



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA

DOSSIER PUBLIC 7892

Étude géomécanique de la Formation de Macasty et de sa couverture dans un puits pétrolier et gazier (Pétrolia/Corridor Chaloupe No. 1) Île d'Anticosti, Québec

S. Séjourné

2015

Canada



**COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
DOSSIER PUBLIC 7892**

**Étude géomécanique de la Formation de Macasty et de sa
couverture dans un puits pétrolier et gazier
(Pétrolia/Corridor Chaloupe No. 1), Île d'Anticosti, Québec**

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:10.4095/296585

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

Notation bibliographique conseillée

Séjourné, S., 2015. Étude géomécanique de la Formation de Macasty et de sa couverture dans un puits pétrolier et gazier (Pétrolia/Corridor Chaloupe No. 1), Île d'Anticosti, Québec; Commission géologique du Canada, Dossier Public 7892, 52p. doi :10.4905/296585

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	ii
Liste des figures	iii
Résumé.....	1
Liste des abréviations.....	2
1. Introduction.....	4
1.1 Contexte de l'étude	4
1.2 Objectifs du projet	4
1.3 Portée et limitations de l'étude	5
2. Intégration des données	6
2.1 Données diagaphiques.....	6
2.2 Rapports de fin de forage	9
2.3 Définition des contacts stratigraphiques.....	9
3. Diagraphies acoustiques synthétiques.....	12
3.1 Définition des corrélations	12
3.2 Calibration des diagraphies acoustiques.....	16
4. Constantes élastiques	21
4.1 Calcul des constantes élastiques.....	21
4.2 Calcul de l'indice acoustique de fragilité	24
5. Contraintes locales.....	27
5.1 Pression de fluide.....	28
5.2 Essais aux tiges régionaux.....	28
5.3 Gradient lithostatique	31
5.4 Tests d'injection	32
5.5 Contrainte principale horizontale minimale.....	33
6. Interprétation	39
6.1 Constantes élastiques.....	39

6.2 Contrainte principale horizontale minimale.....	40
6.3 Implications pour la fracturation hydraulique.....	41
7. Conclusions.....	43
Remerciements.....	45
Références.....	46

Liste des tableaux

Tableau 1 : Profondeurs mesurées et réelles retenues pour les formations identifiées dans le puits D020 sur la base des diagraphies.	11
Tableau 2 : Synthèse des corrélations observées entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques.	14
Tableau 3 : Gradient de la pression de fluide estimé pour le puits D020 à partir du poids de la boue de forage.....	29
Tableau 4 : Gradient de la pression de fluide estimé pour les puits anciens à partir des données de DST.....	30
Tableau 5 : Synthèse des tests d'injection effectués dans le puits D020.	33
Tableau 6 : Synthèse des paramètres recalculés (synthétiques) pour chacune des unités considérées dans le puits D020.....	38

Liste des figures

Figure 1 : Carte géologique simplifiée de l'Île d'Anticosti indiquant la localisation des forages pétroliers et gaziers.	4
Figure 2a : Diagraphies brutes du puits D020 pour les formations de Gun River à Vauréal.....	7
Figure 2b : Diagraphies brutes du puits D020 pour les formations de Vauréal inférieur à Mingan.....	8
Figure 3 : Stratigraphie simplifiée de l'Île d'Anticosti.	10
Figure 4 : Déviation du trou de forage par rapport à la verticale.....	12
Figure 5 : Exemple de corrélation observée entre les diagraphies acoustique (ici DTCO) et de résistivité profonde (ILD2).....	13
Figure 6 : Corrélation composite établie entre DTCO et NPOR.....	15
Figure 7 : Corrélation établie entre DTSM et DTCO après avoir exclu de la relation la Formation de Macasty.....	16
Figure 8a : Comparaison des diagraphies acoustiques brutes et synthétiques pour la Formation de Vauréal.	18
Figure 8b : Comparaison des diagraphies acoustiques brutes et synthétiques pour les formations d'English Head, Macasty et Mingan.....	19
Figure 9 : Diagramme binaire illustrant la corrélation entre DTCO et DTCO_SYNTH pour les formations de Vauréal et d'English Head supérieur.....	20
Figure 10 : Diagramme binaire illustrant la corrélation entre DTSM et DTSM_SYNTH pour les formations de Vauréal et d'English Head.....	21
Figure 11 : Diagramme binaire opposant les valeurs dynamiques brutes du coefficient de Poisson (PR_RAW) et du module de Young (YM_RAW) estimées à partir des diagraphies acoustiques brutes.	23
Figure 12 : Diagramme binaire opposant les valeurs dynamiques synthétiques du coefficient de Poisson (PR_SYNTH) et du module de Young (YM_SYNTH) estimées à partir des diagraphies acoustiques synthétiques.	24
Figure 13a : Variation des constantes élastiques en fonction de la profondeur pour la Formation de Vauréal.	25
Figure 13b : Variation des constantes élastiques en fonction de la profondeur pour les formations d'English Head, Macasty et Mingan.....	26
Figure 14 : Profils de pression en fonction de la profondeur verticale.....	27
Figure 15 : Variation du gradient de la pression de fluide (Pf) en fonction de la profondeur.	30
Figure 16 : Variation du gradient lithostatique (Sv) en fonction de la profondeur verticale.....	31
Figure 17 : Variation du gradient de la contrainte horizontale minimale (Shmin) en fonction de la profondeur verticale.	34
Figure 18a : Variation des propriétés mécaniques en fonction de la profondeur pour la Formation de Vauréal.	36
Figure 18b : Variation des propriétés mécaniques en fonction de la profondeur pour les formations d'English Head, Macasty et Mingan.....	37
Figure 19 : Détail des propriétés mécaniques pour la Formation d'English Head inférieur	41

Résumé

Ce projet s'inscrit dans le cadre d'une étude plus vaste initiée par la Commission géologique du Canada, division Québec (CGC-Québec), et qui porte sur l'évaluation des paramètres géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa succession couverture sur l'île d'Anticosti afin de mieux comprendre leurs variabilités spatiales et leurs contrôles.

L'objectif général de la présente étude était d'examiner les données diagraphiques du forage pétrolier et gazier Pétrolia/Corridor, Anticosti, Chaloupe No. 1 (D020) afin d'estimer les propriétés géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture. Ce puits est en effet le seul de l'île pour lequel une diagraphie acoustique de l'onde S est disponible à l'heure actuelle, et en l'absence de données de laboratoire cette diagraphie est nécessaire pour établir les différents paramètres géomécaniques.

L'étude a démontré dans un premier temps qu'il était possible de générer des diagraphies acoustiques synthétiques des ondes P et S de bonne qualité à partir des diagraphies non acoustiques, et qu'il était également possible de générer des diagraphies acoustiques synthétiques pour des puits où ces données sont absentes. Les propriétés géomécaniques qui ont été calculées ensuite consistent en les constantes élastiques, un indice acoustique de fragilité, ainsi que la contrainte principale horizontale minimale. Les résultats indiquent un bon contraste de fragilité entre la Formation de Macasty et la formation sus-jacente d'English Head inférieur, ce qui signifie que les fractures naturelles ou hydrauliques développées dans la première sont plus complexes et mieux interconnectées que dans la seconde. Les résultats indiquent également qu'il existe un contraste mécanique entre les deux formations, contraste qui agit comme une barrière à la propagation des fractures hydrauliques au-delà de la Formation de Macasty. La Formation d'English Head inférieur comprend également une série de bancs calcaires dont les propriétés mécaniques sont aptes à inhiber davantage la propagation des fractures hydrauliques vers le haut.

Bien que reposant sur des données chiffrées, les paramètres géomécaniques examinés ici sont presque exclusivement dérivés des diagraphies et n'ont pas été calibrés à des données de laboratoire. La portée de la présente étude se veut donc essentiellement qualitative et vise à établir la variation des propriétés mécaniques avec la profondeur et à mettre en évidence les principaux contrastes mécaniques, mais les résultats pourront être raffinés lorsque des données de laboratoire seront disponibles.

Enfin l'étude réalisée ici pour le puits D020 a permis de mieux apprécier les propriétés géomécaniques de la couverture de la Formation de Macasty à l'échelle d'un puits, mais ne permet pas de généraliser les résultats à l'ensemble de l'île d'Anticosti. Jusqu'à présent une telle étude régionale ne pouvait pas être entreprise faute d'un jeu de diagraphies acoustiques satisfaisant, la diagraphie de l'onde S n'étant disponible que pour le puits D020. La présente étude a toutefois démontré qu'il était possible de s'affranchir de la diagraphie de l'onde S lorsqu'on dispose d'un corpus suffisant de diagraphies non acoustiques, de sorte que la définition des propriétés mécaniques de la couverture de la Formation de Macasty à l'échelle régionale devient envisageable.

Liste des abréviations

Abréviations dans le texte

BRIT :	Indice acoustique de fragilité (0 à 100)
CGC :	Commission Géologique du Canada
DB :	Densité de la boue de forage (exprimée en kg/m^3)
DFIT :	Test d'injection (<i>diagnostic formation injectivity test</i>)
DST :	Essai aux tiges (<i>drill stem test</i>)
E :	Module de Young (exprimé en GPa)
FIT :	Test d'intégrité (<i>formation integrity test</i>)
g :	Constante d'accélération gravitaire ($9,806 \times 10^{-3} \text{ kPa/m}$)
G :	Module de cisaillement (exprimé en GPa)
GPa :	Gigapascals
ISIP :	Pression à la fermeture initiale (<i>initial shut-in pressure</i>) (exprimée en GPa)
K :	Module d'incompressibilité (exprimé en GPa)
KB :	Table de rotation de la foreuse (<i>Kelly bushing</i>)
kPa :	kilopascals
LOT :	Test d'épanchement (<i>leak off test</i>)
Pf :	Pression de fluide ou gradient de la pression de fluide (exprimés en kPa ou kPa/m)
PV :	Profondeur verticale
Shmax :	Contrainte principale horizontale maximale
Shmin :	Contrainte principale horizontale minimale ou son gradient (exprimés en GPa ou kPa/m)
Sv :	Pression lithostatique ou gradient de la pression lithostatique (exprimés en kPa ou kPa/m)
ν (nu) :	Coefficient de Poisson (sans unité)
$\rho(z)$ (rho) :	Densité totale en fonction de la profondeur verticale (exprimée en kg/m^3)

Abréviations des diagraphies

BM_SYNTH (GPa) :	Module d'incompressibilité (<i>bulk modulus</i>) dérivé des données synthétiques
BRIT_RAW (0 à 100) :	Indice acoustique de fragilité (<i>brittleness index</i>) dérivé des données brutes
BRIT_SYNTH (0 à 100) :	Indice acoustique de fragilité (<i>brittleness index</i>) dérivé des données synthétiques
CALI (mm) :	Diamètre (<i>caliper</i>)
DPHI_LIM (V/V) :	Porosité de densité, matrice calcaire
DRHO (kg/m^3) :	Correction de densité totale
DTCO ($\mu\text{sec/m}$) :	Inverse de la vitesse de l'onde P dérivée des données brutes
DTCO_SYNTH ($\mu\text{sec/m}$) :	Inverse de la vitesse de l'onde P dérivée des données synthétiques
DTSM ($\mu\text{sec/m}$) :	Inverse de la vitesse de l'onde S dérivée des données brutes
DTSM_SYNTH ($\mu\text{sec/m}$) :	Inverse de la vitesse de l'onde S dérivée des données synthétiques
GTEM ($^{\circ}\text{C}$) :	Température
GR (GAPI) :	Rayonnement gamma total
GR_SURF (GAPI) :	Rayonnement gamma total (coffrage de surface)
ILS2 (ohm/m) :	Résistivité peu profonde
ILM2 (ohm/m) :	Résistivité à profondeur moyenne
ILD2 (ohm/m) :	Résistivité profonde
NPOR_LIM (V/V) :	Porosité neutron, matrice calcaire
PEF (b/e) :	Potentiel photoélectrique
PR_RAW (0 à 0,5) :	Coefficient de Poisson dérivé des données brutes

PR_SYNTH (0 à 0,5) :	Coefficient de Poisson dérivé des données synthétiques
RHOB (kg/m ³) :	Densité totale
GRAD_Shmin (kPa) :	Gradient de Shmin dérivé des données synthétiques
Shmin_RAW (GPa) :	Contrainte principale horizontale minimale dérivé des données brutes
Shmin_SYNTH (GPa) :	Contrainte principale horizontale minimale dérivé des données synthétiques
SM_SYNTH (GPa) :	Module de cisaillement (<i>shear modulus</i>) dérivé des données synthétiques
SPHI (V/V) :	Porosité acoustique
TNPH_LIM (V/V) :	Porosité neutron, matrice calcaire (coffrage de surface)
VPVS_RAW :	Rapport (sans unité) des vitesses des ondes P et S dérivé des données brutes
VPVS_SYNTH :	Rapport (sans unité) des vitesses des ondes P et S dérivé des données synthétiques
YM_RAW (GPa) :	Module de Young (<i>Young's modulus</i>) dérivé des données brutes
YM_SYNTH (GPa) :	Module de Young (<i>Young's modulus</i>) dérivé des données synthétiques

1. Introduction

1.1 Contexte de l'étude

Ce projet a été réalisé à la demande de la Commission géologique du Canada, division Québec (CGC-Québec), et s'inscrit dans le cadre d'une étude plus vaste portant sur l'évaluation des paramètres géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa succession couverture sur l'Île d'Anticosti (figure 1) afin de mieux comprendre leurs variabilités spatiales et leurs contrôles (programme de financement PERD).

Les résultats de l'étude doivent ainsi permettre de supporter des études récentes menées par la CGC-Québec sur l'Île d'Anticosti et aux Îles Mingan, en particulier celles portant sur l'analyse des réseaux de fractures naturelles exposés en surface et sur l'interprétation de lignes sismiques.

La documentation récente sur l'Île d'Anticosti d'une remontée de saumures et d'hydrocarbures à proximité de la faille régionale de Jupiter (Daoust et al., 2014; Clark et al., 2015) suggère que localement des migrations à partir de la sous-surface sont possibles soulevant l'hypothèse que la proximité de certaines failles peut influencer les propriétés géomécaniques de la couverture rocheuse.

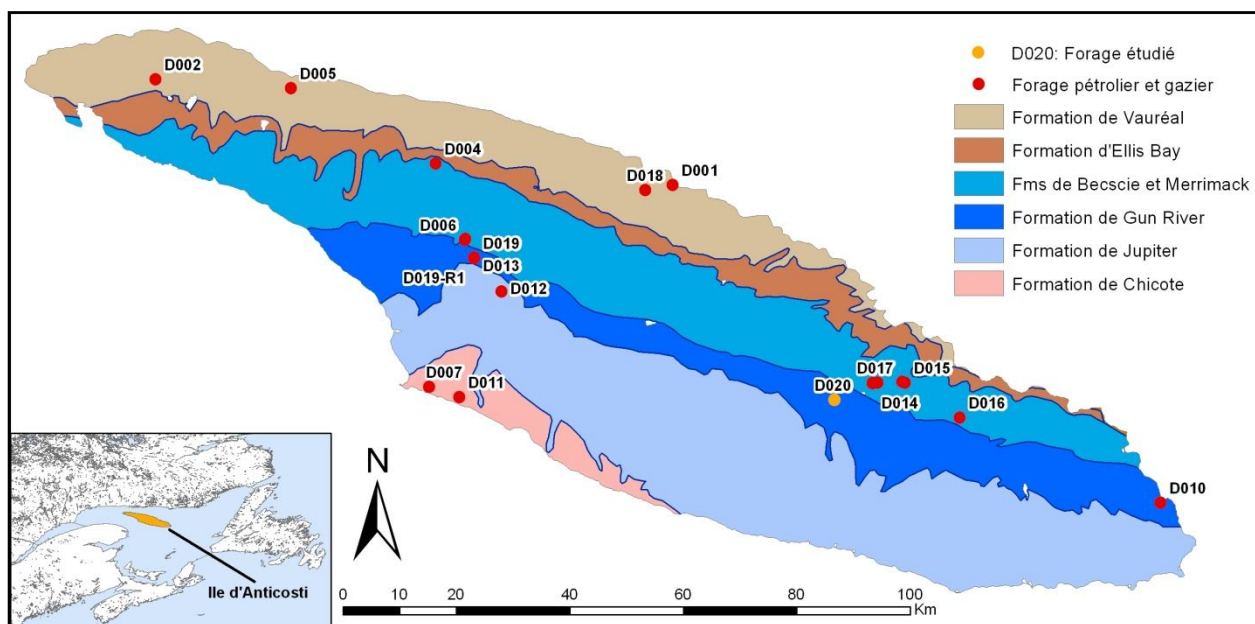


Figure 1 : Carte géologique simplifiée de l'Île d'Anticosti indiquant la localisation des forages pétroliers et gaziers.

Fond cartographique : Thériault (2002) et SIGPEG (2015).

1.2 Objectifs du projet

L'objectif général de cette étude est d'examiner les données diagaphiques du forage pétrolier et gazier Pétrolia/Corridor, Anticosti, Chaloupe No. 1 (D020) afin d'estimer les propriétés géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture.

Ce puits est le seul sur l'île pour lequel un enregistrement diagraphique de l'onde S est disponible. Une telle diagraphie est nécessaire pour établir les propriétés géomécaniques de la roche à partir de données pétrophysiques de puits. L'étude porte donc en priorité sur l'estimation des modules élastiques (module de Young, coefficient de Poisson) à partir des diagraphies acoustiques. Un indice de fragilité est ensuite dérivé de ces propriétés afin de rendre compte plus aisément des variations qualitatives fines que l'on observe dans la stratigraphie mécanique de la Formation de Macasty et de sa couverture. Enfin les données de pression disponibles pour le puits étudié et celles collectées pour d'autres puits forés sur l'île sont analysées pour évaluer quantitativement les variations de la contrainte horizontale minimale et identifier, le cas échéant, d'éventuelles barrières à la propagation des fractures hydrauliques.

1.3 Portée et limitations de l'étude

Dans un contexte de fracturation hydraulique la pression exercée par le fluide de fracturation vise à initier et propager des fractures dans un médium initialement dépourvu de fractures naturelles, ainsi qu'à rouvrir des fractures préexistantes. Les modules élastiques estimés dans le cadre de la présente étude permettent d'apprécier le comportement de la roche dans le premier cas, c'est-à-dire en considérant la roche comme un médium homogène et isotrope. Il s'agit là d'une simplification nécessaire dans la mesure où les données disponibles ne permettent pas pour le moment de caractériser avec précision l'hétérogénéité et le degré d'anisotropie de la Formation de Macasty et de sa couverture. La contrainte horizontale minimale donne quant à elle une idée de la facilité avec laquelle certaines fractures seront ouvertes ou réactivées. Dans le cas de fractures hydrauliques induites ou de fractures naturelles non cimentées la relation est simple. Dans le cas de fractures naturelles cimentées la valeur de la contrainte horizontale minimale seule ne suffit plus à apprécier la facilité avec laquelle les veines seront réactivées et un paramètre supplémentaire doit être pris en compte, soit le coefficient de cohésion interne du ciment qui scelle les veines. Ce coefficient ne peut être estimé qu'à partir de données de laboratoires, qui ne sont pas disponibles dans le cadre de la présente étude.

Par ailleurs l'interprétation géomécanique qui est proposée ici repose uniquement sur les propriétés mécaniques dynamiques estimées à partir des diagraphies, en l'absence de calibration à des données de laboratoire (propriétés mécaniques statiques), de sorte que cette interprétation ne traduit qu'imparfaitement le comportement de la roche lors d'une fracturation hydraulique et qu'elle ne saurait être utilisée à des fins de planification d'une opération de fracturation hydraulique. En dépit de ces limitations les propriétés mécaniques dynamiques calculées pour le puits D020, soit les constantes élastiques, l'indice acoustique de fragilité et la contrainte horizontale minimale, permettent de dresser un portrait qualitatif précis du comportement mécanique de la Formation de Macasty et de sa couverture durant la fracturation hydraulique, en particulier de l'évolution relative des propriétés géomécaniques de la roche en fonction de la profondeur et au passage d'une unité à une autre. Il est donc possible d'identifier, de manière semi-quantitative, la présence ou l'absence de barrières à la propagation des fractures hydrauliques.

En l'absence de données de laboratoire permettant de calibrer les propriétés mécaniques de la roche, un soin particulier doit être apporté à vérifier la qualité des données dynamiques (les diagraphies) à partir desquelles les propriétés mécaniques sont estimées de manière qualitative. Ainsi dans le cas du calcul de la contrainte principale horizontale minimale, la pression de fluide a été estimée à partir de la densité de

la boue de forage et la validité de cette méthode a été confirmée par comparaison à des données régionales pour les unités sous-jacentes à la Formation de Macasty. Par ailleurs le calcul de la contrainte principale horizontale minimale, de l'indice acoustique de fragilité et du module de Young font tous trois appel au coefficient de Poisson, ce dernier étant dérivé des vitesses de propagation des ondes P et S. Ces vitesses doivent donc faire l'objet d'un examen attentif car l'exactitude de l'ensemble des calculs subséquents découle de ces valeurs. Des diagraphies acoustiques synthétiques ont donc été générées en préalable à l'étude proprement dite afin d'éliminer ou minimiser les effets de trou et les effets de gaz qui peuvent perturber le signal acoustique brut enregistré dans le puits D020. L'essentiel des résultats et des conclusions exposés dans le cadre de la présente étude reposent donc sur la qualité des diagraphies brutes et sur la représentativité des diagraphies synthétiques générées à partir de celles-ci.

2. Intégration des données

2.1 Données diagraphiques

Pour les fins de l'étude, les diagraphies dans leur format numérique LAS ont été intégrées pour le puits Pétrolia/Corridor, Anticosti, Chaloupe No. 1 (D020), foré en 2010. Le puits a été foré selon un profil vertical jusqu'à la 1171mKB, puis selon un profil dévié jusqu'à une profondeur totale mesurée de 1639mKB (profondeur totale verticale : 1278mKB) dans la Formation de Mingan. L'intervalle d'intérêt pour la présente étude est compris entre la surface et la base de la Formation de Macasty, soit dans la section verticale du forage, et les diagraphies exprimées en profondeurs mesurées ont été utilisées pour l'essentiel du travail. Les profondeurs verticales n'ont été intégrées qu'à la fin du projet pour estimer les gradients de pression avec précision.

Un jeu de données partiel est disponible pour la section proche de la surface (30-208mKB) et comprend les diagraphies GR et TNPH. L'essentiel des diagraphies a été enregistré avant la pose du coffrage intermédiaire entre 142mKB et 1181mKB et offre une couverture complète de l'intervalle compris entre le coffrage de surface (181,5mKB) et le coffrage intermédiaire (1179mKB). Les diagraphies examinées comprennent : CALI, GR, SPHI, DPHI, NPOR, ILS2, ILM2, IL2, DTCO, DTSM, PEF, RHOB, DRHO et GTEM. Les abréviations correspondant aux différentes diagraphies sont explicitées dans la section « Liste des abréviations ». Pour la section d'intérêt comprise entre la surface et la base de la Formation de Macasty, les données diagraphiques ont été examinées dans un premier temps pour identifier les intervalles impropres à l'analyse pétrophysique, soit parce que l'enregistrement a été réalisé à l'intérieur du coffrage (c'est le cas de RHOB), soit parce que d'éventuelles variations dans le diamètre du trou de forage perturbent la qualité de l'enregistrement (597-639mKB). L'ensemble des diagraphies brutes est présenté aux figures 2a et 2b.

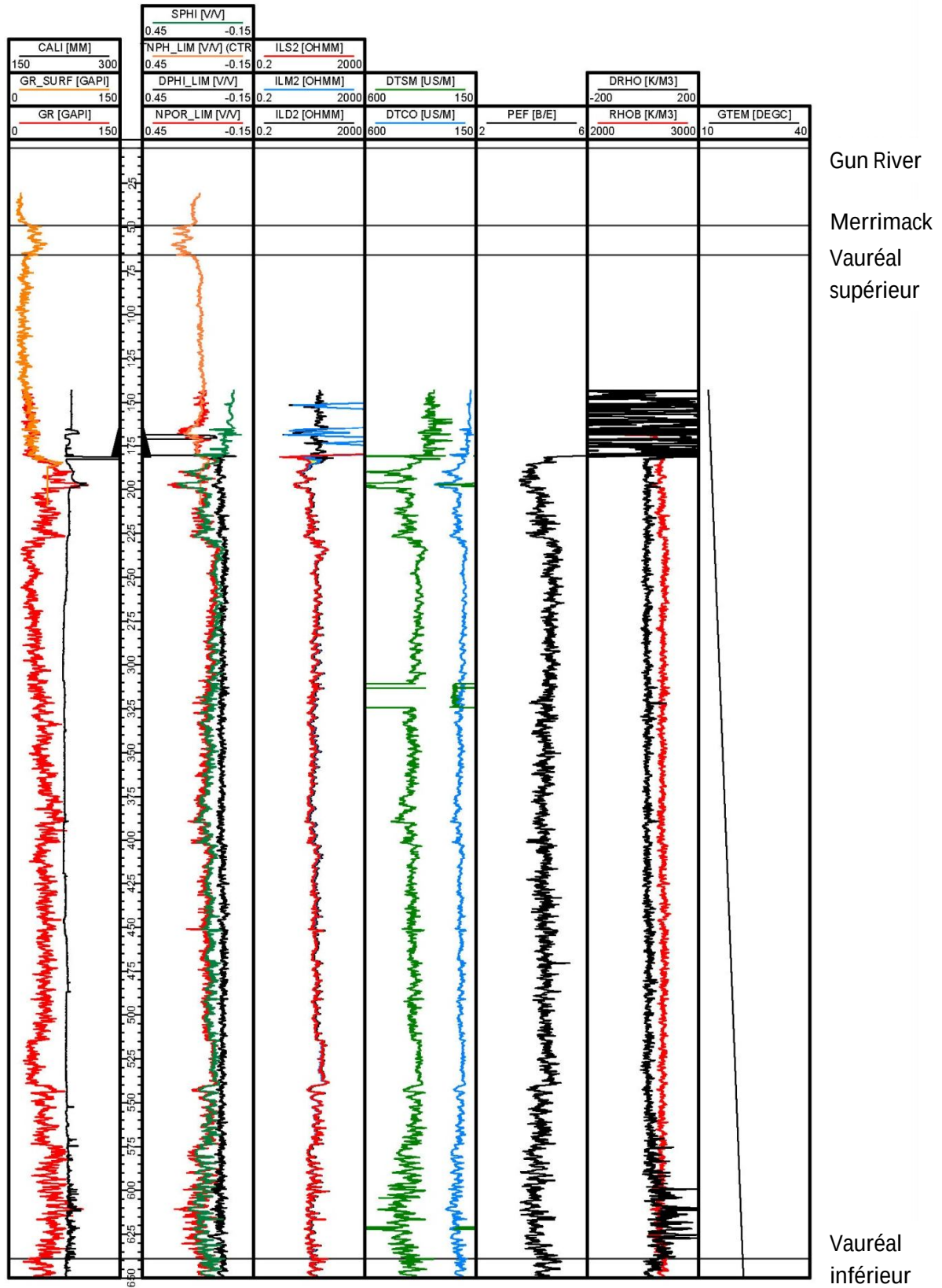


Figure 2a: Diagraphies brutes du puits D020 pour les formations de Gun River à Vauréal.

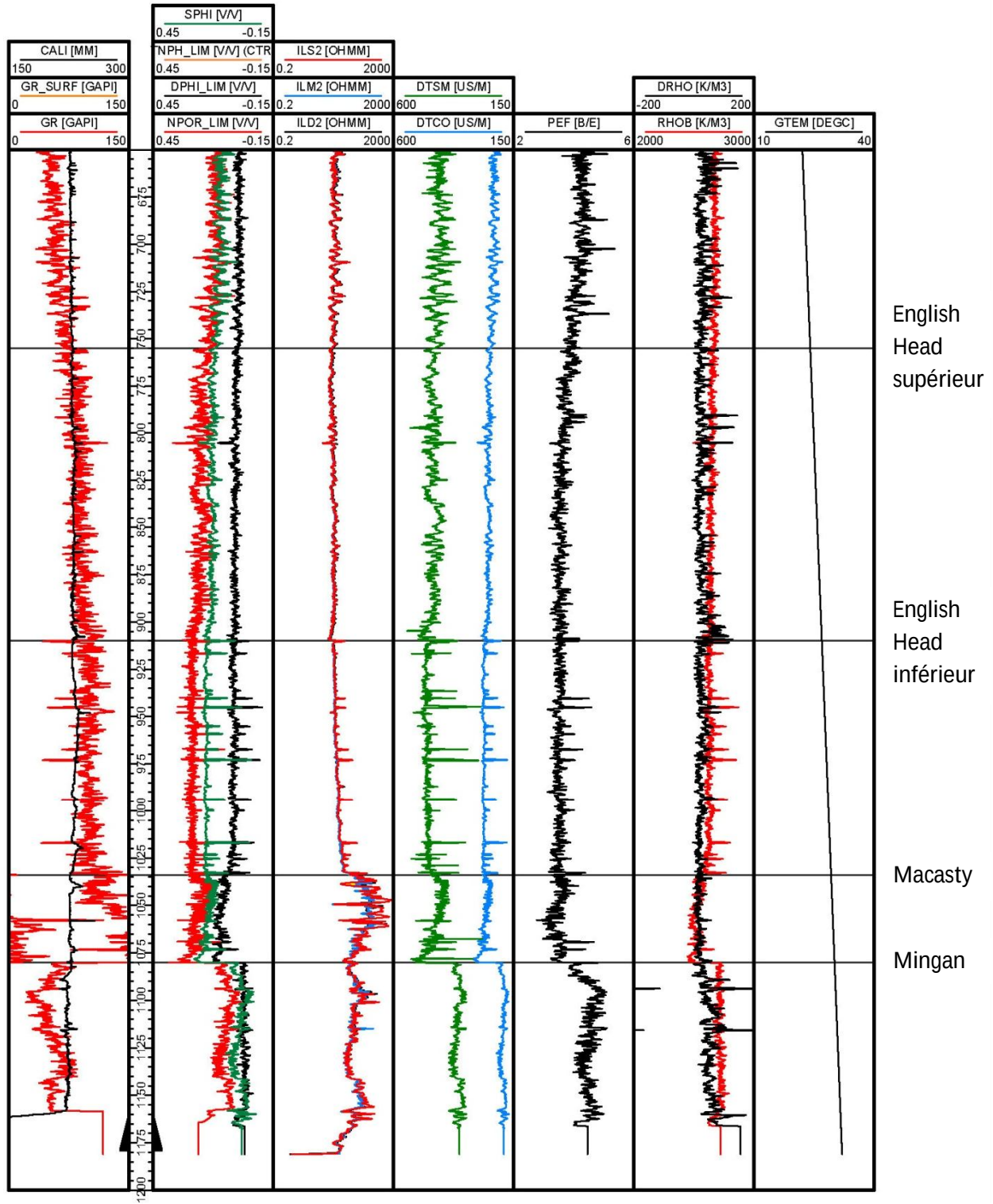


Figure 2b : Diagraphies brutes du puits D020 pour les formations de Vauréal inférieur à Mingan.

2.2 Rapports de fin de forage

Un rapport de fin de forage (Boudreau et al., 2011) permet de compléter les données disponibles pour le puits D020. Ce rapport comporte notamment les informations suivantes :

- Les minutes de forage,
- le rapport quotidien de forage,
- la description des déblais de forage,
- le log géologique présentant également les indices de gaz et la vitesse de pénétration du trépan,
- la densité de la boue de forage,
- les relevés de déviation,
- les résultats d'un test d'épanchement (LOT) et d'un test d'intégrité (FIT) et
- les résultats d'un test d'injection (DFIT).

Les rapports de fin de forage disponibles pour les autres puits forés sur l'île ont également été examinés afin d'intégrer les résultats des essais aux tiges (*Drill Stem Test* ou DST). Ces données ont été mises à profit pour mieux contraindre le gradient de la pression de fluide pour les unités sous-jacentes à la Formation de Macasty.

2.3 Définition des contacts stratigraphiques

Le cadre stratigraphique de l'île d'Anticosti est relativement simple et bien établi (figure 3), mais quelques ambiguïtés demeurent quant à la terminologie employée pour décrire certaines unités stratigraphiques. Ainsi pour certains auteurs et dans certains rapports de fin de forage, c'est la nomenclature développée pour les Basses-Terres du Saint-Laurent qui est utilisée, avec le Groupe de Beekmantown, le Groupe de Trenton et le Shale d'Utica au lieu de la Formation de Romaine, de la Formation de Mingan et de la Formation de Macasty, respectivement. De même, pour la plupart des auteurs la Formation de Vauréal surmonte la Formation de Macasty tandis que pour d'autres, la Formation d'English Head est intercalée entre les deux (cette dernière formation est désormais abandonnée). Dans le cas du puits D020 les données d'origine disponibles, soit le rapport de fin de forage pour ce puits (Boudreau et al., 2011), privilégient la terminologie des Basses-Terres du Saint-Laurent pour certaines unités (e.g., groupes de Trenton et Black River), la terminologie propre à Anticosti pour d'autres (e.g., Formation de Macasty), et distinguent également la Formation d'English Head intercalée entre la Formation de Macasty et la Formation de Vauréal.

La comparaison entre les profils diagaphiques et les profondeurs des toits de formation proposées dans le rapport de fin de forage confirme que les contacts stratigraphiques proposés dans ce dernier et compilés dans SIGPEG (2015) pour la Formation de Vauréal et les unités sous-jacentes sont appropriés et qu'il n'y a pas lieu de les ajuster dans le cadre de la présente étude. Cependant et par souci de cohérence avec le lexique stratigraphique québécois (Globensky, 1993), c'est la terminologie propre à l'île d'Anticosti qui est privilégiée ici dans la mesure du possible.

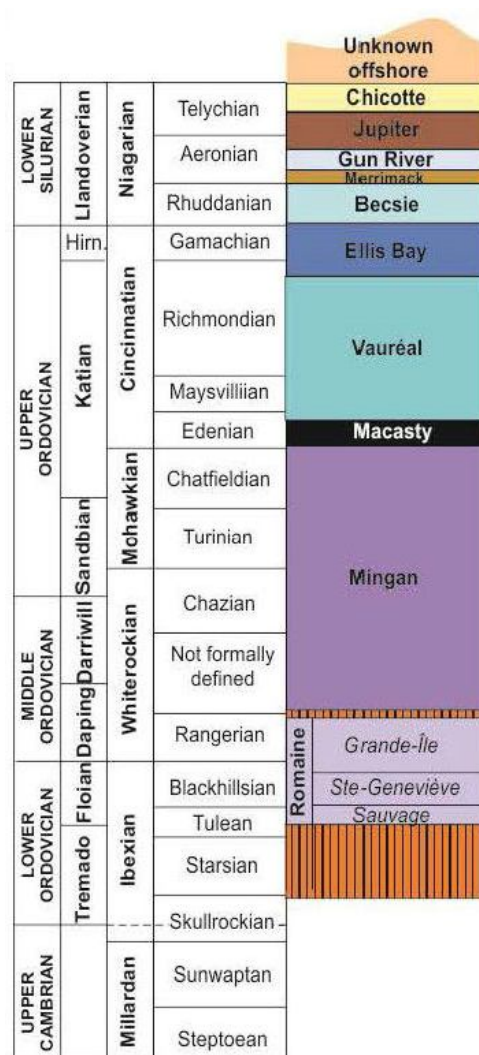


Figure 3 : Stratigraphie simplifiée de l'Île d'Anticosti.

Les unités exposées en surface comprennent les formations de Chicotte à Vauréal (figure 1). Les unités plus anciennes (formations de Macasty à Romaine) ne sont connues sur l'île que par les forages pétroliers et gaziers. Source : Pinet et al. (2015).

Si les contacts proposés dans le rapport de fin de forage sont jugés pertinents, l'analyse des diagraphies dans le cadre de la présente étude révèle qu'il est possible de préciser davantage la stratigraphie du puits D020. Ainsi la Formation de Merrimack est identifiée sur la base de la porosité neutron (TNPH). Surtout, le découpage des unités comprises entre les formations de Merrimack et Macasty mérite d'être raffiné et quatre unités sont distinguées entre ces deux formations, soit du sommet vers la base :

- La Formation de Vauréal supérieur, qui inclut vraisemblablement les formations de Becsie et d'Ellis Bay qui ne peuvent être différenciées ici,
- la Formation de Vauréal inférieur qui apparaît pétrophysiquement plus homogène que le membre supérieur,

- la Formation d'English Head supérieur (cette unité, bien qu'abandonnée, est réintroduite ici pour des raisons de clarté) et
- la Formation d'English Head inférieur qui repose sur la Formation de Macasty.

La Formation d'English Head inférieure se distingue du membre supérieur par une signature pétrophysique plus monotone en particulier pour les diagraphies de types rayonnement gamma, porosité neutron, résistivité et acoustique. Le membre inférieur comporte en outre plusieurs intervalles calcaires très marqués sur les diagraphies précitées ainsi que sur la diagraphie du potentiel photoélectrique. Le contact entre les deux membres est placé à 910mKB et correspond au dernier banc calcaire discerné sur les diagraphies. Les contacts retenus dans le cadre de la présente étude sont compilés au tableau 1 et la déviation du profil du trou de forage par rapport à la verticale est illustrée à la figure 4.

Tableau 1 : Profondeurs mesurées et réelles retenues pour les formations identifiées dans le puits D020 sur la base des diagraphies.

Formation	Profondeurs mesurées			Profondeurs réelles		
	Sommet (mKB)	Base (mKB)	Épaisseur apparente (m)	Sommet (mKB)	Base (mKB)	Épaisseur réelle (m)
Gun River	5	49	44	5	48,9	43,9
Merrimack	49	66	17	48,9	65,9	17
Becsie, Ellis Bay, Vauréal supérieur	66	639	573	65,9	637,1	571,2
Vauréal inférieur	639	755	116	637,1	749,4	112,3
English Head supérieur	755	910	155	749,4	892,5	143,1
English Head inférieur	910	1034	124	892,5	999,3	106,8
Macasty	1034	1080	46	999,3	1039	39,7
Mingan	1080	1639	559	1039	1278,1	239,1
Profondeur totale	1639			1278,1		

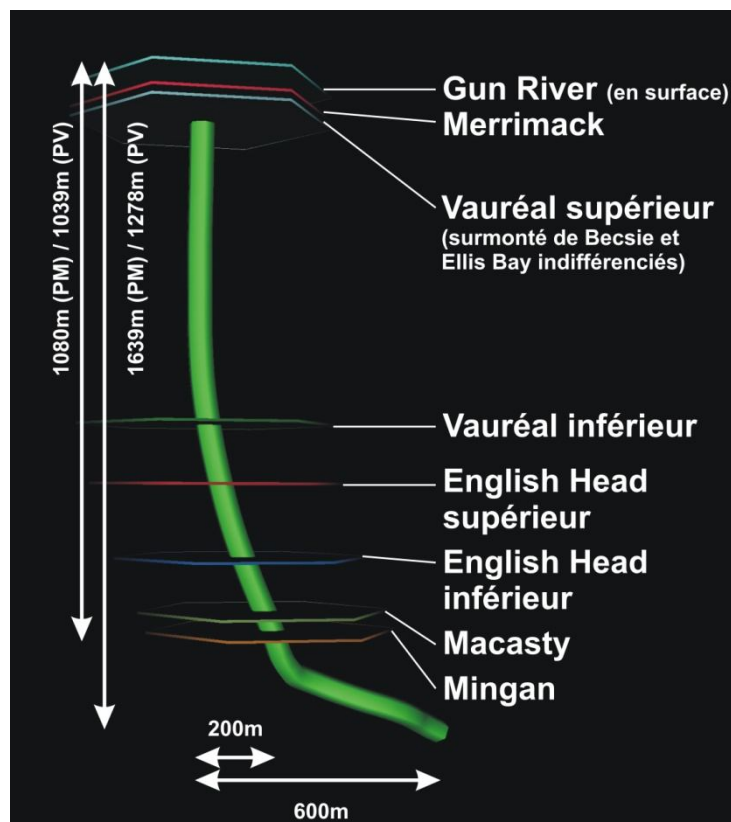


Figure 4 : Déviation du trou de forage par rapport à la verticale.
Seule une déviation modérée est observée pour la Formation de Macasty et les unités sus-jacentes. PM : Profondeur mesurée; PV : Profondeur verticale.

3. Diagraphies acoustiques synthétiques

3.1 Définition des corrélations

Afin de limiter au maximum l'influence de l'effet de gaz et des effets de trou (rugosité des parois du trou de forage, excentricité des sondes, etc.), les propriétés mécaniques de la roche sont dérivées de diagraphies acoustiques synthétiques plutôt que des diagraphies acoustiques brutes. Dans ce but les diagraphies non acoustiques ont été comparées aux diagraphies acoustiques dans une série de diagrammes binaires en adaptant la méthode proposée par Mullen et al. (2007) afin de 1) identifier les combinaisons de diagraphies qui présentent une corrélation satisfaisante et 2) filtrer les données en fonction des unités stratigraphiques lorsque la corrélation n'est satisfaisante que pour certaines unités.

Les diagraphies non acoustiques qui présentent une corrélation satisfaisante avec DTCO et DTSM incluent GR, NPOR, RHOB, ILD2 et DPHI (équations 1 à 10). Dans le cas de DTSM, une corrélation est également observée avec DTCO (équation 11). Les corrélations observées ne sont jamais valides pour l'ensemble des formations rencontrées dans le puits. Dans le cas de GR et NPOR il est nécessaire d'établir deux corrélations distinctes, la première dérivée des formations de Vauréal, English Head supérieur et English Head inférieur, la seconde dérivée des formations de Macasty et Mingan. Dans le cas

de ILD2 les formations d'English Head inférieur et de Macasty sont fortement affectées par de l'effet de gaz et par la présence de matière organique de sorte que ces deux unités ont dû être retirées de la corrélation (figure 5). Dans les cas des données RHOB, DPHI et DTCO, la Formation de Macasty a dû également être retirée de la corrélation.

Dans le cas de DTCO les meilleures corrélations sont obtenues avec GR et NPOR, dans une moindre mesure avec ILD2, et les corrélations les moins satisfaisantes sont obtenues avec RHOB et DPHI. Dans le cas de DTSM la meilleure corrélation est obtenue avec DTCO, dans une moindre mesure avec NPOR, ILD2 et GR et les corrélations les moins satisfaisantes sont obtenues avec RHOB et DPHI. Ces relations sont résumées au tableau 2.

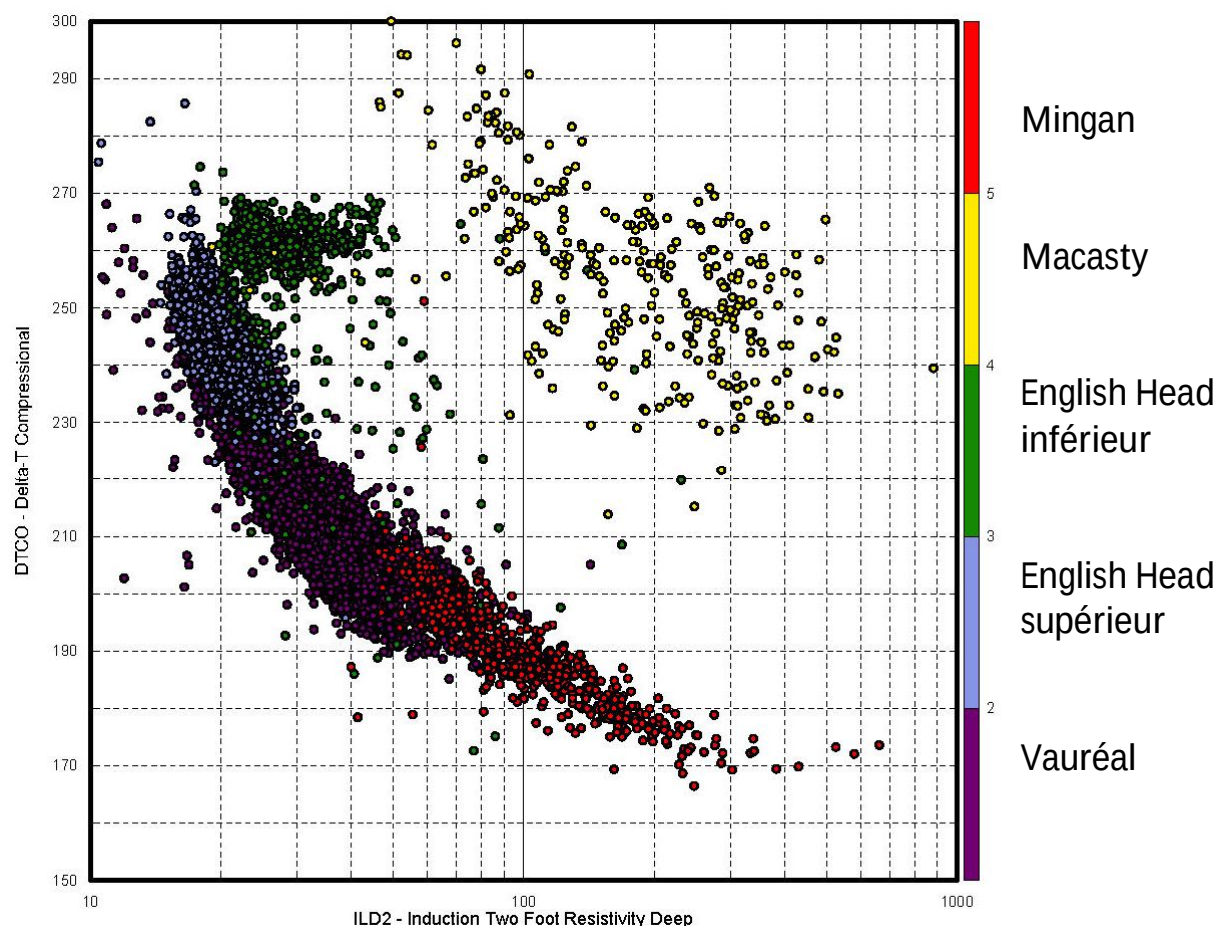


Figure 5 : Exemple de corrélation observée entre les diagraphies acoustiques (ici DTCO) et de résistivité profonde (ILD2).

Les formations de Macasty (en jaune) et d'English Head inférieur (en vert) doivent être exclues de la corrélation pour obtenir des résultats fiables. Dans ce diagramme binaire et les suivants le code de couleurs utilisé est explicité dans l'échelle à droite du diagramme.

Tableau 2 : Synthèse des corrélations observées entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques.
 E.E.s. : Formation d'English Head supérieur; E.E.i. : Formation d'English Head inférieur.

Diagraphies		Équation	R ²	No.	Formation(s) exclue(s)
DTCO	GR	$DTCO_{GR} = 0,84992527 \times GR + 173,4911$ $DTCO_{GR} = 0,83061077 \times GR + 144,4634$	0,921 0,959	(1)	Macasty, Mingan Vauréal, E.E.s., E.E.i.
	NPOR	$DTCO_{NPOR} = 306,82817966 \times NPOR_LIM + 182,1418$ $DTCO_{NPOR} = 452,63578374 \times NPOR_LIM + 151,3529$	0,947 0,966	(2)	Macasty, Mingan Vauréal, E.E.s., E.E.i.
	RHOB	$DTCO_{RHOB} = -0,69771576 \times RHOB + 2086,0807$	-0,748	(3)	Macasty
	ILD2	$DTCO_{ILD2} = 57,84804715 \times \text{LOG}(\text{ILD2})^2 - 265,68822650 \times \text{LOG}(\text{ILD2}) + 485,70327040$	0,849	(4)	English Head inférieur, Macasty
	DPHI	$DTCO_{DPHI} = 1194,78329556 \times DPHI_LIM + 195,376$	0,755	(5)	Macasty
DTSM	GR	$DTSM_{GR} = 1,40543264 \times GR + 338,1799$ $DTSM_{GR} = 1,02812644 \times GR + 301,4328$	0,840 0,911	(6)	Macasty, Mingan Vauréal, E.E.s., E.E.i.
	NPOR	$DTSM_{NPOR} = 506,32103635 \times NPOR_LIM + 352,7075$ $DTSM_{NPOR} = 592,43415383 \times NPOR_LIM + 306,5381$	0,890 0,949	(7)	Macasty, Mingan Vauréal, E.E.s., E.E.i.
	RHOB	$DTSM_{RHOB} = -1,18174191 \times RHOB + 3575,2756$	-0,684	(8)	Macasty
	ILD2	$DTSM_{ILD2} = 103,35516995 \times \text{LOG}(\text{ILD2})^2 - 478,20003070 \times \text{LOG}(\text{ILD2}) + 896,39541622$	0,875	(9)	English Head inférieur, Macasty
	DPHI	$DTSM_{DPHI} = 2023,35364612 \times DPHI_LIM + 372,9115$	0,690	(10)	Macasty
	DTCO	$DTSM_{DTCO} = 1,69697849 \times DTCO + 41,1734$	0,945	(11)	Macasty

La qualité des relations suggère ainsi que, dans le cas du puits D020 au moins, une stratégie simple et rapide pour générer une diagraphie acoustique manquante ou altérée par les conditions environnementales du trou de forage sur un intervalle particulier peut consister à dériver DTCO directement de NPOR (figure 6) et DTSM directement de DTCO (figure 7). Dans la mesure du possible l'usage de courbes synthétiques dérivées de diagraphies non acoustiques de bonne qualité demeure préférable afin de s'affranchir autant que possible des effets environnementaux et de l'effet de gaz.

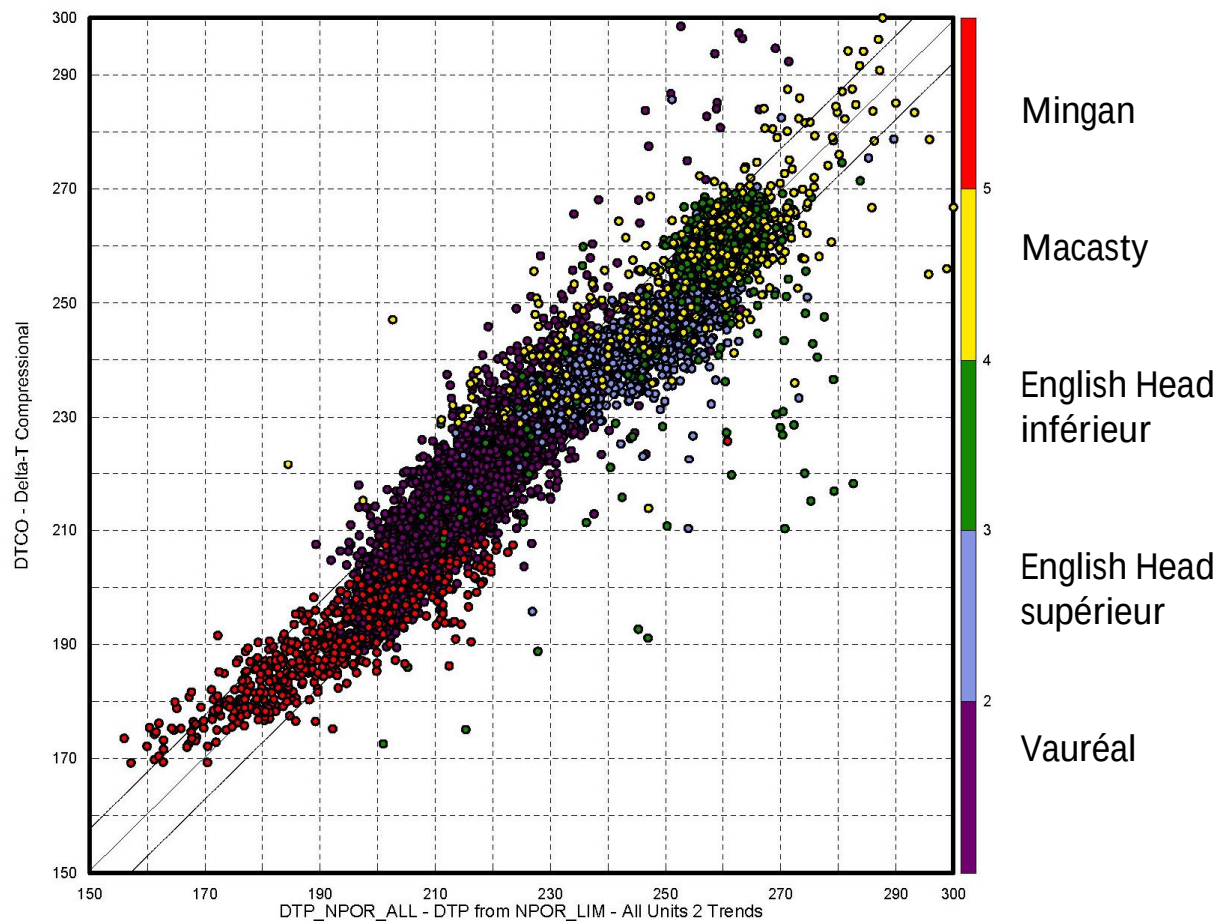


Figure 6 : Corrélation composite établie entre DTCO et NPOR.

La corrélation est obtenue en combinant les corrélations établies à partir des formations de Vauréal, English Head supérieur et English Head inférieur d'une part, et d'autre part à partir des formations de Macasty et Mingan.

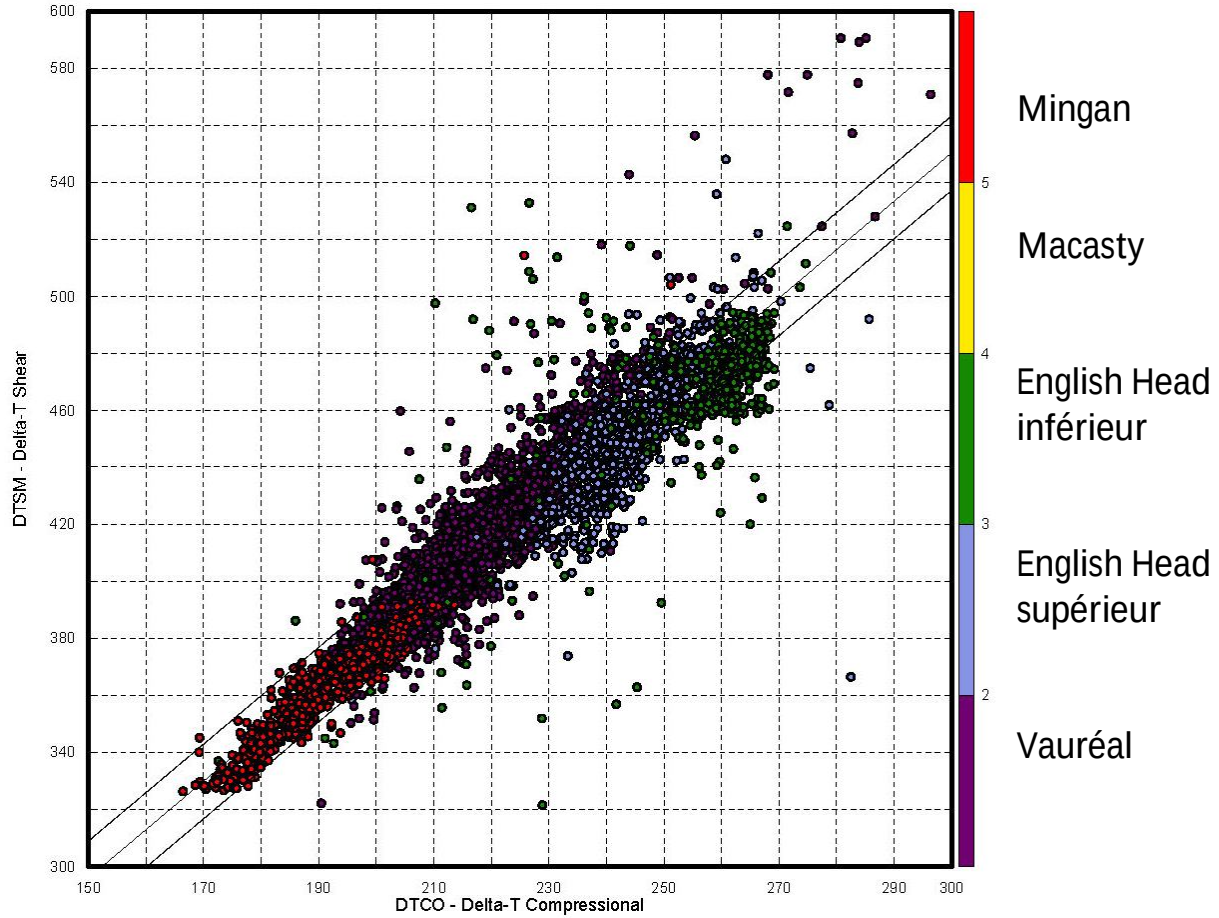


Figure 7 : Corrélation établie entre DTSM et DTCO après avoir exclu de la relation la Formation de Macasty.

3.2 Calibration des diagraphies acoustiques

Des diagraphies acoustiques synthétiques DTCO_SYNTH et DTSM_SYNTH sont générées à partir des relations de corrélation établies précédemment. Dans chacun des cas la diagraphie acoustique synthétique est définie comme la moyenne pondérée des relations présentées au tableau 2, le facteur de pondération (FP) correspondant à l'inverse du coefficient de corrélation (R^2) de chaque relation. Les relations impliquant RHOB et DPHI ont été au préalable éliminées du modèle car la corrélation n'était pas jugée suffisante et ces deux paramètres sont par ailleurs interdépendants. Les diagraphies acoustiques synthétiques DTCO_SYNTH et DTSM_SYNTH sont ainsi respectivement établies à partir des équations (12) et (13) ci-dessous.

$$DTCO_SYNTH = \frac{FP_{GR} \times Equ_{(1)} + FP_{NPOR} \times Equ_{(2)} + FP_{ILD2} \times Equ_{(4)}}{FP_{GR} + FP_{NPOR} + FP_{ILD2}} \quad (12)$$

$$DTSM_SYNTH = \frac{FP_{GR} \times Equ_{(6)} + FP_{NPOR} \times Equ_{(7)} + FP_{ILD2} \times Equ_{(9)} + FP_{DTCO} \times Equ_{(11)}}{FP_{GR} + FP_{NPOR} + FP_{ILD2} + FP_{DTCO}} \quad (13)$$

La validité des relations développées ci-dessus est vérifiée graphiquement en comparant les diagraphies acoustiques synthétiques aux diagraphies acoustiques brutes (figures 8a et 8b) : Une corrélation étroite entre les valeurs brutes et synthétiques pour les intervalles non perturbés indique que la relation développée pour générer la courbe synthétique est d'une précision satisfaisante. Ainsi dans le cas du puits D020, les formations de Vauréal, English Head supérieur et Mingan présentent peu de perturbations susceptibles d'altérer les diagraphies acoustiques en dehors de rares intervalles qui présentent une erreur instrumentale dans l'enregistrement de l'onde S (entre 310 et 324mKB sur la figure 8a) ou pour lesquels le diamètreur indique une rugosité accrue du profil du trou de forage (entre 600 et 650mKB sur la figure 8a). On observe ainsi une divergence croissante entre les diagraphies acoustiques brutes et synthétiques pour l'onde P du sommet vers la base de la Formation de English Head inférieur (figure 8b). Ce phénomène est plus marqué encore dans la Formation de Macasty et est causé par un effet de gaz croissant. Dans le cas de l'onde S on observe également une divergence entre les diagraphies acoustiques brutes et synthétiques dans la Formation de Macasty, phénomène qui est expliqué ici par l'abondance de matière organique.

La qualité des corrélations pour les intervalles non perturbés est également confirmée au moyen de diagrammes binaires. Ainsi dans le cas de l'onde P le coefficient de corrélation entre DTSC et DTSC_SYNTH est de 0,811 pour les formations de Vauréal et d'English Head supérieur (figure 9). Dans le cas de l'onde S le coefficient de corrélation entre DTSM et DTSM_SYNTH est de 0,852 pour les formations de Vauréal et d'English Head supérieur et inférieur (figure 10). La relation peut être étendue au membre inférieur de la Formation d'English Head dans le cas de l'onde S car l'effet de gaz n'exerce qu'une influence marginale voire négligeable sur celle-ci. La relation ne peut toutefois être étendue à la Formation de Macasty, vraisemblablement en raison de l'abondance de matière organique dans cette unité. Dans les intervalles des formations où les diagraphies acoustiques brutes et synthétiques divergent sensiblement et de manière systématique, l'effet de gaz, la présence de matière organique ou la rugosité du trou de forage sont corrigés dans les diagraphies synthétiques et ce sont ces dernières qui doivent être utilisées pour établir les paramètres géomécaniques de la roche.

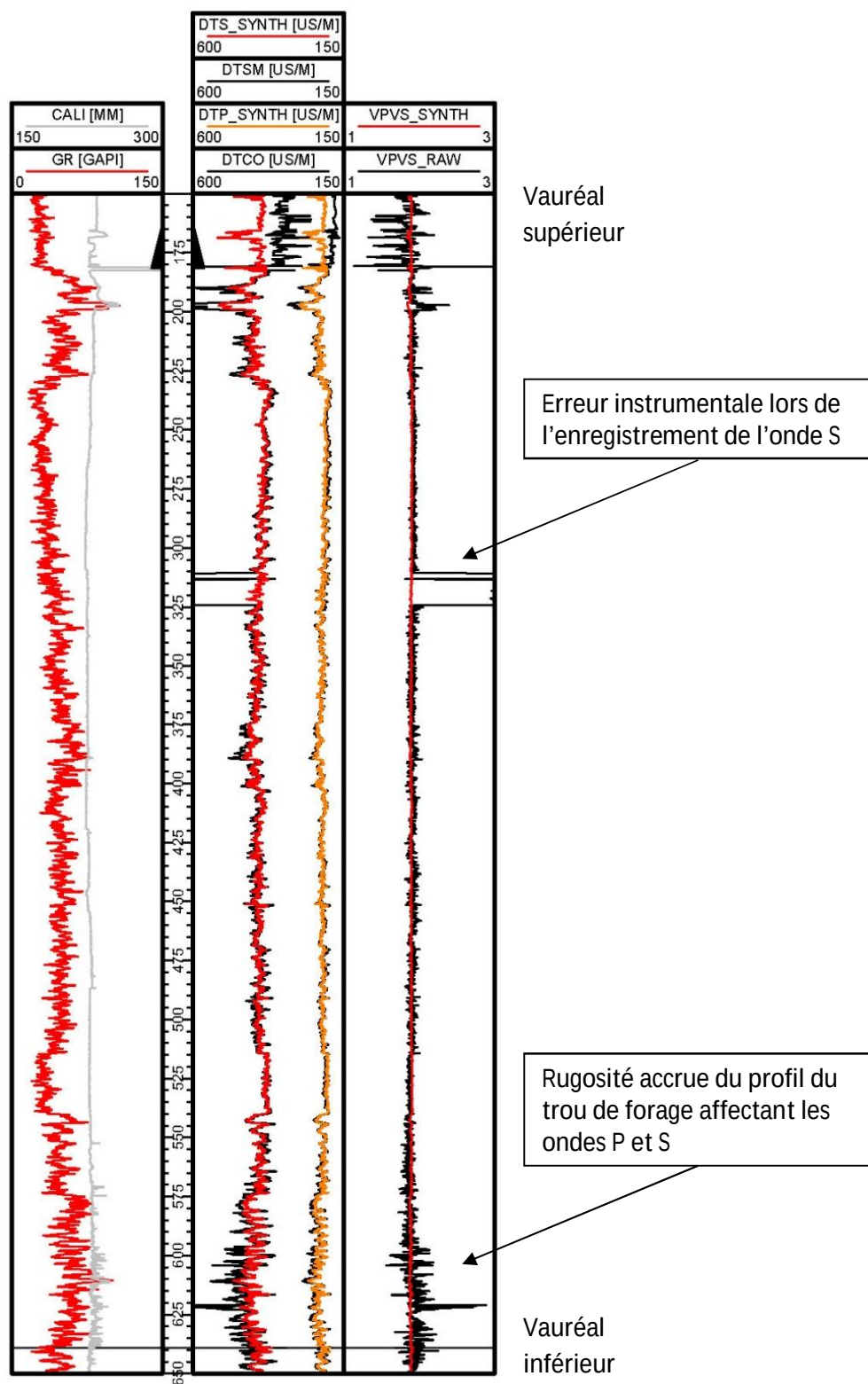


Figure 8a : Comparaison des diagraphies acoustiques brutes et synthétiques pour la Formation de Vauréal.
Les diagraphies brutes sont représentées en noir.

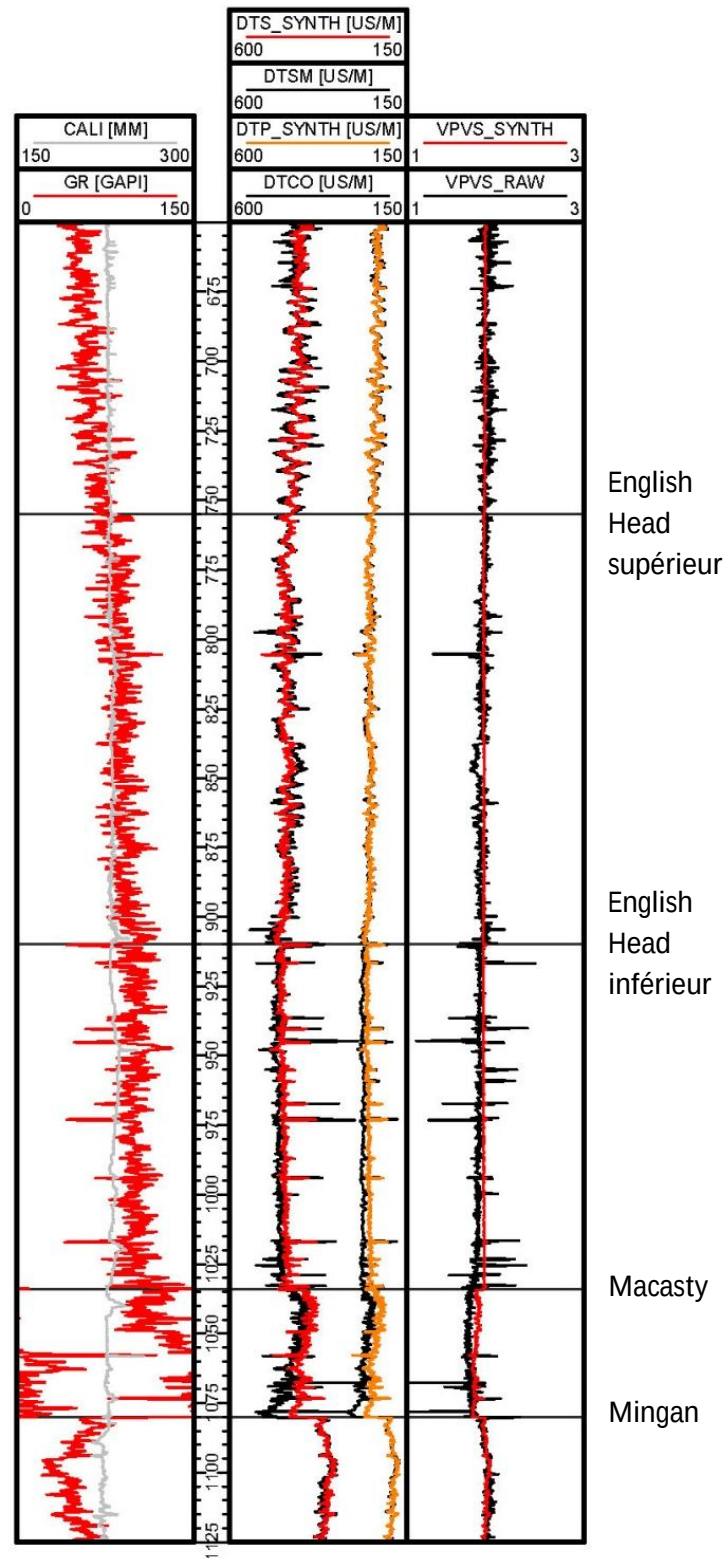


Figure 8b : Comparaison des diagraphies acoustiques brutes et synthétiques pour les formations d'English Head, Macasty et Mingan. Les diagraphies brutes sont représentées en noir.

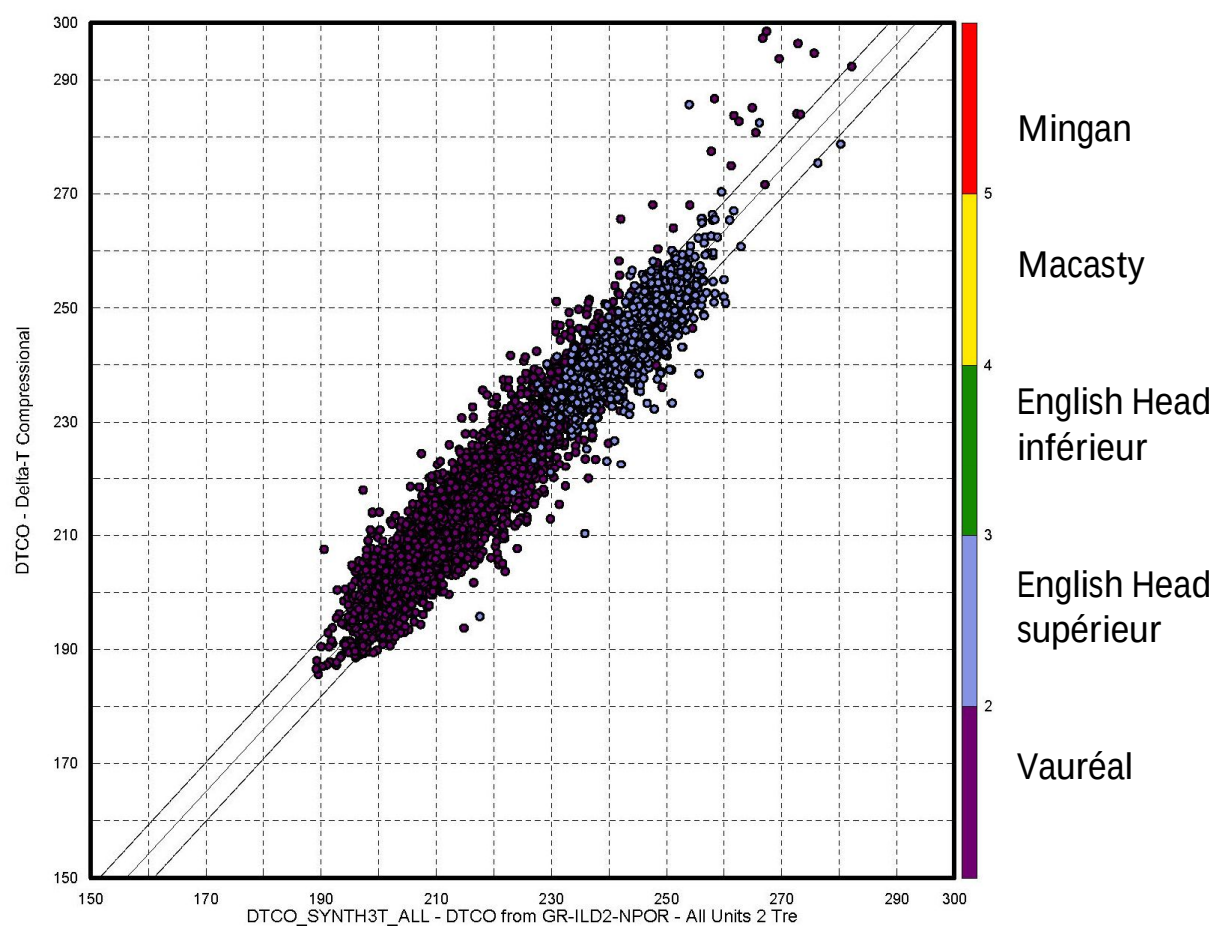


Figure 9 : Diagramme binaire illustrant la corrélation entre DTCO et DTCO_SYNTH pour les formations de Vauréal et d'English Head supérieur.

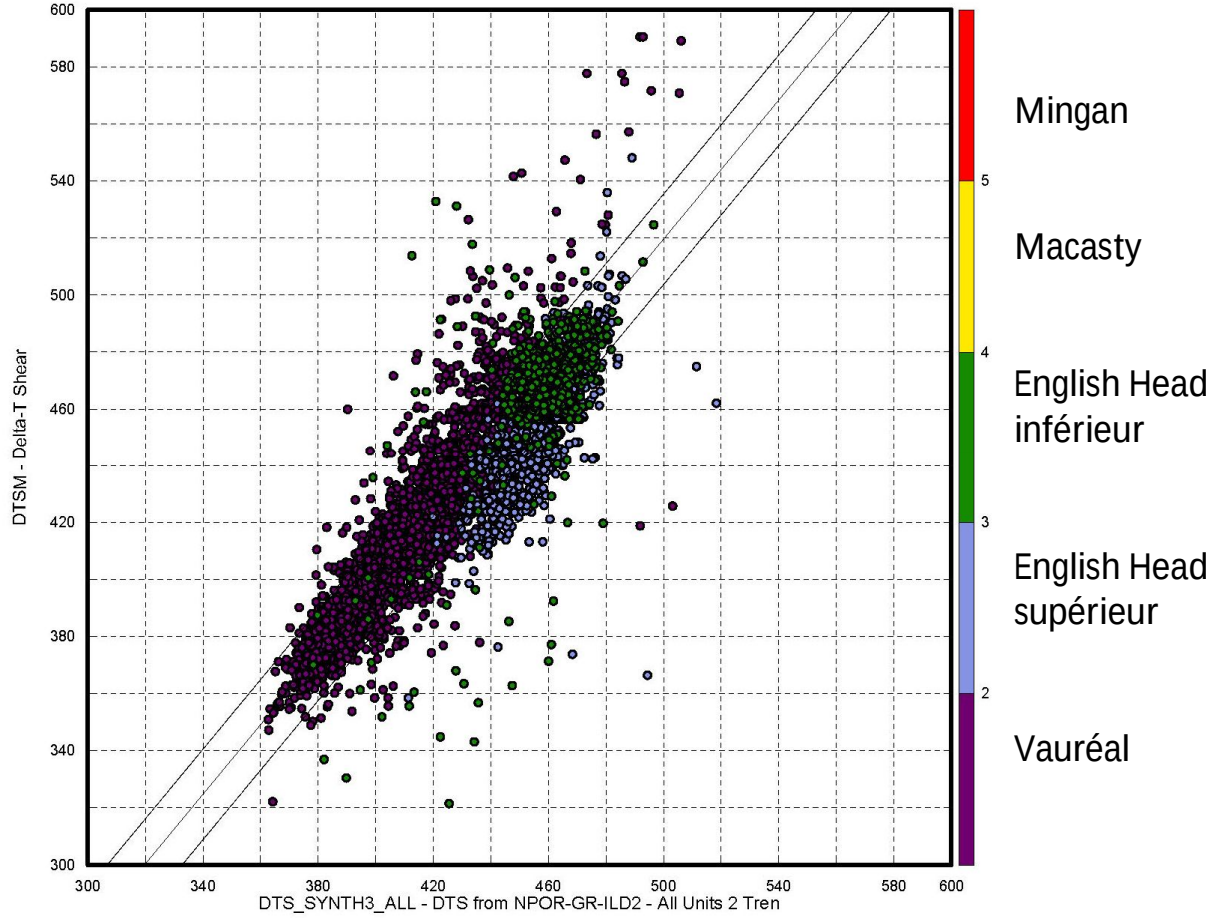


Figure 10 : Diagramme binaire illustrant la corrélation entre DTSM et DTSM_SYNTH pour les formations de Vauréal et d'English Head.

4. Constantes élastiques

4.1 Calcul des constantes élastiques

En l'absence de données de laboratoire, les propriétés mécaniques des unités rencontrées dans le puits D020 sont approchées grâce aux diagraphies acoustiques brutes et synthétiques (DTCO, DTCO_SYNTH, DTSM et DTSM_SYNTH) et à la densité totale (RHOB). La première étape, qui représente le pivot des différentes méthodes disponibles, consiste à calculer le coefficient de Poisson et les modules élastiques pour chaque incrément de profondeur, en utilisant les équations (14) à (17) :

$$\text{Coefficient de Poisson } (\nu) = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\text{DTSM}}{\text{DTCO}} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\text{DTSM}}{\text{DTCO}} \right)^2 - 1} \quad (14)$$

$$\text{Module de cisaillement } (G) = \frac{\text{RHOB} \times 10^3}{\text{DTSM}^2} \quad (15)$$

$$\text{Module d'incompressibilité (K)} = \text{RHOB} \times 10^3 \left(\frac{1}{\text{DTCO}^2} - \frac{4}{3 \text{DTSM}^2} \right) \quad (16)$$

$$\text{Module de Young (E)} = 2 G (1 + \nu) \quad (17)$$

La densité totale (RHOB) a une influence importante sur le calcul des modules élastiques (équations 15 à 17), mais n'a pu être corrigée faute de données de laboratoire spécifiques au puits D020. La diaggraphie de correction de densité et la courbe du diamètreur indiquent toutefois que la densité totale n'est que très faiblement et occasionnellement influencée par la géométrie du trou de forage, et les corrections qui pourraient être faites sur la courbe RHOB n'affecteraient les calculs que de manière marginale.

Le coefficient de Poisson est un module élastique qui correspond au rapport entre le raccourcissement axial d'un matériau soumis à une pression le long de cet axe et l'allongement du matériau selon les autres axes. Ce coefficient traduit donc la propension de la roche à se dilater dans une direction perpendiculaire à celle où la contrainte est exercée (Zoback, 2007). Le coefficient de Poisson est sans dimension et est communément compris entre 0 à 0,5. Une valeur élevée proche de 0,5 caractérise une roche plus ductile qui tend à se dilater dans une direction perpendiculaire à l'axe selon lequel elle est comprimée. Dans les tests dynamiques réalisés en laboratoire et dans les évaluations pétrophysiques des diaggraphies, le coefficient de Poisson est estimé à partir des vitesses de propagation des ondes P et S (équation 14).

Le module de Young est un module élastique qui correspond au rapport entre la tension exercée selon un axe et la déformation subie le long du même axe. Ce module traduit donc la rigidité d'un matériau soumis à une contrainte uniaxiale non confinée (Zoback, 2007). Le module de Young est exprimé ici en GPa. Une valeur élevée caractérise une roche plus rigide et qui tend à se déformer de manière cassante sous l'effet d'une contrainte. Le module de cisaillement peut être défini de la même manière que le module de Young, mais traduit la rigidité de la roche soumise à une contrainte de cisaillement. Dans les tests dynamiques réalisés en laboratoire et dans les évaluations pétrophysiques des diaggraphies, le module de Young est dérivé du module de cisaillement et du coefficient de Poisson (équation 17) et dépend donc des vitesses de propagation des ondes P et S ainsi que de la mesure de la densité totale (équations 14 et 15). Le module d'incompressibilité enfin, exprime simplement la rigidité de la roche soumise à la pression hydrostatique (Zoback, 2007).

Une fois les valeurs dynamiques du coefficient de Poisson et du module de Young obtenues à partir des diaggraphies acoustiques brutes et synthétiques, des diagrammes binaires peuvent être réalisés pour illustrer la relation entre les deux modules élastiques pour chaque formation, à partir des données brutes (figure 11) et des données synthétiques (figure 12). C'est ce genre diagramme qui est le plus communément utilisé en géomécanique pour une évaluation rapide. Le cadran inférieur droit du diagramme correspond à des lithologies plus ductiles, sans qu'une limite consensuelle puisse être définie entre les champs plus ductiles et plus fragiles lorsque les paramètres utilisés sont de nature dynamique, c'est-à-dire lorsqu'ils ne sont pas calibrés à des tests géomécaniques statiques réalisés en laboratoire sur des échantillons de carottes. Les constantes élastiques sont également représentées sous forme de

diagraphies synthétiques aux figures 13a et 13b pour illustrer leur évolution en fonction de la profondeur et des différentes unités traversées.

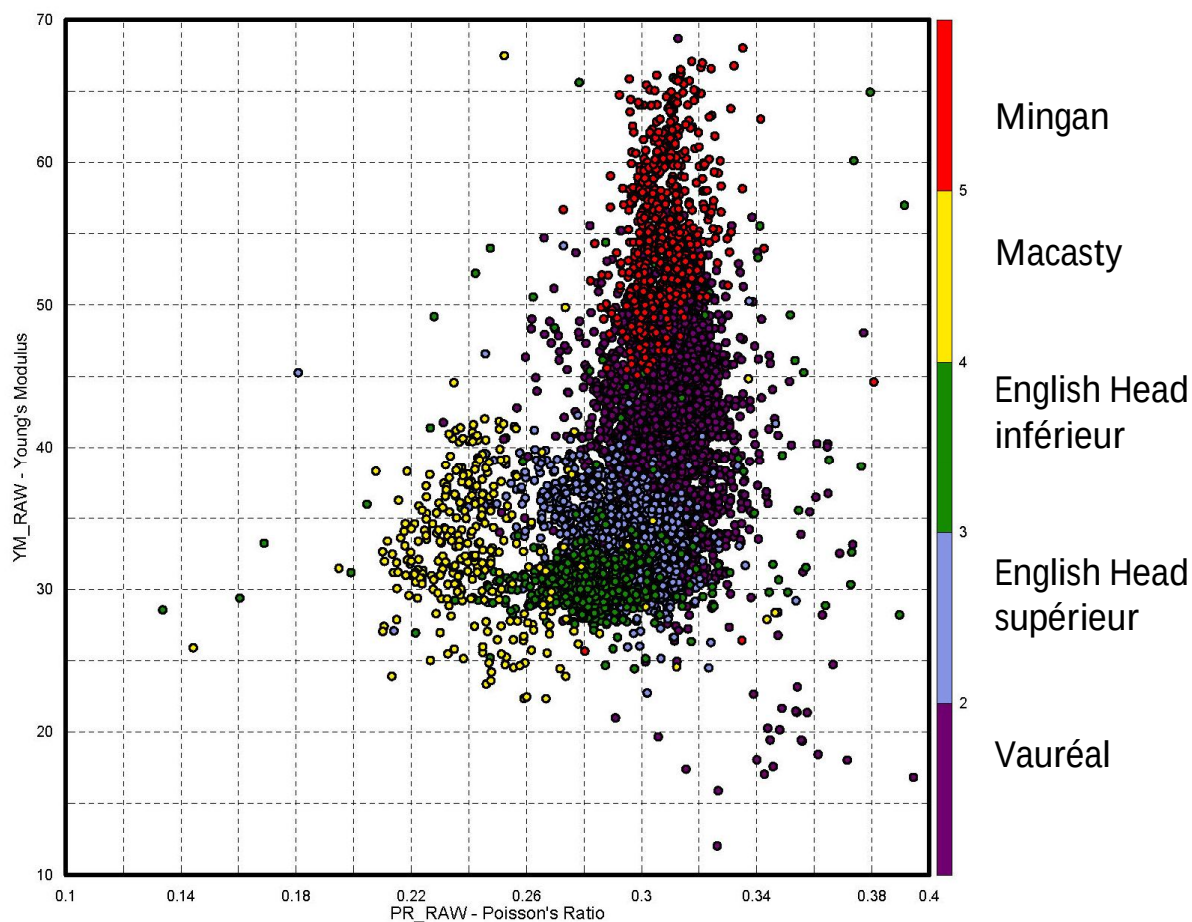


Figure 11 : Diagramme binaire opposant les valeurs dynamiques brutes du coefficient de Poisson (PR_RAW) et du module de Young (YM_RAW) estimées à partir des diagraphies acoustiques brutes.

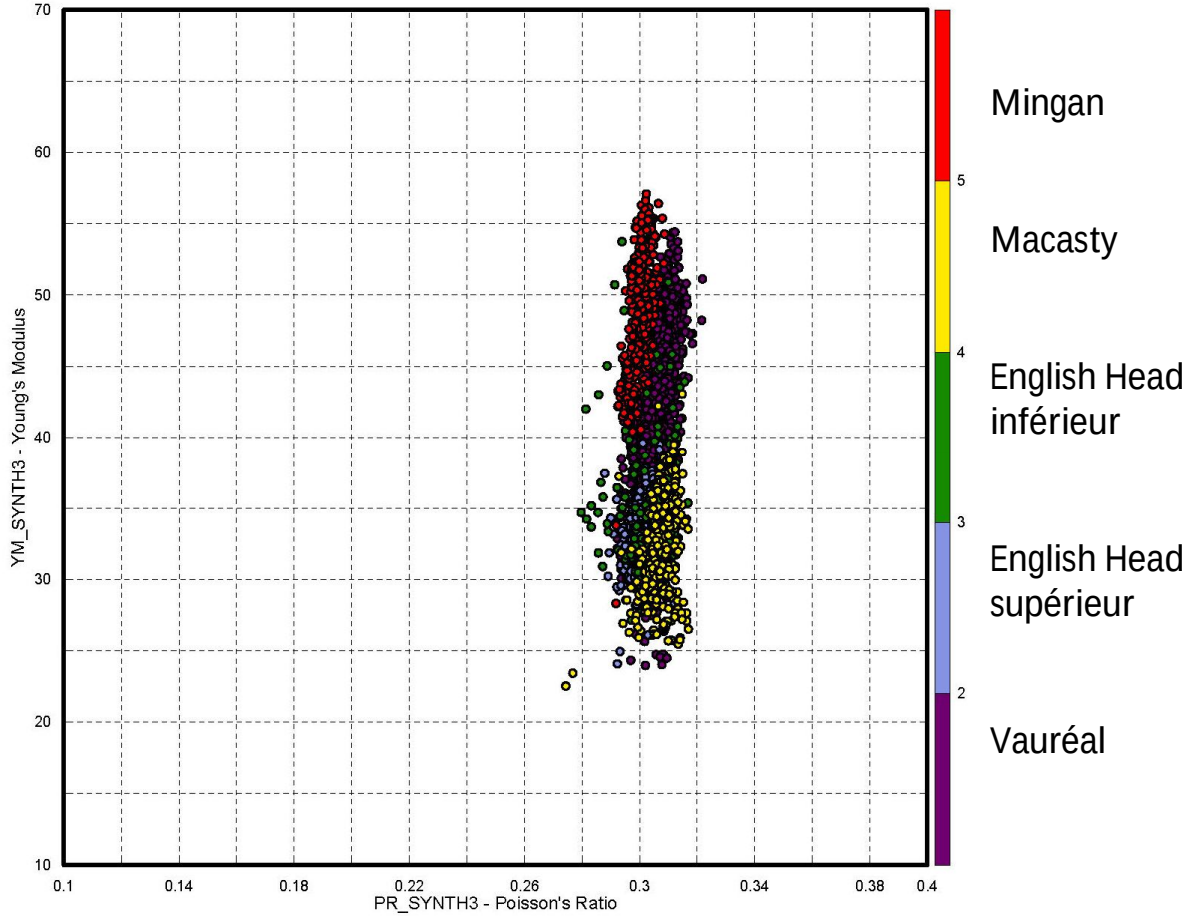


Figure 12 : Diagramme binaire opposant les valeurs dynamiques synthétiques du coefficient de Poisson (PR_SYNTH) et du module de Young (YM_SYNTH) estimées à partir des diagraphies acoustiques synthétiques.

4.2 Calcul de l'indice acoustique de fragilité

Pour illustrer graphiquement les propriétés mécaniques de la roche, il est également possible de normaliser le coefficient de Poisson et le module de Young sur une échelle de 0 à 100 (le coefficient de Poisson étant sans unité et le module de Young étant exprimé en GPa) afin de pouvoir les combiner en une seule valeur, dénommée « *brittleness index* » dans la littérature anglo-saxonne et traduite ici par « indice acoustique de fragilité ». Le terme acoustique est introduit ici pour rappeler que l'indice est ultimement dérivé des diagraphies acoustiques tandis que d'autres indices de fragilité peuvent être définis sur une base minéralogique. Pour cet indice les valeurs les plus hautes correspondent à une roche plus cassante (fragile), les valeurs les plus basses correspondent à une roche plus ductile et moins apte à développer ou maintenir ouvertes des fractures naturelles ou artificielles (figures 13a et 13b). L'équation retenue ici est celle proposée par Grieser et Bray (2007) :

$$BRIT = \frac{1}{2} (v_{brit} + E_{brit}) \quad (18)$$

$$\text{Avec } v_{brit} = 100 \frac{v - v_{max}}{v_{min} - v_{max}} \quad (19)$$

$$E_{brit} = 100 \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \quad (20)$$

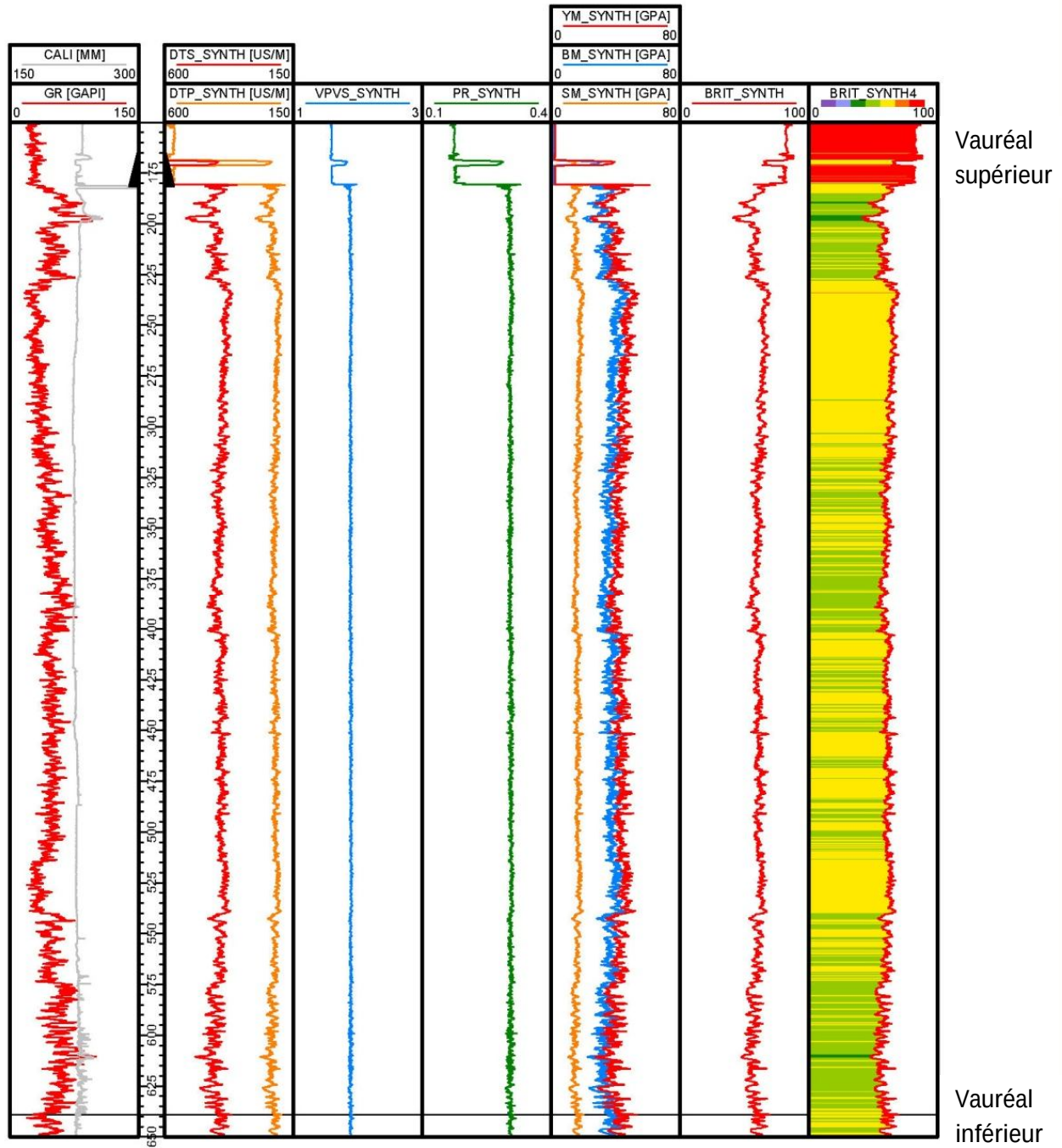


Figure 13a : Variation des constantes élastiques en fonction de la profondeur pour la Formation de Vauréal.

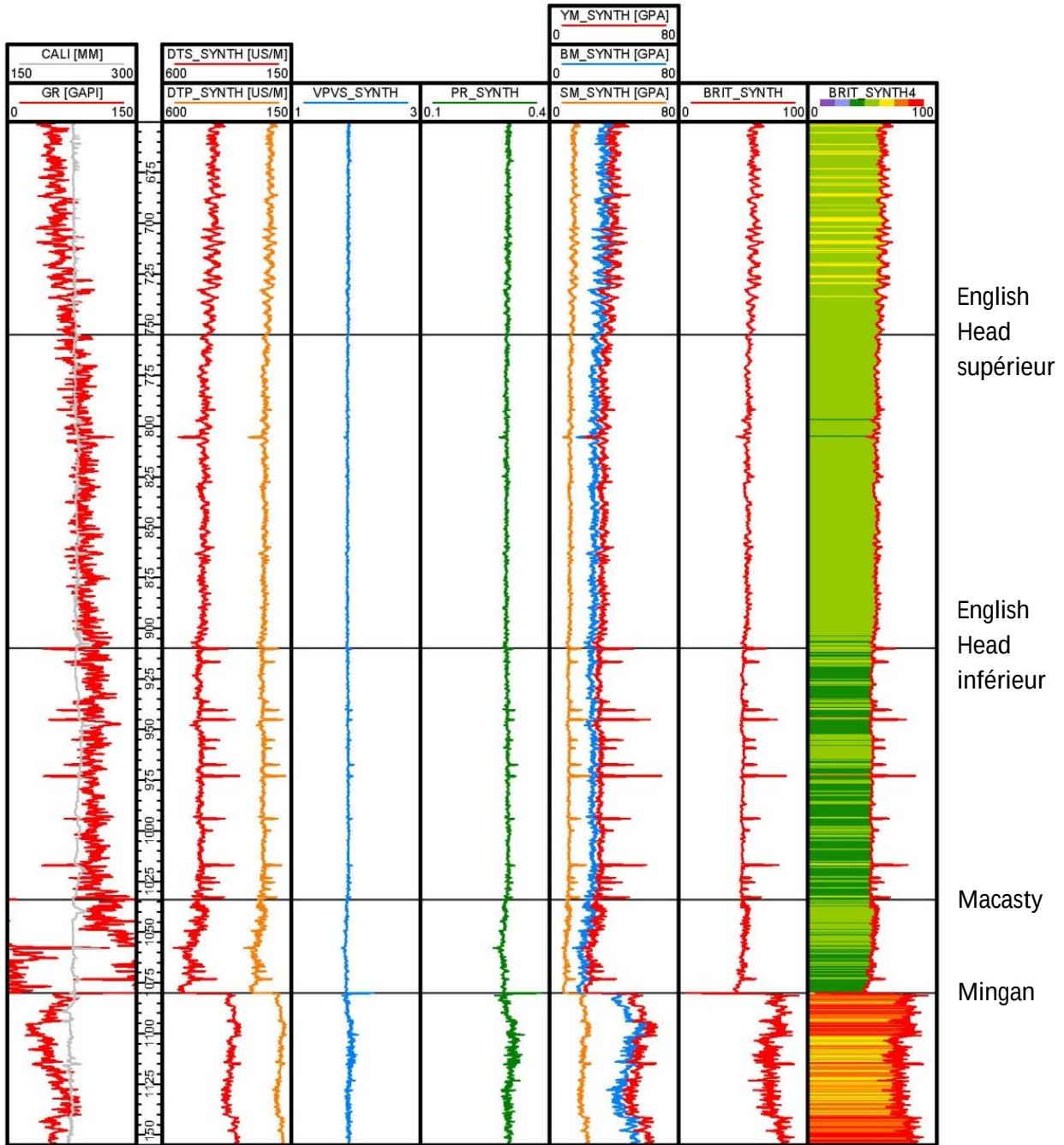


Figure 13b : Variation des constantes élastiques en fonction de la profondeur pour les formations d'English Head, Macasty et Mingan.

5. Contraintes locales

La figure 14 illustre graphiquement la variation, en fonction de la profondeur, des pressions hydrostatique et lithostatique, de la pression de fluide et de la contrainte principale horizontale minimale pour le puits D020. Les données ponctuelles tirées des essais aux tiges réalisés pour d'autres puits, de même que les résultats des tests d'injection effectués pour le puits D020, sont également représentés sur cette figure. Les sections 5.1 à 5.5 ci-après détaillent les méthodes utilisées pour obtenir ces résultats.

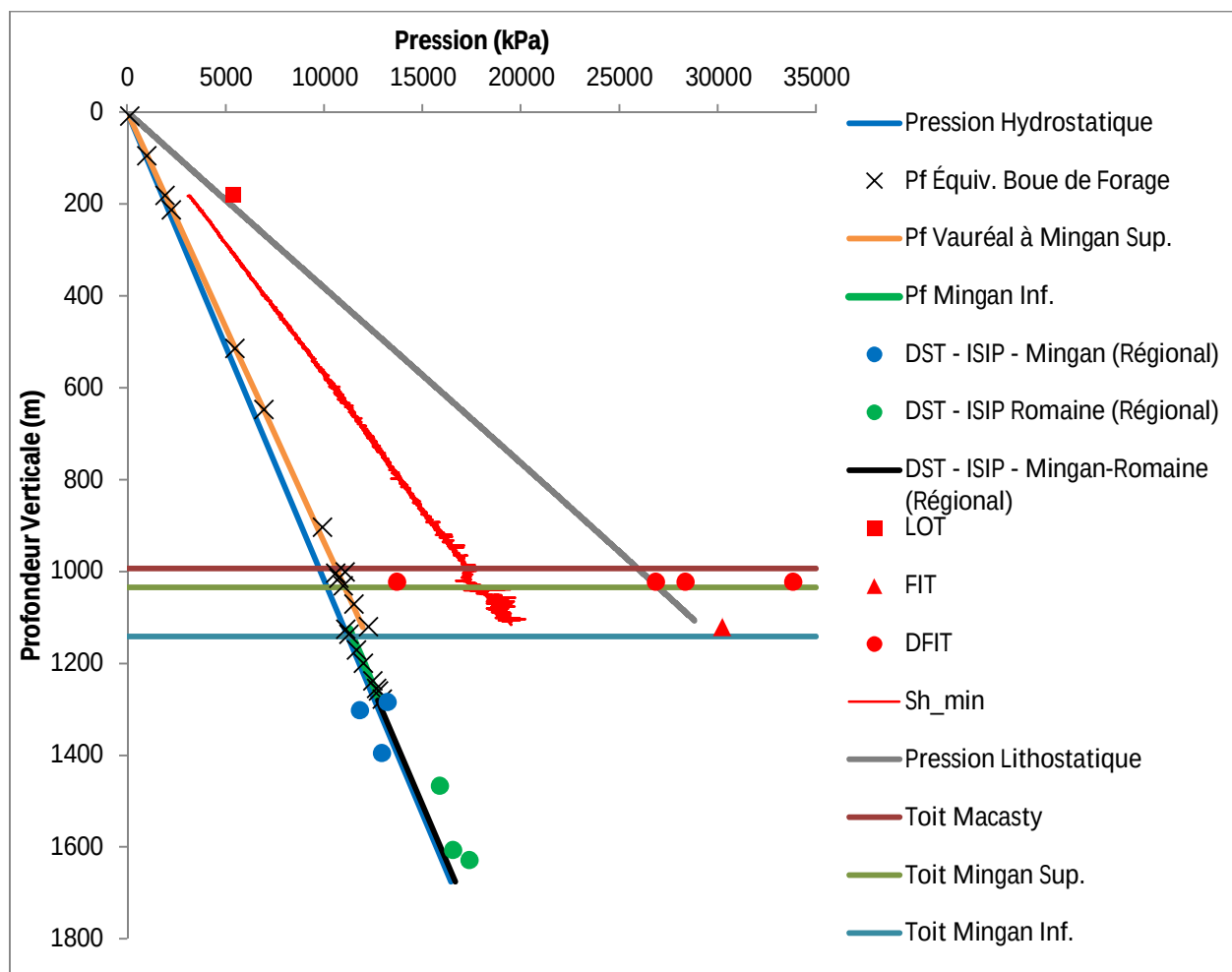


Figure 14 : Profils de pression en fonction de la profondeur verticale.

Toutes les données proviennent du puits D020 à l'exception des résultats d'essais aux tiges (« DST – ISIP » sur la figure). Pf : Pression de fluide; DST : Essai aux tiges (« *Drill Stem Test* »); ISIP : Pression à la fermeture initiale (« *Initial Shut-In Pressure* »); LOT : Test d'épanchement; FIT : Test d'intégrité; DFIT : Test d'injection; Sh_min : Contrainte principale horizontale minimale.

5.1 Pression de fluide

La pression interne de la formation, ou pression de fluide (P_f) a été estimée selon une relation simple à partir de la densité de la boue de forage et de la constante d'accélération gravitaire selon la relation exprimée par l'équation (21) :

$$P_f = DB \times g \times PV \quad (21)$$

Avec : P_f = Pression de fluide exprimée en kPa

DPB = Densité de la boue de forage exprimée en kg/m^3

g = constante d'accélération gravitaire ($9,806 \times 10^{-3} \text{ kPa/m}$)

PV = Profondeur verticale exprimée en m

Cette relation est considérée ici comme raisonnable en première approximation à la condition qu'elle soit cohérente avec, et contrainte par, d'autres jeux de données, notamment les essais de pression et les venues de gaz occasionnelles enregistrées durant le forage. De telles venues de gaz ont été documentées à 500-505mPV, 600mPV, 1024-1040mPV et 1075-1082mPV (PV : profondeurs verticales corrigées pour tenir compte de la déviation).

Les variations de densité de la boue de forage sont compilées de façon journalière dans le rapport de fin de forage (Boudreau et al., 2011) et reportées dans le tableau 3, de même que la pression de fluide équivalente et le gradient de pression de fluide estimés. Deux gradients de pression distincts semblent caractériser les formations rencontrées dans le puits étudié. Le premier gradient est valide depuis la surface jusqu'à la partie supérieure de la Formation de Mingan à 1120,5mPV : $10,67 \text{ kPa/m} \pm 0,47$. Le second gradient est légèrement plus faible et caractérise la partie inférieure de la Formation de Mingan à partir de 1120,5mPV : $10,01 \text{ kPa/m} \pm 0,1$. La variation du gradient de la pression de fluide en fonction de la profondeur pour le puits D020 est illustrée graphiquement à la figure 15 et l'évolution de la pression de fluide en valeur absolue est illustrée à la figure 14.

5.2 Essais aux tiges régionaux

Seules les unités sous-jacentes à la Formation de Macasty ont fait l'objet d'essais aux tiges (*drill stem tests* ou DST) sur l'Île d'Anticosti, et l'on dénombre sept essais valides réalisés dans quatre puits (tableau 4). La pression enregistrée lors de la fermeture initiale (*Initial Shut-In Pressure* ou ISIP) est considérée comme une bonne approximation de la pression de fluide dans les formations poreuses et perméables, ce qui est le cas pour ces essais. Un gradient de pression a été calculé à partir de ces données pour chacun des DST (tableau 4) et un gradient moyen a pu être établi pour l'ensemble de ces essais, soit $9,94 \text{ kPa/m} \pm 0,88$. Ce gradient est comparable à celui estimé à partir de la densité de la boue de forage pour la partie inférieure de la Formation de Mingan dans le puits D020, soit $10,01 \text{ kPa/m} \pm 0,1$ (tableau 3), tel que représenté graphiquement à la figure 14.

Tableau 3 : Gradient de la pression de fluide estimé pour le puits D020 à partir de la densité de la boue de forage.

Profondeur mesurée (m)	Profondeur verticale (m)	Densité de la boue de forage (kg/m ³)	Pression de fluide équivalente (kPa)	Gradient de la pression de fluide (kPa/m)	Gradient moyen (kPa/m)	Unités
9	9	1040	91,88	10,21	10,67 ± 0,47	Vauréal à Mingan supérieur
95	95	1050	979,19	10,31		
182	182	1100	1965,25	10,80		
214	214	1040	2184,75	10,21		
515	515	1080	5459,91	10,60		
650	648	1090	6933,55	10,70		
925	904,5	1100	9766,87	10,80		
1040	1001,6	1135	11159,49	11,14		
1043	1004,6	1080	10650,53	10,60		
1054	1015,6	1070	10667,45	10,50		
1072	1031,1	1080	10931,47	10,60		
1118	1071,5	1090	11464,97	10,70		
1179	1120,5	1110	12209,25	10,90		
1184	1125,5	1010	11158,89	9,91	10,01 ± 0,1	Mingan inférieur
1218	1137	1010	11272,91	9,91		
1315	1170,6	1010	11606,04	9,91		
1422	1200,2	1010	11899,51	9,91		
1533	1238,3	1020	12398,82	10,01		
1569	1254,3	1030	12682,15	10,11		
1594	1260,6	1030	12745,85	10,11		
1639	1278,1	1030	12922,79	10,11		

Il apparaît ainsi que la diminution du gradient de la pression de fluide qui est observée sous la base du coffrage intermédiaire dans le puits D020 et qui contraste avec le gradient estimé pour les unités sus-jacentes, n'est pas liée à des causes opérationnelles (diminution de la densité de la boue sous le coffrage intermédiaire) mais traduit une caractéristique régionale des réservoirs poreux et perméables sous-jacents à la Formation de Macasty à l'échelle régionale. Bien que la présente étude ne porte pas sur ces unités poreuses et perméables, la coïncidence observée pour ces unités entre le gradient de pression de fluide estimé à partir de la densité de la boue de forage dans le puits D020 et celui établi indépendamment à partir des essais aux tiges à l'échelle régionale confirme que la méthode utilisée pour estimer le gradient de la pression de fluide dans le puits D020 à partir de la densité de la boue de forage est valide et que les résultats obtenus sont fiables.

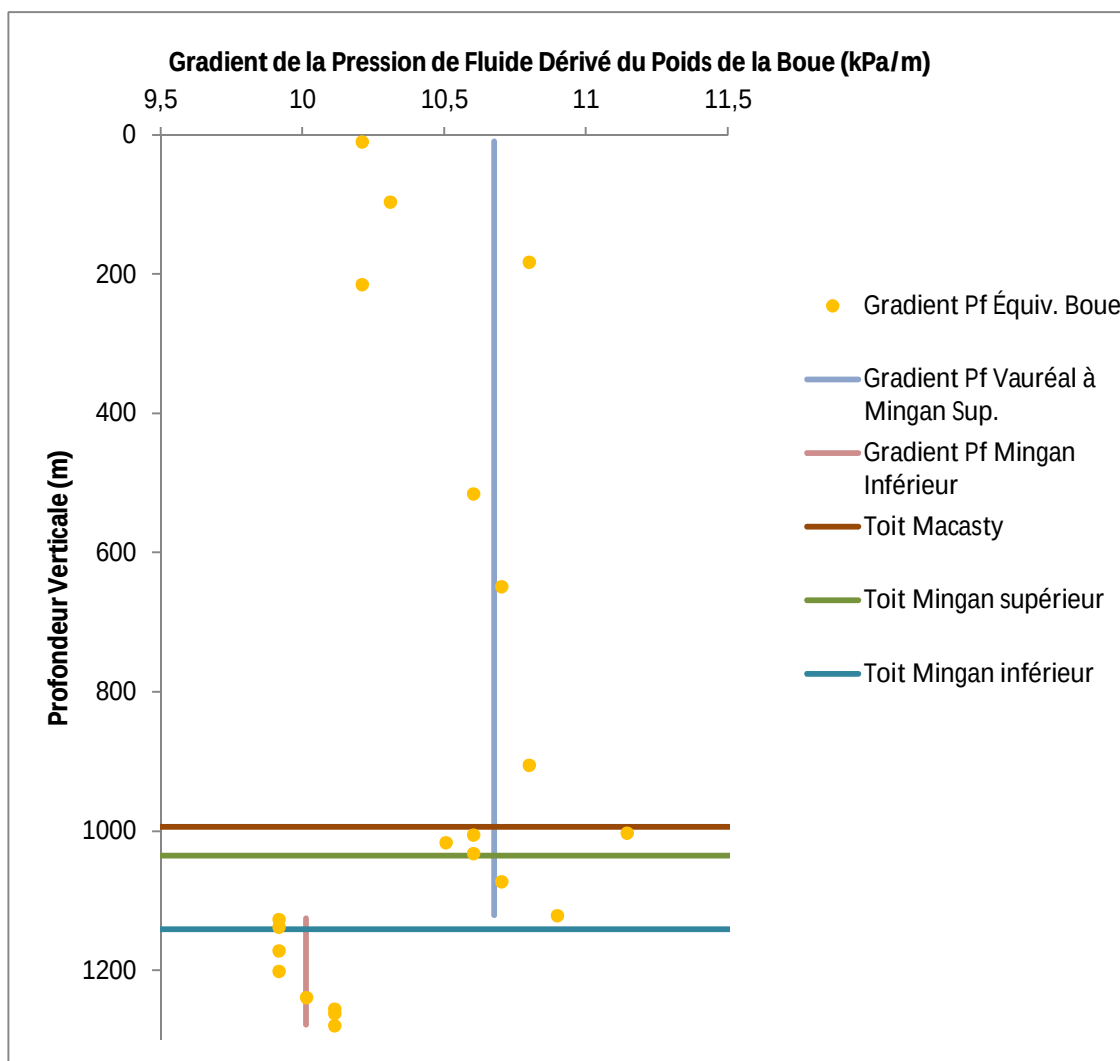


Figure 15 : Variation du gradient de la pression de fluide (Pf) en fonction de la profondeur.

Tableau 4 : Gradient de la pression de fluide estimé pour les puits anciens à partir des données de DST.
DST : Essai aux tiges (« *Drill Stem Test* »); ISIP : Pression à la fermeture initiale (« *Initial Shut-In Pressure* »).

Puits	No DST	Unité	Profondeur verticale moyenne (m)	ISIP (kPa)	Gradient de pression (kPa/m)	Gradient de pression (kPa/m)	Gradient moyen (kPa/m)
D004	2	Trenton, Mingan	1395,2	12935	9,27	9,27	9,94 ± 0,88
D004	3	Romaine, Trenton	1606,6	16547	10,30	10,30	
D005	2	Mingan	1302,4	11804	9,06	9,06	
D005	3	Romaine	1467,2	15872	10,82	10,82	
D005	5	Romaine	1628,2	17382	10,68	10,68	
D007	1	Romaine	3429,5	34143	9,96	9,96	
D014	1	Mingan	1285,0	13206	10,44	10,44	

5.3 Gradient lithostatique

Le gradient lithostatique (S_v) est considéré ici comme équivalent à la contrainte principale verticale. S_v a été estimé à partir de la diagraphie de densité totale (RHOB) pour le puits D020, en intégrant la somme des variations de la densité totale le long du profil du puits (profondeurs verticales) (équation 22) et en compensant les données dans la partie peu profonde du puits pour laquelle la densité totale n'est pas disponible. Le gradient lithostatique moyen ainsi estimé ici est de $26,1 \text{ kPa/m} \pm 0,1$. Ce gradient présente cependant des variations selon la densité des unités rencontrées dans le puits, tel qu'illustré à la figure 16. Ces variations peuvent être modélisées selon l'équation (23) directement à partir de la valeur de la profondeur verticale entre 250m et la base de la Formation de Macasty, et c'est cette équation (23) qui a été retenue pour faciliter les calculs ultérieurs plutôt que la relation brute entre la densité et la profondeur verticale, et qui est également illustrée graphiquement à la figure 14. Il convient de noter que la relation exprimée par l'équation (23) n'est valide que pour le puits D020.

$$S_v = \int_0^z \rho(z) g \, dz \quad (22)$$

Avec : S_v = Gradient lithostatique exprimé en kPa/m

$\rho(z)$ = Densité totale (RHOB) en fonction de la profondeur verticale

g = constante d'accélération gravitaire ($9,806 \times 10^{-3} \text{ kPa/m}$)

$$S_v = -7 \times 10^{-7} - 7 \times VD^2 + 9 \times 10^{-4} \times PV + 25,903 \quad (R^2 = 0,9611) \quad (23)$$

Avec : S_v = Gradient lithostatique exprimé en kPa/m

PV = Profondeur verticale exprimée en m

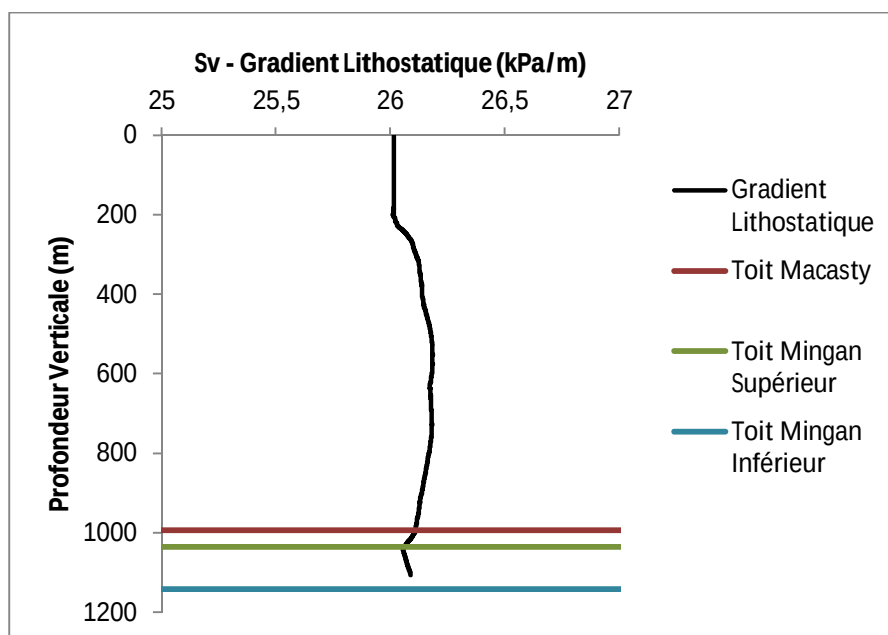


Figure 16 : Variation du gradient lithostatique (S_v) en fonction de la profondeur verticale.

5.4 Tests d'injection

Trois tests d'injection de natures différentes ont été pratiqués dans le puits D020 (tableau 5) : un test d'épanchement (LOT) immédiatement après avoir foré les premiers mètres sous la base du culot de ciment du coffrage de surface, un test d'intégrité (FIT) immédiatement après avoir foré les premiers mètres sous la base du culot de ciment du coffrage intermédiaire et finalement un test d'injection (DFIT) qui a été pratiqué dans la Formation de Macasty après avoir terminé les opérations de forage. Dans certaines conditions ces tests permettent d'estimer la pression de fluide à la profondeur à laquelle les tests sont réalisés, et donc de vérifier par une méthode indépendante le gradient de la pression de fluide qui a été estimé à partir de la densité de la boue de forage. L'analyse de ces jeux de données s'avère toutefois délicate dans le cas du puits D020 et il n'est pas possible d'obtenir un résultat unique pour aucun de ces tests.

Ainsi dans le cas du LOT et du FIT, le rapport quotidien (*daily summary*) et les minutes du forage (*tour sheets*) qui sont colligés dans le rapport de fin de forage (Boudreau et al., 2011) présentent des informations contradictoires, notamment en ce qui a trait aux pressions appliquées en surface (tableau 5). Les informations consignées dans les minutes du forage ont été privilégiées ici, mais sans autre raison que le risque plus élevé de propagation d'erreurs de copie dans le rapport quotidien. Les gradients de pression estimés (29,55 et 26,95 kPa/m, pour le LOT et le FIT respectivement) sont légèrement supérieurs mais proches du gradient de pression lithostatique (figure 14).

Dans le cas des résultats du DFIT consignés dans le rapport de fin de forage (Boudreau et al., 2011), il ne paraît pas possible d'établir clairement une pression de fermeture initiale unique à partir des courbes de pression d'injection disponibles car plusieurs injections successives ont été effectuées avant que la pression de fermeture n'ait été atteinte. Il est toutefois possible d'identifier quatre paliers significatifs (tableau 5). Le premier palier correspond au gradient de fracturation hydraulique (33,09 kPa/m). Les deux paliers suivants (26,25 et 27,71 kPa/m) correspondent à de nouveaux incréments de fracturation à mesure que le fluide est injecté dans la formation par des fractures hydrauliques induites. Les pressions de fracturation dérivées pour ces deux paliers sont légèrement supérieures à la pression lithostatique pour cette profondeur (figure 14). Le dernier palier correspond à la pression enregistrée 35 heures après la fin de l'injection et le gradient de pression ainsi dérivé (13,39 kPa/m) est intermédiaire entre la pression de fluide et Sh_{min} (figure 14). Dans ce dernier cas la pression mesurée à la tête de puits ne s'était pas encore stabilisée et cette mesure n'est vraisemblablement pas représentative de la pression de fluide à l'équilibre.

Tableau 5 : Synthèse des tests d'injection effectués dans le puits D020.
 LOT : Test d'épanchement; FIT : Test d'intégrité; DFIT : Test d'injection.

Nature du test (Source)	Test retenu	Profondeur mesurée (m)	Profondeur verticale (m)	Pression en surface (kPa)	Densité de la boue de forage (kg/m ³)	Pression équivalente de la boue (kPa)	Pression appliquée en fond de trou (kPa)	Gradient de pression (kPa/m)
LOT (Minutes de forage)	oui	181	181	3500	1040	1847,85	5347,85	29,55
LOT (Rapport quotidien)	non	181	181	2200	1100	1954,45	4154,45	22,95
FIT (Minutes de forage)	oui	1180	1121	18000	1110	12214,70	30214,70	26,95
FIT (Rapport quotidien)	non	1180	1121	8800	1110	12214,70	21014,70	18,75
DFIT (DFIT Report)	oui	1060,75	1022,8	23000	1080	10843,48	33843,48	33,09
DFIT (DFIT Report)	oui	1060,75	1022,8	16000	1080	10843,48	26843,48	26,25
DFIT (DFIT Report)	oui	1060,75	1022,8	17500	1080	10843,48	28343,48	27,71
DFIT (DFIT Report)	non	1060,75	1022,8	2850	1080	10843,48	13693,48	13,39

5.5 Contrainte principale horizontale minimale

Le gradient de la contrainte principale horizontale minimale (Sh_{min}) a été estimé à partir de la relation entre le coefficient de Poisson (ν), la pression lithostatique (S_v) et la pression de fluide (P_f) pour une profondeur verticale donnée selon l'équation (24) établie par Eaton (1969). Ce gradient est représenté graphiquement à la figure 17.

$$Sh_{min} = \frac{1}{PV} \left(\frac{\nu}{1-\nu} \times (S_v - P_f) + P_f \right) \quad (24)$$

Avec : Sh_{min} exprimée en kPa/m

ν = Coefficient de Poisson (sans unité)

S_v = Pression lithostatique (kPa)

P_f = Pression de fluide (kPa)

PV = Profondeur verticale (m)

Le gradient de Sh_{min} (figure 17) se caractérise ainsi par des valeurs stables à travers l'essentiel de la couverture de la Formation de Macasty soit les formations de Vauréal et d'English Head ($Sh_{min} \approx 17,4$ kPa/m), seulement perturbées dans quelques intervalles en particulier dans la Formation d'English Head inférieur où des niveaux calcaireux plus compétents se démarquent par un gradient de Sh_{min} plus élevé (Sh_{min} jusqu'à 18,1 kPa/m). Le gradient de Sh_{min} décroît brusquement dans la Formation de Macasty (Sh_{min} aussi bas que $\approx 16,4$ kPa/m) et revient à des valeurs élevées dans la partie supérieure de la Formation de Mingan ($Sh_{min} \approx 16,5$ à 20,2 kPa/m). Traduit en profondeur verticale, Sh_{min} augmente donc graduellement avec la profondeur jusqu'au sommet de la Formation de Macasty et diminue brusquement au sein de cette dernière (figure 14). Les figures 18a et 18b illustrent graphiquement la variation des propriétés mécaniques le long du profil du puits D020 (ondes P et S, coefficient de Poisson,

module de Young, indice acoustique de fragilité, Sh_{min} et gradient de Sh_{min}) et les données statistiques sont rapportées au tableau 6.

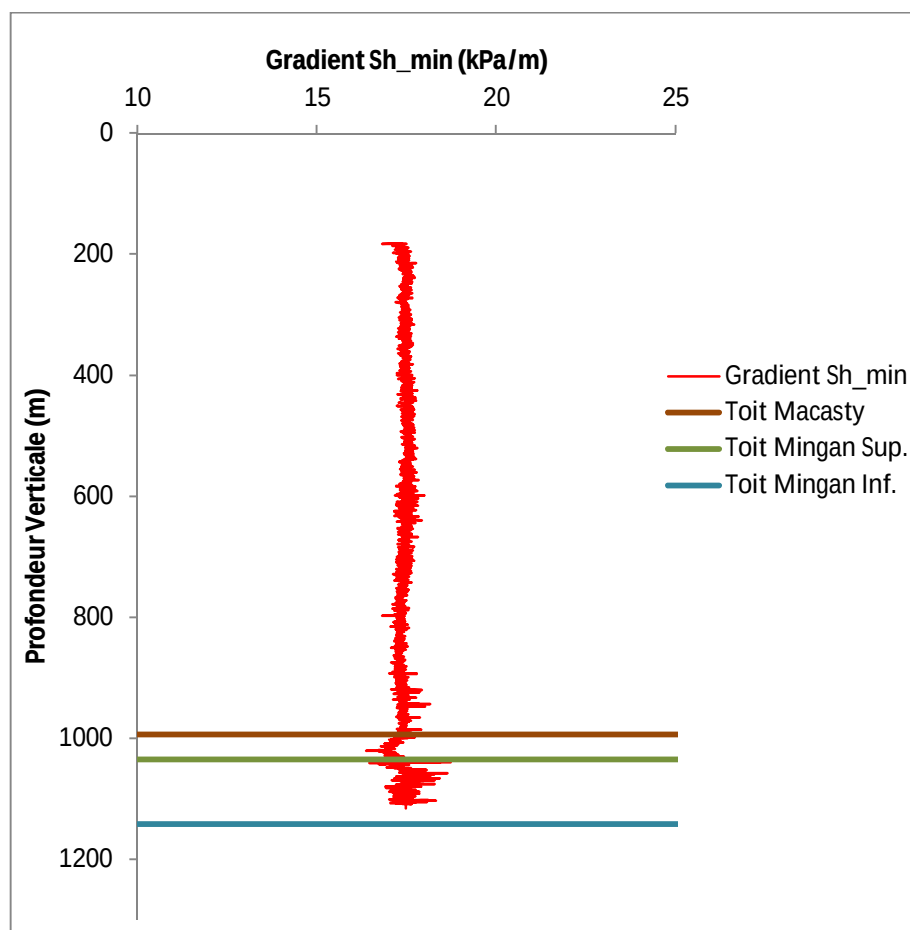


Figure 17 : Variation du gradient de la contrainte principale horizontale minimale (Sh_{min}) en fonction de la profondeur verticale.

La pertinence de l'équation retenue pour calculer Sh_{min} , puis la validité de chacun des paramètres intervenant dans cette équation, sont tour à tour examinées dans les paragraphes suivants.

L'équation (24) retenue pour estimer Sh_{min} dans le cadre de la présente étude fait intervenir le coefficient de Poisson dérivé des diagraphies acoustiques synthétiques, la pression lithostatique dérivée de la diagraphie de densité totale et la pression de fluide dérivée de la densité de la boue de forage. D'autres méthodes de calcul sont disponibles dans la littérature (voir la revue dans Zoback, 2007) mais elles présentent l'inconvénient d'être calibrées pour un bassin sédimentaire donné et parfois même un intervalle de profondeur spécifique. Dans tous les cas ces méthodes alternatives remplacent simplement par une constante le premier membre de l'équation (24), soit le coefficient de Poisson, et gardent inchangé le second membre, soit la relation entre la pression de fluide et la pression lithostatique. Remplacer le coefficient de Poisson par une constante dans le cas présent, compte tenu du fait que les gradients de la pression de fluide et de la pression lithostatique varient peu aux profondeurs étudiées

(figures 15 et 16), conduit à un résultat absurde avec une Sh_{min} constante quelle que soit la profondeur. L'usage de l'équation (24) pour estimer Sh_{min} n'est toutefois pas dénué d'inconvénients ainsi que l'ont démontré Eaton (1969) et Zoback (2007), qui recommandent de calibrer le résultat à des données indépendantes telles des tests d'injections. Les résultats des tests d'injection disponibles pour le puits D020 seront discutés plus loin. En dépit de ces limitations l'équation (24) a été appliquée avec succès par Konstantivoskaya et al. (2012) dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Cette méthode de calcul paraît donc la plus adéquate pour estimer Sh_{min} dans le cas du puits D020.

La variation de Sh_{min} en fonction de la profondeur apparaît directement corrélée avec celle du coefficient de Poisson. Ce résultat n'est pas surprenant dans la mesure où les gradients des deux autres paramètres (la pression de fluide et la pression lithostatique) varient peu. Le coefficient de Poisson utilisé ici pour estimer Sh_{min} est dérivé des ondes acoustiques P et S synthétiques, dont l'étroite corrélation avec les diagraphies brutes pour les intervalles non perturbés confirme que les valeurs recalculées pour les intervalles perturbés (formations de Macasty et d'English Head inférieur) sont réalistes (tableau 2 et figures 8a et 8b). Ainsi le coefficient de Poisson utilisé pour estimer Sh_{min} dans le puits D020 apparaît adéquat. Il convient de noter, comme spécifié précédemment, que l'estimation de ce coefficient repose sur des données dynamiques et que des données statiques obtenues en laboratoire pourraient venir modifier les résultats.

La pression lithostatique est estimée à partir de l'équation (22), qui fait appel à la diagraphie de densité totale. Cette équation ne présente aucune difficulté ni limitation notable et seule la qualité de la diagraphie de densité peut influencer le résultat. En l'absence d'analyses de laboratoire qui permettraient de calibrer cette diagraphie il n'est pas possible de vérifier si un changement notable dans Sh_{min} serait observé avec une pression lithostatique calibrée. Cette possibilité apparaît toutefois peu probable car le profil du trou de forage est dans l'ensemble régulier à de courts intervalles près de sorte que la qualité de la diagraphie de densité totale peut être considérée bonne.

Enfin la pression de fluide constitue le dernier paramètre à analyser pour valider les valeurs de Sh_{min} obtenues. La pression de fluide a été estimée ici à partir de la densité de la boue de forage. Quelques indices de gaz ont été rencontrés durant le forage mais ont pu être contrôlés sans qu'il soit nécessaire d'augmenter la densité de la boue, de sorte que cette densité peut être considérée comme une bonne approximation de la pression de fluide, même s'il aurait été souhaitable de pouvoir confirmer cette hypothèse de travail par une analyse de diagraphies d'imagerie optique ou par microrésistivité afin de s'assurer que des fractures induites par la pression de la boue de forage (*drilling induced fractures*) ou par la perturbation locale des régimes de contrainte après le forage (*borehole breakouts*) ne se sont pas développées dans certains intervalles. La méthode retenue est en outre validée par la cohérence entre les résultats obtenus pour la Formation de Mingan dans le puits D020 d'une part, et d'autre part les données régionales dérivées des essais aux tiges dans les puits plus anciens. En revanche on note une forte disparité entre les valeurs de Sh_{min} et les résultats des tests d'injection réalisés à certaines profondeurs dans le même puits. Lorsqu'ils sont réalisés de manière adéquate ces tests permettent d'estimer indépendamment Sh_{min} et cette technique a été utilisée avec succès par Konstantivoskaya et al. (2012) dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Les mêmes auteurs relèvent toutefois que les pressions estimées à partir de certains tests correspondent à la pression lithostatique plutôt qu'à la

pression de fluide. Précisément dans le cas du puits D020, les pressions estimées à partir du LOT et du FIT sont corrélées avec la pression lithostatique plutôt qu'avec S_{hmin} (figure 14) et les pressions estimées à partir du DFIT sont difficilement exploitables (voir section 5.4).

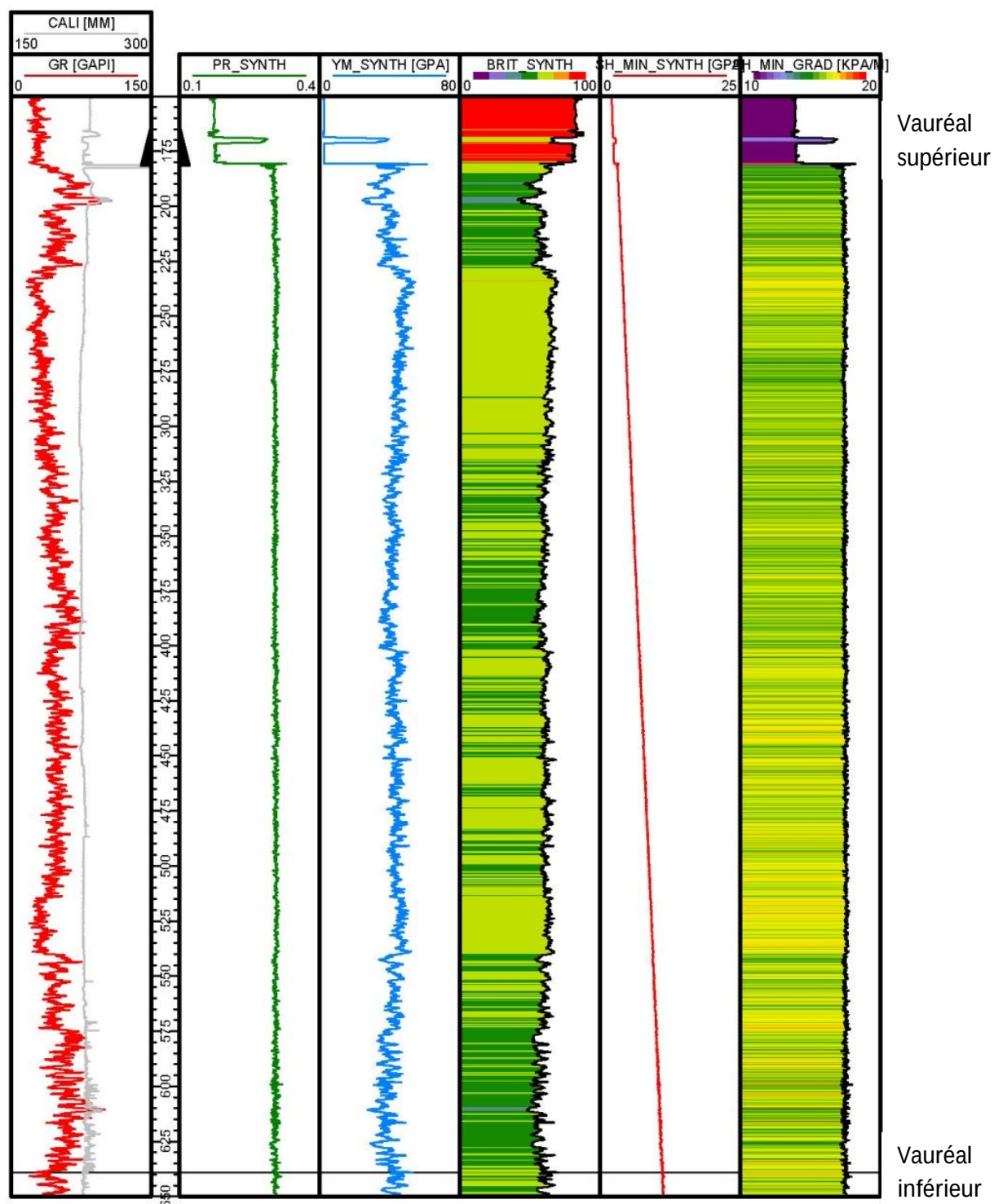


Figure 18a : Variation des propriétés mécaniques en fonction de la profondeur pour la Formation de Vauréal.

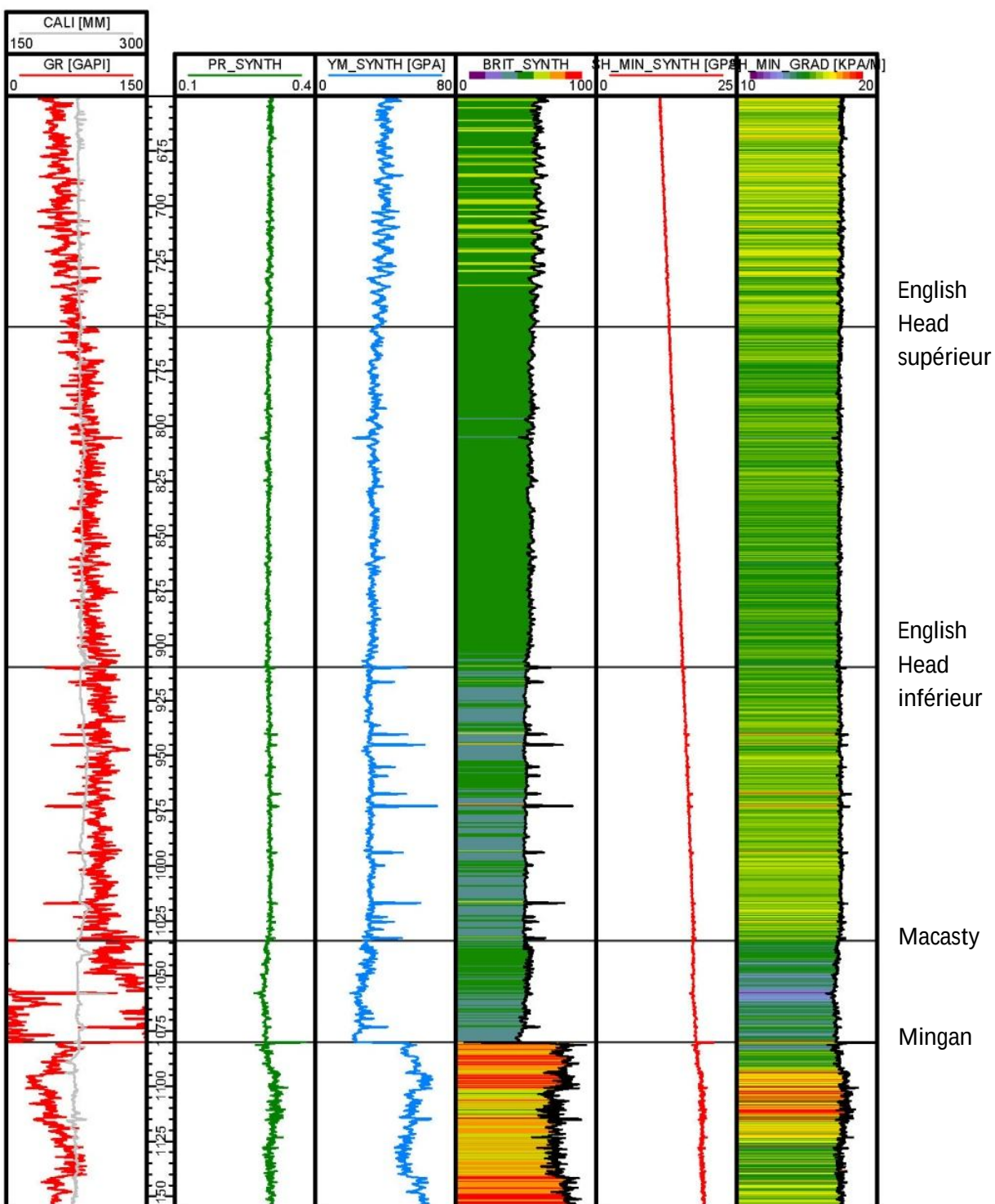


Figure 18b : Variation des propriétés mécaniques en fonction de la profondeur pour les formations d'English Head, Macasty et Mingan.

Tableau 6 : Synthèse des paramètres recalculés (synthétiques) pour chacune des unités considérées dans le puits D020.

Unités	Propriétés	Valeurs recalculées (synthétiques)									
		DTP	DTS	Vp/Vs	PR	BM	SM	YM	Indice	Gradient Shmin	Shmin
		µs/m	µs/m	--	--	GPa	GPa	GPa	--	kPa/m	GPa
Vauréal supérieur et inférieur, Becsie, Ellis Bay	minimum	189,2	362,7	1,83	0,285	19,9	9,4	24,4	41,1	16,8	3,1
	moyenne	217,0	410,4	1,89	0,305	35,7	16,0	41,7	59,8	17,5	8,2
	médiane	215,4	407,7	1,89	0,305	35,8	16,0	41,9	60,0	17,5	8,2
	maximum	282,9	522,4	1,95	0,321	48,5	20,8	54,6	70,1	18,0	13,1
	déviations	12,4	21,1	0,01	0,003	4,1	1,6	4,3	3,9	0,1	2,9
English Head supérieur	minimum	217,6	411,4	1,82	0,284	16,7	8,4	21,6	45,0	16,8	12,9
	moyenne	243,9	456,5	1,87	0,300	27,8	12,8	33,3	53,4	17,3	14,2
	médiane	244,0	456,7	1,87	0,300	27,7	12,8	33,2	53,3	17,3	14,3
	maximum	280,3	518,4	1,90	0,308	39,9	18,1	47,2	66,9	17,6	15,5
	déviations	6,8	11,7	0,01	0,003	1,9	0,7	2,0	1,6	0,1	0,7
English Head inférieur (hors bancs calcaires)	minimum	218,2	412,6	1,85	0,292	21,7	10,3	26,7	47,7	17,1	15,3
	moyenne	246,7	461,3	1,88	0,303	26,7	12,1	31,5	49,9	17,4	16,5
	médiane	246,9	461,7	1,88	0,303	26,5	12,0	31,3	49,6	17,4	16,5
	maximum	267,4	496,6	1,94	0,318	41,0	17,1	44,9	62,4	17,8	17,7
	déviations	5,1	8,7	0,01	0,003	2,0	0,7	2,0	1,7	0,1	0,6
English Head inférieur (bancs calcaires)	minimum	198,3	378,3	1,85	0,293	25,4	11,6	30,1	48,4	17,8	16,4
	moyenne	229,4	431,8	1,90	0,307	36,0	15,8	41,3	58,5	17,9	16,9
	médiane	231,0	434,6	1,89	0,306	33,4	15,2	39,6	57,3	17,9	16,9
	maximum	257,1	479,0	1,97	0,326	63,7	26,3	69,3	83,1	18,1	17,6
	déviations	15,4	26,3	0,03	0,007	10,0	3,7	10,0	8,3	0,1	0,4
Macasty	minimum	191,4	358,8	1,78	0,270	14,5	7,9	20,0	42,5	16,4	16,7
	moyenne	231,7	412,2	1,85	0,293	22,1	10,6	27,3	50,2	17,1	17,4
	médiane	232,7	413,2	1,85	0,293	21,5	10,3	26,7	50,2	17,1	17,4
	maximum	287,8	488,9	1,89	0,305	35,2	15,8	41,3	59,9	17,4	18,0
	déviations	14,1	19,5	0,01	0,005	3,1	1,3	3,4	2,8	0,1	0,2
Mingan	minimum	168,7	329,2	1,79	0,273	27,0	9,9	26,8	6,5	16,5	17,1
	moyenne	189,7	358,0	1,90	0,308	47,8	21,0	55,0	73,1	17,5	18,7
	médiane	188,5	356,3	1,90	0,307	47,7	20,8	54,6	73,3	17,5	18,8
	maximum	257,9	448,6	2,28	0,381	64,1	25,5	66,9	93,1	20,2	20,9
	déviations	10,2	14,1	0,04	0,010	5,0	1,9	5,0	7,4	0,3	0,4

6. Interprétation

6.1 Constantes élastiques

Le module de Young et le coefficient de Poisson peuvent être combinés graphiquement dans un diagramme binaire (figures 11 et 12) pour définir différents champs de fragilité ou de ductilité. Dans un tel diagramme le quadrant supérieur gauche correspond aux roches les plus fragiles, caractérisées par un coefficient de Poisson faible et un module de Young élevé. Le quadrant opposé correspond aux roches les plus ductiles. Lorsque ce diagramme est réalisé avec des données obtenues en laboratoire à partir d'échantillons de carottes (données statiques) il est possible de fixer une limite entre les champs fragile et ductile. Les données analysées ici étant exclusivement dérivées des diagraphies (données dynamiques) une telle distinction serait arbitraire et l'analyse des données du puits D020 qui est proposée ici se veut donc purement relative et qualitative.

L'examen de la figure 11 révèle ainsi qu'en tenant considérant les données diagraphiques acoustiques brutes non corrigées pour tenir compte de l'effet de gaz, la Formation de Macasty se distingue par un coefficient de Poisson faible tandis que les autres unités présentent un coefficient de Poisson plus élevé et ne se distinguent entre elles que par les valeurs de leur module de Young. En revanche les données corrigées pour éliminer l'effet de gaz (figure 12) replacent la Formation de Macasty dans la même fourchette de valeurs que les autres unités pour ce qui est du coefficient de Poisson et seul le module de Young permet de discriminer efficacement les différentes formations sur la base de ce diagramme. À partir de ces données corrigées il apparaît ainsi que la Formation de Macasty est caractérisée par le module de Young le plus faible (qui traduit une ductilité élevée) et qu'elle est surmontée par des unités progressivement plus fragiles (module de Young plus élevé). La Formation de Mingan sous-jacente enfin, apparaît comme la plus fragile des unités considérées dans le puits D020. Des variations fines existent toutefois dans les valeurs du coefficient de Poisson, qui sont peu visibles dans le diagramme de la figure 12 mais plus marquées dans la figure 18b où le coefficient de Poisson de la Formation de Macasty apparaît plus faible (roche plus fragile) que celui de la Formation d'English Head inférieure sus-jacente.

Comparée à la Formation d'English Head inférieure, la Formation de Macasty apparaît donc caractérisée par un module de Young plus faible (roche plus ductile) et un coefficient de Poisson plus faible (roche plus fragile). Cette contradiction apparente s'explique par le fait que les deux modules élastiques traduisent des propriétés mécaniques différentes (voir section 4.1) et la combinaison des deux modules dans un indice acoustique de fragilité permet d'apprécier plus sûrement le contraste de fragilité entre les deux formations. Cet indice est une représentation mathématique simple qui permet de combiner le module de Young et le coefficient de Poisson en une valeur unique normalisée de 0 à 100, les valeurs les plus élevées correspondant aux roches les plus fragiles. Une représentation graphique de cet indice sous la forme d'une diagraphie synthétique permet d'illustrer l'évolution des propriétés mécaniques en fonction de la profondeur (figures 18a et 18b), ce que le diagramme binaire de la figure 12 ne rend qu'imparfaitement. Ainsi dans le cas du puits D020 on observe un fort contraste de fragilité au contact entre les formations de Mingan et de Macasty (figure 18b), cette dernière étant significativement plus ductile que la première. Minimale à la base de l'unité, la fragilité de la Formation de Macasty augmente progressivement vers le sommet de cette unité avant de diminuer brusquement dans les derniers mètres

immédiatement sous la Formation d'English Head inférieur. Cette dernière est caractérisée par un indice acoustique de fragilité stable de la base au sommet, indice qui est également le plus bas de toute la séquence stratigraphique documentée dans le puits D020. Seuls les premiers mètres à la base de la Formation de Macasty présentent un indice acoustique de fragilité aussi faible. La monotonie de l'indice acoustique dans la Formation d'English Head inférieur est toutefois interrompue localement par de minces intervalles plus fragiles qui correspondent à des bancs calcaires d'épaisseur métrique (figure 18b). Le contact entre les membres inférieur et supérieur de la Formation d'English Head est marqué par une hausse légère de l'indice acoustique de fragilité à la base du membre supérieur. Ce dernier est plus fragile que le membre inférieur et l'indice acoustique augmente encore dans la Formation de Vauréal, qui constitue l'unité la plus fragile des roches qui forment la couverture de la Formation de Macasty (figure 18a). Dans l'ensemble la Formation de Macasty est donc surmontée d'abord par des roches plus ductiles mais interlitées de niveaux calcaires fragiles d'épaisseur métrique (Formation d'English Head inférieur), puis par des unités de plus en plus fragiles jusqu'en surface.

6.2 Contrainte principale horizontale minimale

Dans le contexte de la fracturation hydraulique, l'intensité de la contrainte principale horizontale minimale (S_{hmin}) contrôle la facilité avec laquelle les fractures vont croître et se propager, dans la mesure où la pression exercée par le fluide de fracturation doit au minimum équilibrer, et si possible excéder, la pression exercée en sens contraire par S_{hmin} pour que les épontes d'une fracture puissent s'écarter l'une de l'autre. Dans le cas des roches étudiées dans le puits D020 (figures 18a et 18b) on relève pour la couverture de la Formation de Macasty une grande régularité dans le gradient de S_{hmin} et donc dans l'augmentation de la valeur absolue de S_{hmin} avec l'accroissement de la profondeur. Cette régularité est interrompue dans la Formation de Macasty qui est au contraire caractérisée par une diminution du gradient de S_{hmin} (minimal au milieu de la formation). Le gradient demeure faible dans les premiers mètres sous le toit de la Formation de Mingan avant d'augmenter à nouveau. On peut ainsi mettre en évidence un contraste mécanique marqué entre la Formation de Macasty et les unités sus- et sous-jacentes. La figure 19 illustre graphiquement ce phénomène en exagérant les échelles de manière à bien rendre compte des variations du gradient de S_{hmin} avec la profondeur de part et d'autre de la Formation de Macasty.

Des valeurs de S_{hmin} plus faibles au sein de la Formation de Macasty se traduisent par la nécessité d'imposer une pression d'injection plus faible pour ouvrir des fractures hydrauliques dans la Formation de Macasty que dans les unités immédiatement sus- et sous-jacentes. En d'autres termes, la Formation de Macasty paraît être isolée mécaniquement par des barrières de fracturation. Sous la Formation de Macasty cette isolation mécanique semble se produire dans les premiers mètres sous le contact avec la Formation de Mingan plutôt qu'à l'interface entre les deux unités. Dans la couverture, l'unité immédiatement sus-jacente à la Formation de Macasty soit la Formation d'English Head inférieur est en outre caractérisée par la présence de niveaux calcaires qui présentent des valeurs de S_{hmin} beaucoup plus élevées (flèches noires sur la figure 19), augmentant ainsi la propension de cette unité à agir comme barrière à la propagation des fractures hydrauliques vers le haut.

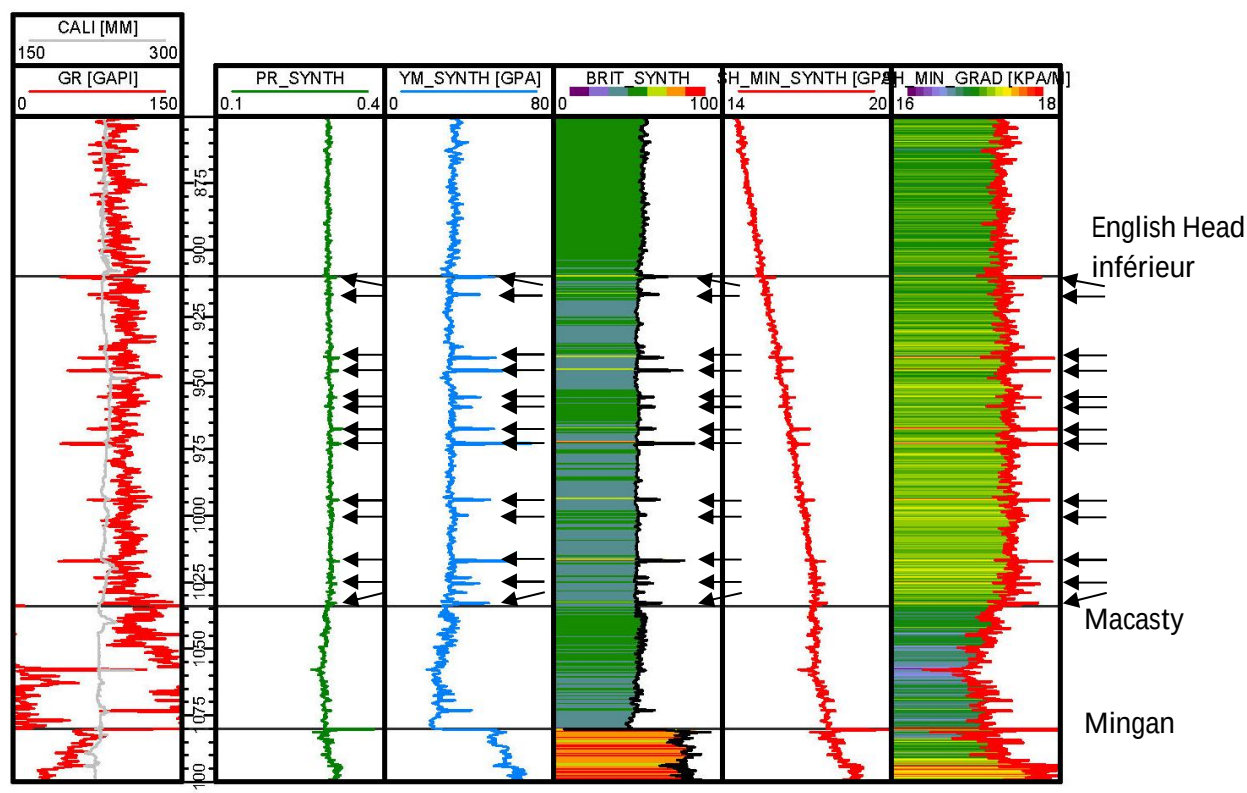


Figure 19 : Détail des propriétés mécaniques pour la Formation d'English Head inférieure illustrant les contrastes mécaniques créés par la présence de bancs de calcaire (flèches noires).

6.3 Implications pour la fracturation hydraulique

L'injection à haute pression de fluides de fracturation culmine dans l'ouverture de fractures induites et/ou la réouverture de fractures naturelles préexistantes. L'orientation des fractures qui sont créées ou réactivées est contrôlée dans les deux cas par l'orientation des contraintes principales, soit la contrainte verticale S_v , la contrainte horizontale maximale Sh_{max} et la contrainte horizontale minimale Sh_{min} . Les fractures tendent à s'ouvrir préférentiellement dans la direction de la contrainte la plus faible, le plan de fracture étant orienté parallèlement aux directions des deux autres contraintes. On ne dispose pas de données suffisantes pour déterminer l'orientation actuelle des trois contraintes principales à l'échelle du puits D020. Toutefois l'orientation régionale des champs de contrainte dans l'est du Canada (Plumb et Cox, 1987; Reiter et al., 2014) et l'analogie avec les données disponibles pour les Basses-Terres du Saint-Laurent (Konstantinovskaya et al., 2012) suggèrent que le régime de contraintes dominant sur l'île d'Anticosti est un régime en décrochement caractérisé par la relation $Sh_{max} > S_v > Sh_{min}$, avec Sh_{max} orienté ENE-OSO. Sous réserve que ces conditions régionales sont également valides à l'échelle locale pour le puits D020, les fractures induites par fracturation hydraulique dans ce puits vont donc s'ouvrir préférentiellement dans la direction de Sh_{min} soit NNO-SSE et seront orientées selon un plan sub-vertical défini par l'orientation de Sh_{max} et de S_v soit ENE-OSO. Dans le cas où des fractures naturelles sont présentes avant l'injection, ce sont les fractures sub-verticales orientées ENE-OSO – perpendiculairement à Sh_{min} – qui seront les plus aptes à être réactivées dans un premier temps.

En pratique le réseau de fractures généré par l'injection de fluides de fracturation peut être plus complexe et ne pas se résumer aux seules fractures présentant une orientation idéale. Ceci est même souhaitable dans la mesure où une complexité et une irrégularité croissantes du réseau de fractures hydrauliques augmentent la connectivité du réservoir et donc sa capacité de production. Il est cependant difficile de modéliser le développement de réseaux de fractures complexes à moins de pouvoir représenter de manière satisfaisante l'orientation et la densité de chaque famille de fractures potentielles et cet exercice ne sera pas réalisé ici faute de données suffisantes. De manière qualitative toutefois, il est bien établi que la complexité des réseaux de fractures hydrauliques augmente avec la fragilité du matériau. À l'inverse un medium plus ductile sera plus apte à développer un réseau de fractures parallèles peu ou pas connectées entre elles. Dans le cas du puits D020, la Formation de Macasty apparaît légèrement plus fragile que la Formation d'English Head inférieur sus-jacente si l'on tient compte de l'indice acoustique de fragilité (figures 18b et 19) et donc à priori plus apte à générer des réseaux de fractures complexes que sa couverture. Dans le détail cependant, le coefficient de Poisson et le module de Young qui servent à calculer l'indice acoustique de fragilité présentent des qualités contrastées. Ainsi le coefficient de Poisson est plus faible pour la Formation de Macasty que pour la Formation d'English Head inférieur, ce qui se traduit par une plus grande facilité à initier des fractures hydrauliques dans la première. Le module de Young en revanche, est plus faible pour la Formation de Macasty que pour la Formation d'English Head inférieur ce qui se traduit par la création de réseaux de fractures moins complexes dans la première.

L'existence d'une barrière mécanique qui limite le risque de propagation des fractures hydrauliques au-delà de la Formation de Macasty est établi ici à partir des valeurs de Sh_{min} . En valeur absolue ce contraste mécanique demeure faible, de l'ordre de quelques mégapascals tout au plus, mais il est renforcé par deux facteurs importants, soit le contraste de fragilité au contact entre les formations de Macasty et d'English Head inférieur et la présence de niveaux calcaires au sein de la Formation d'English Head inférieur.

Ainsi le contraste de fragilité au contact entre les formations de Macasty et d'English Head inférieur (figure 19) fait en sorte que les réseaux de fractures induites éventuellement ouverts dans la Formation d'English Head inférieur seront moins complexes et moins bien connectés que dans la Formation de Macasty. Surtout, leur plus grande linéarité favorisera leur fermeture immédiatement après la fin de la période d'injection tandis que dans la Formation de Macasty un plus grand nombre de fractures pourront jouer en cisaillement et demeurer ouvertes après l'injection du fluide de fracturation.

Par ailleurs une série de niveaux calcaires d'épaisseur métrique est présente au sein de la Formation d'English Head inférieur, ainsi que le révèlent les diagraphies et l'analyse des déblais de forage (flèches noires à la figure 19). Chacun de ces intervalles est caractérisé par des valeurs absolues de Sh_{min} très supérieures à celles qui dominent par ailleurs dans l'ensemble de cette formation et au sein de la Formation de Macasty. Dans l'éventualité où des fractures induites se propageraient au sein de la Formation d'English Head inférieur ces niveaux calcaires contribueront ainsi à isoler mécaniquement les couches sus-jacentes car l'énergie déployée – la pression du fluide de fracturation – tend à se dissiper latéralement dans les intervalles où Sh_{min} est la plus faible (entre les niveaux calcaires) par le biais de fractures néoformées et est ainsi moins aisément transmise aux niveaux calcaires sus-jacents. Une

illustration de ce phénomène est documentée dans Tepper et al. (2013), qui présentent les résultats d'un enregistrement microsismique montrant comment la présence de deux bancs calcaires de moins d'un mètre d'épaisseur chacun et espacés de deux mètres environ parvient à inhiber la propagation des fractures hydrauliques au-delà de cet intervalle.

Enfin les résultats obtenus pour l'environnement de sous-surface du puits D020 sont à mettre en relation avec les travaux régionaux de Pinet et al. (2015) réalisés à partir d'affleurements accessibles sur l'île d'Anticosti et dans l'archipel des Îles Mingan. Ces auteurs montrent que certaines interfaces de litage jouent le rôle de barrières structurales et contrôlent la terminaison de la plupart des fractures, confinant ainsi les réseaux de fractures naturelles à des intervalles caractérisés par des propriétés mécaniques distinctes. Pinet et al. (2015) reconnaissent également un certain nombre de fractures sub-verticales qui recoupent totalement les différentes unités mécaniques identifiées à l'affleurement. Il s'agit de deux familles orientées N100° et N010°, soit obliques par rapport au régime de contraintes régionales (ENE-OSO). L'extension de ces fractures en sous-surface et l'évolution de leurs propriétés hydrauliques et mécaniques avec la profondeur demeurent incertaines en l'état actuel des connaissances et ne pourront être établies qu'à l'aide de diagrapies d'imagerie.

7. Conclusions

L'analyse des données diagrapiques du forage D020 a permis de générer des diagrapies acoustiques synthétiques puis d'estimer, à partir de celles-ci, les propriétés géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture.

L'étude a démontré dans un premier temps qu'il était possible de générer des diagrapies acoustiques synthétiques des ondes P et S de bonne qualité à partir des diagrapies non acoustiques, et qu'il était également possible de générer des diagrapies acoustiques synthétiques pour des puits où ces données sont absentes. Les propriétés géomécaniques qui ont été calculées ensuite consistent en les constantes élastiques, un indice acoustique de fragilité, ainsi que la contrainte principale horizontale minimale. Les résultats indiquent un bon contraste de fragilité entre la Formation de Macasty et la formation sus-jacente d'English Head inférieur, ce qui signifie que les fractures naturelles ou hydrauliques développées dans la première sont plus complexes et mieux interconnectées que dans la seconde. Les résultats indiquent également qu'il existe un contraste mécanique entre les deux formations, qui agit comme une barrière à la propagation des fractures hydrauliques au-delà de la Formation de Macasty. La Formation d'English Head inférieur comprend également une série de bancs calcaires dont les propriétés mécaniques sont aptes à inhiber davantage la propagation des fractures hydrauliques vers le haut.

Bien que reposant sur des données chiffrées, les paramètres géomécaniques examinés ici sont presque exclusivement dérivés des diagrapies et n'ont pas été calibrés à des données de laboratoire. La portée de la présente étude se veut donc essentiellement qualitative et vise à établir la variation des propriétés mécaniques avec la profondeur et à mettre en évidence les principaux contrastes mécaniques, mais les résultats pourront être raffinés lorsque des données de laboratoire seront disponibles.

Enfin l'étude réalisée ici pour le puits D020 a permis de mieux apprécier les propriétés géomécaniques de la couverture de la Formation de Macasty à l'échelle d'un puits, mais ne permet pas de généraliser les résultats à l'ensemble de l'Ile d'Anticosti. Jusqu'à présent une telle étude régionale ne pouvait pas être entreprise faute d'un jeu de diagraphies acoustiques satisfaisant, la diagraphie de l'onde S n'étant disponible que pour le puits D020. La présente étude a toutefois démontré qu'il était possible de s'affranchir de la diagraphie de l'onde S lorsqu'on dispose d'un corpus suffisant de diagraphies non acoustiques, de sorte que la définition des propriétés mécaniques de la couverture de la Formation de Macasty à l'échelle régionale devient envisageable.

Remerciements

L'auteur remercie Denis Lavoie (CGC_Q) pour la lecture critique de cette contribution, ainsi que la Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec pour avoir facilité l'accès aux données publiques nécessaires à ce travail.

Ce projet a été réalisé avec le support financier de Ressources Naturelles Canada au travers de contributions financières du Secteur des Sciences de la Terre et celui de l'Énergie dans le cadre de son programme de recherche et de développement énergétique (PRDE) de ce dernier.

Références

- Boudreau, C., Jones, M.H., Reynolds, M., Rogers, J., Spidle, K., 2011. Pétrolia/Corridor, Anticosti, Chaloupe No.1 (2010FD020) - Rapport de fin de forage - Final well Report. SIGPEG, Rapport No 2010OD020-05, 215 pages.
- Clark, I., Daoust, P., Desrochers, P., Greenman, W., Fortin, D., 2015. Paleozoic brine and gas seeps on Anticosti Island : Impacts for developing unconventional hydrocarbon resources. Dans Congrès conjoint AGU-GAC-MAC-CGU, Montréal, mai 2015.
- Daoust, P., Desrochers, A., et Clark, I., 2014. Origine d'un monticule carbonaté alimenté par une source d'eau hypersaline riche en méthane thermogénique dans l'île d'Anticosti : impacts sur l'exploration pétrolière. 82ième congrès de l'ACFAS, Program et résumés, Montréal 2014.
- Eaton, B.A., 1969. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. Journal of Petroleum Technology, v. 246, p.1353-1360.
- Globensky, Y., 1993. Lexique stratigraphique canadien - Région des Appalaches, des Basses-Terres du Saint-Laurent et des îles de la Madeleine. SIGEOM, rapport DV 91-23, 327 pages.
- Konstantinovskaya, E., Malo, M., Castillo, D.A., 2012. Present-day stress analysis of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin and implications for caprock integrity during CO2 injection operation. Tectonophysics, v.518–521, p.119–137.
- Mullen, M., Roundtree, R., Barree, B., 2007. A composite determination of mechanical rock properties for stimulation design (What to do when you don't have a sonic log). Society of Petroleum Engineers, SPE 108139-MS, 13 pages.
- Pinet, N., Brake, V., Lavoie, D., 2015. Geometry and regional significance of joint sets in the Ordovician-Silurian Anticosti Basin: new insights from fracture mapping. Geological survey of Canada, Open File 7752, 25 pages.
- Plumb, R.A., Cox, J.W., 1987. Stress directions in eastern North America determined to 4.5 km from borehole elongation measurements. Journal of Geophysical Research, v.92, p.4805-4816.
- Reiter, K., Heidbach, O., Schmitt, D., Haug, K., Ziegler, M., Moeck, I., 2014. A revised crustal stress orientation database for Canada. Tectonophysics, v.636, p.111-124.
- SIGPEG, 2015. Système d'Information Géoscientifique Pétrolier et Gazier. Direction du bureau des hydrocarbures, Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles. Voir site internet <http://sigpeg.mrn.gouv.qc.ca>
- Tepper, B., Baechle, G., Keller, J., Walsh, R., Quint, E., 2013. Petrophysical Evaluation of Shale Oil & Gas Opportunities in Emerging Plays; Some Examples and Learning's from the Americas. International Petroleum Technology Conference, IPTC 16926, 8 pages.

Thériault, R., 2002. Carte géologique du Québec - Édition 2002. Ministère de l'Environnement et des Ressources du Québec, DV 2002-06, 8 pages.

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