

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : géologie des hydrocarbures

THEME

**Apport des Logging pour l'étude de l'évolution de paramètres
pétrophysiques des Quartzites de Hamra dans le champ de BirSbaa**

Présenté par

**Ben Messaoud Abdelmonaime
Sayahlembarek khireddine
Bahri Ahmed**

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président	Bouzehra faiza	Univ. Ouargla
Promoteur :	Zatout merzouk	Univ. Ouargla
Examineur:	Meloueh Oualid	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Remercie

En premier lieu, je tiens à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

*Puis j'adresse mes remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour la réalisation de ce travail surtout l'encadreur de ce mémoire **Mr ZATOUI Merzouk**.*

*Je dédie ce modeste travail Avec Mes chers parents et tous mes frères
et sœurs et A toute ma famille ben messaoud et Bahri et sayahlembarek
A tous mes amis et toute les aciniens de département science de la terre
et l'univers.*

RESUME

Sur la base des données de loggings, l'évaluation du réservoir Quartzites de Hamra dans le nouveau champ de Bir Sbaa a été approchée par un découpage vertical du réservoir, suivi de sa caractérisation pétrophysique. Trois zones ont été mises en évidence, la zone 1, argileuse, peu épaisse, riche en argile et de faibles valeurs de porosité et perméabilité ; les zones 2 et 3, plus épaisses, pauvres en argile et riches en silt et grès et de meilleures porosités et perméabilités. La zone 2 est une séquence de type cylindrique traduisant un milieu de dépôt stable alors que la zone 3 est une séquence régressive. L'origine des dépôts des zones 2 et 3 n'est pas trop différente. Il s'agit d'un même environnement.

Mots clé :

Electro séquence, Volume argile, silt, grès, porosité, perméabilité, découpage vertical, Bir Sbaa.

ملخص

استنادا إلى البيانات **loggings**، اقترت تقييم الكوارتز خزائن الحمراء في الحقل الجديد بير السباع بتقسيم العمودي للدبابات، تليها توصيف لها بترو فيزيائية. وقد تم تحديد ثلاث مناطق، المنطقة 1، والصلصال، ورقيقة، وليس من الطين الغني والقيم المنخفضة من المسامية والنفاذية. المناطق 2 و 3 والطين سمكا في الفقيرة والغنية في الطمي والحجر الرملي وأفضل المسامية والنفاذية. المنطقة 2 هي تسلسل نوع أسطواناني مما أدى إلى البيئة الترسيبية مستقرة بينما منطقة 3 هو تسلسل رجعية. أصل الودائع المناطق 2 و 3 لا يختلف كثيرا. وهذا هو نفس البيئة.

كلمات المفتاحية:

الكهربائية تسلسل والطين حجم والطيني والحجر الرملي، المسامية والنفاذية، قطع رأسي، بير السبع.

SUMMARY

Based on the data loggings, evaluation of Quartzite tank Hamra in the new field of Bir Sbaa was approached by a vertical division of the tank, followed by its petrophysical characterization. Three zones have been identified, zone 1, clay, thin, not rich clay and low values of porosity and permeability; Zones 2 and 3, thicker clay in poor and rich in silt and sandstones and better porosity and permeability. Zone 2 is a cylindrical type sequence resulting in a stable depositional environment while Zone 3 is a regressive sequence. The origin of the deposits of zones 2 and 3 is not too different. This is the same environment.

Keywords:

Electrosequence, Volume clay, silt, sandstone, porosity, permeability, vertical cutting, Bir Sbaa.

Sommaire

Chapitre I : Présentation de la région d'étude	02
I.1- Introduction	02
I.2- Situation géographique	02
I.3- Situation géologique	03
I.4- Aperçu lithostratigraphique du champ de Bir Sebaa	04
I.5- Système pétrolier	05
I.5.1- La roche mère	05
I.5.2- Maturation	06
I.5.3 Migration	06
I.5.4-roche réservoir	07
I.5.4.1- Formation de quartzite Hamra	07
I.5.4.2-Réservoir Quartzite Hamra	07
I.5.5- Roche couverture	08
I.5.6-Structure :	08
I.5.7Timing	08
I.5.8Préservation	08
Chapitre II : Matériel et Méthodes	09
II.1- Paramètre pétrophysique	09
II.1.1- Introduction	09
II.1.2- La porosité (\emptyset)	09
II.1.2.1- Définition	09
II.1.2.2- Mesure	09
A/ Mesure de volume solide	09
B/ Mesure de volume total	10
II.1.3- La perméabilité (k)	11
II.1.3.1- Définition	11
II.1.3.2- Mesure	11
A/ Perméamètre conventionnel	11
B/ Perméamètre conventionnel informatisé	12
II.2- Logging	12
II.2.1- Introduction	12
II.2.2- Objectifs des diagraphies	12
II.2.3.-principe des outils diagraphiques:	13
II.2.3.1-potentiel spontané	13
II.2.3.2-résistivité	14
II.2.3.3-Radioactivité naturelle (Gamma Ray)	15
II.2.3.4-Densité électronique (OutilFDC)	16
II.2.3.5-Indice d'hydrogène-neutron (OutilCNT)	17
II.3- les logiciels utilisés	18
II.3.1-Logicielle Interactive Pétrophysiques (IP)	18
II.3.1.1-Définition	18
II.3.1.2-ETUDE DE CAS (Interactive Pétrophysiques)	19
II.3.2- Logicielle Pétrel	20
II.3.2.1-définition	20
II.3.2.2- Modélisation structurale et stratigraphique avancée	20
II.3.2.2-Explorez la géologie et la modélisation de pétrel	20
Chapitre III : Etude pétrophysique du réservoir Quartzite Hamra	21

III.1-Introduction	21
III.2- Interprétation des mesures de diagraphie [Gamma Ray]	22
III.2.1- Puits BRS-2	22
III.2.2-puits BRS-6	23
III.2.3-puits BRS 7	27
III.2.4-puits BRS 8	28
III.2.5-puits BRS 16	31
III.2.6-puits BRS 20	32
III.3- Etude de la variation spatiale des zones des réservoirs QH	35
III.3.1-Evolution latérale des épaisseurs de réservoir	35
III.3.2-Evolution latérale de porosité du réservoir de QH	37
III.3.3-Evolution latérale de perméabilité du réservoir de QH	39
III.3.4- Corrélation entre la Porosité et perméabilité Cross-Plot	41
III-Conclusion	43

La liste des figures

Figure 1: Carte de situation du champ Bir Sebaa (blocks 433a /416b)	02
Figure 2: Situation géologique du bassin d'Oued Mya.	03
Figure 3: Colonne tectonique-stratigraphique de Bir Sebaa	04
Figure 4: le model de migration pour les Hamra Quartzites	06
Figure 5 : Milieux Poreux (G.castany « principes et méthodes de l'hydrogéologie »	08
Figure 6 : mesure de volume solide	09
Figure 7: Pompe de mercure et Micromeritics Autopore	10
Figure. 8 : Perméamètre conventionnel	11
Figure. 9: Carte de position des neuf puits du champ Bir Sebaa	20
Figure 10: L'interprétation par IP du puits BRS-2b –Ordovician Quartzite Hamra.	24
Figure 11: L'interprétation par IP du puits BRS-6bis - Ordovician Hamra.	25
Figure12: L'interprétation par IP du puits BRS-7bis–Ordovician Hamra.	28
Figure 13: L'interprétation par IP du puits BRS-8 – Ordovician Hamra.	29
Figure 14: L'interprétation par IP du puits BRS-16 –Ordovician Hamra.	32
Figure 15: L'interprétation par IP du puits BRS-20 –Ordovician Hamra.	33
Figure 16: Cartes en iso-épaisseur du QH (Zone 1-2-3)	35
Figure 17: Cartes en iso-porosité du QH (Zone 1-2-3)	37
Figure 18: Cartes en iso-perméabilité du QH (Zone 1-2-3)	39
Figure 19: Porosité-Perméabilité cross-plot.	41

Liste des tableaux

Tableau.1:L'interprétation des résultats du BRS-2	21
Tableau.2:L'interprétation des résultats du BRS-6	22
Tableau3:L'interprétation des résultats du BRS-7	26
Tableau4:L'interprétation des résultats du BRS-8	27
Tableau 5: résultats du BRS-16	30
Tableau 6:résultats du Puits BRS-20	31

INTRODUCTION GENERALE

Cette étude est une contribution pour la caractérisation du réservoir Quartzites de Hamra dans le nouveau champ de Bir Sbaa, qui est un champ satellite du géant champ de Hassi Messaoud. Cette caractérisation est accompagnée d'une zonation verticale de ce réservoir. Les variations verticales et horizontales ont été approchées avec les données de loggings et les cartes en iso valeurs. Le découpage verticale du réservoir a été fait sur la base des différents loggings, à savoir électrique, nucléaire et sonique. Le gamma ray nous a permis d'identifier les zones principales du réservoir, telles que les séquences de dépôts. Une comparaison des résultats de cette analyse verticale des Logging avec les paramètres pétrophysiques a été réalisée. Cette étude est structurée en trois chapitres :

Chapitre I : Présentation de la région d'étude

Chapitre II : Matériel et méthodes

Chapitre III : Etude diagraphique du réservoir : Découpage vertical.et caractérisation

Conclusion général

CHAPITRE I :
PRESENTATION DE LA REGION DE BIR SEBAA

Chapitre I : Présentation de la région d'étude

I.1- Introduction

En Algérie, on distingue deux unités géologiques et structurales majeures séparées par l'accident Sud-atlasique : l'Atlas (ou domaine alpin) dans la partie Nord, qui correspond à une chaîne intracontinentale résultant essentiellement de la tectonique alpine et la plate-forme saharienne dans la partie Sud, relativement stable, qui a été structurée en majeure partie au Paléozoïque.

La plateforme saharienne est subdivisée en deux provinces, séparées par la ride d'Amguid de direction N-S. La province Ouest, riche en gaz et la province Est où se trouvent à la fois des gisements d'huile et de gaz.

La différence entre ces deux provinces est liée à leur histoire mésozoïque et cénozoïque. Les sédiments mésozoïques et cénozoïques sont bien développés et fortement tectonisés dans la province Est, alors que dans la province Ouest, ils sont plutôt stratiformes et moins développés. De plus, l'histoire de la formation et du piège âge des hydrocarbures dans les bassins paléozoïques est différente entre ces deux provinces, avec une histoire méso-cénozoïque à l'Est et paléozoïque à l'Ouest.

I.2- Situation géographique

Le champ pétrolifère de Bir Sebaa se situe dans les blocs 433a et 416b, à environ de 550 km au sud-est d'Alger et à 130 km de Hassi Messaoud. La superficie origine elle est de 6,472 km² et la superficie actuelle est de 4,530 km² après la première restitution. Le vaste programme d'exploration et d'évaluation a été effectué depuis 2003 et a conduit à la découverte de la structure Bir Sebaa (BRS), la plus grande découverte de pétrole de la région.

Actuellement, la structures BRS a terminé le programme d'exploration et d'évaluation et continuer sur la première phase de développement. La BRS est en production en Juin 2015.

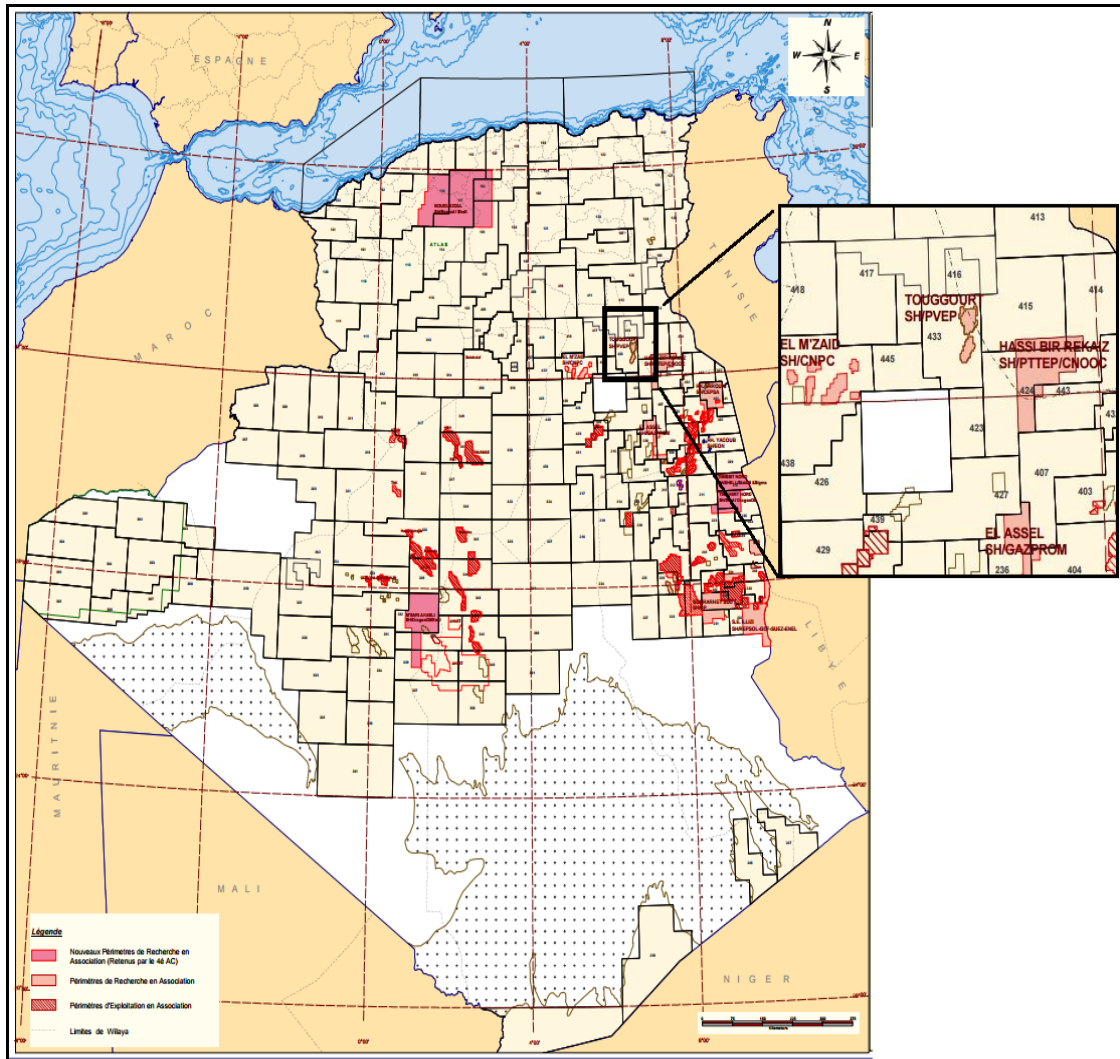


Figure 01. : Carte de situation du champ Bir Sebaa (blocks 433a /416b).

Source : SH (D. Exp/ Déc-2014)

I.3- Situation géologique

Le champ de BRS est situé dans le bassin d'Oued Mya qui est limité :

- A l'Est par la ride de Hassi Messaoud
- A l'Ouest par la route d'Allal
- Au Sud par le Bassin Mouydir
- Au Nord par les structures de Djemaa Touggourt

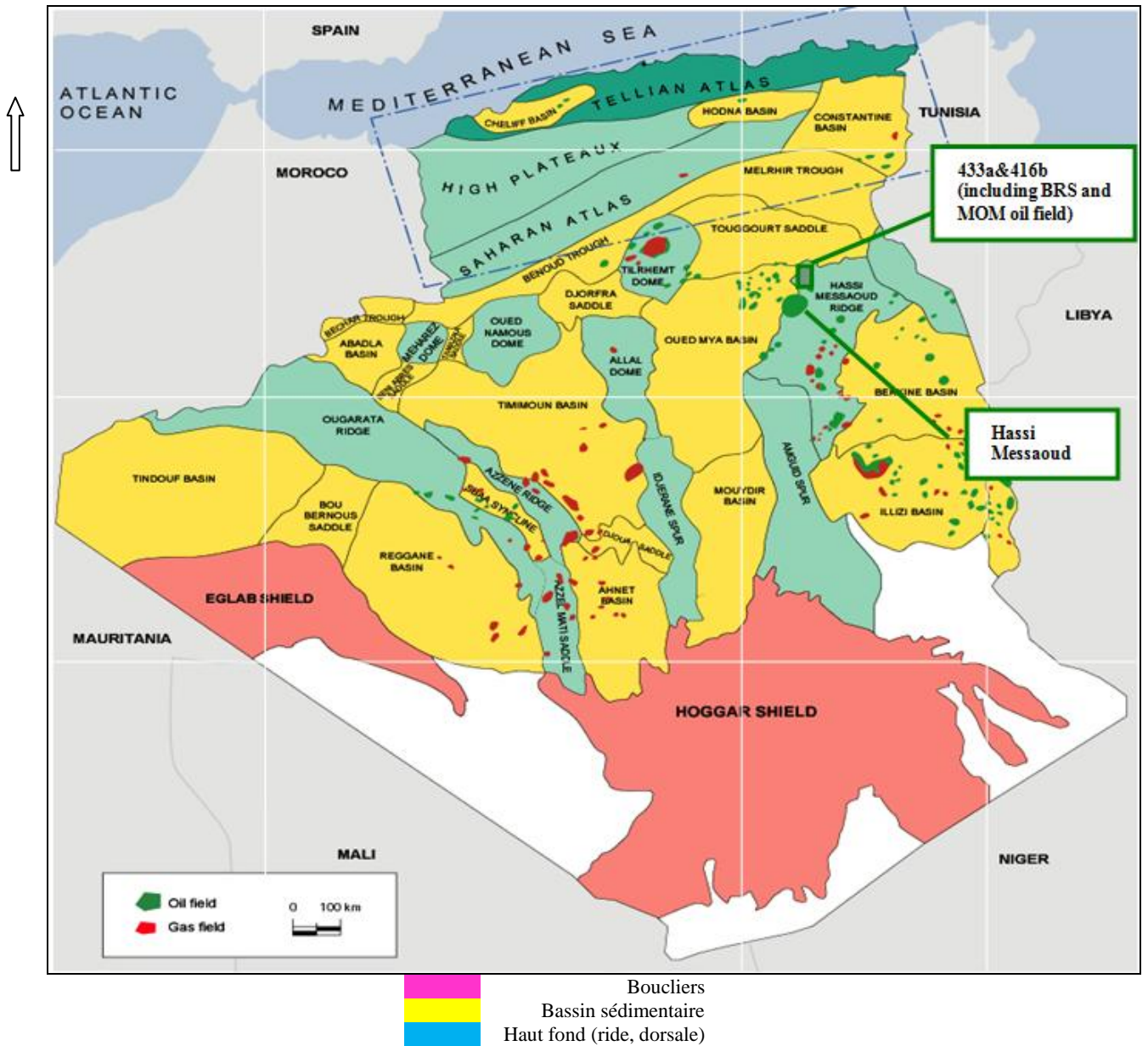


Figure 2 : Situation géologique du bassin d'Oued Mya

I.4-Aperçu lithostratigraphique du champ de BIR SEBAA

La couverture sédimentaire de la région d'étude est représentée par une épaisse série du paléozoïque suivie d'une autre de mésozoïque. Le tableau suivant montre la lithologie détaillée de la région.

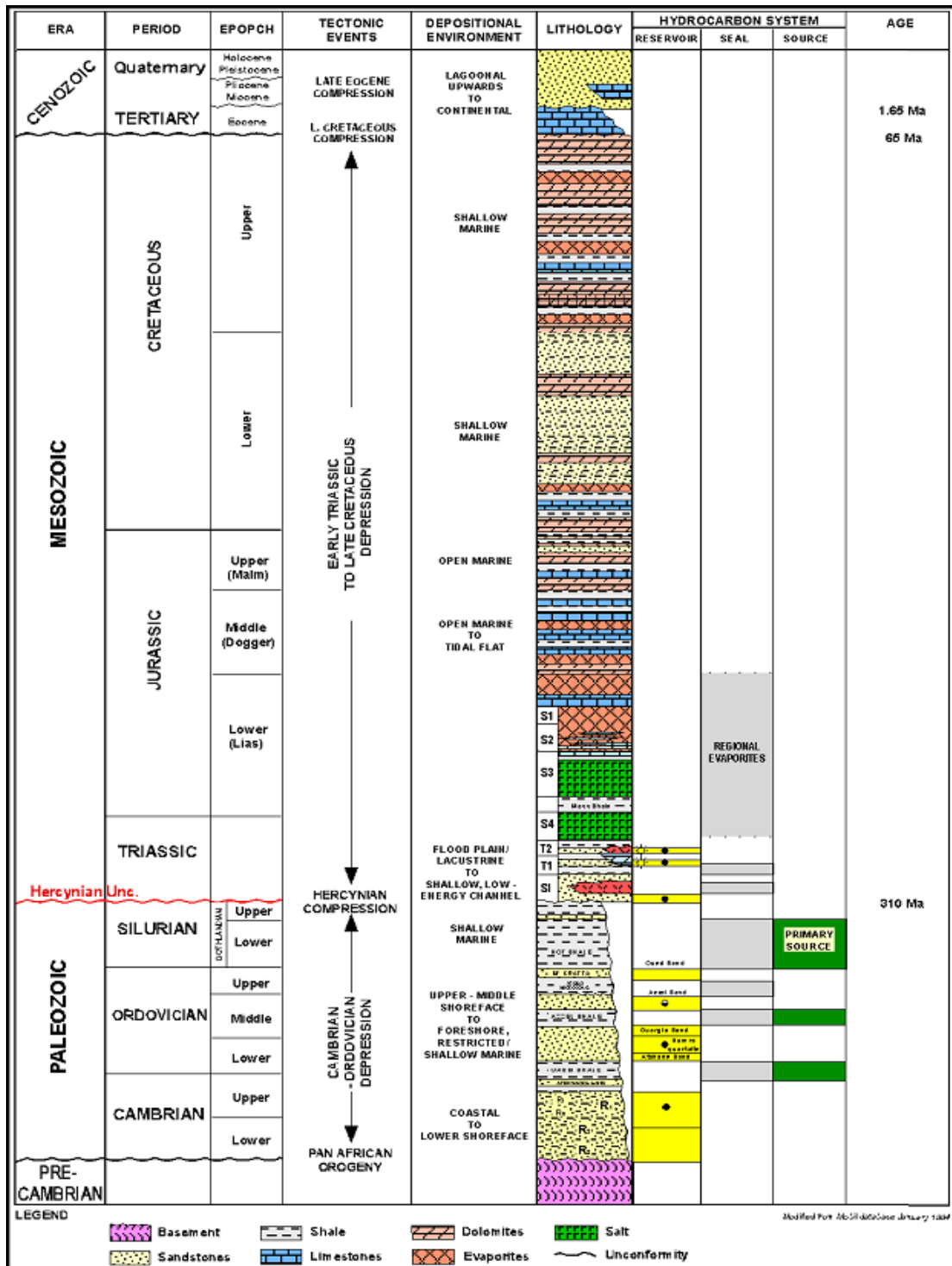


Figure 3 : Colonne tectonique-stratigraphique de Bir Sebaa (FDR - BRS Field 2007)

I.5- Système pétrolier :

I.5.1-La roche mère:

Les argiles radioactives du Silurien riches (TOC 4-17%) représentent les roches mères pour la plate-forme saharienne. Au sein de notre région d'étude, les argiles du Silurien ont été trouvées dans BAT-1, MOM-1 et ERDC-1b avec des profondeurs variant de 3850m à environ 4100 m.

- Le type de matière organique est interprété comme étant à prédominance fluvio - marine, car il a un indice d'hydrocarbure de 300-470 et une source van krelevan.
- type 2. Ces matières organiques sapropilique amorphe sont capables de produire jusqu'à 60 kg d'hydrocarbures / tonne de roche.

Les principaux niveaux roches mères susceptibles d'être la source des hydrocarbures mis en évidence dans les différents réservoirs de la couverture sédimentaire sont :

- Le Silurien inférieur;
- Le Francien inférieur;
- Le passage Cénomaniens-Turonien.

Les deux premiers niveaux caractérisent la plateforme saharienne et an disque le troisième est lié au Nord de l'Algérie et dans une moindre mesure.

1.5.2 Maturation :

L'étude de maturation par Mobil Petroleum Algérie Inc. en utilisant le programme de modélisation BASINMOD, indiqué que les roches de source Silurien dans BAT-1 a commencé à générer l'huile il y a 148 millions d'années avec la production de pointe il y a environ 70 millions d'années. Expulsion et la migration a débuté il y a environ 66 millions d'années.

La charge d'hydrocarbures est attendue du sud où les schistes sombres Silurien riches en matières organiques sont épais et mature.

1.5.3 Migration :

La migration des huiles de la roche mère Silurien ne vers les réservoirs triasique T1 et les sables de la Série inférieur SI est via les sables plans de faille. Pour le réservoir Ordovicien Hamra Quartzite, la voie de migration est plus compliquée : l'huile Silurien migré travers le long de la discordance Hercynienne vers la section Hamra

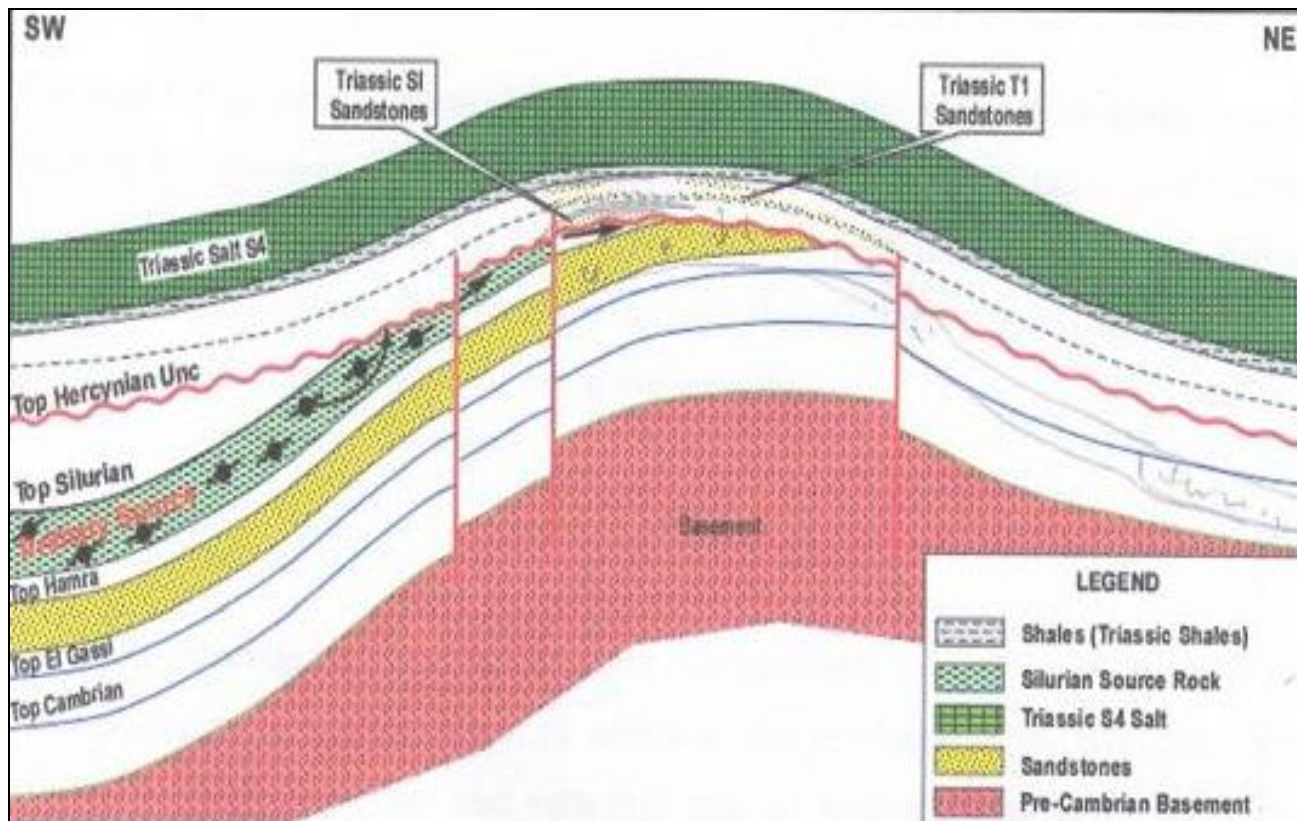


Figure 4 : le model de migration dans le champ de BRS pour les Hamra Quartzites (document IAP 2017)

I.5.4-roche réservoir

I.5.4.1-Formation de quartzite Hamra

La formation de quartzite Hamra a été pénétrée par BRS-1, BRS-2b, BRS-3, BRS-4, a pénétré une section non-érodé avec une épaisseur brute 88-95 m. La formation quartzite Hamra comprend principalement grès massifs et des grès quartzites avec des couches de claystones minces occasionnels vers le haut dans grès argileux.

Ces grès sont essentiellement moyens à gris foncé, noir, parfois jaune clair à couleur brune, surtout très fine à grain moyen et parfois grossière, bien arrondie et modérément triée.

Les quartzites sont hors blancs au gris clair au brun de couleur crème. Ils sont fragiles, dur, fracturé, avec du ciment et de quartz surcroissances siliceuses.

Les grains sont très fins à grossière, sub-angulaire à arrondie, moyennement triés, sucrosic dans certaines régions, localement micacé (biotite) avec des traces de vert chlorite / glauconite.

La formation quartzite Hamra déposé dans le bas à haut environnements intra-tidale (document IAP 2017). Elle est facilement identifiable par la nature de son lithologie uniforme et étendue régionale.

La formation de quartzite Hamra est le principal réservoir dans la zone Touggourt. Il est la porosité est comprise entre 6 et 10%.

I.5.4.2-Réservoir Quartzite Hamra

Le grès de Hamra est un des grès étendu et très bien développé déposé dans un environnement à proximité littoral ; quartzitique avec des couches minces occasionnelles argileuses.il est d'env. 65m d'épaisseur avec des porosités pauvres en raison de vaste diagenèse. Ces sédiments

de zone supérieure à inférieure infratidale sont facilement identifiables par la nature de leur lithologie uniforme, l'épaisseur et l'étendue régionale.

I.5.5- Roche couverture

La roche couverture pour le réservoir Hamra quartzite comprend les argiles sus-jacentes du Trias SI à la crête et les argiles basa le sud d'Ouargla le long des flancs. L'intégrité de l'ensemble d'étanchéité est bonne comme en témoignent les accumulations de pétrole rencontrées par les puits. Etanchéité de défaut n'a pas été confirmée. Les petits verticaux lancers Entraîner dans le sable au sable juxtaposition qui implique que les défauts ne sont pas susceptibles de sceller. Toutefois, étant donné l'âge des défauts, les plans de faille peuvent avoir eu assez de temps pour guérir par conséquent, ils pourraient être scellent aujourd'hui.

I.5.6-Structure :

La structure de Bir Sebaa se présente comme un anticlinal allongé selon la direction NNE-SSW qui a été créé par un événement majeur d'un soulèvement orogénique compressif à la fin du Carbonifère. La série sédimentaire de l'ordovicien a subi l'orogénèse hercynienne dont les effets se manifestent par une érosion partielle de ce complexe sédimentaire fluvio-deltaïque.

Les sables fluvio-lacustres sus-jacentes du Trias ont été structurés par des événements orogéniques mineurs ultérieurs qui ont renforcé la structure de drapé.

I.5.7Timing :

L'expulsion des hydrocarbures en retard et la migration au début du Tertiaire signifie que les précédents Trias et Ordovicien pièges étaient déjà en place pour capturer les hydrocarbures migrants. Ceci est démontré par la présence de l'Ordovicien et les gisements de pétrole du Trias

I.5.8Préservation :

La présence de gisements de pétrole indique une bonne conservation. Les gisements de pétrole profonds sont assez chauds pour tuer toutes les bactéries de biodégradation. En outre, les couches de sel massives et schiste Trias protègent les gisements de pétrole sous-jacents provenant des eaux météoriques. Cela permettra d'éviter le rinçage et l'introduction de bactéries.

Chapitre II :
Matériel et Méthodes

Chapitre II : Matériel et Méthodes

II.1- Paramètre pétrophysique

II.1.1- Introduction :

Au cours du forage d'un puits, il est très important de connaître les caractéristiques des couches traversées susceptibles d'être productrices. Dans cette intention, on procède généralement à un carottage mécanique qui permet d'extraire des échantillons de roches qu'on analyse en laboratoire. Parmi les mesures effectuées certaines ont pour but de déterminer la porosité, la perméabilité et les saturations en fluides de la roche ainsi que les limites des zones. Les méthodes de mesures de ces paramètres sont tirées du document réalisée Rabeh Ouznadji, intitulé « Procédure roches réservoirs » à la Sonatrach CRD en 2009 .

II.1.2- La porosité (\emptyset)

II.1.2.1- Définition :

La porosité est l'ensemble des vides (pores) d'une roche, ces vides sont remplis par des fluides (liquide ou gaz). Cette une grandeur physique statique est exprimée en pourcentage entre 0 et 100% ou entre 0 et 1. Elle caractérise la capacité de la roche à stocker les hydrocarbures.

La porosité est aussi le rapport du volume des vides au volume total d'une roche. (Géomorphol 1979).

$$\emptyset = V_P / V_T$$

Avec :

- \emptyset la porosité, V_P le volume des pores, V_T le volume total du matériau, c'est-à-dire la somme du volume de solide et du volume des pores.

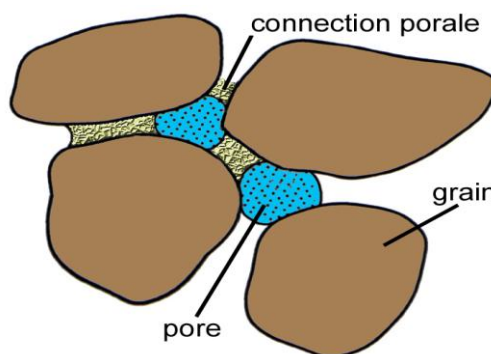


Figure 5 : Milieux Poreux (G.castany « principes et méthodes de l'hydrogéologie »

II.1.2.2- Mesure

A/ Mesure de volume solide :

Le volume solide est déterminé à l'aide d'un **ultra-porosimètre** à Hélium de type Core laboratoires lié au logiciel **Winpore** basé sur la loi de **BOYLE-MARIOTTE** comme suit :

$$P_1 \cdot V_1 / T_1 = P_2 \cdot V_2 / T_2$$

P₁ : Pression initial du gaz (psi). **P₂** : Pression à l'expansion du gaz (psi).

V₁ : Volume initial du gaz (cc). **V₂** : Volume à l'expansion du gaz (cc).

T₁ : Température initial. **T₂** : Température à l'expansion.



Figure 6: mesure de volume solide (document sonatrach CRD 2014)

B/ Mesure de volume total :

Le volume total (V_t) est déterminé grâce à une pompe volumétrique à mercure par le principe d'Archimède.

L'équipement est placé sous une hotte fermée, l'extraction doit être mise en marche avant, pendant et après chaque manipulation.

L'appareil doit être calibré avant chaque série de mesure.

Il consiste en la calibration du zéro, ensuite mesurer un check Plug de volume total connu.



Figure7: Pompe de mercure et Micromeritics Autopore (Sonatrach 2005)

II.1.3- La perméabilité (k)

II.1.3.1- Définition

La perméabilité est une caractéristique physique qui représente la facilité qu'a un matériau à permettre le transfert de fluide au travers d'un réseau connecté. (Yves Géraud Univ. Louis Pasteur - Strasbourg, Centre de Géochimie de la Surface).

La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (dl), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage :

$$Q = k \times \frac{S \cdot dP}{\mu \cdot dl}$$

(Loi de Darcy pour un liquide en écoulement linéaire et en régime permanent). (R.Cossé 1988)

II.1.3.2- Mesure

A/ Perméamètre conventionnel :

C'est un modèle très ancien, il fonctionne manuellement sous pression de confinement de 200 Psi, et une pression de mesure de l'ordre de 80Psi (Fig. 13). La perméabilité absolue (au perméamètre conventionnel) est mesurée et calculée sous une équation qui dérive de la loi de Darcy et qui est:

$$K_a = (L.HW.C.Q) / A \ 200$$

Où :

- K_a : Perméabilité absolue.
- C : Constante mercure (60).
- Q : Débit (orifice de 0.030, 0.150, 0.50, 10.000, 20.492).
- L : Longueur de l'échantillon.
- HW : Hauteur de l'eau lue directement sur le manomètre à l'eau.



Fig.8: Perméamètre conventionnel (Document sonatrach 2014)

B/ Perméamètre conventionnel informatisé :

Il est récent, il est conçu pour mesurer la perméabilité sous une pression de confinement de 400 Psi. Sur cet appareil l'intervention humaine est réduite; par conséquent, les mesures sont plus proches à la réalité. Le logiciel utilisé pour cet appareillage est basé sur la loi de Darcy

II.2-Logging

II.2.1- Introduction :

Pour mieux connaître les réservoirs afin de les exploiter de façon optimale, des techniques particulières ont été développées avec la collaboration des spécialistes des différentes disciplines : géologues, géophysiciens, diagraphistes, et producteurs.

L'étape principale de la recherche et de la prospection est l'exécution des forages d'explorations. En effectuant les opérations de forage, on cherche à déterminer la coupe géologique, à relever les caractéristiques lithologiques, pétrographiques et pétrophysique des terrains traversés par le sondage, à détecter les substances minérales utiles dans ces terrains et à déterminer leur quantité.

Pour la prospection et l'exploration, on utilise, sur le terrain les différentes méthodes géophysiques (sismique, prospection électrique...). Ces méthodes utilisées pour l'étude de la coupe géologique des sondages et pour localiser les hydrocarbures. Ces méthodes sont désignées sous le nom de diagraphies.

La décision de poursuite ou d'abandon du forage ou de tubage et d'équipement du puits, ne se prend généralement qu'après étude approfondie des diagraphies différées enregistrées, étude réalisée soit sur le site du forage, soit au bureau à l'aide de programmes appropriés.

Le choix d'un programme de diagraphies nécessite la connaissance des conditions de mesure, les caractéristiques des formations et les problèmes à résoudre. Actuellement les diagraphies constituent à l'heure actuelle la principale documentation géologique des terrains traversés par le sondage.

II.2.2- Objectifs des diagraphies:

Les diagraphies sont enregistrées pour :

- Etablir des corrélations de puits à puits ;
- Vérifier et corriger les côtes des données relatives à la colonne lithologique établie habituellement grâce aux déblais ;
- Interpréter qualitativement les renseignements obtenus pour en déduire les paramètres de production et l'étude des réservoirs ;

- Interpréter quantitativement ces mêmes données ; des épaisseurs utiles et du contact hydrocarbure/eau, venus de gaz...)
- Résoudre les problèmes particuliers (qualité de cimentation, détection des épaisseurs utiles et du contact hydrocarbure/eau, venus de gaz...)

II.2.3- Principe des outils diagraphiques

II.2.3.1- Potentiel spontané

Cet outil mesure la différence entre le potentiel, fixe, d'une électrode de surface et le potentiel, variable, d'une électrode se déplaçant dans le trou de sonde. Le potentiel spontané se mesure en millivolts, et son symbole est PS.

Cette différence de potentiel est liée à des phénomènes :

- Electrocinétique ou d'électrofiltration qui se développent lorsqu'un électrolyte traverse un milieu poreux non métallique ;
- Electrochimiques se développant lorsque deux types de fluides de salinité différente sont en contact directe ou par l'intermédiaire de membranes semi-perméables. Les argiles jouent généralement ce type de rôle (potentiel de membrane).

Facteurs influents :

Le potentiel spontané dépend :

- De la présence d'argile soit comme roche encaissante soit à l'état disséminé dans les formations, c'est-à-dire sa répartition (laminée, structurale, dispersée).
- De la porosité, de la compacité et de la perméabilité de la roche.
- De la salinité des fluides en présence dans les formations et dans le trou de sonde.
- De la température de la formation.
- Quand le rapport R_t/R_m croît, la déflection diminue.
- R_t : résistivité de formation.
- Quand le rapport R_s/R_m croît, la déflection augmente.
- R_s : résistivité des épontes.
- Quand le rapport R_{x0}/R_m croît, la déflection croît.
- R_{x0} : résistivité de la zone envahie.

Applications

De l'étude des facteurs géologiques influençant la mesure, il découle que la courbe du PS va être utilisée pour :

- La détection de couches poreuses et perméable : au droit de ces couches il ya présence d'une déflexion de PS.
- La détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w .
- Définition de la lithologie, reconnaissance des niveaux argileux et estimation de teneur en argile d'un réservoir.
- Analyse faciologique et séquentielle, par l'étude de la forme de la couche ;
- Corrélations.
- Indication possible de la saturation en huile ou gaz des sables argileux.
- Indication possible du contact gaz-eau dans les bancs argileux.

Principe d'interprétation :

Sur les logs de diagraphies de PS, les déflexions négatives correspondent aux formations sableuses et carbonatées perméables et les déflexions positives aux formations argileuses.

II.2.3.2- Résistivités :

(Les outils électriques (ES), Laterolog, Microlog, Microlaterolog, à focalisation sphérique (SFL et MSFL), et induction)

On envoie un signal, dans la formation soit à l'aide d'électrodes, soit à l'aide de bobines d'induction et on mesure soit le potentiel d'une électrode située à quelque distance, soit la force électromotrice engendrée dans une bobine réceptrice par les courants de Foucault eux-mêmes engendrés dans la formation par le champ électromagnétique produit par la bobine émettrice. Ces paramètres sont fonction de la résistivité de la formation.

La résistivité est exprimée par le symbole R et son unité est l'ohm-mètre.

Facteurs influents :

Elle dépend des facteurs suivant :

- La composition de la roche : nature et pourcentage des éléments solides (grains, cristaux, ciment) composant la roche et de la nature des fluides présents dans les pores de la roche.
- Le pourcentage des fluides dans la roche (porosité) et dans les pores (saturation).
- La température ;
- L'influence de la colonne de boue.

Applications :

Les principales applications de la mesure de résistivité sont les suivantes :

- Mesure de la saturation en eau en hydrocarbures dans la zone vierge et la zone lavée des formations réservoirs.

- On détermine R_{x0} à l'aide des micro-dispositifs et R_t à l'aide des macro-dispositifs et en introduit éventuellement quelques corrections à l'aide d'abaques.
- Calcul de la porosité en passant par le calcul du facteur de formation : $F = R_{x0}/R_w$ et par ailleurs : $F = a/\phi^m$;
- Calcul de la résistivité de l'eau interstitielle : connaissant la porosité, on détermine R_{md} à l'aide d'un micro-dispositif et R_w à l'aide d'un macro-dispositif donnant R_t ;
- F peut être déterminé à partir d'un sonique, d'une densité ou d'une combinaison neutron-densité;
- Corrélation ; basé sur le principe de similitude, certains intervalles présentent la même figure diagraphique sur une épaisseur plus au moins grande;
- Etude de la compaction des formations argilo-sableuses essentiellement l'évolution de la résistivité avec la profondeur;

Applications lithologiques et sédimentaires :

une étude approfondie de la résistivité peut APPORTER des informations lithologiques d'une part (argilosité par exemple) et Sédimentologiques d'autre part (texture de la roche, évolution séquentielle);

II.2.3.3-Radioactivité naturelle (Gamma Ray) :

Elle est mesurée à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout du câble. Son symbole est GR et son unité est l'API (American Petroleum Institute).

La radioactivité gamma naturelle est liée à la présence dans les roches d'isotopes radioactifs, émetteurs de rayons gamma, appartenant à la famille des trois éléments radioactifs : le potassium (K^{40}), le thorium (TH^{232}), et l'uranium (U^{238} et U^{235}), ou à leurs descendants. Les principales roches radioactives sont :

- Les roches plutoniques ou volcaniques acides et acido-basiques;
- Les arkoses et graywackes, riches en feldspaths et micas;
- Certains sables riches en minéraux radioactifs (zircon, monazite, sphéne, allanite, xénotime), en phosphates ou en glauconie;
- Les argiles;
- Les sels de potassium (évaporites potassiques);
- Les phosphates;
- Certains dépôts carbonatés riches en phosphates ou matière organique;

Facteurs influençant la mesure :

Les facteurs influençant la forme de la courbe du GR sont les suivant :

- Variation statistique : le phénomène de radioactivité est aléatoire ;
- La vitesse d'enregistrement doit être ajustée sur la constante du temps.
Elle devra être plus lente que la constante de temps sera grande ;
- Influence de la boue (volume, densité, composition) ;
- Influence du tubage (épaisseur, densité) ;
- Influence du ciment (épaisseur, densité, nature) ;
- Epaisseur des bancs : l'amplitude sera plus réduite que le banc sera mince ;

Applications :

La mesure de la radioactivité naturelle sert à :

- La détermination des formations poreuses et perméables ;
- L'estimation du pourcentage d'argile des réservoirs ;
- Les corrélations entre sondages ;
- La détermination de la lithologie ;
- Les applications sédimentologiques (analyses faciologique et séquentielles).

II.2.3.4-Densité électronique (OutilFDC) :

On soumet la formation à un bombardement continu de rayons gamma d'énergie égale à 662 keV émis par une source au césium (Cs^{137}), et on mesure à une certaine distance, à l'aide d'un détecteur à scintillation. Cette mesure est proportionnelle à la densité électronique (symbole ρ_e) de la formation, laquelle est-elle même proportionnelle à la masse volumique globale.

Facteurs influençant la mesure :

Ils dépendent :

- De la masse volumique des différents minéraux et de leur pourcentage volumique ;
- Dans le cas de roches poreuses, de la volumique des différents fluides et de leur pourcentage dans la roche et dans les pores.

Mais une interprétation correcte impose de tenir compte de l'influence du rapport Z/A .

Facteurs parasites:

Il existe des facteurs parasites qui affectent la mesure et l'allure de la courbe et pour lesquelles, nous introduisons des corrections à l'aide d'abaques, ce sont :

- Constante de temps, vitesse d'enregistrement, temps mort et l'épaisseur des bancs ;
- Trou de sonde ;
- Diamètre de trou ;

- Nature du fluide de forage ;
- Présence du mud-cake ;

Présence d'un tubage ;

Application :

La mesure de densité est intéressante pour les géophysiciens. Elle aide à l'interprétation des mesures de gravité et associée à la mesure de la vitesse du son. Elle va permettre une interprétation des profils sismiques à l'aplomb des sondages.

Elle permet également de détecter les zones à gaz et à calculer la porosité dans les formations argileuses et les formations à gaz.

II.2.3.5-Indice d'hydrogène-neutron (OutilCNT) :

On bombarde en continu la formation avec des neutrons d'énergie incidente de l'ordre de 4 à 6 MeV produits par des sources spéciales (BePu) (Béryllium Plutonium). Ces neutrons sont ralentis, surtout par les collisions avec les atomes légers d'hydrogène et atteignent un état thermique

(Énergie égale à 0.025eV). Un détecteur situé à une certaine distance de l'émetteur mesure la densité de neutrons thermiques.

Cette mesure (symbole IHN ou ϕN , sans unité) dépend, du nombre d'atomes d'hydrogène par unité de volume dans la formation, ceux-ci étant soit liés à l'eau ou aux hydrocarbures (donc à la porosité et à la saturation), soit à la composition moléculaire de la roche.

Facteurs influençant la mesure :

- L'hydrogène : possédant le plus fort pouvoir de ralentissement ;
- Chlore : élément ralentisseur de par sa section de capture ;
- Matrice : les principaux éléments constituant les roches sédimentaires contribuent au ralentissement et à la capture des neutrons ;
- Argiles : contenant de l'hydrogène dans leur réseau cristallin ;
- Eau salée : Na Cl dissout dans l'eau a pour effet de prendre la place de l'hydrogène et donc de réduire l'indice d'hydrogène ;
- Hydrocarbures : les liquides ont le même indice d'hydrogène que l'eau sauf qu'ils sont très légers. Le gaz a un effet très important sur la mesure ;
- Composition de la roche ;
- Texture de la roche ;
- Température, pression ;
- Milieu de dépôt.

Facteurs parasites:

- Constante de temps, vitesse d'enregistrement, temps mort, épaisseur des bancs;
- Trou de sonde ;

- Présence du mud-cake ;
- Présence du tubage ;
- Invasion.

Applications:

La mesure de l'indice d'hydrogène-neutron est utilisée pour :

- La mesure de la porosité neutron ϕ_N (lire sur le log). Cette porosité doit être corrigée de l'effet des argiles par la relation:
 - $\Phi_{Ncorr} = \phi_N - V_{sh} \cdot \phi_{Nsh}$
- La différenciation des zones à gaz, zones à huile ou à eau;
- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies

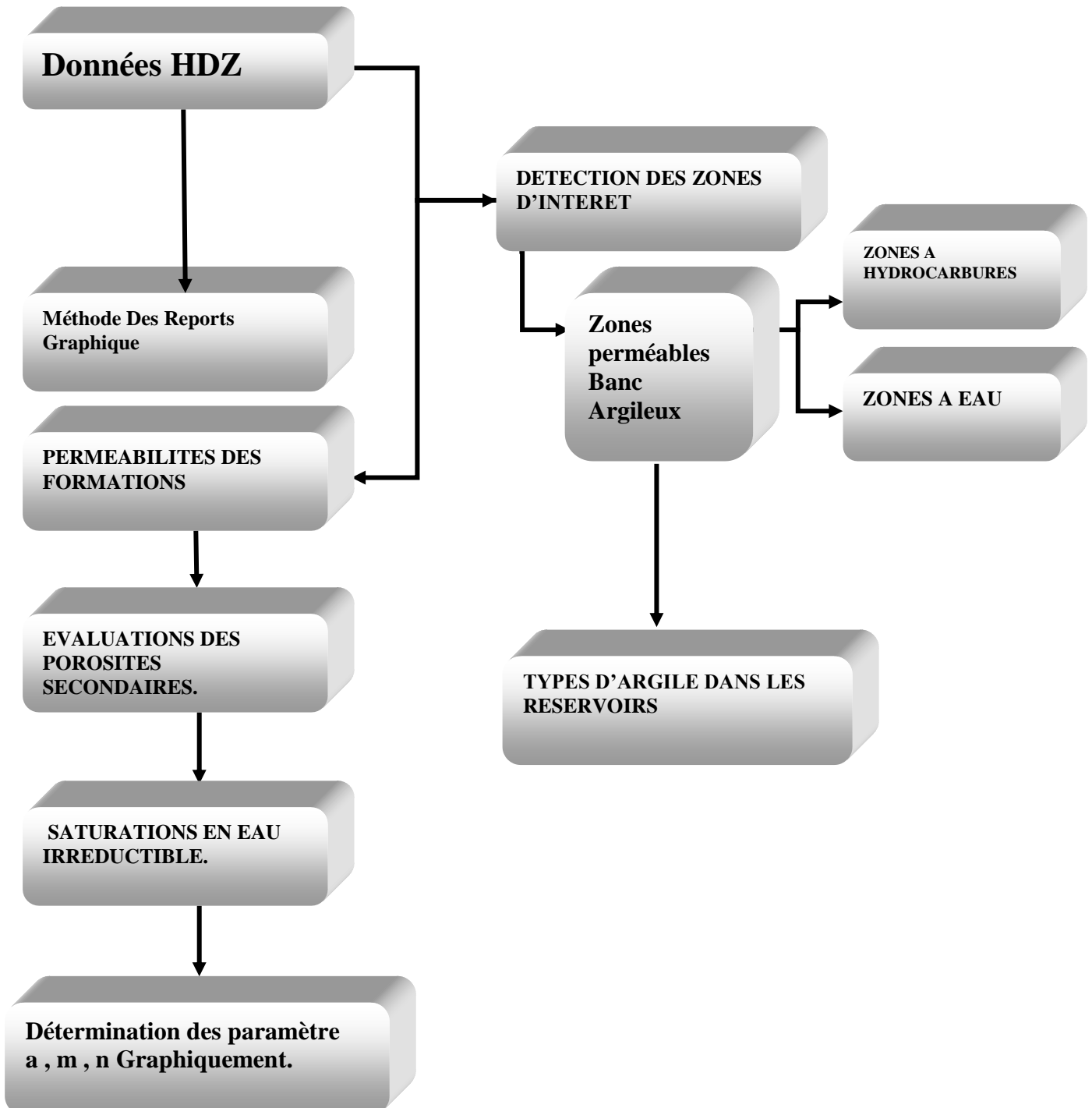
II.3- les logiciels utilisés

II.3.1-Logicielle INTERACTIVE PETROPHYSICS (IP)

II.3.2.2-INTERACTIVE PETROPHYSICS ETUDE DE CAS (INTERACTIVE PETROPHYSICS)

-Définition :

C'est un logiciel développé par Schlumberger. Il est utilisé pour l'interprétation des Logging GR, Ne, S, D. les entrées sont les logs des ces outils, les sorties sont les ELANS. Ces derniers sont des logs composites où figurent la matrice, la porosité et les fluides.



II.3.2- Pétrel

II.3.2.1-définition :

La plateforme logicielle Pétrel E & P fournit une gamme complète d'outils permettant de résoudre les problèmes structurels et stratigraphiques les plus complexes, de l'exploration régionale au développement de gisements.,

Une suite complète d'outils de caractérisation de réservoirs permet aux géo scientifiques de développer une compréhension stratigraphique et structurelle des réservoirs et de passer sans heurt de cartes 2D à des modèles 3D, en fournissant une précision tout au long du cycle de vie de l'exploration, du développement et de la production.

II.3.2.2- Modélisation structurale et stratigraphique avancée:

La plate-forme Pétrel fournit des flux de travail qui améliorent considérablement la connaissance des réservoirs.

Construire et automatiser des cadres structurels lors de l'interprétation

Représentez avec précision les structures complexes avec la technique de modélisation unique basée sur le volume

Définir rapidement les fenêtres coulantes ou étanches critiques le long des failles et intégrer les propriétés et les géométries des failles

Effectuer une simulation de la double porosité et de la double perméabilité de l'écoulement d'un fluide pour des faciès tels que des carbonates en utilisant un réseau de fractures modélisé
Améliorez la définition et le placement des puits en utilisant des données interprétées pour évaluer les incertitudes liées à la volumétrie, à la porosité, à la perméabilité, à la structure ou à toute autre propriété pertinente.

II.3.2.2-Explorez la géologie et la modélisation de pétrel :

L'analyse des données

Géologie d'exploration

Modélisation de faciès

Modélisation de la fracture

GPM Modélisation des processus géologiques

Module de cartographie

Modélisation pétrophysique

Constructeur de cadres structurels

Évaluation du jeu et des perspectives

Bien corrélation

Chapitre III

Chapitre III : Etude diagraphique du réservoir : Découpage vertical.et caractérisation

Chapitre III: Etude pétrophysique du réservoir Quartzite Hamra

III.1-Introduction :

Le présent chapitre fait état des résultats de l'étude des paramètres pétrophysiques, cette étude est réalisée sur la base de l'analyse des enregistrements diagrapmiques (GR, Densité, Résistivité et Sonic) des différents puits par logiciel (IP), afin d'évaluer les réservoirs traversés par les forages par suivre l'évolution latérale de ses paramètres pétrophysiques (porosité (ϕ), saturation en fluide (S_w) et ainsi le volume d'argile(V_{sh}).

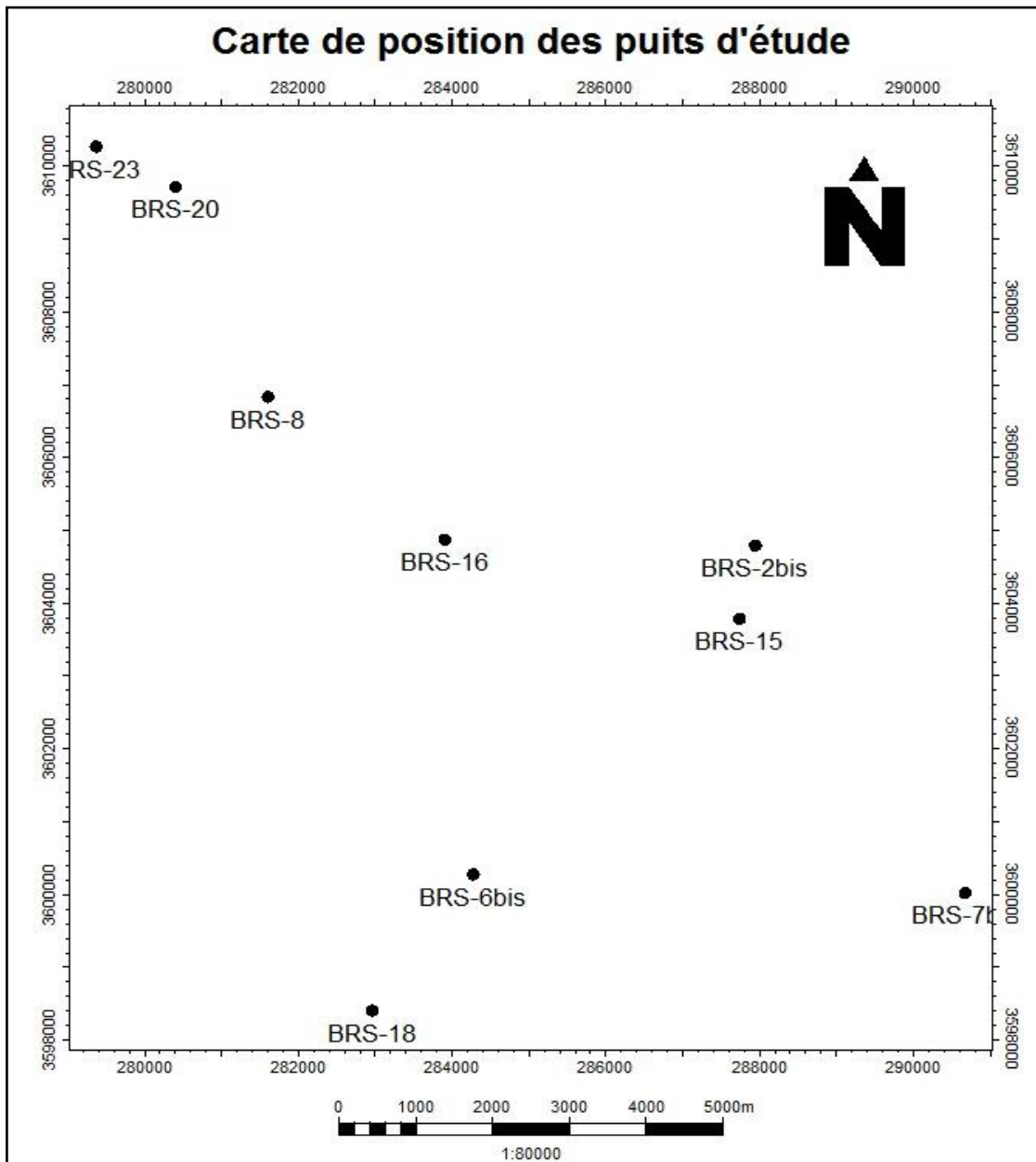


Figure.9: Carte de position des neuf puits du champ Bir Sebaa

III.2-Interprétation des mesures de diagraphie [Gamma Ray]

En principe l'interprétation des résultats Gamma-Ray pourrait fournir beaucoup de choses utiles concernant la lithologie testée, parmi lesquelles on les mentionne :

- Pourrait faire la différence entre la lithologie grès argile selon la déflexion de la courbe « si la présence de grès la courbe aura une déflexion positive, mais le cas où la présence des argiles la courbe aura une déflexion négative ».
- Les intervalles qui pourraient être adéquats pour la maturation des matières organiques « cas des réservoirs non conventionnels – gaz de schiste » parce qu'il y a une relation imbriquée entre l'élément radioactif Uranium ^{238}U et la nature d'un milieu confiné c'est-à-dire un milieu pauvre en oxygène, et l'élément Uranium parmi les éléments détectés par l'outil Gamma-Ray.
- Aussi pourrait nous donner les dépôts des formations (**grès – silt – argile**), « séquence positive ou négative selon le classement granulométrique », c'est-à-dire une séquence régressive « séquence positive le classement granulométrique sera de plus fin à plus grossier, et séquence transgressive « séquence négative ».

III.2.1- Puits BRS-2

L'interprétation diagraphique faite par logiciel montre que le réservoir Hamra Quartzite (Zone 1 & 2) cumule de l'huile, il présente de bonnes caractéristiques avec une épaisseur utile de 30m où la porosité moyenne est de 9%, la saturation en eau est de 67% et le volume d'argile est de 18%. Le tableau suivant (tab-1) présente un résumé des résultats de l'interprétation.

Au niveau de la profondeur 3995m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 94 API » qui peut indiquer qu'il y a une alternance des formations gréseuses, et la valeur importante marquée au niveau de la profondeur 3990m atteinte à 150 API qui peut indiquer que la présence d'argile est de 100%. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation argileuse et quelque intercalation des silts et des grès et ça qui peut indiquer qu'il y a eu une régression qui guide la déposition des formations avec un classement négatif « grès – silt – argile ».

Intervalle 2 « 4015 – 4045 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y a une des variations faibles mais brusques où nous pourrions remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 4015m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 15 API » qui peut indiquer qu'il y a une alternance des formations gréseuses, et la valeur importante marquée au niveau de la profondeur 4035m atteinte à 20 API qui peut indiquer que la présence de silt et grès. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation silt et grès et quelque intercalation des argiles et ça qui peut indiquer qu'il y a eu une constante.

Intervalle 1 « 4045 – 4065 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y a une des variations faibles mais brusques où nous pourrions remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 3980m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 20API » qui peut indiquer qu'il y a une alternance des formations gréseuses et silts, et la valeur importante marquée au niveau de

la profondeur 3045m atteinte à 75 API qui peut indiquer que la présence de silts et argile. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation silt et quelque intercalation des grès et des argiles et ça qui peut indiquer qu'il a été une régression qui guide la déposition des formations avec une grano-classement négative « grès – silt – argile ».

Formation	Top	Bottom	Top	Bottom	Gross	Résumé du réservoir				
	(m) MD	(m) MD	TVD SS	TVD SS	(m)	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw
Hamra Quartzite (Zone1)	4014,4	4044,7	3897,4	3924,7	27,3	25,49	0,94	0,15	0,08	0,67
Hamra Quartzite (Zone2)	4044,7	4064,7	3927,7	3947,7	20,0	9,41	0,47	0,21	0,10	0,68
Hamra Quartzite (Zone3)	4064,7	4087,0	3947,7	3970,0	22,3	0,00	0,00	----	----	----

III.2.2 Puits -BRS-6

Le puits BRS-06bis est un puits producteur qui se situe dans la partie Sud de la zone d'étude, l'interprétation des diagraphies montre que le puits cumule de l'huile dans les 3 Zones (1, 2 et 3) d'une épaisseur utile de 63 m, une porosité moyenne de 7.66%, un volume d'argile de 9.66% et une saturation en eau qui dépasse le 45% pour les Zones 2&3 et ne dépasse pas 19 pour la Zone 1.

Intervalle 1 « 3820 – 3040 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations fort mais brusque où pourrons remarquer la valeur forts au niveau de la profondeur 3825m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 66 API » qui peut indiquer qu'il y'a une alternance des formations gréseux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3820m atteinte à 135 API qui peut indiquer que la présence d'argile. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation argileuse et quelque intercalation des silts et des grès et ça qui peut indiquer qu'il a été une régression qui guide la déposition des formations avec une grano-classement négative « grès – silt – argile ».

Intervalle 2 « 3040 – 3065 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations faible mais brusque où pourrons remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 3845m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 10 API » qui peut indiquer qu'il y'a une alternance des formations silt gréseux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3855m atteinte à 7 API qui peut indiquer que la présence de silt. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation silt et quelque intercalation des grès et argiles ça qui peut indiquer qu'il a été une constant.

Intervalle 3 « 3865 – 3090 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations faible mais brusque où pourrons remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 3980m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 12API » qui peut indiquer qu'il y'a une alternance des formations gréseux et silts, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3880m atteinte à 45 API qui peut indiquer que la présence de silts et argile. En

Chapitre III : Etude diagrophique du réservoir : Découpage vertical.et caractérisation

principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation silt et quelque intercalation des grès et des argiles et ça qui peut indique qu'a été une régression qui guide a déposition les formations avec une grano-classement négative « grès – silt – argile ».

Formation	Top	Bottom	Top	Bottom	Gross	Résumé du réservoir				
	m MD	m MD	TVD SS	TVD SS	m	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw
Hamra Quartzite (Zone1)	3842,2	3867,6	3685,7	3711,2	25,4	23,06	0,91	0,03	0,08	0,19
Hamra Quartzite (Zone2)	3867,6	3890,2	3711,2	3733,7	22,5	13,55	0,60	0,16	0,08	0,46
Hamra Quartzite (Zone3)	3890,2	3905,0	3733,7	3748,5	14,8	6,70	0,45	0,10	0,07	0,53

BRS-2

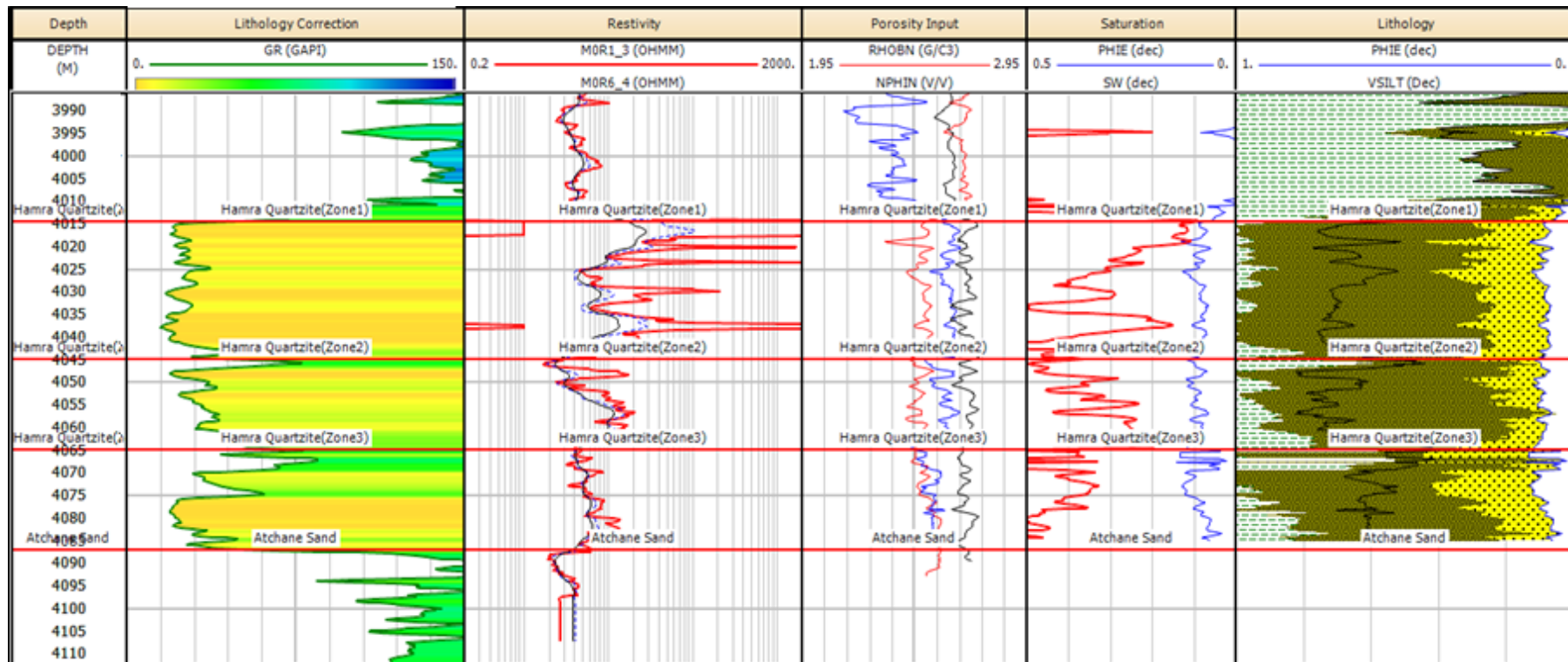


Figure 10 : L'interprétation par IP du puits BRS-2–Ordovicien Quartzite Hamra

Brs 6

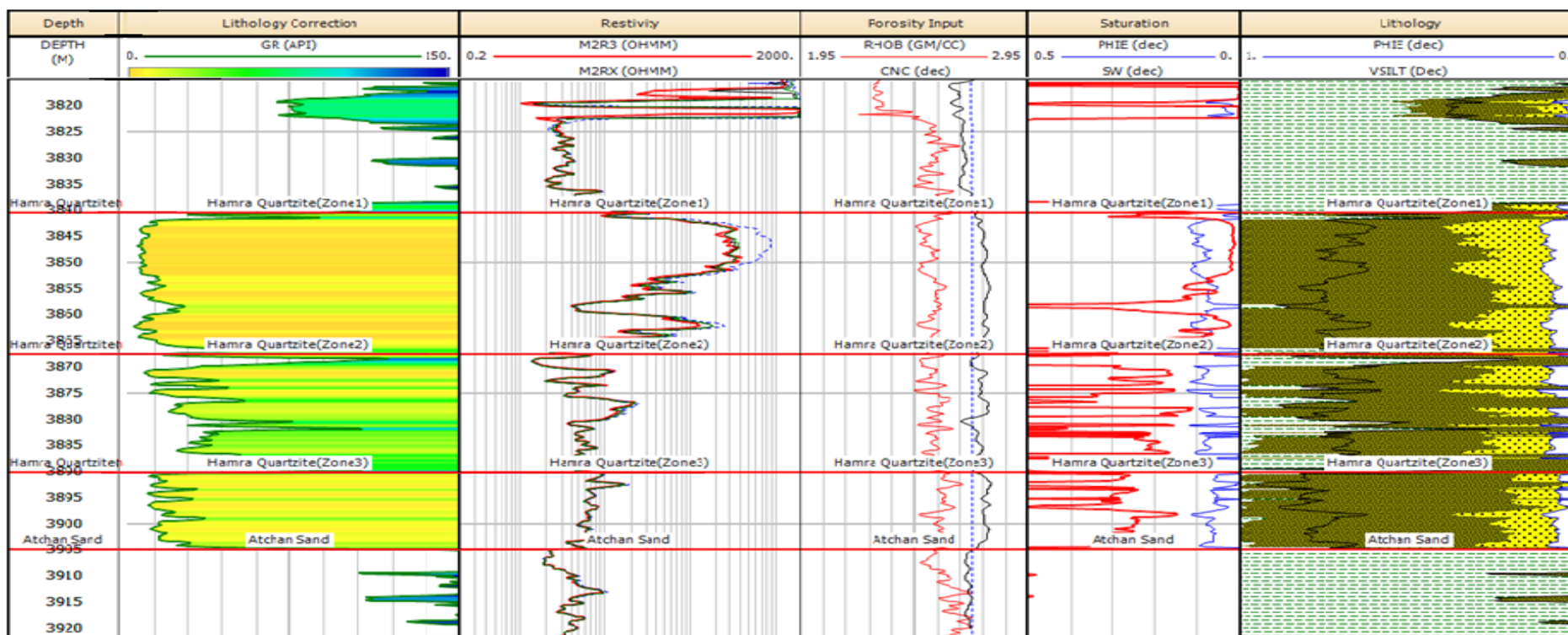


Figure 11: L'interprétation par IP du puits BRS-6 - Ordovician Hamra

III.2.3-Puits du BRS-7

Le puits BRS-07 est un puits abandonné, il est situé dans la partie Sud-Est de la zone d'étude d'après les résultats on peut dire que ce puits contient une quantité d'eau d'après les interprétations des diagraphies, avec une porosité moyenne de 09%, une épaisseur utile de grès de 58m, le volume d'argile est faible dans ce puits avec une moyenne qui ne dépasse pas le 4 %. On trouve que ce puits est un puits humide car sa saturation en eau dépasse 90%.

Intervalle 1 « 3865 – 3070 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations fort mais brusque où pourrons remarquer la valeur forts au niveau de la profondeur 3865m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 135 API » qui peut inique qu'il y'a une alternance des formations argileux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3867m atteinte à 60 API qui peut indique que la présence d'argile. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation argileuse et quelque intercalation des silts et des grès et ça qui peut indique qu'a été une régression qui guide a déposition les formations avec une grano-classement négative « grès – silt – argile ».

Intervalle 2 « 3870 – 3895 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations faible mais brusque où pourrons remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 3870m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 11 API » qui peut inique qu'il y'a une alternance des formations gréseux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3890m atteinte à 15 API qui peut indique que la présence de silt. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation grés et silts quelque intercalation des argiles ça qui peut indique qu'a été une constant.

Intervalle 1 « 3895 – 3905 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations faible mais brusque où pourrons remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 3905m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 17API » qui peut inique qu'il y'a une alternance des formations gréseux et silts, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3905m atteinte à 19 API qui peut indique que la présence des argiles. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation grés et quelque intercalation des silts et des argiles et ça qui peut indique qu'a été une régression qui guide a déposition les formations avec une grano-classement négative « grès – silt – argile ».

Formation	Top	Bottom	Top	Bottom	Gross	Résumé du réservoir				
	m MD	m MD	TVD SS	TVD SS	m	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw
Hamra Quartzite (Zone1)	3870,3	3895,5	3743,9	3769,0	25,1	8,90	0,35	0,01	0,10	0,77
Hamra Quartzite (Zone2)	3895,5	3908,1	3769,0	3781,7	12,7	3,40	0,27	0,04	0,08	0,91
Hamra Quartzite (Zone3)	3908,1	3928,5	3781,7	3802,0	20,3	4,80	0,24	0,09	0,09	1,00

III.2.4-Puits BRS-8

D'après les données de GBRS le puits BRS-8 est un puits producteur qui se situe dans la partie Ouest de la zone d'étude, avec une porosité moyenne de 8.3%, une saturation en eau de 60%et un volume d'argile de 11.3%.

Intervalle 1 « 3865 – 3070 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations fort mais brusque où pourrons remarquer la valeur forts au niveau de la profondeur 3865m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 150 API » qui peut inique qu'il y'a une alternance des formations argileux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3867m atteinte à 60 API qui peut indiquer que la présence d'argile. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation argileuse et quelque intercalation des silts et des grès et ça qui peut indiquer qu'a été une régression qui guide a déposition les formations avec une grano-classement négative « grès – silt – argile ».

Intervalle 2 « 3870 – 3895 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations faible mais brusque où pourrons remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 3870m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 11 API » qui peut inique qu'il y'a une alternance des formations gréseux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3890m atteinte à 15 API qui peut indiquer que la présence de silt. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation grés et silts quelque intercalation des argiles ça qui peut indiquer qu'a été une constant.

Intervalle 1 « 3895 – 3905 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations faible mais brusque où pourrons remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 3905m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 17API » qui peut inique qu'il y'a une alternance des formations gréseux et silts, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3905m atteinte à 19 API qui peut indiquer que la présence des argiles. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation grés et quelque intercalation des silts et des argiles et ça qui peut indiquer qu'a été une régression qui guide a déposition les formations avec une grano-classement négative « grès – silt – argile ».

Formation	Top	Bottom	Top	Bottom	Gross	Résumé du réservoir				
	mMD	mMD	TVDSS	TVDSS	m	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw
Hamra Quartzite (Zone1)	3828,0	3855,6	3698,3	3725,9	27,6	22,30	0,81	0,04	0,08	0,13
Hamra Quartzite (Zone2)	3855,6	3873,8	3725,9	3744,0	18,1	15,38	0,85	0,14	0,08	0,68
Hamra Quartzite (Zone3)	3873,8	3885,8	3744,0	3756,0	12,0	6,54	0,54	0,16	0,09	0,99

BRS 7

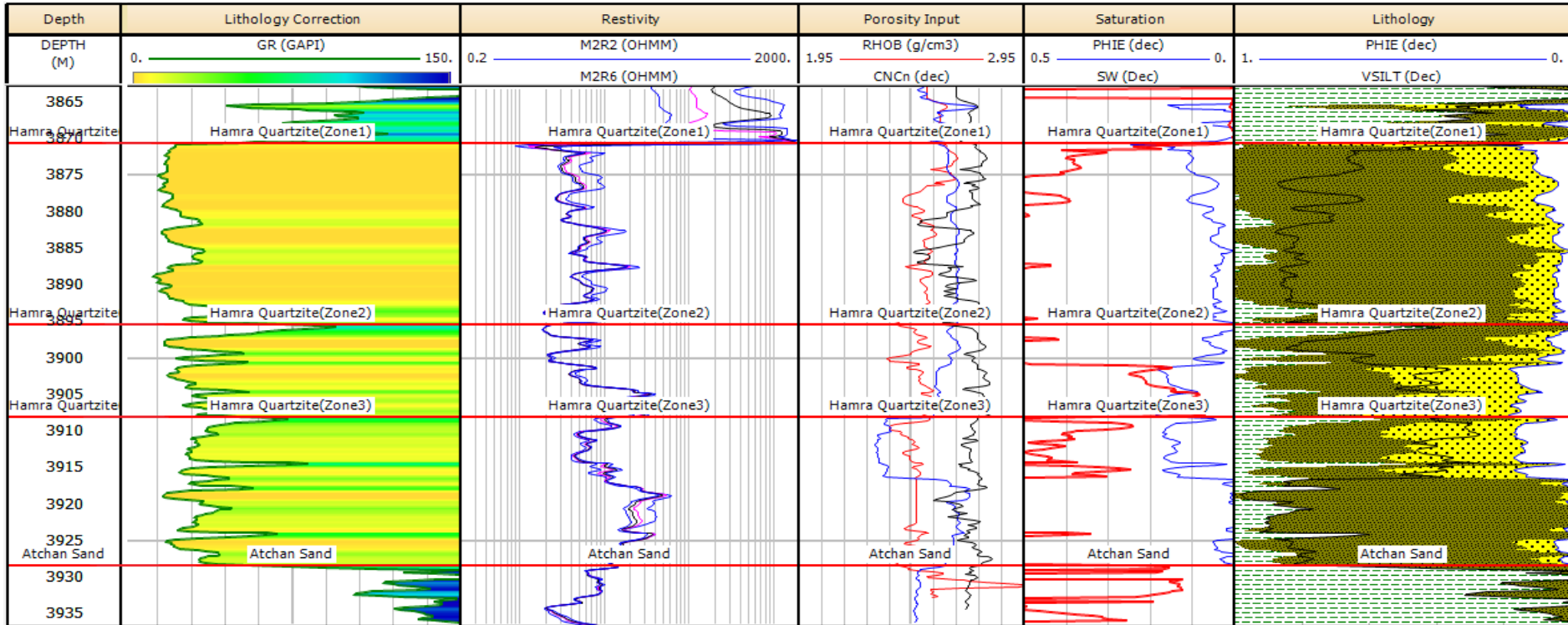


Figure 12: L'interprétation par IP du puits BRS-7 Ordovician Hamra

Chapitre III : Etude diagrapgique du réservoir : Découpage vertical et caractérisation

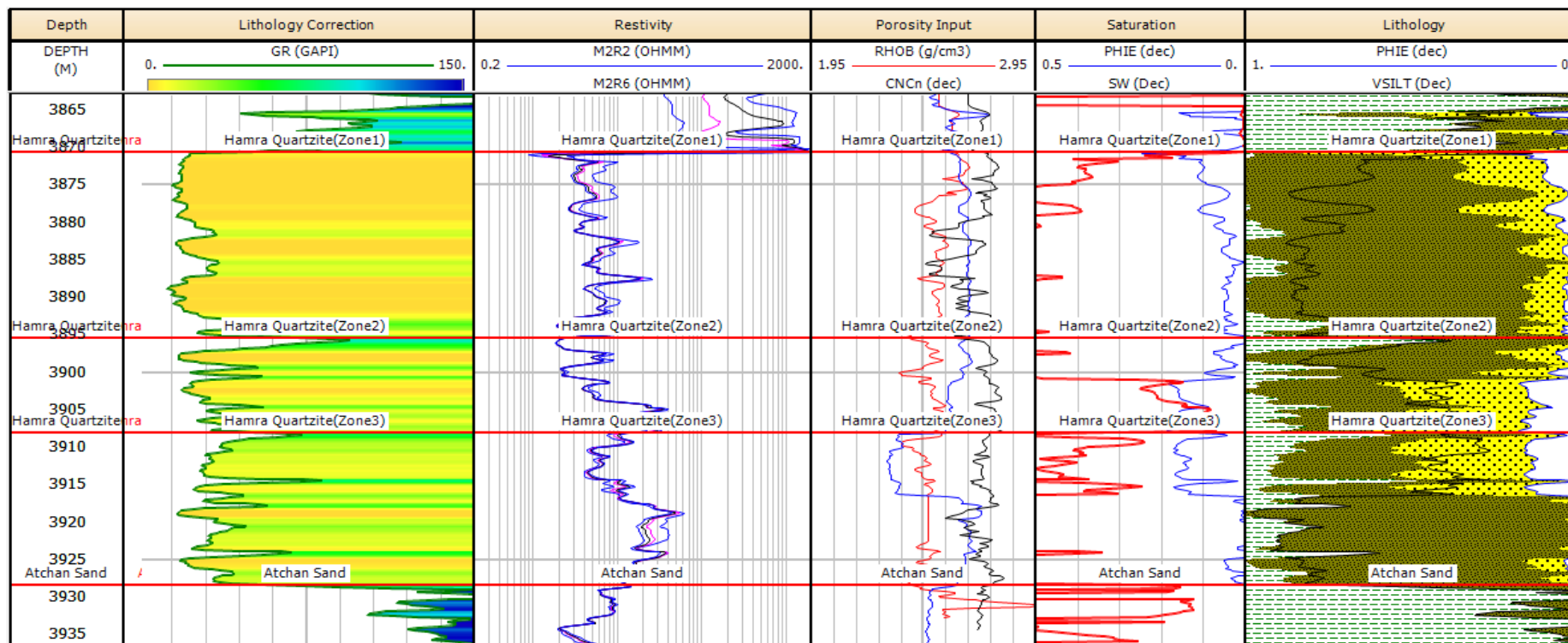


Figure 13 : L'interprétation par IP du puits BRS-8 – Ordovician Hamra

III.2.5-Puits BRS-16

Les résultats des interprétations diagrapghiques faite par logiciel montrent que le puits BRS-16 présente des bons paramètres pétrophysiques avec une épaisseur utile en huile est de 134m où la porosité moyenne est de 08%, une saturation moyenne en eau de 43.6% et un volume d’argile le 11%.

Intervalle 1 « 3000 – 3050 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu’il y’a une des variations fort mais brusque où pourrons remarquer la valeur forts au niveau de la profondeur m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 150 API » qui peut inique qu’il y’a une alternance des formations argileux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3050m atteinte à 150 API qui peut indique que la présence d’argile. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation argileuse et quelque intercalation des silts et des grès et ça qui peut indique qu’a été une régression qui guide a déposition les formations avec une grano-classement négative « grès – silt – argile ».

Intervalle 2 « 3050 – 4000 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu’il y’a une des variations faible mais brusque où pourrons remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 3060m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 13 API » qui peut inique qu’il y’a une alternance des formations gréseux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3995m atteinte à 7 API qui peut indique que la présence de silt. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation grès et silts quelque intercalation des argiles ça qui peut indique qu’a été une constant.

Intervalle 1 « 4000 – 4050 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu’il y’a une des variations faible mais brusque où pourrons remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 4000 avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 32API » qui peut inique qu’il y’a une alternance des formations gréseux et silts, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 4018m et 4030 atteinte à 10 API qui peut indique que la présence des grés. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation grés et quelque intercalation des silts et des argiles et ça qui peut indique qu’a été une régression qui guide a déposition les formations avec une grano-classement négative « grès – silt – argile »

Formation	Top	Bottom	Top	Bottom	Gross	Résumé du réservoir				
	mMD	mMD	TVDSS	TVD SS	m	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw
Hamra Quartzite (Zone1)	3954,0	4011,8	3635,4	3662,6	27,2	24,75	0,91	0,05	0,09	0,12
Hamra Quartzite (Zone2)	4011,8	4048,5	3662,6	3680,3	17,7	10,62	0,60	0,13	0,08	0,35
Hamra Quartzite (Zone3)	4048,5	4088,0	3680,3	3699,3	18,9	2,88	0,15	0,15	0,07	0,84

III.2.6-Puits BRS-20

Le puits BRS-20 est un puits producteur qui se situe dans la partie Nord-Ouest de la zone d'étude, l'interprétation des diagraphies montre que le réservoir de Hamra Quartzite est imprégné d'huile, il présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques avec une épaisseur utile d'huile de 82 m où la porosité moyenne est de 8.6%, la saturation en eau est de 50% et le volume d'argile est de 14%.

Intervalle 1 « 3855– 3560 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations fort mais brusque où pourrons remarquer la valeur forts au niveau de la profondeur m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 60 API » qui peut inique qu'il y'a une alternance des formations argileux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3855m atteinte à 150 API qui peut indique que la présence d'argile. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation argileuse et quelque intercalation des silts et des grès et ça qui peut indique qu'a été une régression qui guide a déposition les formations avec une grano-classement négative « grès – silt – argile ».

Intervalle 2 « 3860 – 3895 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations faible mais brusque où pourrons remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 3860m avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 14 API » qui peut inique qu'il y'a une alternance des formations gréseux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3880m atteinte à 10 API qui peut indique que la présence de grés. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation grés et quelque intercalation des silts ça qui peut indique qu'a été une constant.

Intervalle 1 « 4995 – 4015 m » : au niveau de ce intervalle on peut remarquer qu'il y'a une des variations faible mais brusque où pourrons remarquer la valeur faible au niveau de la profondeur 3900 avec une valeur de Gamma-Ray atteinte à « 105API » qui peut inique qu'il y'a une alternance des formations gréseux, et la valeur importante marque au niveau de la profondeur 3903m atteinte à 11 API qui peut indique que la présence des grés. En principe cet intervalle représente beaucoup plus la formation grés et quelque intercalation des silts et ça qui peut indique qu'a été une régression qui guide a déposition les formations avec une grano-classement négative « grès – silt ».

Formation	Top	Bottom	Top	Bottom	Gross		Résumé du réservoir			
	mMD	mMD	TVDSS	TVDSS	M	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw
Hamra Quartzite (Zone1)	3859,1	3895,0	3682,2	3708,3	26,1	23,4	0,90	0,04	0,10	0,15
Hamra Quartzite (Zone2)	3895,0	3916,7	3708,3	3723,6	15,3	11,7	0,76	0,18	0,10	0,52
Hamra Quartzite (Zone3)	3916,7	3941,5	3723,6	3741,4	17,8	0,0	0,00	0,21	0,06	0,85

Chapitre III : Etude diagraphique du réservoir : Découpage vertical et caractérisation

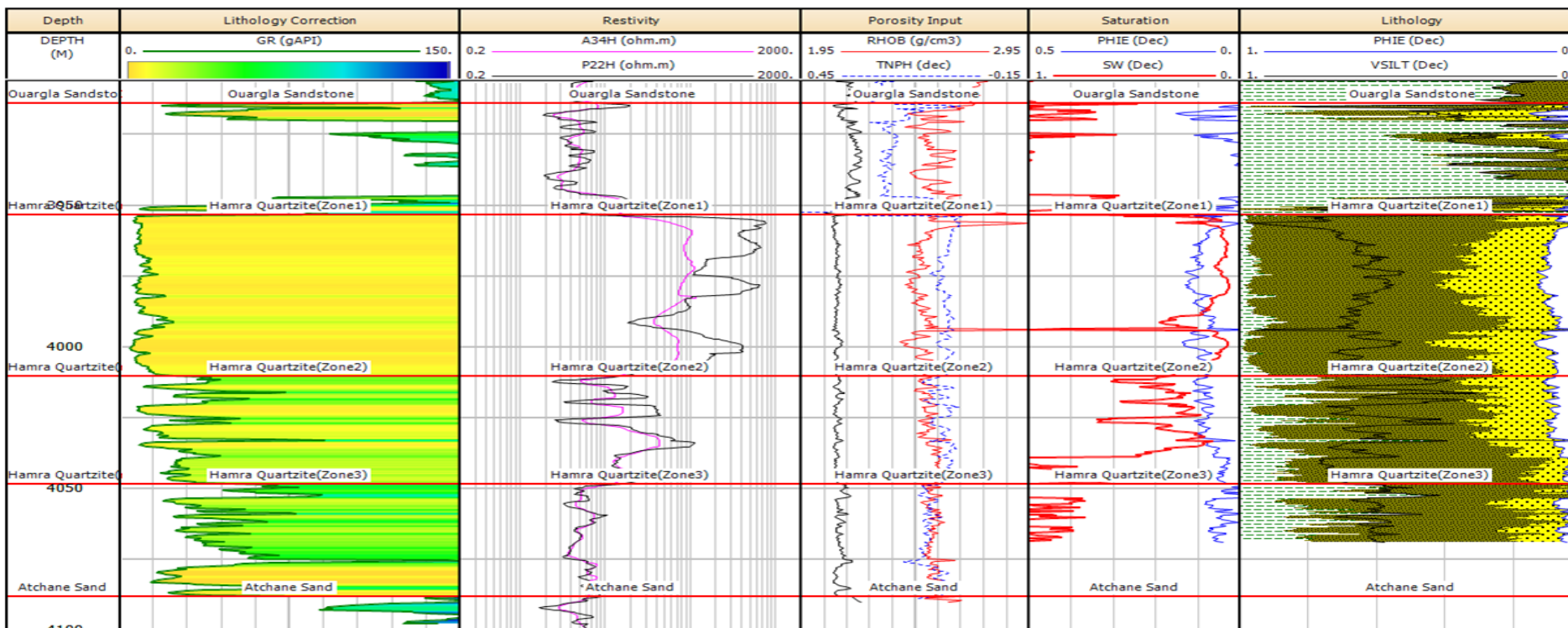


Figure 14 : L'interprétation par IP du puits BRS-16 –Ordovician Hamra

Chapitre III : Etude diagrammique du réservoir : Découpage vertical et caractérisation

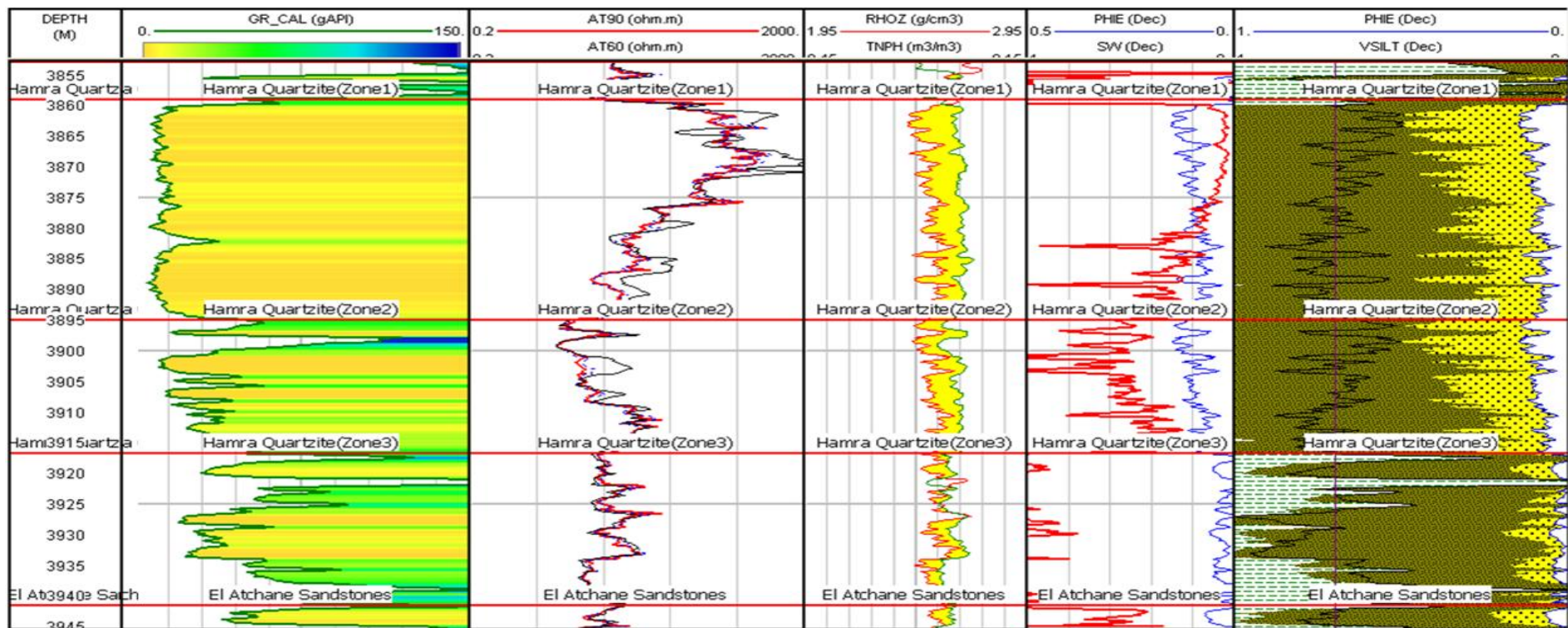


Figure 15 : L'interprétation par IP du puits BRS-20 Ordovician Hamra

III.3- Etude de la variation spatiale des zones des réservoirs QH

III.3.2-Evolution latérale des épissures de réservoir

Zone 1et 2:En va remarqués une augmentation des épaisseurs dans le centre BRS 16 accumulation des sédiments et en contre en va diminution des épaisseurs vers le Nord-Ouest et SUD-Est dans la zone 1 et 2

Dans les deux carte on observe que les courbes sont moyennement Rapprochés c'est-à- dire on a un changement brusque de ces valeurs

Cette carte montre aussi qu'il y a une variation dans les valeurs d'épaisseur, des valeurs d'épaisseur se concentrent vers le centre de la structure, cette carte montre deux parties de distribution des valeurs de l'épaisseur.

Le première parti au Nord; Est et Sud autour de puits BRS-20 et BRS-08, où l'épaisseur de gisement est minimal (20m). La deuxième partie au centre, au niveau de puits

BRS-16, où l'épaisseur de gisement est maximale (40m).

Zone 3:Dans la zone 3 en va remarquer une épaisseur qui augmente dans le EST BRS 20 et BRS 2 et en a une diminution des épaisseurs vers le Ouest pour l'érosion BRS 8 et BRS 6

Dans cette carte on observe que les courbes sont éloignés c'est-à-dire on a un changement irrégulier des valeurs qui montre l'hétérogénéité de ce terrain.

Le première parti au nord, Est et Sud autour de puits; BRS-20;BRS 02;BRS-16 et BRS-08, où l'épaisseur de gisement est maximale (20 à 24m).

Aussi au niveau de puits BRS-6bis la valeur de l'épaisseur utile est moyen (16m)

Au niveau de puits BRS-8 la valeur de l'épaisseur utile est mauvaise (14m)

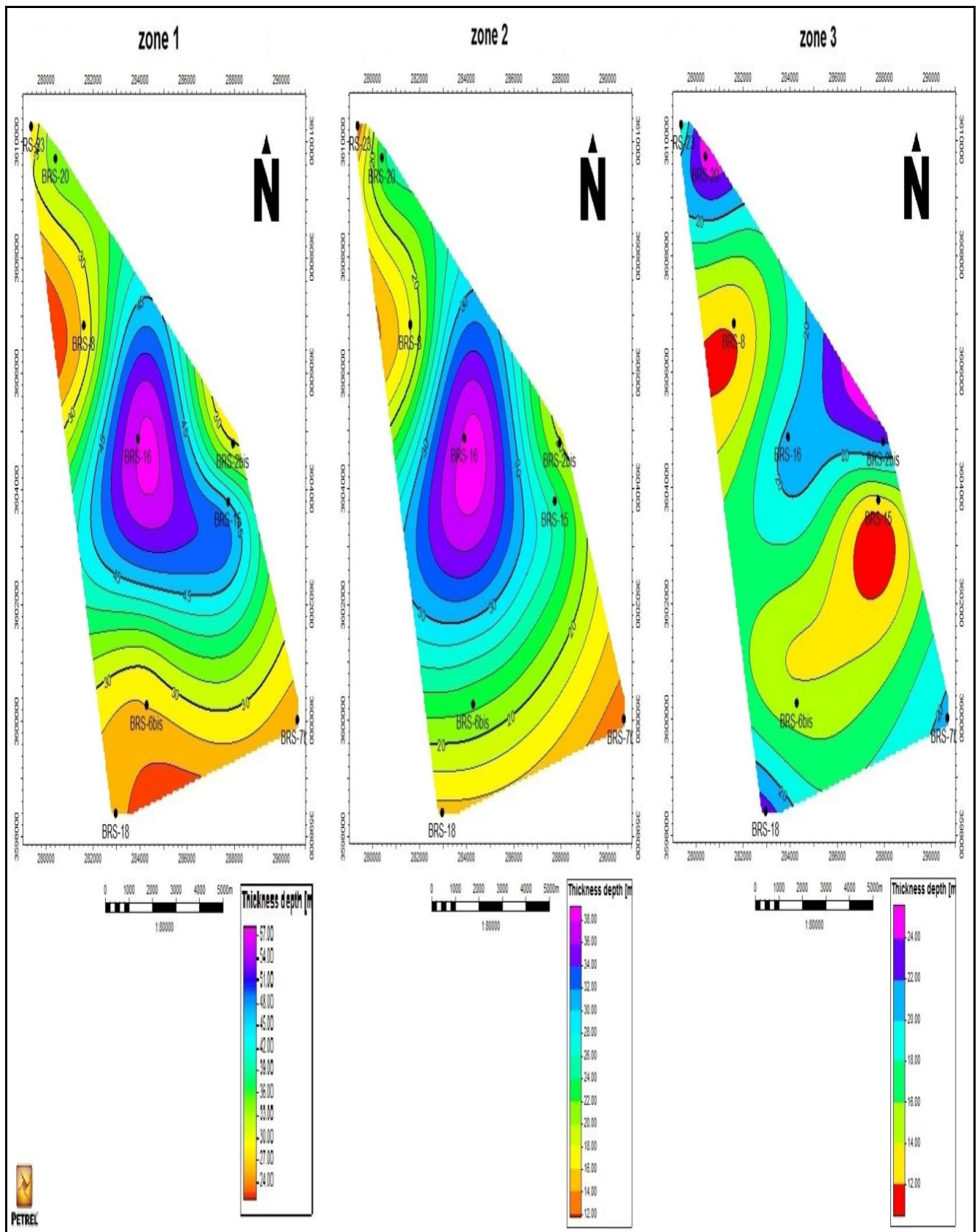


Figure 16 : Cartes en iso-épaisseur du QH (Zone 1-2-3).

. III.3.2.1-L'interprétation de carte iso-porosité du réservoir de la Quartzite Hamra de Bir Sebaa :

Zone1 : La porosité de cette unité augmentée dans le centre de la structure, Où elle est la valeur maximale au niveau du puits BRS-16 et BRS-2 (8.7%), cette valeur est diminuée vers la partie Sud et Nord de la structure, où elle atteint sa valeur minimale au niveau de puits BRS-8 et BRS-7 (5.7%). il y a des valeurs moyennes au niveau des autres puits.

Zone 2 : La porosité de cette unité augmentée en allant de la partie Nord-Est et Sud-Est de la structure, Où elle est la valeur maximale au niveau du puits BRS-2 et BRS-7 (10%), cette valeur est diminuée vers le centre et l'Ouest de la structure, où elle atteint sa valeur minimale au niveau de puits BRS-6 (4.2%).

Zone 3 : La porosité de cette unité augmentée en allant de la partie Est de la structure, Où elle est la valeur maximale au niveau du puits BRS-2 (8.5%), cette valeur est diminuée vers la partie nord de la structure, où elle atteint sa valeur minimale au niveau de puits BRS-20 (2.5%). À l'ouest il y a la valeur moyenne au niveau de puits OKN 25 (11.5%), par contre au niveau des autres puits la porosité est moyenne.

- Cette variation dans les valeurs de porosité s'explique soit à un réseau de fissures causées par la faille, soit par un changement de faciès.

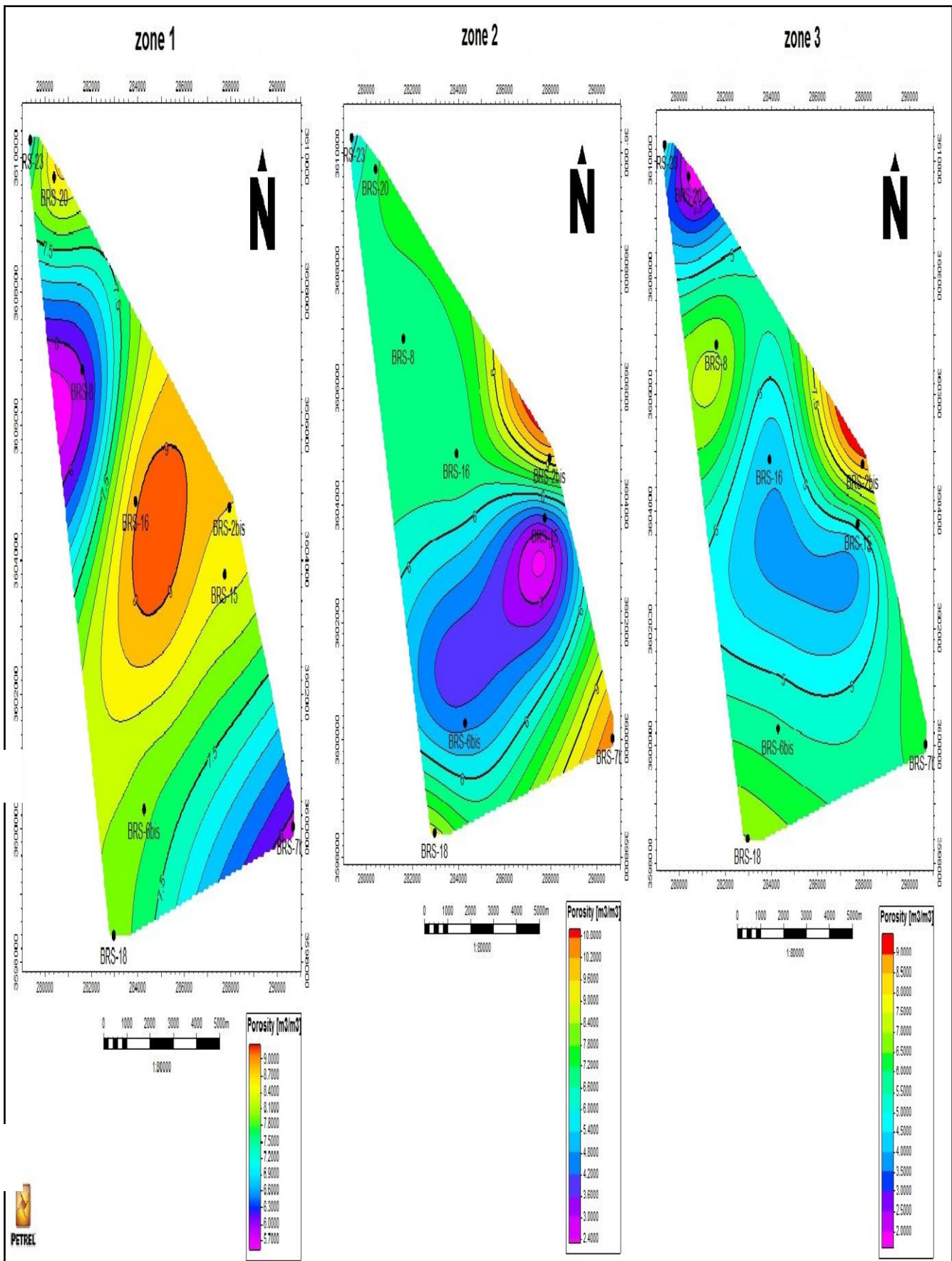


Figure 17 : Cartes en iso-porosité du QH (Zone 1-2-3).

III.3.3.1-L'interprétation de carte iso-perméabilité du réservoir de la Quartzite Hamra de Bir Sebaa :

Zone 1 : La Perméabilité de cette unité augmentée en allant de la partie Sud-Est de la structure, Où elle est la valeur maximale au niveau du puits BRS-7 (100mD), cette valeur est diminuée vers l'Ouest de la structure, où elle atteint sa valeur minimale à l'ouest au niveau de puits BRS-6 et BRS-8 (3.2mD).

Au Est et nord il y a les valeurs moyennes au niveau de puits BRS-16 ; BRS-2 ; BRS-20 (40mD).

Zone 2 et 3 : D'après ces cartes, la perméabilité augmente toujours dans la partie Sud-Est au niveau du puits BRS-7 (100mD)

Le nord et centre : au niveau des puits BRS-20;BRS-16 ; et BRS-8, où la valeur de perméabilité est (20 mD)

Au sud : au niveau des puits : BRS-6 et BRS-18, la perméabilité est égale (15mD)

À l'est : au niveau des puits et BRS-2 la valeur de perméabilité est de (30mD)

-Cette variation est due soit à la tectonique, essentiellement par les failles qui influent positivement, car en s'approchant des failles la perméabilité augmente à cause des nouvelles fissures créées par la tectonique.

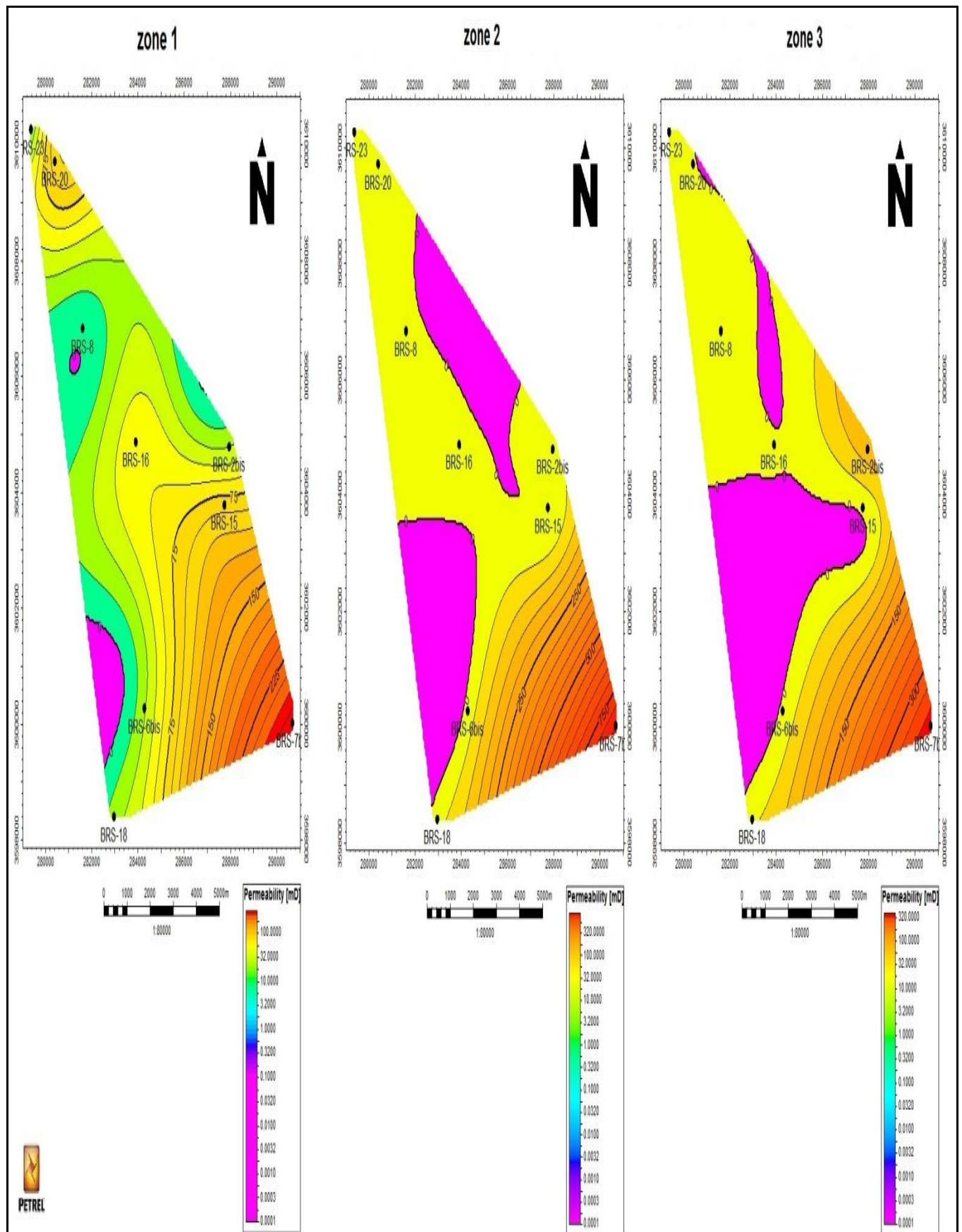


Figure 18 : Cartes en iso-perméabilité du QH (Zone 1-2-3).

III.3.4-Corrélation enter la Porosité et perméabilité Cross-Plot

III.3.4.1-L'interprétation de Corrélacion entre la Porosité et perméabilité Cross-Plot :

Dans cette corrélation, nous contenterons de traiter un seul exemple pour montrer la relation entre porosité-perméabilité travers un Cross-plot (K vs Phi). Dans cette optique, nous avons choisi les puits BRS-2b ; BRS-7b ; BRS-8 et BRS-23.

Notons que le but de ce cross-plot est de déterminer les porosités cut-off en utilisons la Perméabilité cut-off.

- Dans les réservoirs d'huile, la perméabilité est de 1,0 mD et de 0,1 mD dans les réservoirs de gaz, ainsi, dans Bir Seba, 1,0 mD a été utilisé pour le cut-off de l'huile.
- La porosité cut-off est déterminée à partir des profils de Porosité-perméabilité établis à partir des données de carotte du puits.

La Cross-Plot de porosité-perméabilité donne la valeur 6.1% comme porosité cut-off

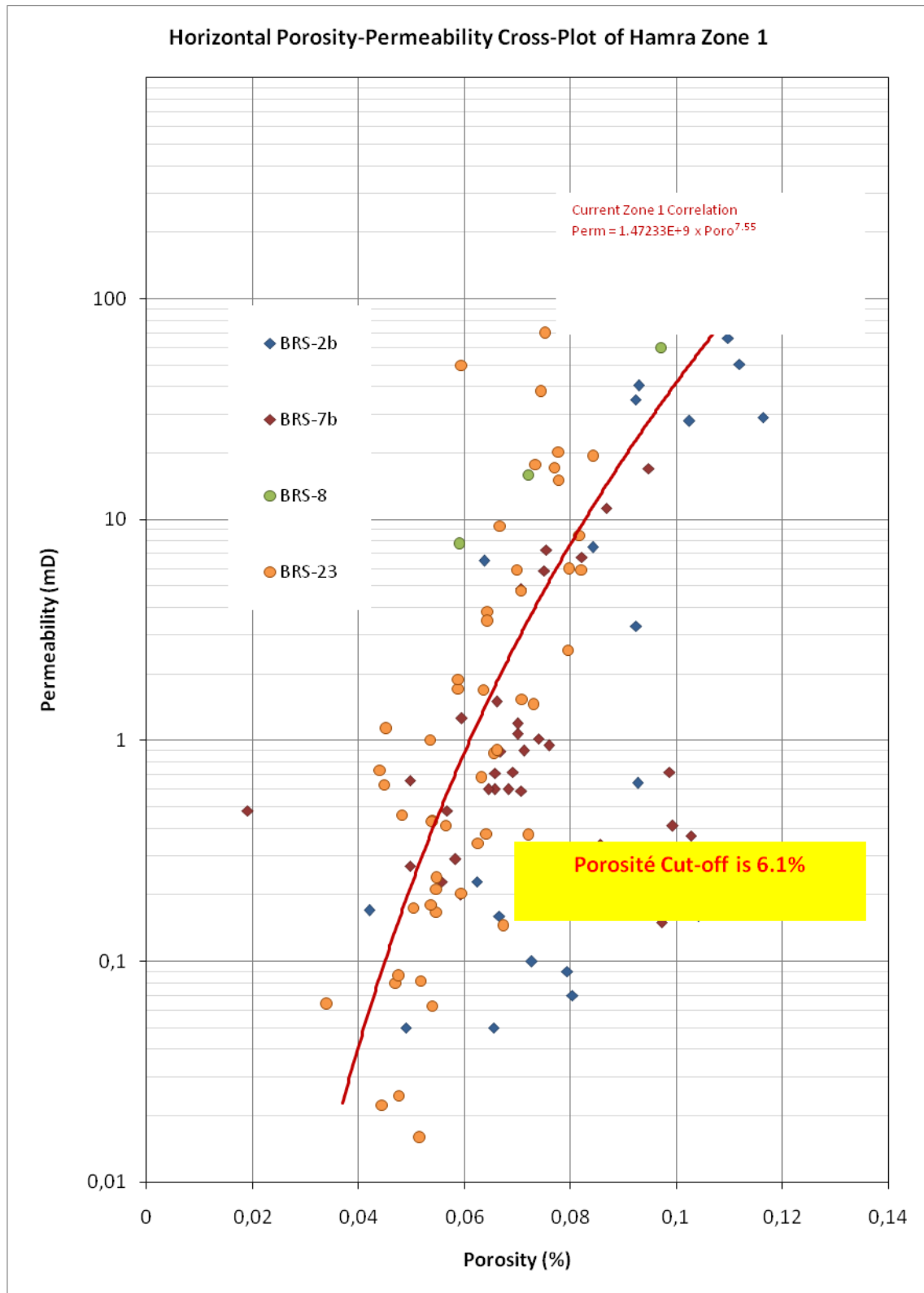


Figure 19 : Porosité-Perméabilité cross-plot

CONCLUSION GENERALE

La découverte faite dans la région de Bir Sbaa dans les années 2010 a conduit Sonatrach à lancer des études d'évaluation du réservoir Quartzites de Hamra. Après une les études d'appréciation concluantes, le développement du champ a débuté en 2015. C'est dans le cadre de l'actualisation du plan de développement que rentre la présente étude. Il s'agit d'une caractérisation pétrophysique basée sur les données de loggings. Les résultats obtenus sont d'abord le découpage vertical du réservoir en trois zones distinctes, ceci sur la base du GR et des résistivités. Ces zones sont : zone 1, zone 2 et zone 3. La zone 1 est peu épaisse 14 moyenne épaisseur argileuse et correspond à une électroséquence transgressive, la zone 2 est plus épaisse 35 moyenne épaisseur et correspond à une électroséquence de type cylindrique qui traduit une stabilité du milieu de dépôt, alors que la zone 3 est une électroséquence régressive 20 moyenne épaisseur Ce découpage vertical se retrouve de point de vue pétrographique. En effet, la porosité de la zone 1 est de 6%, celles des zones 2 et 3 est de 8%. La perméabilité de la zone 1 varie de 3.2 à 100mD, alors que celle des zones 2 et 3 est meilleur et varie de 20 à 100mD. Les paramètres pétrographiques volume d'argile, % de silt et % de grès des logs interprétés montrent la même évolution. Effectivement, la zone 1 montre 80% d'argile et 20 % de silt et des traces de grès ; les zones 2 et 3 présentent 10% d'argile, 65% de silt et 25% de grès. En conclusion, les faibles valeurs de la porosité et de la perméabilité sont dues au pourcentage des silts et argiles que contient le réservoir. Spatialement, les propriétés réservoirs suivent la variation verticale.

Bibliographie

- 1-Rabeh Ouznadji, 2009, Procédure roches réservoirs, Sonatrach CRD.
- 2-(Loi de Darcy pour un liquide en écoulement linéaire et en régime permanent). (R. Cossé 1988)
- 3-(Document sonatrach 2014)
- 4-(Document IAP 2017)
- 5-Fugro Robertson: “ORDOVICIAN AND TRIASSIC RESERVOIR REVIEW, BLOCKS 6-433aAND416b, OUED MYA BASIN, ALGERIA “july 2007
- 7-S.ZEROUG; N.BOUNOUA; R.LOUNISSI: WEC“WELL EVALUATION CONFERENCE ALGERIA 2007”

Liste des abréviations

BRS : Bir Sebaa

GBRS : Groupement Bir Sebaa

HC : hydrocarbure

TAGI : Trias Argileux Gréseux Inférieur

HQ : Hamra Quartzite

SI : Série Inférieur

T1; T2 : Trias 1 et 2

MD : Profondeur mesurée « measured depth »

TVD : Profondeur verticale vraie « true vertical depth »