



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA

DOSSIER PUBLIC 7907

**Étude géomécanique régionale
de la Formation de Macasty et de sa couverture
d'après les puits pétroliers et gaziers
de l'Île d'Anticosti, Québec**

S. Séjourné

2015

Canada



**COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
DOSSIER PUBLIC 7907**

**Étude géomécanique régionale de la Formation de Macasty
et de sa couverture d'après les puits pétroliers et gaziers
de l'Île d'Anticosti, Québec**

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:10.4095/296885

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

Notation bibliographique conseillée

Séjourné, S., 2015. Étude géomécanique régionale de la Formation de Macasty et de sa couverture d'après les puits pétroliers et gaziers de l'Île d'Anticosti, Québec; Commission géologique du Canada, Dossier public 7907, 114p. doi:10.4095/296885

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
Summary	2
Liste des abréviations	3
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 diagraphiques	6
2.2 Rapports de fin de forage	7
2.3 Définition des contacts stratigraphiques	7
3. Définition des diagraphies acoustiques synthétiques de l'onde S	8
3.1 Méthodologie générale	8
3.2 Définition des corrélations pour le puits D020	9
3.3 Diagraphies synthétiques de l'onde S pour les autres puits	16
4. Estimation des propriétés mécaniques	21
4.1 Constantes élastiques et indice de fragilité	21
4.2 Pression de fluide	27
4.2.1 Essais aux tiges	28
4.2.2 Tests d'épanchement et d'intégrité	28
4.2.3 Densité de la boue de forage	29
4.3 Contrainte principale horizontale minimale	31
5. Interprétation des propriétés géomécaniques	36
5.1 Stratigraphie mécanique	37

5.1.1 Modules élastiques.....	37
5.1.2 Contrainte principale horizontale minimale	40
5.2 Variations régionales.....	40
5.2.1 Transects régionaux	40
5.2.2 Limites de la portée régionale de l'étude.....	45
6. Conclusions et recommandations.....	46
Remerciements	47
Références.....	48

Liste des tableaux

Tableau 1 : Profondeurs établies pour le toit des formations dans les puits considérés dans le cadre de la présente étude. Une case vide signifie l'absence de cette unité.....	7
Tableau 2 : Synthèse des corrélations observées entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques déduites du puits D020.	10
Tableau 3a : Synthèse des modules élastiques estimés pour les puits étudiés pour les formations de Vauréal, d'English Head supérieur et d'English Head inférieur.	26
Tableau 3b : Synthèse des modules élastiques estimés pour les puits étudiés pour les formations de Macasty et de Mingan supérieur.	27
Tableau 4 : Synthèse des résultats disponibles pour les tests d'épanchement ou d'intégrité réalisés sous la base du coffrage de surface.....	28
Tableau 5a : Synthèse des valeurs estimées de la contrainte principale horizontale minimale (Sh_{min}) et de son gradient pour les puits étudiés, pour les formations de Vauréal, d'English Head supérieur et d'English Head inférieur.	35
Tableau 5b : Synthèse des valeurs estimées de la contrainte principale horizontale minimale (Sh_{min}) et de son gradient pour les puits étudiés, pour les formations de Macasty et de Mingan supérieur.	36

Liste des figures

Figure 1 : Carte géologique simplifiée de l'île d'Anticosti indiquant la localisation des forages pétroliers et gaziers.....	4
Figure 2 : Stratigraphie simplifiée de l'île d'Anticosti.	8
Figure 3 : Exemple de corrélation observée entre les diagraphies acoustiques brutes (ici DTCO) et de rayonnement gamma (GR) pour le puits D020.	11
Figure 4 : Exemple de diagramme binaire permettant de vérifier la validité des corrélations établies pour le puits D020.....	12
Figure 5 : Exemple de corrélation observée entre les diagraphies acoustiques (ici DTCO) et de résistivité profonde (ILD2) pour le puits D020.....	13
Figure 6 : Exemple de corrélation observée entre les diagraphies acoustiques (ici DTCO) et de densité totale (RHOB) pour le puits D020.....	14
Figure 7a : Résultats des relations établies entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques dans le puits D020 entre 150 et 650m.	15
Figure 7b : Résultats des relations établies entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques dans le puits D020 entre 650 et 1125m.	16
Figure 8a : Résultats des relations établies entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques dans le puits D014 entre 0 et 550m.	17
Figure 8b : Résultats des relations établies entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques dans le puits D014 entre 0 et 550m.	18
Figure 9 : Diagramme binaire permettant de vérifier la validité de la corrélation établie pour la diagraphie acoustique de l'onde P dans le puits D014.	19
Figure 10 : Diagramme binaire opposant les valeurs dynamiques de E et u estimées à partir des diagraphies acoustiques et de densité totale pour le puits D014.....	22
Figure 11 : Détail de la variation des constantes élastiques en fonction de la profondeur pour le puits D014 entre 700 et 970m.	23
Figure 12 : Diagramme binaire opposant les valeurs dynamiques de E et u estimées à partir des diagraphies acoustiques et de densité totale pour le puits D007.....	24
Figure 13 : Détail de la variation des constantes élastiques en fonction de la profondeur pour le puits D007 entre 2260 et 2540m.	25
Figure 14 : Variation de la densité de la boue de forage en fonction de la profondeur pour chacun des puits étudiés.....	30
Figure 15 : Variation du gradient de la pression de fluide en fonction de la profondeur et des assemblages stratigraphiques considérés.....	30
Figure 16 : Détail de l'évolution de la contrainte principale horizontale minimale en fonction de la profondeur pour le puits D014 entre 700 et 970m.....	33
Figure 17 : Détail de l'évolution de la contrainte horizontale minimale en fonction de la profondeur pour le puits D007 entre 2260 et 2540m.....	34

Figure 18a : Variation des propriétés mécaniques en fonction de la profondeur pour la Formation de Vauréal pour le puits D014.....	38
Figure 18b : Variation des propriétés mécaniques en fonction de la profondeur pour les formations d'English Head, de Macasty et de Mingan pour le puits D014.	39
Figure 19 : Carte de localisation des transects examinés.	41
Figure 20 : Variation des propriétés mécaniques le long du transect nord-sud.....	42
Figure 21 : Variation des propriétés mécaniques le long du transect ouest-est.	43
Figure 22 : Variation des propriétés mécaniques de part et d'autre de la Faille de Jupiter.....	44

Liste des annexes

Annexe 1 : Diagraphies de calibration des ondes P et S à partir des diagraphies non acoustiques.....	49
Annexe 2 : Diagrammes binaires de calibration des ondes P et S à partir des diagraphies non acoustiques.....	60
Annexe 3 : Diagraphies brutes et synthétiques.....	79
Annexe 4 : Diagrammes binaires des modules élastiques.....	90
Annexe 5 : Diagraphies des paramètres géomécaniques.....	100

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.

Cette étude a permis de préciser les propriétés géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture à l'échelle régionale de l'île d'Anticosti, à partir des données diagraphiques des forages pétroliers et gaziers disponibles sur l'île et par calibration avec les données d'un puits de référence, le puits Pétrolia/Corridor, Anticosti, Chaloupe No. 1 (D020). 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.

Une série de tests de calibration a donc été réalisée dans un premier temps afin de déterminer la meilleure méthode pour générer une diagraphie acoustique synthétique de l'onde S pour chacun des puits analysés. Sur la base des données régionales disponibles et des paramètres nécessaires aux calibrations, huit forages pétroliers et gaziers ont été retenus pour l'étude géomécanique régionale.

À l'échelle du puits les résultats mettent en évidence la présence de contrastes mécaniques nets entre la Formation de Macasty et les formations sus- et sous-jacentes. Dans un contexte de fracturation hydraulique ces contrastes mécaniques se traduisent par l'existence de barrières à la propagation des fractures hydrauliques hors de la Formation de Macasty. Par ailleurs l'analyse de deux puits situés de part et d'autre d'une faille régionale, la Faille de Jupiter, révèle que la proximité de la faille n'affecte pas significativement les propriétés mécaniques de la couverture.

À l'échelle régionale les résultats obtenus font preuve d'une remarquable homogénéité d'un puits à l'autre, sauf dans la partie centre-sud de l'île où une barrière à la fracturation est identifiée plus haut dans la couverture plutôt qu'immédiatement au-dessus de la Formation de Macasty. Dans ce cas précis le phénomène peut-être réel ou correspondre à un artefact lié aux limitations méthodologiques de l'étude, sans qu'il soit possible de trancher sur la base des données actuellement disponibles.

Les calibrations nécessaires à cette étude reposent sur la diagraphie acoustique brute de l'onde S du seul puits D020. Dans le futur il est donc recommandé de confirmer la robustesse de la méthode et des résultats présentés ici en les comparant aux données qui pourront être éventuellement collectées dans de nouveaux forages.

Dans la perspective de l'exploration et de l'exploitation des réservoirs non conventionnels sur l'île d'Anticosti il apparaît aussi particulièrement souhaitable d'examiner l'incidence que peuvent avoir les discontinuités structurales – failles interprétées en sismique et réseaux de fractures naturelles documentés en surface – sur l'intégrité de la couverture de la Formation de Macasty.

Summary

This project is part of a larger study initiated by the Geological survey of Canada, Quebec section (GSC-Quebec), and which deals with the evaluation of the geomechanical parameters of the Macasty Formation and its caprock on Anticosti Island to better understand their spatial variability and their controls.

This study enabled to document the geomechanical properties of the Macasty Formation and its caprock at a regional scale on Anticosti Island, based on the available petrophysical logs from the oil and gas wells drilled on the island and through a calibration with data from a reference well, the well Petrolia/Corridor, Anticosti, Chaloupe No. 1 (D020). This well is the only one on the island for which an acoustic log of the S wave is available at the present time, and in the absence of laboratory data this log is required to establish the various geomechanical parameters.

A series of calibration tests was conducted in a first time so as to determine the best method to generate a synthetic acoustic log of the S wave for each of the wells considered. On the basis of the available regional data and the parameters required for the calibrations, eight oil and gas wells were selected for the regional geomechanical study.

At the scale of the well, the results highlight the presence of clear mechanical contrasts between the Macasty Formation and the overlying and underlying formations. In a context of hydraulic fracturing these mechanical contrasts are reflected in the existence of barriers to the propagation of hydraulic fractures outside the Macasty Formation. Furthermore, the analysis of two wells located on both sides of a regional-scale fault, the Jupiter Fault, reveals that the vicinity of the fault does not affect significantly the mechanical properties of the caprock.

At a regional scale the results demonstrate a remarkable homogeneity from a well to another, except in the South-central part of the island where a barrier to the hydraulic fractures is identified stratigraphically higher in the caprock rather than immediately above the Macasty Formation. In this specific case the phenomenon can be real or correspond to an artifact related to methodological limitations of the study, and it is not possible to decide on the basis of currently available data.

The calibrations necessary for this study are based on the raw acoustic log of the S-wave of the sole well D020. Therefore, in the future it is recommended to confirm the robustness of the method and the results presented here by comparing them with data which may be eventually collected in new wells.

In the scope of exploration and exploitation of unconventional reservoirs on Anticosti Island it is also particularly desirable to examine the impact that may have structural discontinuities – faults interpreted on seismic and natural fractures networks documented at surface – on the integrity of the caprock of the Macasty Formation.

Liste des abréviations

Abréviations dans le texte

BRIT :	Indice acoustique de fragilité (0 à 100)
CGC :	Commission Géologique du Canada
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 ($9,806 \times 10^{-3}$ kPa/m)
GPa :	Gigapascals
ISIP :	Pression à la fermeture initiale (<i>initial shut-in pressure</i>) (exprimée en GPa)
KB :	Kelly bushing (table de rotation de la foreuse)
kPa :	Kilopascals
LOT :	Test d'épanchement (<i>leak off test</i>)
LT :	Test de limite (<i>limit test</i>)
PB :	Poids de la boue de forage (exprimé en kg/m^3)
PF :	Pression de fluide ou son gradient (exprimés en kPa ou kPa/m)
PV :	Profondeur verticale
Shmin :	Contrainte principale horizontale minimale ou son gradient (exprimés en GPa ou kPa/m)
Sv :	Pression lithostatique ou son gradient (exprimés en kPa ou kPa/m)
ν (nu) :	Coefficient de Poisson (sans unité)

Abréviations des diagraphies

BRIT (0 à 100) :	Indice acoustique de fragilité (<i>brittleness index</i>)
CALI et HCAL_D0xx (mm) :	Diamètre (<i>caliper</i>)
DPHI_LIM (V/V) :	Porosité de densité, matrice calcaire
DT, DTP et DTCO ($\mu\text{sec/m}$) :	Inverse de la vitesse de l'onde P dérivée des données brutes
DTP_xxxxx ($\mu\text{sec/m}$) :	Inverse de la vitesse de l'onde P dérivée des données synthétiques
DTS et DTSM ($\mu\text{sec/m}$) :	Inverse de la vitesse de l'onde S dérivée des données brutes
DTS_xxxxx ($\mu\text{sec/m}$) :	Inverse de la vitesse de l'onde S dérivée des données synthétiques
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
PF (kPa) :	Pression de fluide
PR (0 à 0,5) :	Coefficient de Poisson (<i>Poisson's ratio</i>)
RHOB et RHOZ (kg/m^3) :	Densité totale
SH_MIN (GPa) :	Contrainte principale horizontale minimale
SH_MIN (kPa) :	Gradient de la contrainte principale horizontale minimale
SPHI (V/V) :	Porosité acoustique
SV (kPa) :	Contrainte principale verticale
TNPH_LIM (V/V) :	Porosité neutron, matrice calcaire (coffrage de surface)
VPVS :	Rapport (sans unité) des vitesses des ondes P et S
YM (GPa) :	Module de Young (<i>Young's modulus</i>)

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 sont possibles à partir de la sous-surface, soulevant l'hypothèse que la proximité de certaines failles peut influencer les propriétés géomécaniques de la couverture rocheuse.

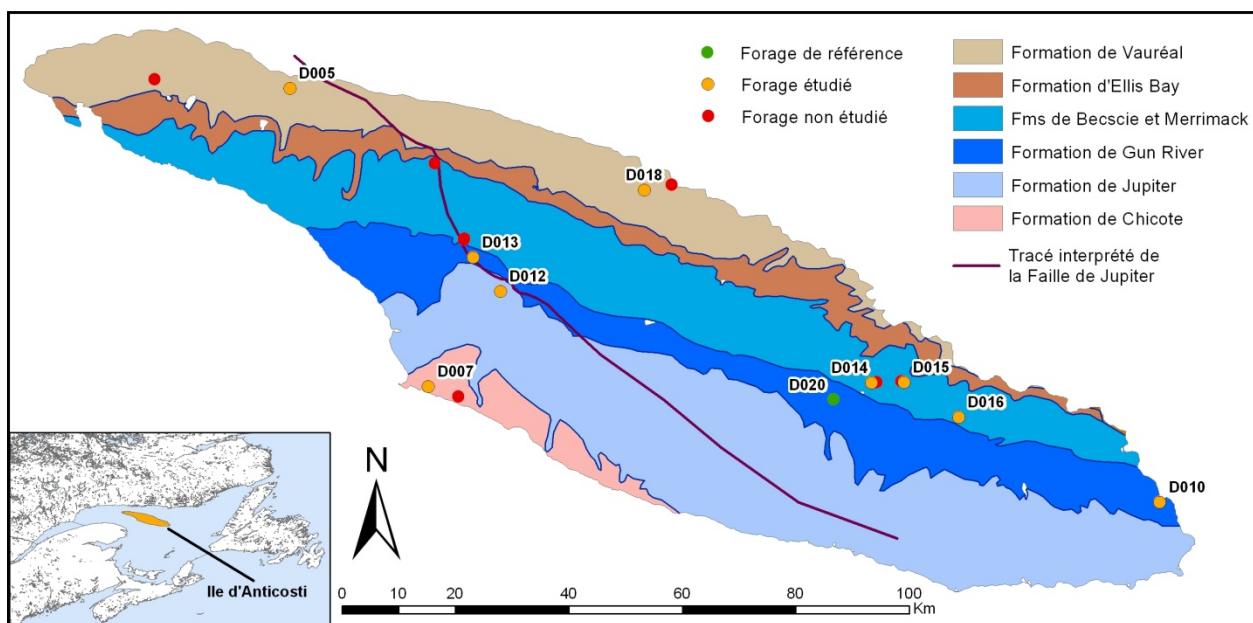


Figure 1 : Carte géologique simplifiée de l'Île d'Anticosti indiquant la localisation des forages pétroliers et gaziers.

Fond cartographique : Thériault (2002) et SIGPEG (2015). Le tracé de la Faille de Jupiter est tiré de Bédard et al. (2014).

1.2 Objectifs du projet

L'objectif général de cette étude est d'estimer les propriétés géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture à l'échelle régionale, à partir des données diagraphiques des forages pétroliers et gaziers disponibles sur l'Île d'Anticosti.

Pour arriver à cette fin un enregistrement diagraphique acoustique de l'onde S est nécessaire pour chacun des puits examinés. À l'heure actuelle une telle diagraphie n'est disponible que pour le puits Pétrolia/Corridor, Anticosti, Chaloupe No. 1 (D020) mais il est possible de simuler cette diagraphie acoustique de l'onde S à partir d'autres diagraphies disponibles pour le même puits (Séjourné, 2015). Un objectif intermédiaire de la présente étude consiste donc à générer des diagraphies synthétiques de l'onde S pour chacun des puits examinés.

Une fois définies ces diagraphies acoustiques synthétiques il devient alors possible d'estimer les modules élastiques (module de Young, coefficient de Poisson). Un indice de fragilité est également dérivé de ces propriétés afin de rendre compte plus aisément des variations qualitatives fines que l'on observe dans la stratigraphie mécanique de la Formation de Macasty et de sa couverture. Enfin les données de pression disponibles pour les puits étudiés sont analysées pour évaluer semi-quantitativement les variations de la contrainte principale horizontale minimale et pour 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 principale 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 principale 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.

Idéalement des diagraphies acoustiques synthétiques des ondes P et S devraient être 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 les puits (Séjourné, 2015). En pratique cette étape n'a pu être réalisée ici faute d'une diagraphie brute de l'onde S enregistrée en même temps que les autres diagraphies : la diagraphie synthétique de l'onde S qui est générée pour chacun des puits étudiés est destinée à simuler une diagraphie brute de l'onde S (autrement non disponible), non pas à produire une diagraphie synthétique affranchie des possibles effets de trou et effets de gaz mentionnés précédemment. Parce que cette diagraphie synthétique de l'onde S brute est obtenue par calibration à une ou plusieurs diagraphies non acoustiques disponibles pour le même puits, et parce que la validité de la calibration est vérifiée par corrélation avec le comportement de l'onde P. Au contraire de Séjourné (2015) il n'est plus possible de générer une nouvelle diagraphie synthétique de l'onde S à partir de la première et qui serait destinée à s'affranchir des effets de trou sans donner un poids statistique exagéré

à la diagraphie non acoustique utilisée au départ et sans créer un raisonnement circulaire qui produirait des résultats dénués de sens. Les résultats qui sont présentés ici doivent donc être considérés de manière uniquement qualitative et l'interprétation ne doit porter que sur les seules variations relatives des propriétés mécaniques le long du profil de chaque puits – variations verticales, d'une formation à l'autre ou au sein d'une même formation.

Cette limitation quantitative fondamentale pourra être palliée dans le futur par l'enregistrement de diagraphies acoustiques de l'onde S et par la calibration des données à des analyses de laboratoire (propriétés mécaniques statiques). En attendant que de telles données deviennent disponibles, l'essentiel des résultats et des conclusions élaborés dans le cadre de la présente étude reposent donc sur la qualité des diagraphies brutes, sur la représentativité des diagraphies synthétiques générées à partir de celles-ci, et sur le postulat que les relations de calibration définies à partir du puits D020 peuvent être généralisées et appliquées à l'échelle régionale. L'interprétation des résultats qui est proposée à la fin de l'étude montre clairement les limites géologiques de ce postulat, dont l'application devrait être restreinte à des régions géologiques pour lesquelles notamment le degré de maturité thermique de la matière organique est comparable.

Enfin il convient de rappeler que les résultats présentés ici sont de nature qualitative et relative et ne sauraient être utilisés à des fins de planification d'une campagne de fracturation hydraulique sur le terrain.

2. Intégration des données

2.1 Données diagraphiques

Dix forages pétroliers et gaziers ont été retenus pour l'étude régionale, soit les puits D005, D007, D010, D012, D013, D014, D015, D016 et D018 ainsi que le puits de référence D020. Parmi ces dix forages, la couverture diagraphique des puits D005 et D010 est lacunaire et ne permet qu'une étude partielle. Huit autres puits forés sur l'île ont été exclus de l'étude soit parce qu'ils ne comportaient pas de diagraphies, soit parce que la qualité ou la couverture des diagraphies enregistrées n'était pas satisfaisante. L'ensemble des puits étudiés est localisé à la figure 1.

Pour les fins de l'étude, les diagraphies dans leur format numérique LAS ont été intégrées. La liste des diagraphies disponibles est compilée dans Bédard et al. (2014). Dans le cas des puits D005 et D007 les courbes GR (et ILD2 pour D007) ont dû être décalées au préalable pour coïncider avec la courbe DTP brute (3,048m pour GR pour D005; 1,0m et 4,0m pour GR et ILD2 respectivement pour D007). Par ailleurs des relevés de déviation sont disponibles pour certains puits seulement et dans tous les cas la déviation est minime, de sorte que les puits sont considérés verticaux pour les fins de l'étude. Les abréviations correspondant aux différentes diagraphies mentionnées dans ce rapport sont explicitées dans la section « Liste des abréviations ».

2.2 Rapports de fin de forage

Les rapports de fin de forage (SIGPEG, 2015) permettent de compléter les données disponibles pour les puits considérés. Ces rapports comportent 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,
- le poids de la boue de forage,
- les relevés de déviation,
- les résultats d'éventuels essais aux tiges (DST) et
- les résultats d'éventuels tests d'épanchement (LOT), d'intégrité (FIT) ou d'injection (DFIT).

2.3 Définition des contacts stratigraphiques

Le cadre stratigraphique de l'île d'Anticosti est relativement simple et bien établi (figure 2), mais quelques ambiguïtés demeurent quant à la terminologie employée pour décrire certaines unités stratigraphiques (Séjourné, 2015). Pour les puits considérés dans cette étude, une révision de la terminologie et des contacts stratigraphiques est proposée dans Bédard et al. (2014) sur la base des contrastes pétrophysiques observés. La comparaison entre les profils diagraphiques et les profondeurs des toits de formation proposées dans Bédard et al. (2014) confirme que les contacts stratigraphiques proposés par ces auteurs sont appropriés pour la présente étude et qu'il n'y a pas lieu de les ajuster de manière significative dans cette étude. Quelques modifications ont dû être apportées cependant aux définitions de Bédard et al. (2014) pour des fins d'homogénéité entre les différents forages considérés et avec les travaux antérieurs réalisés pour le puits D020 – voir notamment la discussion relative à l'usage de la Formation d'English Head dans Séjourné (2015). Les contacts utilisés dans le cadre de la présente étude sont compilés au tableau 1.

Tableau 1 : Profondeurs établies pour le toit des formations dans les puits considérés dans le cadre de la présente étude. 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.

Formation	Sommet (mKB)									
	D005	D007	D010	D012	D013	D014	D015	D016	D018	D020
Gun River		4	14	5	6					5
Merrimack		655		287	77					49
Becksie, Ellis Bay, Vauréal supérieur	14	676		305	102	5	5	5	5	66
Vauréal inférieur	641	1602		1062	842	523	497	490	284	639
English Head supérieur				1424	960	625	610	633	390	755
English Head inférieur		2317		1478	1125	769	750	735	450	910
Macasty	851	2406		1640	1236	879	849	904	524	1034
Mingan	887	2491	954	1699	1252	917	885	919	564	1080

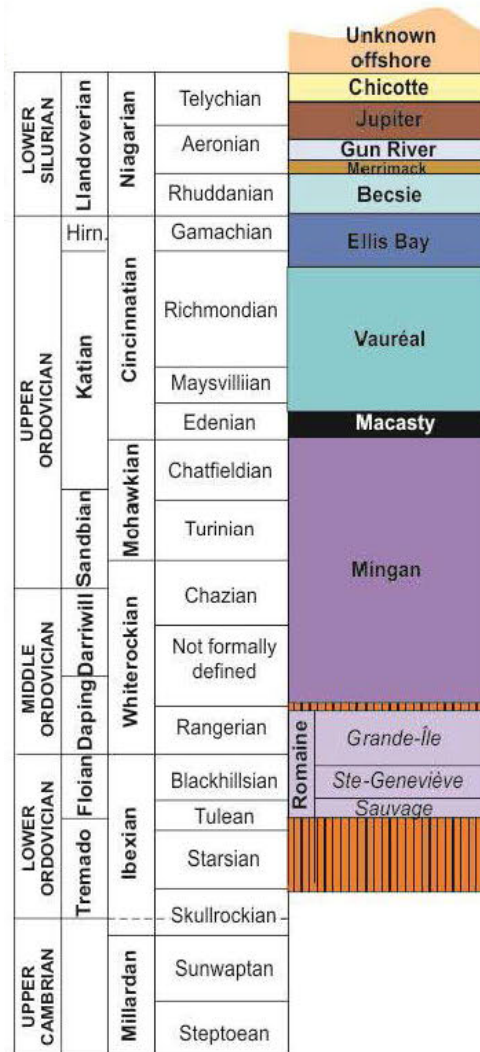


Figure 2 : Stratigraphie simplifiée de l'île d'Anticosti.

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).

3. Définition des diagrapies acoustiques synthétiques de l'onde S

3.1 Méthodologie générale

Seul le puits D020 comporte un enregistrement de l'onde S. Une série de diagrammes binaires est donc réalisée pour ce puits afin de confirmer qu'il existe une corrélation entre les diagrapies acoustiques (ondes P et S) et certaines diagrapies non acoustiques. Des diagrapies acoustiques synthétiques sont alors générées pour le même puits D020 sur la base de ces corrélations.

Chaque diagraphie synthétique des ondes P et S est ensuite comparée à la diagraphie brute du puits D020 afin de vérifier que la relation observée pour l'onde P (seule disponible pour les autres puits) est aussi valide pour l'onde S et obéit aux mêmes lois de calibration.

Les relations qui permettent une bonne corrélation entre les diagraphies brutes et synthétiques pour le puits D020 sont identifiées et retenues pour être appliquées aux autres puits. La pertinence de transposer ces relations aux autres puits est validée puits par puits en comparant les diagraphies brute et synthétique de l'onde P. La relation qui présente le meilleur degré de confiance pour un puits donné est finalement appliquée pour générer une onde S synthétique pour ce même puits.

3.2 Définition des corrélations pour le puits D020

Une série de diagrammes binaires a été réalisée à partir des diagraphies du puits D020 pour identifier les diagraphies non acoustiques qui présentent les meilleures corrélations avec les diagraphies acoustiques. Les intervalles qui présentaient des irrégularités prononcées dans la géométrie du trou de forage, telles qu'indiquées par le diamètreur, ont été expurgés au préalable.

L'essentiel des résultats présentés dans cette section 3.2 sont dérivés des travaux publiés dans Séjourné (2015). La différence réside dans la finalité de la démarche, les diagraphies synthétiques produites ici ayant pour but de simuler les diagraphies brutes en introduisant le moins de modifications possibles, donc sans tenter de corriger le signal acoustique pour tenir compte des possibles effets de trou ou effets de gaz : il s'agit donc ici de reproduire une diagraphie acoustique brute aussi fidèlement que possible, contrairement à la méthode utilisée par Séjourné (2015) qui visait à éliminer les possibles effets de trou et effets de gaz en combinant plusieurs diagraphies non acoustiques. Éliminer ces effets serait souhaitable mais procéderait d'un raisonnement circulaire dans le cas présent parce que la validité de la calibration pour l'onde S est vérifiée par corrélation avec le comportement de l'onde P.

Dans le cas du puits D20 (Séjourné, 2015), une corrélation positive est observée entre les diagraphies acoustiques de l'onde P et de l'onde S (DTCO et DTSM) d'une part, et d'autre par le rayonnement gamma (GR), la porosité neutron (NPOR), la résistivité profonde (ILD2) et la densité totale (RHOB). Les équations de calibration sont présentées au tableau 2.

Les meilleures corrélations sont observées avec le rayonnement gamma et la porosité neutron, à la condition de tenir compte de deux tendances distinctes qui sont individualisées pour, d'une part, les formations de Vauréal, d'English Head supérieur et d'English Head inférieur, et d'autre part les formations de Macasty et de Mingan. Une corrélation satisfaisante entre les diagraphies acoustiques et GR ou NPOR doit donc intégrer deux équations pour définir les diagraphies acoustiques synthétiques selon la profondeur ou la formation considérée (tableau 2). Les figures 3 et 4 illustrent ce phénomène pour le rayonnement gamma. Un résultat similaire est obtenu pour la porosité neutron.

Tableau 2 : Synthèse des corrélations observées entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques déduites du puits D020.

E.E.s. : Formation d'English Head supérieur; E.E.i. : Formation d'English Head inférieur. Source : Séjourné (2015).

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

La résistivité (ILD2) est affectée par l'effet de gaz ou la présence de matière organique dans les formations d'English Head inférieur et de Macasty, de sorte qu'il n'est pas possible d'établir une corrélation satisfaisante entre les diagraphies acoustiques et ILD2 pour ces deux formations. ILD2 demeure toutefois un outil de corrélation valide pour les autres formations (figure 5). Enfin les corrélations établies avec la densité totale (RHOB) présentent souvent des résultats beaucoup plus variables et moins précis qu'avec les diagraphies GR, NPOR et ILD2 et sont affectés par la présence de matière organique dans la Formation de Macasty (figure 6).

Parce que l'épaisseur des formations de Vauréal ou de Mingan est de beaucoup supérieure à celle des formations d'English Head ou de Macasty (tableau 1), les valeurs caractéristiques des premières sont surreprésentées et ont un poids statistique excessif par rapport aux secondes de sorte que le recours au seul outil statistique ne suffit pas à valider une corrélation avec les diagraphies acoustiques. La signification du coefficient de régression (R²) défini par les diagrammes binaires est donc confirmée visuellement par l'examen systématique des courbes des diagraphies (figures 7a et 7b).

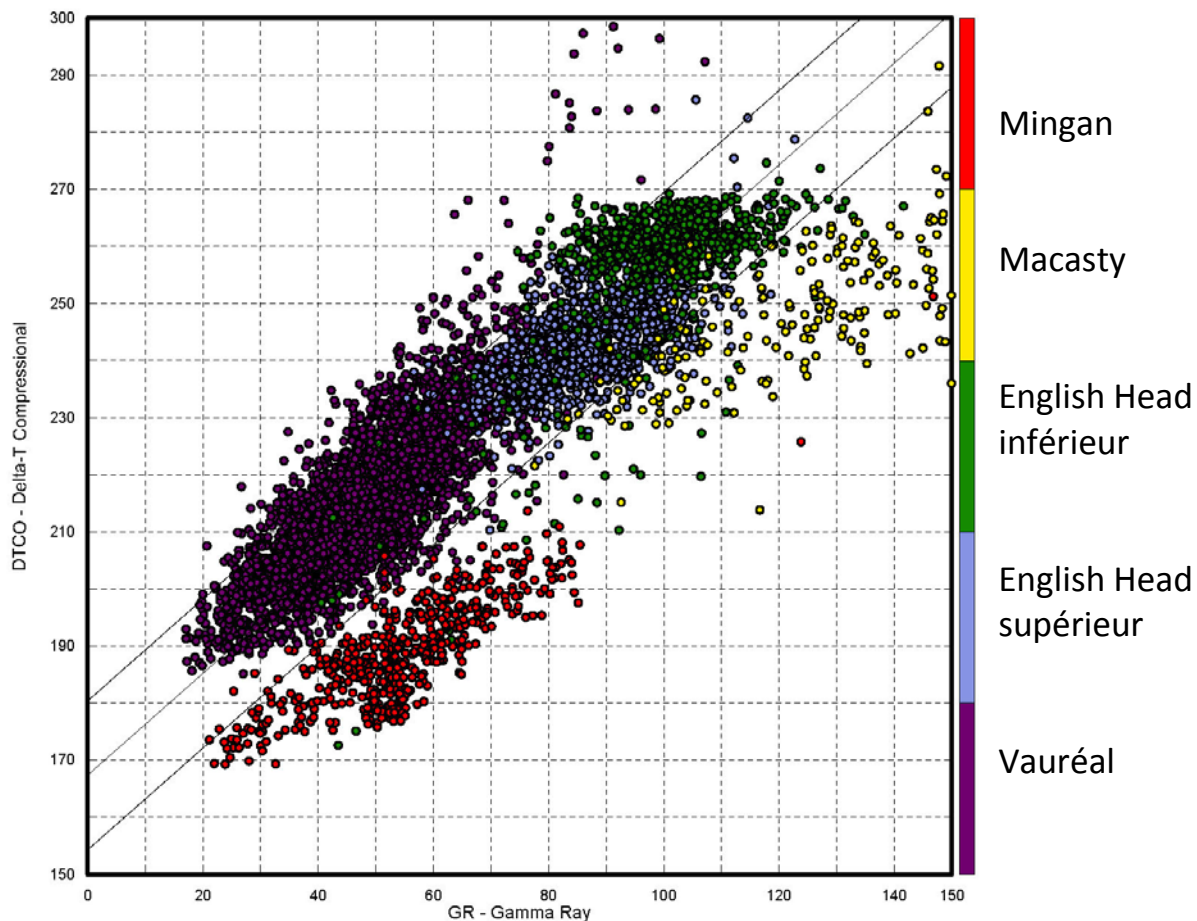


Figure 3 : Exemple de corrélation observée entre les diagraphies acoustiques brutes (ici DTCO) et de rayonnement gamma (GR) pour le puits D020.

Deux tendances se distinguent clairement, l'une pour les formations de Vauréal et d'English Head supérieur et inférieur, l'autre pour les formations de Macasty et Mingan. Un résultat comparable est obtenu à partir de la diagraphie de porosité neutron. Dans ce diagramme binaire et les suivants le code de couleurs utilisé est explicité dans l'échelle à droite du diagramme, de même, le coefficient de corrélation R^2 est donné dans le tableau 2.

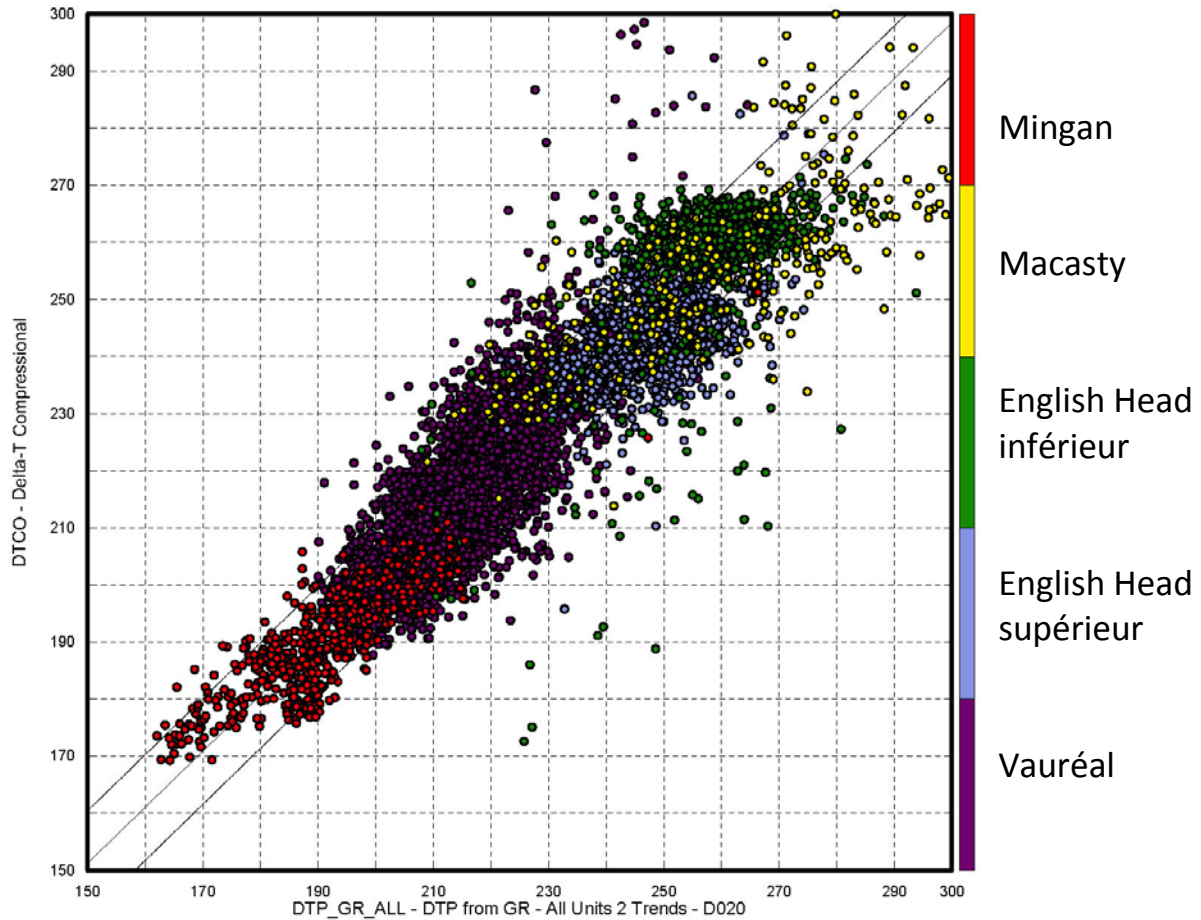


Figure 4 : Exemple de diagramme binaire permettant de vérifier la validité des corrélations établies pour le puits D020.

À titre d'exemple le diagramme illustre la corrélation obtenue entre la diagraphie acoustique brute de l'onde P (DTTCO) et son équivalent synthétique établi en combinant les deux corrélations observées pour le rayonnement gamma (DTP_GR_ALL) selon les équations définies au tableau 2. Un résultat comparable est obtenu à partir de la diagraphie de porosité neutron tel qu'illustré dans Séjourné (2015).

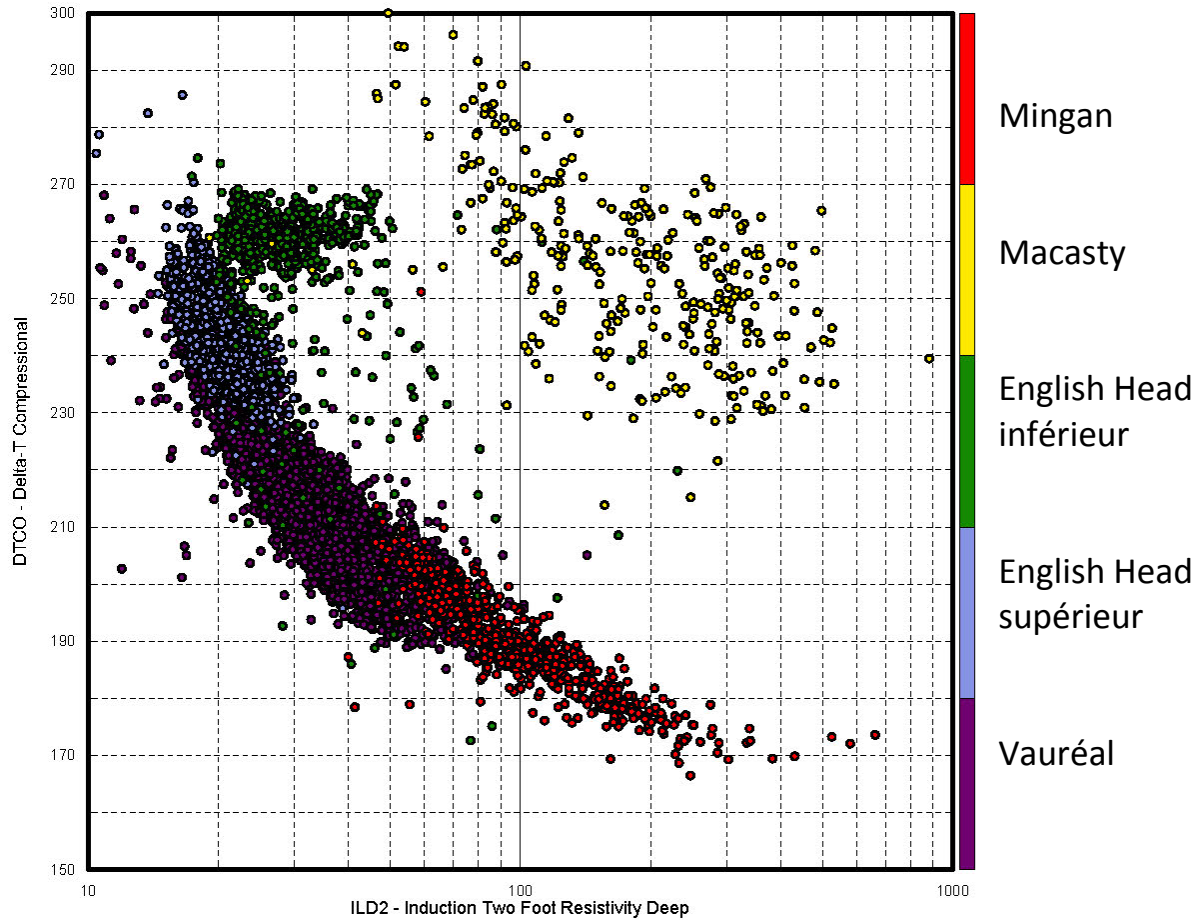


Figure 5 : Exemple de corrélation observée entre les diagraphies acoustiques (ici DTCO) et de résistivité profonde (ILD2) pour le puits D020.

Les formations de Macasty (en jaune) et d'English Head inférieur (en vert) doivent être exclues de la corrélation pour obtenir des résultats acceptables. Figure tirée de Séjourné (2015).

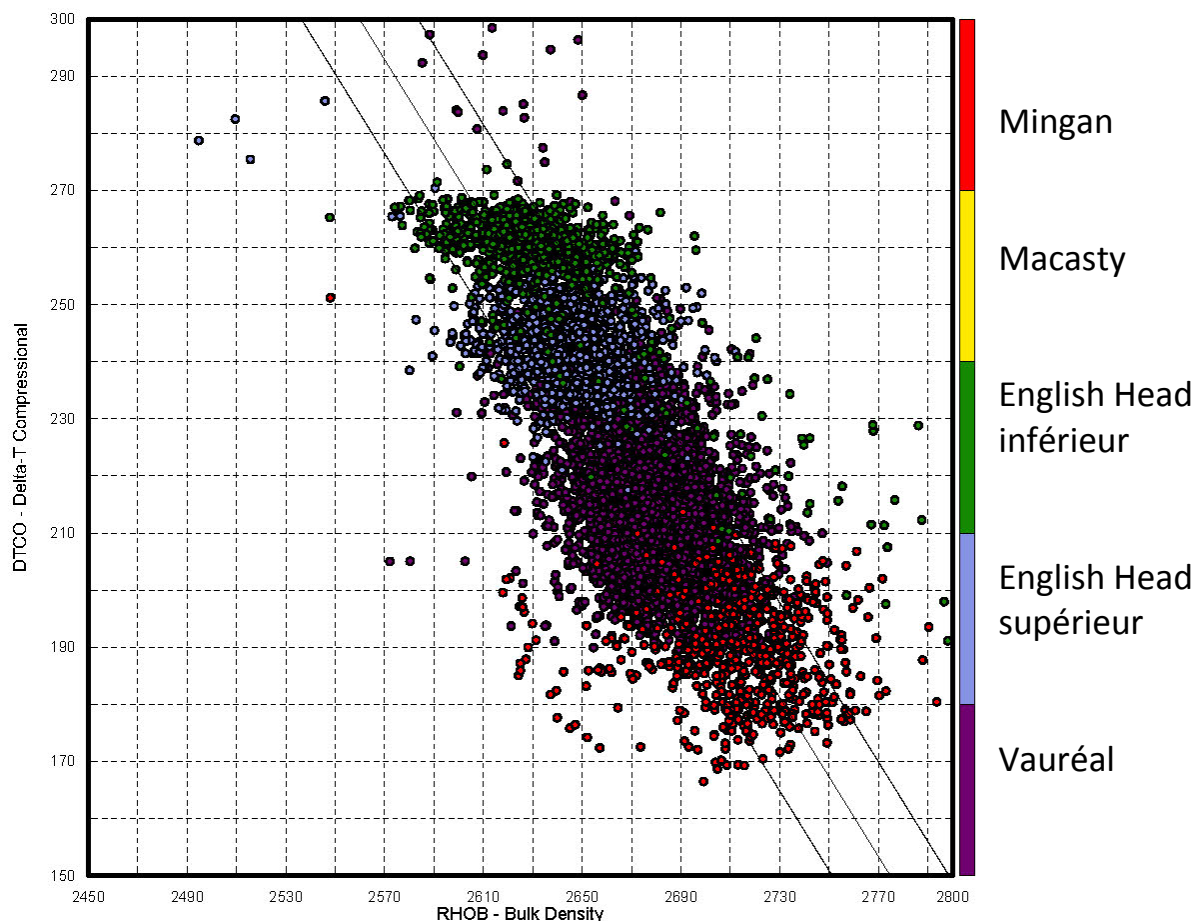


Figure 6 : Exemple de corrélation observée entre les diagraphies acoustiques (ici DTCCO) et de densité totale (RHOB) pour le puits D020.

Bien que la Formation de Macasty ait été exclue de ce diagramme binaire la corrélation demeure faible ($R^2 = 0,748$, tableau 2). La valeur peu élevée de cette corrélation est mise en évidence aux figures 7a et 7b ci-dessous.

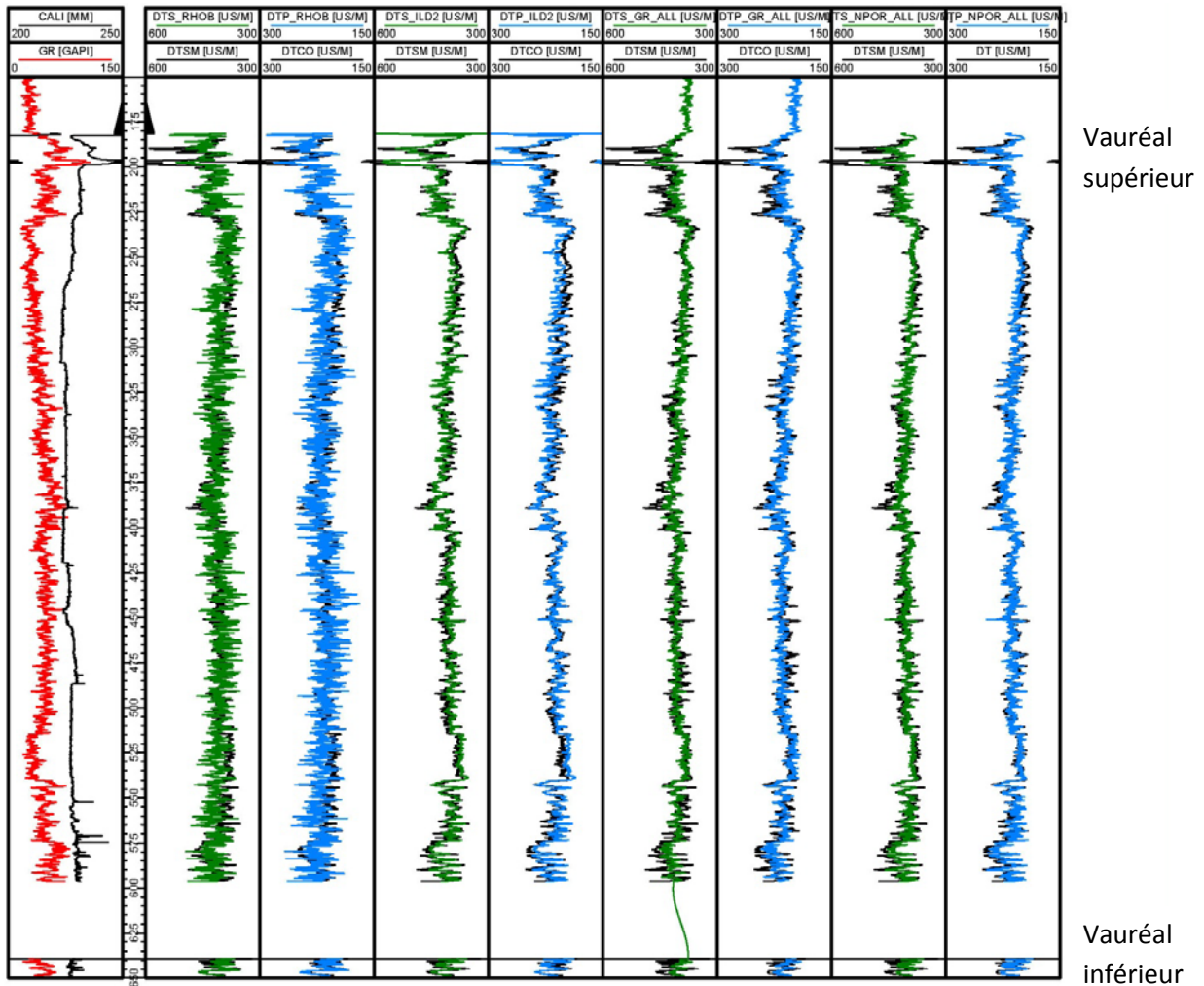


Figure 7a : Résultats des relations établies entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques dans le puits D020 entre 150 et 650m.

Les diagraphies brutes (DTCO pour l'onde P, DTSM pour l'onde S) sont représentées en noir, les diagraphies synthétiques de l'onde S en vert (DTS_RHOB, DTS_ILD2, etc.) et celles de l'onde P en bleu (DTP_RHOB, DTP_ILD2, etc.). L'intervalle manquant au-dessus du toit de la Formation de Vauréal inférieur correspond à une zone perturbée préalablement filtrée. On note une corrélation médiocre avec RHOB, bonne avec ILD2, GR et NPOR. Dans tous les cas la diagraphie synthétique de l'onde S suit les mêmes lois de calibration que la diagraphie synthétique de l'onde P.

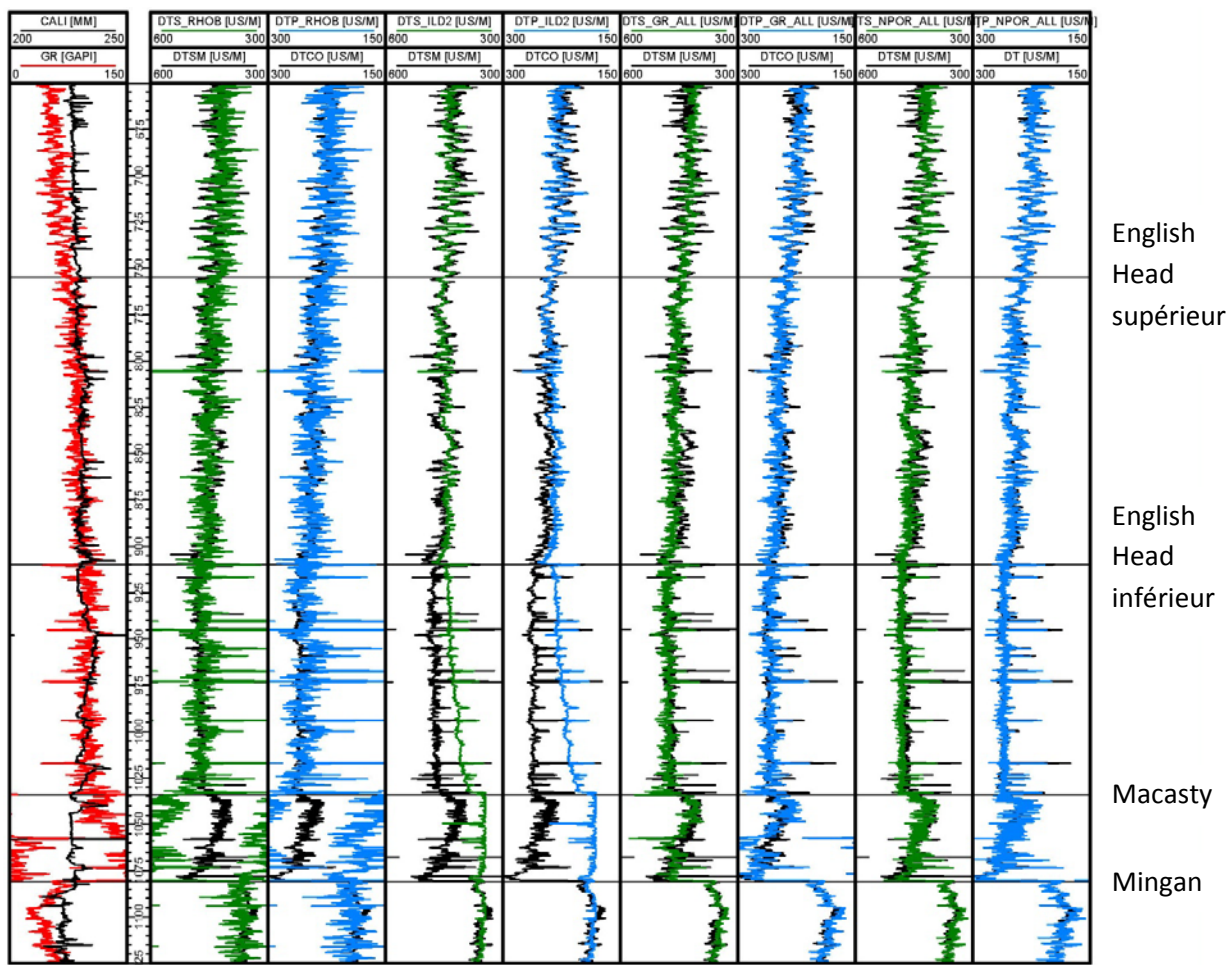


Figure 7b : Résultats des relations établies entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques dans le puits D020 entre 650 et 1125m.

Les diagraphies brutes (DTCO pour l'onde P, DTSM pour l'onde S) sont représentées en noir, les diagraphies synthétiques de l'onde S en vert et celles de l'onde P en bleu. On note une corrélation médiocre avec RHOB particulièrement dans la Formation d'English Head inférieur en raison de la présence de nombreux niveaux de calcaire (voir Séjourné, 2015) ainsi que dans la Formation de Macasty en raison de la présence de matière organique. On note en revanche une bonne corrélation avec ILD2 sauf pour les formations d'English Head inférieur et de Macasty (effet de gaz et présence de matière organique), et une bonne corrélation également pour l'ensemble du puits avec GR et avec NPOR. Dans tous les cas la diagraphie synthétique de l'onde S suit les mêmes lois de calibration que la diagraphie synthétique de l'onde P. Remarque : les valeurs basses apparentes du rayonnement gamma (GR) dans la moitié inférieure de la Formation de Macasty sont en réalité supérieures à 150 GAPI et ont simplement été reportées à l'autre extrémité de la colonne pour permettre au lecteur d'apprécier l'évolution de cette courbe.

3.3 Diagraphies synthétiques de l'onde S pour les autres puits

En utilisant les relations établies précédemment pour le puits D020, une série de diagraphies synthétiques des ondes P et S a ensuite été préparée de manière systématique et pour tous les puits anciens qui présentaient une suite diagraphique satisfaisante, soit les puits D005, D007, D010, D012, D013, D014, D015, D016 et D018 (figure 1).

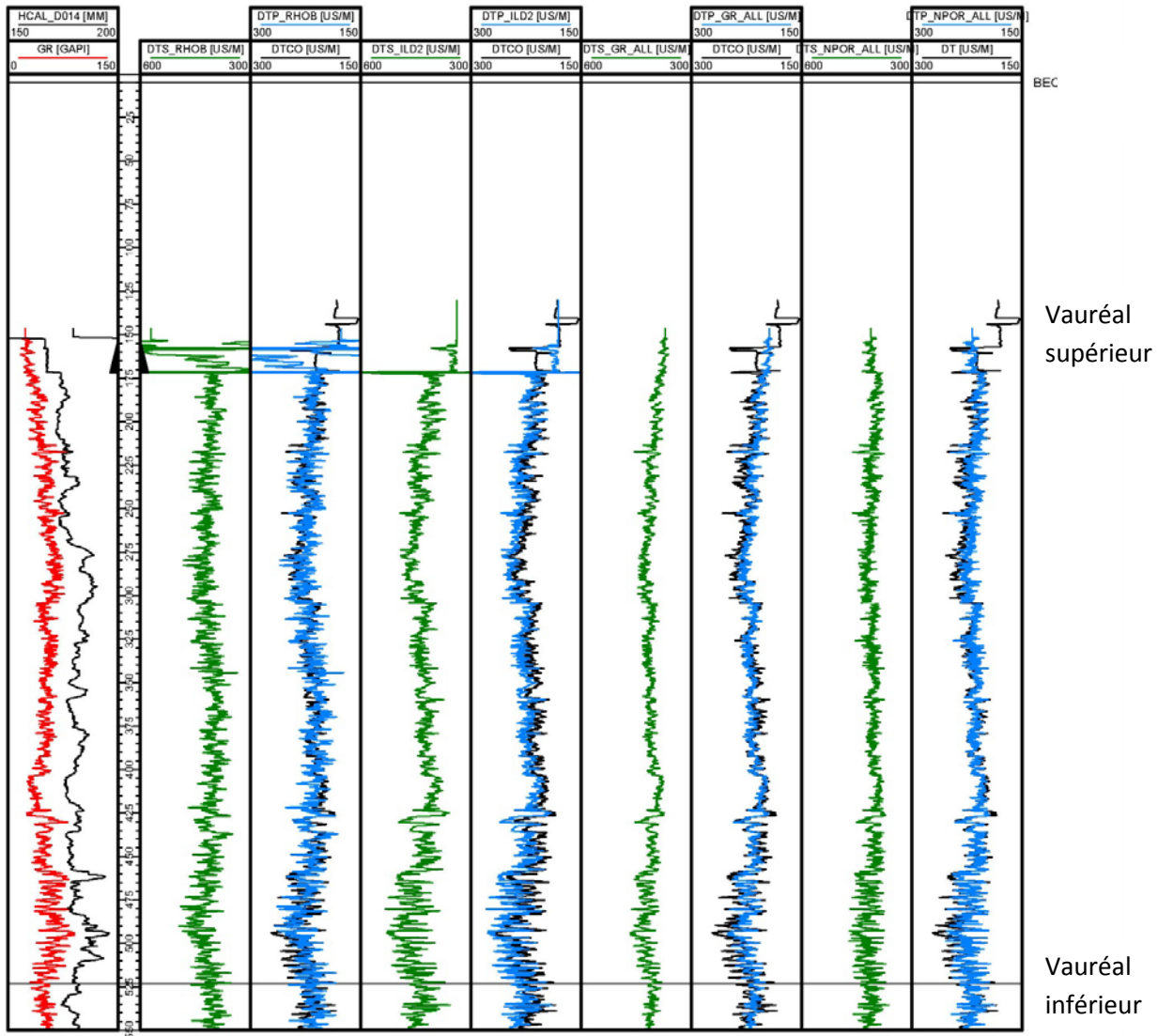


Figure 8a : Résultats des relations établies entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques dans le puits D014 entre 0 et 550m.

Les diagraphies brutes (DTCO pour l'onde P, DTSM pour l'onde S) sont représentées en noir, les diagraphies synthétiques de l'onde S en vert et celles de l'onde P en bleu. Comme dans le cas du puits D020 (figure 7a) on note une corrélation médiocre avec RHOB, bonne avec ILD2, GR et NPOR. Dans tous les cas la diagraphie synthétique de l'onde S suit les mêmes lois de calibration que la diagraphie synthétique de l'onde P.

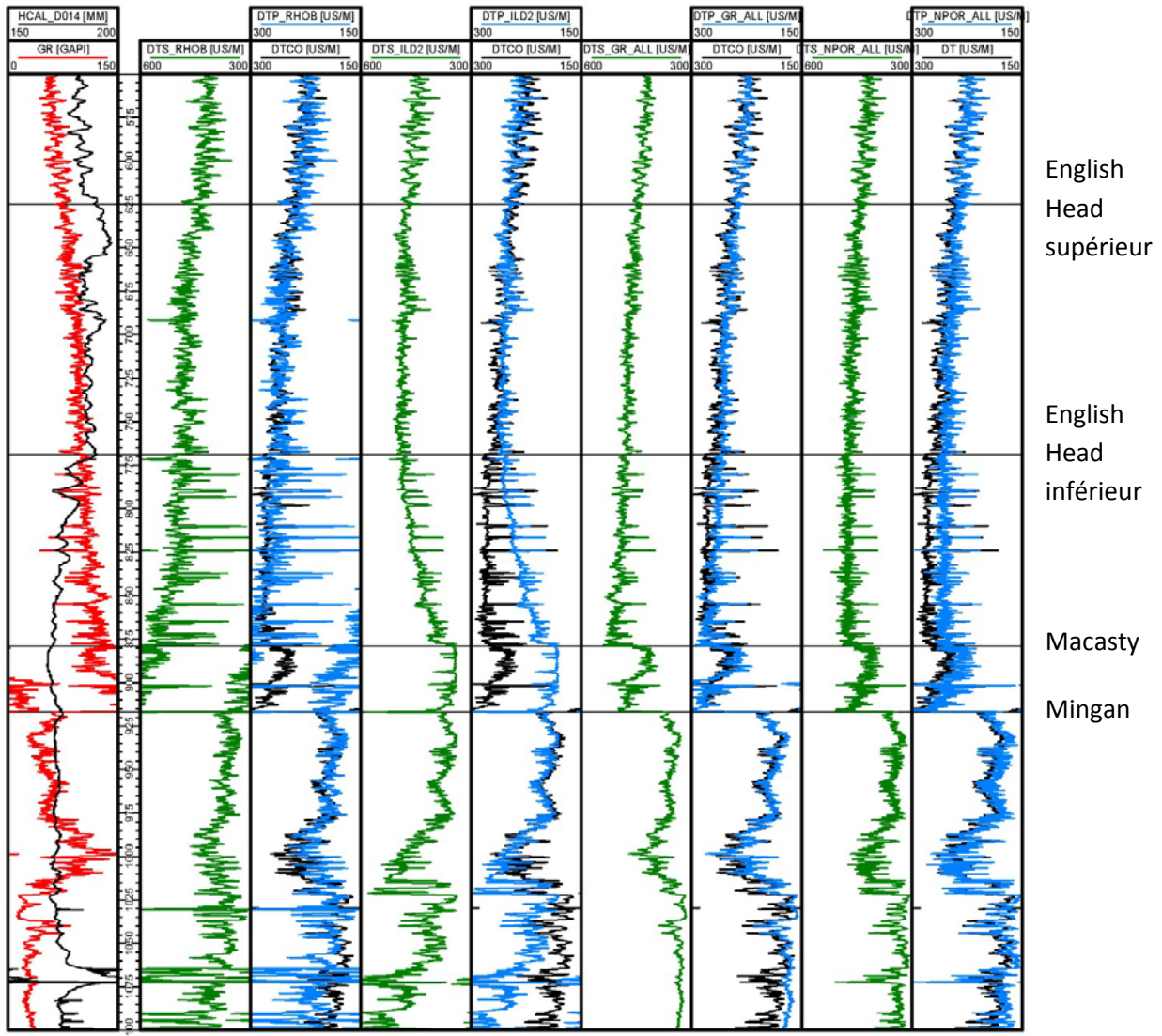


Figure 8b : Résultats des relations établies entre les diagraphies acoustiques et non acoustiques dans le puits D014 entre 0 et 550m.

Les diagraphies brutes (DTCO pour l'onde P, DTSM pour l'onde S) sont représentées en noir, les diagraphies synthétiques de l'onde S en vert et celles de l'onde P en bleu. Comme dans le cas du puits D020 on note une corrélation médiocre avec RHOB particulièrement dans la Formation d'English Head inférieur en raison de la présence de nombreux niveaux de calcaire et dans la Formation de Macasty en raison de la présence de matière organique, une bonne corrélation avec ILD2 sauf pour les formations d'English Head inférieur et de Macasty (effet de gaz et présence de matière organique), et également une bonne corrélation pour l'ensemble du puits avec GR et avec NPOR. Dans tous les cas la diagraphie synthétique de l'onde S suit les mêmes lois de calibration que la diagraphie synthétique de l'onde P.

La diagraphie synthétique de l'onde P est comparée graphiquement à la diagraphie brute pour vérifier la qualité de la corrélation pour chaque puits. À titre d'exemple les résultats obtenus pour le puits D014 sont présentés aux figures 8a et 8b. La diagraphie acoustique synthétique de l'onde P générée à partir de la densité totale (DTP_{RHOB}) dans ce puits suit dans l'ensemble les variations de la diagraphie brute (DTCO) mais présente une variabilité importante. DTP_{ILD2} présente une bonne corrélation avec DTCO sauf pour les formations d'English Head inférieur et de Macasty. DTP_{GR} est la diagraphie synthétique qui présente la meilleure corrélation avec DTCO (figure 9). DTP_{NPOR} enfin, présente aussi une bonne corrélation avec DTCO mais avec un degré de fidélité moindre que dans le cas de DTP_{GR} . La méthode retenue ici pour générer une diagraphie synthétique de l'onde S pour le puits D014 est donc dérivée de GR.

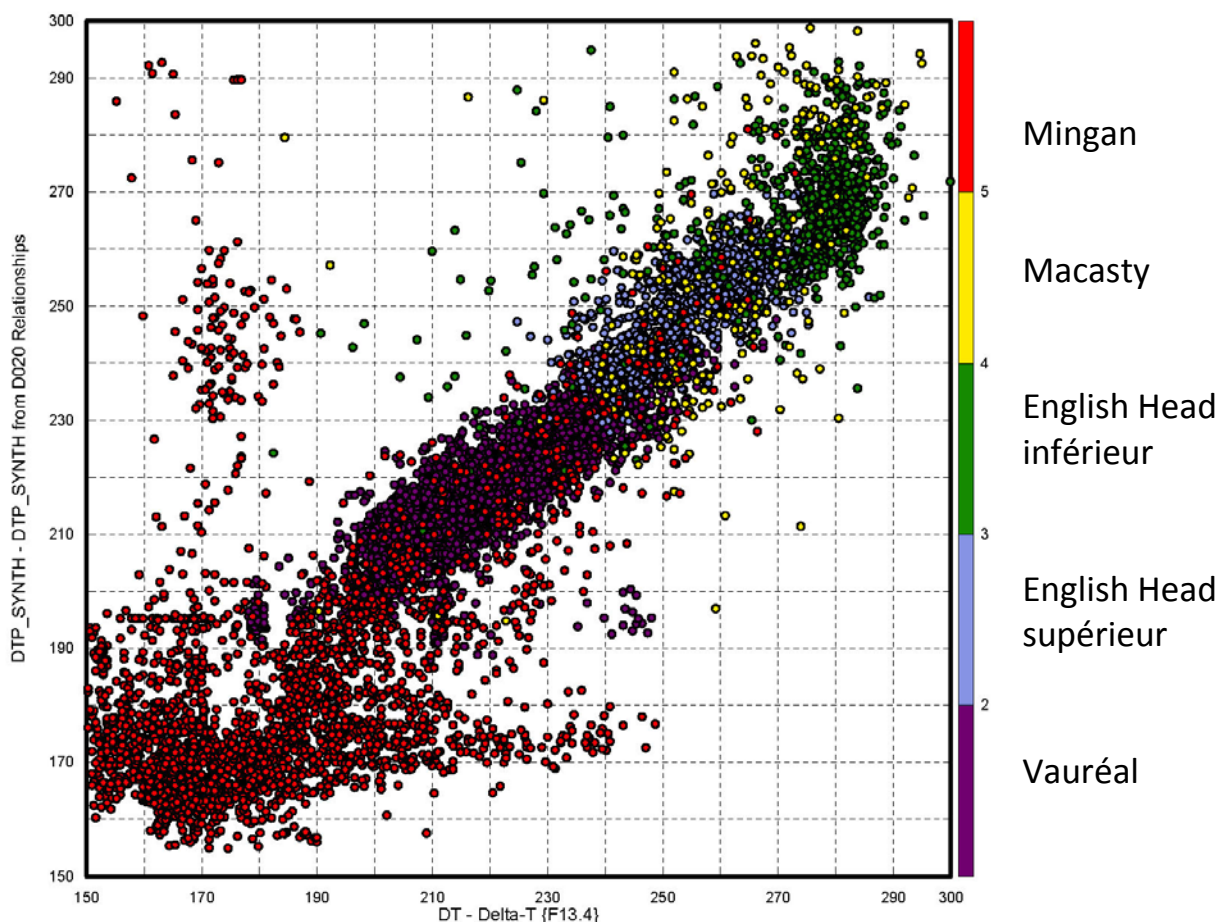


Figure 9 : Diagramme binaire permettant de vérifier la validité de la corrélation établie pour la diagraphie acoustique de l'onde P dans le puits D014.

La corrélation retenue est celle établie avec la diagraphie de l'onde P brute (ici DT) à partir du rayonnement gamma (DTP_{SYNTH}) en combinant les deux corrélations observées pour GR selon les équations (1A) et (2A) définies au tableau 2. La corrélation est bonne pour toutes les formations sauf pour une partie de la Formation de Mingan. L'examen de la figure 8b révèle que c'est la partie inférieure de cette unité qui ne respecte pas les lois de calibration retenues ici, la partie supérieure, au contact avec la Formation de Macasty, présente au contraire une bonne corrélation.

Ces observations sont également vérifiées dans la plupart des autres puits et il appert que la calibration à partir du rayonnement gamma (GR) avec deux intervalles distincts est celle qui présente en général les meilleurs résultats. La résistivité profonde (ILD2) est aussi parfois utilisée en remplacement, dans le cas des puits D007 et D010. Les relations qui sont retenues pour chacun des puits sont détaillées ci-dessous dans le cas de DTP (DTS suit les mêmes règles). Les numéros entre parenthèses réfèrent aux équations du tableau 2 :

- D005 : - Décalage de GR de -3,048m
 - Corrélation avec GR (1) de 0 à 851m
 - Corrélation avec GR [(1) + (2)] / 2 de 851 à 1114m
 - Corrélation avec GR (2) de 1114m à la profondeur totale
- D007 : - Décalage de GR de +4,0m
 - Décalage de ILD2 de +1,0m
 - Corrélation avec ILD2 (5) de 0 à 2317m
 (Remarque : Possible erreur d'instrument pour DTP brut de 1515 à 1610m)
 - Corrélation avec GR (2) de 2317 à 2491m
 - Corrélation avec ILD2 (5) de 2491m à la profondeur totale
- D010 : - Corrélation avec ILD2 (5) de 0 à 822m
 - Corrélation avec GR (1) de 822 à 909m
 - Corrélation avec ILD2 (5) de 909 à 1045m
 (Remarque : Pas de données fiables de 1045m à la profondeur totale)
- D012 : - Corrélation avec ILD2 (5) de 0 à 1000m
 - Corrélation avec NPOR (3) de 1000 à 1640m
 - Corrélation avec NPOR (4) de 1640m à la profondeur totale
- D013 : - Corrélation avec ILD2 (5) de 0 à 1125m
 - Corrélation avec GR (1) de 1125 à 1236m
 - Corrélation avec GR (2) de 1236m à la profondeur totale
- D014 : - Corrélation avec GR (1) de 0 à 879m
 (Remarque : Calibration médiocre pour la Formation d'English Head inférieur)
 - Corrélation avec GR (2) de 879m à la profondeur totale
- D015 : - Corrélation avec GR (1) de 0 à 849m
 - Corrélation avec GR (2) de 849m à la profondeur totale
- D016 : - Corrélation avec GR (1) de 0 à 904m
 - Corrélation avec GR (2) de 904m à la profondeur totale
 (Remarque : Calibration médiocre pour la Formation d'English Head inférieur)
- D018 : - Corrélation avec GR (1) de 0 à 450m
 - Corrélation avec RHOB (6) de 450 à 524m
 (Remarque : DTP_{RHOB} suit les variations de DTP brut mais les valeurs extrêmes sont amplifiées)
 - Corrélation avec GR (1) de 524m à la profondeur totale

4. Estimation des propriétés mécaniques

4.1 Constantes élastiques et indice de fragilité

Le coefficient de Poisson (ν), le module de Young (E) et l'indice acoustique de fragilité (BRIT) ont été estimés pour chaque puits à partir de la diagraphie acoustique brute de l'onde P (DTP), de la diagraphie acoustique synthétique de l'onde S définie précédemment (DTS_SYNTH) et de la densité totale (RHOB) selon les équations (7) à (9) ci-dessous.

$$\text{Coefficient de Poisson } (\nu) = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\text{DTS_SYNTH}}{\text{DTP}} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\text{DTS_SYNTH}}{\text{DTP}} \right)^2 - 1} \quad (7)$$

$$\text{Module de Young } (E) = 2 \frac{\text{RHOB} \times 10^3}{\text{DTS_SYNTH}^2} (1 + \nu) \quad (8)$$

$$\text{BRIT} = \frac{1}{2} \left(100 \frac{\nu - \nu_{\max}}{\nu_{\min} - \nu_{\max}} + 100 \frac{E - E_{\min}}{E_{\max} - E_{\min}} \right) \quad (9)$$

La signification physique de ces paramètres est discutée dans Séjourné (2015). En l'absence de données de laboratoire, les propriétés mécaniques des unités rencontrées dans chacun des puits étudiés sont considérées comme des paramètres dynamiques non calibrés. La diagraphie de densité totale (RHOB) n'est pas disponible pour les puits D005 et D010 de sorte que seul le coefficient de Poisson a été estimé pour ces puits. L'ensemble des constantes élastiques a été calculé pour tous les autres puits et les figures 10 et 11 illustrent les résultats pour le puits D014 à titre d'exemple. Des résultats comparables sont obtenus pour les puits D012, D013, D015, D016 et D018. Seuls les résultats obtenus pour le puits D007 diffèrent des autres. Pour ce puits les coefficients de Poisson sont plus élevés et plus variables (figure 12) et l'indice acoustique de fragilité est plus élevé pour la Formation d'English Head inférieure que pour les formations de Macasty et d'English Head supérieur (figure 13) contrairement aux autres puits. Les résultats pour tous les puits sont compilés aux tableaux 3a et 3b et présentés graphiquement en annexe.

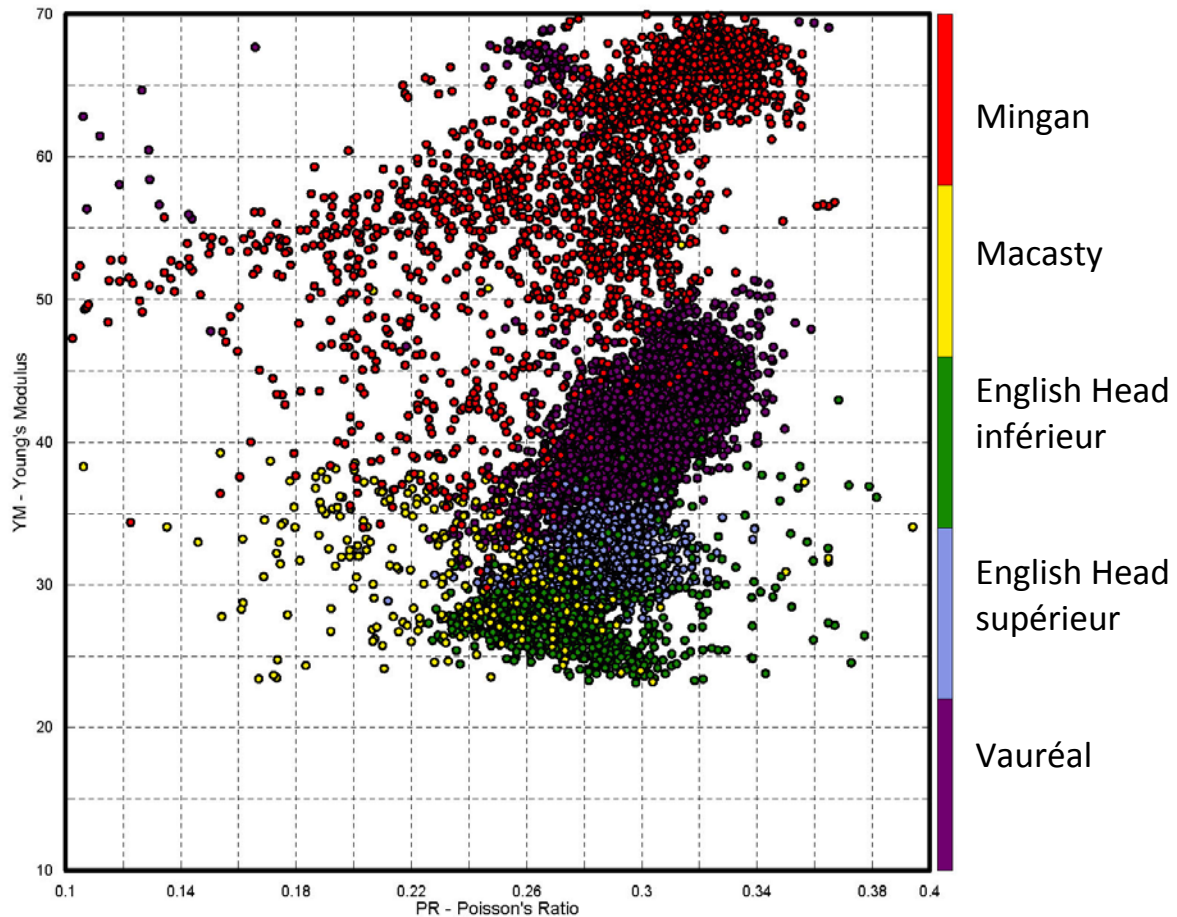


Figure 10 : Diagramme binaire opposant les valeurs dynamiques de E et ν estimées à partir des diagraphies acoustiques et de densité totale pour le puits D014.

Des résultats comparables sont obtenus pour les puits D012, D013, D015, D016 et D018. La dispersion observée pour la Formation de Mingan (en rouge) traduit celle déjà observée pour les diagraphies acoustiques à la figure 9. YM : module de Young (E), exprimé en GPa; PR : coefficient de Poisson (ν), sans unité.

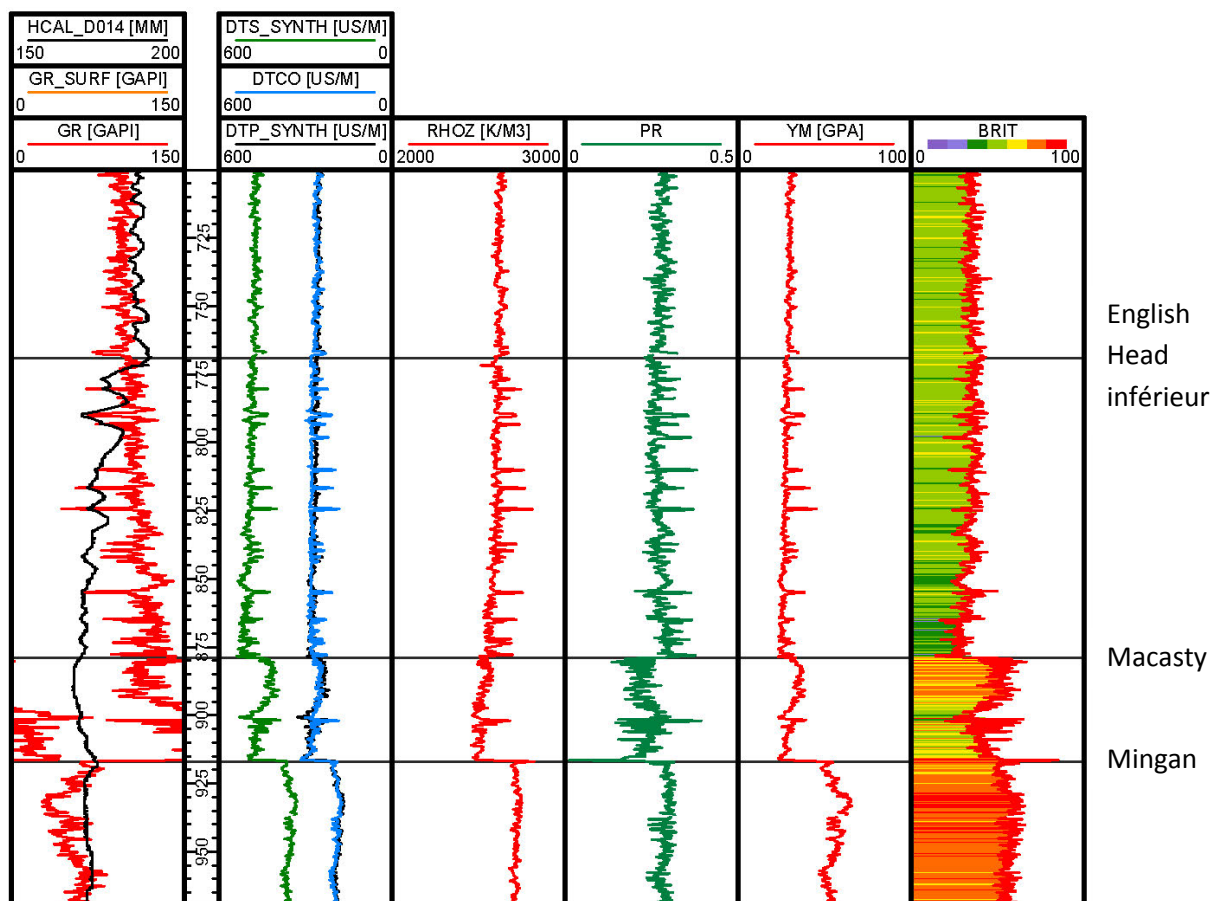


Figure 11 : Détail de la variation des constantes élastiques en fonction de la profondeur pour le puits D014 entre 700 et 970m.

Des résultats comparables sont obtenus pour les puits D012, D013, D015, D016 et D018. Les propriétés sont calculées à partir de la diagraphie acoustique brute de l'onde P (DTCO), de la diagraphie acoustique synthétique de l'onde S (DTS_SYNT) et de la densité totale (RHOZ). DTS_SYNT est dérivée des relations définies précédemment et la qualité de ces relations est vérifiée en comparant DTCO (brute) à la diagraphie acoustique synthétique de l'onde P (DTP_SYNT) dérivée des mêmes relations.

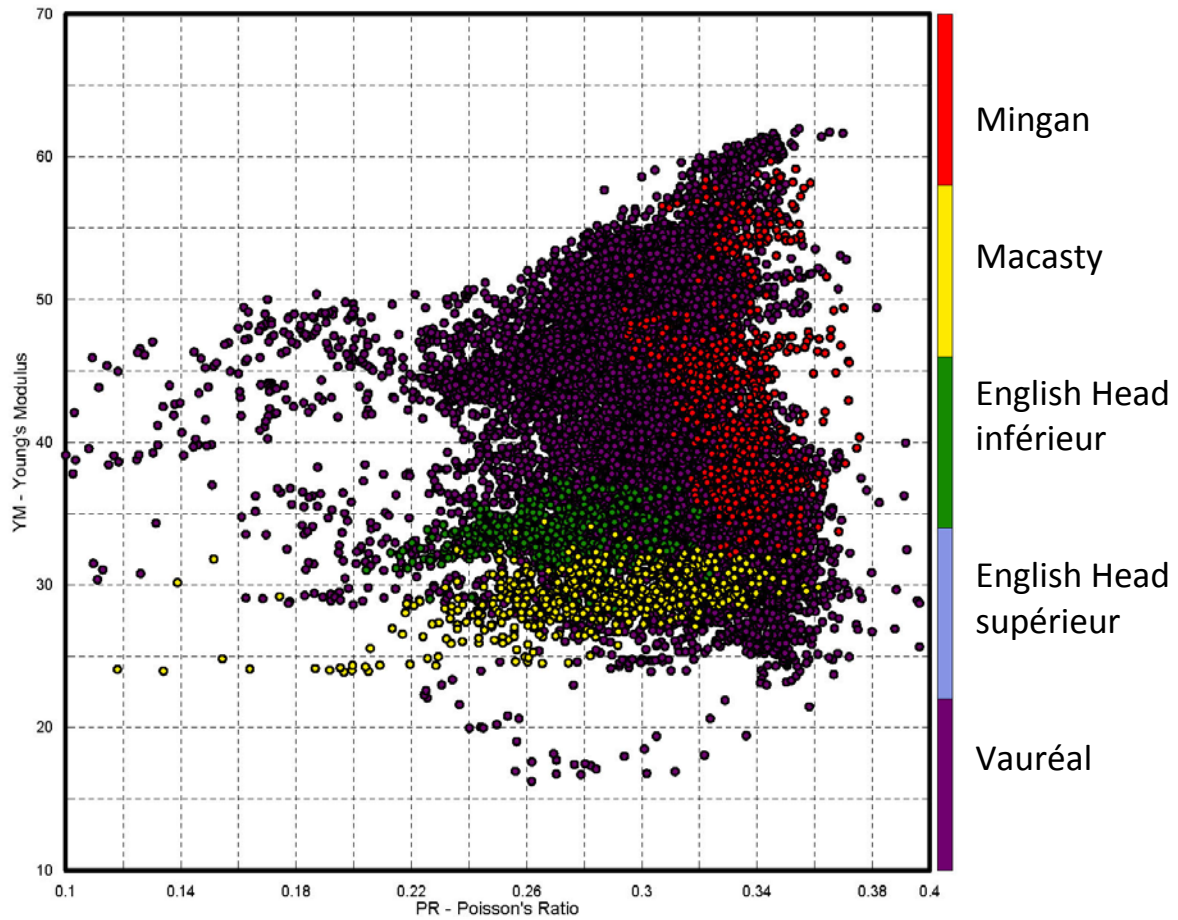


Figure 12 : Diagramme binaire opposant les valeurs dynamiques de E et ν estimées à partir des diagraphies acoustiques et de densité totale pour le puits D007. Les coefficients de Poisson estimés pour ce puits sont plus élevés et plus variables que ceux des autres puits (figure 10). YM : module de Young (E), exprimé en GPa; PR : coefficient de Poisson (ν), sans unité.

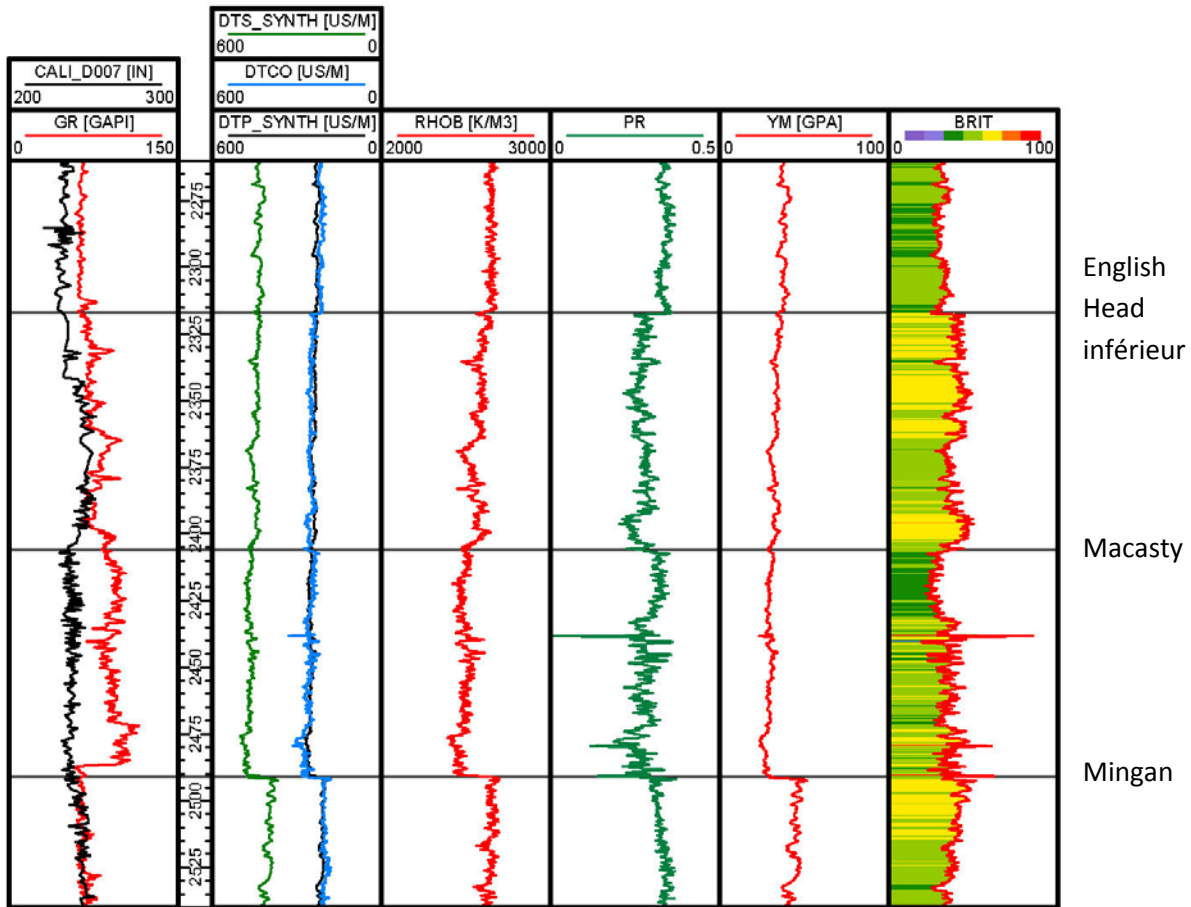


Figure 13 : Détail de la variation des constantes élastiques en fonction de la profondeur pour le puits D007 entre 2260 et 2540m.

Les modules élastiques pour ce puits diffèrent de ceux estimés pour les autres puits (figure 11). En particulier l'indice acoustique de fragilité (BRIT) est plus élevé pour la Formation d'English Head inférieur que pour les formations de Macasty et d'English Head supérieur.

Tableau 3a : Synthèse des modules élastiques estimés pour les puits étudiés pour les formations de Vauréal, d'English Head supérieur et d'English Head inférieur.

D020b : valeurs obtenues à partir des diagraphies brutes; D020s : valeurs obtenues à partir des diagraphies synthétiques (Tiré de Séjourné, 2015). Pour tous les autres puits, les valeurs sont estimées à partir de l'onde P brute et de l'onde S synthétique.

Unité	Puits	Module de Young (GPa)				Coefficient de Poisson				Indice de fragilité			
		Minimum	Médiane	Déviaton	Maximum	Minimum	Médiane	Déviaton	Maximum	Minimum	Médiane	Déviaton	Maximum
Vauréal	D007	16,2	39,1	8,1	62,0	0,00	0,31	0,04	0,43	8,7	40,4	10,9	99,4
	D010	20,6	33,2	3,3	61,8	0,00	0,30	0,05	0,40	--	--	--	--
	D012	8,8	45,4	9,1	63,8	0,16	0,30	0,02	0,48	0,5	45,7	10,7	65,7
	D013	16,3	48,2	6,9	62,6	0,01	0,30	0,03	0,43	3,4	48,4	7,4	91,5
	D014	30,4	40,9	7,5	82,6	0,09	0,30	0,02	0,37	30,8	41,1	7,6	100,0
	D015	31,7	41,0	3,7	53,4	0,10	0,31	0,02	0,38	27,4	39,5	3,5	72,6
	D016	24,2	38,9	6,2	79,2	0,21	0,30	0,03	0,40	18,6	39,3	4,2	75,4
	D018	3,0	33,1	6,2	57,4	0,10	0,29	0,06	0,48	28,9	47,9	8,7	100,0
	D020b	13,9	41,2	7,3	64,4	0,00	0,31	0,02	0,38	0,0	40,9	10,9	100,0
	D020s	2,3	41,5	10,0	61,3	0,16	0,31	0,03	0,32	31,0	58,6	7,0	67,7
English Head supérieur	D007	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	D010	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	D012	21,7	32,3	2,4	37,9	0,27	0,33	0,02	0,39	12,8	28,2	3,9	39,8
	D013	25,8	36,6	3,7	45,6	0,25	0,31	0,01	0,35	25,7	35,4	3,9	48,4
	D014	27,1	30,7	2,0	37,1	0,21	0,28	0,02	0,34	26,6	35,6	3,0	47,8
	D015	26,9	31,3	2,0	38,1	0,23	0,30	0,01	0,34	25,7	32,6	2,9	46,6
	D016	26,9	31,0	1,6	37,0	0,19	0,29	0,02	0,33	27,0	34,5	3,0	50,7
	D018	24,6	31,0	2,9	41,3	0,03	0,25	0,04	0,33	31,9	42,0	3,3	52,6
	D020b	23,6	33,6	2,8	54,8	0,18	0,29	0,02	0,35	6,2	37,2	7,5	87,4
	D020s	21,6	33,2	2,0	47,2	0,28	0,30	0,00	0,31	47,3	52,9	1,1	59,3
English Head inférieur	D007	27,9	33,4	1,9	37,4	0,20	0,27	0,02	0,36	25,1	40,2	4,8	50,6
	D010	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	D012	23,9	29,7	1,7	42,4	0,15	0,31	0,02	0,43	3,9	29,4	4,3	70,2
	D013	9,9	30,0	3,5	37,7	0,25	0,32	0,02	0,41	1,2	26,9	5,4	42,9
	D014	23,1	27,1	2,7	45,5	0,20	0,27	0,03	0,38	14,0	34,4	5,1	49,8
	D015	22,6	27,2	3,7	48,7	0,26	0,31	0,02	0,40	15,1	27,7	4,0	45,3
	D016	15,7	26,7	2,9	46,9	0,19	0,30	0,02	0,39	4,5	29,1	5,1	51,3
	D018	16,5	26,3	4,5	55,1	0,06	0,28	0,03	0,35	6,4	31,2	10,2	100,0
	D020b	24,8	30,0	4,0	67,0	0,08	0,28	0,02	0,39	1,3	37,2	9,6	100,0
	D020s	26,7	31,4	4,0	69,3	0,29	0,30	0,00	0,33	49,3	52,3	1,7	66,1

Tableau 3b : Synthèse des modules élastiques estimés pour les puits étudiés pour les formations de Macasty et de Mingan supérieur.

D020b : valeurs obtenues à partir des diagraphies brutes; D020s : valeurs obtenues à partir des diagraphies synthétiques (Tiré de Séjourné, 2015). Pour tous les autres puits, les valeurs sont estimées à partir de l'onde P brute et de l'onde S synthétique.

Unité	Puits	Module de Young (GPa)				Coefficient de Poisson				Indice de fragilité			
		Minimum	Médiane	Déviaton	Maximum	Minimum	Médiane	Déviaton	Maximum	Minimum	Médiane	Déviaton	Maximum
Macasty	D007	23,9	29,2	1,8	34,4	0,06	0,29	0,04	0,36	19,3	32,6	6,5	74,0
	D010	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	D012	15,3	31,4	4,1	62,1	0,08	0,24	0,04	0,42	13,7	45,1	8,4	78,1
	D013	19,4	31,4	4,9	49,8	0,02	0,23	0,08	0,45	9,1	46,0	15,1	89,3
	D014	23,2	31,7	4,2	50,6	0,01	0,23	0,04	0,39	19,7	45,9	9,4	85,1
	D015	23,5	32,9	4,2	52,0	0,16	0,23	0,03	0,33	25,0	48,2	6,5	59,2
	D016	28,4	32,1	4,4	55,8	0,03	0,21	0,03	0,30	38,0	50,1	6,3	85,4
	D018	22,9	29,7	3,4	45,0	0,11	0,23	0,03	0,38	21,6	43,3	11,1	98,6
	D020b	22,1	32,6	4,7	48,6	0,02	0,24	0,03	0,35	13,3	55,7	11,8	100,0
	D020s	20,0	26,7	3,4	41,3	0,27	0,29	0,00	0,31	49,9	73,5	1,8	78,1
Mingan supérieur	D007	26,2	42,6	8,5	64,0	0,26	0,34	0,02	0,42	14,2	34,7	8,3	55,0
	D010	30,1	55,3	9,1	64,1	0,23	0,30	0,02	0,37	--	--	--	--
	D012	12,5	46,5	11,5	74,7	0,03	0,30	0,04	0,41	8,3	48,2	12,2	100,0
	D013	19,5	48,4	10,4	77,4	0,01	0,31	0,04	0,43	7,1	48,2	11,5	100,0
	D014	29,8	56,2	7,9	73,2	0,00	0,28	0,05	0,39	39,7	60,7	9,6	100,0
	D015	30,9	65,9	9,0	73,1	0,17	0,30	0,03	0,35	41,9	61,4	5,4	76,3
	D016	31,6	62,5	9,0	72,8	0,03	0,29	0,04	0,33	44,5	64,4	5,0	88,0
	D018	21,5	49,0	10,0	67,3	0,01	0,26	0,06	0,36	27,8	62,2	7,1	100,0
	D020b	27,3	56,3	4,7	67,1	0,27	0,31	0,01	0,38	1,3	59,1	6,1	74,4
	D020s	27,4	56,3	4,7	67,1	0,27	0,31	0,01	0,38	54,9	73,1	1,6	75,8

4.2 Pression de fluide

La pression interne de la formation, ou pression de fluide (Pf), est un paramètre intermédiaire important qui entre dans le calcul de la contrainte principale horizontale minimale. Trois jeux de données indépendants sont disponibles pour estimer cette pression de fluide selon la formation, la profondeur ou le puits considérés, soit : les résultats d'essais aux tiges (DST) réalisés dans les formations de Mingan et de Romaine, les tests d'épanchement (LOT) ou d'intégrité (FIT) réalisés sous la base du coffrage de surface, et la densité de la boue de forage.

4.2.1 Essais aux tiges

Des résultats d'essais aux tiges sont disponibles pour les puits D004, D005, D007 et D014. À partir de ces données un gradient de pression de fluide moyen de 9,94 kPa/m \pm 0,88 a été établi pour les formations de Mingan et de Romaine à l'échelle régionale. Le détail de ces données et de ces résultats est présenté dans Séjourné (2015).

4.2.2 Tests d'épanchement et d'intégrité

Pour un certain nombre de puits, en particulier les plus récents, des tests d'épanchement (LOT) ou d'intégrité (FIT) ont été réalisés de manière systématique sous la base du coffrage de surface (tableau 4). Dans certaines conditions ces tests peuvent servir à estimer la pression de fluide ou la pression de fracturation à la profondeur à laquelle le test est réalisé. Dans le cas des tests disponibles ici l'exploitation des résultats s'avère cependant difficile. Certains tests sont en effet identifiés comme des « tests de limite », c'est-à-dire des tests pour lesquels l'injection est stoppée lorsqu'une pression prédéfinie est atteinte : le résultat devrait donc sous-estimer les conditions réelles. Si l'on exclut ces tests de limite, quatre tests d'épanchement demeurent disponibles à partir desquels il est possible de calculer un gradient de pression de fluide pour chacun des puits. Les gradients ainsi calculés varient de 35,48 à 90,79 kPa/m (tableau 4). Une telle variabilité est difficilement explicable dans le contexte géologique de l'île et il est possible que certaines erreurs se soient glissées dans le rapport de ces tests, notamment en ce qui a trait au choix des unités. En l'état actuel des données disponibles il n'est pas possible de déterminer lesquels de ces tests peuvent être retenus et lesquels doivent être rejetés.

Tableau 4 : Synthèse des résultats disponibles pour les tests d'épanchement ou d'intégrité réalisés sous la base du coffrage de surface.

La pression appliquée (à la profondeur à laquelle le test est réalisé) et le gradient de pression sont calculés à partir des données disponibles, soit la pression en surface et la densité de la boue de forage. LOT : test d'épanchement, LT : test de limite, FIT : test d'intégrité.

Puits	Profondeur (mKB)	Pression en surface (kPa)	Densité de la boue (kg/m ³)	Pression appliquée (kPa)	Gradient de pression (kPa/m)	Type de test
D005	156	3792	1138	5535	35,48	LOT
D012	325	13500	1000	16690	51,35	LOT-LT
D013	255	15000	1000	17503	68,64	LOT-LT
D014	178	4700	1005	6456	36,27	LOT
D015	173	14000	1005	15707	90,79	LOT
D016	175	10700	1000	12418	70,96	LOT
D018	185	500	1000	2316	12,52	FIT-LT

4.2.3 Densité de la boue de forage

La pression de fluide peut être 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 (10) :

$$P_f = P_B \times g \times P_V \quad (10)$$

Avec : P_f = Pression de fluide exprimée en kPa

P_B = Poids de la boue de forage exprimé en kg/m^3

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

P_V = 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 (la section 4.2.2 a montré que ces résultats n'étaient pas fiables), les venues de gaz et les venues d'eau occasionnelles enregistrées durant le forage, de même que les éventuelles pertes de circulation.

Un tel exercice a déjà été réalisé avec succès dans le cas du puits D020 (Séjourné, 2015). À l'échelle régionale la précision des données varie selon les puits et les informations manquent parfois totalement dans le cas des puits les plus anciens. Pour la plupart des puits étudiés toutefois, on dispose 1) des rapports quotidiens de forage (*daily reports*) indiquant la densité de la boue à la fin de la journée ainsi que d'éventuelles pertes de circulation et indices de gaz notables, 2) des rapports de quart (*tour sheets*) indiquant la densité de la boue de forage à la fin de chaque chiffre au minimum, voire de manière plus précise dans certains cas et 3) d'un log géologique synthétique (*mudlog*) qui recense les indices et les pics de gaz enregistrés. Dans certains cas les rapports quotidiens et les rapports de quart présentent des informations divergentes en ce qui concerne la densité de la boue et les deux jeux de données ont été examinés séparément. Une préférence arbitraire est ici donnée aux valeurs compilées dans les rapports de quart en considérant que le risque d'une erreur de transcription ou d'une simplification excessive est accru dans les rapports quotidiens.

Le gradient de la pression de fluide est dérivé de la densité de la boue selon l'équation (10) pour une profondeur donnée. La synthèse des résultats ainsi obtenus pour l'ensemble des puits examinés est présentée à la figure 14. Cette figure est confuse et difficile à lire mais a le mérite d'illustrer la variabilité intrinsèque de ce type de données. En pratique chaque puits a été examiné individuellement en regard des éventuels indices de gaz et d'eau ou des pertes de circulation qui sont rapportées.

Dans un second temps les indices et pics de gaz, les venues d'eau et les pertes de circulation recensés ont permis de filtrer ces données pour n'en retenir que les valeurs les mieux contraintes, celles qui reflètent le mieux la pression de fluide dans un puits et à une profondeur donnée (figure 15). Fait notable, les données disponibles pour le puits D020 se démarquent de celles des autres puits.

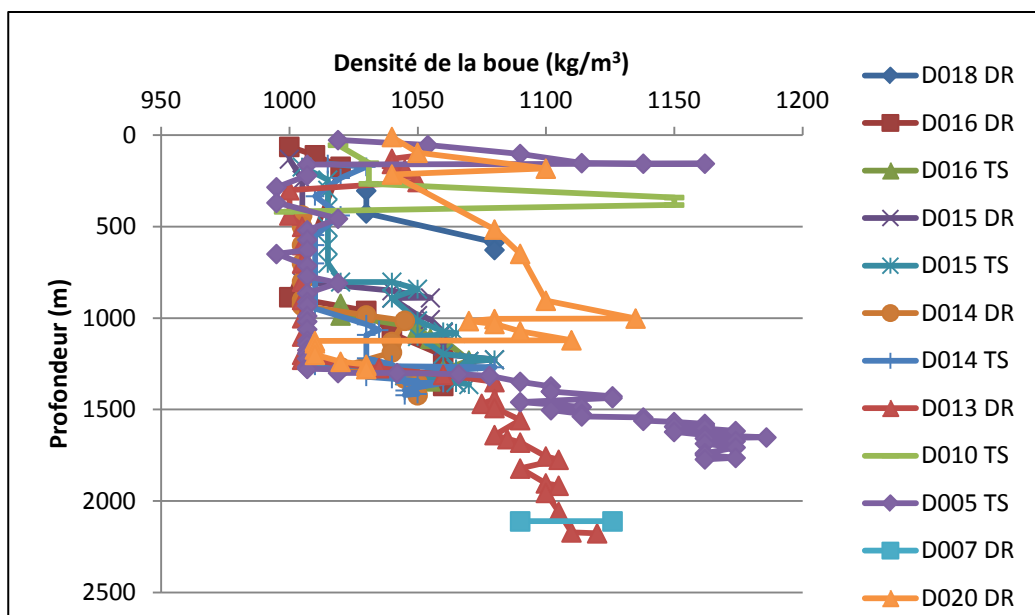


Figure 14 : Variation de la densité de la boue de forage en fonction de la profondeur pour chacun des puits étudiés.

DR : rapport quotidien (*daily report*), TS : rapport de quart (*tour sheet*).

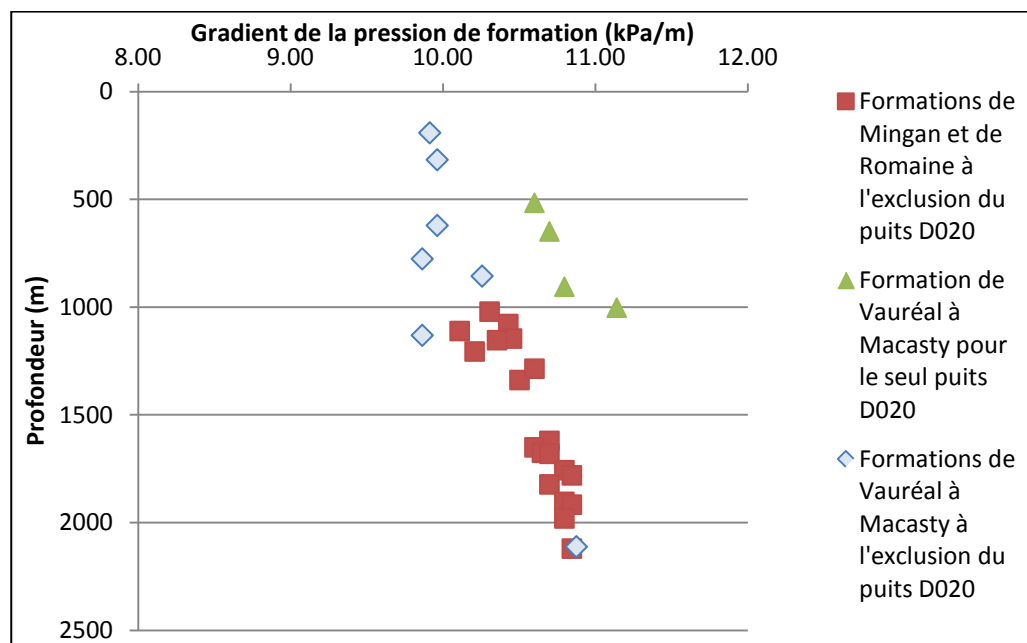


Figure 15 : Variation du gradient de la pression de fluide en fonction de la profondeur et des assemblages stratigraphiques considérés.

Les assemblages considérés sont la Formation de Macasty et sa couverture d'une part, et les formations sous-jacentes de Mingan et Romaine d'autre part. Les valeurs obtenues pour le puits D020 se démarquent des autres.

L'analyse de ces résultats filtrés demeure ambiguë dans la mesure où la plupart des indices de gaz recensés ne constituent pas des surpressions sévères pouvant causer une éruption et qui doivent être contrôlées en augmentant le poids de la boue, mais plutôt une libération progressive du gaz piégé dans la matrice à mesure que le trépan désagrège celle-ci. Par ailleurs les données ne sont pas nécessairement cohérentes d'un puits à l'autre ni même long du profil d'un même puits. Dans certains cas en effet la section intermédiaire – entre la surface et la base de la Formation de Macasty – est forée à l'eau douce ou à l'eau salée sans ajout de gel et la pression de formation qui en est dérivée est une valeur minimale, non réaliste et généralement largement inférieure à la pression de formation estimée pour le puits D020 (foré avec un gel). Par ailleurs la section profonde – sous la base de la Formation de Macasty – peut être forée avec un gel (densité de la boue plus élevée que dans le cas de l'eau douce) auquel cas la pression de formation estimée est supérieure à celle estimée à partir des DST réalisés dans les mêmes formations. Cette même section peut aussi être forée à l'air en sous-équilibre, auquel cas il n'est pas possible d'estimer une pression de formation.

En dernière analyse il apparaît donc que les pressions de fluide les plus réalistes pour la base de la Formation de Mingan et pour la Formation de Romaine sont celles estimées à partir des essais aux tiges. Pour le sommet de la Formation de Mingan et les unités sus-jacentes (la Formation de Macasty et sa couverture), les pressions de fluide les plus réalistes semblent être celles qui sont estimées à partir de la densité de la boue de forage dans le puits D020. Cette analyse est confortée par la présence d'un indice de gaz sévère rencontré à plus grande profondeur dans la Formation de Vauréal à 2111mKB dans le puits D007. Cette surpression a dû être contrôlée en augmentant la densité de la boue de forage dans une fourchette cohérente avec le gradient estimé à partir du puits D020 pour des profondeurs plus faibles (figure 15).

Ainsi deux valeurs moyennes sont retenues pour la pression de formation, soit 10,67 kPa/m pour le sommet de la Formation de Mingan et les unités sus-jacentes et 9,94 kPa/m pour les unités sous-jacentes. Ces valeurs moyennes ont été appliquées à l'ensemble des puits étudiés à l'échelle régionale. Dans le cas du puits D007 cependant, il est possible que le gradient de pression de fluides soit plus élevé que 10,67kPa/m pour les formations de Macasty et d'English Head inférieur, conséquence de la transformation du pétrole en gaz qui est plus avancée dans la région centre-sud de l'île à l'endroit où le puits D007 a été foré (voir la synthèse proposée dans Séjourné et Malo, 2014). Ceci constitue une limitation au modèle géomécanique régional qui est développé ici.

4.3 Contrainte principale horizontale minimale

Le gradient de la contrainte principale horizontale minimale (S_{hmin}) 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 (11) établie par Eaton (1969). Le choix de cette équation et la validité des paramètres sont discutés dans Séjourné (2015).

$$Sh_{min} = \frac{1}{PV} \left(\frac{\nu}{1-\nu} \times (Sv - Pf) + Pf \right) \quad (11)$$

Avec : Sh_{min} exprimée en kPa/m

PV = Profondeur verticale (m)

ν = Coefficient de Poisson (sans unité)

Sv = Pression lithostatique (kPa)

Pf = Pression de fluide (kPa)

Tel que mentionné à la section 2.1, la profondeur verticale (PV) est assimilée à la profondeur mesurée en première approximation dans cette étude. La pression lithostatique (Sv) est considérée ici comme équivalente à la contrainte principale verticale. Sv a été estimée à partir de la diagraphe de densité totale (RHOB) pour chacun des puits étudiés, en intégrant la somme des variations de la densité totale le long du profil du puits et en compensant les données dans la partie peu profonde du puits pour laquelle la densité totale n'est pas disponible. La diagraphe de densité totale (RHOB) n'est pas disponible pour les puits D005 et D010 de sorte que Sv et Shmin n'ont pas été estimées pour ces puits. Enfin le coefficient de Poisson (ν) et la pression de fluide (Pf) ont été déterminés aux sections 4.1 et 4.2 précédentes. À titre d'exemple, la variation de Shmin et du gradient de Shmin en fonction de la profondeur sont illustrés pour un segment du puits D014 à la figure 16. Des résultats comparables sont obtenus pour les puits D012, D013, D015, D016 et D018. Seuls les résultats obtenus pour le puits D007 diffèrent des autres. Pour ce puits les valeurs de Shmin et du gradient de Shmin sont plus faibles pour la Formation d'English Head inférieur que pour les formations de Macasty et d'English Head supérieur (figure 17) contrairement aux autres puits. Les résultats pour tous les puits sont compilés au tableau 5 et présentés graphiquement en annexe.

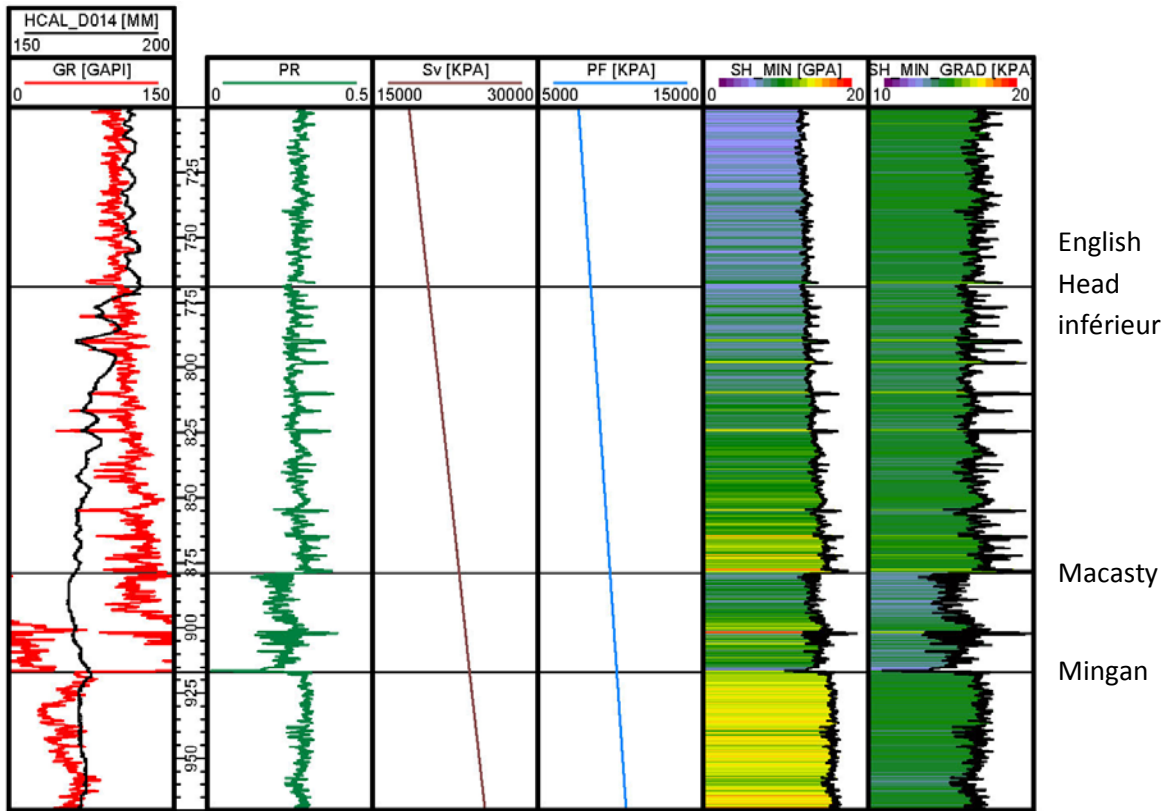


Figure 16 : Détail de l'évolution de la contrainte principale horizontale minimale en fonction de la profondeur pour le puits D014 entre 700 et 970m.

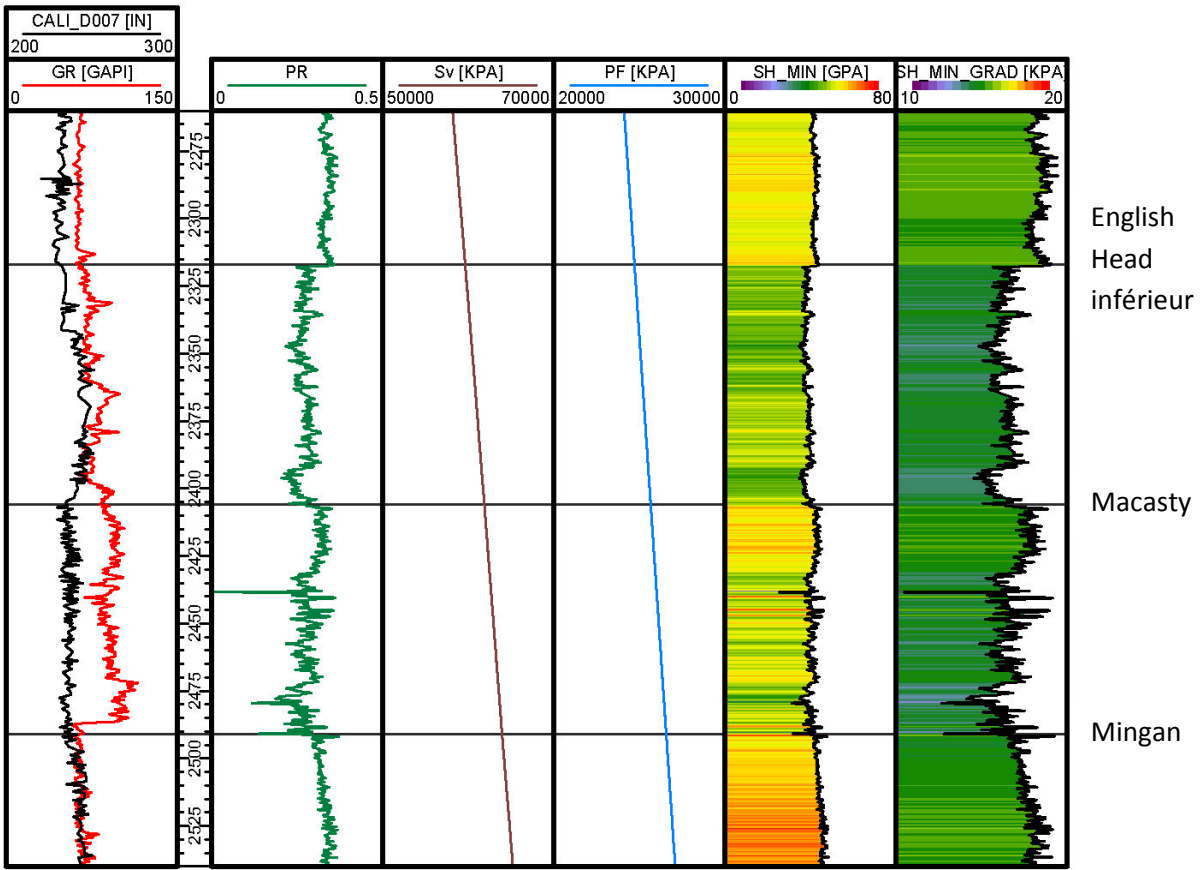


Figure 17 : Détail de l'évolution de la contrainte horizontale minimale en fonction de la profondeur pour le puits D007 entre 2260 et 2540m.

Pour ce puits les valeurs de Shmin et du gradient de Shmin sont plus faibles pour la Formation d'English Head inférieur que pour les formations de Macasty et d'English Head supérieur contrairement aux autres puits (figure 16).

Tableau 5a : Synthèse des valeurs estimées de la contrainte principale horizontale minimale (Sh_min) et de son gradient pour les puits étudiés, pour les formations de Vauréal, d'English Head supérieur et d'English Head inférieur.

D020b : valeurs obtenues à partir des diagraphies brutes; D020s : valeurs obtenues à partir des diagraphies synthétiques (Tiré de Séjourné, 2015). Pour tous les autres puits, les valeurs sont estimées à partir de l'onde P brute et de l'onde S synthétique.

Unité	Puits	Sh_min (GPa)				Gradient de Sh_min (kPa)			
		Minimum	Médiane	Déviaton	Maximum	Minimum	Médiane	Déviaton	Maximum
Vauréal	D007	5,2	22,9	10,1	45,6	10,7	17,4	1,0	22,1
	D010	4,4	11,1	2,8	18,5	10,7	17,1	1,3	20,8
	D012	4,0	14,3	6,1	27,7	13,7	17,5	0,8	25,2
	D013	2,5	10,1	3,7	16,9	10,8	17,4	0,8	22,3
	D014	1,9	6,8	2,4	11,2	12,2	17,4	0,7	19,7
	D015	2,3	7,0	2,3	10,8	12,4	17,6	0,6	20,1
	D016	2,5	6,8	2,4	11,2	14,6	17,3	0,8	20,8
	D018	1,4	4,2	1,1	6,6	4,3	15,9	1,2	19,7
	D020b	0,4	7,9	3,1	13,9	2,3	17,7	1,1	23,7
	D020s	2,0	7,8	3,1	13,1	13,6	17,5	0,8	18,2
English Head supérieur	D007	--	--	--	--	--	--	--	--
	D010	--	--	--	--	--	--	--	--
	D012	23,9	26,4	0,8	30,0	16,5	18,2	0,5	20,4
	D013	15,1	18,4	1,0	20,8	15,7	17,6	0,5	18,9
	D014	10,2	11,7	0,7	13,4	14,8	16,8	0,5	18,6
	D015	9,5	11,7	0,8	13,7	15,2	17,3	0,5	18,5
	D016	9,6	11,5	0,7	13,1	14,2	16,9	0,5	18,2
	D018	5,8	6,6	0,3	7,3	14,4	15,8	0,5	17,0
	D020b	6,2	14,0	0,8	17,0	7,8	17,1	0,6	19,1
	D020s	12,9	14,3	0,7	15,5	16,8	17,3	0,1	17,6
English Head inférieur	D007	34,8	38,3	1,5	44,0	14,5	16,3	0,6	19,0
	D010	--	--	--	--	--	--	--	--
	D012	21,5	27,4	1,2	36,4	13,3	17,6	0,7	22,5
	D013	18,0	21,1	0,9	25,6	15,6	17,9	0,7	21,1
	D014	11,9	13,5	1,0	17,5	14,6	16,4	0,8	20,2
	D015	12,3	13,9	0,8	17,1	16,0	17,4	0,7	20,7
	D016	10,4	14,0	1,3	18,3	14,2	17,1	0,7	20,2
	D018	2,3	8,1	0,6	9,7	4,6	16,7	1,2	19,6
	D020b	0,8	15,9	1,1	20,4	0,9	16,7	1,0	21,0
	D020s	15,3	16,5	0,6	17,7	17,1	17,4	0,1	18,1

Tableau 5b : Synthèse des valeurs estimées de la contrainte principale horizontale minimale (Sh_min) et de son gradient pour les puits étudiés, pour les formations de Macasty et de Mingan supérieur.

D020b : valeurs obtenues à partir des diagraphies brutes; D020s : valeurs obtenues à partir des diagraphies synthétiques (Tiré de Séjourné, 2015). Pour tous les autres puits, les valeurs sont estimées à partir de l'onde P brute et de l'onde S synthétique.

Unité	Puits	Sh_min (GPa)				Gradient de Sh_min (kPa)			
		Minimum	Médiane	Déviati on	Maximum	Minimum	Médiane	Déviati on	Maximum
Macasty	D007	28,1	41,1	2,4	46,8	11,5	16,7	1,1	19,2
	D010	--	--	--	--	--	--	--	--
	D012	8,3	25,8	2,1	36,8	4,9	15,4	1,3	21,8
	D013	8,6	18,8	2,7	28,6	6,9	15,1	2,2	23,0
	D014	10,0	13,7	1,0	18,6	10,9	15,3	1,1	20,6
	D015	11,9	13,1	0,7	15,9	13,5	15,2	0,7	18,0
	D016	10,1	13,4	0,7	15,5	11,2	14,7	0,7	17,2
	D018	5,5	8,4	0,7	9,7	10,6	15,4	1,1	17,9
	D020b	11,2	15,8	0,7	19,5	10,9	15,6	0,7	18,8
	D020s	16,7	17,3	0,2	18,0	16,4	17,1	0,1	17,4
Mingan supérieur	D007	39,9	48,4	2,6	55,2	15,5	18,2	0,6	21,1
	D010	14,5	16,8	0,8	20,2	14,8	16,9	0,6	19,3
	D012	20,1	30,8	2,4	41,1	10,5	16,8	1,2	21,9
	D013	11,6	23,5	1,9	30,5	8,6	17,1	1,2	21,9
	D014	10,5	16,2	1,6	21,0	9,7	16,2	1,5	20,2
	D015	13,1	17,6	1,9	21,2	13,3	17,0	0,9	18,7
	D016	10,7	17,2	2,1	21,2	10,5	16,4	1,1	18,0
	D018	4,9	8,9	0,8	10,5	8,4	15,0	1,4	17,1
	D020b	17,1	19,0	0,5	20,9	16,5	17,5	0,3	20,1
	D020s	17,1	19,0	0,5	20,9	16,5	17,5	0,3	20,2

5. Interprétation des propriétés géomécaniques

Le coefficient de Poisson (ν), le module de Young (E), l'indice acoustique de fragilité (BRIT) de même que la contrainte principale horizontale minimale (Shmin) et le gradient de celle-ci ont été estimés pour les puits D007, D012, D013, D014, D015, D016, D018 et D020 (tableaux 3 et 5). La présente section s'attache à examiner dans un premier temps l'évolution de ces propriétés mécaniques en fonction de la profondeur pour un puits donné, et dans un second temps la variabilité régionale de ces propriétés à l'échelle de l'île d'Anticosti.

5.1 Stratigraphie mécanique

5.1.1 Modules élastiques

Le module de Young et le coefficient de Poisson peuvent être combinés graphiquement dans un diagramme binaire (figure 10) 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 statiques il est possible de fixer une limite entre les champs fragile et ductile. Les données analysées ici étant exclusivement de nature dynamique une telle distinction serait purement arbitraire et l'analyse qui est proposée ici se veut donc essentiellement relative et qualitative.

À l'exception du cas du puits D007 qui sera discuté plus loin, tous les puits étudiés dans le cadre de la présente étude sont caractérisés par un coefficient de Poisson élevé pour la Formation de Macasty. À l'opposé la Formation de Mingan est caractérisée par le coefficient de Poisson le plus faible, tandis que les roches qui forment la couverture de la Formation de Macasty – formations d'English Head et de Vauréal – présentent un coefficient intermédiaire qui ne permet pas de distinguer entre les différentes unités de la couverture. Le module de Young apparaît comme le paramètre déterminant pour distinguer les unités de la couverture les unes des autres, avec des valeurs croissantes depuis la Formation d'English Head inférieur jusqu'à la Formation de Vauréal, la Formation d'English Head supérieur présentant des valeurs intermédiaires entre ces deux unités. Les figures 10, 18a et 18b illustrent ces relations pour le puits D014 à titre d'exemple. Des relations similaires sont observées pour le puits D020 (Séjourné, 2015).

L'indice acoustique de fragilité 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 (Séjourné, 2015). 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 dont le diagramme binaire de la figure 10 ne rend compte qu'imparfaitement. Ainsi dans le cas des puits étudiés ici, et à l'exception du puits D007, on observe un fort contraste de fragilité au contact entre les formations de Mingan et de Macasty (figure 18b), la seconde étant significativement plus ductile que la première. Le contact entre les formations de Macasty et d'English Head inférieur est souligné par un second contraste de fragilité, la Formation de Macasty étant significativement plus fragile que la Formation d'English Head inférieur sus-jacente, à l'exception notable de niveaux calcaires plus fragiles localement présents au sein de cette dernière. Bien qu'une certaine variabilité soit observée dans les valeurs absolues de l'indice acoustique de fragilité d'un puits à l'autre, cet indice augmente progressivement de la base de la Formation d'English Head inférieur jusqu'au sommet de la Formation de Vauréal pour chacun des puits étudiés (figures 18a et 18b). Dans l'ensemble la Formation de Macasty est donc surmontée d'abord par des roches plus ductiles mais parfois interlitées de niveaux calcaires fragiles d'épaisseur métrique dans la Formation d'English Head inférieur, puis par des unités de plus en plus fragiles jusqu'en surface. Cette évolution est cohérente avec celle observée pour le puits D020 dans Séjourné (2015).

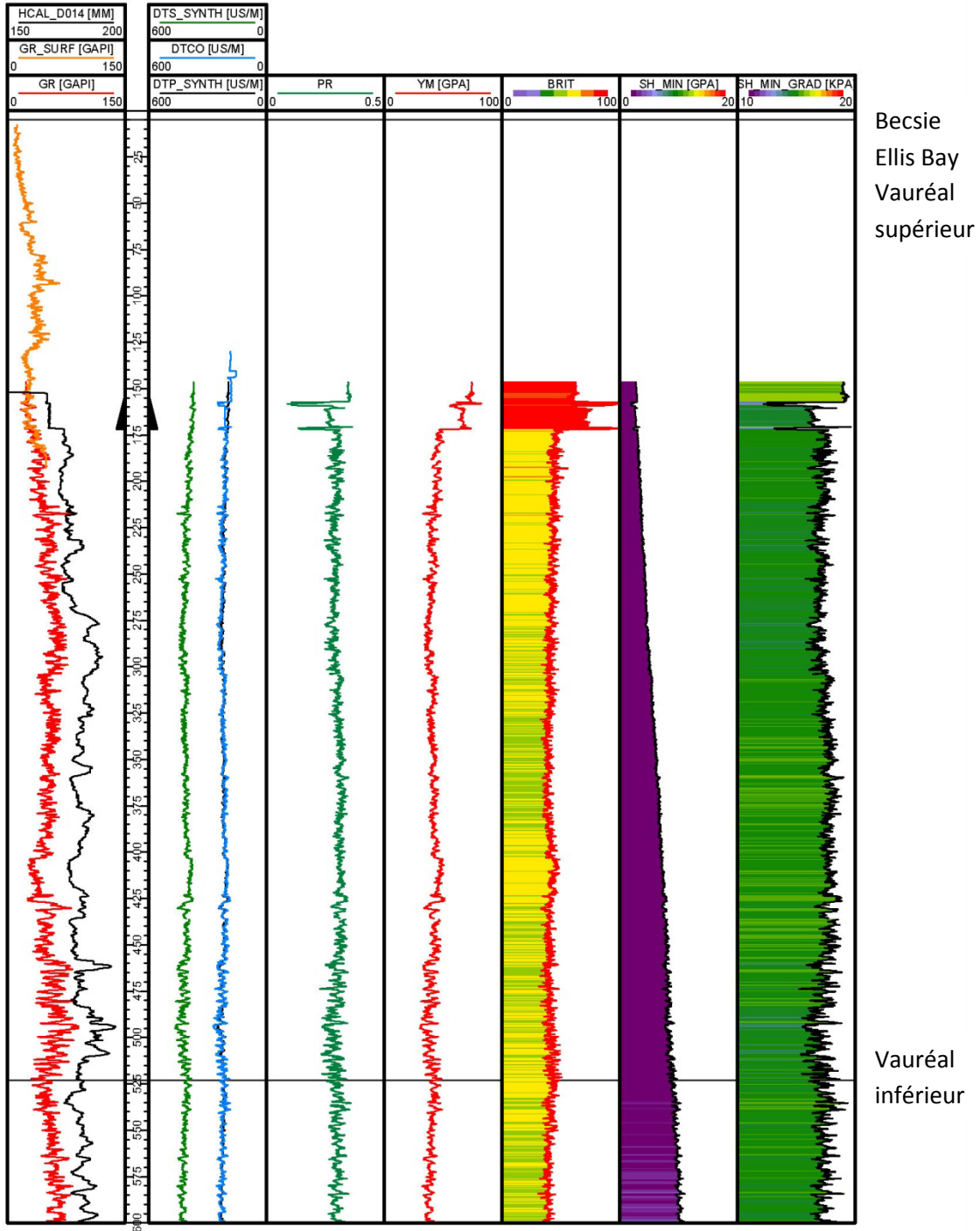


Figure 18a : Variation des propriétés mécaniques en fonction de la profondeur pour la Formation de Vauréal pour le puits D014.

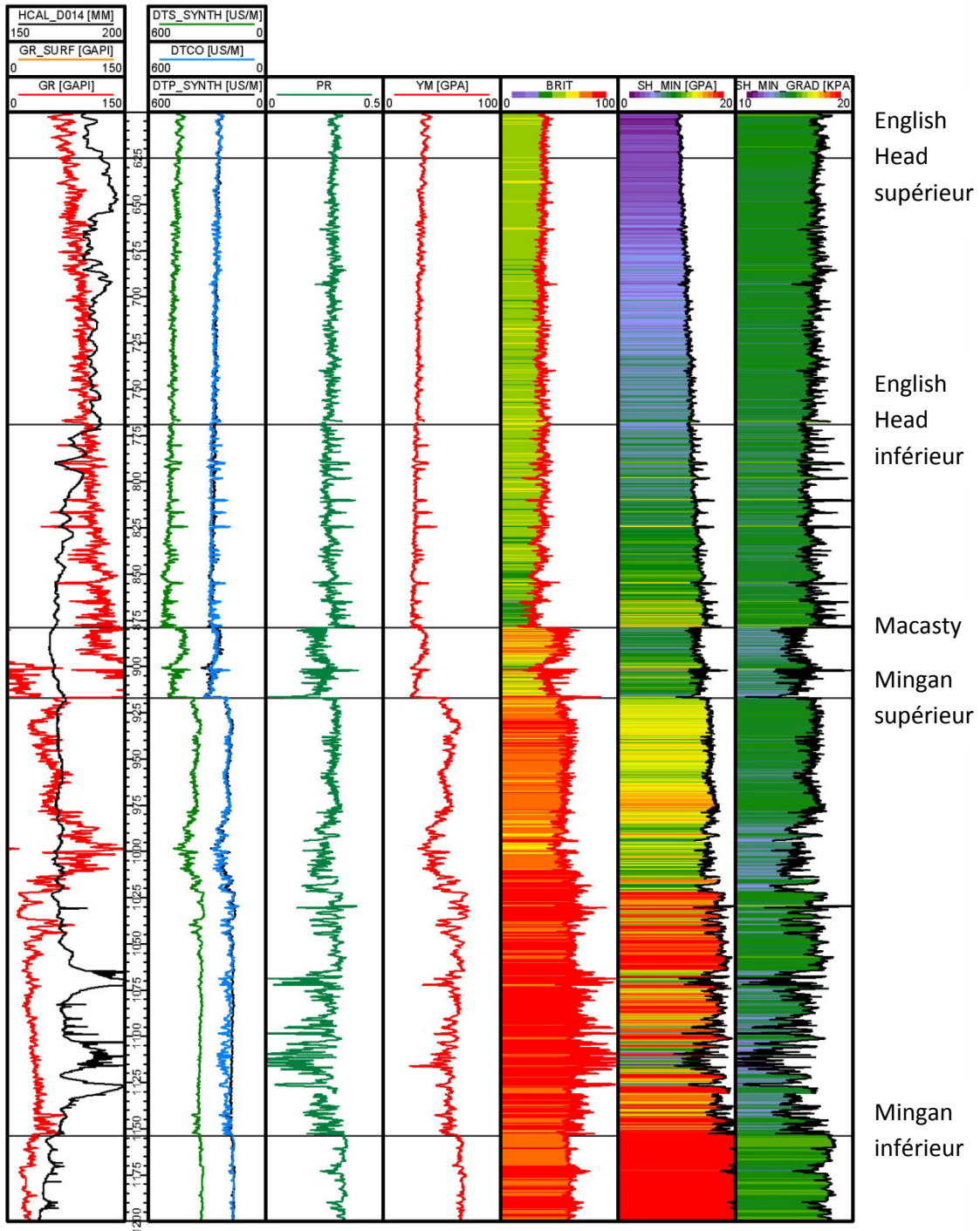


Figure 18b : Variation des propriétés mécaniques en fonction de la profondeur pour les formations d'English Head, de Macasty et de Mingan pour le puits D014.

Le cas du puits D007 enfin, est atypique si on le compare aux autres puits étudiés ici. S'il est possible de reconnaître dans ce puits un contraste entre les propriétés mécaniques de la Formation de Macasty et celles des formations sus- et sous-jacentes, l'évolution relative de ces propriétés en fonction de la stratigraphie n'est pas la même que précédemment et se caractérise principalement par une plus grande fragilité de la Formation d'English Head inférieur comparativement à la Formation de Macasty (figure 13). De fait c'est le toit de la Formation d'English Head inférieur qui offre le meilleur contraste mécanique avec la couverture.

5.1.2 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 formations étudiées ici on relève une grande régularité dans le gradient de S_{hmin} et donc dans l'augmentation de la valeur absolue S_{hmin} avec l'accroissement de la profondeur (figures 18a et 18b). Cette régularité est interrompue dans la Formation de Macasty qui est au contraire caractérisée par une diminution du gradient de S_{hmin} . On peut ainsi mettre en évidence un contraste mécanique marqué entre la Formation de Macasty et les unités sus- et sous-jacentes (figure 18b). Des valeurs absolues de S_{hmin} plus faibles au sein de la Formation de Macasty se traduisent dans la capacité 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 qui inhibent la propagation des fractures hydrauliques en dehors de la Formation de Macasty. 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 (figure 18b), augmentant ainsi la propension de cette unité à agir comme une barrière à la propagation des fractures hydrauliques vers le haut.

Cette interprétation est valide pour la totalité des puits examinés ici à l'exception du puits D007, et elle est également cohérente avec les résultats et les interprétations présentés pour le puits D020 à partir d'un jeu de données complet qui inclut l'enregistrement d'une diagraphie acoustique de l'onde S (Séjourné, 2015). De même que pour les modules élastiques, l'évolution verticale de S_{hmin} et du gradient de S_{hmin} dans le puits D007 se démarque de celle des autres puits étudiés et c'est la Formation d'English Head inférieur, non pas la Formation de Macasty, qui présente les valeurs de S_{hmin} les plus basses et le contraste mécanique le plus marqué (figure 13). L'originalité des résultats obtenus pour le puits D007 est discutée à la section 5.2.2.

5.2 Variations régionales

5.2.1 Transects régionaux

Ainsi qu'il a été souligné précédemment, les propriétés géomécaniques déterminées dans cette étude sont dans l'ensemble cohérentes pour chacune des formations considérées et les contrastes mécaniques reconnus pour un puits donné sont également observés de manière persistante pour les autres puits

bien que le puits D007 fasse exception. Il a été mentionné également qu'en dépit de cette cohérence dans les résultats une certaine variabilité était observée d'un puits à l'autre. La présente section s'attache maintenant à interpréter la signification régionale de ces observations en présentant et en discutant une série de transects réalisés à travers l'île (figure 19). Dans chacun des transects examinés seuls l'indice acoustique de fragilité et le gradient de Shmin sont représentés. L'indice acoustique reflète l'évolution des modules élastiques combinés (coefficient de Poisson et module de Young). Le gradient de Shmin reflète l'évolution de Shmin en s'affranchissant de l'effet de la profondeur ce qui permet de comparer une même unité d'un puits à l'autre même si celle-ci est rencontrée à des profondeurs différentes.

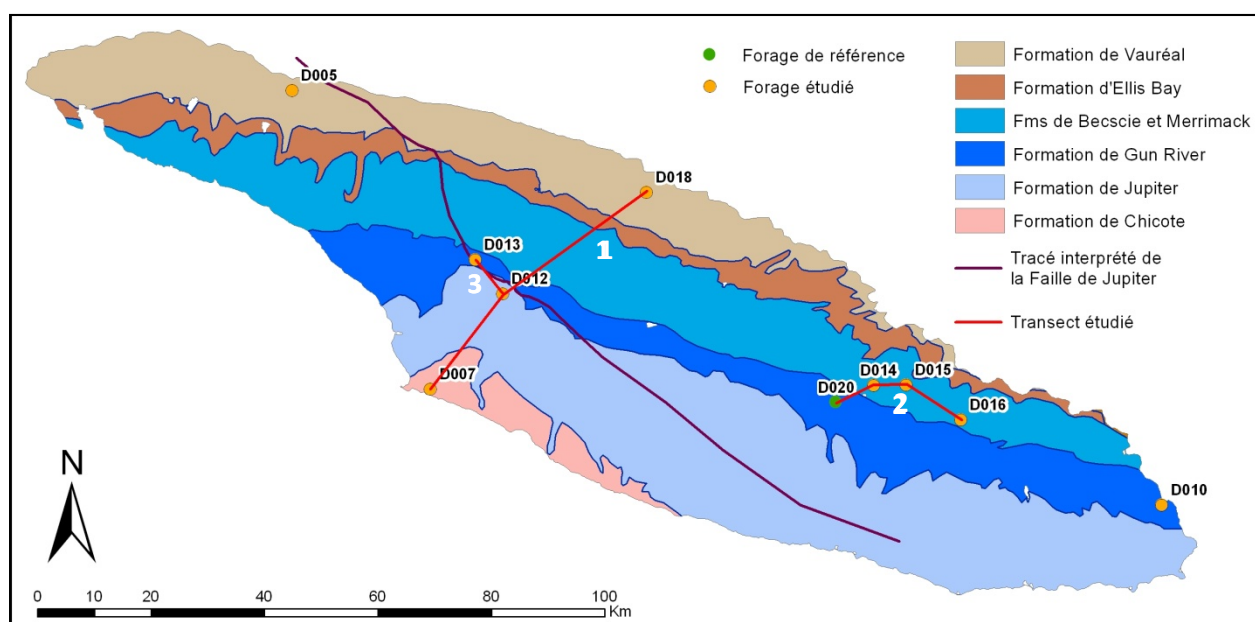


Figure 19 : Carte de localisation des transects examinés.

Fond cartographique : Thériault (2002) et SIGPEG (2015). Le tracé de la Faille de Jupiter est tiré de Bédard et al. (2014).

Un premier transect relie du nord au sud les puits D018, D012 et D007 (figure 20). Outre l'augmentation évidente de l'épaisseur de la Formation de Macasty vers le sud, ce transect permet d'évaluer la variation des propriétés mécaniques de cette formation et de sa couverture en fonction de l'approfondissement du bassin. L'examen de la figure 20 confirme ainsi que le sommet et la base de la Formation de Macasty sont soulignés par des contrastes mécaniques marqués du nord au sud de l'île, en particulier par un gradient de Shmin contrasté entre la Formation de Macasty et les unités immédiatement sus- et sous-jacentes. Dans le détail toutefois, ce contraste est net pour l'ensemble de la formation dans le centre de l'île (puits D012) mais plus variable au sein même de la formation dans les régions nord et sud. Au nord (puits D018) la Formation d'English Head inférieur représente une barrière à la propagation des fractures développées dans la Formation de Macasty mais une barrière équivalente paraît manquer entre cette dernière et la formation sous-jacente de Mingan. Au sud (puits D007) c'est essentiellement la Formation d'English Head supérieur qui offre la meilleure barrière à la propagation des fractures. Enfin au nord et au centre de l'île des niveaux calcaires développés dans la Formation d'English Head inférieur

renforcent l'intégrité de la couverture au-dessus de la Formation de Macasty. Ces niveaux ne sont pas reconnus au sud dans le puits D007.

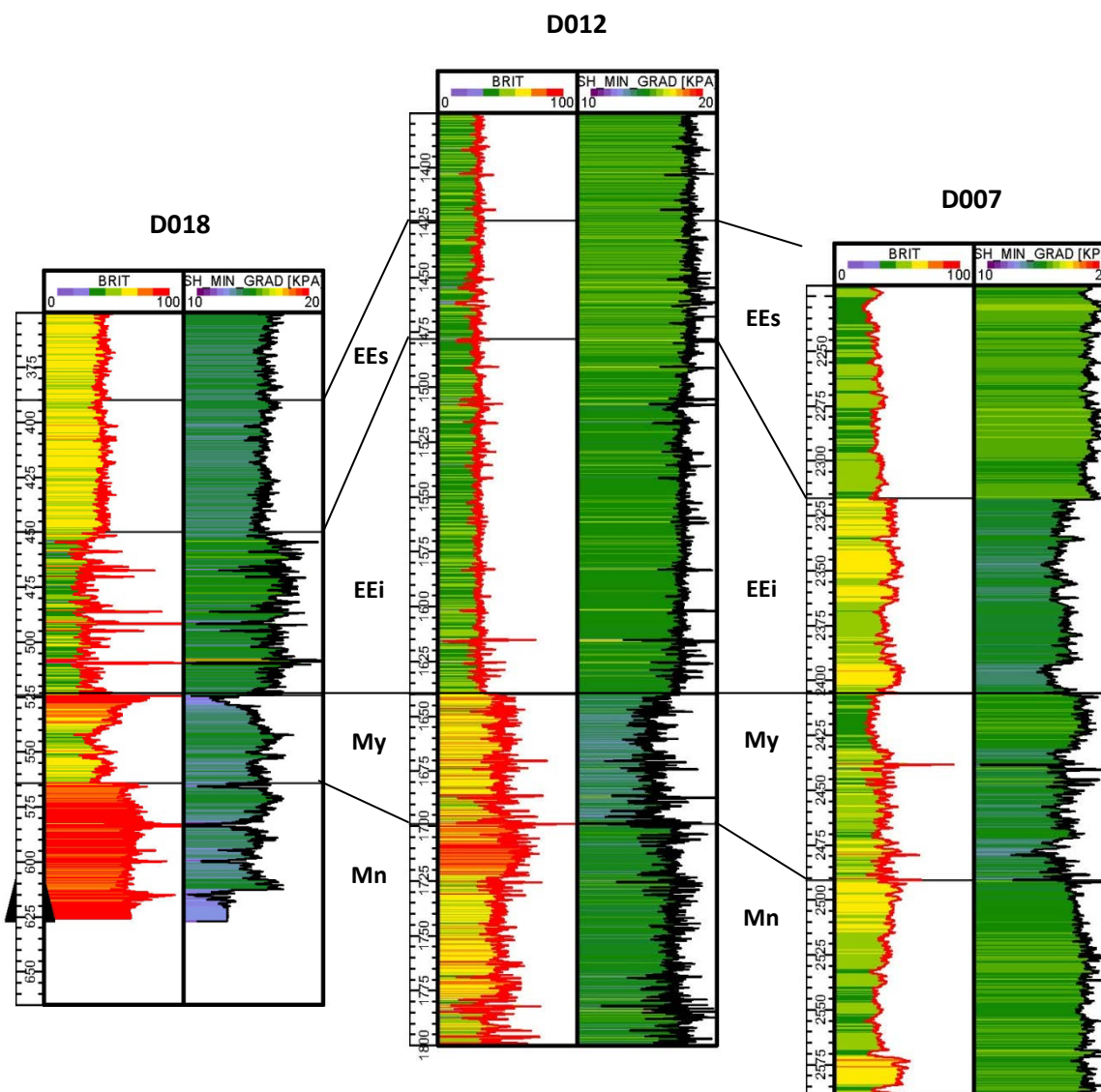


Figure 20 : Variation des propriétés mécaniques le long du transect nord-sud.

La profondeur est nivelée au toit de la Formation de Macasty. Le transect est localisé à la figure 19. EEs : Formation d'English Head supérieur; EEi : Formation d'English Head inférieur; My : Formation de Macasty; Mn : Formation de Mingan.

Un second transect relie d'ouest en est les puits D020, D014, D015 et D016 (figure 21). Ce transect permet d'évaluer la variabilité éventuelle des propriétés mécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture le long d'une coupe longitudinale dans un secteur géologiquement homogène où les épaisseurs et les environnements de déposition varient peu d'un puits à l'autre. L'examen de la figure 21 révèle l'homogénéité des propriétés mécaniques pour une formation donnée d'un puits à l'autre et surtout la persistance des contrastes mécaniques de part et d'autre de la Formation de Macasty dans

cette région. Tout au plus peut-on relever une diminution de l'épaisseur de cette formation d'ouest en est, phénomène cohérent avec ce qui est observé à l'échelle régionale puisque la Formation de Macasty s'amincit vers l'est jusqu'à être absente dans le puits D010 (tableau 1).

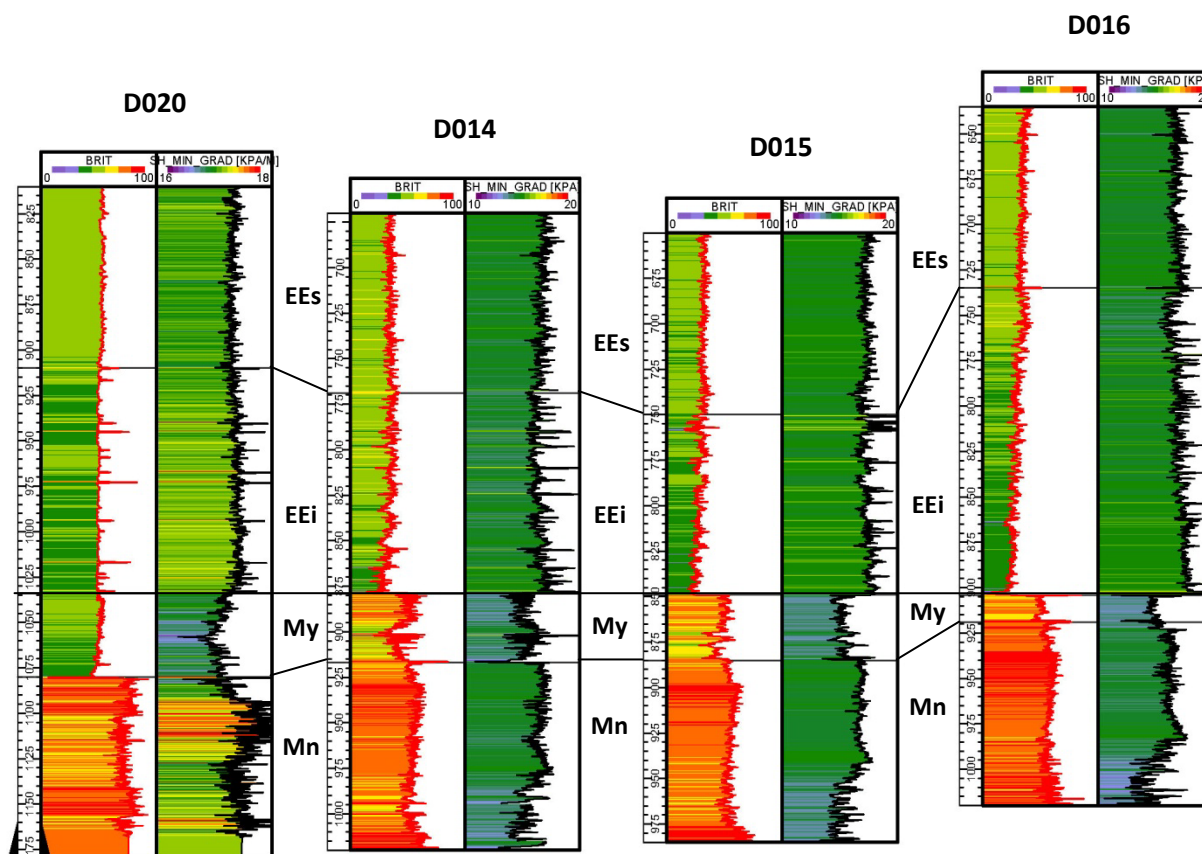


Figure 21 : Variation des propriétés mécaniques le long du transect ouest-est.

La profondeur est nivelée au toit de la Formation de Macasty. Le transect est localisé à la figure 19. EEs : Formation d'English Head supérieur; EEi : Formation d'English Head inférieur; My : Formation de Macasty; Mn : Formation de Mingan.

Un troisième et dernier transect relie sur une courte distance les puits D012 et D013 (figure 22). Ce transect permet d'évaluer la variation des propriétés mécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture de part et d'autre de la Faille de Jupiter. Cette faille représente une discontinuité majeure dans l'architecture structurale de l'île et sépare deux domaines qui se distinguent par des profondeurs d'enfouissement et des épaisseurs contrastées (Bordet et al., 2010; Bédard et al., 2014). Le puits D013 est implanté à proximité immédiate de la Faille de Jupiter, dans le toit de celle-ci. Le puits D012 est implanté plus au sud-est dans le mur de la faille et présente une augmentation de l'épaisseur de la Formation de Macasty qui est caractéristique du bloc abaissé au sud de la faille. L'examen de la figure 22 révèle que la Formation de Macasty et sa couverture présentent les mêmes propriétés mécaniques de part et d'autre de la faille. La proximité de la faille, dans le cas du puits D013, ne paraît pas affecter aucunement les propriétés mécaniques des formations examinées. Les distances réelles qui séparent ces puits de la Faille de Jupiter demeurent cependant imprécises en l'absence d'interprétations sismiques

publiées sur lesquels se reposer. Les distances suggérées à la figure 22 reposent sur l'interprétation de la trace de la Faille de Jupiter au toit du socle telle qu'elle est proposée par Bédard et al. (2014). La projection arbitraire de ce tracé vers le haut – vers la Formation de Macasty et sa couverture – diminue d'autant la précision de l'estimation qui peut être faite des distances qui séparent les puits D012 et D013 du plan de faille.

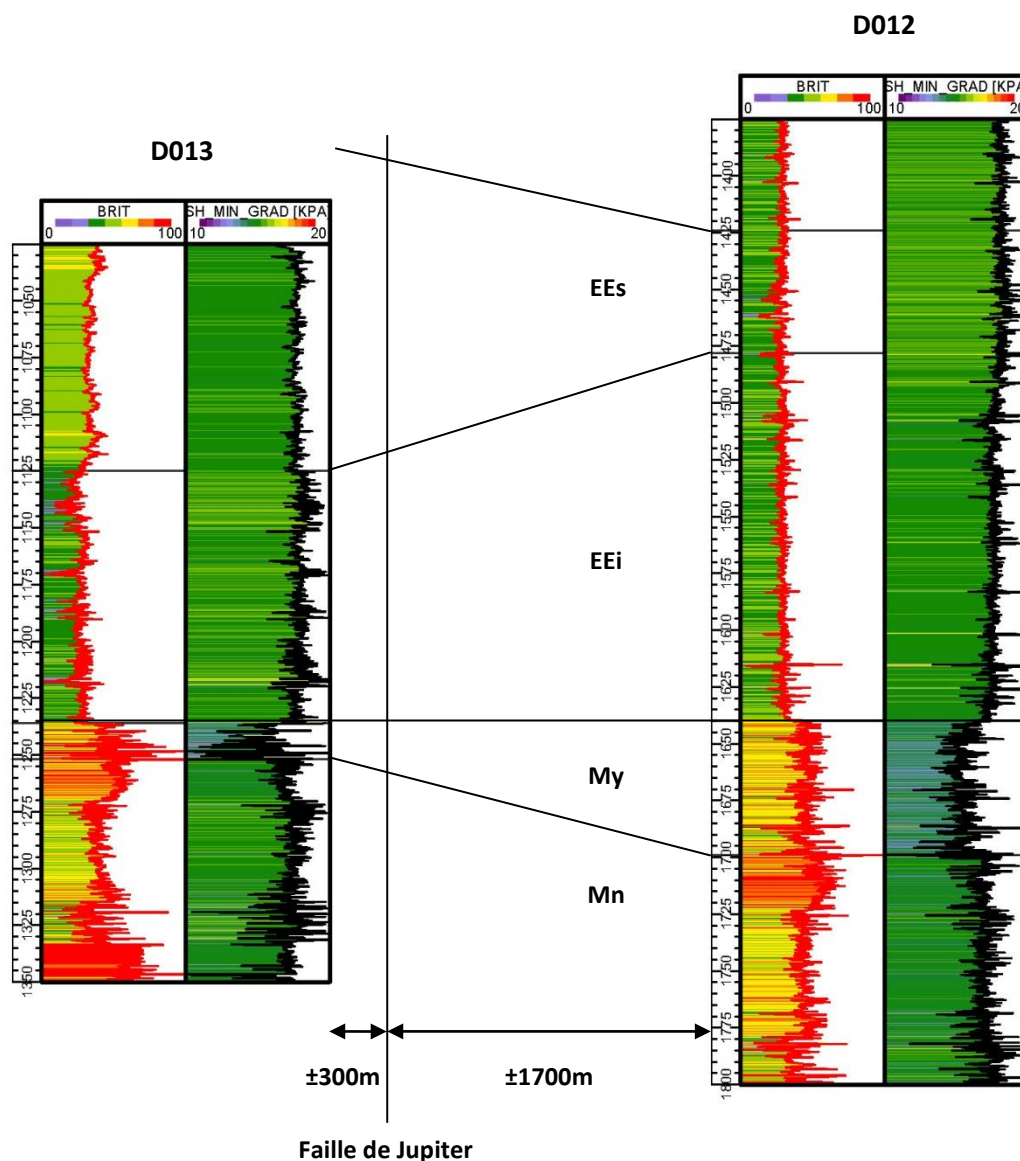


Figure 22 : Variation des propriétés mécaniques de part et d'autre de la Faille de Jupiter.

La profondeur est nivelée au toit de la Formation de Macasty. Le transect est localisé à la figure 19. EEs : Formation d'English Head supérieur; EEi : Formation d'English Head inférieur; My : Formation de Macasty; Mn : Formation de Mingan. Les distances qui séparent les puits D012 et D013 de la Faille de Jupiter sont proposées à titre indicatif.

5.2.2 Limites de la portée régionale de l'étude

Deux constats principaux émergent de l'examen des transects présentés ci-dessus. Le premier constat est que les propriétés mécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture varient peu d'un puits à l'autre à l'échelle régionale à l'exception du puits D007 qui sera discuté plus loin, et ne semblent pas affectées par la proximité avec la Faille de Jupiter. L'étendue régionale de ces transects ne couvre toutefois pas les extrémités occidentale et orientale de l'île car les données manquent pour établir les propriétés mécaniques des puits disponibles dans ces deux régions (respectivement les puits D005 et D010, figure 19). Le second constat est que les principales variations observées dans les propriétés mécaniques sont associées à un unique puits (D007). Des considérations géologiques peuvent expliquer ce phénomène, en particulier un environnement de déposition différent et donc une lithologie et une distribution de la matière organique différents de celles rencontrées dans le reste du bassin.

Une explication alternative pourrait être que les relations de calibration développées dans le cadre de cette étude, qui reposent sur les données du puits D020, peuvent ne pas être applicables au puits D007. Les formations d'English Head et de Macasty présentent en effet un degré de maturité thermique de la matière organique plus élevé dans ce puits que dans les autres puits étudiés. Selon Séjourné et Malo (2014), le degré de maturité de la matière organique analysée dans la Formation de Macasty dans la région centre-sud où est implanté le puits D007 pourrait être dans la zone à condensats ou dans la zone à gaz sec, et dans tous les cas le degré de maturité est plus élevé que pour les autres puits étudiés ici. Un degré élevé de maturité thermique se traduit par l'expulsion partielle du pétrole, par sa conversion en gaz naturel, par la dégradation du kérogène et par l'augmentation de la pression de fluide. Ce processus affecte certaines diagraphies à des degrés divers, notamment le rayonnement gamma, la résistivité et la diagraphie acoustique de l'onde P de sorte que les résultats obtenus pour le puits D007 doivent être considérés avec discernement : l'examen de ce puits met en évidence l'une des limitations de la méthode développée ici, dont l'application devrait être restreinte à des régions géologiques ou à des unités stratigraphiques pour lesquelles le degré de maturité thermique de la matière organique est comparable à moins que des données indépendantes ne permettent de valider la méthode dans d'autres environnements. Ultiment, des diagraphies complètes comprenant l'onde S pour des puits forés dans ce domaine thermiquement plus mature permettraient de calibrer de façon rigoureuse les propriétés géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture dans cette région.

Enfin il convient de souligner ici que si les résultats de la présente étude permettent de caractériser l'intégrité de la couverture de la Formation de Macasty et indiquent que cette intégrité est préservée même à quelques centaines de mètres d'une faille régionale, cette étude ne renseigne pas sur la possible connectivité qui pourrait exister entre la Formation de Macasty et la surface dans le cas où un réseau étendu de fractures naturelles perméables serait présent. En surface les études structurales mettent en évidence l'existence de plusieurs familles de fractures (Bordet et al., 2010; Pinet et al., 2015). En particulier, une famille de fractures sub-verticales orientées N100° semble recouper totalement les différentes unités mécaniques identifiées à l'affleurement. Pinet et al. (2015) soulignent que 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. Ces auteurs relèvent également que si ces fractures sont généralement régulièrement espacées elles peuvent aussi se manifester à

l'occasion sous la forme de réseaux denses très localisés. Dans la perspective de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels sur l'île d'Anticosti il apparaît particulièrement souhaitable d'examiner les relations qui peuvent exister entre 1) ces réseaux de fractures naturelles documentés en surface, 2) la distribution et les caractéristiques des principales familles de failles interprétées en sismique, 3) l'orientation de la contrainte principale horizontale maximale actuelle et 4) la nature et la signification de la remontée de saumures et d'hydrocarbures documentée récemment à proximité de la Faille de Jupiter (Daoust et al., 2014; Clark et al., 2015).

6. Conclusions et recommandations

Cette étude a permis de préciser les propriétés géomécaniques de la Formation de Macasty et de sa couverture à l'échelle régionale de l'île d'Anticosti, à partir des données diagraphiques des forages pétroliers et gaziers disponibles sur l'île et par calibration avec les données d'un puits de référence, le puits Pétrolia/Corridor, Anticosti, Chaloupe No. 1 (D020).

À l'échelle du puits les résultats mettent en évidence la présence de contrastes mécaniques nets entre la Formation de Macasty et les formations sus- et sous-jacentes. Dans un contexte de fracturation hydraulique ces contrastes mécaniques se traduisent par l'existence de barrières à la propagation des fractures hydrauliques hors de la Formation de Macasty. Par ailleurs l'analyse de deux puits situés de part et d'autre d'une faille régionale, la Faille de Jupiter, révèle que la proximité de la faille n'affecte pas significativement les propriétés mécaniques de la couverture.

À l'échelle régionale les résultats obtenus font preuve d'une remarquable homogénéité d'un puits à l'autre, sauf dans la partie centre-sud de l'île où une barrière à la fracturation est identifiée plus haut dans la couverture plutôt qu'immédiatement au-dessus de la Formation de Macasty. Dans ce cas précis le phénomène peut-être réel ou correspondre à un artefact lié aux limitations méthodologiques de l'étude, sans qu'il soit possible de trancher sur la base des données actuellement disponibles.

Les calibrations nécessaires à cette étude reposent sur la diagraphie acoustique brute de l'onde S du seul puits D020 : le corpus de données disponibles ne permet donc pas de réaliser des tests en aveugle avec d'autres puits distribués à travers l'île pour confirmer indépendamment la validité des calibrations et la validité de la méthode a dû être confirmée indirectement à partir du lien reconnu entre les diagraphies des ondes P et S pour le seul puits D020. Dans le futur il est donc recommandé de confirmer la robustesse de la méthode et des résultats présentés ici en les comparant aux données qui pourront être éventuellement collectées dans de nouveaux forages. Cette confirmation pourrait prendre deux formes indépendantes : 1) Confirmer à l'échelle régionale le lien reconnu ici entre les diagraphies des ondes P et S pour le puits D020 en examinant systématiquement la relation entre les ondes P et S pour chacun des nouveaux forages. 2) Établir indépendamment les propriétés géomécaniques pour chacun de ces nouveaux forages et les comparer aux résultats obtenus ici. Dans la perspective de l'exploration et de l'exploitation des réservoirs non conventionnels sur l'île d'Anticosti il apparaît aussi particulièrement souhaitable d'examiner l'incidence que peuvent avoir les discontinuités structurales – failles interprétées en sismique et réseaux de fractures naturelles documentés en surface – sur l'intégrité de la couverture de la Formation de Macasty.

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

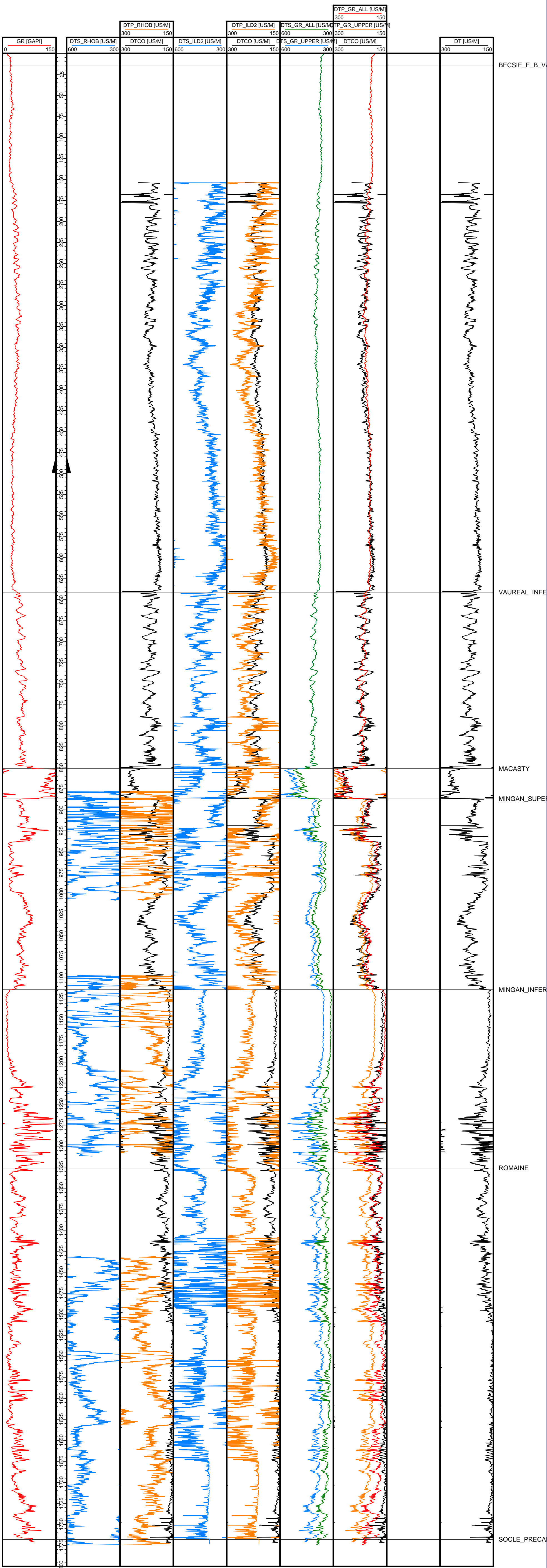
- Bédard, K., Comeau, F.-A., Malo, M., 2014. Lithostratigraphie standardisée et modélisation géologique 3D du bassin d'Anticosti. Institut national de la recherche scientifique. Québec. Rapport de recherche R-1561, 83p.
- Bordet, E., Malo, M., Kirkwood, D., 2010. A structural study of western Anticosti Island, St. Lawrence platform, Québec : a fracture analysis that integrates surface and subsurface structural data. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v.58, p.35-55.
- Clark, I., Daoust, P., Desrochers, A., 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.
- 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.
- 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, 51p.
- Séjourné, S., Malo, M., 2015. Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche R-1552, 147p.
- 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>
- Thériault, R., 2002. Carte géologique du Québec - Édition 2002. Ministère de l'Environnement et des Ressources du Québec, DV 2002-06, 8 pages.

Annexe 1 :

**Diagraphies de calibration des ondes P et S
à partir des diagraphies non acoustiques**

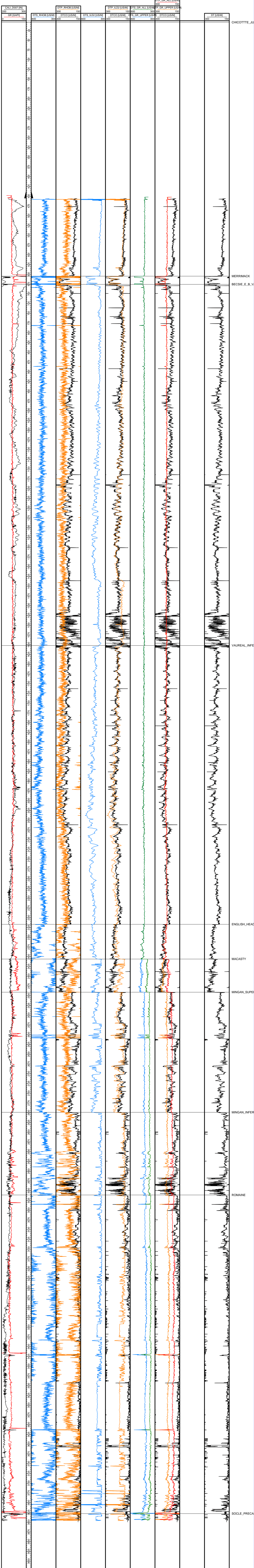
– Puits D005, D007, D010, D012, D013, D014, D015, D016, D018 et D020 –

D005

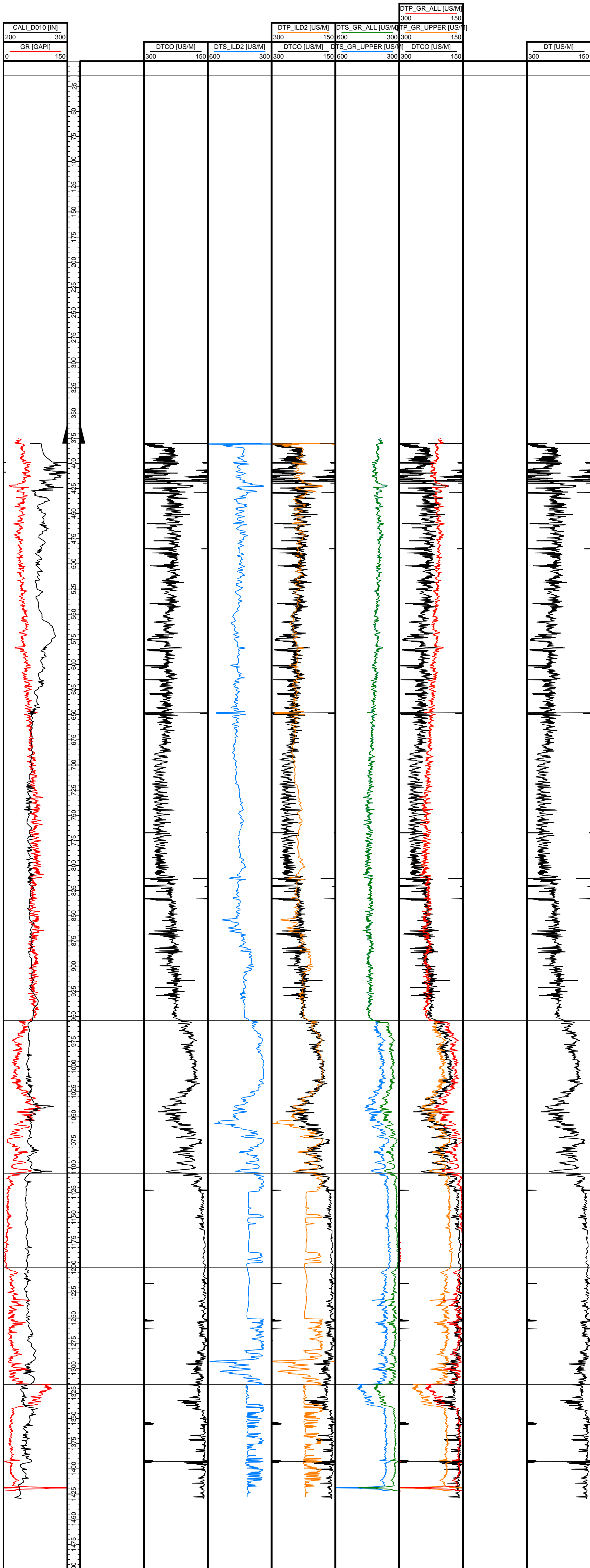


HS=1

D007



D010



ANTICOSTI_JOI

MINGAN_SUPER

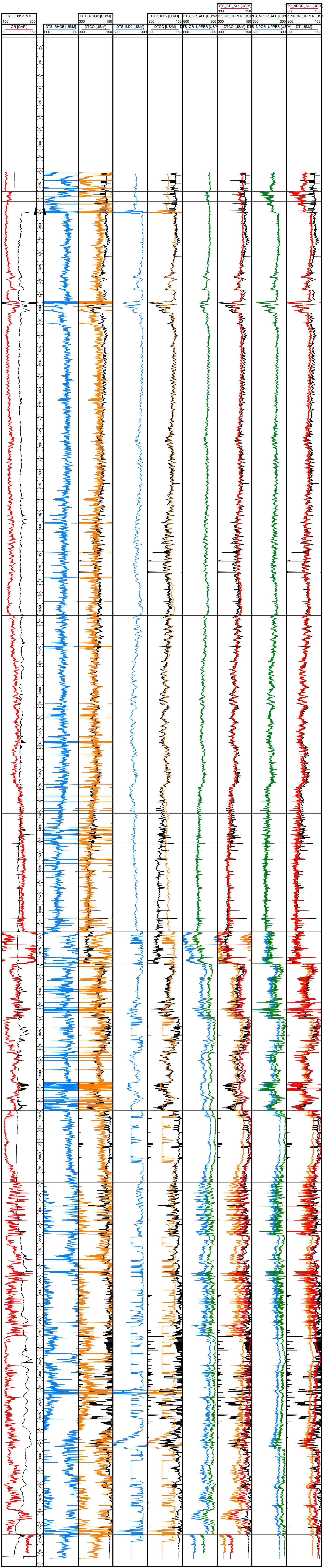
MINGAN_INFER

ROMAINE

SOCLE_PRECA

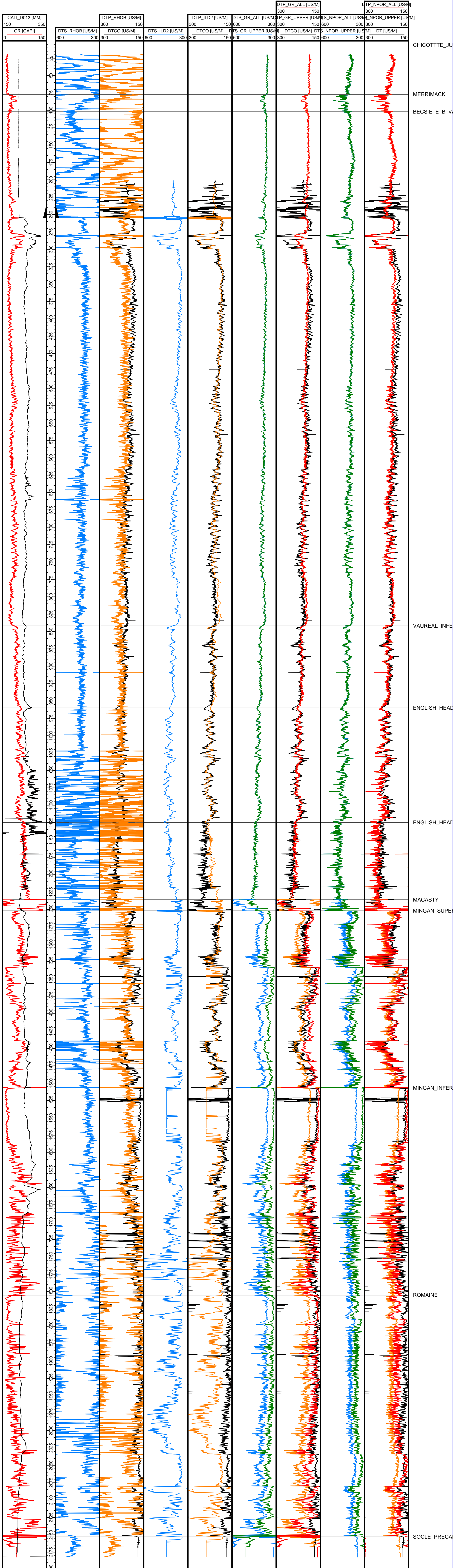
HS=1

D012

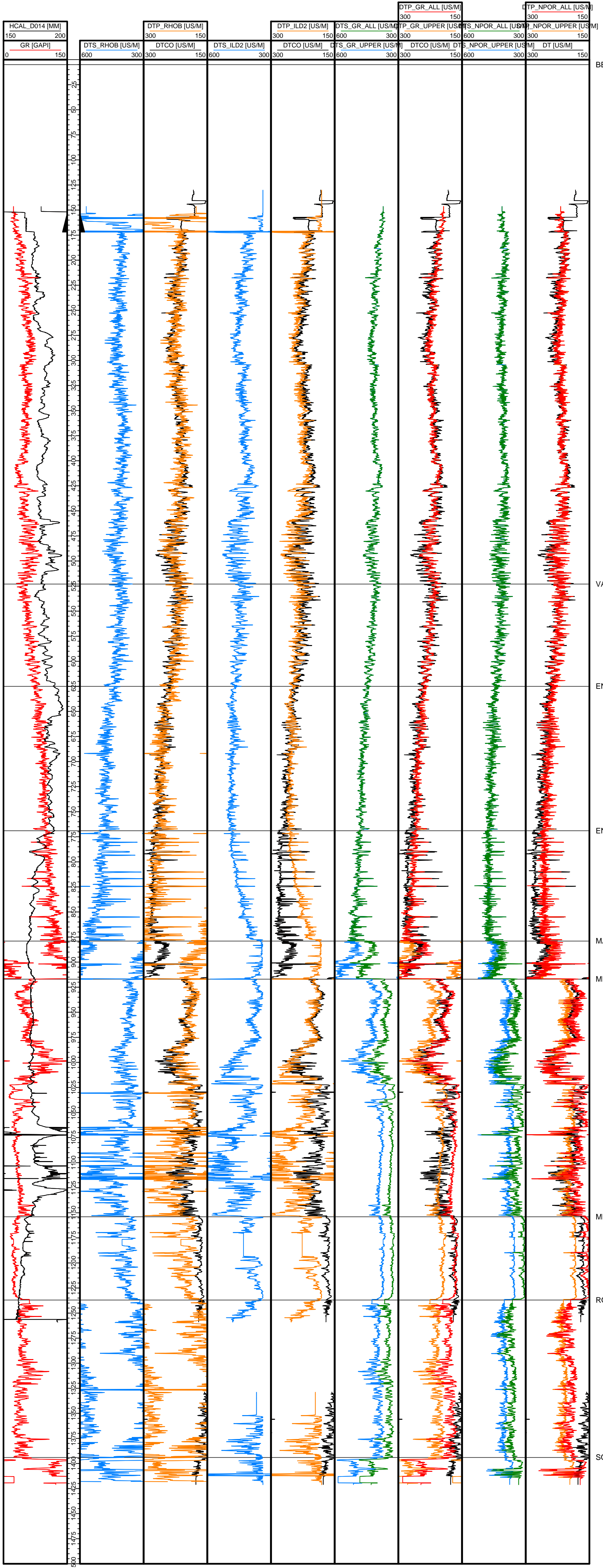


HS-1

D013



D014



BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

ENGLISH_HEAD

ENGLISH_HEAD

MACASTY

MINGAN_SUPE

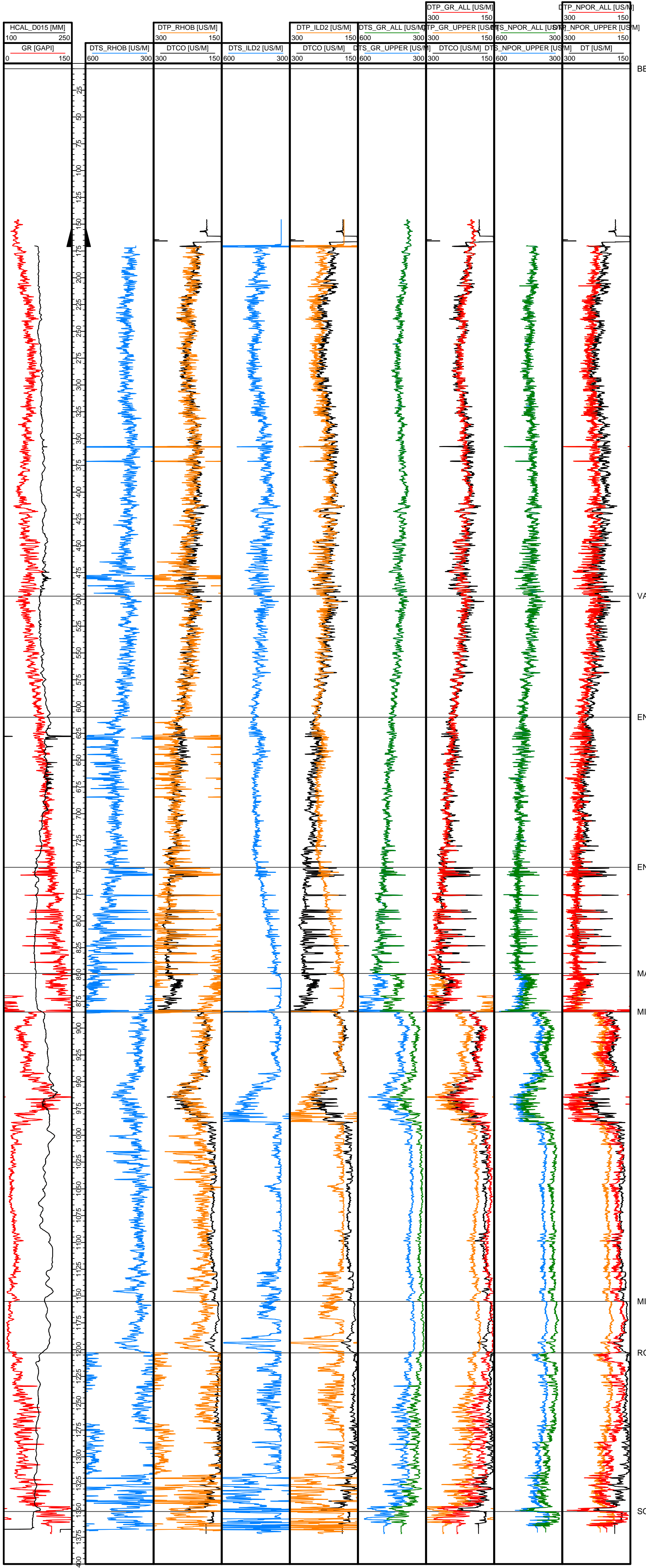
MINGAN_INFER

ROMAINE

SOCLE_PRECA

HS=1

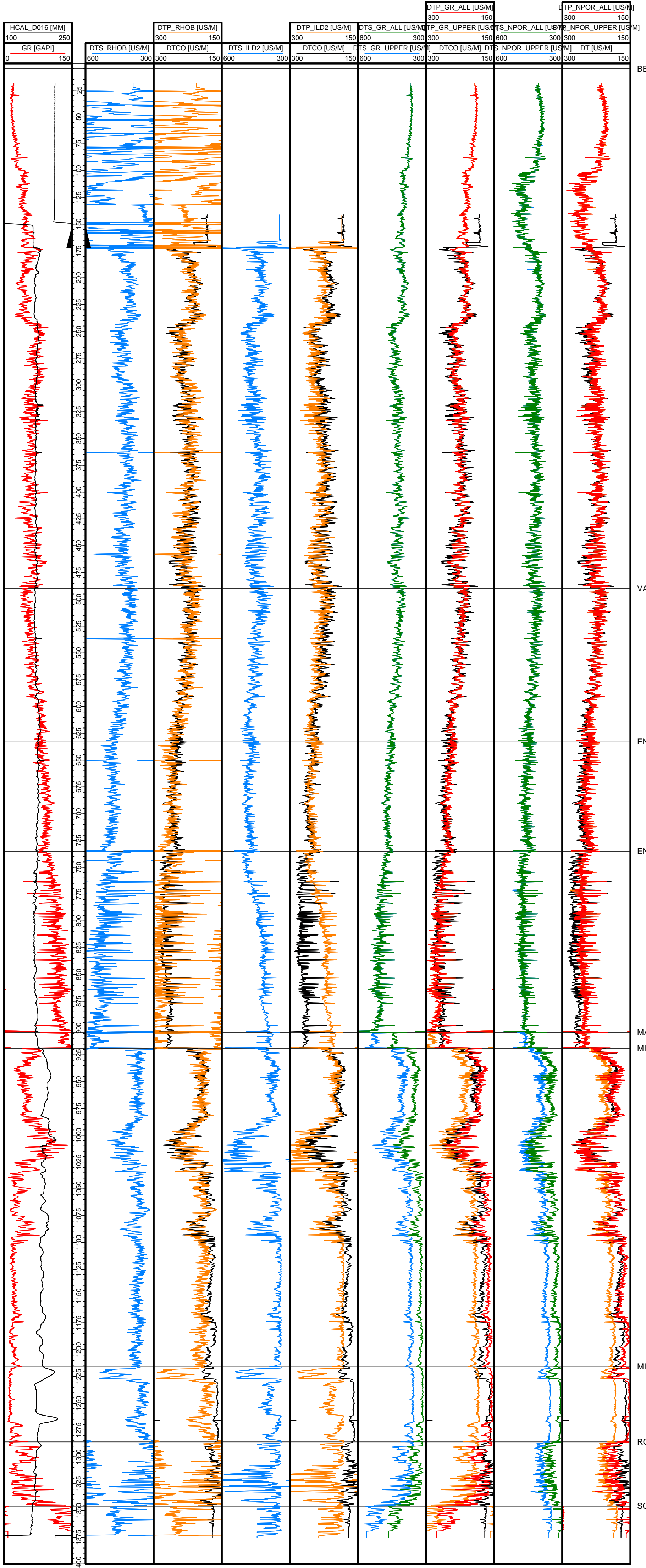
D015



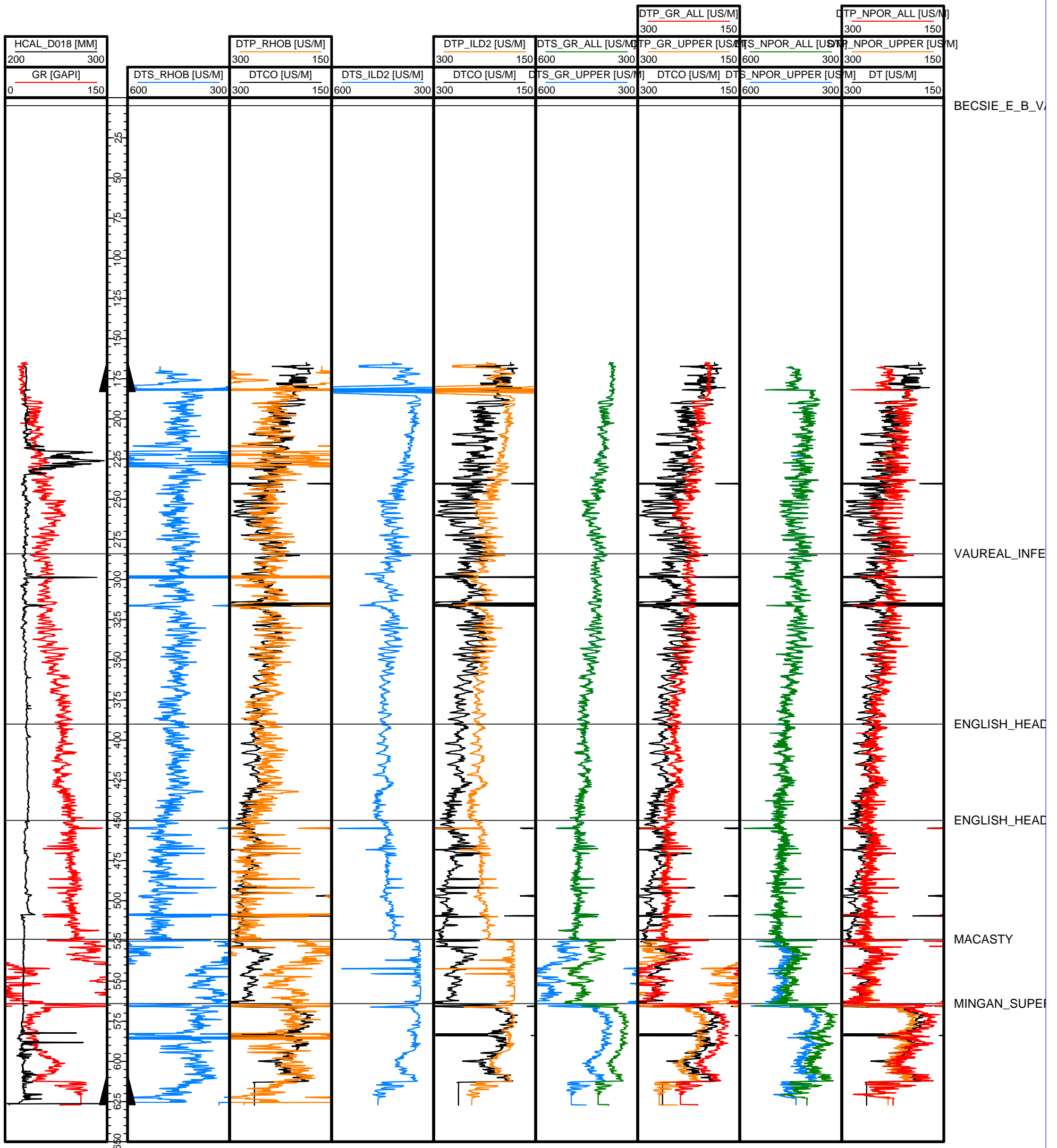
BECSIE_E_B_V
VAUREAL_INFE
ENGLISH_HEAD
ENGLISH_HEAD
MACASTY
MINGAN_SUPEI
MINGAN_INFER
ROMAINE
SOCLE_PRECA

HS=1

D016



○
D018



HS=1

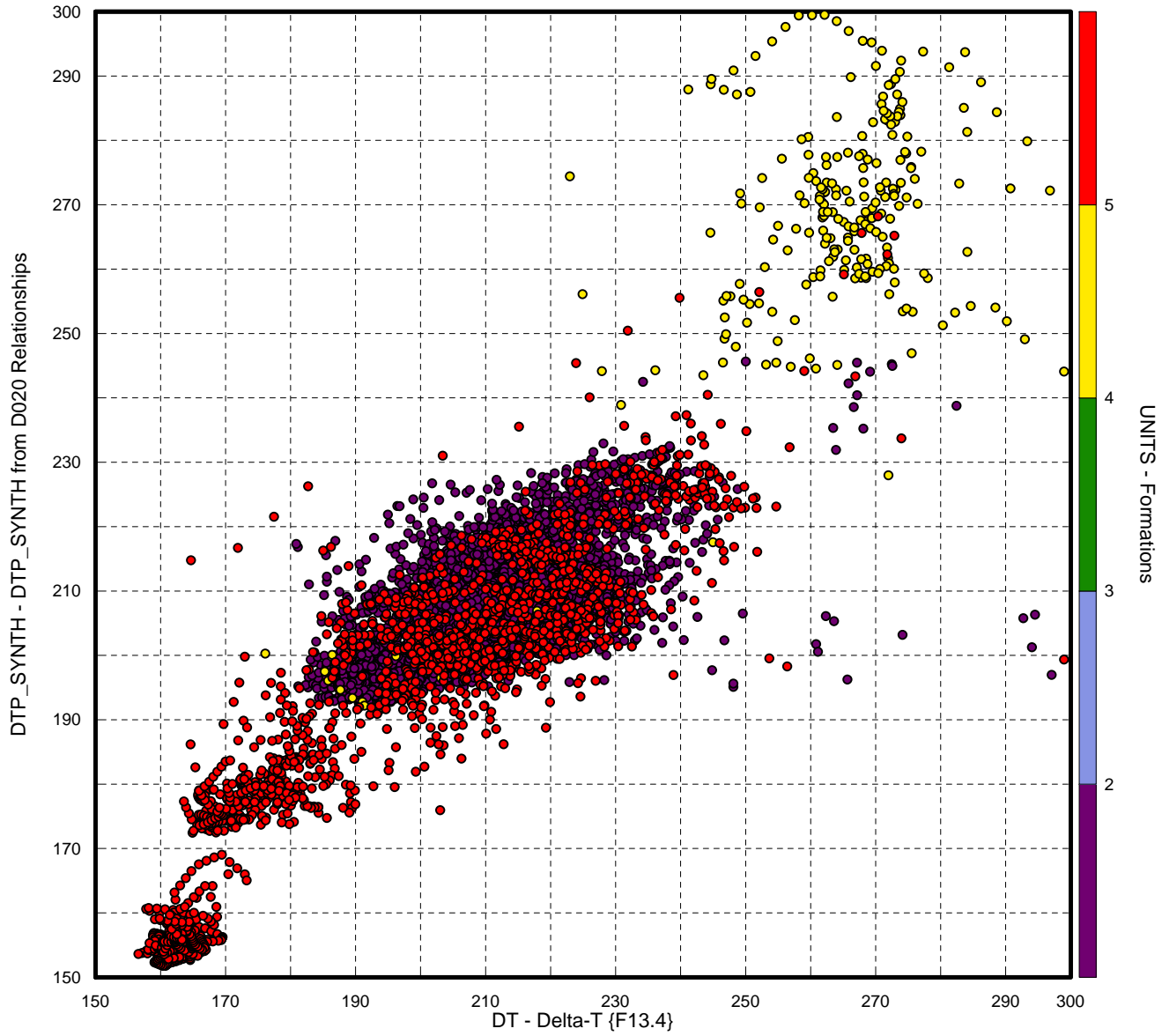
Annexe 2 :

**Diagrammes binaires de calibration des ondes P et S
à partir des diagraphies non acoustiques**

– Puits D005, D007, D010, D012, D013, D014, D015, D016 et D018 –

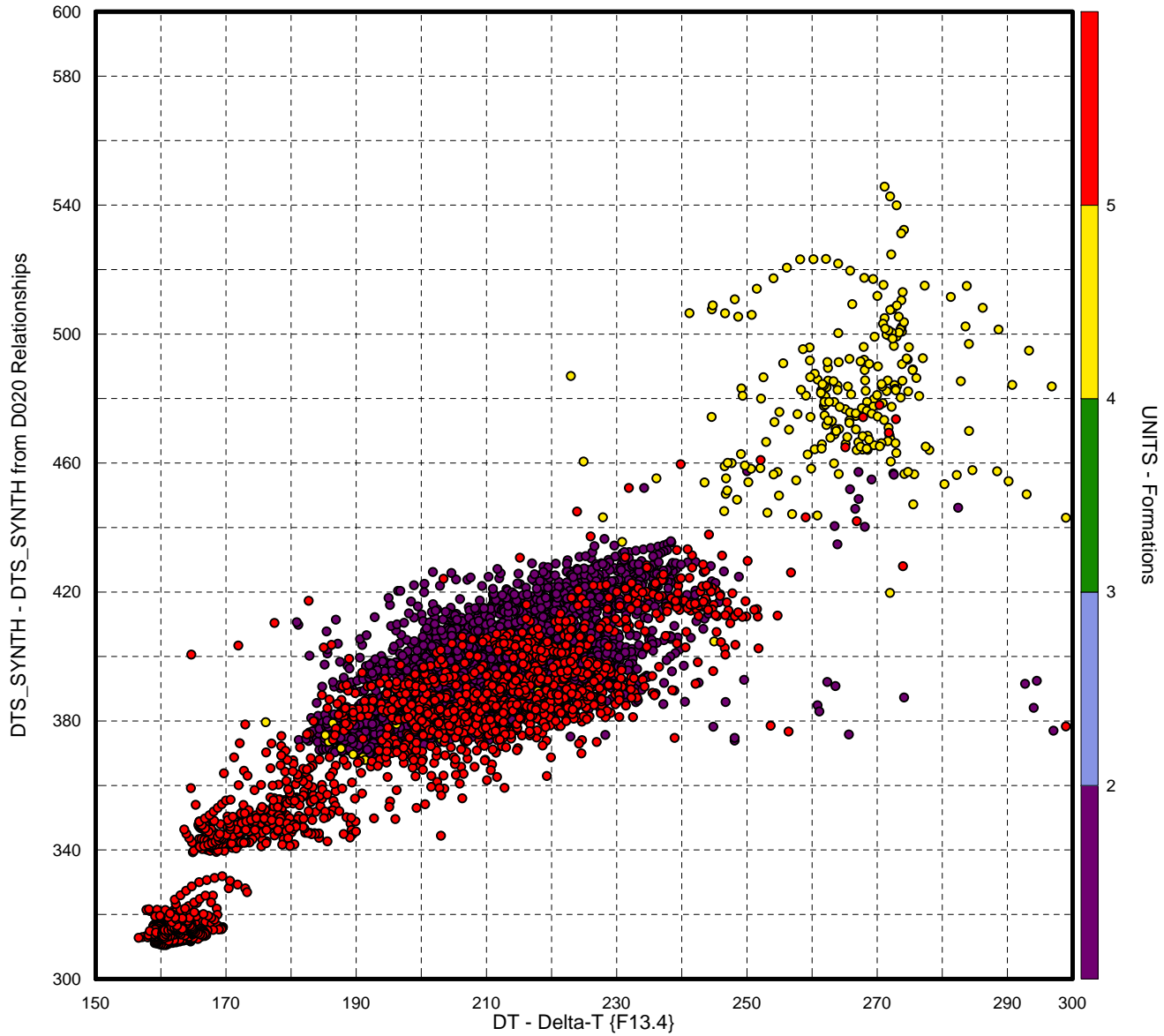
ANTICOSTI

WELL: D005 (6819 samples)



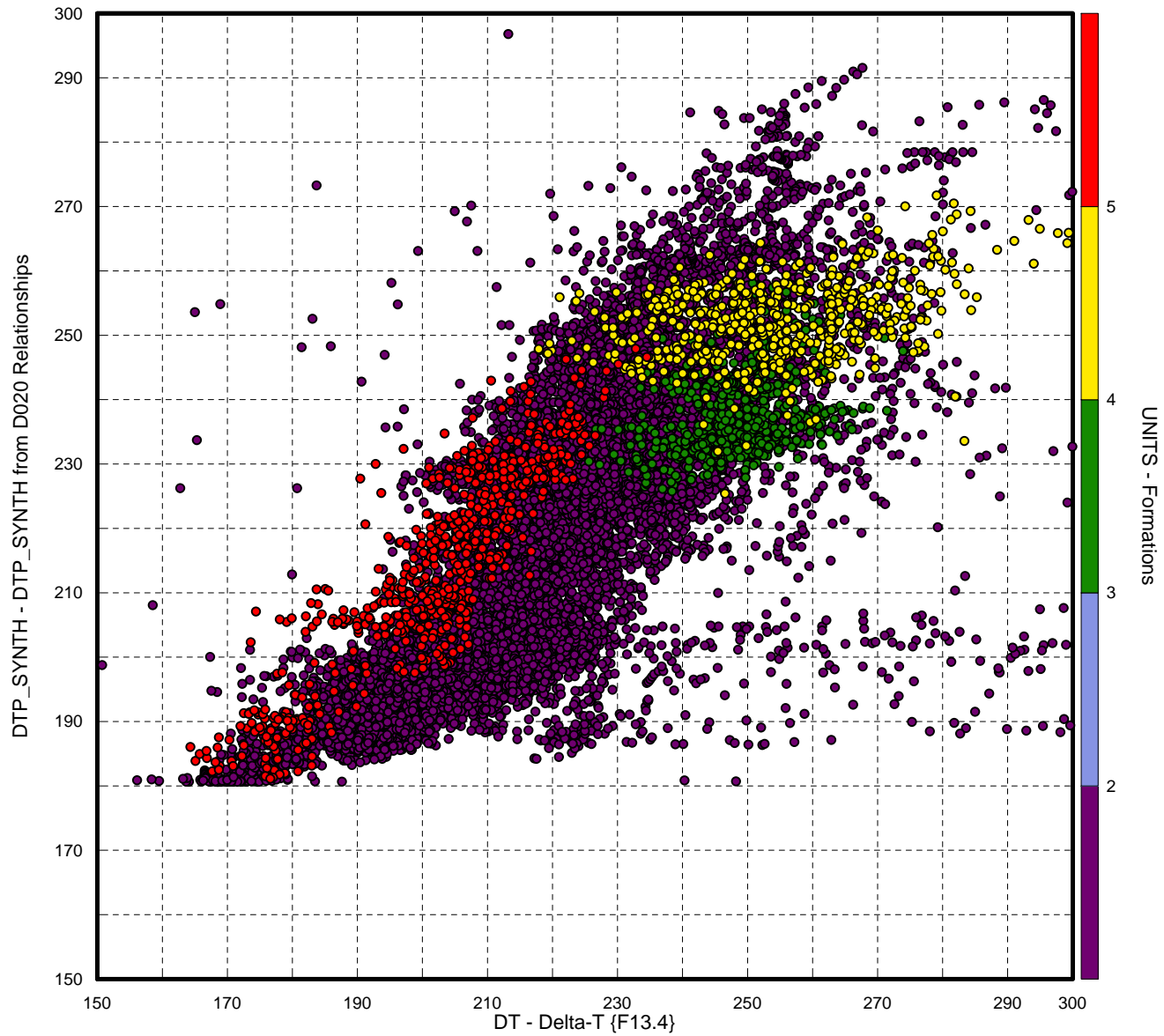
ANTICOSTI

WELL: D005 (6825 samples)



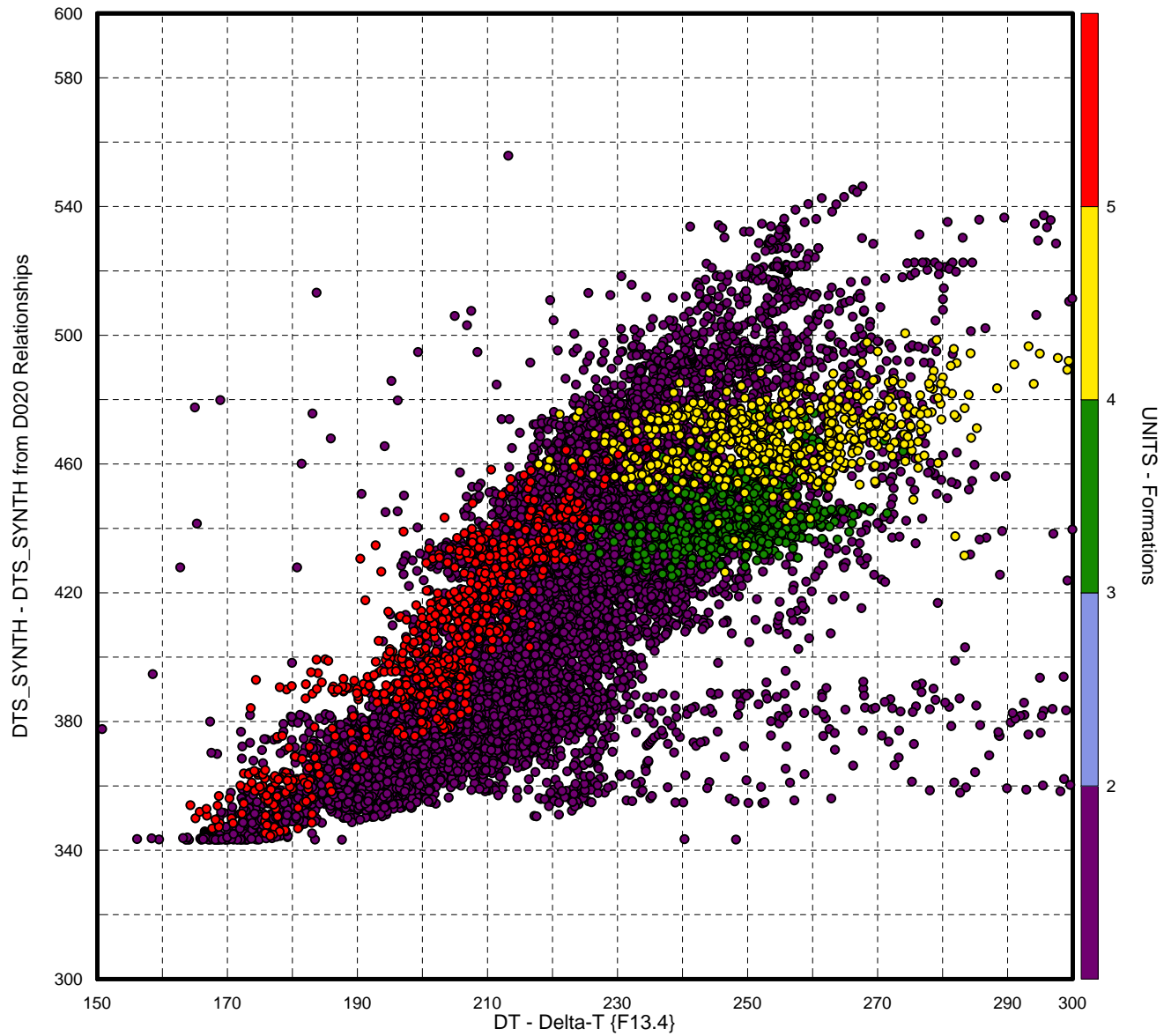
ANTICOSTI

WELL: D007 (13521 samples)



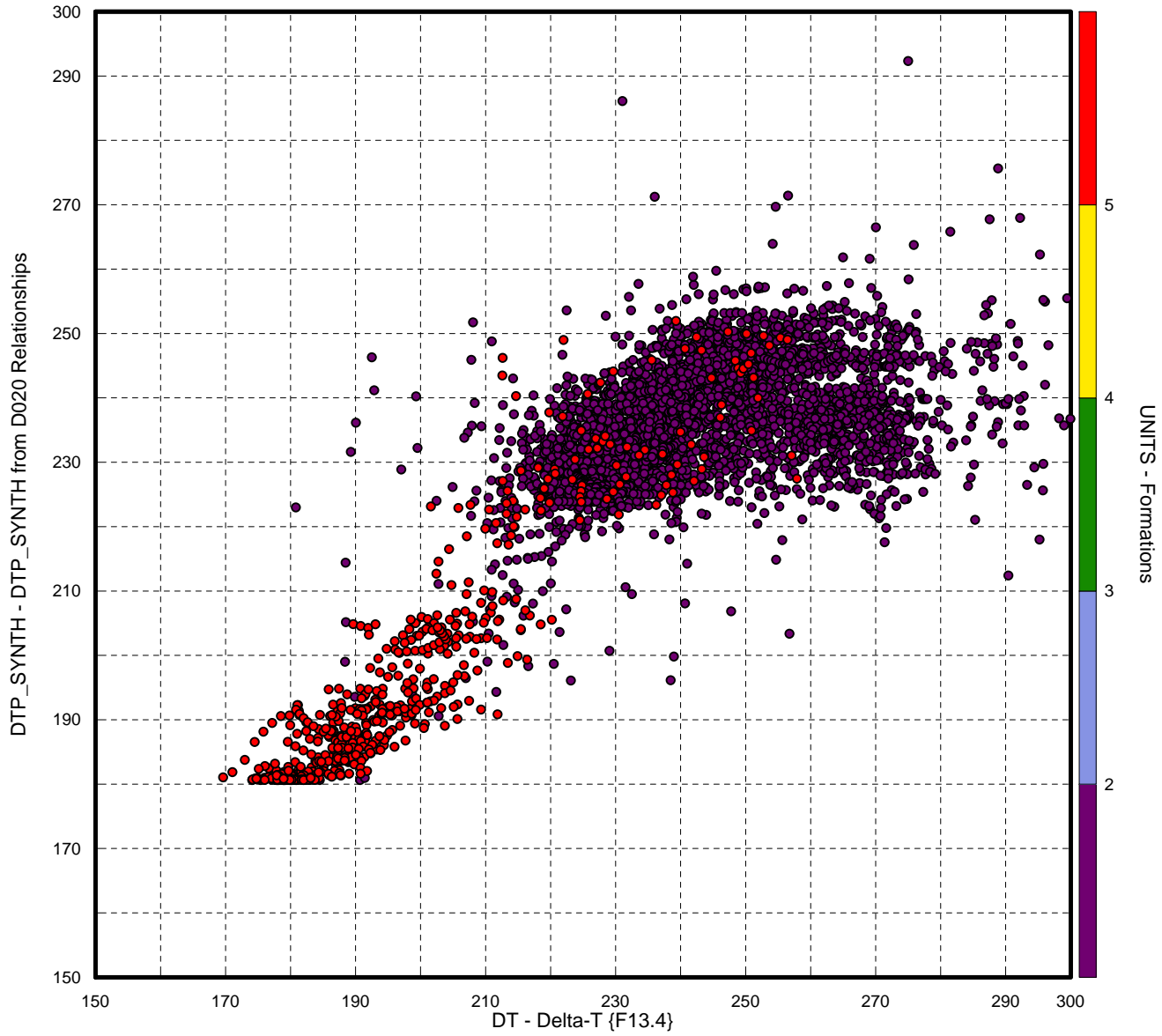
ANTICOSTI

WELL: D007 (13521 samples)



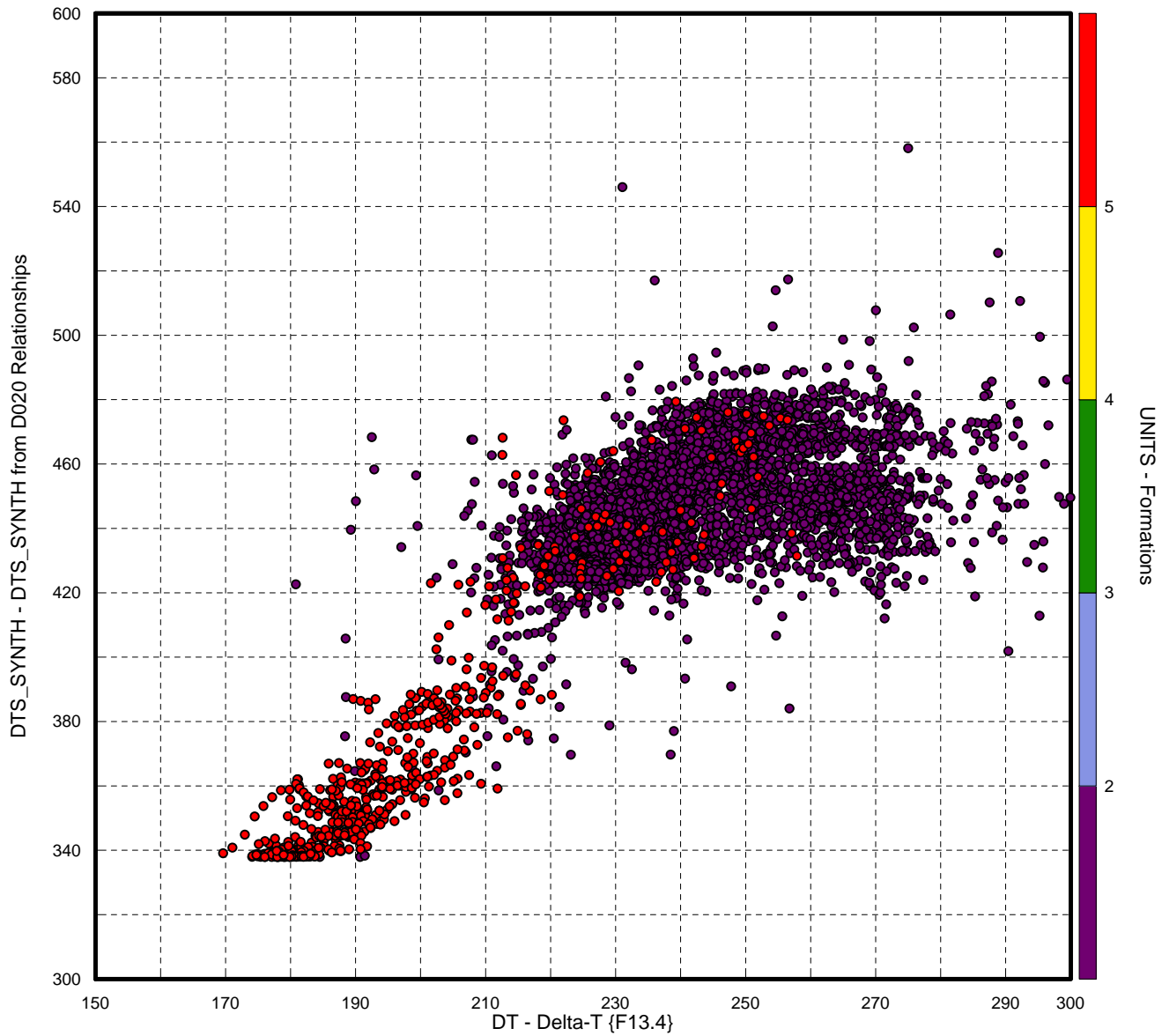
ANTICOSTI

WELL: D010 (4291 samples)



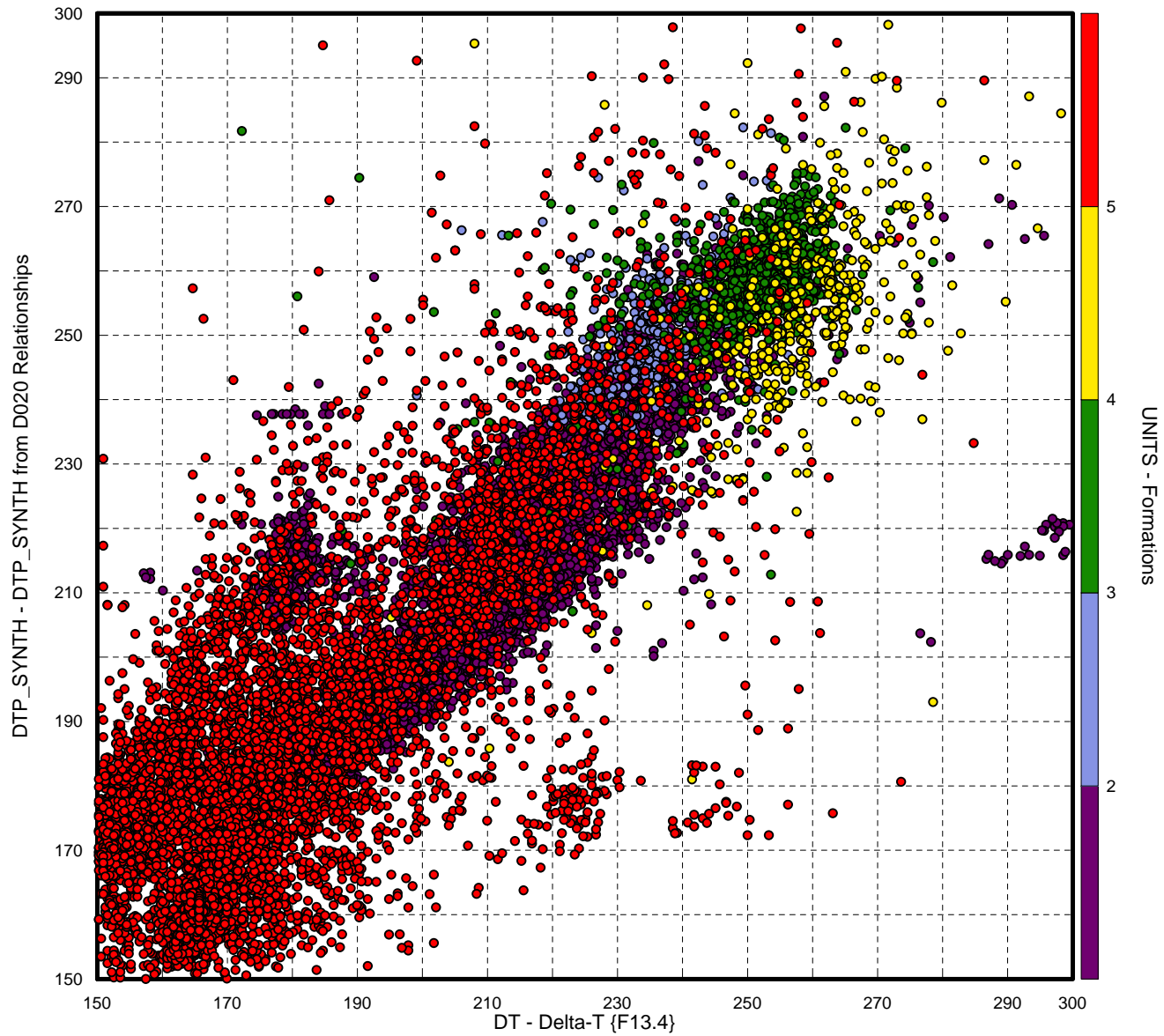
ANTICOSTI

WELL: D010 (4291 samples)



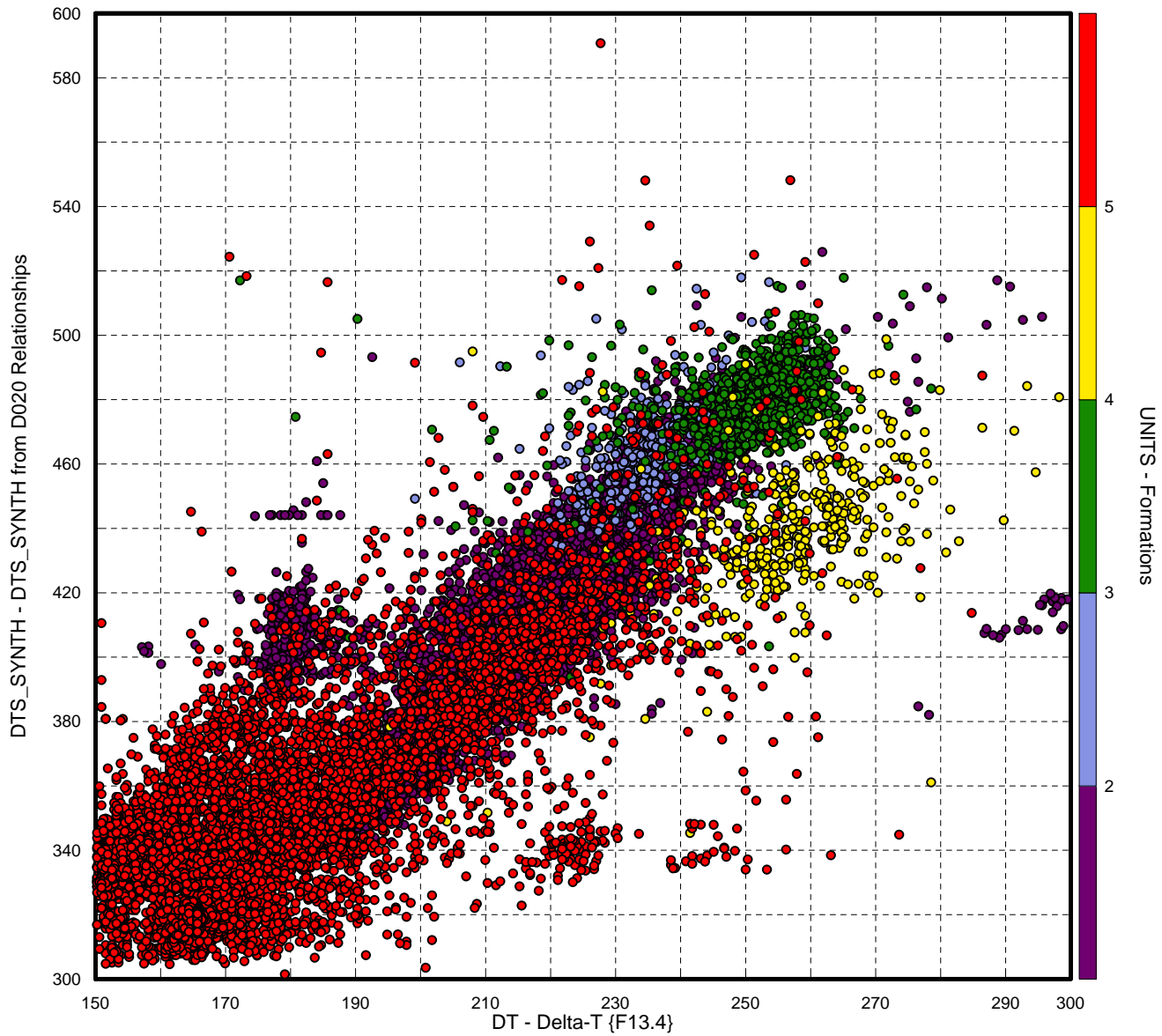
ANTICOSTI

WELL: D012 (16183 samples)



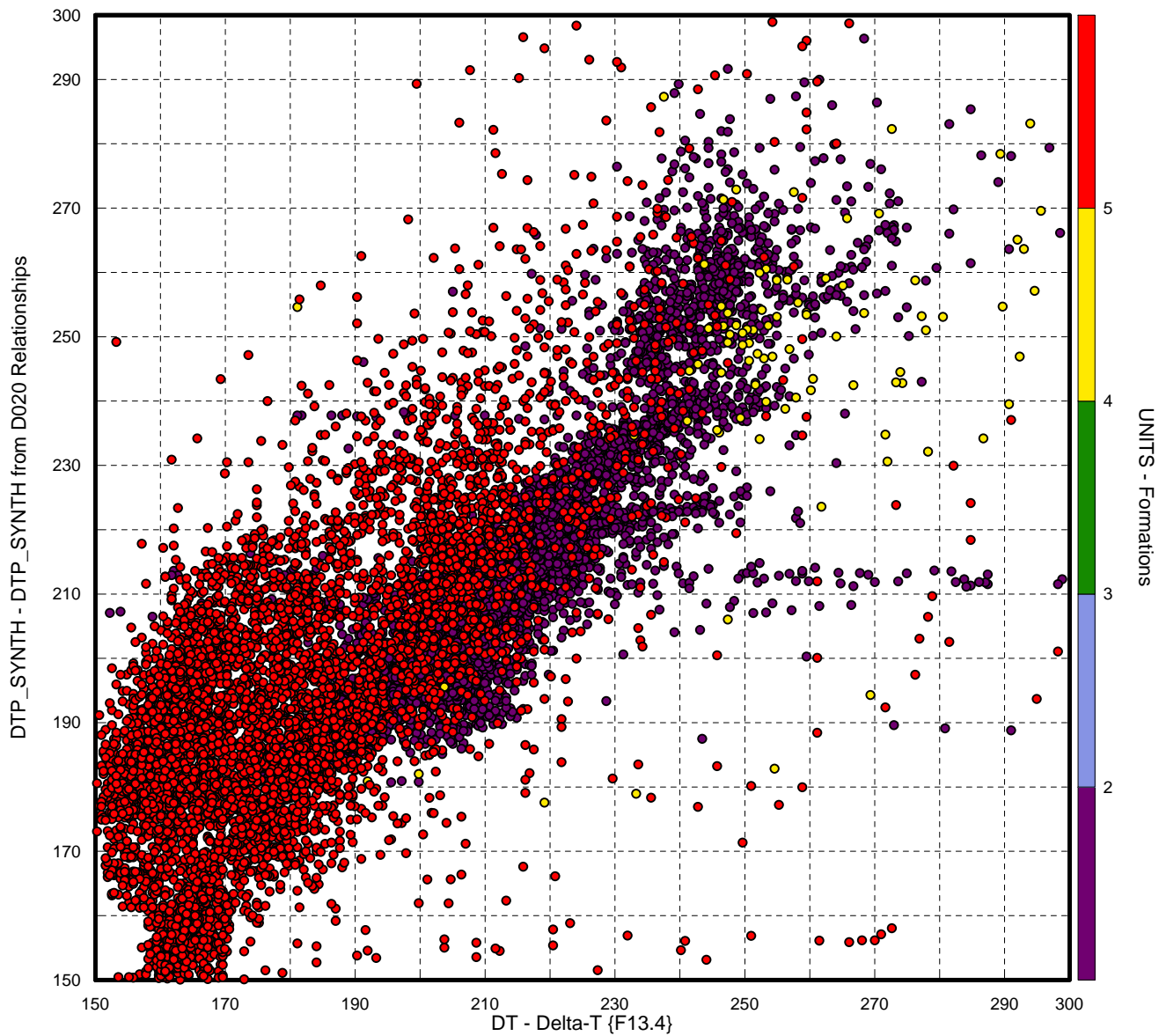
ANTICOSTI

WELL: D012 (16206 samples)



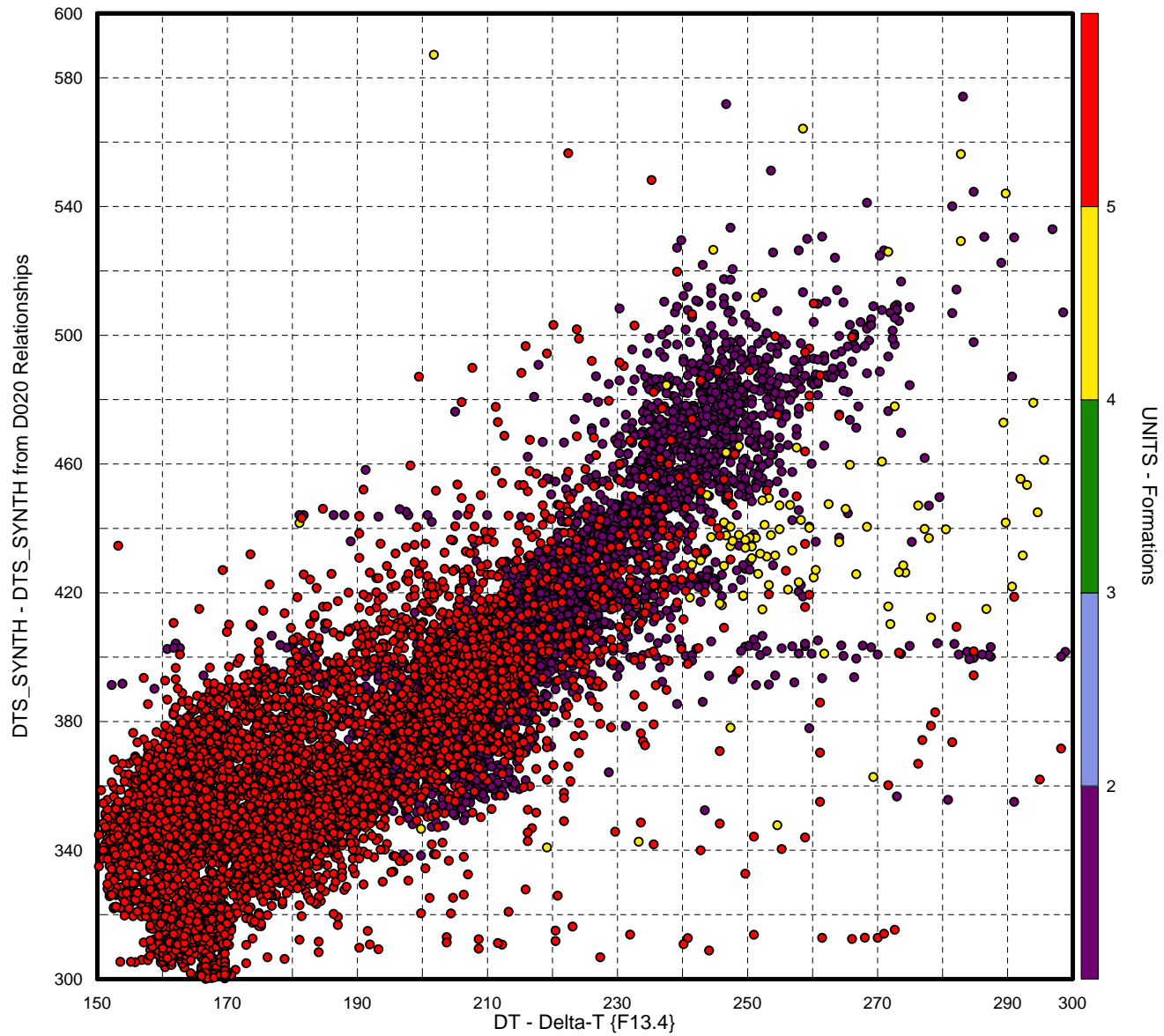
ANTICOSTI

WELL: D013 (12625 samples)



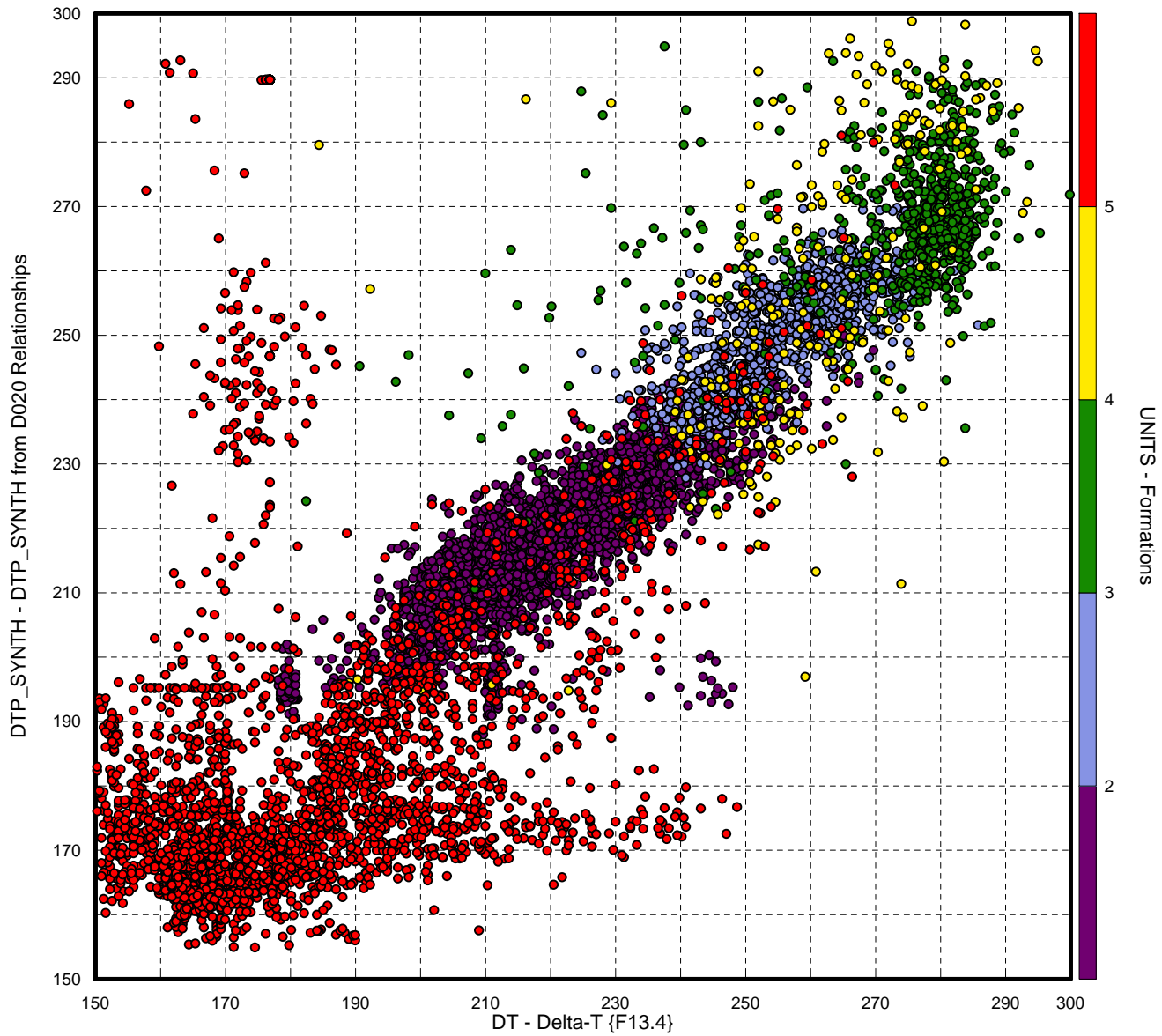
ANTICOSTI

WELL: D013 (12741 samples)



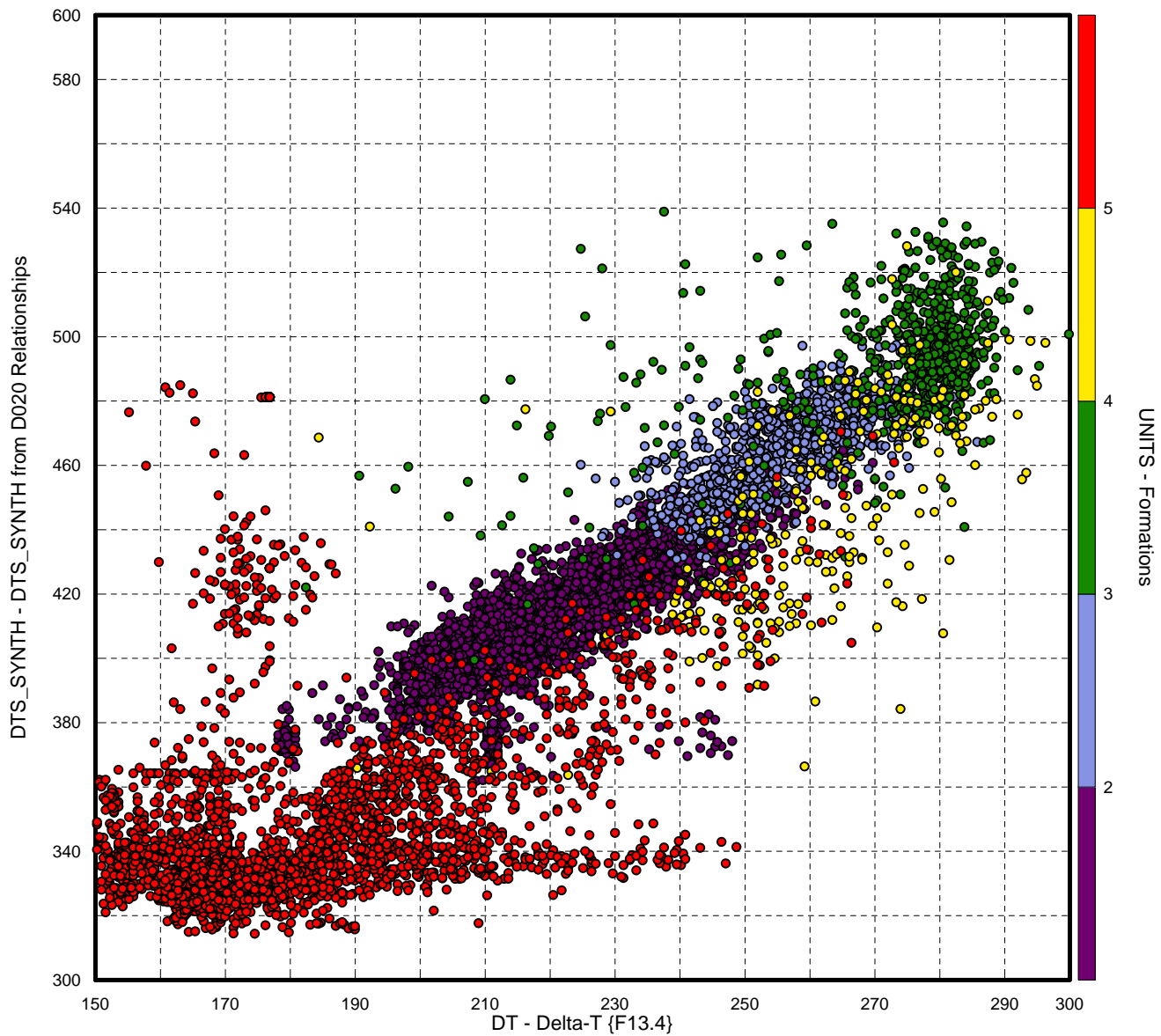
ANTICOSTI

WELL: D014 (7762 samples)



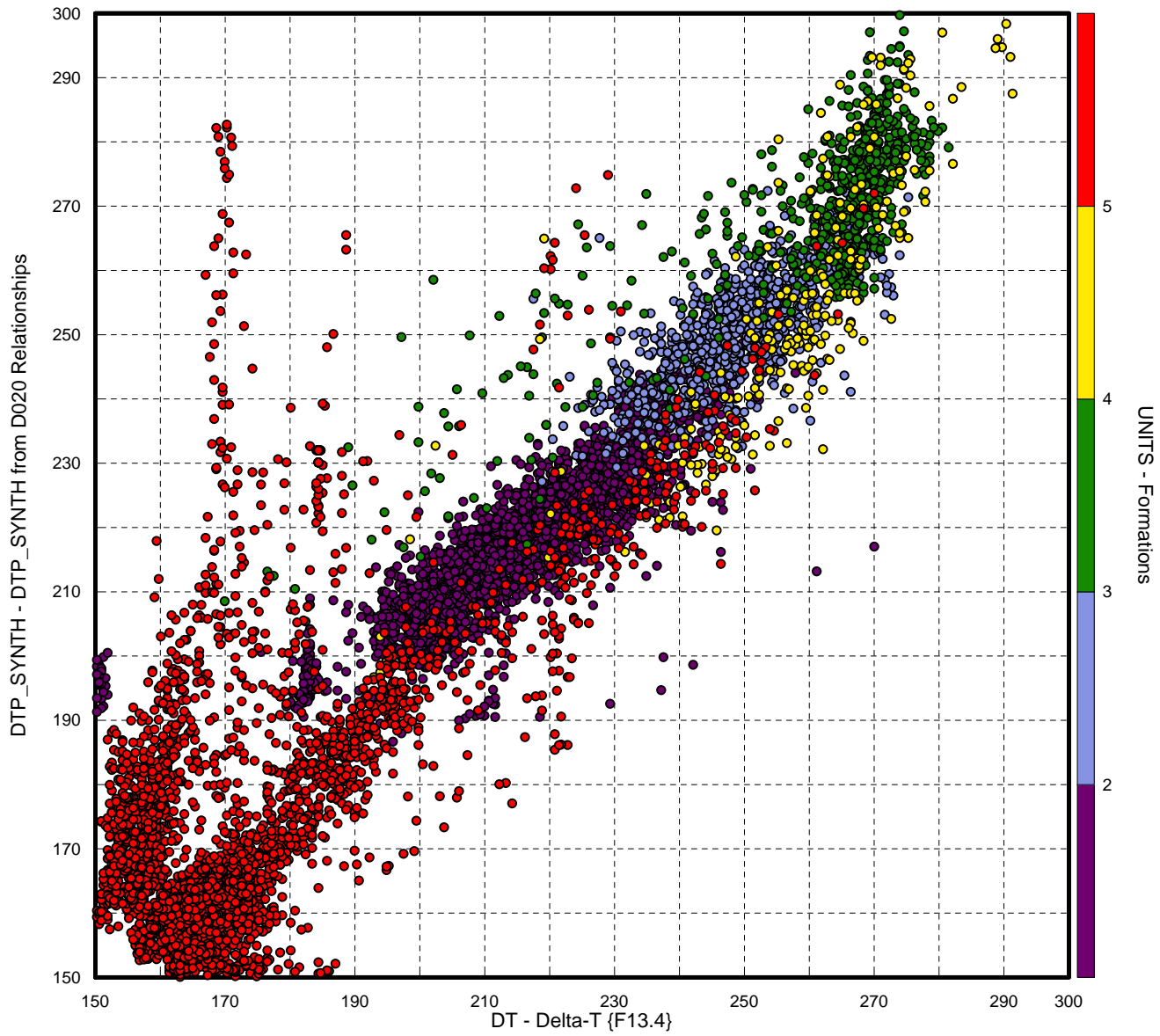
ANTICOSTI

WELL: D014 (7773 samples)



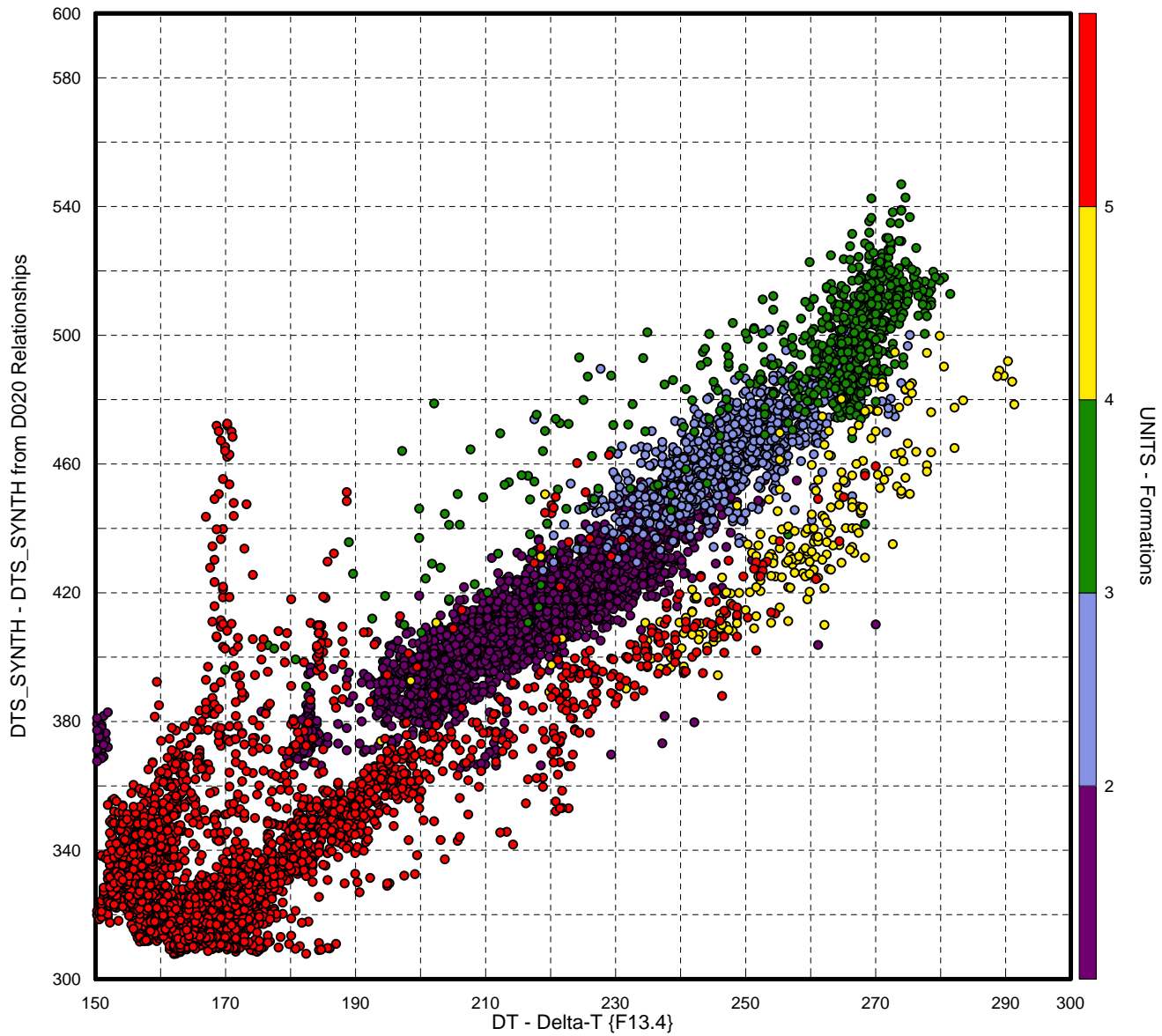
ANTICOSTI

WELL: D015 (7939 samples)



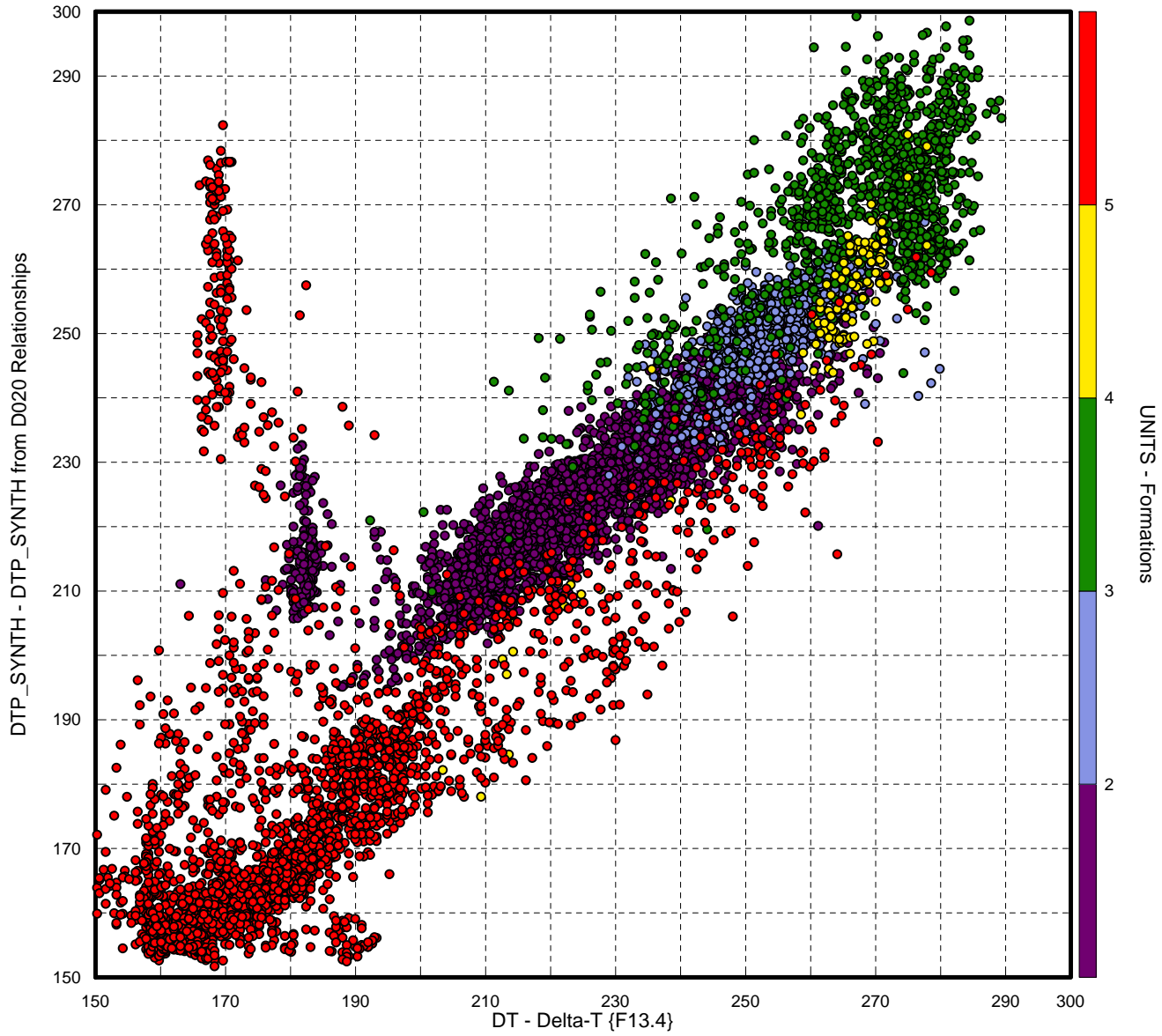
ANTICOSTI

WELL: D015 (7946 samples)



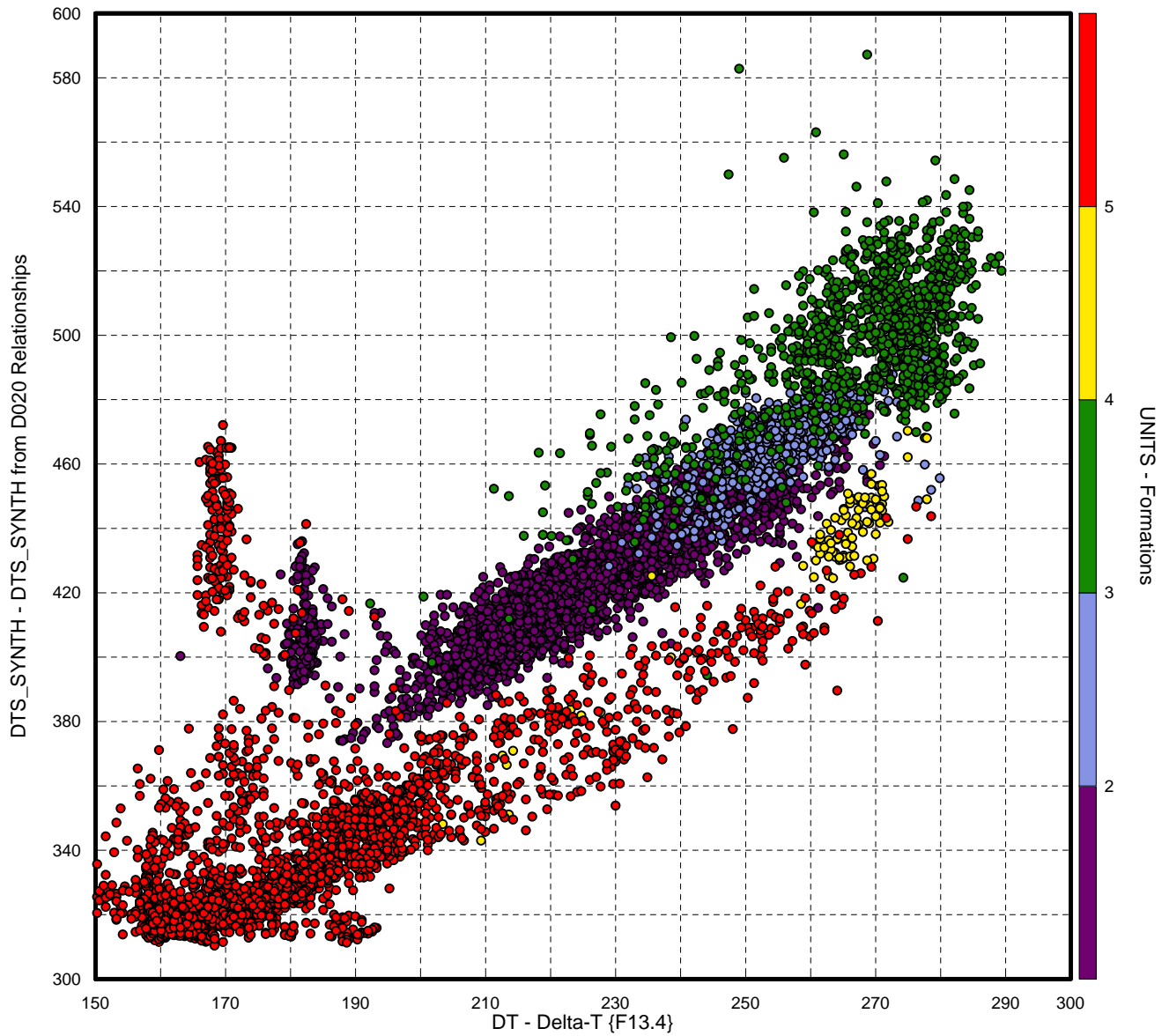
ANTICOSTI

WELL: D016 (8038 samples)



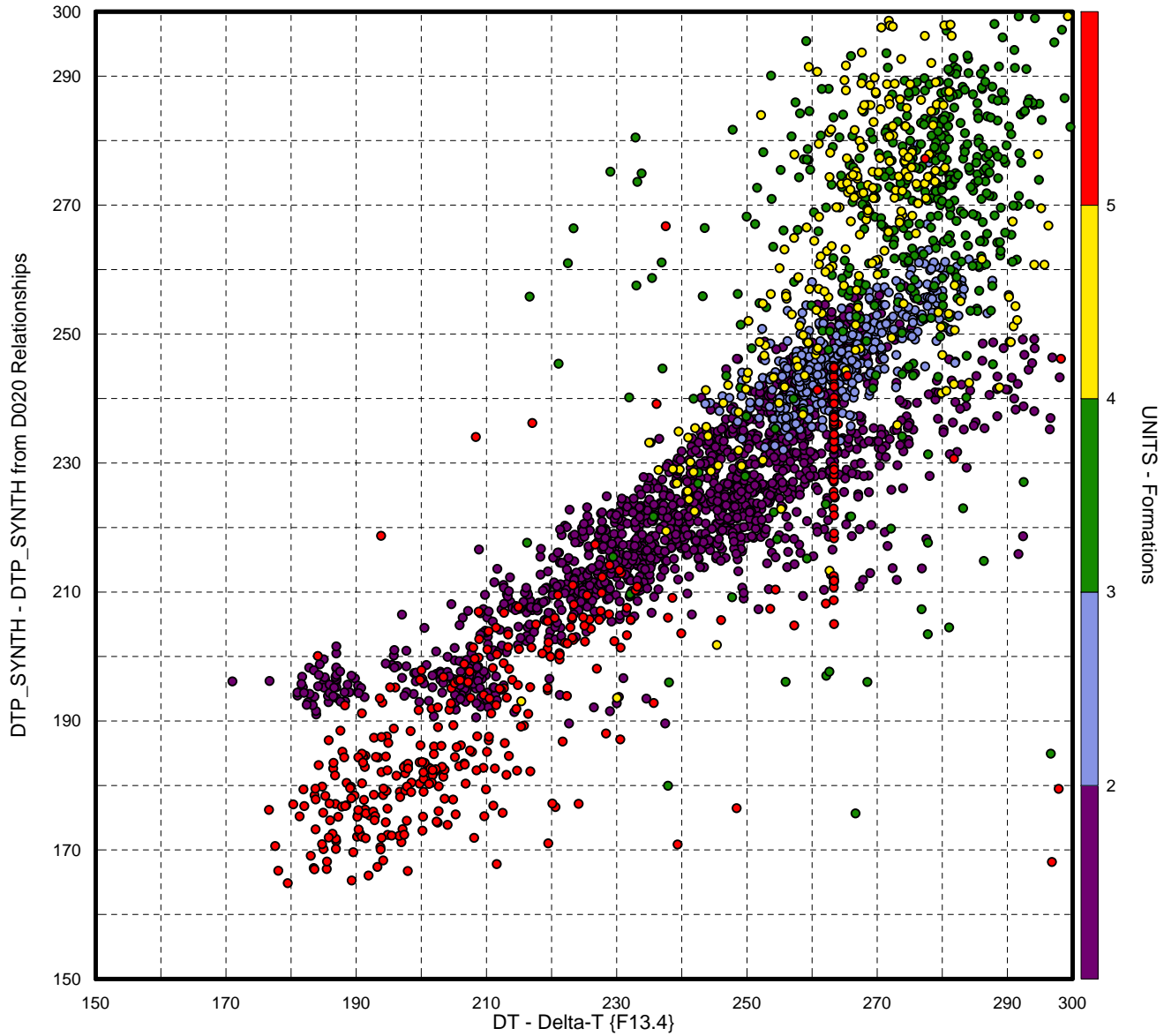
ANTICOSTI

WELL: D016 (8047 samples)



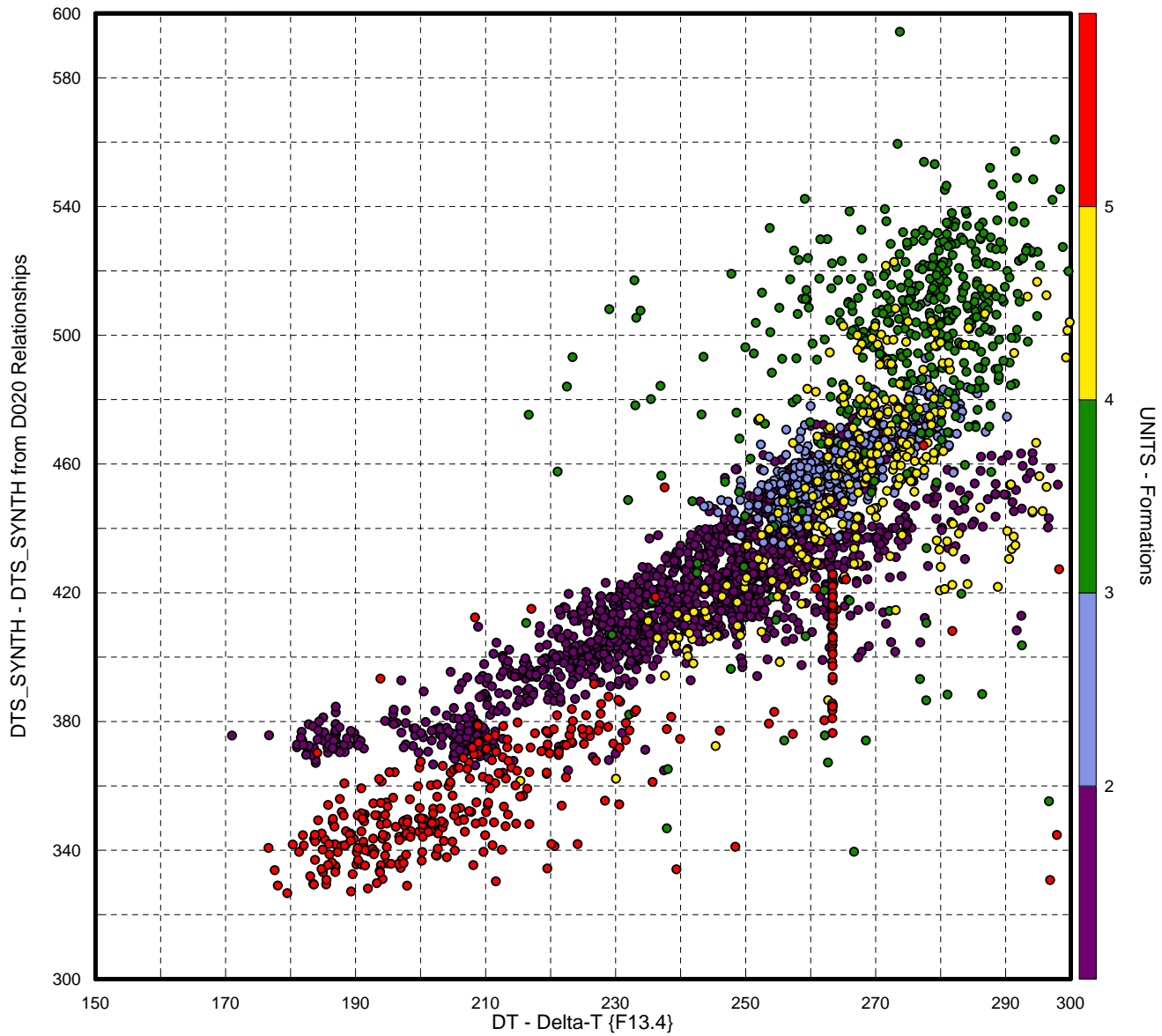
ANTICOSTI

WELL: D018 (2945 samples)



ANTICOSTI

WELL: D018 (2983 samples)

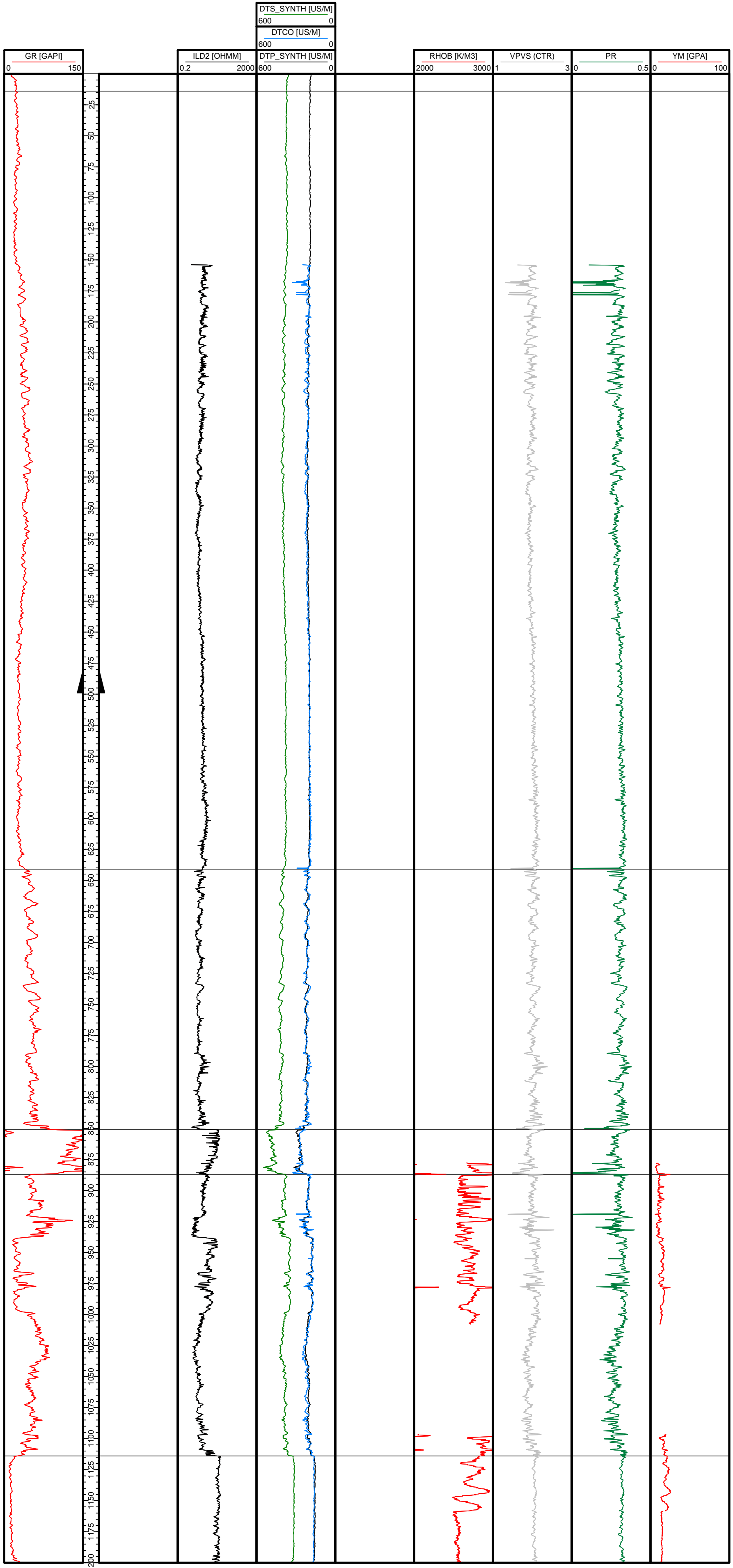


Annexe 3 :

Diagraphies brutes et synthétiques

– Puits D005, D007, D010, D012, D013, D014, D015, D016, D018 et D020 –

○
D005



BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

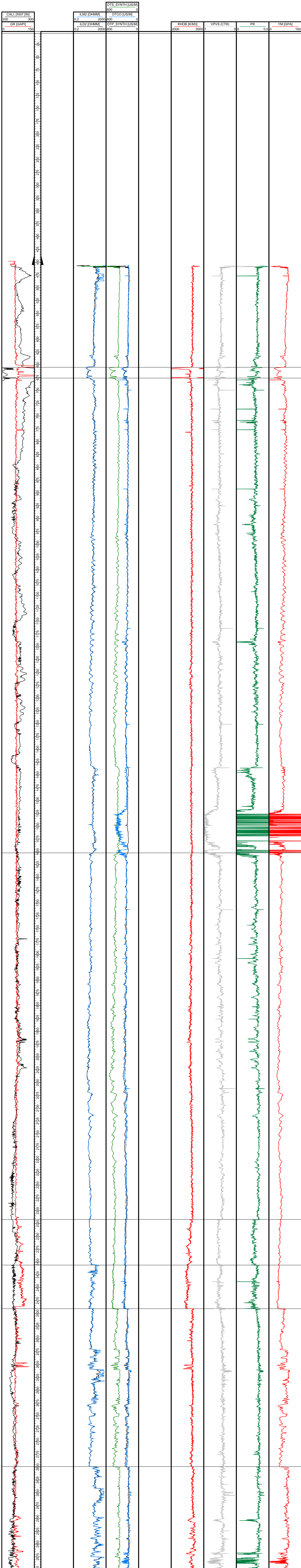
MACASTY

MINGAN_SUPE

MINGAN_INFER

HS=1

D007



CHICOTTE_JU

MERRIMACK
BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

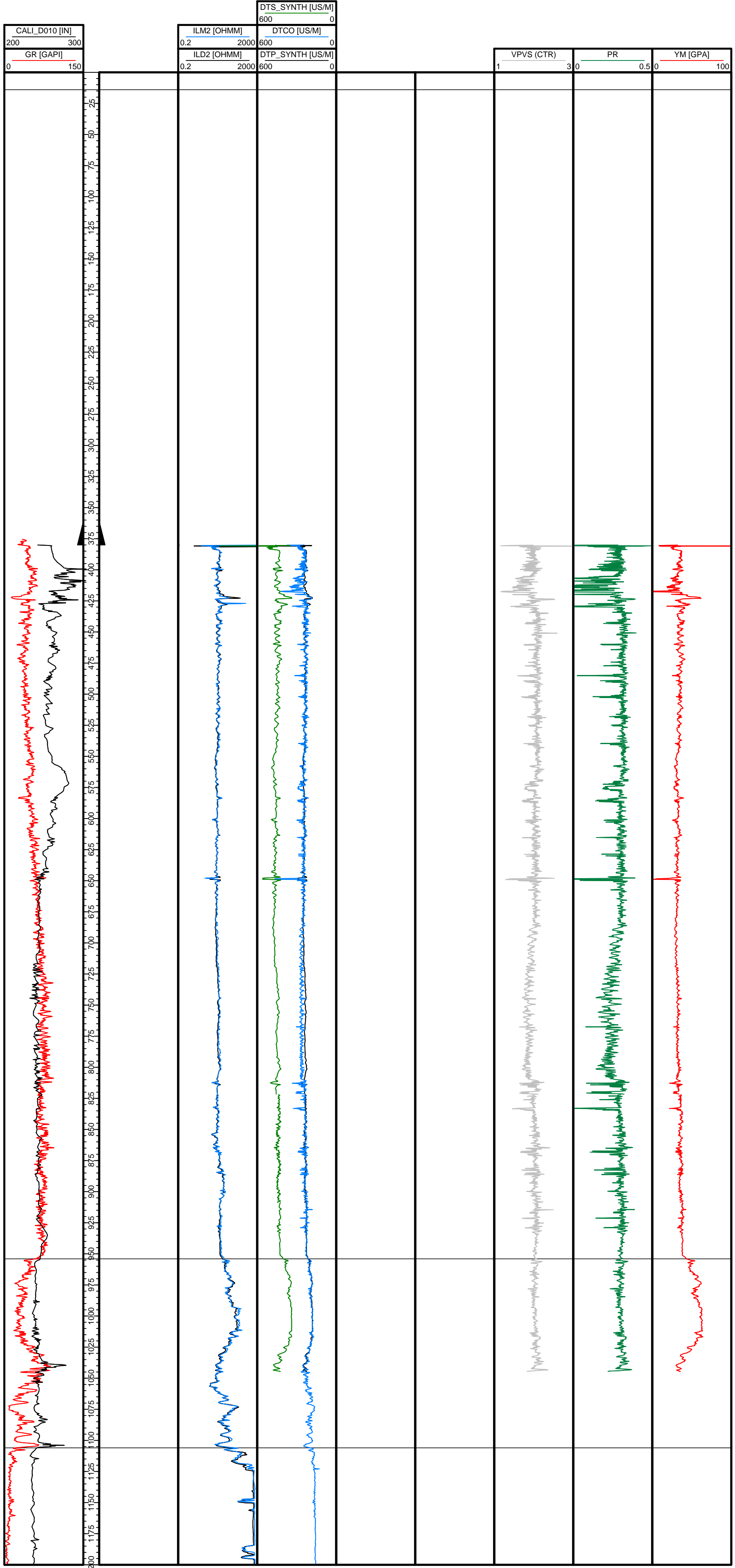
ENGLISH_HEAD

MACASTY

MINGAN_SUPE

MINGAN_INFER

○
D010



ANTICOSTI_JOI

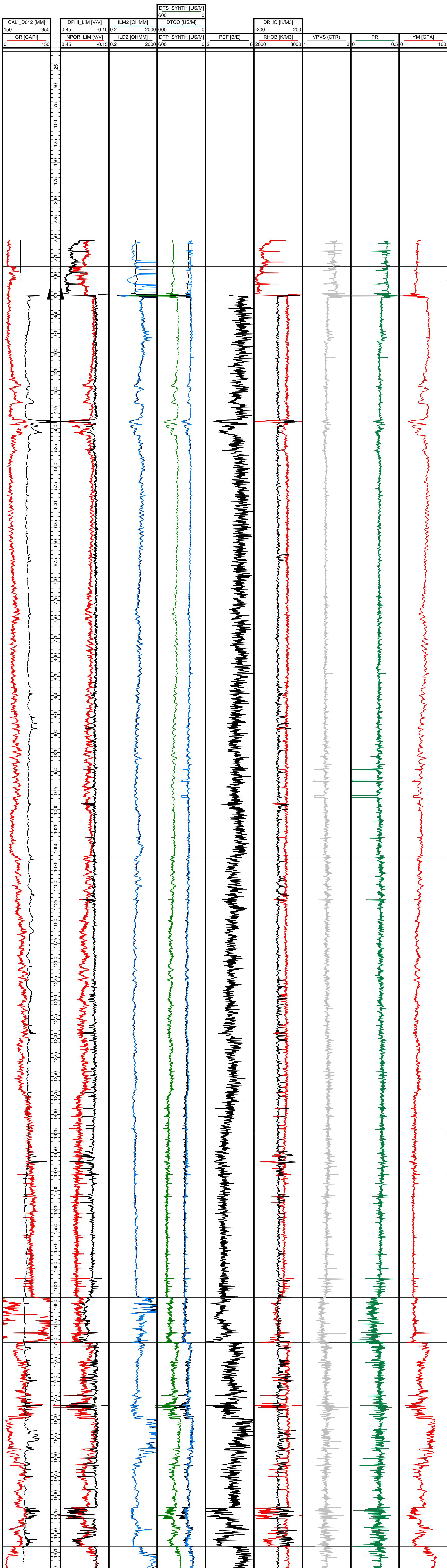
MINGAN_SUPEI

MINGAN_INFER

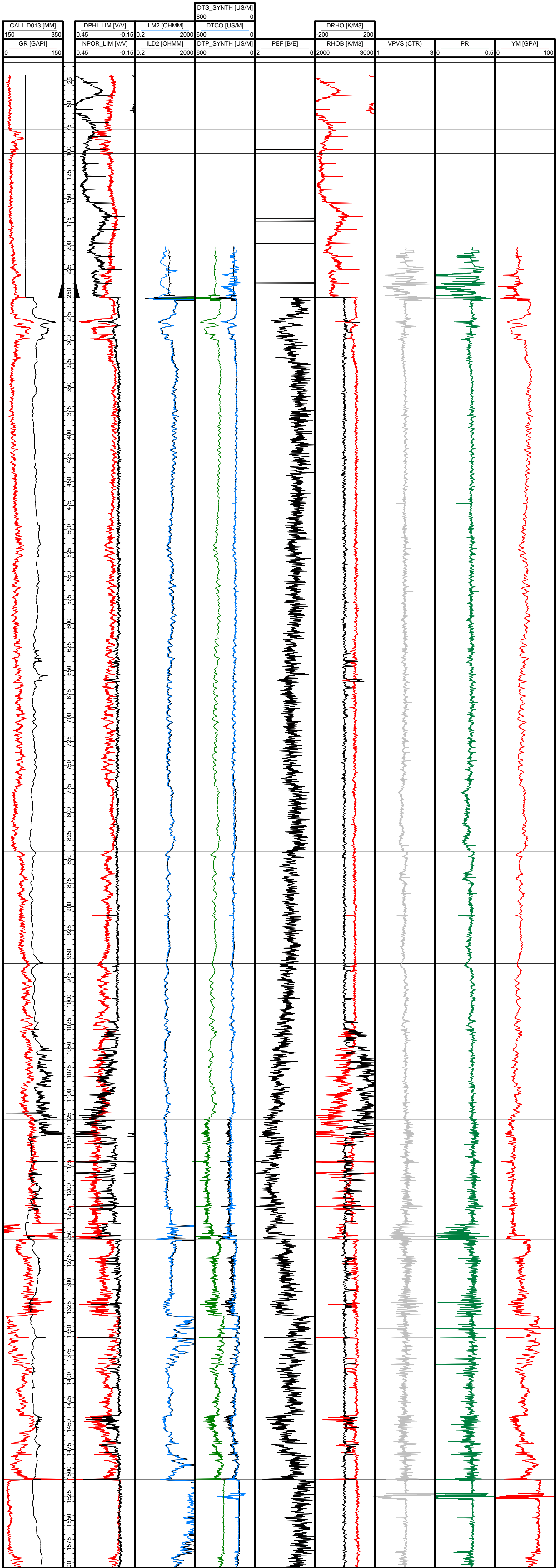
ROMAINE

HS=1

D012



D013



CHICOTTIE_JU

MERRIMACK

BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

ENGLISH_HEAD

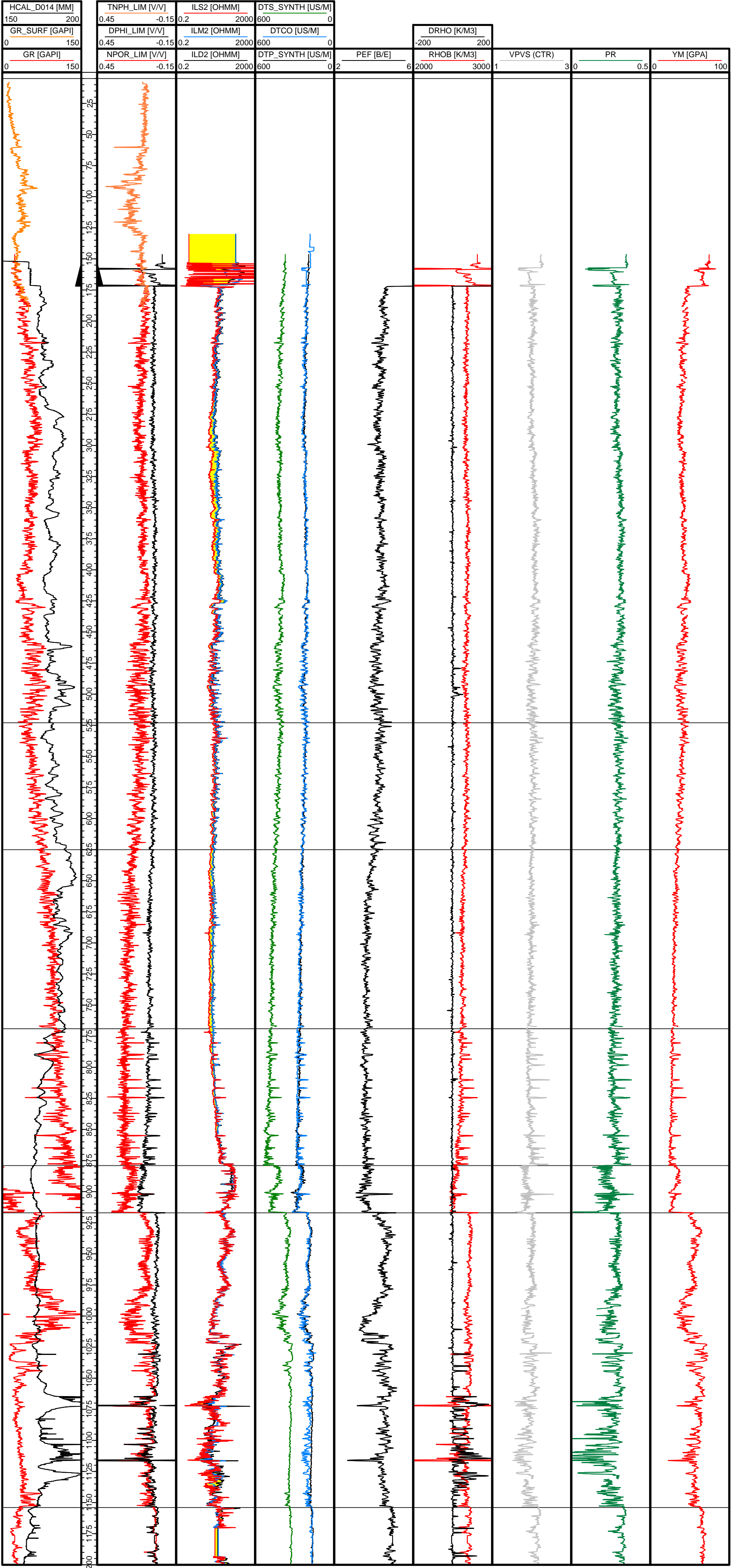
ENGLISH_HEAD

MACASTY

MINGAN_SUPER

MINGAN_INFER

D014



BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

ENGLISH_HEAD

ENGLISH_HEAD

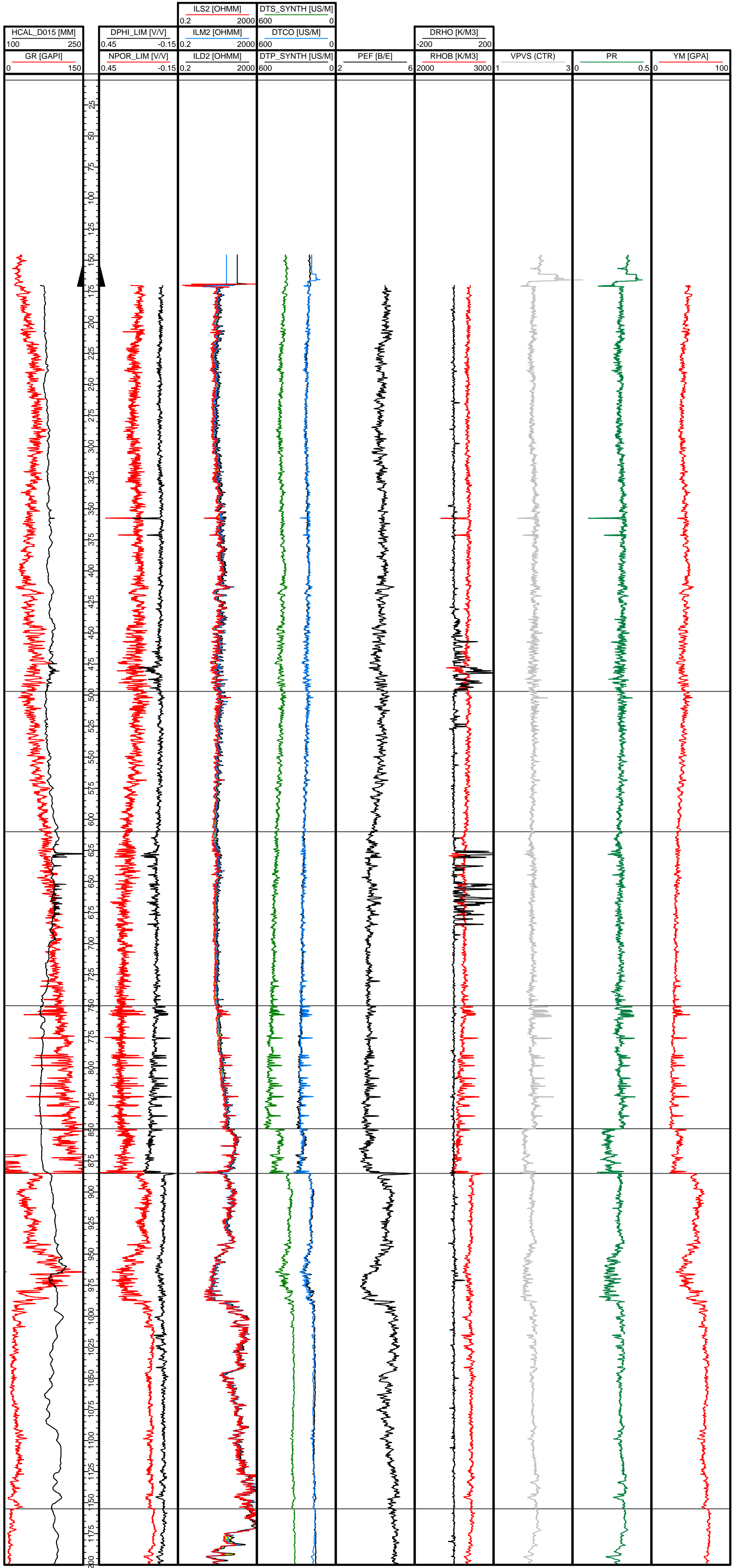
MACASTY

MINGAN_SUPEI

MINGAN_INFER

HS=1

D015



BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

ENGLISH_HEAD

ENGLISH_HEAD

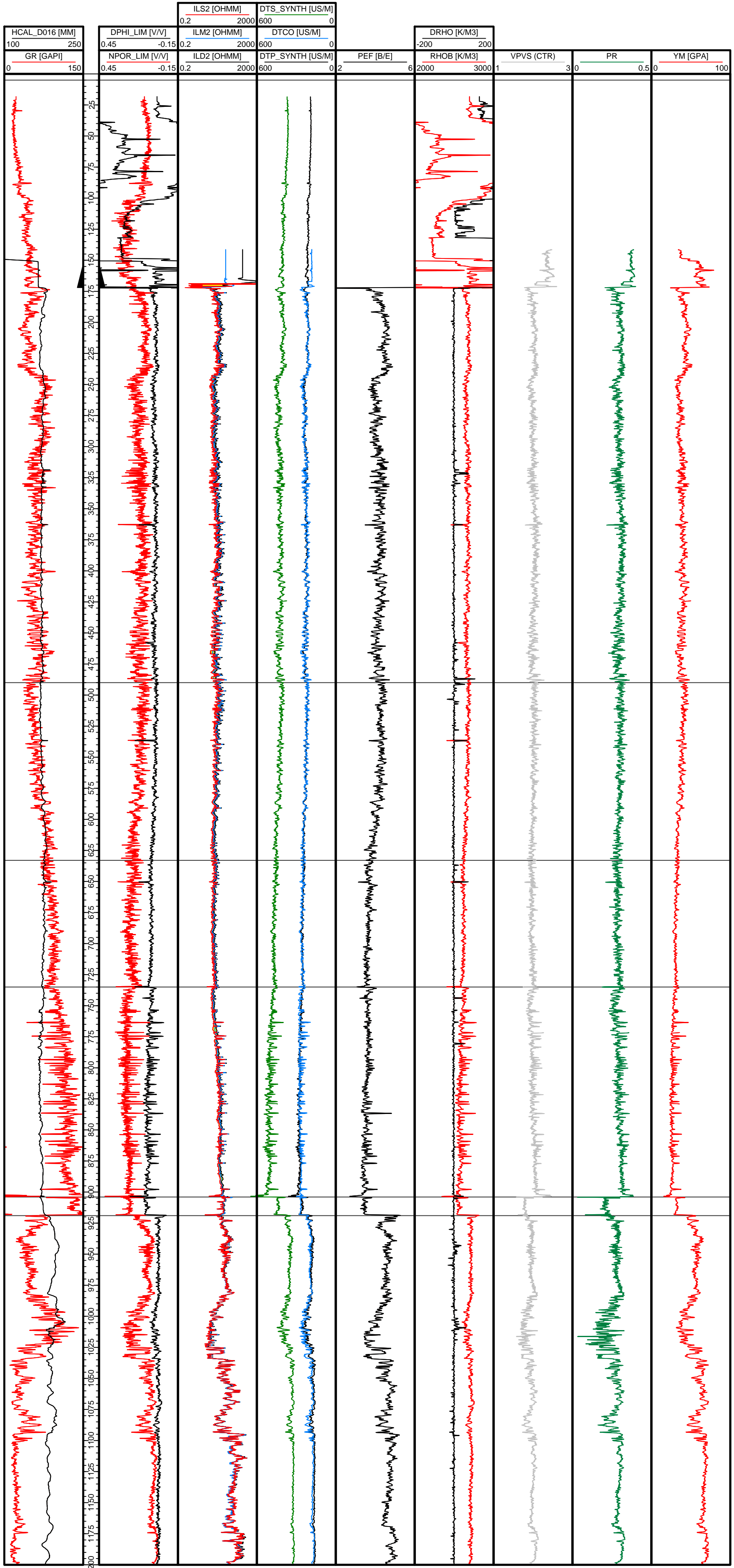
MACASTY

MINGAN_SUPE

MINGAN_INFER

HS=1

D016



BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

ENGLISH_HEAD

ENGLISH_HEAD

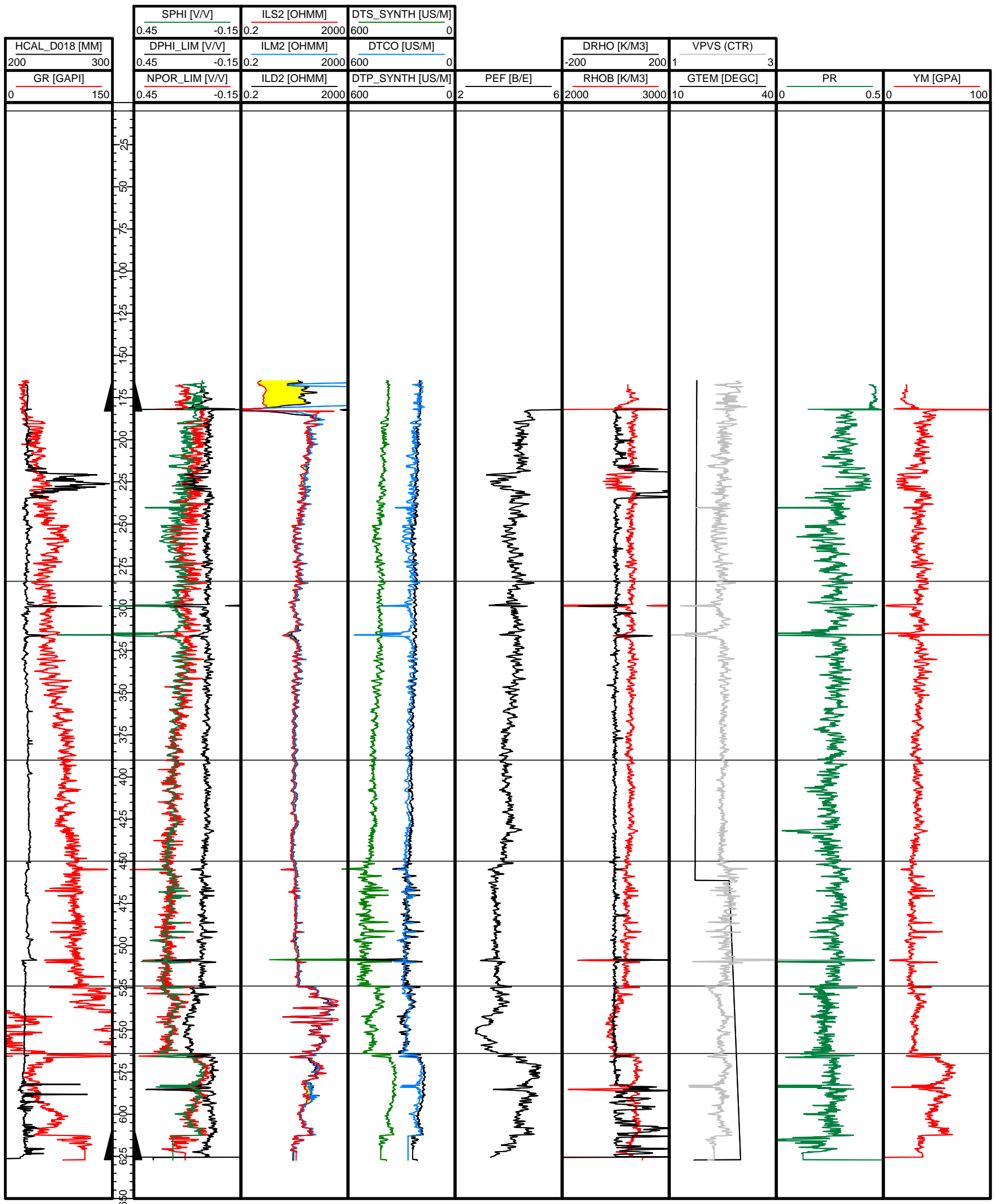
ENGLISH_HEAD

MACASTY

MINGAN_SUPE

HS=1

D018



BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

ENGLISH_HEAD

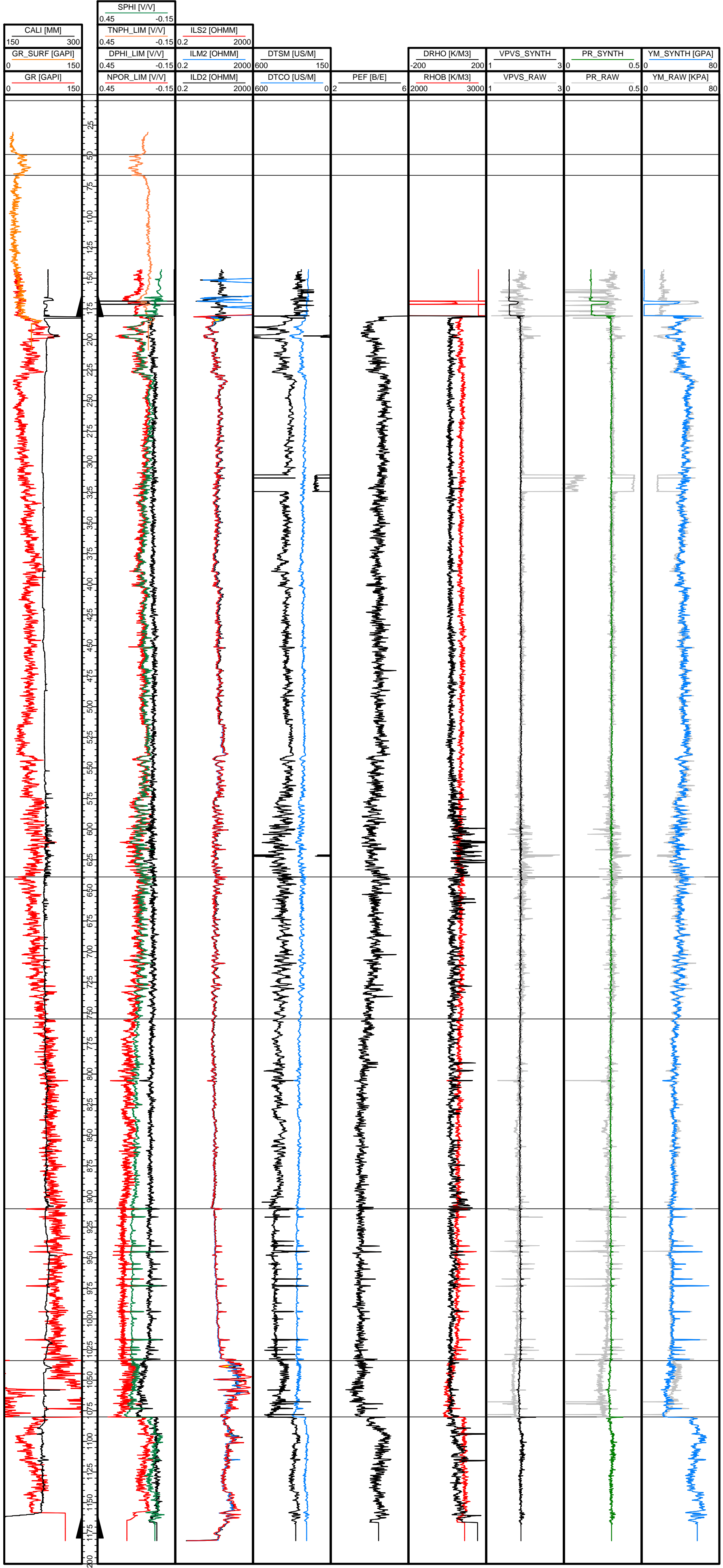
ENGLISH_HEAD

MACASTY

MINGAN_SUPEI

HS=1

D020



CHICOTTTE_JU

MERRIMACK

BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

ENGLISH_HEAD

ENGLISH_HEAD

MACASTY

MINGAN_SUPEI

HS=1

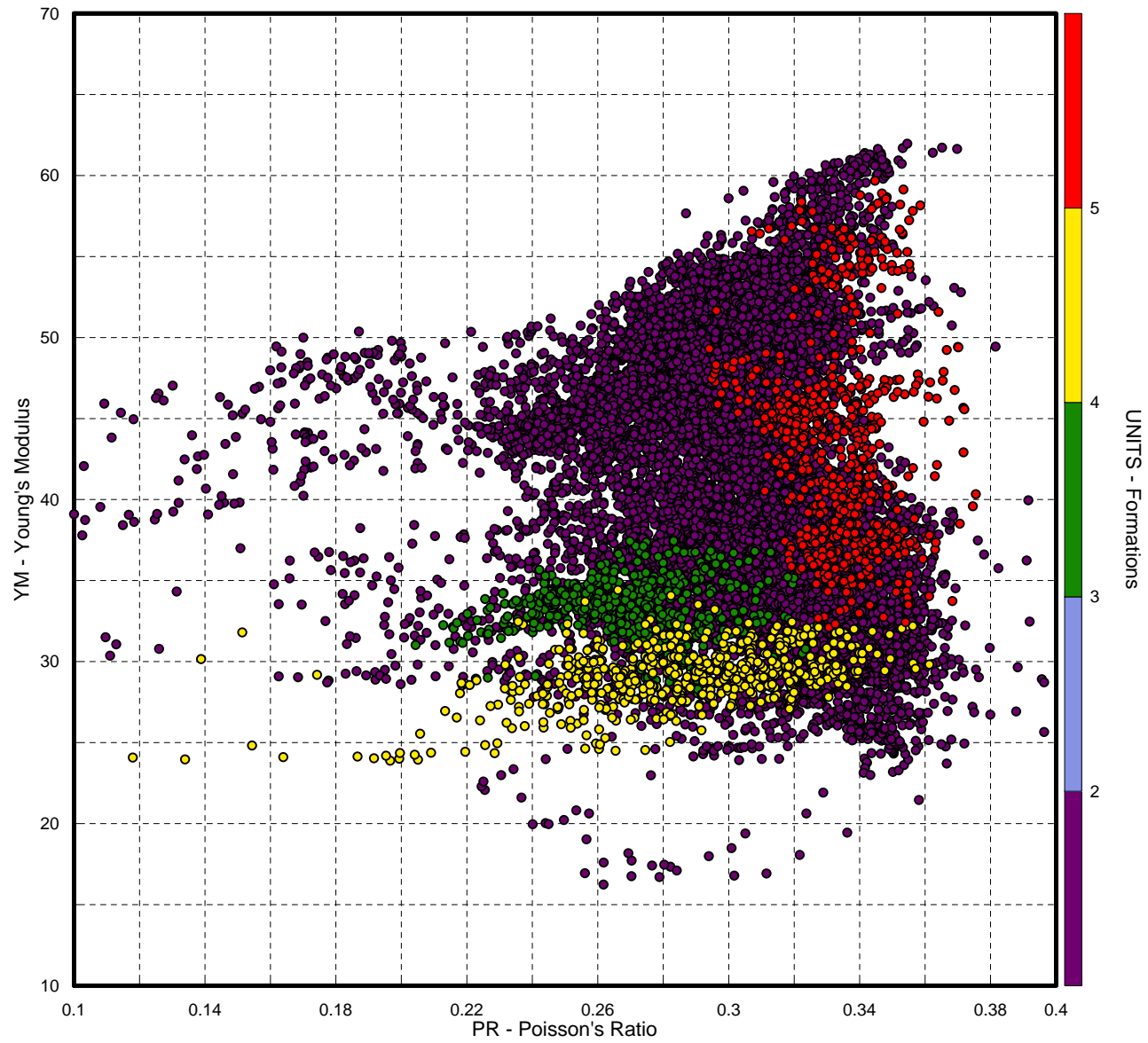
Annexe 4 :

Diagrammes binaires des modules élastiques

– Puits D007, D010, D012, D013, D014, D015, D016, D018 et D020 –

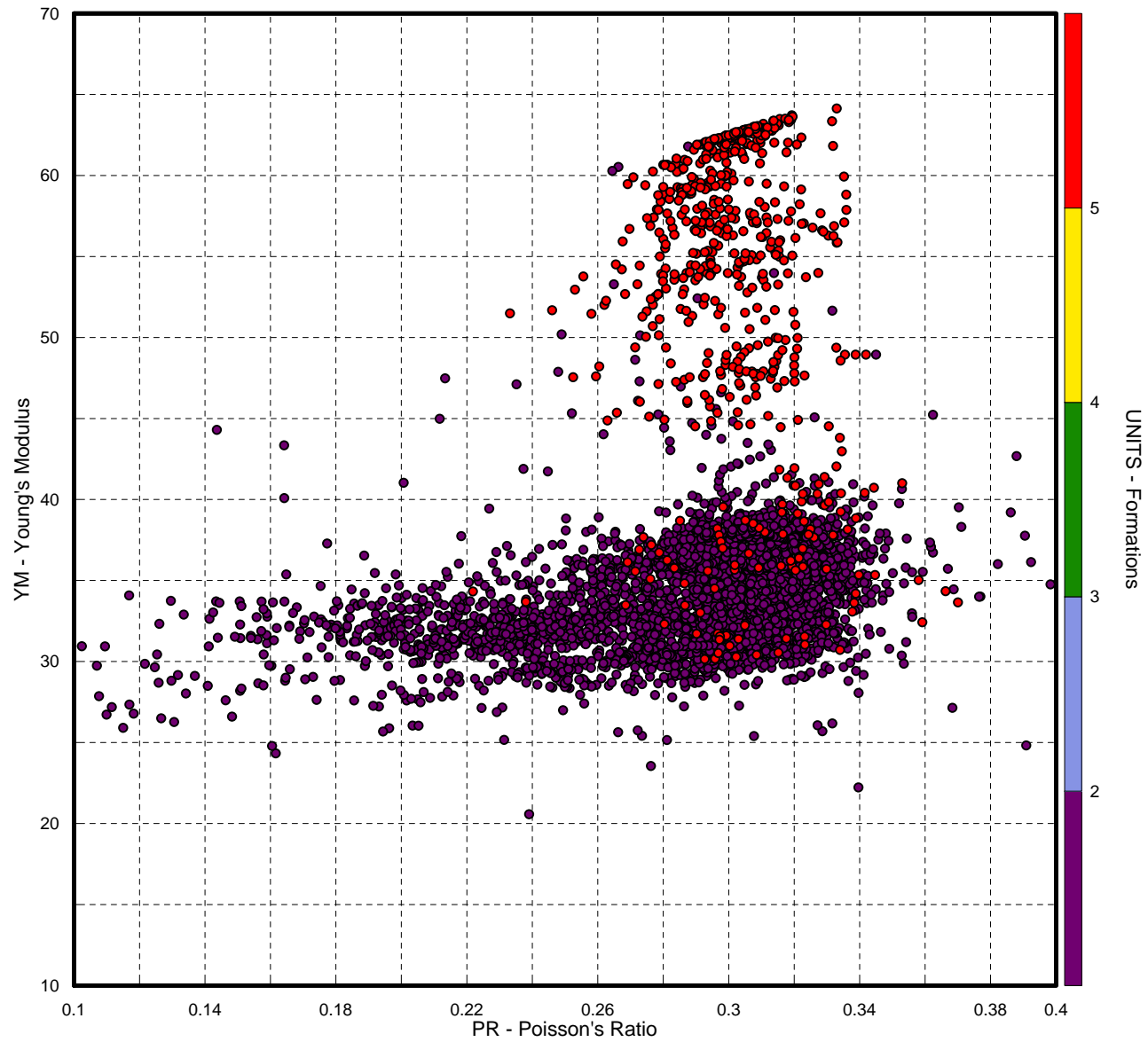
ANTICOSTI

WELL: D007 (13429 samples)



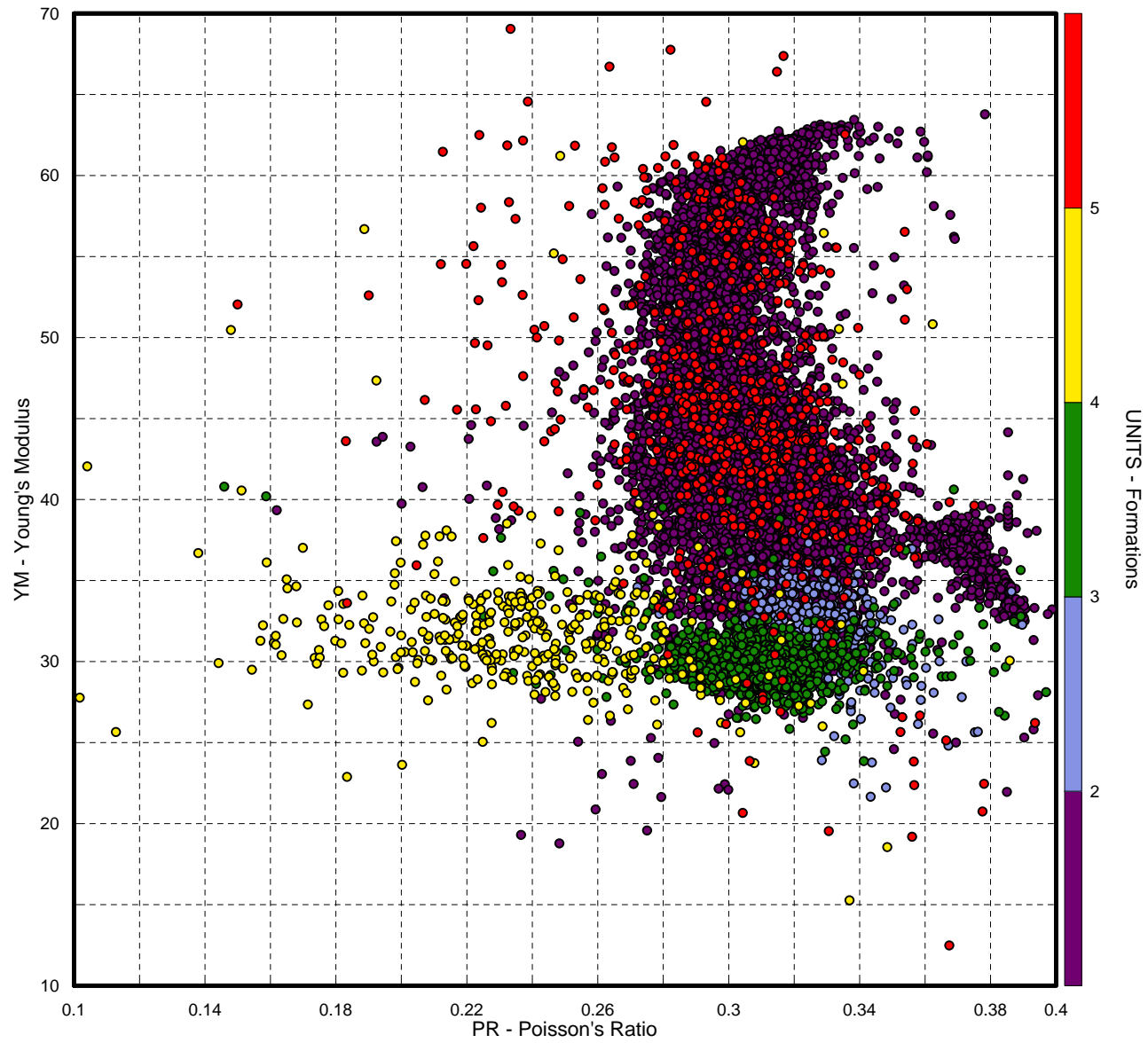
ANTICOSTI

WELL: D010 (4291 samples)



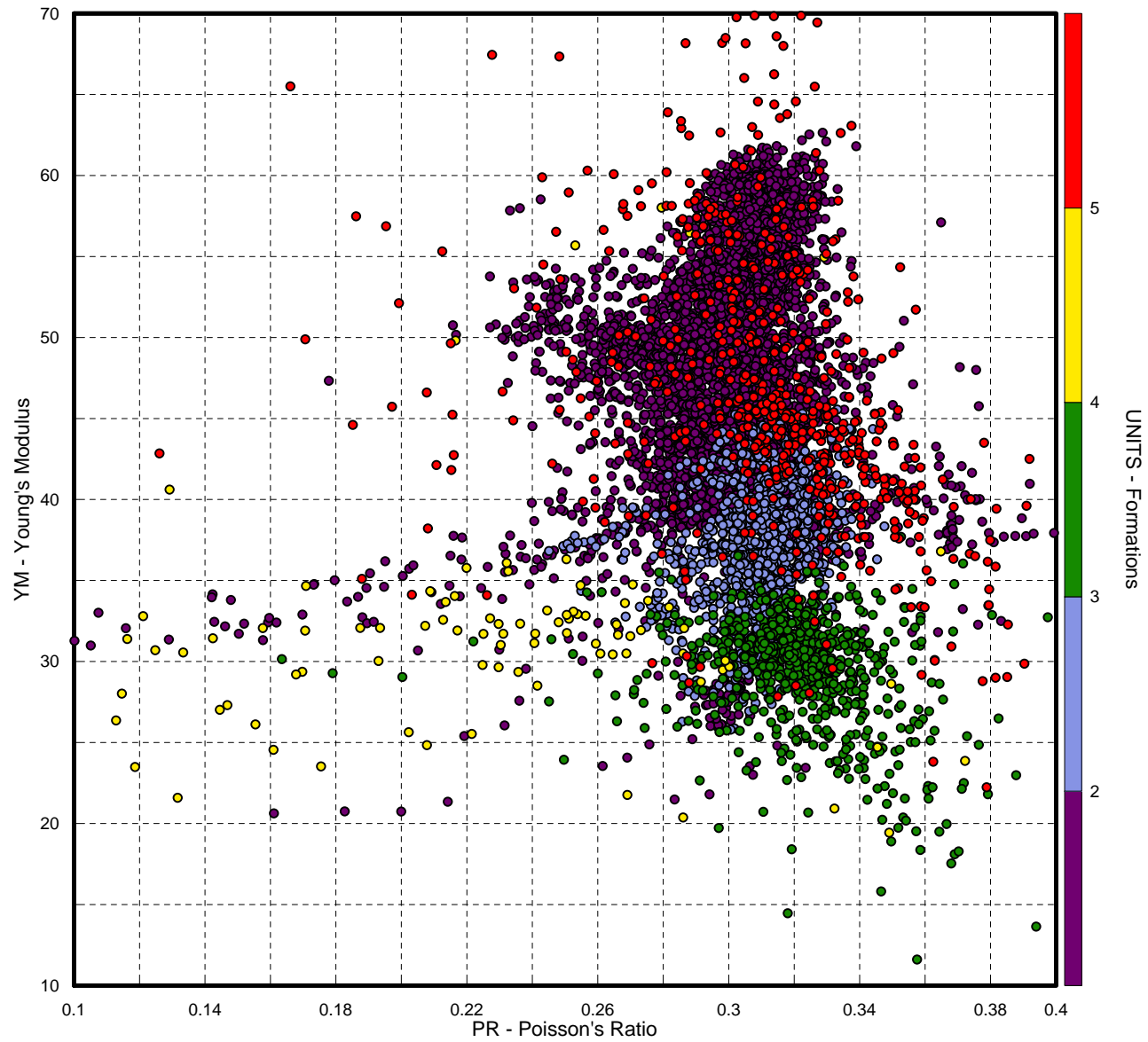
ANTICOSTI

WELL: D012 (10028 samples)



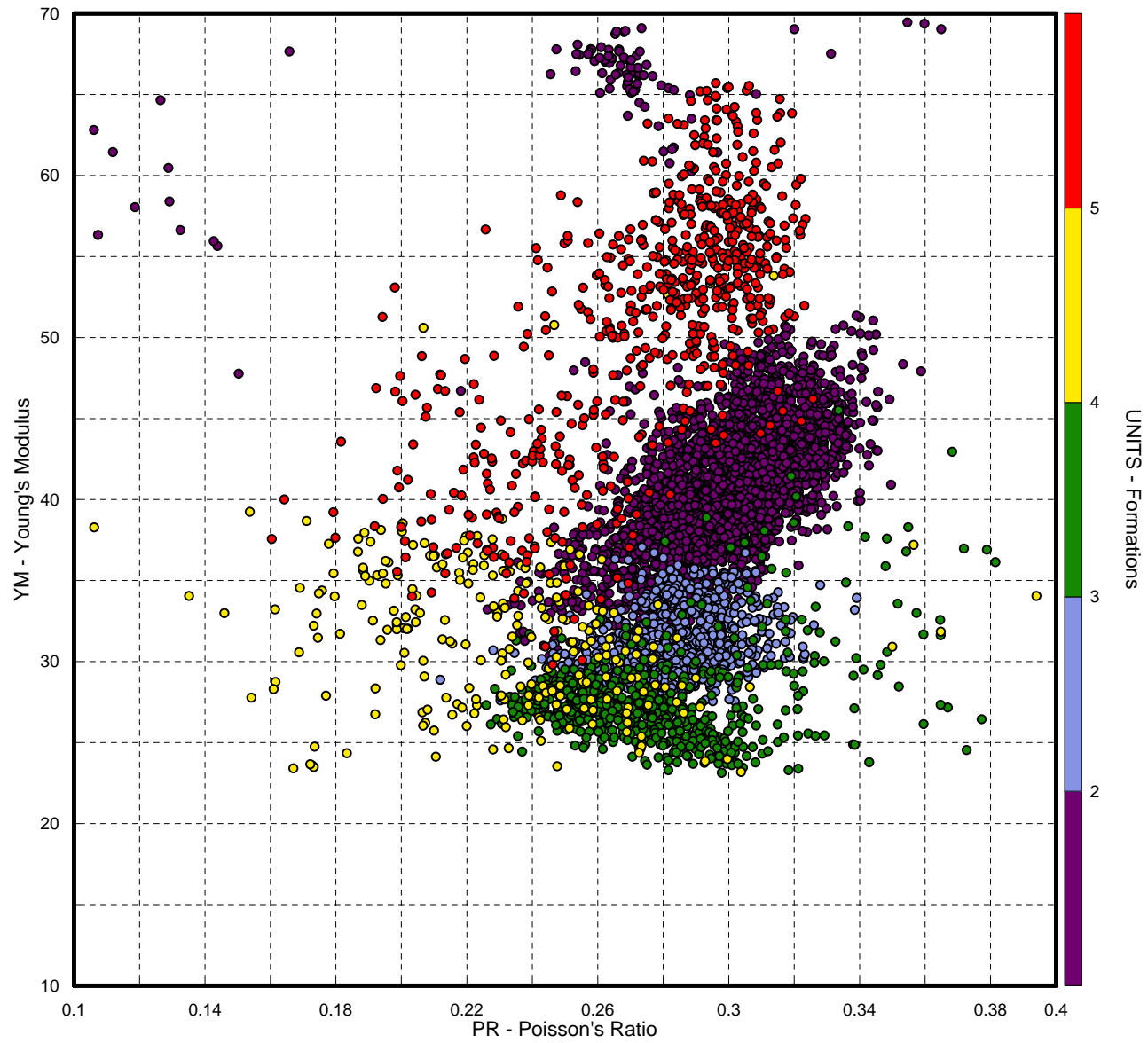
ANTICOSTI

WELL: D013 (7370 samples)



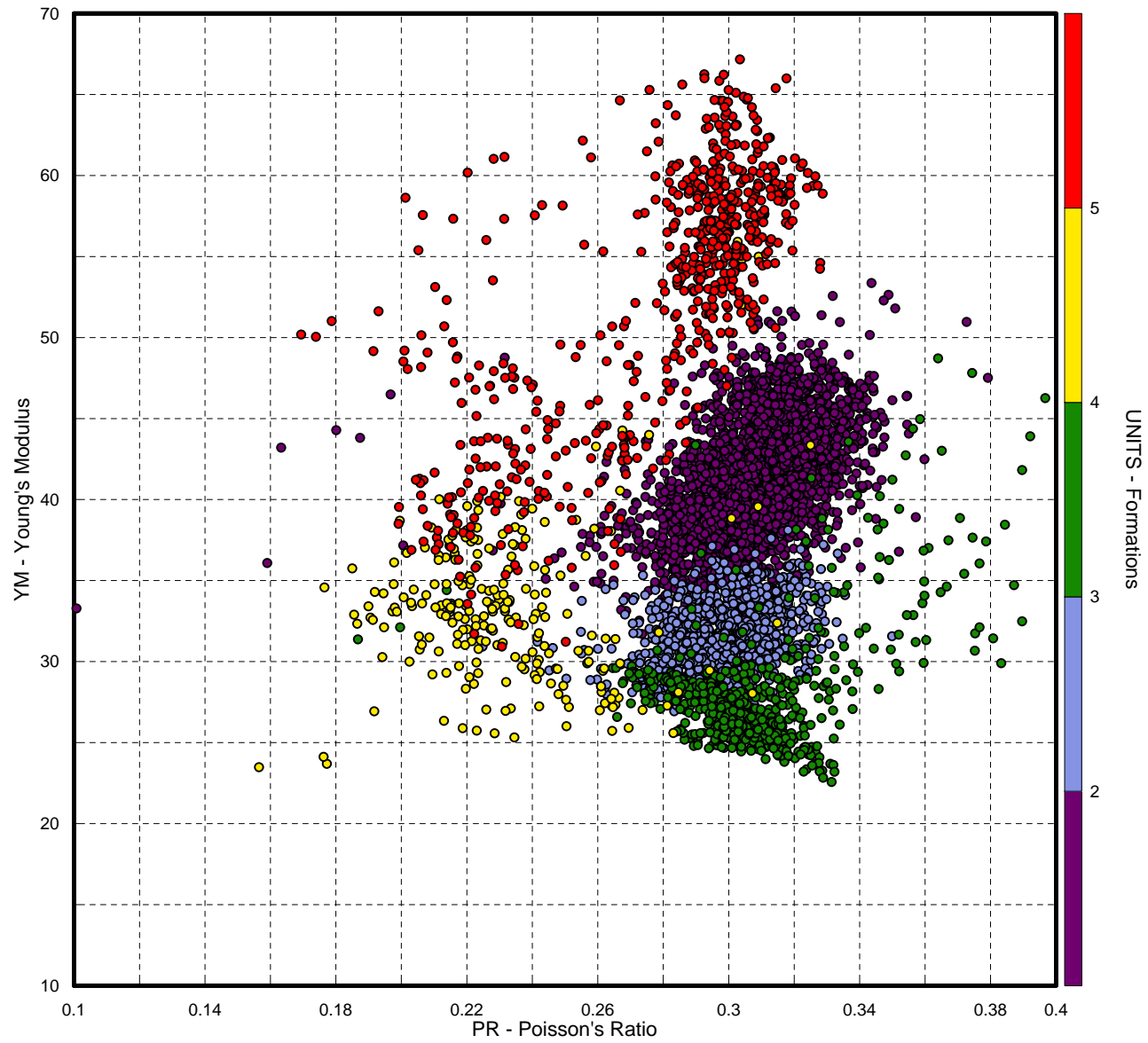
ANTICOSTI

WELL: D014 (5529 samples)



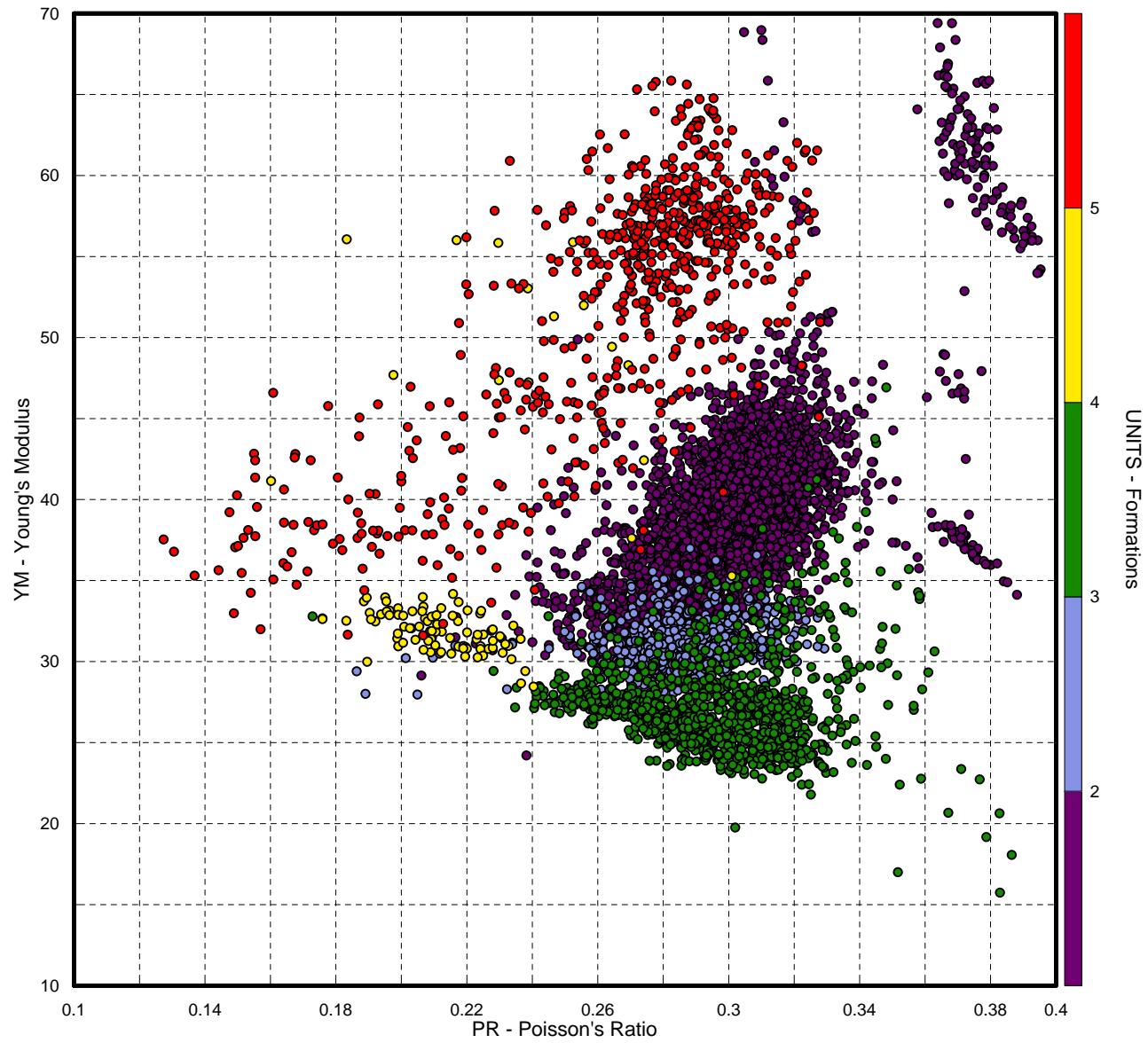
ANTICOSTI

WELL: D015 (5297 samples)



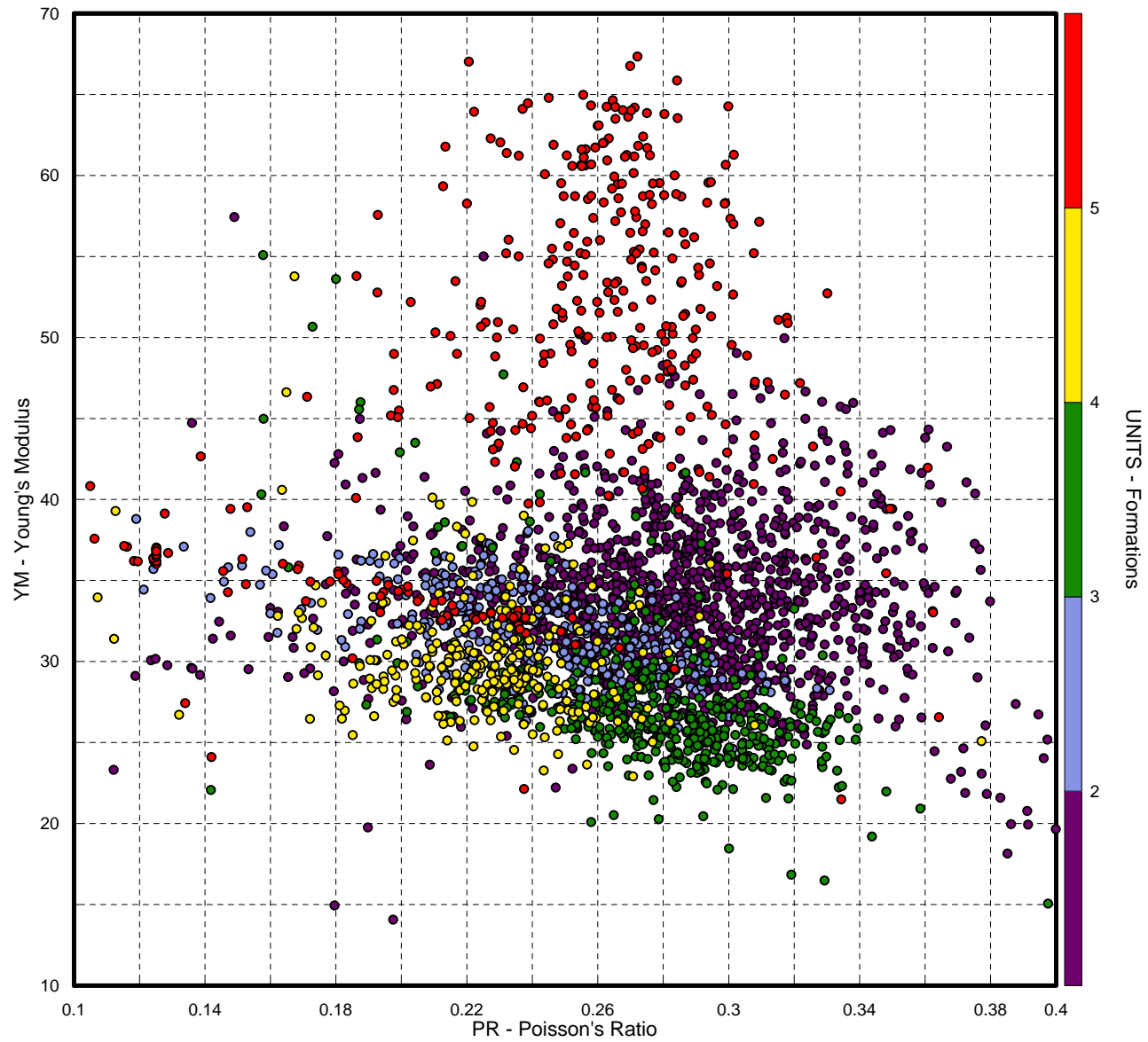
ANTICOSTI

WELL: D016 (5718 samples)



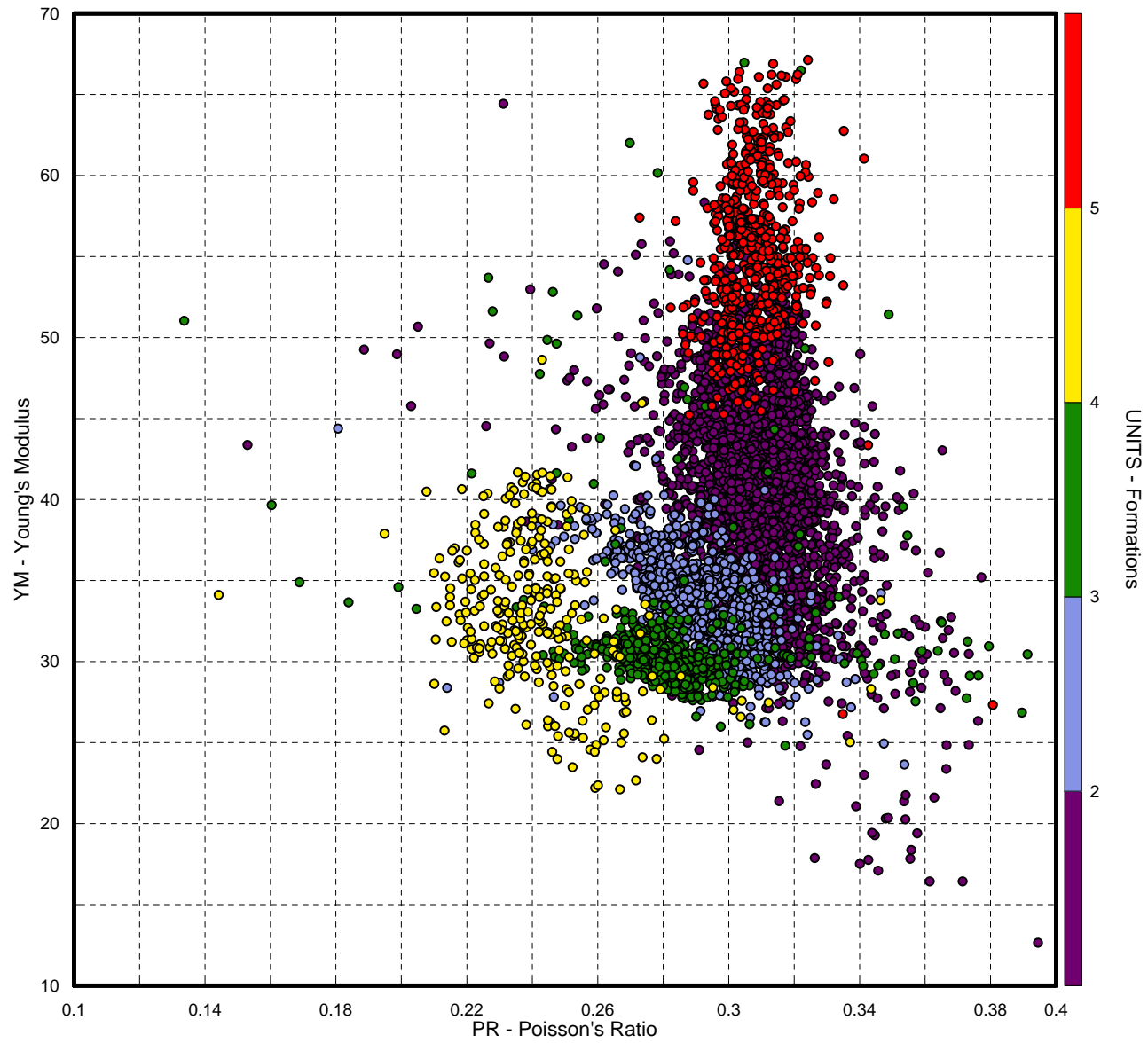
ANTICOSTI

WELL: D018 (2819 samples)



ANTICOSTI

WELL: D020 (6397 samples)

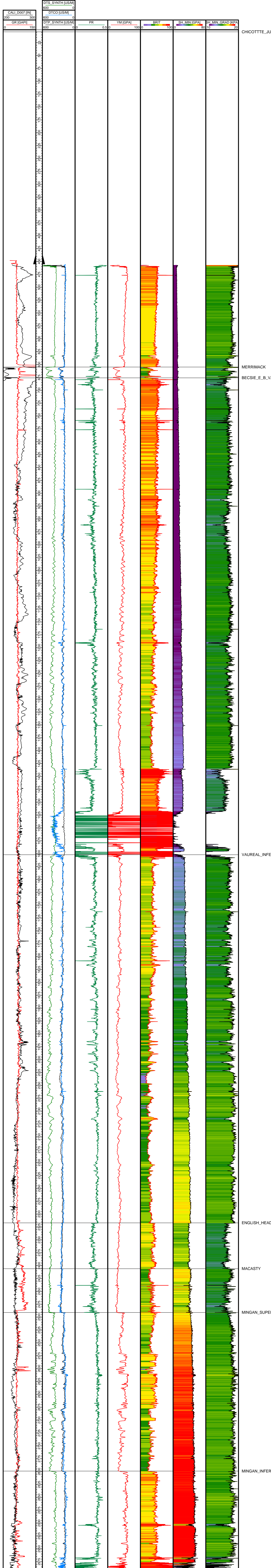


Annexe 5 :

Diagraphies des paramètres géomécaniques

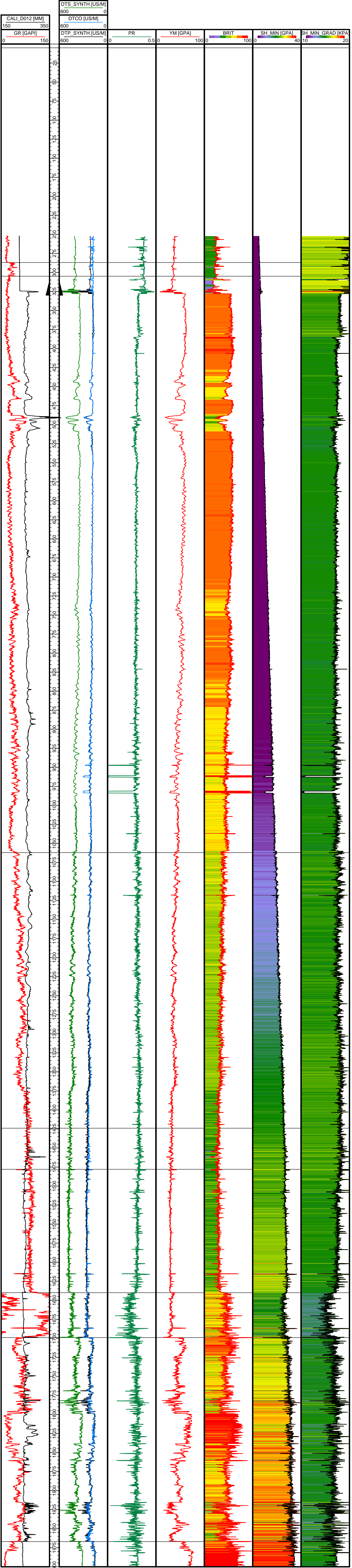
– Puits D007, D012, D013, D014, D015, D016, D018 et D020 –

D007



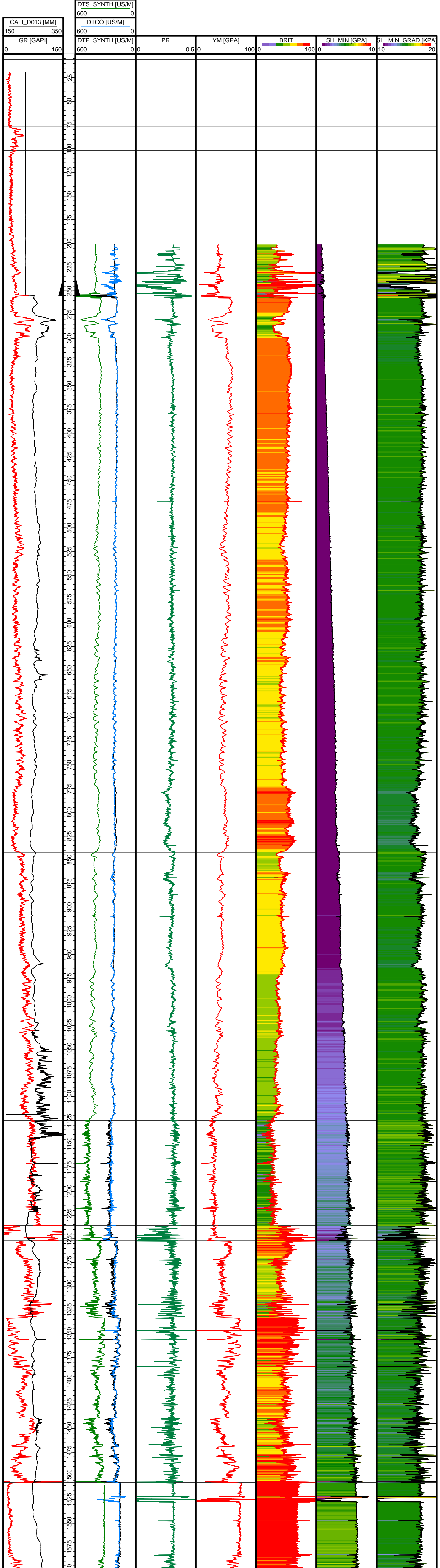
HS=1

D012

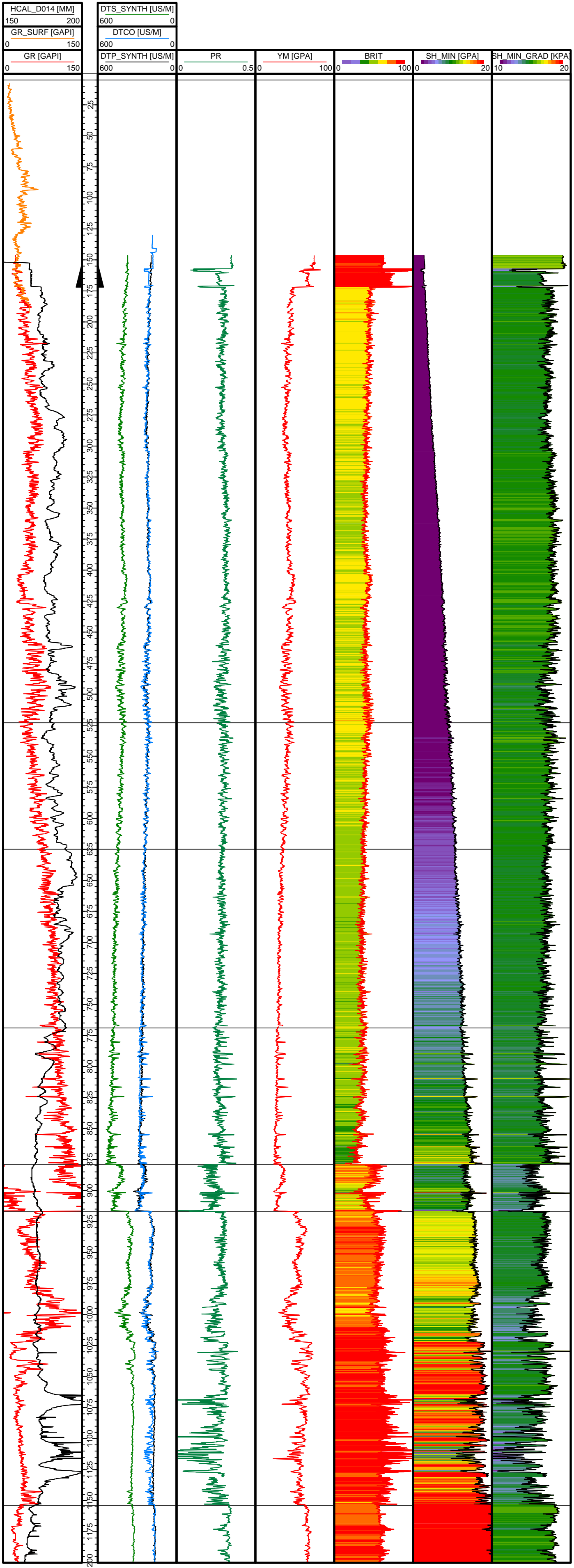


CHICOTTTE_JU
MERRIMACK
BECSIE_E_B_V
VAUREAL_INFE
ENGLISH_HEAD
ENGLISH_HEAD
MACASTY
MINGAN_SUPER
MINGAN_INFER

D013



D014



BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

ENGLISH_HEAD

ENGLISH_HEAD

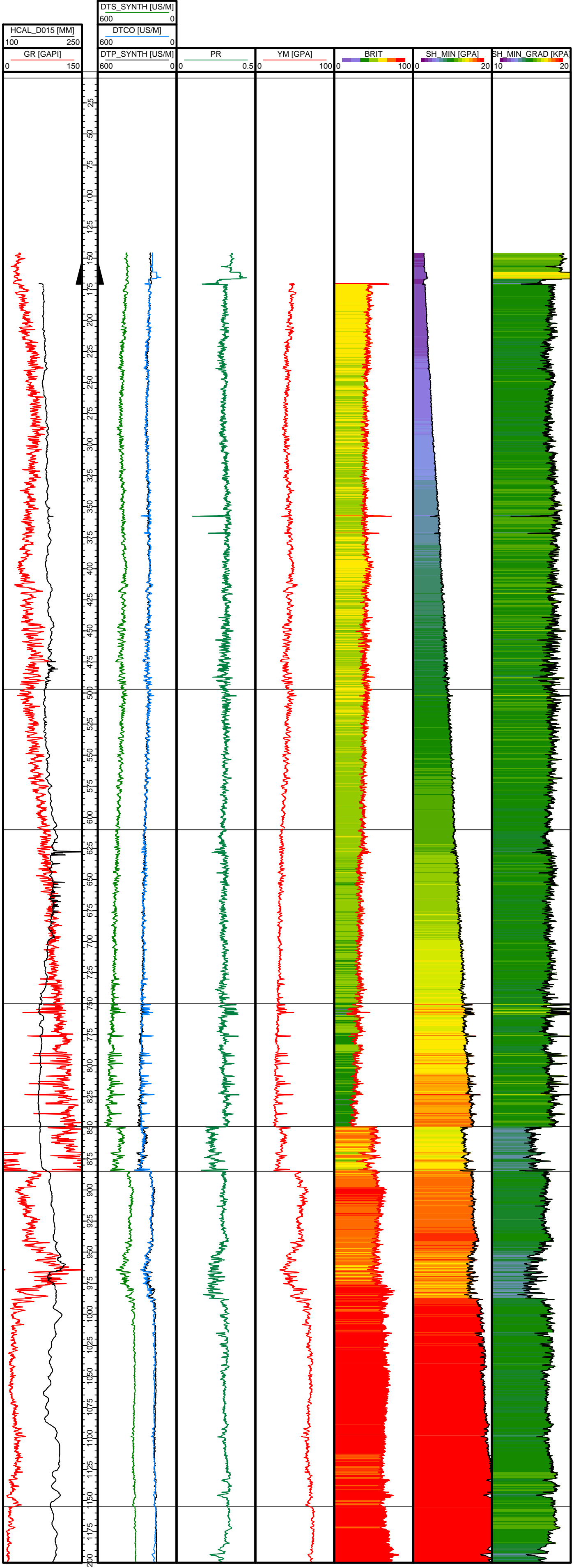
MACASTY

MINGAN_SUPE

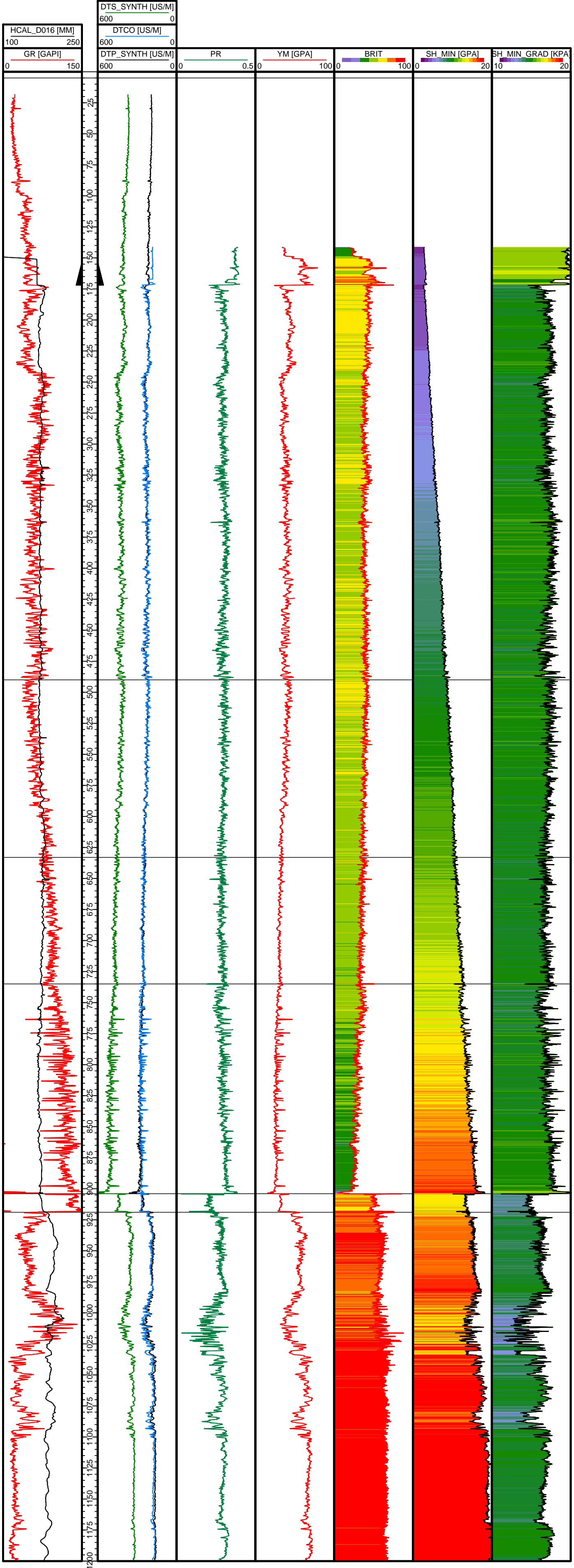
MINGAN_INFER

HS=1

D015



D016



BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

ENGLISH_HEAD

ENGLISH_HEAD

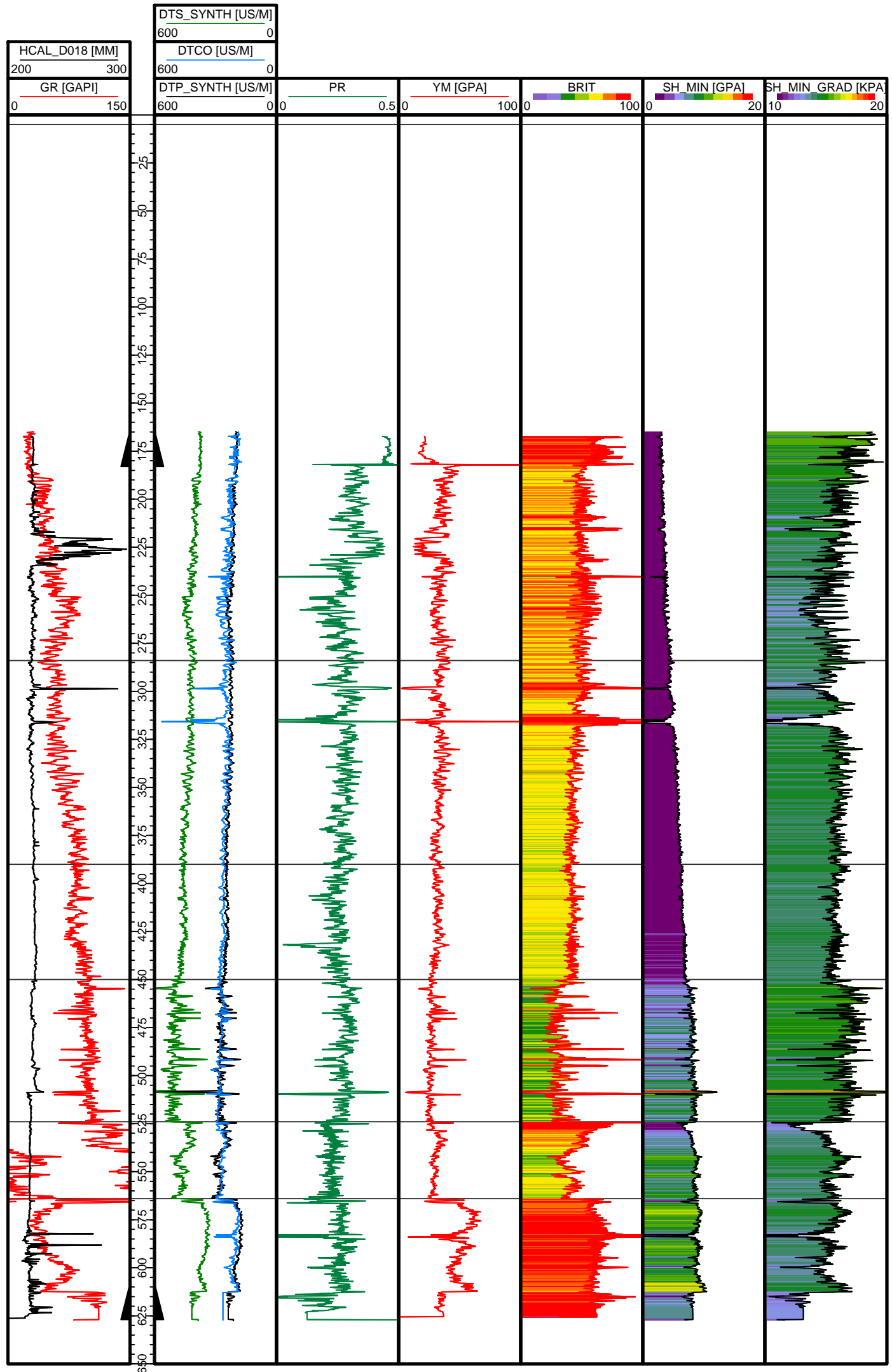
ENGLISH_HEAD

MACASTY

MINGAN_SUPE

HS=1

D018



BECSIE_E_B_V

VAUREAL_INFE

ENGLISH_HEAD

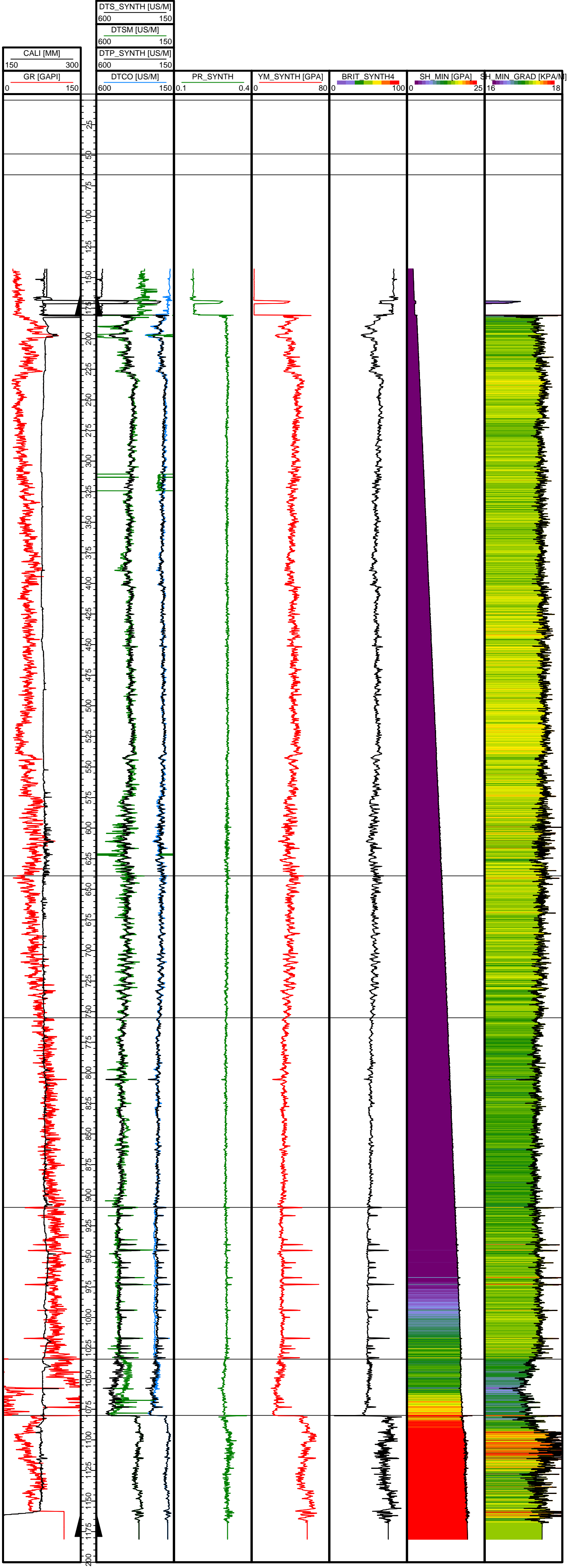
ENGLISH_HEAD

MACASTY

MINGAN_SUPER

HS=1

D020



HS=1