

République Algérienne Démocratique Et Populaire

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougara – Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers



Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du Diplôme

MASTER

Présenté par

Ferahtia Ihab

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Géologie Pétrolière

**Evaluation pétrophysique et étude
sédimentologique de réservoir F6 champ
Toual bassin de Berkine**

Devant le jury composé :

M. ZELLOUF	Khemissi	MCB	UMBB	Président
M. CHAOUCHI	Rabah	Prof	UMBB	Examineur
M. SAADAoui	Moussa	Prof	UMBB	Examineur
Mme. BENAYAD	Soumaya	MCA	UMBB	Encadrant

Année universitaire : 2022/2023

Remerciements

Je remercie le bon Dieu tout puissant de m'avoir guidé à trouver en moi la force et la volonté d'accomplir ce travail.

Au terme de cette mémoire, il m'est très précieux d'adresser les remerciements aux personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet.

Ma plus profonde gratitude va à Madame **S. Benayad** qui a accepté la prise en charge de mon encadrement. Je tiens à la remercier vivement pour sa présence, sa compréhension, son aide et ces précieux conseils.

Je tiens également à remercier tous les enseignants qui m'ont accompagné durant les études en particulier :

Monsieur **R. Chaouchi**, **K. Zellouf** et **M. Saadaoui** et Madame **Kecir.A** de bien croire en mes capacités et de leur confiance en moi.

Je remercie chaleureusement Monsieur **S. Bensaada** pour l'encadrement et le suivi durant le stage de mise en situation professionnelle effectué au Service Géologie/Région Hassi Messaoud cartothèque centrale et également l'ensemble des ingénieurs de Sontrach pour leur aide, particulièrement chef département de réservoir Madame **Ch. Benamara**.

Dédicace

Je dédie ce travail :

À ma chère mère, la femme forte, affectueux et patiente qui a fait l'impossible pour ma réussite, et pour ses prières et sa bénédiction qui m'ont beaucoup aidé dans l'accomplissement de mes études, Je suis vraiment reconnaissant pour tous ces sacrifices, merci beaucoup ma mère,

A mon cher père, mon exemple éternel, qui a beaucoup souffert dans sa vie et a beaucoup enduré pour moi, et pour mon succès et mon bonheur,

A mes chers frères Mohammed Tahir et Mohammed islam et Abdraouf surtout à ma chère sœur Loudjaine, merci beaucoup pour vos aides,

À tous mes camarades de boumerdes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

ihab

الملخص

منطقة قاسي الطويل، الواقعة غرب بركين على بعد حوالي 150 كم جنوب شرق حاسي مسعود، هي منطقة واسعة تحوي عدة حقول منتجة في الترياسي الطيني الحجري- الرملي العلوي، الكامبرو-اوردوفيسي والسيلوري الطيني-الرملي F6 . الـ F6 عبارة عن سلسلة سميقة تبلغ مئات الأمتار، متشكلة من تناوب بين وحدات طينية تلعب دور الغطاء، ووحدات حجرية-رملية، متوسط سمكها يتراوح بين 5 و 10 أمتار، تشكل خزانات جيدة.

اعتماد علم تسلسل طبقات الأرض في دراسة الطبقات الرسوبية للمستودع F6 سمح لنا بتقسيم هذا الأخير إلى خمس سلسلات رسوبية من مستوى ثالث، تظهر سحنات تتراوح بين (Offshore) البحري المفتوح و السهل الساحلي مرورا بـ (Shoreface) الشاطئ و ذلك تحت التأثير المتناوب للأمواج و العواصف.

الحجر-الرملي السيلوري بعد ترسبه مباشرة، خضع لعدة مراحل تصليبية هامة: سيليسية، طينية، كربونائية، متبوعة بتحلل سبب نفوذ ثانوية كبيرة. الوحدات A1، A2، M2، المعروفة لدى المختصين في مجال البترول بكونها مستودعات منتجة جيدة متواجدة على مستوى السيلوري الطيني الحجري-الرملي للمنطقة المدروسة.

الكلمات الرئيسية: مستودع F6، سلسلة رسوبية، shoreface، offshore، التداخل الهيرسيني، التصلد

Résumé

La région de Gassi Touil, située à l'Ouest de Berkine à environ 150 km au Sud-Est de Hassi Messaoud, est une vaste zone où plusieurs champs sont productifs dans le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS), dans le Cambro-Ordovicien (RI) et dans le Silurien argilo-gréseux (F6). Le F6 est une épaisse série de plusieurs centaines de mètres, composée d'une alternance d'unités argileuses, jouant le rôle de couverture, et d'unités gréseuses d'épaisseur moyenne de 5 à 10 m pouvant constituer des bons réservoirs.

L'étude sédimentologique du réservoir F6, nous a permis de le subdiviser en cinq séquences de dépôts d'ordre trois montrant des faciès évoluant du milieu marin ouvert (l'offshore) à la plaine côtière, en passant par l'avant plage (shoreface) sous l'influence alternée de vagues et de tempêtes. Les grès siluriens sont affectés juste après leur dépôt par plusieurs phases de cimentation : siliceuse, argileuse et carbonatée, suivies d'une dissolution qui a engendré une forte porosité secondaire. Une dissolution bien mise en évidence dans les unités M2, A1, A2 définies par les pétroliers comme étant de bons réservoirs productifs connus au niveau du Silurien argilo-gréseux de la région d'étude.

Mots clés : réservoir F6, séquence de dépôt, offshore, shoreface, discordance hercynienne, diagenèse

SOMMAIRE

introduction générale

Chapitre I: Généralité

I.1. Situation géographique et géologique :	1
I.1.1. Cadre géographique	1
I.1.2. Cadre géologique.....	1
I.2. Historique du bassin.....	2
I.3. Stratigraphie du bassin de Berkine	2
I.3.1. Le Socle :	2
I.3.2. Le Paléozoïque	2
I.3.3. Le Mésozoïque	3
I.3.4. Le Cénozoïque	4
I.4. Aspect structural du bassin de Berkine :	6
I.5. Système pétrolier (voir fig 4)	7
I.5.1. Roches mères	7
I.5.2. Les roches réservoirs :	7
I.5.3. Couvertures.....	8
I.5.3. Pièges.....	8
I.6 Présentation de la région d'étude :.....	9
I.6.1 Introduction	9
I.6.2 Historique d'exploration de région Toual :	9
I.6.3 Localisation du champ Toual.....	10
I.6.5 Stratigraphie du champ du Toual	11
I.7 Présentation du réservoir SAG dans la région de Toual :	17
Chapitre II .ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE.....	19
II-1. Introduction.....	19
II-2. Rappels :	19
II-2.2 Faciès	19
II .3. Méthodologie de travail	19
II.4. Description des carottes du SAG :	19
II.4.1. Etude sédimentologique des carottes :	20

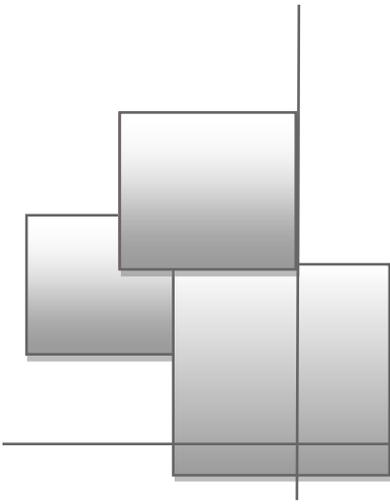
II.5 Description des structures sédimentaires rencontrées dans le forage :	23
II.5.1 Les structures liées à l'activité des courants :	23
II.6 Description des faciès et associations de faciès dans le forage étudié :	28
II.6.1 Description des faciès :	28
II.6.2 Association des faciès de la plaine côtière :	28
II.6.3 Association de faciès du domaine de plage (Foreshore)	29
II.6.4 Association de faciès d'avant-plage (Shoreface).....	29
II.6.5 Association de faciès du domaine marin ouvert (offshore).....	29
II.7 Associations des faciès :	30
II.8 Pétrographie et diagenese :	30
II.9 Conclusion sur la diagenese :	30
Chapitre III. Evaluation des paramètres pétrophysique en utilisant les diagraphies :	36
III.2 Données et méthodologie :	36
III.2.1 Carottes	37
III.2.1 Méthodologie	37
III.2.3 Analyse des diagraphies :	38
III.4 Evaluation pétrophysique	40
III.4.2 Calibration.....	40
III.4.2.1 le Volume d'argiles « Vsh » :	40
III.4.2.1.1 Méthode de calcul le Volume d'argiles « Vsh » :	40
III.4.2.2 la porosité « Φ »	41
III.4.2.2.1 Les Méthodes de calcul la porosité « Φ »	41
III.4.2.3 saturation en eau	41
III.4.2.3.1 Les Méthodes de saturation en eau	41
III.4.3 Résultats.....	46
III.4.4 Définitions des Cut-offs et calcul des moyennes.....	48
III.5. evaluation de présence de chlorite.....	50
III.5.1 Intégration des analyses pétrographiques.....	50
III.5.2 Analyse des réponses diagraphiques.....	51
III.5.2 Intégration des données de test.....	53
III.6. conclusion	53
Conclusion générale	54



Liste des figures

Figure.1 : Carte montrant la situation géologique et géographique du bassin de Berkine.....	1
Figure.2 : Log stratigraphique type du bassin de Berkine	5
Figure.3 : Coupe géologique régionale traversant le bassin de Berkine (Wec, 2007).....	6
Figure.4 : bassin de Berkine. extension et limite des réservoirs et roche mère (wec.2007).....	8
Figure.5 : piège et migration de bassin de Berkine	9
Figure.6 : Localisation du champ de Toulal (Document SONATRACH.2006).....	11
Figure.7 : Colonne stratigraphique de Toulal (rapport Sonatrach, 2017).....	16
Figure.8 : Carte de positionnement des puits dans la région étudiée.....	17
Figure.9 : profil sud-est/nord-ouest passant par les puits d'étude de la roche réservoir SAG.....	18
Figure.10 : Carottes du puits ETB-2, Document SH-EXPLO	21
Figure.11 : Carottes du puits TOUC-1, Document SH-EXPLO.....	22
Figure.12 : Le litage oblique (Cross bedding).....	23
Figure.13 : Le litage horizontal faiblement incliné TOUW-1, C9,3518.75m.....	24
Figure.14 : Les drapages argileux (Mud draps ou mud layers) TOUW-2, C1,3542.25 m	24
Figure.15 : Les litages en flasers (Flaser bedding) TOUW-2, C5,3653 m....	25

Figure.16 : Les litages en mamelons (Hummocky cross stratification)	
TOUC-1, C4,2432m	26
Figure.17 : Les litages lenticulaires (Lenticular bedding) ETB-2, C4,3621.25	26
Figure.18 : Slumps ETB-2, C2, 3438-3439m TOUC-1, C4,3436.7 m	27
Figure.19 : Grés gris fin poreux à galets d'argile sédimentaire	27
Figure.20 : Exemples de ciment chlorotique dans le SAG	33
Figure.21 : Synthèse diagenétique par puits et intervalles stratigraphique	33
Figure.22 : Cross Plot NPHI/RHOB des puits étudiés	38
Figure.23 : Volume d'argile calculée suivant les indicateurs utilisés	
du puits ETB-02	42
Figure.24 : Porosité calculée suivant la combinaison TNPH/RHOZ	
du puit ETB-02	43
Figure.25 : Saturation d'eau calculer d'après le Pickett Plot	44
Figure.26 : Corrélation diagraphique de la région Toual-section	
TOUSW-1 à ETB-2	46
Figure.27 : Porosité /perméabilité des puits ETB-1 et TOUW-1	48
Figure.28 : Cross plot pourcentage de chlorite /environnement de dépôt	49
Figure.29 : Cross plot pourcentage de chlorite /porosité moyenne	49
Figure.30 : Log diagraphique composite du puits TOUC-1 unité SAG_M2	51
Figure.31 : Crossplot CNC-ZDEN dans l'unité M2 du puits TOUC-1	52
Figure.32 : Log composite des diagraphies en présence de chlorite,	
unité_M2, puits TOUC-1 et ETBS-1	53



Liste des tableaux

Tableau .1 : profondeur du toit et du mur du réservoir SAG au niveau de chaque puits.....	19
Tableau.2 : Puits avec études sédimentologique des carottes.....	20
Tableau.3 : Résumé des principaux facies	32
Tableau .4 : Diagraphies disponibles dans le Silurien Argilo-Gréseux	35
Tableau .5 : Puits carottés et carottes disponibles	36

INTRODUCTION

Le bassin de Berkine constitue l'une des plus importantes provinces pétrolières du Sud Algérien. Son exploration a connu un important succès au cours de ces dernières années.

La région ouest de ce bassin, qui regroupe les champs de : Hamra, Brides Toulal, Gassi Touil, Nezla et Hassi Echergi, est actuellement le siège d'un important projet d'exploration connu sous le nom de : "projet intégré gaz de Gassi Touil" qui vise, outre les réservoirs du Trias argilo gréseux (TAGS) et du Cambrien-Ordovicien (RI), ceux du Silurien argilo gréseux, communément appelés le F6.

Le F6 est une épaisse série de plusieurs centaines de mètres. Elle est composée d'une alternance d'unités argileuses, ayant le rôle de couverture, et d'unités gréseuses d'épaisseur moyenne de 5 à 15 m, pouvant constituer de bons réservoirs.

Nous nous sommes proposé d'étudier le réservoir F6, dans le but :

- D'identifier des faciès-types permettant de reconstituer un environnement de dépôt en intégrant les concepts nouveaux de la stratigraphie séquentielle.
- De déterminer l'extension des niveaux gréseux et en tenant compte des variations des faciès et des caractéristiques pétrophysiques.

Cette étude est scindée en trois chapitres :

- Dans le premier chapitre de notre étude nous allons décrire généralité sur le bassin de berkine et champ toulal.
- Le deuxième chapitre portera sur l'étude sédimentologique par une description des différentes structures et des différents faciès observés sur carottes, lesquels seront regroupés, par la suite, en séquences de dépôt.
- Le troisième et dernier chapitre traite de l'aspect pétrophysique des réservoirs étudiés.

CHAPITRE I

GENERALITE

I.2. Historique du bassin

Le bassin de Berkine, situé en Algérie et en Libye, est un bassin sédimentaire réputé pour ses importantes réserves de pétrole et de gaz. Au fil de son histoire, depuis les découvertes initiales dans les années 1950 et 1960, le bassin de Berkine a connu une activité continue de forage de puits. Les années 1970-1980 ont été marquées par une expansion de l'activité pétrolière, avec de nouveaux puits forés suite à la découverte de gisements supplémentaires. Cette tendance s'est poursuivie dans les années 1990-2000, alors que de nouveaux gisements ont été explorés et développés, entraînant une augmentation du nombre de puits. Au cours des années 2010-2020, l'activité de forage s'est intensifiée pour maximiser la production et exploiter les réserves d'hydrocarbures de la région.

I.3. Stratigraphie du bassin de Berkine

Le bassin de Berkine montre une série sédimentaire la plus au moins complète Plus de 6000 m.

La **figure 2** représenté la colonne stratigraphique type de bassin de Berkine. Le remplissage sédimentaire du bassin de Berkine est formé de séries Paléozoïques, érodées parfois jusqu'au Silurien. Celles du Mésozoïque reposent en discordance sur les formations Paléozoïques et sont recouvertes à leur tour en discordance par un épandage détritique Cénozoïque. [*WEC (Well Evaluation Conférence), Algeria., (2007)*]

I.3.1. Le Socle :

Peu connu, le socle est représenté par un complexe granitique et/ou métamorphique plissée et faillée.

I.3.2. Le Paléozoïque : composé de bas en haut par :

I.3.2. 1.Le Cambrien : constitué d'une série de formations essentiellement gréseuse est forme de bas en haut par :

- La formation R2 Formé de grès moyens à grossiers, très argileux avec des passées d'argiles.
- La formation Ra Constitué de grès fins à grossiers quartzitiques avec des passées d'argiles.
- La formation Ri Il est décrit comme le passage Cambro-Ordovicien. Il est constitué par des quartzites et des grès fins à moyens avec des passées d'argiles et des silts contenant de grains de glauconites et des tagilites. L'ensemble se termine par une alternance d'argiles et de grès.

I.3.2.2. L'Ordovicien : D'une épaisseur de 250m, l'Ordovicien est essentiellement détritique. Il a été divisé de bas en haut en huit étages :

- Les argiles d'El Gassi Ce sont des argiles carbonatées bitumineuses noires, parfois versicolores avec une faune planctonique indiquant un milieu de dépôt marin.
- Les grès d'El Atchane Ce sont des grès feldspathiques et localement conglomératique, avec une faune de graptolites et de microplanctons indiquant un milieu de dépôt marin.
- Les quartzites de Hamra Il s'agit de quartzites compacts à rares intercalations d'argiles.
- Les grès d'Ouargla Ce sont des grès fins à moyens quartzitiques et argileux.
- Les argiles d'Azzel Ce sont des argiles noires, silteuses et micatés riches en fossiles.

- Les grès d'Oued Siret Ce sont des grès fins à moyens argileux et quartzitiques à intercalations d'argiles et des zones conglomératiques.
- Les argiles micro-conglomératiques Ce sont des argiles silteuses noires admettant parfois des grès argileux à leurs bases. Ces argiles seraient issues de dépôts glaciaires.
- Les grès de Ramade Ce sont des grès quartzitiques incluant de fines passées argileuses auxquels font suite de grès quartzitiques de la dalle M'Kratta. Tout comme les argiles micro-conglomératiques, les grès de Ramade sont des dépôts d'origine glaciaire.

I.3.2.3. Le Silurien : Il est constitué d'argiles noires riches en graptolites qui forment un repère connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne. Ce niveau à argiles noirs, appelé Silurien argileux, est l'une des roches mères importantes de la région. Au-dessus des argiles noires, on trouve des faciès argilo-gréseux qui constituent un réservoir subdivisé en six unités qui sont de bas en haut : M1, M2, A1, A2, B1 et B2.

I.3.2.4. Le Dévonien : Il est subdivisé de bas en haut en trois parties :

- Dévonien inférieur Il est constitué de bancs de grès fins argileux, d'argiles grises à noires et de calcaires et d'argiles à Oolites ferrugineuses.
- Dévonien moyen Il est formé d'argiles grises fossilifères (lamellibranche), de calcaires argileux et de dolomies avec quelques passées gréseuses.
- Dévonien supérieur Il est constitué d'argiles, à la base desquelles se trouvent quelques bancs carbonatés fortement radioactifs. La partie supérieure devient beaucoup plus gréseuse.

I.3.2.5. Le Carbonifère : Il est largement érodé mis à part vers l'intérieur du bassin. Il est formé essentiellement de calcaires avec des alternances de grès.

I.3.2.6. Le Permien : Le Permien est complètement érodé dans le bassin de Berkine et dans la Plateforme Saharienne.

I.3.3. Le Mésozoïque : définit de bas en haut par :

I.3.3.1. Le Trias : composé de bas en haut par :

- Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) : Il est constitué en général de dépôts conglomératiques rouges à bruns, de grès et d'argiles.
- Le Trias Argilo-Carbonaté (TAC) : formé en général de faciès argileux dolomitique comprenant des séquences gréseuses.
- Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) : composé essentiellement d'argiles rouges à grises tendres à indurées passant souvent à des argiles gréseuses gris-vertes, moyennement dures.

I.3.3.2. Le Jurassique : Il se composé de bas en haut par :

- Le Jurassique inférieur : constitué d'argiles brunes-rouges, à gris verdâtres tendres avec des niveaux d'anhydrites blanches passant à des argiles brunes et grises verdâtres.
- Le Jurassique moyen : composé d'argiles siliceuses carbonatées admettant des intercalations de grès gris blancs très fins argileux et localement dolomitiques et de calcaires dolomitiques beiges argileux.
- Le Jurassique supérieurs à grossiers Il est représenté par une alternance d'argiles versicolores dolomitiques, de calcaires argileux er de grès fins à moyens.

I.3.3.3. Le Crétacé : formé de bas en haut par :

- Le Crétacé inférieur : formé à sa base de grès fins carbonatés avec des intercalations d'argiles carbonatées et des passées de calcaires gris argileux. Au-dessous de ce faciès, on trouve des grès fins à grossiers à intercalations d'argiles brunes. Au sommet, on trouve des calcaires argileux sur lesquels se déposent des grès gris argileux.
- Le Crétacé supérieur : formé d'une alternance d'argiles grises, de sels et de calcaires blanc.

I.3.4. Le Cénozoïque : défini de bas en haut par

I.3.4.1. Le Mio-Pliocène : constitué de sables à grains moyens à grossiers, arrondis et bien classés avec des passées de grès blancs fins à ciment carbonaté ainsi que les argiles rouges.

I.3.4.2. Le Quaternaire : formé de sables dunaires du grand Erg Oriental.

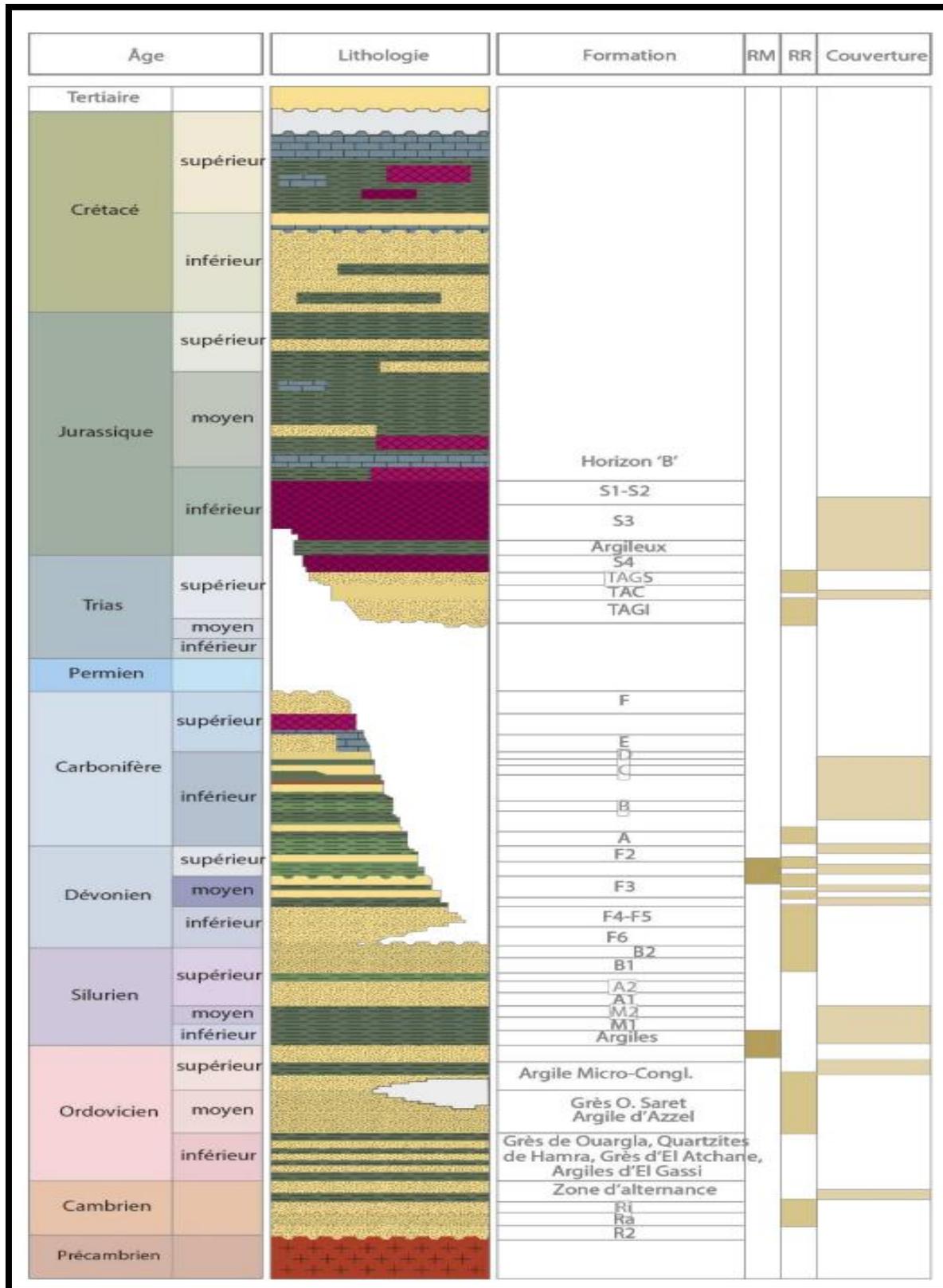


Figure.2. Log stratigraphique type du bassin de Berkine (WEC 2007).

I.4. Aspect structural du bassin de Berkine :

Sur le plan structural le bassin de Berkine est caractérisé par l'opposition très nette entre deux domaines dont le style structural est celui d'une tectonique de socle (figure .3) qui sont :

Le domaine Ouest est fortement structuré, où les accidents présentent des rejets très importants (500 m ou plus), et les fermetures verticales des structures peuvent être très gigantesques (900 m à Rhourd En Nous).

Centre du bassin où la structuration est beaucoup plus faible, avec une remontée monoclinale prononcée vers le Sud. (Wec, 2007).

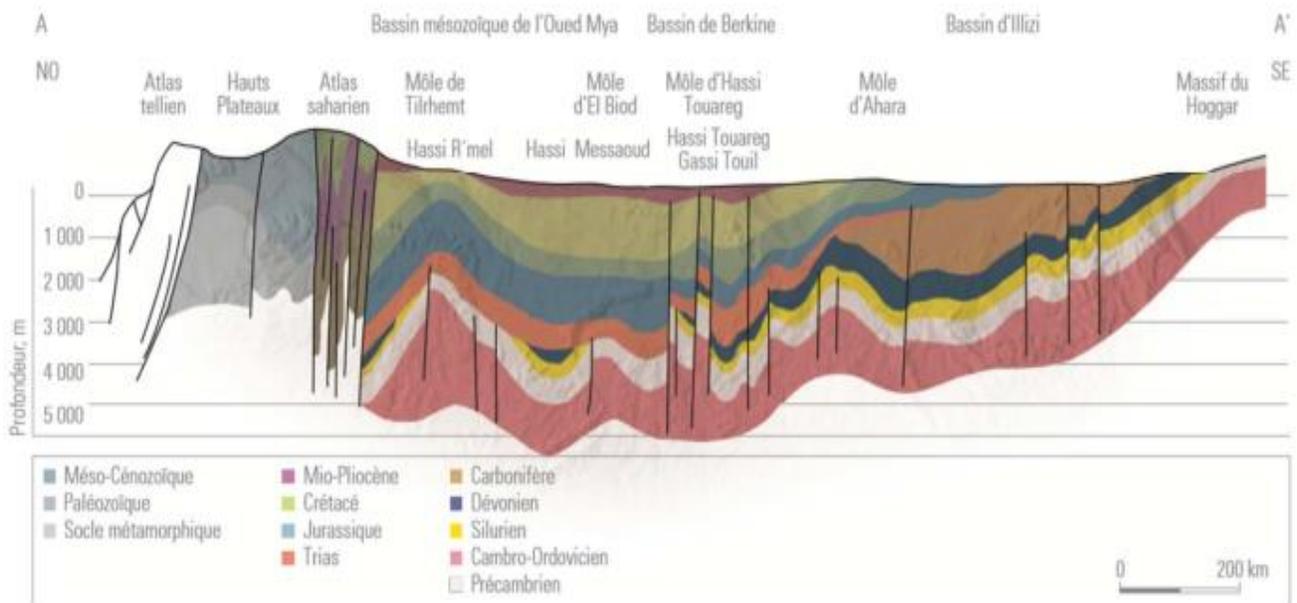


Figure .3 : Coupe géologique régionale traversant le bassin de Berkine (Wec, 2007)

I.5. Système pétrolier (voir figure 4)

I.5.1. Roches mères

La roche mère est une roche génératrice de matière organique qui se transforme au cours du temps en hydrocarbures Dans le bassin de Berkine.

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine ; marquant le début des périodes de transgression lors du Silurien et du Frasnien. Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région. La roche mère Frasnienne a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin

I.5.2. Les roches réservoirs :

Principalement les formations gréseuses du Paléozoïque et le Trias argilo-gréseux du Mésozoïque.

I.5. 2. 1. Les réservoirs du Paléozoïque :

Le réservoir cambrien : Il a été atteint sur la bordure nord et sud- ouest du bassin où sa profondeur est faible ; son épaisseur varie de 500 à 600 m où on a une réduction sur le môle de Dahar ainsi que vers la partie sud- ouest du bassin en raison de son érosion partielle.

Le réservoir ordovicien : (Quartzite de Hamra) ; C'est dans la partie sud-est de la province que les Quartzites de Hamra ont révélé leur importance. Leur épaisseur maximale est de 325 m, situé sur l'axe Gassi Touil -Nezla.

Le réservoir silurien argilo-gréseux : (unités M, A et B) : Cette formation correspond à la partie supérieure du Silurien, elle est subdivisée en unités M1, M2, A, B1 et B2 qui constituent la partie inférieure et moyenne du réservoir "F6". On note que cette formation est particulièrement subsidant dans la partie nord-est de la province triasique où elle atteint près de 900 m d'épaisseur dans le sillon de Marafag.

Les réservoirs du Dévonien inférieur : Ils sont constitués par des grès massifs de la base du Gédinnien, du Siegénien et de l'Emsien ; (alternance de grès et d'argile).

Les grès massifs gédinniens ou grès de Tadraat : Ils peuvent avoir une épaisseur utile de l'ordre de 300 m. Ils sont présents dans la partie Sud du bassin où elle a été épargnée par l'érosion hercynienne.

Le réservoir siegénien-emsien : Il est constitué par des alternances d'argiles et de grès fin à moyen, son épaisseur varie de 30 à 90 m.

Le réservoir carbonifère : grès de Rhourd El Khrouf (RKF) : il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques.

I.5.2. 2. Les réservoirs du Mésozoïques :

Au niveau du Mésozoïque, il n'y a que les réservoirs du Trias qui peuvent être considérés comme potentiels :

- Trias : Il est subdivisé en trois principaux réservoirs :

- TAGS : Constitue la partie supérieure.
- TAC : Représente la partie médiane.
- TAGI : Repose sur la surface de la discordance hercynienne

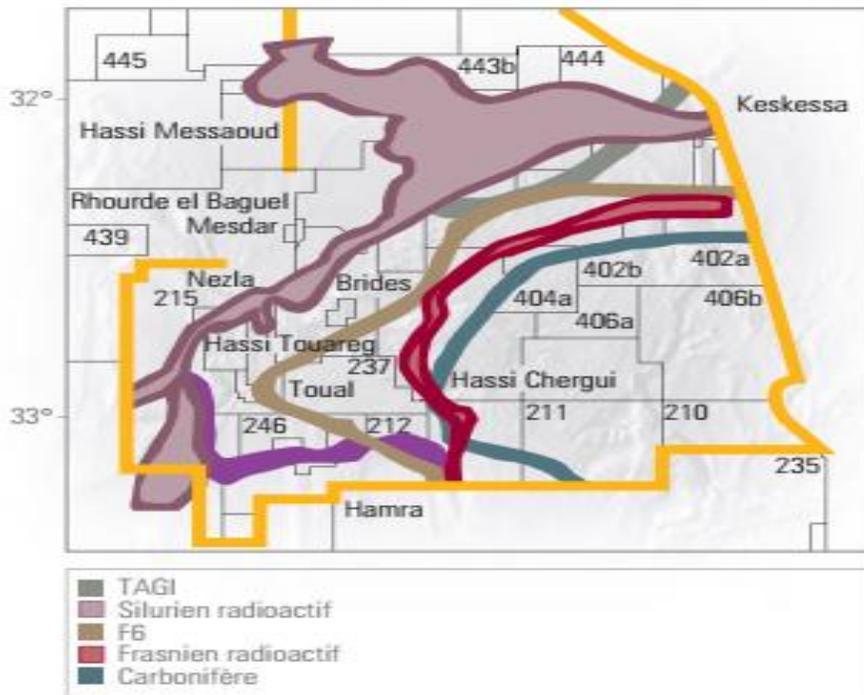


Figure.4 :
bassin de
Berkine.
extension et
limite des

réservoirs et roche mère. (wec.2007)

I.5. 3. Couvertures

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté.

La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

I.5.3. Pièges

Au cours de leurs migrations, les hydrocarbures doivent être arrêtés par des pièges qui les obligent à s'accumuler. Pour former un piège, il faut soit : une fermeture structurale, une fermeture contre faille ou un biseau (fig 5). Nous distinguons en général deux types de pièges :

Les pièges structuraux : ils sont liés à la déformation des couches sédimentaires tels que les anticlinaux, plis.

Les pièges stratigraphiques : ils sont formés principalement par des phénomènes de sédimentation, tels que les biseaux, les dômes de sel.

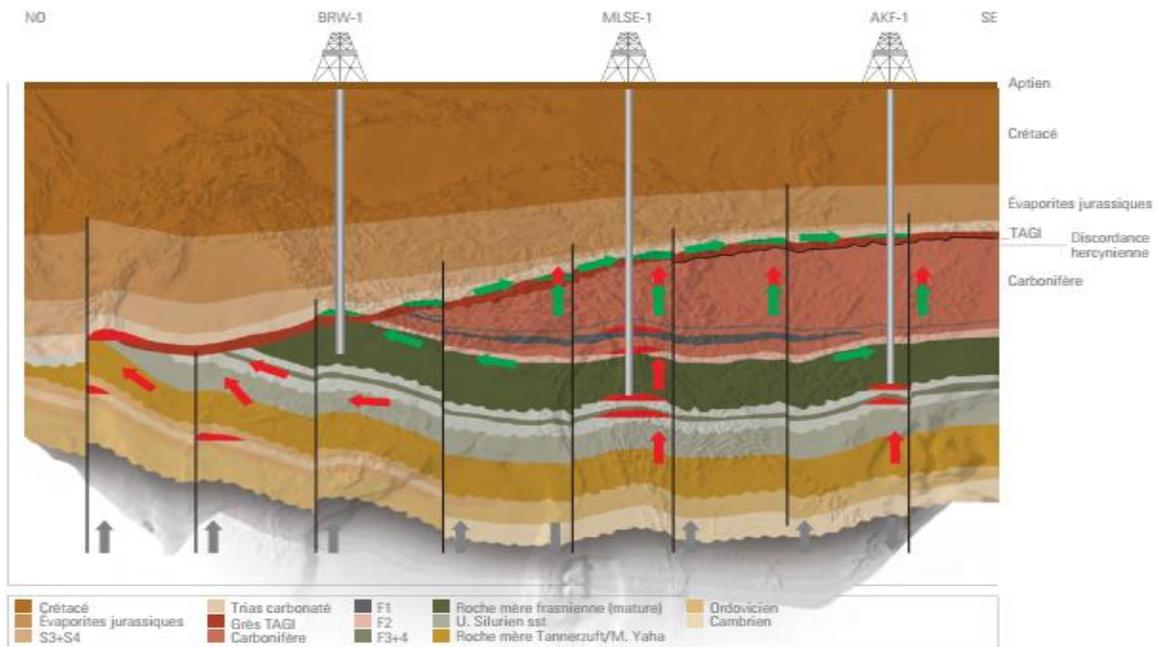


Figure 5 :piège et migration de bassin de Berkine

I.6 Présentation de la région d'étude :

I.6.1 Introduction

Le champ de Toulal reconnue durant l'année 1962 les premiers forages d'explorations (TOU-1, TOU-2), fait partie de La région de Gassi Touil située à 150 km, au sud-est de Hassi Messaoud (Wilaya d'Ouargla) et elle s'étend sur une longueur de 170 km et une largeur de 105 km. Cette région est à vocation gazière, elle contient dans son sous-sol plus de 160 Bm3 de gaz reparti sur plusieurs champs et sur plusieurs réservoirs (les réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien).

La structure de Toulal est un anticlinale contre faille de direction Nord-Est/Sud-Ouest, où d'importantes réserves de gaz ont été identifiées dans la partie située à l'est de la faille Toulal à commencer à produire dès l'année 2000 de ses réservoirs du Trias. Actuellement 32 puits ont été complétés dans ses différents réservoirs dont 3 puits seulement (TOU5, 6, 7) au niveau Du TAGI.

I.6.2 Historique d'exploration de région Toulal :

- Le champ de Toulal a été découvert par la sismique réflexion en 1958 Le premier forage a été effectué en 1962 avec comme objectif les réservoirs du Trias productifs

à Gassi Touil et Rhourd Nouss. De 1962 à 1964.

- Ce n'est qu'en 1984, qu'un autre puits a été foré avec comme objectif les réservoirs Supérieur et Inférieur du Trias Toual 4, Toual 5 et Toual 6, forés respectivement en 1991 et 1996.

- L'ensemble de ces puits a mis en évidence du gaz à condensât dans les réservoirs du TAGS, jusqu'à 2760m et du TAGI, à 3100m.

- Le puits ETB1, réalisé sur une culmination secondaire situé à 6km à l'Est s'est révélé aquifère au niveau des réservoirs TAGS et TAGI.

- Le champ a été mis en production, en déplétion naturelle, à la fin du mois de Février 2000 avec 2 puits du TAGI et 1 puits du TAGS.

- Un quatrième puits (Tou-7) complété dans le TAGI a été ouvert au mois de Décembre de 2000 à 2011.

- le forage des puits de Tou-8 à Tou-15. En 2006 et 2009 la réalisation de la sismique 3D Depuis 2005 le champ a été mis en production.

I.6.3 Localisation du champ Toual

I.6.3.1 Situation Géographique :

Le champ de Toual est situé à environ 50 km sud-sud-est de la base de vie de Gassi Touil, à 200 km de Hassi Messaoud et à 1100 km d'Alger, sur le même axe. La surface topographique de la région est caractérisée par un vaste reg, couvert dans certains endroits par des dunes longitudinales Assez dispersées, où l'accès est relativement facile. (voir fig 6)

Le champ Toual est situé entre latitude 30° Nord et 6° Est, sa superficie avoisine les 80 km², il a pour coordonnées :

- Coordonnées UTM (m) (Fuseau 32)

X : de **276 150** à **278 300**

Y : de **3 345 500** à **3 338 950**

- Coordonnées Géographiques

M: **6°40'00''** a **6°44'00''** E

L: **30°15'00''** a **30°09'00''** N

I.5.3.2 Situation Géologique :

Le champ de Toual est limité géologiquement par:

- Au Sud-Est par les structures d'Etaib
- Au Sud-Ouest par la structure de Hassi Chergui.
- Au Nord-Ouest par la structure de Gassi Touil.

- Nord-Est par le complexe de Taouil.

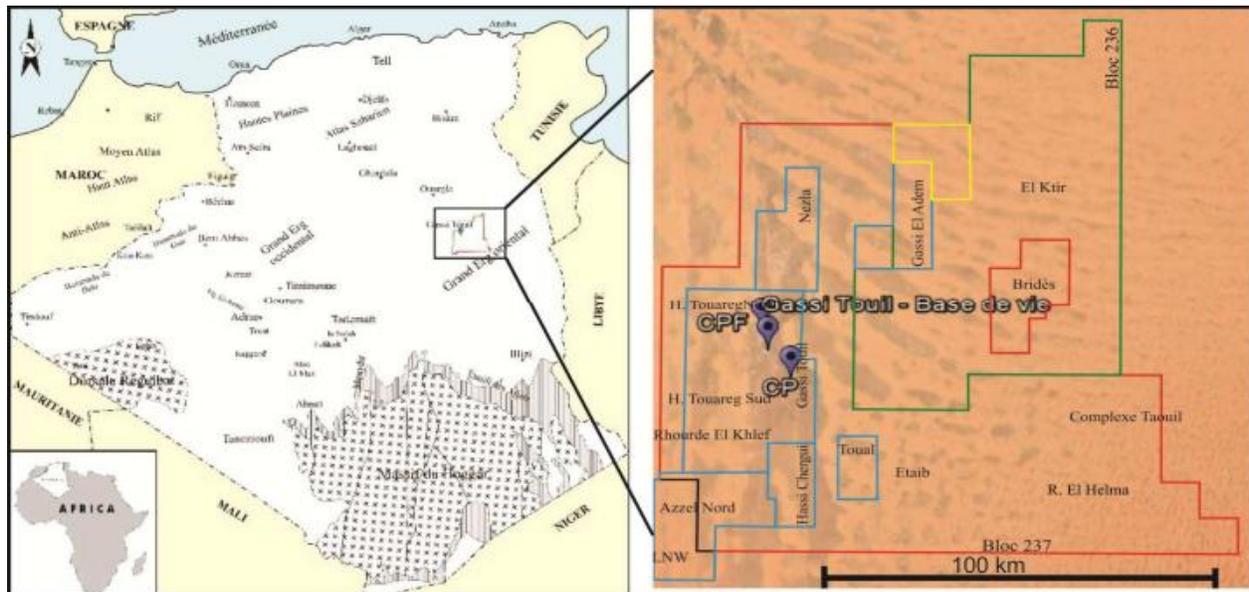


Figure.6 : Localisation du champ de Toual (Document SONATRACH.2006)

I.6.5 Stratigraphie du champ du Toual

La colonne stratigraphique comprend deux étages stratigraphiques : La série paléozoïque et la série méso-cénozoïque.

- La série paléozoïque est incomplète du fait que le Trias argilo-gréseux inférieur repose directement sur l'Ordovicien.
- La série Méso-Cénozoïque qui est représentée par tous les termes du Mésozoïque et le Miopliocène qui affleure en surface, où il repose en discordance sur le Sénonien carbonaté. (**Figure 7**).

I.6.5.1 Le socle

Il n'a jamais été atteint par les forages.

I.6.5.2 Le Paléozoïque

Les termes du Cambrien n'ont jamais été traversés par les forages, le plus profond atteint l'ordovicien (grès d'El Atchane).

I.6.5.2.1 L'Ordovicien

- **Les grès d'El Atchane :** (épaisseur moyenne : 30m)
Il est représenté par une alternance de grès gris, quartzitique, très fin à moyen, sidéritique et Phosphaté, localement glauconieux et d'argile indurée, grise noire, silteuse, micacée.
- **Les quartzites de Hamra :** (épaisseur moyenne : 251m)

Les quartzites de Hamra sont représentés par des Grès blanc à gris blanc, fins à moyen, Localement grossier par endroits moucheté, sub-arrondis, silico-quartzitique à quartzitique, compacts dur avec passées d'argile grise, indurée, silteuse et feuilletée.

- **Les grés d'Ouargla** : (épaisseur moyenne : 112m)
Cet étage est représenté par des grés gris blancs à blancs fins argilo-siliceux à siliceux, parfois glauconieux, dur, avec joints à nodules d'argile grise noire silteuse.
- **Les argiles d'Azzel** : (épaisseur moyenne : 89m)
Elles sont représentées par des argiles grises noires, tendres à indurées, silteuses avec rares passées de grès brun-blanc, fin à très fin
- **Les grès d'Oued Saret** : (épaisseur moyenne : 31m)
Ils sont représentés par une alternance de grès gris-blanc, moyen à grossier, siliceux et d'argile noire à grise-verte, indurée et silteuse, surmontée au sommet par un banc métrique de calcaire beige argileux.
- **Les argiles Micro-conglomératiques** : (épaisseur moyenne : 54m)
Elle est représentée par une argile grise-foncée à noire, indurée, silteuse, micacée, présentant un aspect massif, avec des grains de quartz sub-arrondis, moyens à grossiers, a passés de grés très fin à silstones, micacés, durs avec présence de joints d'argile noire à tendance feuilletée et traces de pyrite.
- **La dalle de M'kratta** : (épaisseur moyenne : 03m)
La dalle de M'kratta est représentée par des grés gris-clairs à gris-blancs fins à moyen, silicoquartzitiques à quartzitiques passant à des quartzites blancs compacts et durs.

I.6.5.2.2 Le Silurien:

- **Le Silurien argileux** : (épaisseur moyenne : 465m)
Cet étage est représenté par une argile noire, indurée, silteuse, micacée, pyriteuse, avec rares Inclusions de grés Quartzitique gris-blanc, présence de graptolites.
- **Le Silurien-F6-M** : (épaisseur moyenne : 252m)
Il est représenté par une intercalation d'argile grise foncée à noire, silteuse, tendre à indurée avec traces de pyrite et de grès gris clair à gris sombre, fin à moyen, siliceux à silico-argileux, légèrement friable.
- **Le Silurien-F6-A** : (épaisseur moyenne : 117m)
Il est représenté par une argile grise-foncée et grise, silto-sableuse, tendre légèrement

carbonatée, parfois feuilletée et indurée, intercalée de grès gris-brun à gris-blanc, moyennement dur à friable à ciment argilo-carbonaté à silico-argileux.

- **Le Silurien-F6-B1** : (épaisseur moyenne : 119m)

Il est représenté par une alternance d'argile grise à grise claire, silteuse à silto-sableuse, tendre à indurée, et de grès gris à gris clair, fin à moyen, sub-arrondi à ciment silico-argileux à siliceux, moyennement dur.

Le mouvement Hercynien va entraîner un soulèvement des terrains paléozoïques suivi d'une érosion intense des systèmes : Dévonien, Carbonifère, Permien. Donc le Trias va reposer en discordance sur le reste des termes du Paléozoïque (l'Ordovicien).

I.6.5.3 Le Mésozoïque

I.6.5.3.1 Le Trias

- **TAGI** : (épaisseur moyenne : 69m)

Il est représenté par des conglomérats à sa base, surmontés par des intercalations d'argile grise et brun-rouge, silteuse, de siltstone gris verdâtre, dur et de grès blanc à gris vert, fin à moyen, siliceux, dur.

- **Le Trias carbonaté** : (épaisseur moyenne : 187m)

Il est représenté par une argile brun-rouge, rarement gris-verte, tendre à indurée, silteuse légèrement dolomitique avec rares passées de grès gris-noire, fin à très fin à sa base et avec des passées de calcaire beige, tendre dolomitique et d'anhydrite blanche au sommet.

- **TAGS** : (épaisseur moyenne : 86m)

Il est représenté par une alternance de grès gris-blanc, moyen à grossier, siliceux et d'argile brun-rouge à gris-vert, indurée, silteuse avec présence locale d'anhydrite blanche en inclusions.

I.6.5.3.2 Le Jurassique

- **Le Lias Argileux** : (épaisseur moyenne : 38m)

Il est représenté par une argile brun-rouge, tendre à indurée, silteuse, devenant salifère au sommet.

- **Le Lias S3** : (épaisseur moyenne : 102m)

Cet étage est représenté par un sel massif, translucide, rosâtre à jaunâtre, avec intercalations d'argile grise et brune rouge, localement salifère, rarement silteuse.

- **Le Lias S1+S2** : (épaisseur moyenne : 262m)

Il est représenté par un sel massif blanc à rosâtre, translucide à transparent, intercalé d'argile brun-rouge à gris-verdâtre tendre à pâteuse et d'anhydrite gris-blanche, pulvérulente.

- **Le Lias ‘‘Horizon B’’** : (épaisseur moyenne : 25m)
Il est représenté par des argiles brun-rouges avec passées de calcaire beige, dolomitique et d’anhydrite blanchâtre.
 - **Le Lias anhydritique** : (épaisseur moyenne : 174m)
Il est représenté par une alternance de sel massif translucide et d’argile gris-claire, brune tendre et plastique.
 - **Le Dogger lagunaire** : (épaisseur moyenne : 258m)
Il est représenté par une alternance d’anhydrite blanche tendre et d’argile bariolée avec passées de dolomie beige, tendre, argileuse.
 - **Le Dogger argileux** : (épaisseur moyenne : 115m)
Il est représenté par une argile brun-rouge, tendre à pâteuse, parfois indurée, silteuse et dolomitique avec présence de grès blanc et vert, fin à très fin.
 - **Le Malm** : (épaisseur moyenne : 229m)
Il est représenté par une argile grise à gris-verte, silteuse, tendre à plastique avec présence de calcaire argileux, gris blanc, tendre, d’anhydrite blanche et des passés de grès fin à très fin.
- ### I.6.5.3.3 Le Crétacé
- **Le Néocomien** : (épaisseur moyenne : 254m)
Il est représenté par une argile gris-verte à brun-rouge, tendre, silteuse, parfois plastique, siltosableuse, avec passés de grès gris-blanc, fin à très fin, argilo-dolomitique.
 - **Le Barrémien** : (épaisseur moyenne : 228m)
Il est représenté par une argile grise à gris-verte parfois brun rouge, tendre et plastique, sableuse, légèrement carbonatée, avec de très fines passées de sable blanc, fin à moyen, et de grès gris blanc, fin à très fin.
 - **L’Aptien** : (épaisseur moyenne : 20m)
Cet étage est représenté par un calcaire blanc crayeux légèrement argileux, dolomitique.
 - **L’Albien** : (épaisseur moyenne : 147m)
Il est représenté par une intercalation de grès gris blanc très fin argilo-dolomitique friable et d’argile brun-rouge parfois gris verte.
 - **Le Cénomaniens** : (épaisseur moyenne : 144m)
Il est représenté par une argile grise et brun rouge, plastique, souvent dolomitique, surmontée de sel massif blanc à translucide et d’argile grise pâteuse, salifère et dolomitique.

- **Le Turonien :** (épaisseur moyenne : 72m)

Il est représenté par un calcaire beige à blanc, crayeux, localement dolomitique, légèrement argileux avec passées de marne gris-verte, tendre.

- **Le Sénonien salifère :** (épaisseur moyenne : 151m)

Il est représenté par un sel blanc à translucide avec passées de dolomie grise à beige, microcristalline, parfois brune, argileuse et tendre.

- **Le Sénonien anhydritique :** (épaisseur moyenne : 221m)

Il est représenté par un Calcaire gris, souvent argileux avec passées d'anhydrite blanche et translucide cristalline, de dolomie beige dure, de marne grise souvent dolomitique et d'argile grise pâteu

- **Le Sénonien carbonaté :** (épaisseur moyenne : 236m)

Il est représenté par une alternance de calcaire dolomitique ou de dolomie, de calcaire blanc grisâtre à beige micro-vacuolaire, gypsifère, fossilifère parfois cryptocristalline dure, de marne grise silteuse et de fines passées de grès gris-blanc, fin, silico-carbonaté.

I.6.5.4 Le Cénozoïque

- **Le Mio-pliocène :** (épaisseur moyenne : 322m)

Il est représenté par un sable blanc jaunâtre à translucide moyen à grossier localement micro conglomératique à ciment argileux avec passées d'argile blanche et de calcaire blanc à beige gréseux.

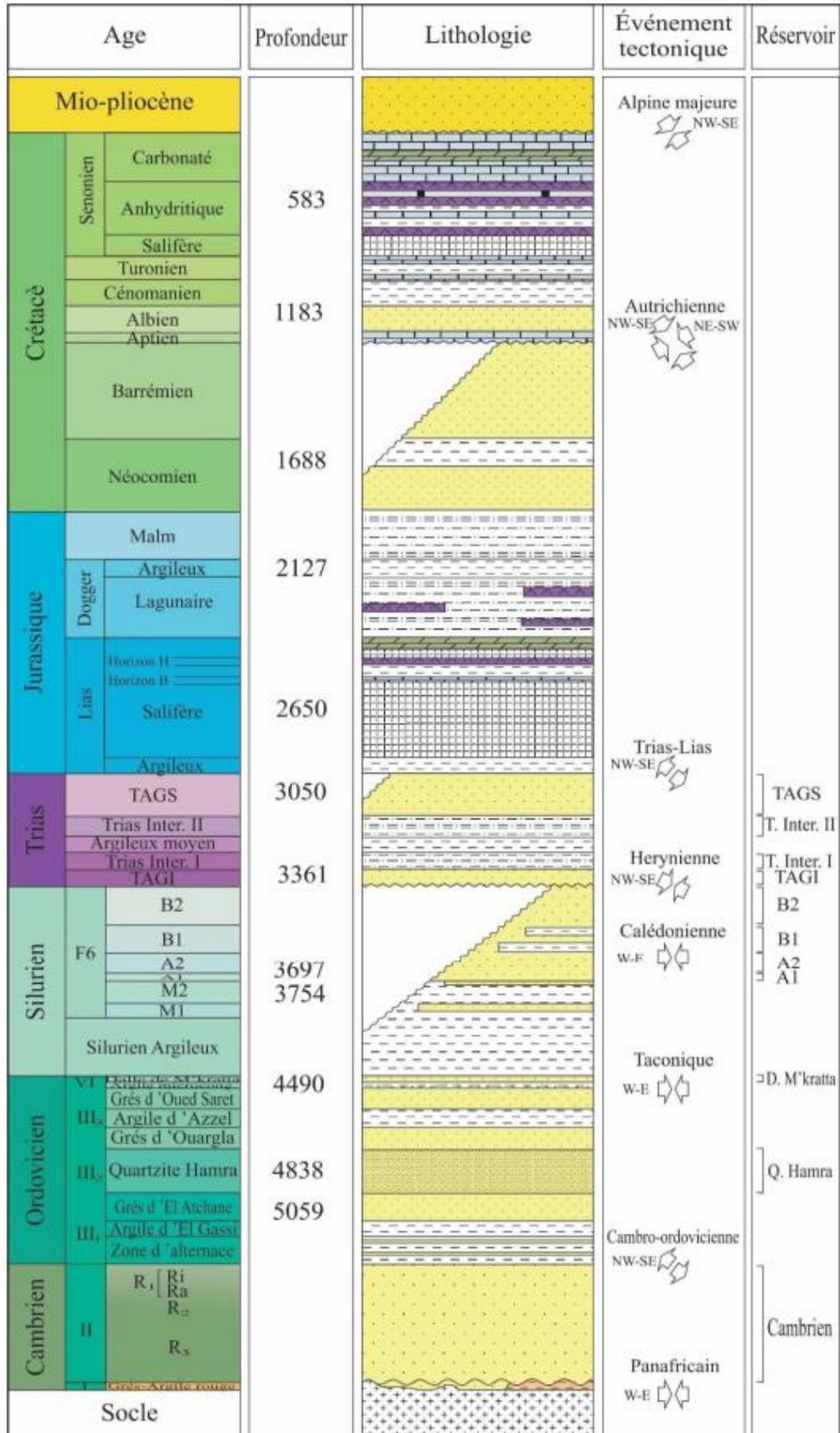


Figure.7: Colonne stratigraphique de Gassi Touil (rapport Sonatrach, 2017).

I.7 Présentation du réservoir SAG dans la région de Toul :

Le réservoir SAG situé dans le bloc 237 dans la région étudiée. Il se compose essentiellement de grès et d'argile, les corps gréseux sont continus à travers les puits étudiés avec une épaisseur moyenne de grès de 5 à 10 m. le SAG contient sept unités essentielle : F6 B1, F6 B2, F6 A1, F6 A2, F6 M0, F6 M1, F6 M2.

On étudie cette réservoir par neuf puits : ETB-1, ETBS-1, ETB-2, TOUC-1, TOUP-1, TOUSW-1, TOUW-1, TOUW2, TOU-13 (La **figure-8** montre le plan de positionnement de ces puits).

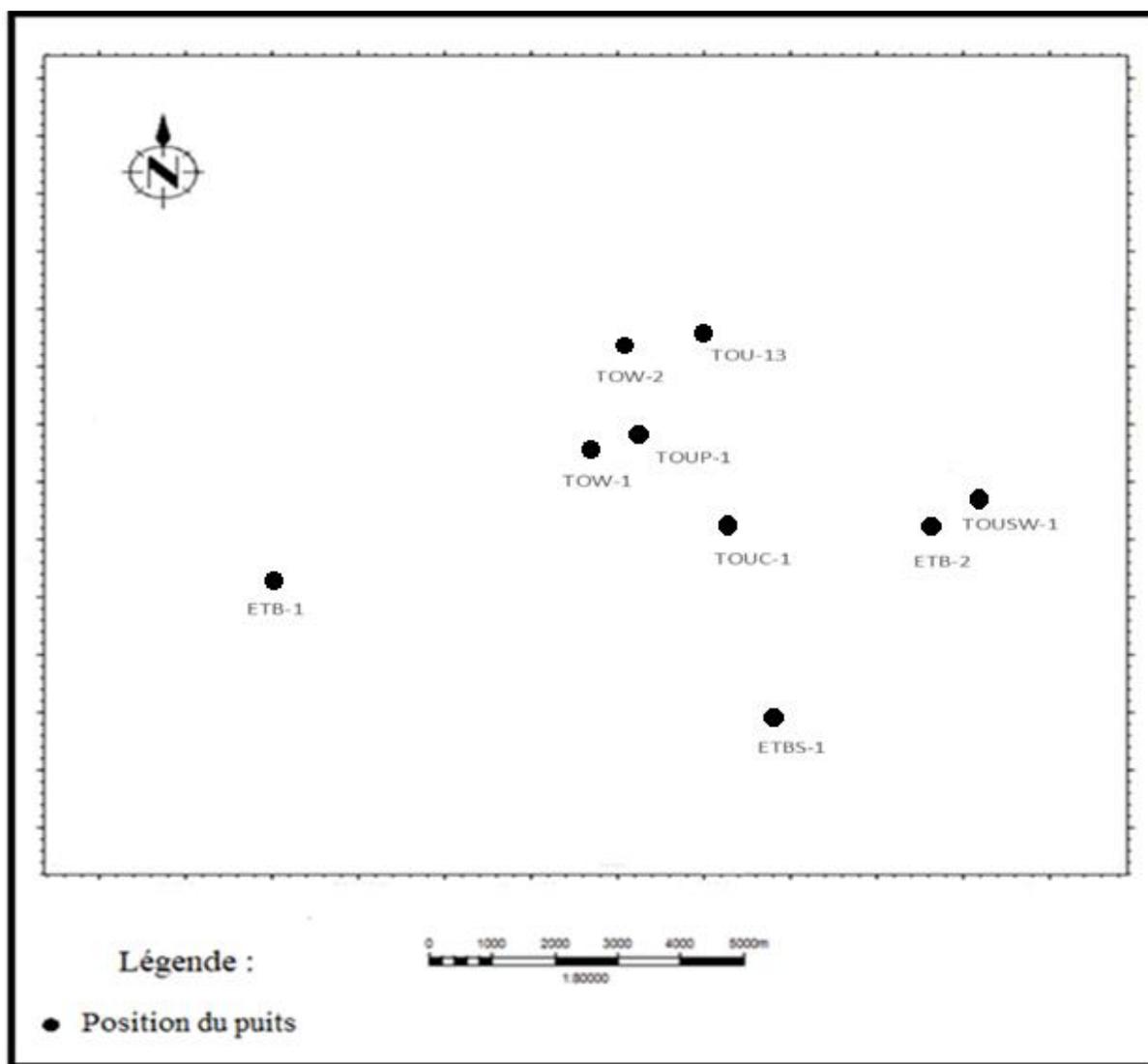


Figure 8 : Carte de positionnement des puits dans la région étudiée

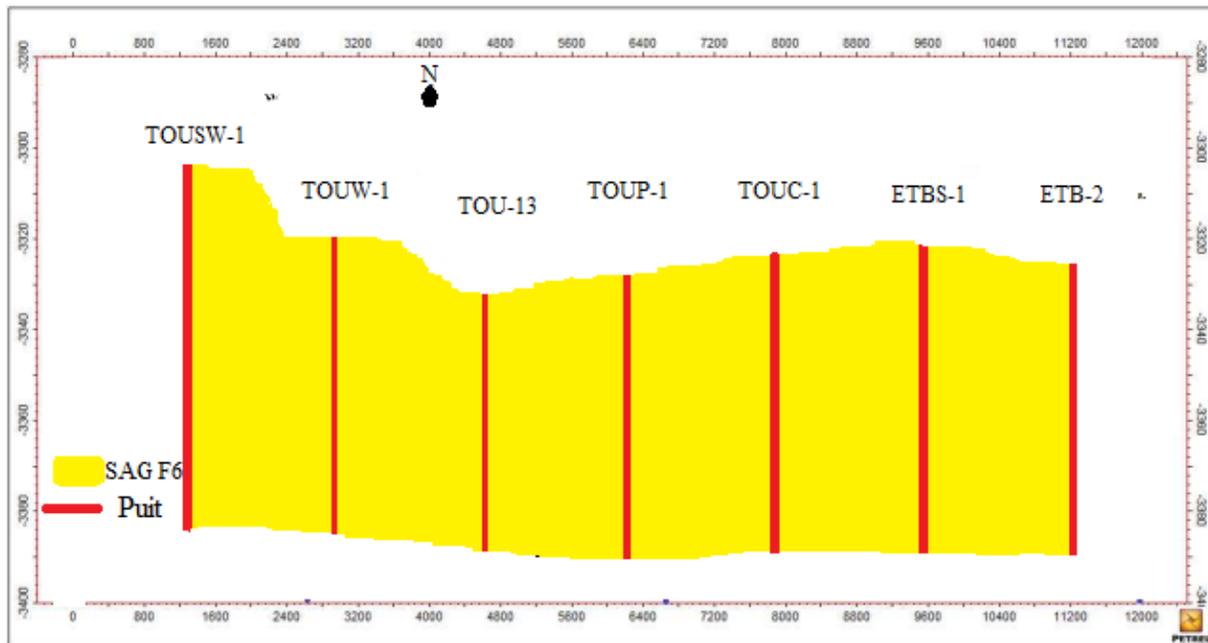


Figure.9 : profile sud-est/nord-ouest passant par les puits d'étude de la roche réservoir SAG F6.

Profile Sud-Est/Nord-Ouest passant par les puits d'étude montrant l'extension latérale de roche réservoir sulrien argileux gréseux (SAG) F6.

CHAPITRE II

ETUDE

SEDIMENTOLOGIQUE

II. ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE

II-1. Introduction

La sédimentologie est une discipline qui étudie les roches sédimentaires et leurs environnements de dépôts, elles sont formées par des sédiments provenant de la destruction des roches préexistantes, de dépôts chimiques et évaporitiques.

L'objectif de l'étude Sédimentologique est de définir :

- La lithologie et la répartition des cortèges sédimentaires.
- Les structures des corps sédimentaires.
- L'environnement de dépôts.

II-2. Rappels :

II-2.1. Les environnements de dépôt

Les environnements de dépôt se réfèrent aux conditions géologiques et environnementales dans lesquelles les sédiments se sont déposés et ont formé les différentes couches géologiques d'une région donnée. Il existe plusieurs environnements de dépôt qui ont été identifiés : Environnement deltaïque, Environnement fluvial, Environnement marin, Environnement lacustre.

II-2.2 Faciès

L'étude des faciès revêt une importance capitale. Les faciès correspondent à des assemblages caractéristiques de roches ou de sédiments qui se forment dans des environnements géologiques spécifiques. Ils sont définis par un ensemble de caractéristiques lithologiques, structurales, texturales et paléontologiques.

II .3. Méthodologie de travail

Notre étude sédimentologique est topé au niveau de deux puits comme suivant (Tableau 1) :

	ETB2	TOUW1
Profondeur du toit du SAG (m)	3329 m	3470.5 m
Profondeur du mur du SAG (m)	3625.48 m	3692 m

Tableau 1 : profondeur du toit et du mur du réservoir SAG au niveau de chaque puits

II.4. Description des carottes du SAG :

Un total de 02 puits a pu être étudié (**Tableau 2**), pour un cumul de près de 136 m de carottes décrites.

Une sélection ciblée d'échantillons a aussi été entreprise à l'occasion de la description sédimentologique, avec pour but d'élaborer des lames minces pour pétrographie et diagenèse, et d'effectuer des analyses sur la fraction argileuse.

CHAPITRE II

ETUDE SEDIMONTOLOGIQUE

De telles descriptions se réfèrent aussi de manière qualitative aux porosités et imprégnations établies de manière visuelles. Les imprégnations se réfèrent aux couleurs marron des carottes, et peuvent être dues aussi à des effets de boue de forage. Ce sont cependant des indications précieuses quant à la perméabilité relative du sédiment.

Puits	Top (en m)	Base (en m)	Unité	N ° Carotte	Total
ETB-2	3329	3348	Trias + B1	1	19
	3428	3443.2	B1	2	15.2
	3518	3530	A2	3	12
	3608	3625.84	M2	4	17.84
TOUC-1	3405	3423	B1	3	18
	3463	3499	B1	4	36
	3615	3633	A2	5	18

Tableau .2 Puits avec études sédimentologique des carottes

II.4.1. Etude sédimentologique des carottes :

Les descriptions sédimentologique ont été réalisées au format 1/50^{eme} et ont été présentés au (Annexe 1,2,3.4), Elles ont aussi été confrontées aux interprétations pétrophysiques.

Les puits étudiés sont résumés ci-dessous.

II.4.1.1 Le puits ETB-2 (Figure.10) :

Les intervalles représentés en carottes 1 et 2 illustrent le sommet de l'Unité B1 et sont en contact avec le Trias. Un tel contact a été observé en carotte 1 à 3 337,30 m.

En carotte 2, des grès fins à très fins à stratifications onduleuses prédominent et sont localement déformés. Les alternances d'argile et de grès à stratifications onduleuses de type HCS (« Hummocky Cross-Stratification ») sont interprétés comme des dépôts de shoreface inférieur à offshore supérieur.

La carotte 3 illustre la partie inférieure de l'intervalle A2, et est caractérisée par des alternances d'argile de couleur sombre, faiblement micacées, avec des lentilles silteuses et grès argileux très bioturbés. Cet intervalle est interprété comme une barre d'offshore bioturbée.

La carotte 4 illustre la partie supérieure, mais non sommitale, de l'intervalle M2, et est dominée par des grès fins, d'apparence imprégnés, avec des stratifications d'angle faible très diffuses (aspect massif). De tels grès sont affectés par des sets de fractures tectoniques semi-ouvertes ainsi que des fissures colmatées. L'environnement de dépôt suggéré est le Shoreface supérieur à moyen.

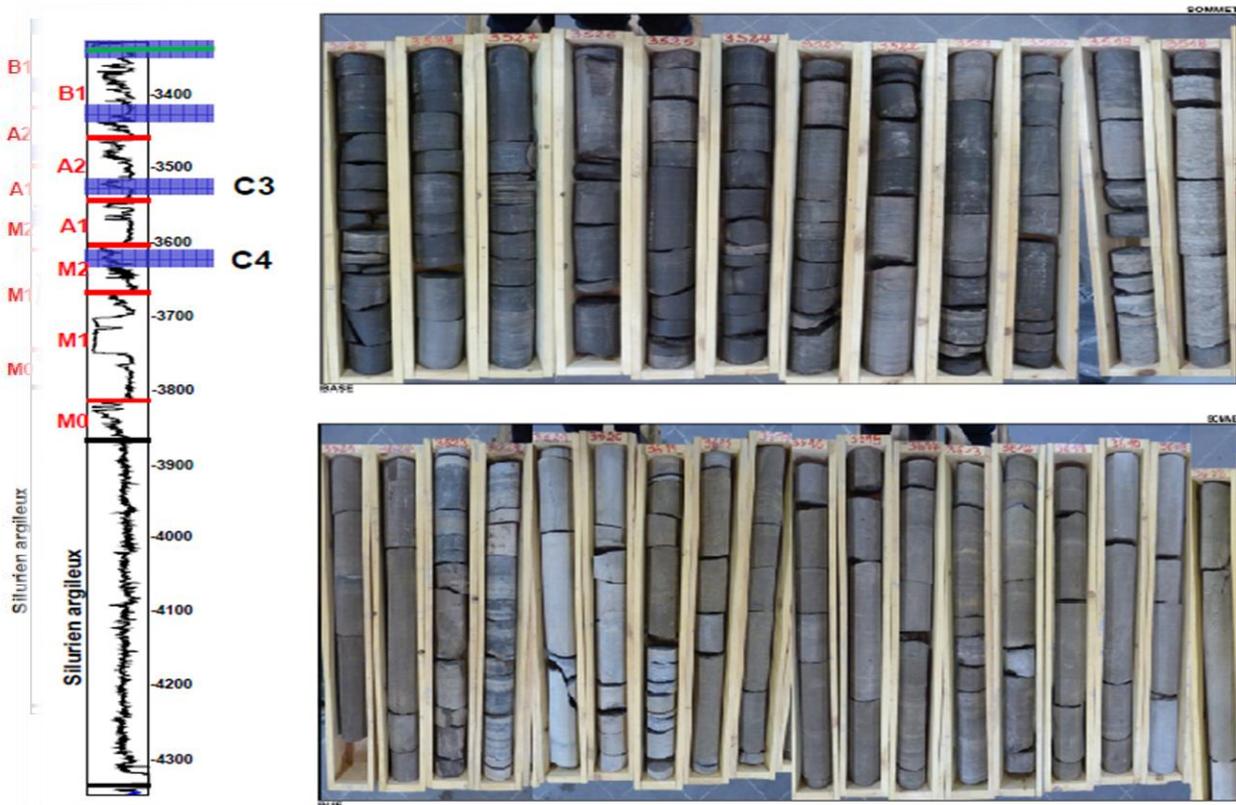


Figure.10 : Carottes du puits ETB-2, Document SH-EXPLO

II.5.1.2 Le puits TOUC-1 (Figure11) :

Les carottes 3 et 4 appartiennent à l'Unité B1. Elles sont dominées par des séries d'argiles hétérolithiques gris sombre, peu bioturbées à passées gréseuses localement déformées. Il s'agit de dépôts de type offshore supérieur. Des niveaux gréseux sont localement présents, sous la forme de grès moyens à grossiers avec débris coquilliers (carotte 4) et fins nappages argileux. Les argiles représentent un environnement d'offshore, et les grès et systèmes hétérolithiques des barres d'offshore (ou shoreface supérieur).

L'intervalle de la carotte 5 (Unité A1) est presque exclusivement de type argile surmontées de grès argileux extrêmement bioturbés, interprétés comme environnements de lagon profond à superficie.

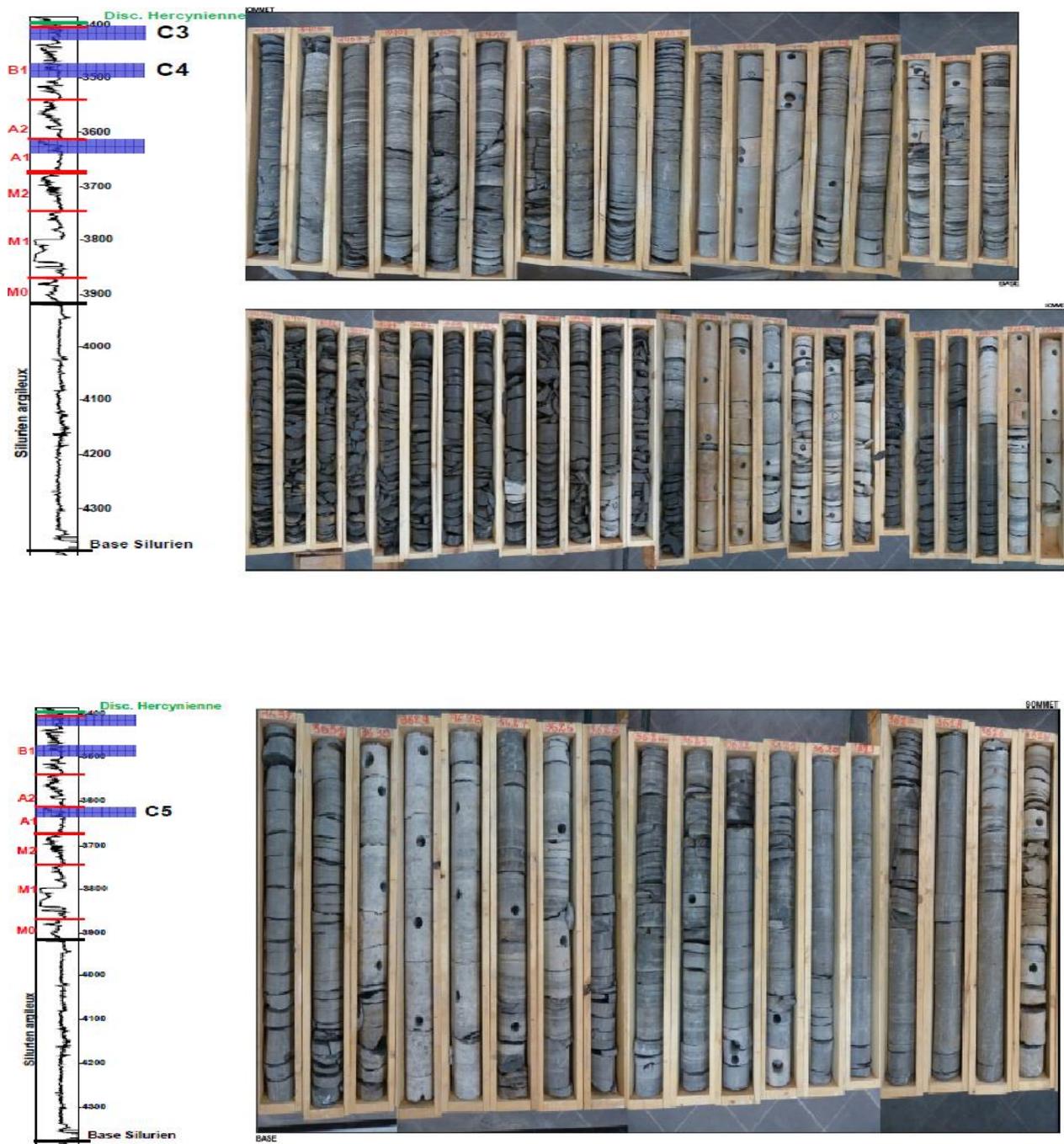


Figure.11 : Carottes du puits TOUC-1, Document SH-EXPLO

II.5 Description des structures sédimentaires rencontrées dans le forage :

II.5.1 Les structures liées à l'activité des courants :

➤ Le litage oblique (Cross bedding) (Figure.12)

Les lits composant la couche sédimentaire détritique sont disposés obliquement par rapport aux limites de la couche. Très souvent, l'obliquité est minimale ou même nulle à la base de la couche et augmente en s'élevant dans celle-ci. Cette disposition est liée à l'agitation du milieu par des courants fluviatiles marins ou de la houle.



Figure.12 : Le litage oblique (Cross bedding)

ETB-2, C4,3625.25 m

➤ Le litage horizontal faiblement incliné (Swash cross-stratification) (Figure.13)

Il est intermédiaire entre l'oblique et l'horizontal et est engendré par l'action des vagues. L'inclinaison des lamines est de 2 à 10° avec un sens préférentiel en direction de la mer. Le contact de base est souvent érosif, il est attribué à des dépôts de plages (Backshore).



Figure.13 : Le litage horizontal faiblement incliné

C9,3518.75 m

➤ **Les drapages argileux (Mud draps) (Figure.14)**

C'est une suite de lamines ondulées de grès fin et d'argile. Ils se forment comme suit :

Pendant la période d'étalement de haute mer, l'intensité du courant décroît rapidement jusqu'à devenir nulle permettant aux sédiments fins de se déposer par décantation.

Par contre, quand le courant est fort, durant le flot et le jusant, il transporte les sédiments sableux par traction.

Ce type de dépôt caractérise la zone tidale. Il est lié à l'activité de la marée.



Figure.14 : Les drapages argileux (Mud draps)

➤ **Les litages en flasers (Flaser bedding) (Figure.15)**

Ce sont des couches d'argile qui se déposent dans les creux des rides sableuses. Elles résultent de l'alternance des périodes d'activité de courants avec des périodes calmes.



Figure.15 : Les litages en flasers (Flaser bedding) TOUW-2, C5,3653 m

➤ **Les litages en mamelons (Hummocky cross stratification) (Figure.16)**

Sur carottes, ils sont distingués par la présence de lamines gréseuses horizontales faiblement inclinées, en intersection avec des surfaces de stratification de forme en courbures (concavo-convexe) associées souvent à des niveaux bioturbés.

Ce type de structure est attribué à l'action des tempêtes. C'est un excellent guide bathymétrique. Il caractérise les milieux à dominance de vagues de plate-forme littorale (Shelf) et plus particulièrement la zone intertidale (upper shorface) où la tranche d'eau est estimée entre 5 et 30 m (Harms *et al*, 1975 in Bekkouche, 1992).



**Figure.16 : Les litages en mamelons
(Hummocky cross stratification)**

TOUC-1, C4, 2432m

➤ **Les litages lenticulaires (Lenticular bedding) (Figure.17)**

Ils correspondent à des lentilles de sable connectées ou isolées qui se déposent dans un sédiment à dominance argileuse.

On remarque que ces trois dernières structures se différencient par leur rapport sable/argile. Leur formation est conditionnée par la granulométrie du matériel et l'intensité de l'énergie du courant. Elles sont attribuées à l'activité des marées.



Figure.17 : Les litages lenticulaires (Lenticular bedding)

ETB-2, C4,3621.25 m

➤ Slumps (Figure.18)

C'est des glissements en masse de sédiments gorgés d'eau en liaison avec la présence de pentes.



Figure.18 : Slumps ETB-2, C2, 3438-3439 m

➤ Les galets mous et les clastes d'argiles (Figure.19)

Ils sont fréquents à la base des bancs gréseux soulignant leur caractère érosif, Ils sont souvent associés aux litages en mamelons indiquant les dépôts de tempête.



Figure.19 : Grés gris fin poreux à galets d'argile sédimentaire
TOUC-1, C4, 3436.7 m

II.6 Description des faciès et associations de faciès dans le forage étudié :

II.6.1 Description des faciès :

La description des faciès, basée sur la lithologie, la couleur, la granulométrie, le litage, les structures sédimentaires, les fossiles et les traces fossiles, a permis de dégager plusieurs faciès formés, dans leur ensemble, par des silts, des argiles et des grès fins à très fins, rarement moyens à grossiers.

Ces faciès ont été groupés en quatre principales associations :

- Association de faciès de la plaine côtière.
- Association de faciès du domaine de plage (Foreshore)
- Association de faciès d'avant-plage (Shoreface).
- Association de faciès du domaine marin ouvert (offshore).

II.6.2 Association des faciès de la plaine côtière :

On regroupe dans cette association tous les faciès qui se développent sur la plaine côtière.

L'impact de l'influence tidale sur les sédiments siluriens de la région d'étude est bien mis en évidence. Cette influence se traduit par :

- L'alternance assez régulière des faciès argileux et gréseux.
- L'abondance des clastes, des lamines d'argiles et des litages en flasers
- La présence de stratifications entrecroisées sigmoïdales.

On distingue, dans cet environnement, les chenaux tidaux et les barres tidales :

Les chenaux tidaux

Ils ont été décrits au niveau de la carotte 4 du sondage **ETB-2** qui montre un empilement de petites séquences positives (en fining-up). Chaque séquence débute par un grès moyen à grossier montrant, à la base, des surfaces érosives à galets d'argile et stratifications entrecroisées sigmoïdales. La granulométrie des grès diminue vers le sommet où s'installent des grès fins gris verdâtres.

La bioturbation est variable, de type horizontal et vertical. Elle est représentée par Skolithos et Teichichnus

Les barres tidales :

Elles sont décrites aussi au niveau la carotte 4 du sondage **TOUC-1**: l'évolution verticale des séquences est négative, traduisant un coarsening-up. Ces séquences débutent par un faciès de grès très fins gris-blancs à drapage d'argile surmonté par un banc de grès fin bien classé poreux et friable à drapages et à clastes d'argile.

La bioturbation est horizontale et verticale. Elle est représentée par Skolithos, Arenicolites et Asterosoma.

II.6.3 Association de faciès du domaine de plage (Foreshore)

Elle correspond à un grès très fin grisâtre compact non bioturbé, montrant un niveau à Orthocères.

Les structures associées sont les laminations planes à obliques, les galets et les drapages d'argiles.

II.6.4 Association de faciès d'avant-plage (Shoreface)

Les dépôts d'avant-plage observés sont contrôlés par les vagues permanentes et les tempêtes (présence des rides de vagues et des HCS).

Le Shoreface est subdivisé en trois sous-environnements :

✚ Avant-plage inférieure (Lower Shoreface)

Il comprend un faciès hétérolithique formé par une alternance d'argiles noires et de grès fins ou parfois d'une alternance de silts et d'argiles.

Les structures observées sont les drapages et galets d'argiles, les rides de vagues, les litages en mamelons (HCS).

✚ Avant-plage moyenne (Middle shoreface)

Les faciès observés sont intermédiaires entre les faciès fins de lower shoreface et les faciès gréseux propres de l'upper shoreface. La bioturbation est intense à modérée. Les structures observées sont des rides de vague et des stratifications entrecroisées à faible angle.

✚ avant-plage supérieure (Upper shoreface)

Le taux de grès dans cet environnement est nettement supérieur à celui des sous-environnements décrits ci-dessus. Nous observons des grès fins gris-verts à stratifications planes à obliques. La bioturbation est faible. Elle est de type vertical avec l'ichnogenre Skolithos.

II.6.5 Association de faciès du domaine marin ouvert (offshore)

C'est une zone de faible énergie caractérisée par des sédiments fins formés d'argiles grises-noires micacées riches en pyrite et Lamellibranches pyritisés ainsi que d'argiles silteuses à stratifications planes.

Conclusion

Les principaux environnements reconnus dans le SAG (toutes unités confondues) et qui apparaissent dans les descriptions sédimentologique sont résumés ci-dessous :

- Environnement de baie, avec des milieux fortement bioturbés et organiques, et des alternances avec des argiles bioturbées ;
- Environnements de shoreface supérieur, en général avec des grès peu bioturbés et assez massifs ;
- Environnements de shoreface inférieur, dominés par des grès argileux très bioturbés ;
- Environnements de transition shoreface inférieur – offshore supérieur, avec des grès très fins à hummocks ;
- Environnements offshore argileux.

II.7 Associations des faciès :

Il a été mis en évidence 05 faciès principaux (associations de faciès) dans l'intervalle Silurien du champ de Toual, sur la base de la granulométrie, des structures sédimentaires et éléments additionnels, des degrés et diversités de bioturbation, ainsi que sur des qualités réservoirs observés macroscopiquement.

Ces associations de faciès, caractérisant un environnement de transition terre-mer, sont répertoriées depuis un pôle proximal (chenaux côtiers) jusqu'à un pôle distal (offshore) dans le **Tableau .3** :

Dans ce tableau, sont détaillés les éléments suivants :

- ✚ **Granulométrie** : Une grande partie des sédiments étudiés est de granulométrie fine inférieure à très fine localement. Les granulométries les plus fortes se rapportent aux sédiments les plus proximaux de type chenaux de marée ;
- ✚ **Structures sédimentaires** : Les stratification obliques d'angle faible sont communes, surtout dans les environnements de shoreface (avant-plage) supérieur ou les sédiments sont vannés par l'action des vagues. Des stratifications en mamelons (HCS) sont aussi fréquents, caractérisant des dépôts de shoreface moyen à inférieur ou l'action des vagues n'est sensible que lors de conditions de tempête
- ✚ **Éléments additionnels** : La présence de drapages réguliers d'argile contribue à reconnaître des influences de marée. D'autres éléments tels de clasts pluricentimétriques anguleux (dropstones) ont été observés dans des argiles d'offshore. Des éléments bioclastiques tels que des Orthocères ont aussi été reconnus, dans des niveaux argileux comme dans des niveaux gréseux ou de telles faunes ont été remaniées .
- ✚ **Intensité de bioturbation** : Les bioturbations peuvent être importantes et contribuer à la dégradation des qualités réservoir.
- ✚ **Contacts** : les contacts lithologiques peuvent être érosifs, surtout dans les domaines de chenaux tidaux, et plus progressifs dans les évolutions de type offshore-shoreface inférieur et supérieur, traduisant des chutes progressives du niveau marin ;

- ✚ **Propriétés réservoir** : Il s'agit des propriétés originales, qui peuvent avoir été modifiées par des phénomènes diagénétiques. Les meilleures propriétés sont reconnues dans les grès de shoreface supérieur (peu de bioturbation, bon tri) et ceux de barre d'embouchure ;
- ✚ **Pourcentage sable/argile** : Il s'agit d'une évaluation qualitative macroscopique, qui a permis de proposer les bases de cette classification de faciès.
- ✚ **Bathymétrie** : Cet input est nécessaire afin d'élaborer les inputs en termes de paléobathymétrie.
- ✚ **Le Tableau.4** : Résume les principaux systèmes de dépôt par intervalle stratigraphique et par puits. En jaune sont surlignés les principaux réservoirs potentiels, mais souvent cimentés ou compactés. Il ressort aussi de ce tableau que les principaux réservoirs sont concentrés dans les unités inférieures du SAG, c'est-à-dire dans les niveaux progradants des grès de shoreface et des systèmes chenalisés deltaïques à dominance fluviale du M2, du A1 et du A2. De même, les dépôts interprétés comme barre d'embouchure et barre d'offshore offrent des capacités de réservoirs potentiels, incluant peu de matériaux argileux dans leur matrice. Les propriétés réservoirs sont cependant modifiées par la diagenèse.

ETUDE SEDIMONTOLOGIQUE

CHAPITRE II

ENVIRONNEMENT DE DEPOIT	Proximal						Distal		
	REPLAT TIDAL	LAGON	SHOREFACE		OFFSHORE				
	Sableux	Boueux	Superficiel	Profond	Supérieur	Moyen	Inférieur	Supérieur	Inférieur
PHOTOS									
GRANULOMETRIE ET COULEUR	Sables fins à très fins, bioturbés, gris-blancs	Sables heterolithiques, bioturbée grisâtres	Sables très fins argileux, bioturbés, grisâtres	Silts grisâtres à verdâtres	Sables fins à très fins grisâtres à beiges.	Sables fins à très fins heterolithiques grisâtres à beiges.	Sables heterolithiques grisâtres à beiges	Argiles sombres heterolithique	Argiles noires
STRUCTURES SEDIMENTAIRES	Nombreuse rides et drapages d'argile (flaser)	Litage heterolithiques ondulés à lenticulaires		Lamination plane	Stratification plane et d'angle faible	Stratification en mannelons parfois destructurée par la bioturbation	Litage heterolithiques ondulés à lenticulaires	Minces trains de rides sableux à silteux Présence ponctuelle des dropstone	Massif à finement liée Présence ponctuelle des dropstone
ELEMENTS ADDITIONNEL	Possibles traces de racines (végétaux primaires)	Possibles traces de racines (végétaux primaires)	Stratification heterolithique s initiale totalement destructurée	Riches en micas	Présence de rares drapages et de bioclastes	Intensité et diversité de bioturbation étroitement liées au taux de sédimentations		Bioclastes	Riches en débris d'organismes (bryalves, orthoocera, trilobites)
INTENSITE DE BIOTURBATION	++	++	+++		+	+ / + + + +	+ / + + + +	+	-
CONTACTS	Contacts francs caractérisé des surfaces bioturbée	Contacts francs caractérisé des surfaces bioturbée	Contacts francs caractérisé des surfaces bioturbée	Progressif vers argile sombre ou sables bioturbée	Contacts francs ou érosifs	Contacts francs à bioturbée	Contacts francs à bioturbée	Progressif vers des heterolithiques à dominante argileuse ou des argiles massives	Progressif vers des heterolithiques à dominantes argileuse
PROPRIETES RESERVOIR	★	●	●	●	★★★★★	★	●	●	●
COMMENTAIRES	Facies souvent associés au chenaux de platier	Risque de confusion Shoreface inf-Offshore sup	Bioturbation intense de petite taille et horizontale typique d'un milieu calme	Milieu particulier sans trace de bioturbation anoxique	Souvent des barres d'Offshore	Parfois Shoreface totalement bioturbée faible taux de sédimentation		Facies riche en débris d'organisme	Depot riche en matière organique zone anoxique
POURCENTAGE SABLE / ARGILE BATHYMETRIE	75/25 0-5 m	20/80 0-5 m	25/75 5-25 m	95/5 0-10 m	50/50 10-25 m	10/90 25-100 m			

Tableau 3 : Résumé des principaux facies

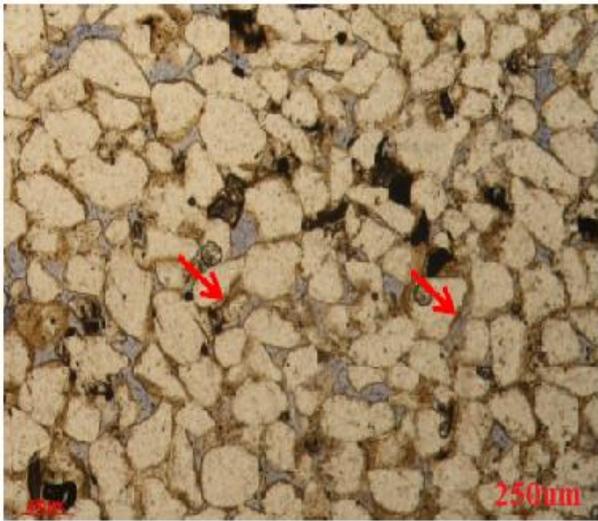
CHAPITRE II

ETUDE SEDIMONTOLOGIQUE

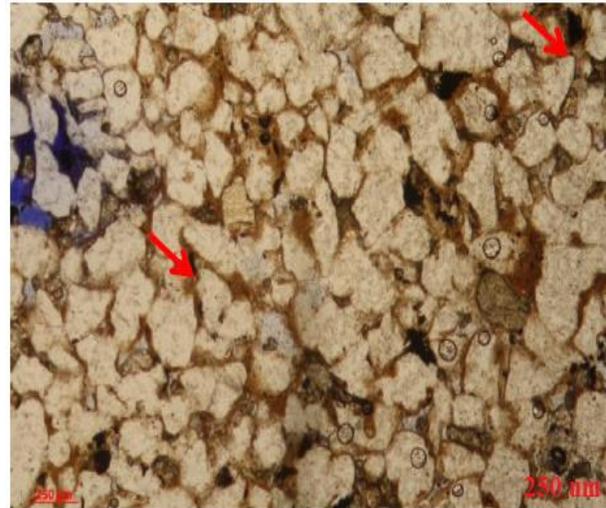
II.8 Pétrographie et Diagenèse :

Une sélection d'échantillons a été prélevée lors de la phase de descriptions de carottes, qui ont donné lieu à deux types d'analyses : des études pétrographiques classiques en microscopie optique, et des analyses de diffraction d'argile. De ces échantillons gréseux, a été extraite la fraction argileuse pour des analyses plus fines de diffraction de rayons-X afin d'identifier et de quantifier ces argiles. On fait ces analyses dans le centre et laboratoire de recherche –boumerdes.

Exemple de lame mince qui contient le ciment chlorotique :



TOUW-2 ,3579.5 m, Unité A1



ETB-2 ,3610.8 m, Unité M2

Figure.20 : Exemples de ciments chlorotique dans le SAG

		SAG					Résumé Diagenèse
		B 2	B 1	A2	A1	M 2	
T O U A L	TOUC-1						Ciments chlorotique dans B1,avec kaolinite dans A1
	TOUW-1						Ciments argileux (chlorite,illite et kaolinite) dans M2
	TOUW-2						Ciment chlorotique dans A1,avec illite et kaol dans M2
	ETB-2						Ciment chlorotique dans M2

Qualité réservoir
Lame Mince
★ ★ ★ ★

Qualité réservoir
Carotte
■ ■ ■ ■

Figure.21 : Synthèse diagenétique par puits et intervalles stratigraphique

Le chlorite paraissent être présents dans la plupart des unités (Figure.21), comme le révèlent les analyses de rayons-X. Elle est présente :

- Dans l'Unité **B1** de TOUC-1
- Dans l'Unité **A1** des puits TOUW-2
- Dans l'Unité **M2** du puits ETB-2

II.9 Conclusion sur la diagenèse

La présence de ciments chlorotiques en faible abondance (entre **5** à **15%** environ (d'après les résultats de centre de recherche boumerdes)) permet de préserver les grains détritiques des surcroissances siliceuses et ainsi de moins détériorer les qualités réservoirs.

CHAPITRE III
EVALUATION
PETROPHYSIQUE

III. Evaluation des paramètres pétrophysique en utilisant les diagraphies :

III.1 Introduction

L'évaluation pétrophysique s'intègre dans le cadre de la caractérisation des réservoirs du Silurien Argilo Gréseux du Bassin de Berkine. Elle complète la définition des réservoirs en termes de distribution, d'extension et de caractérisation pétrographique. Les principales caractéristiques à définir concernent l'épaisseur utile et la porosité avec un support de calibration à partir des descriptions et mesures sur carottes. Ces caractéristiques contribuent à la réalisation d'une cartographie régionale des différents réservoirs.

Pour les structures où une estimation volumétrique est effectuée, un examen plus approfondi est réalisé prenant en compte les résultats pétroliers, l'estimation de la saturation et des contacts de fluides.

III.2 Données et méthodologie :

III.2.1 Données :

Les puits du projet ont été sélectionnés sur la base de la présence de Silurien au sens large et de puits additionnels de contrôles. L'évaluation réservoir ne concerne que la partie potentiellement réservoir du Silurien : le Silurien Argilo Gréseux., une liste plus restreinte a été dressée avec des puits bien informés, comportant au minimum les courbes GR et Sonic, et ayant une préservation du SAG ou une pénétration sur une épaisseur approximativement supérieure à 100m ces puits sont en mise en évidence sur le **Tableau.4.**

PUITS	Principales diagraphies	
	NPHI	RHOB
TOU-13	TNPHI	ROHZ
TOUC-1	CNC	ZDEN
TOUP-1	CNC	ZDEN
TOUSW-1	TNPHI	ROHZ
TOUW-1	TNPHI	ROHZ
TOUW-2	-	-
ETB-1	NPHI	ROHB
ETB-2	NPHI	ZDEN
ETBS-1	NPHI	ROHB

Tableau .4 : Diagraphies disponibles dans le Silurien Argilo-Gréseux

CHAPITRE III

EVALUATION PETROPHYSIQUE

III.2.1 Carottes

Historiquement, le Silurien Argilo Gréseux de la majeure partie de la région de l'étude correspondait à un objectif secondaire. Les intervalles carottés étaient peu nombreux. La réactualisation de cet objectif a conduit au prélèvement de carottes sur des puits récents. L'évaluation pétrophysique bénéficie de données récentes et principalement localisées sur certaines régions. La liste des puits carottés avec indication des carottes prélevées est rappelée sur le tableau suivant.

Puits	Nombre	Métrage (m)
ETB-2	4	64
TOUC-1	3	72
TOUW-1	7	54
TOUW-2	7	92

Tableau .5 : Puits carottés et carottes disponibles

Les descriptions de carottes réalisées au cours de l'étude ont servi de support pour la calibration de l'évaluation pétrophysique. Des mesures conventionnelles sont disponibles sur certains de ces puits.

III.2.1 Méthodologie

Suivant les résultats de l'examen des réponses diagraphiques, il apparaît qu'une méthode de type déterministe est adaptée à l'évaluation du Silurien Argilo-Gréseux avec l'objectif d'une évaluation régionale.

D'après les plots précédents, le volume d'argile peut être défini par le GR et le neutron- densité à l'exception des intervalles où la densité est affectée par les conditions de trou. La résistivité des argiles étant élevée, l'utilisation du log de résistivité reste délicate. Les descriptions de carottes ont permis une calibration qualitative du volume d'argile. La porosité est estimée par la combinaison neutron-densité avec correction d'argile comme cas de base. La combinaison neutron-sonic pourra se substituer dans les zones aux mauvaises conditions de trou. Les indications portées sur les descriptions de carotte sont intégrées, et les rares mesures pétrophysiques utilisées. L'estimation de la saturation est réalisée pour les zones prioritaires à partir de l'outil profond de résistivité, un

Rw équivalent à une salinité de l'ordre de 300g/l et les paramètres standard de saturation : $a=1$, $m=2$ et $n=2$. Les données de tests sont prises en compte. Un paragraphe spécifique est dédié à la détermination de la saturation pour certains intervalles à faible résistivité.

III.2.3 Analyse des diagraphies :

Un examen des diagraphies focalisé sur les outils de porosité a été réalisé. L'objectif étant de contrôler la qualité des enregistrements, de vérifier l'homogénéité des réponses et de préparer l'interprétation pétrophysique. Cette étape est réalisée à partir de Crossplots Neutron-Densité et Neutron-Sonic avec contrôle sur les logs composites portant l'ensemble des diagraphies. Dans une première étape, il s'est avéré nécessaire d'homogénéiser les unités de porosité qui sont en pourcentage et en décimal. Sur un puits, la mnémonique de la courbe de porosité indique une porosité en matrice dolomie qui a nécessité une calibration en condition standard. D'autre part des recalages en profondeurs ont été réalisés.

Les graphes Neutron-Densité et Neutron-Sonic du Silurien Argilo Gréseux sont regroupés en fonction du type d'outil : TNPH/RHOZ, CNC/ZDEN et NPHI/RHOB et appellent les commentaires généraux suivants

- ✚ Mise en évidence de valeurs affectées par les mauvaises conditions de trou. Elles affectent essentiellement le log de densité quel que soit le type d'outil utilisé. La rugosité du trou en est probablement le facteur principal.
- ✚ Le point argile est bien défini en termes de densité et de Sonic. Les valeurs sont respectivement comprises entre 2.7 et 2.75g/cc et 70 à 75 μ s/ft.
- ✚ Le point argile du neutron se situe aux environs de 35% avec des variations de l'ordre de 5 unités de porosité. L'outil CNC donne une porosité supérieure et l'outil NPHI une porosité inférieure.
- ✚ Les niveaux propres sont peu abondants avec des faciès intermédiaires entre grès propres et argiles bien développés.
- ✚ Les niveaux les plus propres ont une porosité groupée en deux classes, l'une entre 5 et 10% et l'autre aux environs de 20%.

Ces observations conduisent aux points suivants concernant l'interprétation pétrophysique :

- Les paramètres argiles sont bien définis avec un ajustement du neutron par puits.
- La combinaison neutron-densité est généralement utilisable pour les intervalles moyennement argileux à argileux et est indicative dans les zones où l'effet de la rugosité sur la densité apparaît comme un effet gaz.

La Figure.22 présente des graphes similaires pour lesquels une différenciation en fonction de l'argilosité est réalisée. Les mêmes commentaires peuvent être émis en termes de réponse diagraphique. On observe toutefois une réduction des paramètres argile, neutron et Sonic. Cette réduction est liée à une profondeur plus importante du Silurien dans la région considérée.

Des niveaux poreux sont individualisés. Ils peuvent atteindre plus de 20% à la fois sur le graphe neutron-densité et neutron-sonic. Les points les plus propres peuvent s'écarter de la ligne matrice des sables en direction de la ligne matrice des calcaires. De l'ensemble de ces considérations, il apparait que le Silurien Argilo Gréseux présente globalement des réponses diagraphiques relativement homogènes où les niveaux propres sont peu abondants. L'argilosité est variable avec une forte proportion de grès argileux. L'utilisation de la combinaison neutron sonic voire du sonic seul est recommandée pour pallier la non représentativité de la densité dans les intervalles cavés.

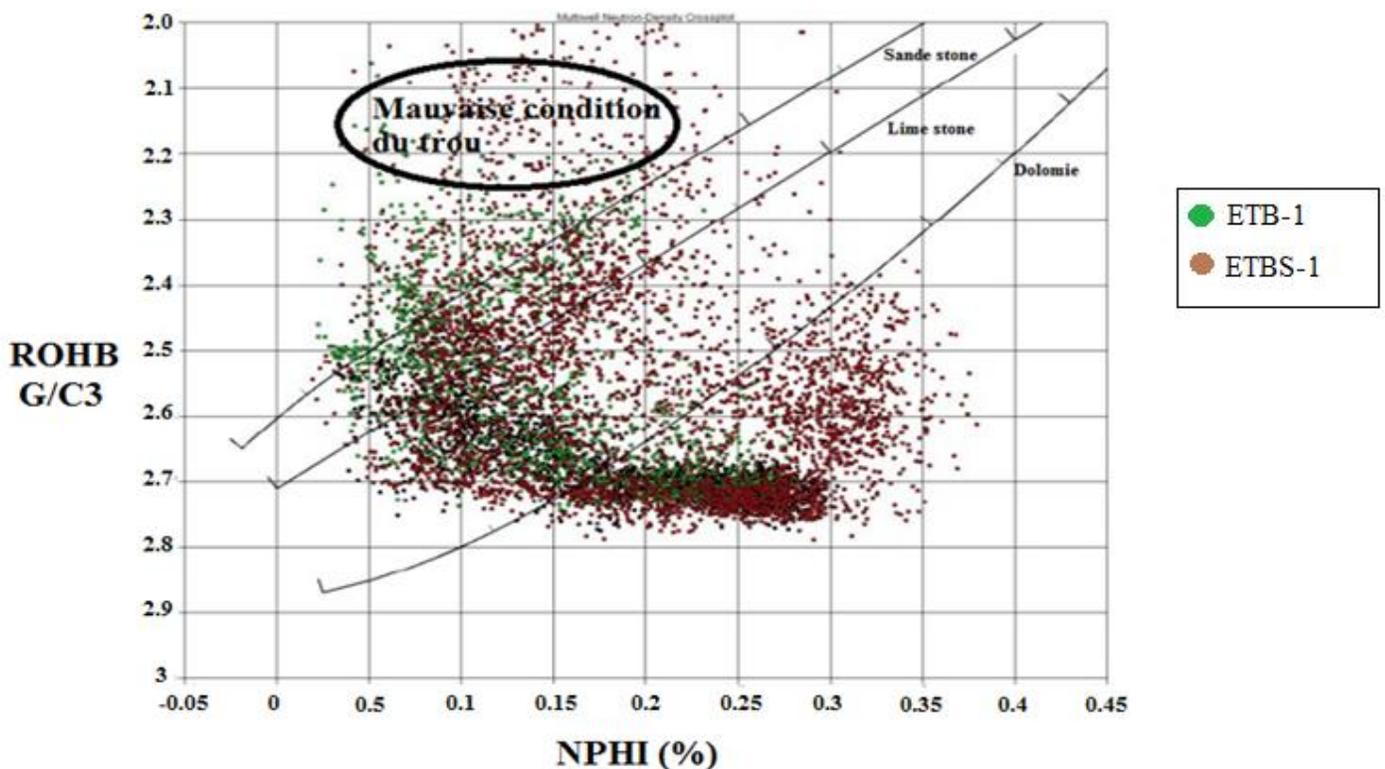


Figure.22 : Cross Plot NPHI/RHOB des puits ETB-1 ETBS-1

III.4 Evaluation pétrophysique

III.4.1 Calibration

III.4.1.2 Volume d'argile

Les descriptions de carotte sont utilisées pour la calibration du volume d'argile. L'argile et les intervalles gréseux propres au gamma ray sont bien individualisés par les diagraphies. Le contenu en argile des grès argileux est plus délicat à définir car ils peuvent avoir des volumes différents suivant les indicateurs utilisés. Des exemples sont reportés sur **la Figure.23**.

Pour de bonnes conditions de trou, l'utilisation du neutron- densité affine la réponse du GR en comparaison avec la description lithologique. L'évaluation du volume d'argile a été principalement basée sur ces deux indicateurs. Le résultat correspond au minimum des deux indicateurs ou bien à la sélection de l'un en fonction de la représentativité de l'indicateur en comparaison avec l'ensemble des courbes et en particulier de la résistivité. En l'absence de la combinaison neutron-densité, seul l'indicateur gamma ray est utilisé. Le volume ainsi défini va contrôler l'estimation de la porosité effective.

III.4.1.2.1 Méthode de calcul le Volume d'argiles « Vsh » :

C'est le pourcentage volumique d'argiles.

Le calcul peut être déterminé à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

$$V_{shale} = [GR_{lue} - GR_{min}] / [GR_{max} - GR_{min}]$$

Où :

Vshale : Volume d'argile

GR_{lue}: Valeur GR du banc donné lue directement sur le log.

GR min : Valeur GR minimum du même banc.

GR max : Valeur GR maximum du même banc

III.4.2.2 Porosité

L'évaluation de la porosité est réalisée sur la base de la combinaison neutron-densité avec les paramètres définis à partir des Crossplots comme présentés dans les paragraphes précédents. La combinaison neutron-sonic pouvant se substituer à la précédente dans les intervalles les résultats

du neutron-densité ne sont pas représentatifs comme dans les zones de mauvaises conditions de trou. Pour certains puits où seul le sonic est présent, un DT matrice de 55µs/ft a été utilisé. Il correspond à un paramètre standard calibré avec l'interprétation neutron-densité. Les résultats sont similaires dans les niveaux poreux mais la porosité sonic est plus faible dans les intervalles peu poreux et argileux. Globalement, la porosité sonic est inférieure à la porosité neutron-densité.

III.4.2.2.1 Les Méthodes de calcul la porosité « Φ »

❖ Porosité sonore

La porosité sonore est calculée par la formule suivante :

$$\Phi_s = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

Où :

ΔT_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonore en face des niveaux étudiés.

ΔT_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonore dans la matrice.

ΔT_f : Temps de l'onde sonore dans le fluide.

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{sc} = \Phi_s - Vsh * \Phi_{ssh}$$

Où :

Vsh : volume d'argile

Φ_{ssh} : Porosité sonore des argiles

❖ Porosité de densité

La porosité de densité de la formation est donnée par :

$$\Phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Avec :

ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité de fluide.

Vsh : Volume d'argile.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - Vsh * \Phi_{Dsh}$$

❖ Porosité Neutron

L'outil neutron nous donne directement le Φ_N directement mais l'outil est calibré on l'échelle de calcaire donc :

$$\Phi_{Ngrés} = \Phi_N + 0.03$$

La porosité de Neutron doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_N = \Phi_N - Vsh * \Phi_{Nsh}$$

Vsh : Volume d'argile.

Φ_{Nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

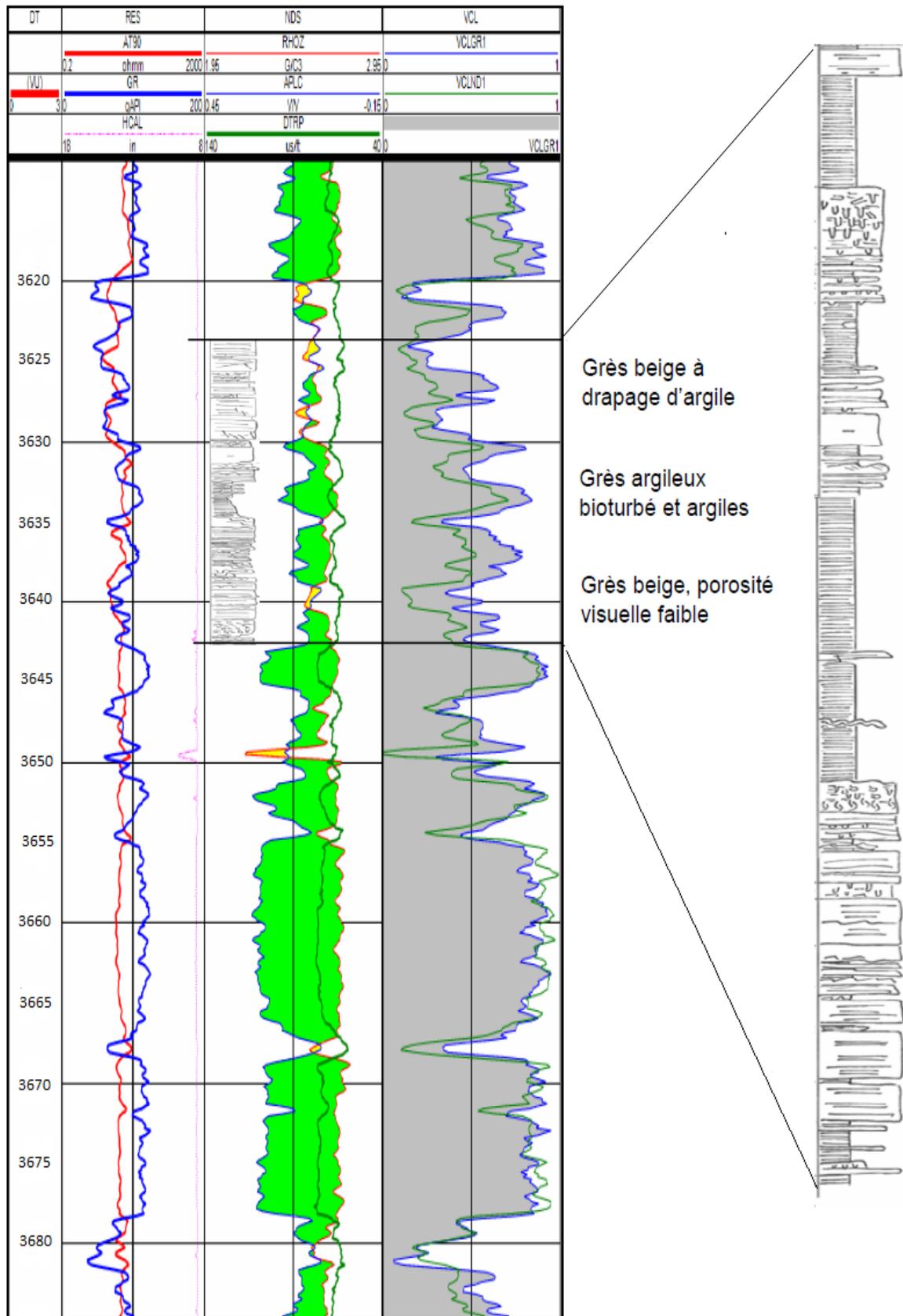


Figure.23 : Volume d'argile calculée suivant les indicateurs utilise du puits ETB-02

Les résultats obtenus sont comparés qualitativement avec les observations de carottes. **La Figure.24** présente le résultat du calcul et la description de carotte pour un puits. Les niveaux qui ont une porosité supérieure à 7-10% sont bien définis sur carotte. Dans cet exemple, la porosité du puits ETB-2 est principalement évaluée à partir de la combinaison Neutron-Densité à l'exception des niveaux situés à 3632m et 3700m où la combinaison Neutron-Sonic a été utilisée

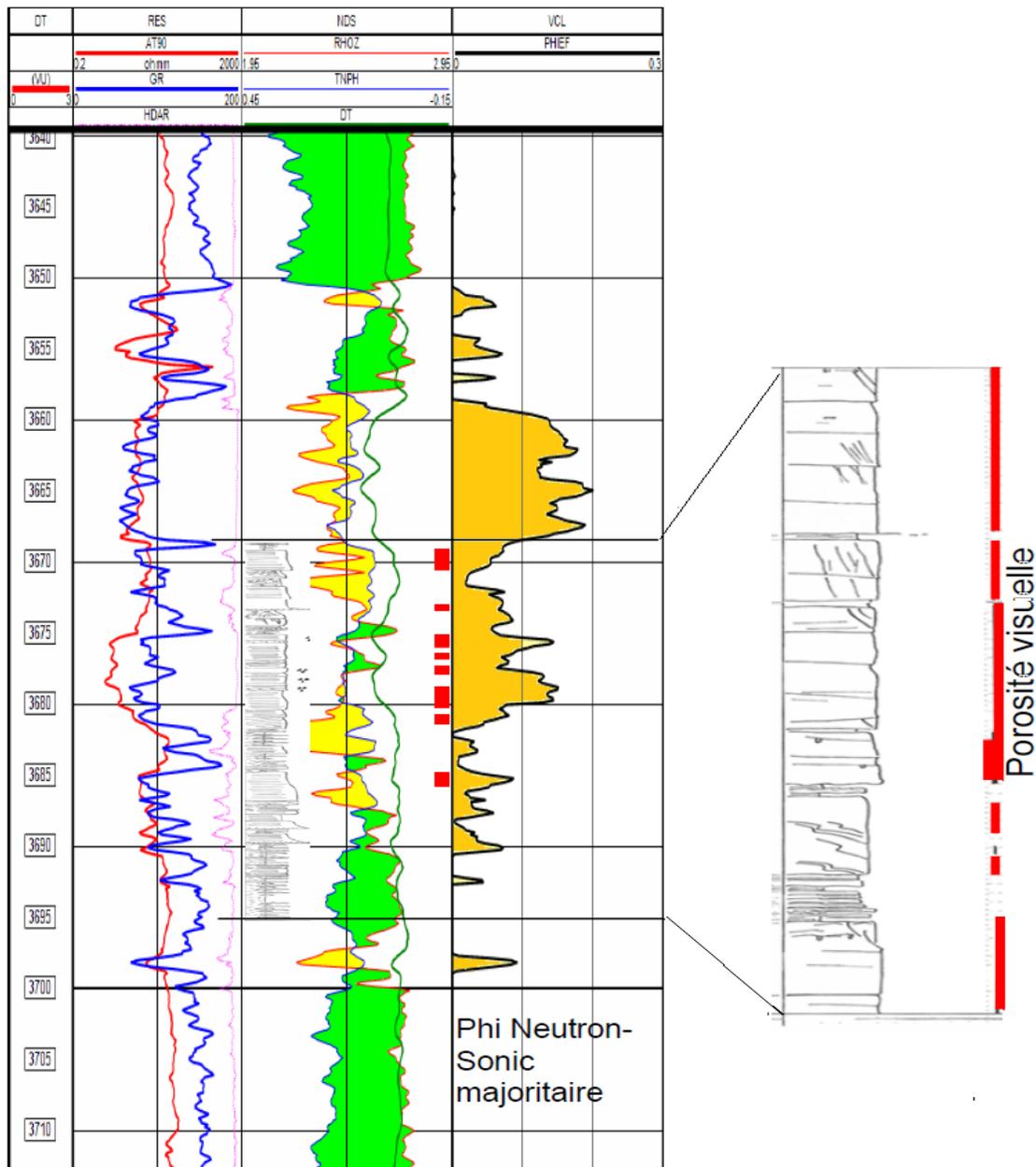


Figure.24 : Porosité calculée suivant la combinaison TNPH/RHOZ du puit ETB-02

en raison de valeurs peu représentatives de la densité. Ce type de réponse plus fréquent pour le puits TOUW-1.

III.4.2.3 Saturation en eau

La saturation en eau est calculée en utilisant les paramètres standards et régionaux énoncés dans les paragraphes précédents.

III.4.2.3.1 méthode de calcul de saturation en eau :

Pour un fluide considéré, présent dans un réseau poreux en même temps que d'autres fluides, on définit une saturation. On désigne par la saturation, le volume d'un fluide donné par rapport au volume poreux total disponible pour les fluides. Pour calculer la saturation on utilise la loi d'Archie avec les bancs propres.

$$S_w^n = \frac{a}{\Phi^m} * \frac{R_w}{R_t}$$

Avec :

a : Constante liée à la nature de la roche.(a=1)

m : Facteur de cimentation.(m=2.15)

R_w : Résistivité de l'eau de formation. (R_w=0.018 depuis slb abaque GEN-6)

R_t : Résistivité de la zone vierge.

n : exposant de la saturation en eau (n=2)

Φ : porosité Moyenne

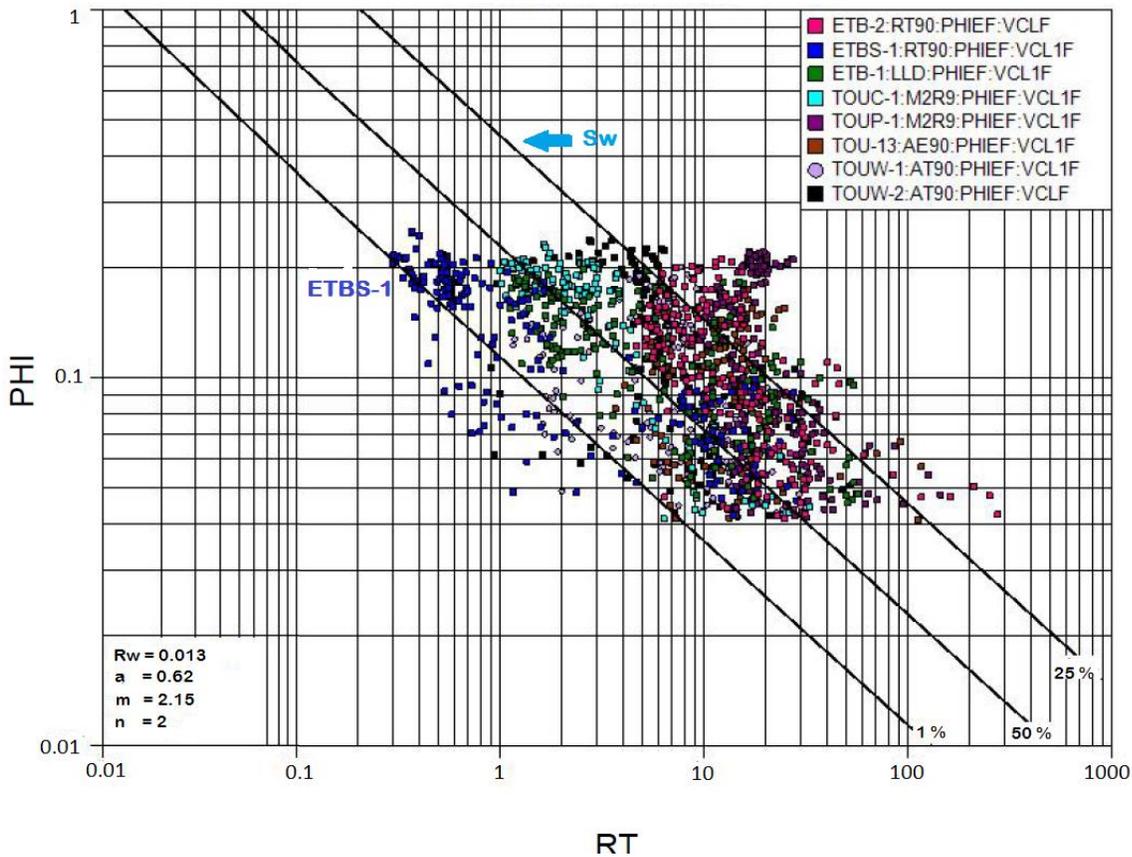


Figure.25 : Saturation d'eau d'après le Pickett Plot

La Figure.25 présente le Pickett plot de la région de Toual et ETB pour l'unité réservoir M2, bien individualisée sur l'ensemble des puits. La zone à eau est définie par le puits ETBS-1 et la saturation en eau dans la zone moyenne pour la zone à hydrocarbure est de l'ordre de 30%. La valeur minimum est de 15-20%.

III.4.3 Résultats

Les résultats de l'évaluation pétrophysique sont disponibles en fichiers numériques. Les principaux puits sont présentés. Cette coupe illustre la distribution de la porosité dans les divers réservoirs. Sur la majorité des puits, les meilleures caractéristiques sont développées dans le réservoir M2 avec des porosités moyennes pouvant atteindre 17%.

L'Annexe_5 résume les paramètres pétrophysiques des différentes unités stratigraphiques.

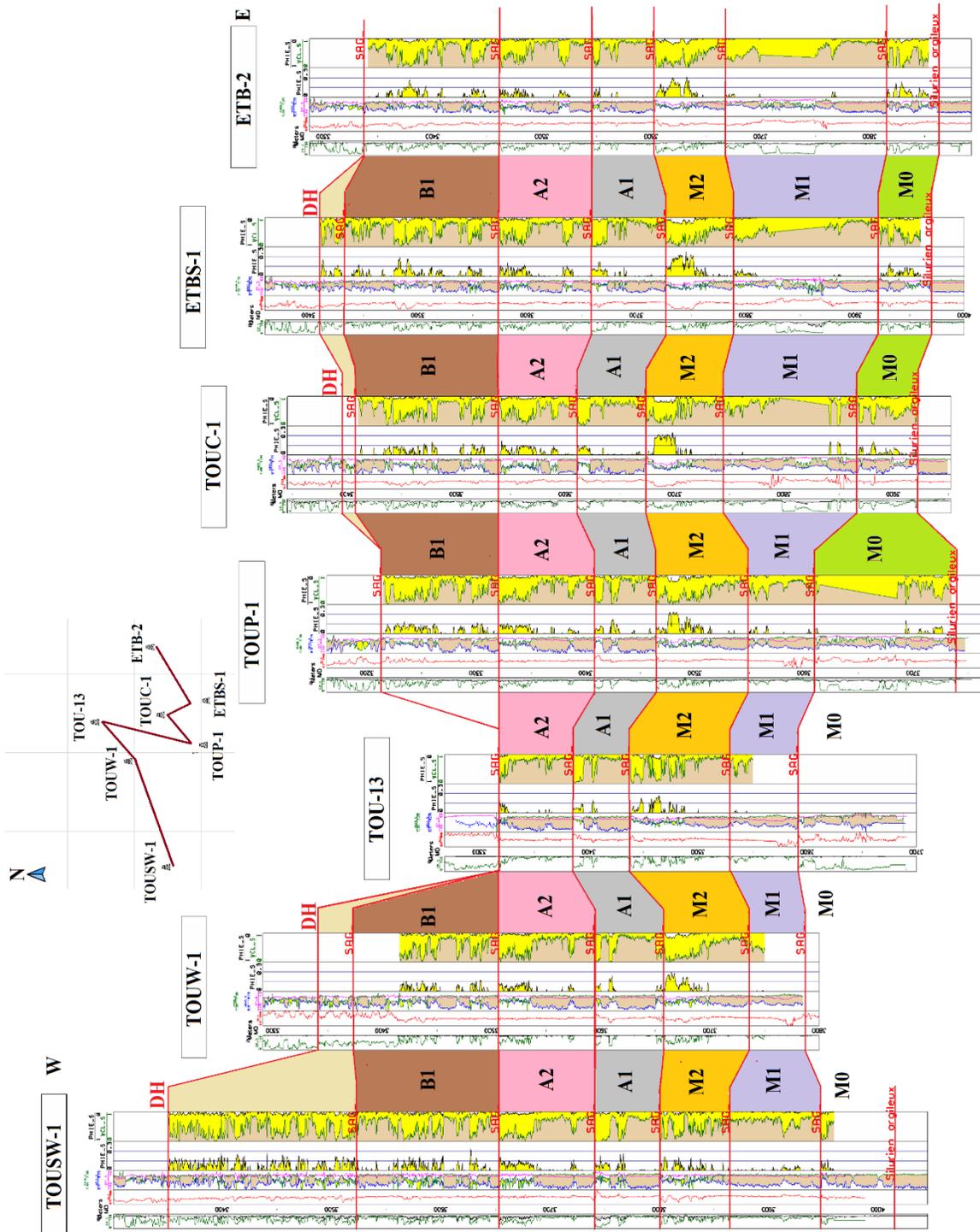


Figure.26 : Corrélation diagramme de la région Toual-section de TOUSW-1 à ETB-2

Le profil de corrélation représenté en **Figure.26** inclut des puits de la région de Toulal (TOUSW-1, TOUW-1, TOU-13, TOUP-1, TOUC-1, ETBS-1, ETB-2) montre que :

- L'Unité **M2** présente de bonnes caractéristiques réservoir continues, avec des porosités aux environs de **20%**
- L'Unité **A1** présente des caractéristiques détériorées, avec des porosités aux alentours **10%**
- L'Unité **A2** paraît moins prospective que l'Unité **A1**

III.4.4 Définitions des Cut-offs et calcul des moyennes

La détermination de l'épaisseur utile et de la porosité moyenne, nécessaires pour la cartographie et l'estimation volumétrique, est basée sur l'application de cut-offs sur le volume d'argile et la porosité.

Ces cut-offs sont établis à partir de la description de carottes, pour le volume d'argile et l'indication des zones poreuses, et sur les mesures pétrophysiques en termes de perméabilité. Les mesures disponibles restent toutefois peu nombreuses en considérant le nombre de puits atteignant le Silurien.

Dans notre région d'étude, les mesures pétrophysiques reportées sur **la Figure.27**, montrent des distributions très différentes entre les puits de ETB-1 et de TOUW-1. Toutefois, unités A1/A2 et M2 présentent la même relation par puits. Il sera nécessaire d'intégrer les données des autres puits de Toulal lorsqu'elles seront disponibles afin de sélectionner les puits ayant les valeurs les plus représentatives.

La relation porosité- perméabilité est considérée comme représentative des réservoirs siluriens. Pour des réservoirs à gaz, un cut-off de perméabilité inférieur à **0.1mD** est communément admis. Dans ce contexte, une limite à 0.05mD a été choisie. Elle correspond à une porosité de l'ordre de 5% qui est considérée comme une limite minimale.

Concernant le volume d'argile, des sensibilités ont été réalisées en utilisant des valeurs de cut-off de 30%, 35%, 40% et 45%. L'observation conjointe des descriptions carotte et des réponses en perméabilité conduit à une valeur comprise entre 35 et 45%. La valeur de 35% a été retenue pour les estimations.

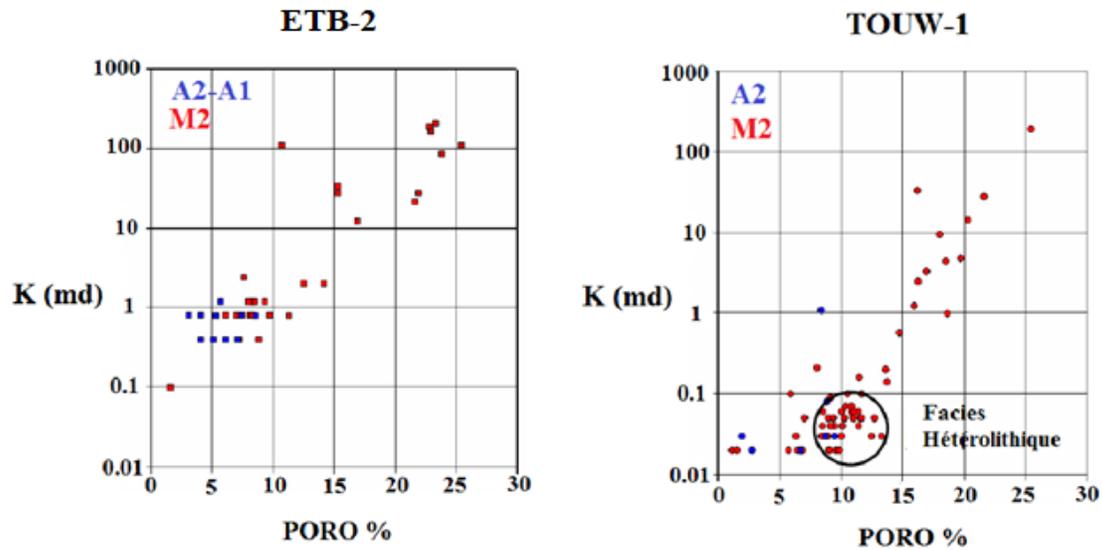


Figure.27 : Porosité / perméabilité des puits ETB-2 et TOUW-1

III.5 Evaluation en présence de chlorite

Des intervalles réservoirs de faible résistivité liés à la présence de minéraux conducteurs conduisent à une surestimation de la saturation en eau. Cet effet est connu dans les réservoirs Dévoniens du Bassin de Berkine et il est attribué à la présence de chlorite. Avec moins d'évidences, il semblerait que cet effet soit aussi présent dans les réservoirs Siluriens. La réalisation d'analyses minéralogiques a permis de quantifier la teneur en chlorite et d'estimer l'impact sur l'évaluation pétrophysique.

III.5.1 Intégration des analyses pétrographiques

Afin de mieux appréhender les phénomènes impactant la présence de chlorite, un Crossplots a été réalisés (pourcentage de chlorite /environnement de dépôt), et la plus représentatif est reporté sur la **Figure.28**. Les principales conclusions par rapport à ces Crossplots sont :

- Le pourcentage de chlorite (XRD) ne semble pas être lié à la profondeur.
- Les plus forts pourcentages de chlorite (XRD) sont localisés dans les facies de shoreface de l'unité A1 (TOUW-1).

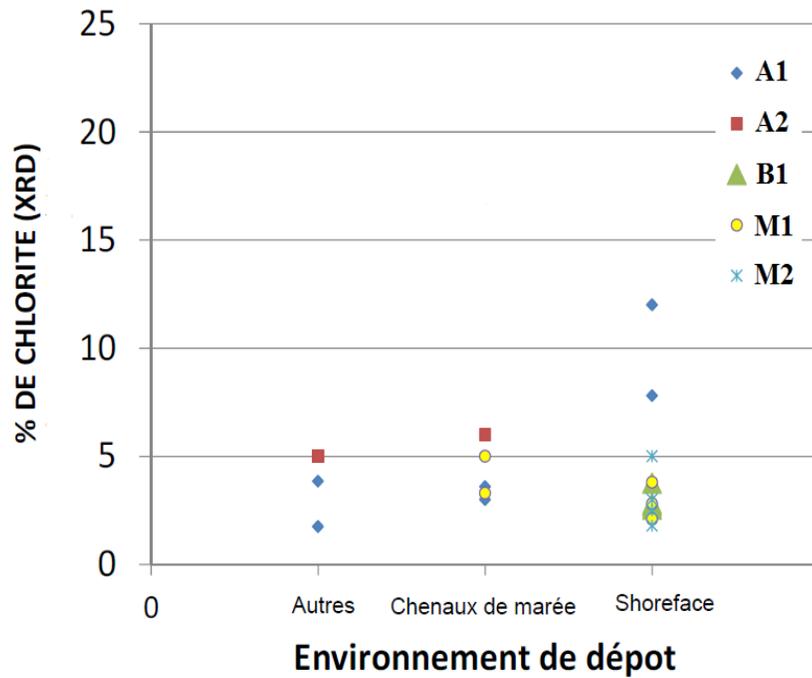


Figure.28 : Cross plot environnement de dépôt /pourcentage de chlorite.

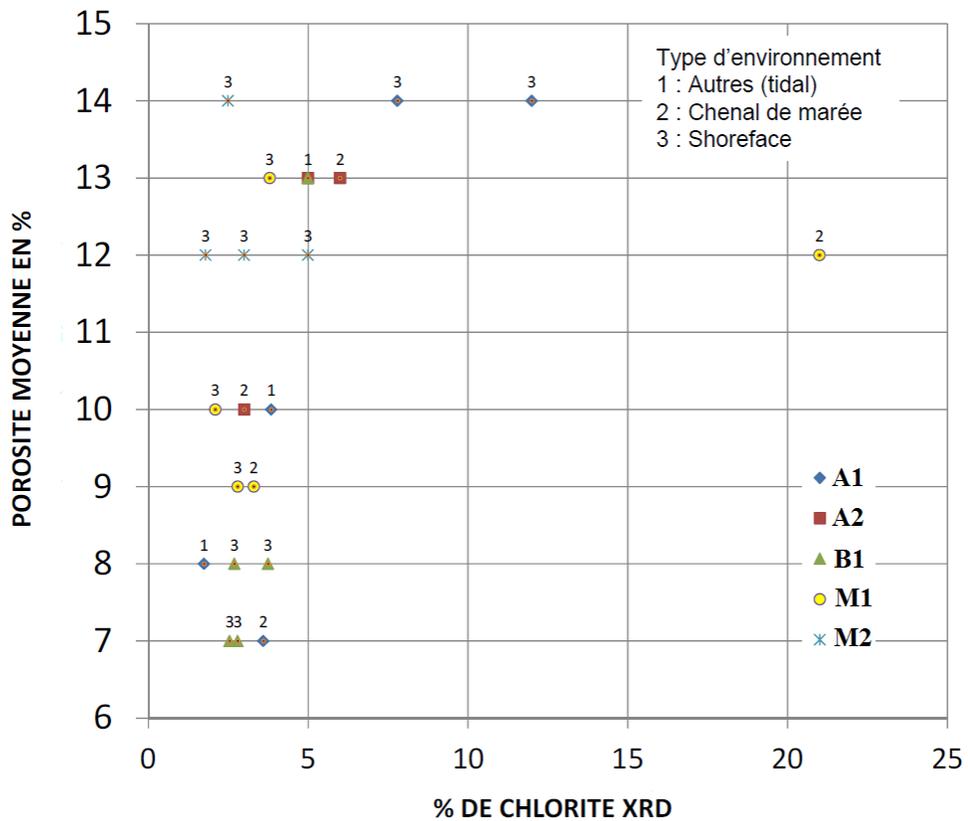


Figure.29 : Cross plot pourcentage de chlorite / porosité moyenne

La **Figure.29** présente un Cross plot entre la porosité moyenne et le pourcentage de chlorite (un code correspondant au type d'environnement est donné au-dessus des points). On remarquera :

- Les niveaux avec un fort pourcentage de chlorite (>5%) ont de bonnes porosités moyennes (12-14%).
- Les plus fortes porosités moyennes (14%) correspondent à un environnement de Shoreface (unités A1 et M2).

III.5.2 Analyse des réponses diagraphiques

Le chlorite ferrifère a un impact sur les qualités réservoirs (porosité, perméabilité) et sur les diagraphies notamment la résistivité. Les intervalles où ce minéral est abondant sont souvent interprétés comme aquifères alors que les tests de puits (DST) prouvent le contraire.

L'ensemble des données disponibles (diagraphie, pétrographie et test de puits) pour le SAG a été corrélé afin de mieux comprendre l'impact du chlorite sur les diagraphies et l'interprétation pétrophysique.

La **Figure.30** montre un exemple de réponse diagraphique des grès poreux à chlorite à gaz sur le réservoir M2 dans le puits TOUC-1. On notera notamment :

- L'enrobage des grains par le chlorite ferrifère crée une couche très conductrice par laquelle passe préférentiellement le courant électrique. Les résistivités observées dépendent de l'abondance de ce minéral mais aussi de la porosité et sont généralement faibles (inférieur à 1 ohm.m).
- Les logs de densité et neutron visualisés avec une échelle compatible calcaire se superposent. Les grès à chlorite se situent sur la ligne calcaire (bleu) sur un Crossplot neutron densité (**Figure.31**).
- Une augmentation du rapport Thorium sur Potassium est aussi observée dans ces niveaux due à la faible teneur en potassium du chlorite.

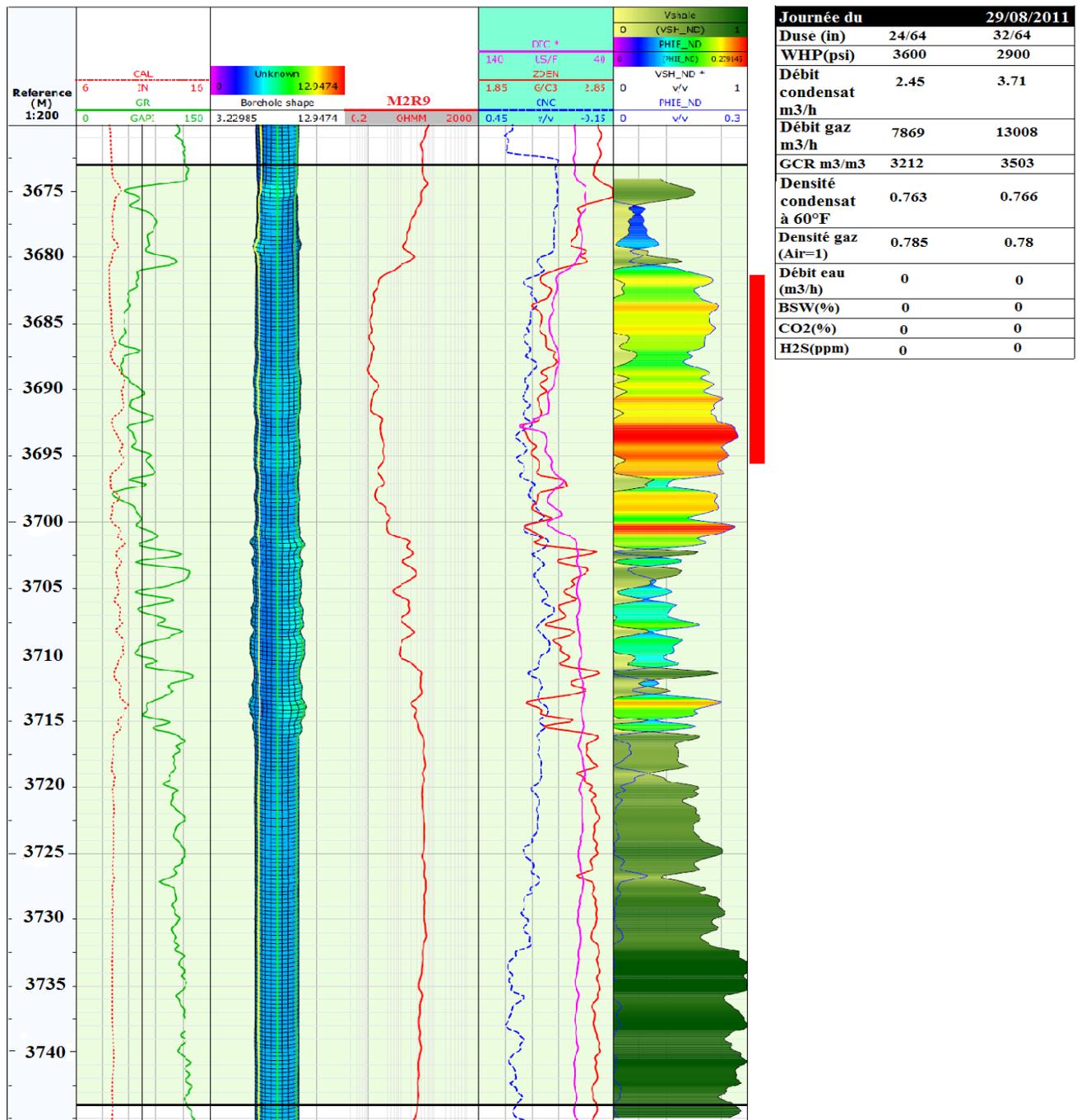


Figure.30 : Log diagraphique composite du puits TOUC-1 unité SAG_M2

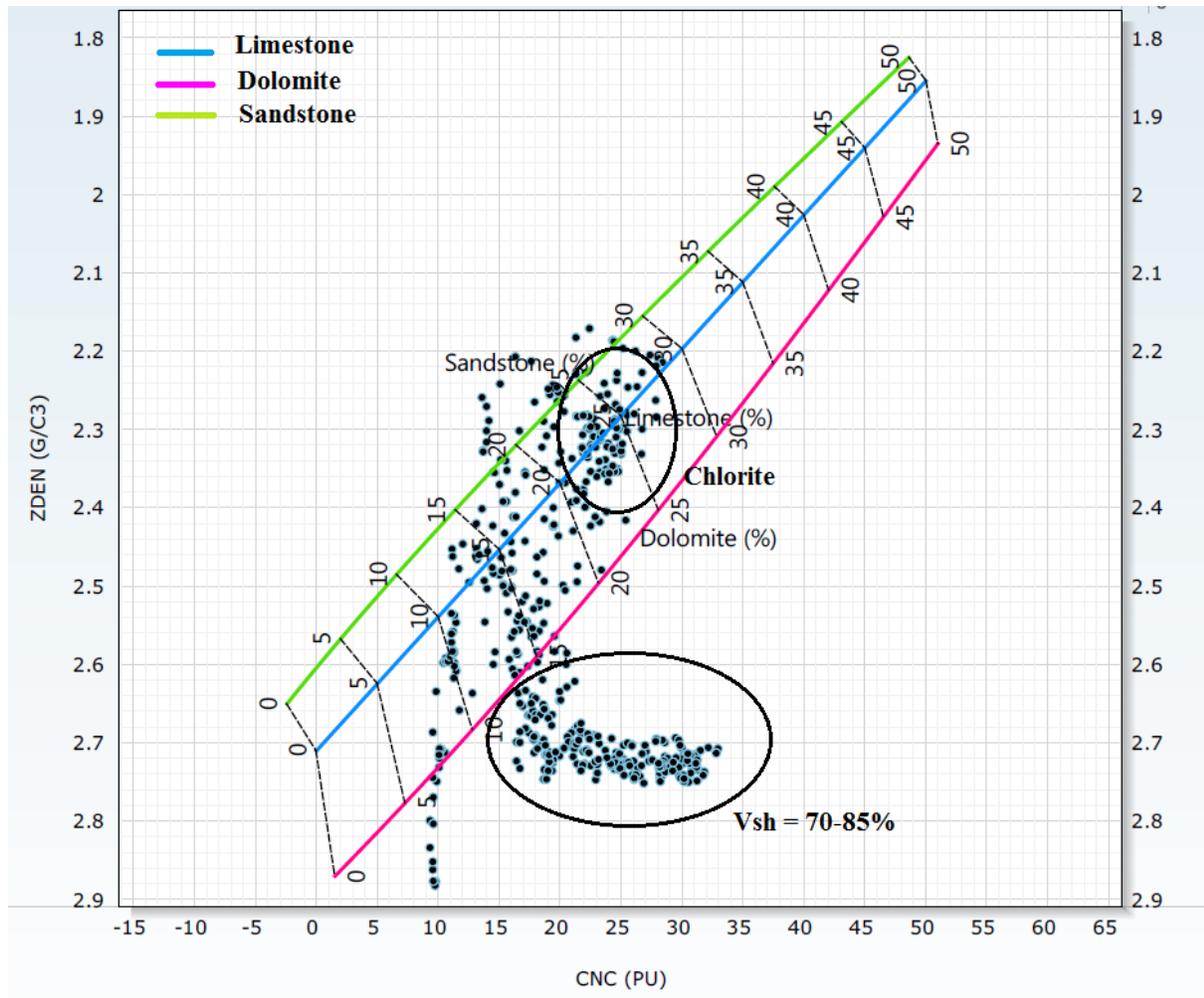


Figure.31 : Crossplot CNC-ZDEN dans l'unité M2 du puits TOUC-1

III.5.2 Intégration des données de test

L'interprétation de la saturation du puits TOUC-1, dans ces niveaux à chlorite, donne une saturation en eau de l'ordre de 50%. Valeur bien supérieure à celle obtenue dans les puits TOU-13 et TOUP-1. Bien que la saturation en eau soit élevée, elle ne conduit pas à une définition de zone à eau avec certitude.

La Figure.32 montre les diagraphies de 2 puits couvrant l'intervalle M2. L'un contenant du gaz (TOUC-1, DST) et l'autre de l'eau (ETBS-1, MDT). Ces 2 puits ont des porosités similaires (~15-20%) et une résistivité variante entre 0.01 et 0.03 ohm.m (pour cette porosité). Il n'est donc pas possible avec une interprétation diagraphique déterministe standard de distinguer ces 2 fluides.

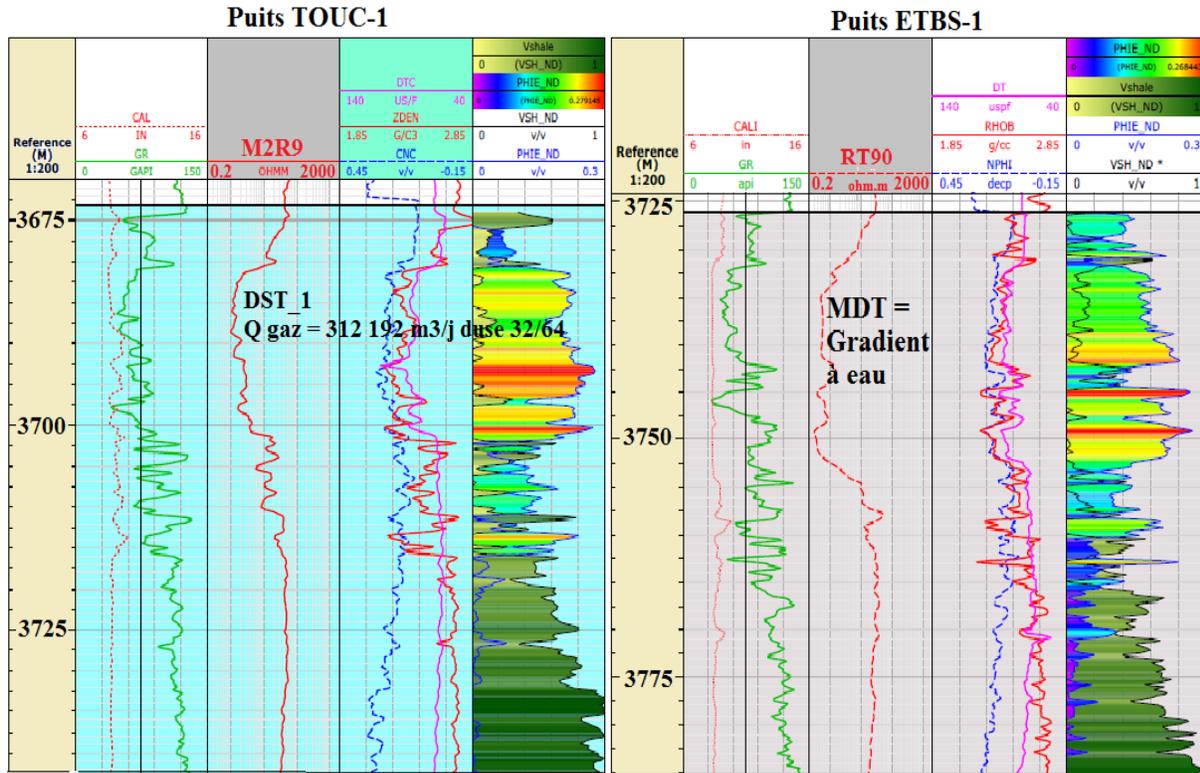


Figure.32 : Log composite des diagraphies en présence de chlorite, unité_M2, puits TOUC-1 et ETBS-1

Si l'on prend les paramètres d'Archie standard ($a=1$, $m=2$ et $n=2$), la saturation interprétée en eau « Sw » sera proche de 1, satisfaisant ainsi le contenu en fluide du puits ETBS-1. Par contre, l'estimation de la saturation pour le puits TOUC-1 est erronée au regard du fluide produit.

- Il faudrait prendre des paramètres ($a=1$, $m=1.5$ et $n=1$) pour avoir une saturation de l'ordre de 30% pour être en accord avec la production de gaz du puits TOUC-1. Cette valeur de « m », nécessiterait une confirmation par des mesures du facteur de formation mais aussi de l'index de résistivité.

Dans tous les cas, la saturation calculée dans l'un des 2 puits sera incorrects. Avant toute interprétation, il sera nécessaire d'apprécier la présence et l'importance de la teneur en chlorite.

III.6 Conclusion :

L'ensemble des puits étudiés montre que seules les niveaux gréseux M2 et A1 constituant les meilleurs niveaux réservoirs.

La quantité de chlorite dans les réservoirs du SAG est variable selon les puits et les unités de 2 % (TOUW-2, M2) à 5 % (ETB-2, A1).

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

Conclusion générale :

L'étude sédimentologique, diagénétiques et pétrophysique du Silurien argilo-gréseux du champ Toual de la région de Gassi Touil (Ouest du bassin de Berkine) nous a permis de retenir les conclusions suivantes :

- **Sur le plan sédimentologique :**

Les environnements de dépôt des sédiments siluriens évoluent de l'offshore (marin ouvert), à la plaine côtière en passant par le shoreface (avant-plage) sous l'influence alternée de vagues et de tempêtes. L'impact de l'action tidale est bien mis en évidence par la présence des clastes d'argiles et la stratification entrecroisée sigmoïdale.

Les dépôts au sommet du Silurien (unité B2) montrent des indices d'altération signalée par la présence d'argiles avec des passées rougeâtres, indice d'émersion post-hercynienne.

Les grès du Silurien sont constitués principalement de quartz (60%) cimentés par un ciment argileux (30%) ; les 10% restants étant liés aux ciments siliceux et carbonatés.

- **Sur le plan pétrophysique**

L'ensemble des puits étudiés montre que seules les niveaux gréseux M2 et A1 constituant les meilleurs niveaux réservoirs.

La quantité de chlorite dans les réservoirs du SAG est variable selon les puits et les unités de 2 % (TOUW-2, M2) à 5 % (ETB-2, A1).

Le pourcentage de chlorite (XRD) ne semble pas être lié à la profondeur. Les plus forts pourcentages de chlorite sont localisés dans les chenaux tidaux de l'Unité B2 et, dans une moindre mesure, dans les facies de shoreface de l'Unité A1.

La chlorite a un impact sur les réponses diagraphiques. On observe notamment une diminution des résistivités. La résistivité en présence de gaz ou en présence d'eau peut être identique. La saturation en eau est alors surestimée dans les réservoirs à hydrocarbures (évaluation diagraphique) en utilisant les paramètres standards de l'équation d'Archie (1,2 et 2).

Recommandations :

Il est recommandé de :

- ✓ Tracer la courbe d'enfouissement thermique (température en fonction de la profondeur) pour situer les différents processus diagénétiques par rapport à la silicification sachant que la température de cette dernière et son âge sont faciles à calculer à partir de cette courbe.

- ✓ Voir l'effet de la discordance hercynienne sur les dépôts paléozoïques de tout le bassin de Berkine en faisant des corrélations latérales et en intégrant des sondages situés à l'Est de Berkine dont les termes inférieurs du Dévonien persistent encore (Gédinnien et Siegénien).

La connaissance régionale permet de définir les zones susceptibles de contenir du chlorite. Une attention particulière doit être portée dans ces réservoirs pour identifier la signature diagrapique en l'absence de mesures pétrographiques. Ces signatures sont :

- ✓ Faible résistivité conduisant à un calcul de saturation en eau supérieur à 50%.
- ✓ Superposition des logs de densité et neutron visualisés avec une échelle compatible calcaire.
- ✓ Augmentation du rapport Thorium sur Potassium.

En présence du chlorite, il est recommandé de :

- ✓ Intégrer l'ensemble des informations, diagraphies, Mud logs, plan d'eau régional afin d'apprécier le contenu en fluide de l'intervalle à basse résistivité.
- ✓ Réaliser des tests de puits et/ou des mesures de type MDT afin de déterminer la nature du fluide (gaz, huile ou eau).
- ✓ Poursuivre l'acquisition d'un jeu de diagraphie complet (GR spectral, (K, TH, U), Neutron, Densité...) afin de réaliser une évaluation diagrapique de type multi minérale avec estimation du volume de chlorite (avec calage carotte, analyses pétrographiques) et prise en compte du minéral dans le calcul de la saturation.

BIBLIOGRAPHIE



A- Bekkouche. D., (1992), *Le Silurien supérieur-Dévonien inférieur du bassin de Ghadamès (Sahara oriental algérien) : Lithostratigraphie, sédimentologie et diagenèse des réservoirs Gréseux.* Thèse de doctorat. Université de Grenoble, 255 p.



B- BEICIP / FRANLAB. (2014) – *étude régional du réservoir Silurien argileux gréseux du bassin Berkine.*



C- WEC (Well Evaluation Conférence),, Algeria., (2007)



D- Boudjemâa. A., (1987), *Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara Nord- Oriental (Algérie).* Thèse de doctorat, Université de Paris-Sud, 290 p.



E- Foucault. A., Raoult.J.F., (2001), *Dictionnaire de Géologie.* 5^{eme} Ed. Masson, Paris.

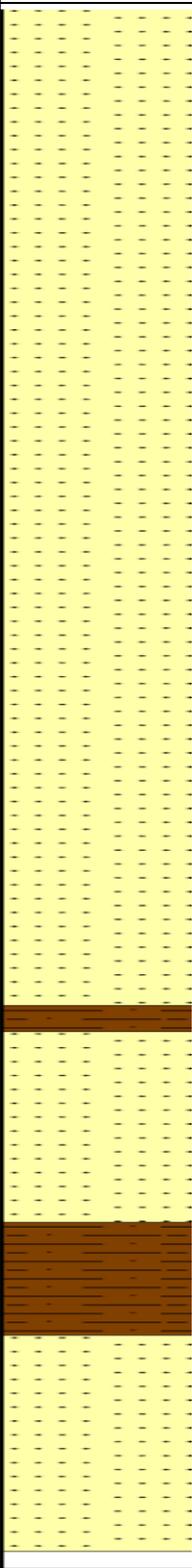
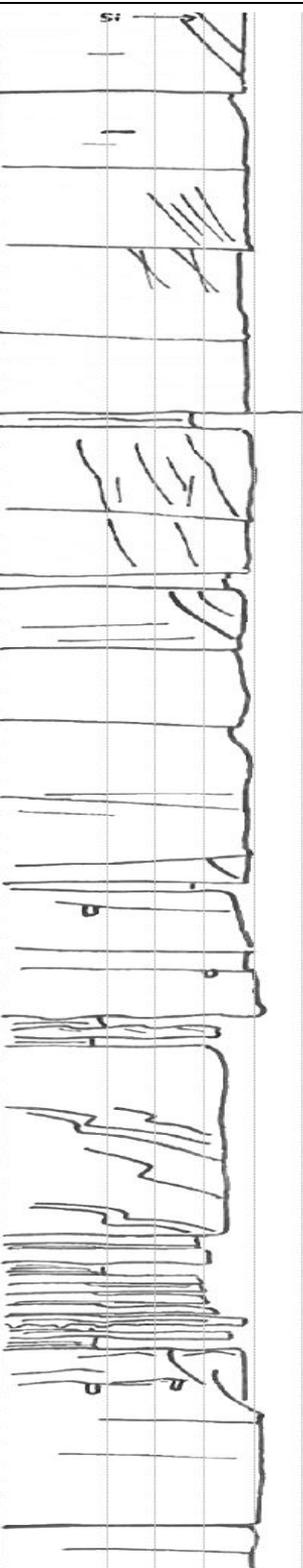


F- Documents Centre du Recherche et Développement CRD/Sonatrach -Boumerdes-



G- Documents Division D'exploration/Sonatrach –Hassi Messaoud-

Liste Des Annexes

STRATIGRAPHIE	PROFONDEUR 1 m : 50 m	LITHOLOGIE	DESCRIPTION CAROTTES				Obs	DESCRIPTION
			Argile / Shale	Silt	VF. S / Grés	V.C / Grés		
SILURIEN ARGILEUX GRESEUX Unité -M2-	3609						V V V V V V V V V V V V V	GRES, marron moyen, fins, a stratification d'angle faible très diffuses, présentant des fissures colmatées anastomosées vers le sommet. Bonne porosité apparente et imprégnation moyenne
	3610							
	3611							
	3612							
	3613							
	3614							
	3615		GRES, marron claire/beige, fins, cimentés					
	3616							
	3617							
	3618							
	3619							
	3620		HETEROLITHIQUE, à petites rides.					
	3621		GRES, gris clair, très fins à fin inférieur fortement déformées avec niveaux slumpes, compact.					
3622	HETEROLITHIQUE, à dominance argileuse à petites rides faiblement bioturbées.							
3623								
3624								
3625								

Annexe _1 : Description sédimentologique du carotte n° 4 de SAG-M2- puits ETB-2

STRATIGRAPHIE	PROFONDEUR 1 m : 50 m	LITHOLOGIE	DESCRIPTION CAROTTES				Obs	DESCRIPTION
			Argile / Shale	Silt	VF. S / Grés	V.C / Grés		
SILURIEN ARGILEUX GRESEUX Unité -A1-	3616							GRES, fins à stratification planes, faible porosité apparente.
	3617							SHALES, gris sombres, massif, riche en matière organique, présence de pyrite
	3618							
	3619							
	3620							
	3621							
	3622							Alternance Silto-argileuse et sables fins à lamination planes.
	3623							
	3624							
	3625							
	3626							GRES argileux, extrêmement bioturbé, riche en Skolithos, Teichichnus, Asterosoma, faible porosité.
3627								
3628							SHALES gris sombre, massif, riche en matière organique.	
3629								
3630								
3632							SHALES gris sombre, massif, riche en matière organique.	
3633								

Annexe_2 : Description sédimentologique du carotte n° 5 de SAG-A1- puits TOUC-1

								Cutoffs $V_{sh} > 35\%$ $\Phi > 5\%$			
UNITE	PUITS	KB(m)	TOP (m)		BASE (m)		Hauteur totale (HT) m	Hauteur grés réservoir utile m	PHIE frac	V_{sh} frac	
			m MD	m TVD55	m MD	m TVD55					
B1	ETB-1	230.0	3368.1	-3138.1	3513.7	-3283.7	145.6	34.0	0.08	0.17	
	ETB-2	235.3	3341.1	-3105.8	3460.7	-3225.4	119.7	25.0	0.08	0.16	
	ETBS-1	235.3	3432.7	-3197.4	3574.2	-3338.9	141.5	25.8	0.09	0.18	
	TOU-13	233.0	3317.9	-3084.9	3317.9	-3084.9	0.0	0.0	—	—	
	TOUC-1	235.2	3410.1	-3174.7	3539.2	-3304.0	129.1	30.3	0.08	0.20	
	TOUP-1	235.0	3215.0	-2980.0	3320.9	-3085.9	105.8	38.1	0.08	0.19	
	TOUSW-1	228.0	3522.7	-3294.7	3653.3	-3425.3	130.5	30.2	0.09	0.19	
	TOUW-1	235.0	3416.0	-3181.0	3507.0	-3272.0	90.9	20.1	0.08	0.16	
TOUW-2	230.0	3396.3	-3166.3	3478.1	-3248.1	81.8	7.5	0.06	0.16		
A2	ETB-1	230.0	3513.7	-3283.7	3600.5	-3370.5	86.8	24.4	0.08	0.15	
	ETB-2	235.3	3460.7	-3225.4	3546.4	-3311.1	85.7	9.6	0.07	0.20	
	ETBS-1	235.3	3574.2	-3338.9	3658.5	-3423.2	84.3	20.1	0.07	0.19	
	TOU-13	233.0	3317.9	-3084.9	3358.5	-3152.3	67.4	5.4	0.07	0.23	
	TOUC-1	235.2	3539.2	-3304.0	3610.5	-3375.3	71.3	24.2	0.08	0.21	
	TOUP-1	235.0	3320.9	-3085.9	3408.4	-3173.4	87.6	25.5	0.08	0.20	
	TOUSW-1	228.0	3653.3	-3425.3	3741.0	-3513.0	87.7	23.5	0.07	0.18	
	TOUW-1	235.0	3507.0	-3272.0	3594.2	-3359.2	87.2	14.8	0.07	0.18	
TOUW-2	230.0	3478.1	-3248.1	3569.2	-3339.2	91.1	12.2	0.07	0.18		
A1	ETB-1	230.0	3600.5	-3370.5	3658.9	-3428.9	58.4	8.1	0.09	0.15	
	ETB-2	235.3	3546.4	-3311.1	3602.8	-3367.5	56.3	2.3	0.08	0.15	
	ETBS-1	235.3	3658.5	-3423.2	3726.4	-3491.1	67.9	12.9	0.07	0.09	
	TOU-13	233.0	3385.3	-3152.3	3437.5	-3204.5	52.3	4.3	0.08	0.11	
	TOUC-1	235.2	3610.5	-3375.3	3673.6	-3438.4	63.1	9.3	0.07	0.10	
	TOUP-1	235.0	3408.4	-3173.4	3464.8	-3229.8	56.3	8.1	0.09	0.13	
	TOUSW-1	228.0	3741.0	-3513.0	3800.2	-3572.2	59.2	11.9	0.08	0.07	
	TOUW-1	235.0	3594.2	-3359.2	3657.6	-3422.6	63.5	7.6	0.09	0.07	
TOUW-2	230.0	3569.2	3339.2	3622.3	-3392.1	53.1	7.2	0.10	0.05		
M2	ETB-1	230.0	3658.9	-3428.9	3722.1	-3492.1	63.1	27.7	0.12	0.17	
	ETB-2	235.3	3602.8	-3367.5	3668.6	-3433.3	65.8	25.9	0.12	0.14	
	ETBS-1	235.3	3726.4	-3491.1	3788.8	-3553.5	62.5	29.4	0.14	0.16	
	TOU-13	233.0	3437.5	-3204.5	3529.6	-3296.6	92.1	16.8	0.11	0.17	
	TOUC-1	235.2	3673.6	-3438.4	3744.9	-3509.7	71.3	20.6	0.17	0.20	
	TOUP-1	235.0	3464.8	-3229.8	3548.9	-3313.9	84.2	28.2	0.12	0.16	
	TOUSW-1	228.0	3800.2	-3572.2	3864.6	-3636.6	64.4	13.3	0.08	0.16	
	TOUW-1	235.0	3657.6	-3422.6	3735.7	-3500.7	78.0	23.0	0.11	0.14	
TOUW-2	230.0	3622.3	-3392.3	3710.1	-3480.1	87.8	23.8	0.12	0.17		
M1	ETB-1	230.0	3722.1	-3492.1	3799.9	-3569.9	77.8	10.5	0.11	0.10	
	ETB-2	235.3	3668.6	-3433.3	3815.3	-3580.0	146.6	0.2	0.05	0.27	
	ETBS-1	235.3	3788.8	-3553.5	3921.9	-3686.6	133.0	1.7	0.06	0.20	
	TOU-13	233.0	3529.6	-3296.6	3549.9	-3316.9	20.2	0.0	----	----	
	TOUC-1	235.2	3744.9	-3509.7	3866.8	-3631.6	121.9	4.0	0.11	0.05	
	TOUP-1	235.0	3548.9	-3313.9	3609.4	-3374.4	60.4	2.9	0.06	0.19	
	TOUSW-1	228.0	3864.6	-3636.6	3947.6	-3719.6	83.1	0.6	0.06	0.15	
	TOUW-1	235.0	3735.7	-3500.7	3750.0	-3515.0	14.3	0.0	----	----	
TOUW-2	230.0	3710.1	-3480.1	3771.3	-3541.3	61.2	1.5	0.07	0.26		

M0	ETB-2	235.3	3815.3	-3580.0	3853.9	-3618.6	38.6	14.8	0.08	0.11	
	ETBS-1	235.3	3921.9	-3686.6	3960.0	-3724.7	38.1	10.8	0.08	0.17	
	TOUC-1	235.2	3866.8	-3631.6	3921.9	-3686.7	55.1	10.2	0.08	0.18	
	TOUP-1	235.0	3609.4	-3374.4	3734.9	-3499.9	125.5	9.9	0.07	0.22	
	TOUSW-1	228.0	3947.6	-3719.6	3960.0	-3732.0	12.3	3.4	0.08	0.17	
	TOUW-1	235.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOUW-2	230.0	3771.3	-3541.3	3904.8	-3674.8	133.5	9.6	0.08	0.14	

Annexe_5 : Etude pétrophysique du Silurien argilo-gréseux du champ Toual
Hauteurs utiles et paramétré moyen par formation et par puits

Annexe_3 : Description sédimentologique du carotte n° 11 de SAG-M2- puits TOUW-1

STRATIGRAPHIE	PROFONDEUR 1 m : 50 m	LITHOLOGIE	DESCRIPTION CAROTTES				Obs	DESCRIPTION
			Argile / Shale	Silt	VF. S / Grés	V.C / Grés		
SILURIEN ARGILEUX GRESEUX Uni té -M2-	3666						<p>GRES, très fins, gris, localement beige et imprégnés, à stratification d'angle faible, alternant avec des niveaux à convolutes.</p> <p>GRES beige à marron, bien triés, très fins, avec des stratification planes et à angle faible, imprégnation irrégulière, porosité moyenne.</p> <p>HETEROLITHIQUE, à dominance argileuse, à petites rides de Grés.</p>	
	3667							
	3668							
	3669							
	3670							
	3671							
	3672							
	3673							
	3674							
	3675							
	3676							
	3677							
	3678							
	3679							
	3680							
	3681							
	3682							
	3683							

Annexe_4 : Description sédimentologique du carotte n° 5 de SAG-M2- puits TOUW-2

STRATIGRAPHIE	PROFONDEUR 1 m : 50 m	LITHOLOGIE	DESCRIPTION CAROTTES				Obs	DESCRIPTION
			Argile / Shale	Silt	VF. S / Grés	V.C / Grés		
SILURIEN ARGILEUX GRESEUX Unité -M2-	3640							GRES beige à marron clair, très fins à fins inférieur, présentant des stratification planes ou d'angle faible avec des galets d'argile épars et rares orthocères.
	3641							
	3642						Contact basal abrupt, faible porosité et imprégnation apparente.	
	3643							
	3644						HETEROLITHIQUE, gris à noir, dominante argileuse, à petits convolutes.	
	3645						SHALE, noires compactes	
	3646						GRES, beige, très fin à stratification oblique, compact	
	3647						Alternance entre GRES très fins, beige, non bioturbée à stratifications planes et d'angle faible et contact de base abrupts et érosif, avec des sables HEROLITHIQUES à films argileux (Mud drape et couplets), à petites rides, bioturbés (Planolites, Skolithos)	
	3648							
	3649							
	3650							
	3651							
	3652							
	3653							
	3654							
3655								
3656						HEROLITHIQUE gris foncé, bioturbés à lamines argileuses dominées par des terriers de type Planolites et Skolithos.		
3657								