interpretation: 1. The acquisition of logging data. Elsevier, Developments in Petroleum Science, v.15, Part A, 423p.

SIGPEG, 2015. 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>

Simandoux, P., 1963. Mesures diélectriques en milieu poreux, application à la mesure des saturations en eau. Étude du Comportement des Massifs Argileux, Revue de l'Institut Français du Pétrole, Supplementary Issue.

Thériault, R., 2012a. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint Laurent - Partie 1 : Compilation des données. Gouvernement du Québec, Géologie Québec, Direction de l'information géologique de Québec, DV2012-03, 211 pages.

Thériault, R., 2012b. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent - Partie 2 : Interprétation géologique. Gouvernement du Québec, Géologie Québec, Direction de l'information géologique de Québec, DV2012-04, 79 pages.