



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU

Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques

Département des Sciences Géologiques

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER EN GEOLOGIE

Option : Géologie des bassins sédimentaires

Thème :

Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique, des
Réservoirs du Silurien Argilo-Gréseux (SAG) et du Trias
Argilo-Gréseux (TAG) du Bassin de Berkine
(Région de Gassi Touil -Taouil)

Proposé par : Mr. HAMZAOUI Daoud

Réalisé Par : OMIRI Mourad et DAHMANI Amazigh

Soutenu publiquement devant le jury composé de :

President: Mr. KARDACHE R

MCA, FSBSA / UMMTO

Promoteur: Mr. AMROUCHE F

MAA, FSBSA / UMMTO

Co-promoteur: Mr. HAMZAOUI D.

Ingénieur Géologue (Sonatrach)

Examineur : Mr. ACHOUI M

MAA, FSBSA / UMMTO

Année universitaire : 2020 - 2021

Sommaire

.....	0
Sommaire	1
Liste des figures	5
Liste des tableaux.....	7
Liste des histogrammes.....	7
INTRODUCTION GENERALE :	8
Introduction :	8
Problématique et objectif du travail :	8
CHAPITRE N°1	10
GENERALITES :	11
I. Introduction :	11
II. La Plate-Forme Saharienne	11
II.1. Les Provinces Pétrolières.....	11
II.2. La Province Orientale	11
II.2. Le bassin de Berkine :	13
II.2.1. Situation géographique du bassin de Berkine :	13
II.2.2. Cadre géologique du bassin de Berkine :	13
III. La zone d'étude (Gassi Touil):.....	23
III.1. Situation géographique :	23
III.2. Cadre géologique :	25
IV. Système pétrolier du bassin de Berkine.....	27
IV.1. La roche mère.....	27
IV.2. Roches réservoirs	27
IV.3. Roches couvertures	28
IV.4. La Migration	28
IV.5. Pièges pétroliers	28
IV.6. Le Timing	28
CHAPITRE N°2	30
I. Introduction :	31
II. Concepts de stratigraphie séquentielle :	31
II.1. Notions de base de la stratigraphie séquentielle :	31
II.1.1. Espace d'accommodation :	31

II.2. Les unités de la stratigraphie séquentielle :.....	33
II.2.1 : La séquence :.....	33
II.2.2. La paraséquence :.....	34
II.2.3. Les cortèges sédimentaires (Systems tracts) :.....	34
II.2.4. Les surfaces stratigraphiques :.....	35
II.2.5. Notion d'électro-faciès ou d'électro-séquence :.....	38
III. Les milieux de dépôts :.....	39
III.1. LES DEPOTS FLUVIATILES :	39
III.2. DEPOTS MIXTES (Dépôt Deltaïque) :	41
III.3. DEPOTS MARINS (Système littoral) :	43
IV. Présentations la région d'étude de Taouil :.....	44
IV.1. Présentation des Puits de Taouil :	44
V. Découpage séquentiel et corrélation entre les trois puits à partir des réponses diagraphiques du signal Gamma Ray (GR) :.....	46
V.1. Identification des séquences de dépôt :.....	46
Le Puits N° 1 :	48
Le Puits N° 2 :	51
Le Puits N° 3	55
IV.2. Les corrélations entre les puits :	60
V. Conclusion :	65
CHAPITRE N°3	66
I. Introduction.....	67
II. Notion de diagraphie :	67
II. 1. But des diagraphies :.....	67
II.2. Classification des diagraphies :	67
II.2.1. Diagraphies électriques :	68
II.2.2. Diagraphies nucléaires :.....	68
II.2.2.1. Radioactivités naturelles ou Gamma Ray (GR).....	68
II.2.2.2. Diagraphies des neutrons (Indice d'Hydrogène)	69
I.2.3. Diagraphies acoustiques ou log sonique :.....	70
III. Notions de pétro-physique :.....	72
III. 1. Les paramètres pétrophysiques :	72
III.1.1. La porosité (Φ) :	72
III.1.1.1. Les types de porosité :	72
III. 2.1.2 Estimation des porosités	73

III.2. Volume d'argile (Vsh) :	74
III. 2.3. Perméabilité :	75
III.2.4. La saturation :	75
III. 2.4.1. Saturation en eau et en hydrocarbures :	76
III. 2.4.2. La saturation en eau dans le cas de présence des argiles dans les formations propres :	76
III. 2.4.3. La saturation en eau dans le cas de présence des argiles dans le réservoir :	76
III.2.5. La résistivité :	77
III. 2.5.1. La résistivité de la formation (Rt) :	77
III. 2.5.2. La résistivité de l'eau de formation (Rw) :	77
III.3. Le test de formation DST (Drill Stem Test) : Principe et objectifs	77
IV. Evaluation pétro-physique des réservoirs à l'aide des diagraphies	78
IV. 1. Délimitation des zones réservoirs :	78
IV. 2. Les paramètres matriciels :	79
IV. 3. Les paramètres d'argile :	80
IV. 4. La résistivité de l'eau de formation «Rw» :	82
IV.5. Détermination du volume d'argile (Vsh) :	83
IV. 6. Calculs des différentes porosités (Φ_s , Φ_d , Φ_n et Φ_u) et de la saturation en eau « Sw » :	83
III. Résultats de l'interprétation des diagraphies sur le région de Taouil :	84
Le Puits N° 1 :	84
Le Trias Argilo Gréseux Supérieur TAGS (3700-3765m) :	84
Le Trias carbonaté (3765-4055m) :	84
Gédinnien (4055-4250m) :	84
Silurien argilo-gréseux F6-B2 (4250-4366m) :	84
Silurien argilo-gréseux F6-B1 (4366-4449m) :	84
Silurien argilo-gréseux F6-A2 (4449-4559m) :	85
Silurien argilo-gréseux F6-A1 (4559-4702m) :	85
Silurien argilo-gréseux F6-M2 (4702-4808m) :	85
Silurien argilo-gréseux F6-M1 (4808-4845m) :	85
Silurien argilo-gréseux F6-M0 (4845-4895m) :	85
Le Puits N° 2 :	86
Le Trias Argilo Gréseux Supérieur TAGS (3786 – 3878m) :	86
Trias carbonaté (3878- 4180 m) :	86
Gédinnien (4180-4382m) :	86

Silurien argilo-gréseux F6-B2 (4382-4495m) :.....	86
Silurien argilo-gréseux F6-B1 (4495-4583m) :.....	86
Silurien argilo-gréseux F6-A2 (4583-4695m) :.....	86
Silurien argilo-gréseux F6-A1 (4695-4829m) :.....	86
Silurien argilo-gréseux F6-M2 (4829-4927m) :.....	87
Silurien argilo-gréseux F6-M1 (4927-4965m) :.....	87
Silurien argilo-gréseux F6-M0 (4965-5015m) :.....	87
Le Puits N°3 :	88
Le Trias Argilo Gréseux Supérieur TAGS (3641 – 3695m) :	88
Trias carbonaté (3695- 3990 m)	88
Gédinnien (3990 – 4357m) :.....	88
Silurien argilo-gréseux F6-B2 (4357 – 4452m) :.....	88
Silurien argilo-gréseux F6-B1 (4452-4535m) :.....	88
Silurien argilo-gréseux F6-A2 (4535 – 4652m) :.....	88
Silurien argilo-gréseux F6-A1 (4652-4790m) :.....	88
Silurien argilo-gréseux F6-M2 (4790 - 4895m) :.....	89
Silurien argilo-gréseux F6-M1 (4895 – 4933m) :.....	89
Silurien argilo-gréseux F6-M0 (4895-4980m) :.....	89
IV. Conclusion :	101
Conclusion générale.....	102

Liste des figures

Figure 1. Situation géographique du bassin de Berkine et sa position au sein de la plateforme saharienne. (WEC 2007).	12
Figure 2. Coupe stratigraphique du Bassin de BERKINE	14
Figure 3. Coupe géologique régionale NW-SE de province orientale passant par Gassi-Touil (WEC 2007).....	20
Figure 4. Coupe synthétique du Bassin de Berkine (Eschard et al ; 2006 – modifié).	22
Figure 5. Localisation de la zone d'étude dans le bassin de Berkine sur une carte structurale au toit de l'Ordovicien (Sonatrach).	23
Figure 6. Situation de la zone d'étude sur la carte du domaine minier algérien (Sonatrach).....	24
Figure 7. Carte de l'écorché géologique de la discordance Hercynienne de la région de Gassi Touil (Sonatrach).	26
Figure 8. Systèmes de Piégeage et migration dans le bassin de Berkine Ouest (WEC 2007).....	29
Figure 9. Séquences contrôlées par les fluctuations relatives du niveau de la mer (VAIL et al., 1977).....	32
Figure 10. Le rapport s entre vitesse d'accommodation/ vitesse de sédimentation et architecture stratigraphique (Jonathan, 2018).	32
Figure 11. Les cinq modèles de cortège sédimentaires ou system tracts (VAIL et al., 1977)	34
Figure 12. Séquences, cortèges sédimentaires et surfaces stratigraphiques définies en relation avec les courbes du niveau marin et la transgression - régression (Catuneanu, 2006).	37
Figure 13. Modèle conceptuel de dépôt.	39
Figure 14. Principaux types de barres fluviales, (1) chenal droit, (2) chenaux en tresse (J. Beauchamps, 2012).....	40
Figure 15. Dépôts dans un méandre. (J. Beauchamps, 2012)	40
Figure 16. Sédimentation d'une rivière anastomosée. (J. Beauchamps, 2012).....	41
Figure 17. Principales composantes morphologique et sédimentaire d'un delta.	42
Figure 18. Zonation des milieux littoraux néritique	43

Figure 19. Carte en isobathes au toit du Silurien F6-M2, de la région de Taouil, montrant le réseau de failles et position des puits dans la zone d'étude. (SONATRACH, 2018).....	44
Figure 20. Position des puits utilisés dans cette étude dans gisement Taouil.	45
Figure 21. Coupe sismique NW-SE, passant par le puits 1 et 5 montrant la discordance hercynienne, le SAG et le réseau de failles (SONATRACH, 2014).	45
Figure 22. Synthèse de l'analyse séquentielle des trois puits (P2, P1 et P3).	47
Figure 23. Corrélation entre les trois puits (P1, P2 et P3) montrant les épaisseurs des séries de TAGS /Gédinniennes/SAG dans la zone étudiée.	61
Figure 24. Profil de corrélation SSW-NNE passant par les puits (P2, P1, Well 2 et P4), montrant la différence d'épaisseurs des formations entre les puits..	62
Figure 25. Profil de corrélation NNW-SSE passant par les puits (P3, Well 2 et P5), montrant l'intensité d'érosion hercynien vers l'Ouest et Nord-Ouest	63
Figure 26. Cartes en isopâque des différentes formations traversées.....	64
Figure 27. Principe de fonctionnement de l'outil de diagraphie GR (A) et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique (B). (Rapport Schlumberger)	69
Figure 28. Principe de fonctionnement de l'outil neutronique et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique. (Rapport Schlumberger).	70
Figure 29. Principe de fonctionnement de l'outil sonique. (Rapport Schlumberger)	71
Figure 30. La porosité des roches	72
Figure 31. La perméabilité en fonction de la texture de la roche (Beghouil, 2013)..	75
Figure 32. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w par la méthode graphique (Abaque GEN-9 de Schlumberger).....	82
Figure 33. Comparaison des V_{sh} calculés et ceux de SONATRACH des formations triasiques, gédinniennes et du SAG sup.....	95
Figure 34. Comparaison des V_{sh} calculés et ceux de SONATRACH des formations du SAG moyen et inférieur.	96
Figure 35. Comparaison des Porosités calculées et celles de Sonatrach des formations triasiques, gédinniennes et du SAG sup.	97

Figure 36. Comparaison des Porosités calculées et celles de Sonatrach des formations du SAG moyen et inférieur.....	98
Figure 37. Comparaison des Saturations calculées et celles de Sonatrach des formations triasiques, gédinniennes et du SAG sup.	99
Figure 38. Comparaison des Saturations calculées et celles de Sonatrach des formations du SAG moyen et inférieur.....	100

Liste des tableaux

Tableau 1. Tableau représente les différentes formes d'électroséquence et leurs milieux de dépôts.....	38
Tableau 2. Tableau récapitulatif de découpage et analyse séquentiel pour les puits 2, 1 et 3.....	59
Tableau 3. Les valeurs du GR cut-off pour les puits 1, 2 et 3. De notre zone d'étude (Taouil)	79
Tableau 4. Les paramètres matriciels et paramètres du fluide de forage.	80
Tableau 5. Les paramètres d'argile de puits (1, 2 et 3).	81
Tableau 6. Les valeurs de R_w obtenues à partir de l'abaque GEN-9.	82
Tableau 7. Tableau récapitulatif des résultats petrophysiques obtenus	90

Liste des histogrammes

Histogramme 1. Comparaisons des V_{sh} calculés avec ceux de SH du puits N°1. ...	91
Histogramme 3. Comparaisons des V_{sh} calculés avec ceux de SH du puits N°2. ...	91
Histogramme 4. Comparaisons des V_{sh} calculés avec ceux de SH du puits N°3. ...	91
Histogramme 5. Epaisseur totale par rapport aux épaisseurs utiles du puits N°1. ...	92
Histogramme 6. Epaisseur totale par rapport aux épaisseurs utiles du puits N°2. ...	92
Histogramme 7. Epaisseur totale par rapport aux épaisseurs utiles du puits N°3. ...	92
Histogramme 8. Comparaisons des porosités calculées avec celles de SH du puits N°1.	93
Histogramme 9. Comparaisons des porosités calculées avec celles de SH du puits N°2.	93
Histogramme 10. Comparaisons des porosités calculées avec celles de SH du puits N°3.	93
Histogramme 11. Comparaisons des saturations calculées avec celles de SH du puits N°1.	94
Histogramme 12. Comparaisons des saturations calculées avec celles de SH du puits N°2.	94
Histogramme 13. Comparaisons des saturations calculées avec celles de SH du puits N°3.	94

INTRODUCTION GENERALE :

Introduction :

La demande croissante en énergie pousse Sonatrach à s'intéresser aux bassins de la plateforme saharienne (PFS) même ceux dit mature, notamment celui de Berkine, où les premières découvertes d'huile, de Gaz et de Gaz à Condensat datant des années 50 ont été mises en évidence essentiellement dans les formations triasiques et ordoviciennes. La recherche de nouveaux play pousse SONATRACH à s'intéresser aux réservoirs considérés dans le passé comme secondaires, comme ceux du Silurien.

La zone d'étude de Taouil, située dans la région de Gassi Touil, est le parfait exemple qui démontre ce potentiel en hydrocarbure avec plusieurs découvertes réalisées récemment dans différentes unités réservoirs du Silurien F6-SAG.

La source de l'alimentation en hydrocarbures sont les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondant au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, déposées lors périodes siluriennes et frasnienne.

Problématique et objectif du travail :

Les réservoirs concernés par cette étude présentent une grande variabilité de faciès latéralement et verticalement, associé à des paramètres pétrophysiques très difficiles à évaluer.

Les volumes d'argiles, les porosités et les saturations en eau souvent élevées mêmes en présence d'hydrocarbures sont les clés nécessaires pour la compréhension de ces réservoirs. Sans ces paramètres, nul ne pourra les évaluer correctement.

Pour une meilleure stratégie d'exploration et de délinéation et afin de mieux cerner ces réservoirs, une évaluation pétrophysique avec différentes formules de calculs de porosités et de saturations et une analyse séquentielle ont été menées sur plusieurs puits de la région.

Pour répondre à cette problématique, trois chapitres ont été élaborés :

- Le premier chapitre est un aperçu général sur la Plateforme Saharienne, et le bassin de Berkine en particulier ainsi que sur la région de Gassi Touil, mettant en évidence leurs positions géographiques, leurs limites géologiques, le remplissage sédimentaire, l'aspect structural et le système pétrolier, arrivant à la présentation de la zone d'étude de Taouil, puis des niveaux réservoirs qui font l'objet de cette étude qui sont le Trias Argileux Gréseux Supérieur et les unités réservoirs du Silurien Argileux Gréseux F6 SAG.

- Le deuxième chapitre est réservé à l'analyse, découpage séquentiel et aux corrélations entre des puits étudiés (P1, P2 et P3), associés à des puits additifs (P4, P5 et Well 2).
- Le troisième chapitre est consacré à l'évaluation pétrophysique, il résume les notions, méthodes et les formules de calculs diagraphiques qui nous ont permis de calculer les différentes propriétés de base qui sont ; les volumes d'argiles (Vsh), les porosités (Φ) et les saturations (S_w), calculées avec les lois d'Archie et celle dite Simandoux qui seront toutes comparées à celles calculées par les experts de l'entreprise SONATRACH.

Les outils informatiques utilisés pour le traitement des données sont Excel pour les calculs de base, PETREL 2016 de Schlumberger pour les traitements des données et résultats ainsi que d'autres logiciels graphiques comme Illustrator.

CHAPITRE N°1

Présentation du Bassin

GENERALITES :

I. Introduction :

La plateforme saharienne s'étend entre les deux boucliers précambriens « Hoggar » et « Eglab » au Sud et les zones plissées de l'Atlas au Nord. Cette plateforme regroupe des bassins sédimentaires dont le bassin de Berkine à fort potentiel en hydrocarbures.

Ce bassin intracratonique ou synclise, se situe dans la partie Nord-Est de la plateforme saharienne, d'une superficie globale de 102 395 km². Il est l'un des plus importants bassins producteurs d'huile et de gaz.

La région de Gassi Touil correspond à la partie sud-ouest du bassin de Berkine, il comprend plusieurs structures de gisements d'huile et de gaz comme (Gassi Touil, Hassi Touareg, Toulal, Hassi Chergui, Gassi El Adem, Bridès, Nezla ...etc).

II. La Plate-Forme Saharienne

Elle est constituée d'un socle précambrien recouvert de sédiments paléozoïques et méso-cénozoïques transgressifs. Différents éléments tectoniques délimitent des bassins sédimentaires dans lesquels la lithostratigraphie est plus ou moins complète.

II.1. Les Provinces Pétrolières

Du point de vue pétrolier, on distingue trois provinces plus ou moins matures en hydrocarbures :

1. Le Sahara Est ou oriental, à gisements connus d'huile et de gaz, recèle encore un bon potentiel de découvertes ;
2. Le Sahara Central, considéré comme gazifière (gisements d'importance variable) mais où de récentes découvertes d'huile permettent d'espérer d'autres développements ;
3. Le Sahara Ouest est surtout considéré à gaz, mais ses ressources demeurent pratiquement inconnues ;

II.2. La Province Orientale

Cette province se compose des bassins d'Illizi et de Berkine séparés par le môle d'Ahara. La série sédimentaire discordante sur le Précambrien, présente tous les termes, du Cambrien au Crétacé. Une série sableuse d'âge Mio-pliocène recouvre localement les formations terminales du Mésozoïque. Enfin le Quaternaire discontinu, de faible épaisseur, constitue le dernier élément de la série stratigraphique.

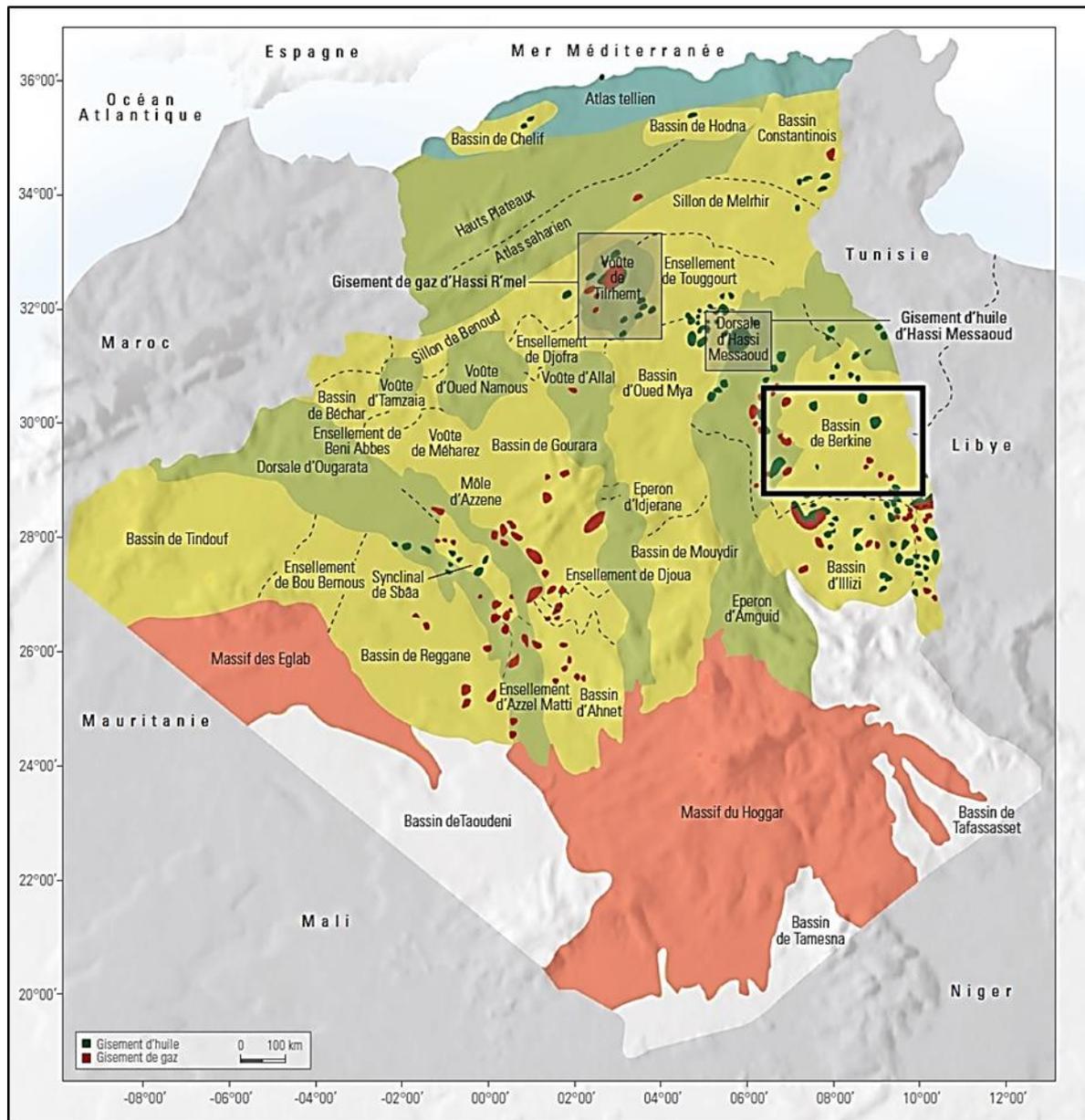


Figure 1. Situation géographique du bassin de Berkine et sa position au sein de la plateforme saharienne. (WEC 2007).

II.2. Le bassin de Berkine :

II.2.1. Situation géographique du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est localisé dans l'Erg oriental du Sahara algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10°Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde el Baghel, et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, la partie occidentale est située en Algérie, la partie orientale en Libye et le Sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale. (Figure 1).

II.2.2. Cadre géologique du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine, connaît une géologie assez similaire à celle de la totalité de la plateforme saharienne.

Les limites naturelles, géologiques, visibles et reconnues de ce vaste bassin correspondent à plusieurs structures :

- Au Nord par la bordure Sud de la voûte de Dahar.
- Au Sud par le mole d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- A l'Est par le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye.

A l'Ouest par le mole d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

II.2.2.1. La stratigraphie du bassin de Berkine :

La colonne stratigraphique du bassin de Berkine est formée de dépôts sédimentaires cumulés dépassant les 6000m dans sa partie centrale. Elle comprend des représentée de bas en haut par (Boudjema, 1987) (Figure 2) :

Le socle :

Le substratum du bassin de Berkine est formé de roches précambriennes sur lesquelles s'est déposée la couverture sédimentaire qui comporte du paléozoïque et du méso-cénozoïque

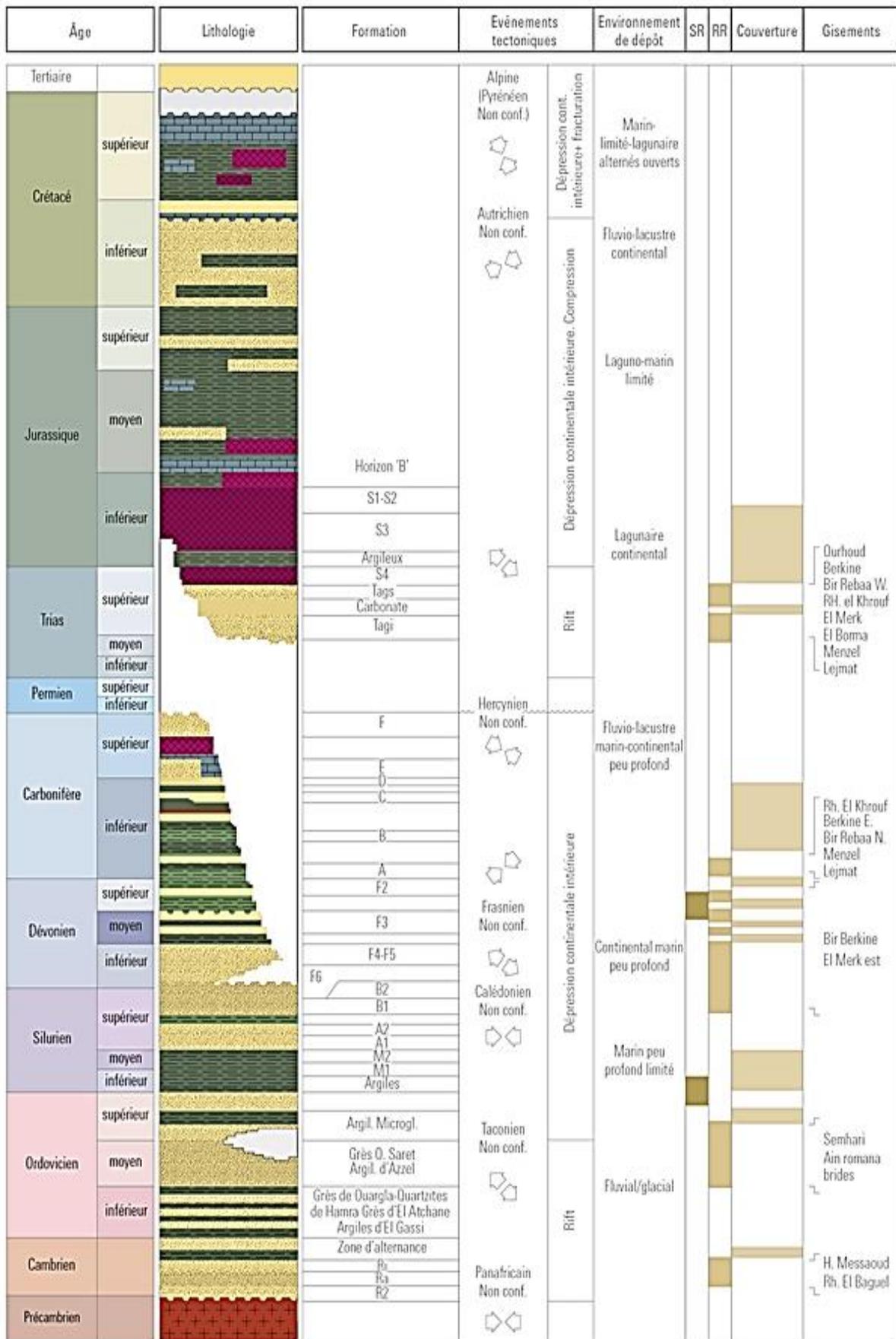


Figure 2. Coupe stratigraphique du Bassin de BERKINE (Sonatrach / Schlumberger 2007).

Le Paléozoïque :

La série paléozoïque débute au Cambrien et se termine au Carbonifère.

- Le Cambrien :

Le Cambrien est composé d'une sédimentation fluviatile mal définie pour absence de marqueurs d'une datation relative à faune caractéristique.

- Le Cambro-ordovicien :

Est constitué de deux ensembles, un ensemble gréseux à grès isométriques bien classés, glauconieux riches en Tigillite et en Lingulida. Les spores et la microfaune rencontrées indiqueraient un âge Trémadoc inférieur selon Combaz (1967) et suggèrent une sédimentation d'abord littorale puis franchement marine en milieu calme et peu profond et constituée d'une alternance d'argiles et de grès.

- L'Ordovicien :

Les formations ordoviciennes constituent un objectif pétrolier de choix en raison de l'importance du développement des réservoirs gréseux, épaisse d'environ 550m, il est subdivisé en 7 niveaux

Le complexe quartzitique composé : Grès d'El Atchane (GEA), Quartzites Hamra et Grès Ouargla : Composé de quartzites blancs à niveaux de grès très fins renfermant parfois des Tigillites.

Argiles d'Azzel : formation d'argile grise noire, tendre à indurée, fortement silteuse, à fines passées de grès gris-beige fin à très fin.

Grès d'Oued Saret : Alternance de grès gris-blancs, moyens à grossiers, quartzitiques et d'argiles noires à gris-vert, indurées et silteuses, surmontées au sommet par un banc métrique de calcaire beige argileux.

Argiles Micro conglomératique : Argile gris-noir, silteuse à silto-gréseuse, indurée, micacée, à inclusion de grains de quartz avec passées de grès gris-blanc à gris beige, très fin à fin silico-argileux, parfois quartzitique et moyennement dur.

Dalle de M'Kratta : dépôt de Grès gris à gris-clair, fin à moyen, siliceux à quartzitique, localement pyriteux, compact dur à grains de quartz subarrondis à fines passées d'argiles noires indurées silteuses, très localisée et parfois elle est purement argileuse.

- Le Silurien

La période géologique correspondant à une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin peu profond, son épaisseur moyenne est de 600m, Ce sont essentiellement des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grès argileux. Les Argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme Saharienne (roche mère).

Au Silurien inférieur, la moitié inférieure du Llandovérien au Wenlockien, est composée d'argiles noires fossilifères connues sous le nom des « Argiles à Graptolites » définissant les termes du Silurien argileux dont l'extension sur le Nord-ouest du craton Nord-africain est considérable. Ce faciès, avec ses faunes pélagiques, traduit une transgression majeure glacio-eustatique généralisée qui atteindra même les régions situées au sud du Hoggar, induite par la fonte de la calotte glaciaire polaire de l'Ordovicien terminal (Beuf et al., 1966).

La moitié supérieure du Silurien est marquée par un retour de la sédimentation détritique provenant du sud-est, c'est le Silurien argilo-gréseux (SAG). Cet intervalle argilo-gréseux appartient à la partie inférieure de la zone réservoir F6 (Claracq, 1963) qui est découpée en unités SAG M0, M1, M2, A1, A2, B1 et B2 (Etude régionale du Silurien argilo-gréseux du bassin de Berkine, Beicip 2012).

- Le Dévonien

Le Dévonien a suscité le plus d'intérêt pour des raisons variées notamment sa richesse relative en hydrocarbures, la variété de ses faunes, la diversité des faciès, et la grande extension de ses repères lithostratigraphiques. Il est subdivisé en trois grands ensembles :

Le Dévonien inférieur (Gédinnien-Siegénien- Emsien) : Il surmonte en discordance les alternances argilo-gréseuses siluriennes, avec lesquelles il constitue l'équivalent latéral du réservoir F6 (nomenclature pétrolière utilisée dans les bassins de l'Erg oriental). Il montre une grande variation latérale de faciès et montre trois sous-ensembles :

Le Gédinnien : forme un complexe gréseux d'épaisseur très variable à l'échelle du Bassin de Berkine (0 à 320 m), reposant sur la discordance calédonienne (DC), discordance avec le toit du Silurien Argilo-gréseux. L'unité est généralement massive, homogène et homolithique, constituée essentiellement de grès grossiers à conglomératiques, localement chloriteux. L'unité se développe dans un contexte continental et se voit constituée par l'amalgame vertical de chenaux fluviaux sableux, peu sinueux, interstratifiés avec des intervalles d'épaisseur variable de sables estuariens, argileux et bioturbés (quelques mètres à 30 m).

Le Siegénien :

Siegénien F6-1 : correspond à des dépôts d'un milieu estuarien à tidal, évoluant vers des conditions marines plus ouvertes lors de la période de transgression marine. Sa partie inférieure est constituée de dépôts progradants de barres d'embouchures, passant vers le haut à des dépôts marins ouverts.

Siegénien F6-2 : est constitué de faciès hétérolithique, qui correspond à un milieu marin caractérisé par des grès bioturbés avec une ichnofaune typiquement marine attribuée à un dépôt de shoreface. Ces grès, qui sont relativement propres, sont interprétés comme "mouth bar sands".

L'Emsien : constitué par des argiles grises à gris foncé silteuses tendres admettant des passées de silts gris-clair siliceux compact.

Le Dévonien moyen : à dominance argilo-carbonatée, indique des conditions marines franches. La transgression d'origine eustatique de cette mer peu profonde se généralise à l'ensemble de la plate-forme au Givétien (Fabre, 1976).

L'Eifelien : est composé de grès gris à gris-blancs, fins à très fins, argilo-carbonaté, moyennement dur et notamment des intercalations d'argiles gris-foncés à noires silteuses indurées.

Le Givétien : est composé d'argiles noires et gris clairs, silteuses, tendres et noires, indurées et admettant de minces passées de calcaires gris clairs et blanchâtres à gris et de niveaux argileux, fossilifères.

Le Dévonien supérieur : Le Dévonien supérieur est argilo-carbonaté au Frasnien dans l'ensemble de la plateforme, puis devient plus argileux au Famménien. Durant cette période, les sédiments s'accumulent sur une épaisseur importante, témoin d'une subsidence importante.

Le Frasnien : est formé d'argiles noires à gris clairs, silteuses, tendres et noires indurées montrant de minces passées de calcaires gris clairs et blanchâtres, parfois brun et des niveaux argileux fossilifères.

Le Famménien : est caractérisé par des argiles gris foncés-noires, indurées, silteuses, pyriteuses, carbonatées admettant une fine passée de calcaire gris clair, dur parfois gris blanchâtre. Il montre aussi des grès gris clairs à gris blanchâtres à grains très fins et à ciment siliceux.

- Le Carbonifère

Dans le Bassin de Berkine, l'épaisseur totale du Carbonifère est de l'ordre de 900 à 1050 m (Legrand, 1985 ; Coquel et Massa, 1993). Il est caractérisé par des sédiments essentiellement fins, montrant parfois des passées carbonatées fossilifères ou anhydritiques, devenant de plus en plus lagunaires à continentaux où s'alternent des grès clairs des argiles rouges et des calcaires. Il n'est préservé que dans la partie centrale du bassin et est érodé sur ses périphéries. Les réservoirs potentiels identifiés dans cette formation sont chronologiquement les unités F2A et F2B du Strunien, les unités F1A et F1B du Tournaisien et les unités RKF du Viséen.

Strunien F2 : correspond à un ensemble argilo-gréseux progradant, mais peu gréseux, compris entre le toit du Famménien argileux et une surface

d'inondation marine au toit du F2B. D'un point de vue pétrolier cette unité est sans intérêt majeur. Elle s'avère peu gréseuse et hétérolithique dans le bloc 405b, les grès étant souvent compacts (tights).

Viséen RKF : se caractérise par un empilement important de barres sableuses progradantes, intercalées dans les argiles. Les sédiments correspondent à des barres d'embouchures dans un environnement côtier dominé par la marée.

Tournaisien F1A : L'interprétation de ces dépôts montre un flux sédimentaire provenant du nord-est qui apporte des sédiments de type barre d'embouchure dans un environnement côtier.

Tournaisien F1B : est séparé au sommet et la base par les deux (02) surfaces d'inondation marine du Tournaisien F1A et F2A. Les grès de cet intervalle correspondent à une séquence progradante. Sa teneur en grès est nettement inférieure à celle du F1A et du F2A. Les qualités réservoir se détériorent aussi.

Tournaisien F2A : cet intervalle est dominé par des grès argileux typiques d'environnement de baie bioturbée.

Le Tournaisien F1 (F1A/F1B) est un réservoir continu et de grande extension dans la partie centrale du bassin.

Le Mésozoïque :

Les formations Mésozoïques sont discordantes et de nature transgressive sur les formations paléozoïques à cause des mouvements hercyniens antérieurs à leurs dépôts. Les dépôts Mésozoïques du Sahara oriental, une épaisseur avoisine les 1000m.

La série Cénozoïque débute au Trias et se termine au Crétacé supérieur.

- **Le Trias :**

Il est constitué par des sédiments continentaux clastiques (fluviaux), d'une épaisseur qui peut atteindre 350 m. Il est subdivisé en trois formations comme suit :

Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI) : Les niveaux réservoirs du TAGI sont de type fluvial (en tresse et à méandre). Ils présentent une grande variation latérale de faciès et une extension spatiale assez limitée dans cette partie sud-est du bassin de Berkine et s'exprime par le biseautage et l'amincissement progressif vers les môles « Mouar et Ahara ». Il est constitué de grès gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friables à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-

vert tendre à indurée silteuse, ces dépôts marquent le début de l'ouverture des bassins triasiques.

Trias Argilo Carbonaté (TAC) : Il correspond à des dépôts de plaine d'inondation et ou de lacustre, et est formé d'argiles brun-rouges, tendres à indurées, silteuses légèrement dolomitiques avec rares passées de grès gris noir, fins à très fins à sa base et des passées de calcaire beige, tendre dolomitique et d'anhydrite blanche.

Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS) : sont aussi de type fluviatile en tresse, avec des épaisseurs dépassant les 100m, Il est constitué de dépôts de grès gris-blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun-rouge et gris-vert, tendre à indurée, silteuse. Ce réservoir TAGS a tendance à se détériorer vers le NW du bassin ou il devient argileux et ou salifère. Il marque ainsi le dernier épisode détritique des bassins triasiques.

Trias salifère S4 : il se localise dans la partie centrale du bassin, composé de sels massifs blancs à rosâtres, translucides à transparents intercalés d'argiles brun-rouges tendres et d'anhydrite blanche à beige, il constitue la phase de comblement des bassins triasiques.

- Jurassique et Crétacé :

Les séries Jurassique et du Crétacé évoluent à partir de séquences largement évaporitiques dans le Lias, à grain fin clastiques au cours du Dogger et Malm, suivis par succession clastiques à grains grossiers au Crétacé précoce, et plafonnés par des séquences de carbonate-évaporitique pendant le Crétacé tardif.

D'un point de vue économique, l'intervalle Jurassique-Crétacé dans la région représente la surcharge des systèmes pétroliers et du Paléozoïque-Trias. Alors que la série n'a pas d'importance en termes de réserves, sa capacité d'étanchéité est un élément clé des systèmes pétroliers. En outre, il enregistre l'évolution tectonique mésozoïque de la plate-forme saharienne, qui a un rôle majeur sur la détermination de la date, le lieu de la production d'hydrocarbures et de la migration.

Le Cénozoïque :

Le Cénozoïque est marqué par la reprise d'une sédimentation détritique et continentale (terrigène) qui annonce une régression généralisée sur toute la plate-forme saharienne y compris le bassin de Berkine, il est représenté par les dépôts détritiques du Mio-pliocène.

II.2.2.2. Cadre structural du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est caractérisé par un grand réseau de fracturations, dues à une succession de plusieurs phases tectoniques depuis le Précambrien. Il est caractérisé par l'opposition très nette entre deux domaines dont le style structural est celui d'une tectonique de socle. Les principales structures observées sont :

Dépression de Dahar

Il s'agit d'un vaste monoclinale mésozoïque à pendage NE (Figure I-03) se superposant au haut structural de Dahar, lequel constitue le prolongement vers l'ouest de l'arche de la Djéffara tunisienne. Il est limité au Nord par le sillon de Melrhir et constitue les bordures Nord du bassin de Berkine. C'est un axe faiblement exploré en raison des développements limités des réservoirs Triasiques, ordoviciens, et surtout en raison des risques liés à la maturation et aux limites d'extension de la roche mère Silurienne.

Dépression de Berkine

Il s'agit d'une vaste dépression paléozoïque où le socle se situerait à plus de 6 000 mètres de profondeur. Sa partie centrale reste peu affectée par l'érosion hercynienne où la série terminale du Carbonifère est préservée. Sur les remontées structurales vers les bords du bassin, les séries paléozoïques sont successivement affectées par les érosions hercyniennes.

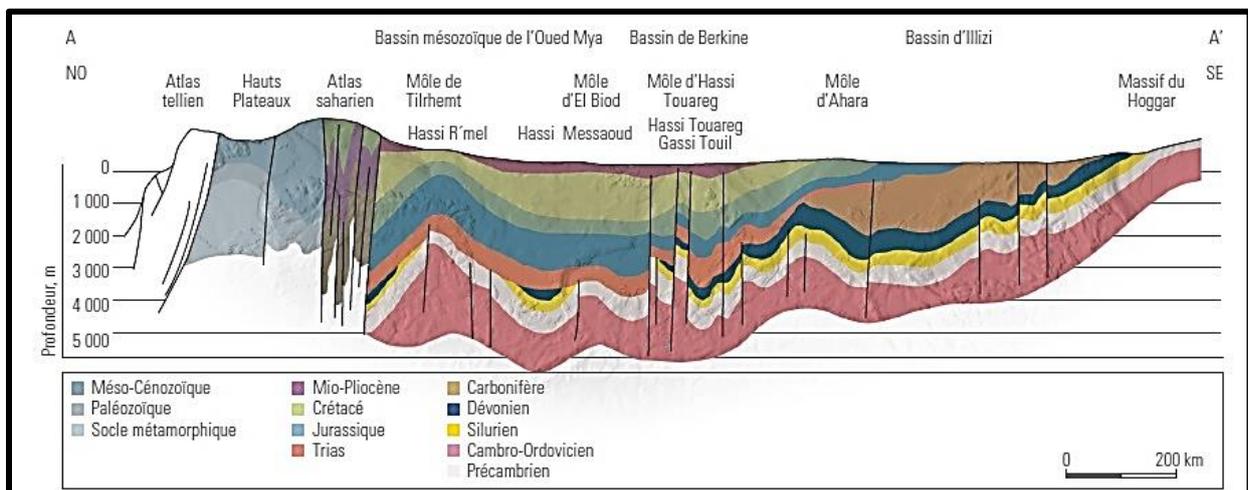


Figure 3. Coupe géologique régionale NW-SE de province orientale passant par Gassi-Touil (WEC 2007).

II.2.2.3. Evolution tectonique du bassin de Berkine :

Le contexte tectonique et structural du bassin de Berkine est analogue à celui de la plateforme saharienne vu qu'il a été affecté par les mêmes processus géodynamiques. Le bassin de Berkine a été témoin et siège de nombreux événements tectoniques (Figure 4).

1. Phase Panafricaine :

C'est un événement d'âge précambrien, caractérisé par des accidents subméridiens verticaux dus à une collision entre le Craton Ouest Africain rigide et le Craton Est Africain moins rigide. Ces mouvements sont d'âge cambrien. Cette période est une phase de distension caractérisée par une érosion importante qui a nivelé les structures et les reliefs. Les variations d'épaisseur de ses faciès de part et d'autre de l'accident Nord-Sud sont visibles au niveau des séries Cambro-ordoviciennes indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leurs dépôts.

2. Phase Calédonienne :

C'est un épisode de soulèvement général suivi d'une période d'érosion, de nivellement des structures et de dépôts détritiques. Il a eu lieu à la limite Siluro-dévonienne.

Ce cycle comporte également une phase orogénique qui est la phase Taconique. Cette phase est une phase de compression le long des accidents subméridiens Nord-sud de la distension précédente.

3. Phase Hercynienne :

C'est un événement caractérisé par une forte érosion globale de ses termes. Il est illustré par de nombreuses phases tectoniques qui ont structuré l'ensemble de la plateforme saharienne ainsi que le bassin de Berkine. Le cycle hercynien comprend la phase dévonienne (Dévonien inférieur) caractérisée par des variations d'épaisseur et de faciès le long des axes structuraux subméridiens qui indiquent une phase extensive. Au Dévonien moyen et supérieur.

Cette phase tectonique a touché surtout le Nord du bassin de Berkine où l'érosion des dépôts du Carbonifère est presque totale. La discordance hercynienne a permis de mettre en contact le Trias et la roche mère Silurienne et frasnienne (Boudjema, 1987).

4. Phase Autrichienne :

C'est une phase de compression orientée est-ouest qui a causé une inversion structurale des failles normales syn-sédimentaires créées pendant le Trias et le Lias.

5. Phase Alpine :

Son effet s'est surtout traduit par des réajustements et des inversions structurales sur les accidents Nord-Est/Sud-Ouest.

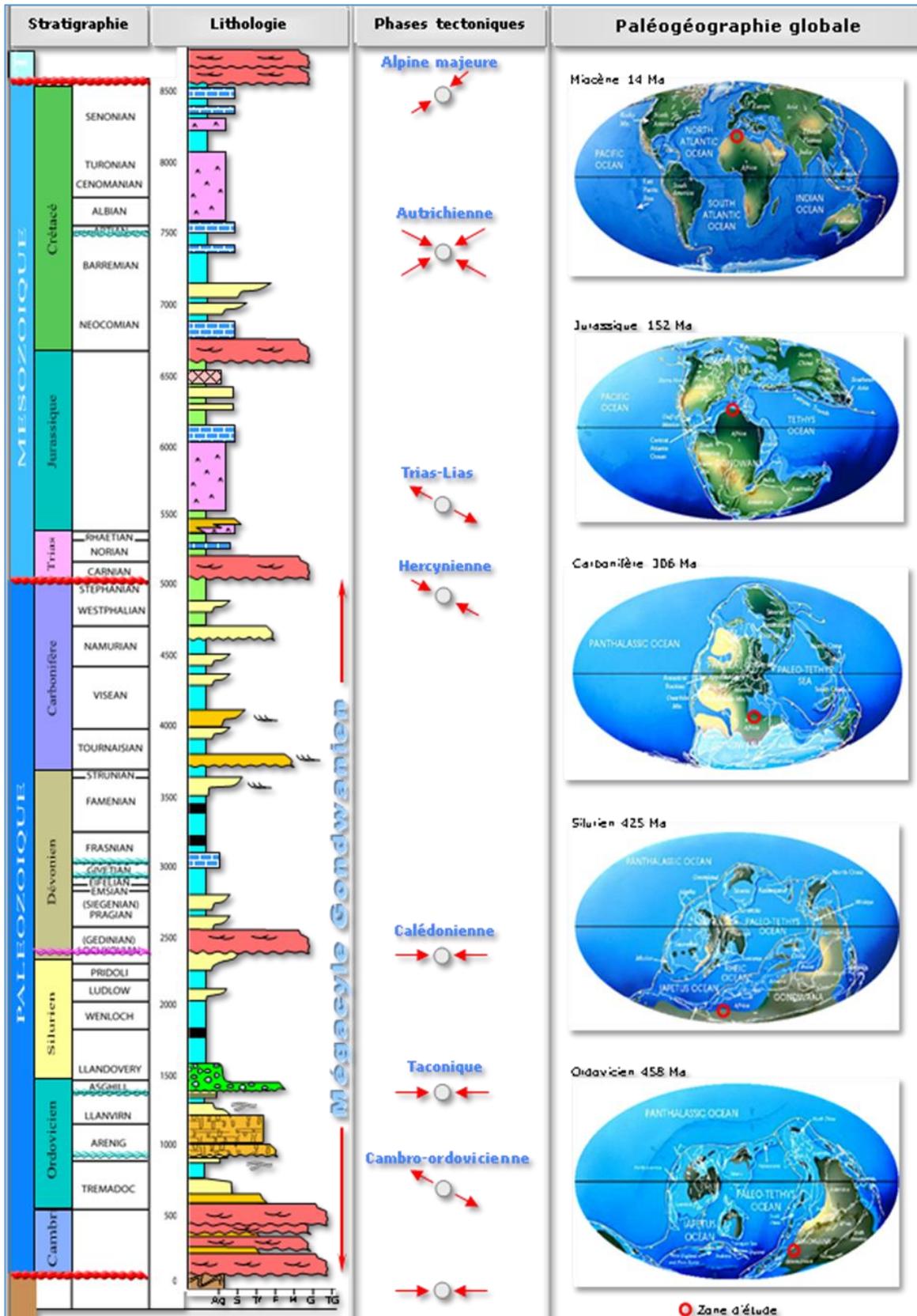


Figure 4. Coupe synthétique du Bassin de Berkine (Eschard et al ; 2006 – modifié).

III. La zone d'étude (Gassi Touil):

III.1. Situation géographique :

La région de Gassi Touil est localisée dans le territoire de la wilaya d'Ouargla, à 15 Km du champ de Nezla, il se situe entre la latitude 31° et 30° Nord et la longitude 6° et 7° Est, une route nationale traverse le périmètre du Nord au Sud, passant par Rhourde Nous, Gassi Touil, Ouargla et Hassi Messaoud (Figure 5 et 6) :

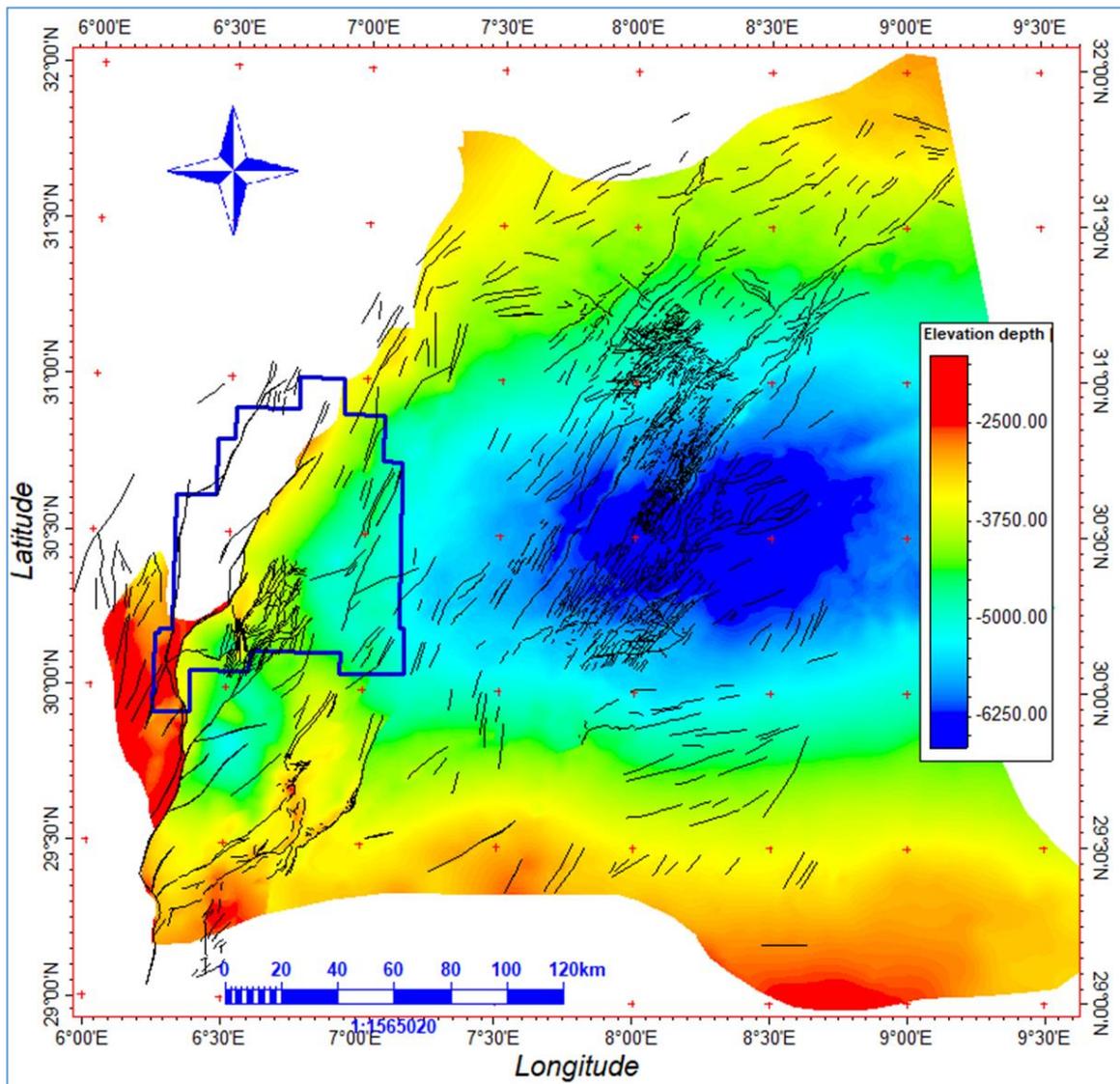


Figure 5. Localisation de la zone d'étude dans le bassin de Berkine sur une carte structurale au toit de l'Ordovicien (Sonatrach).

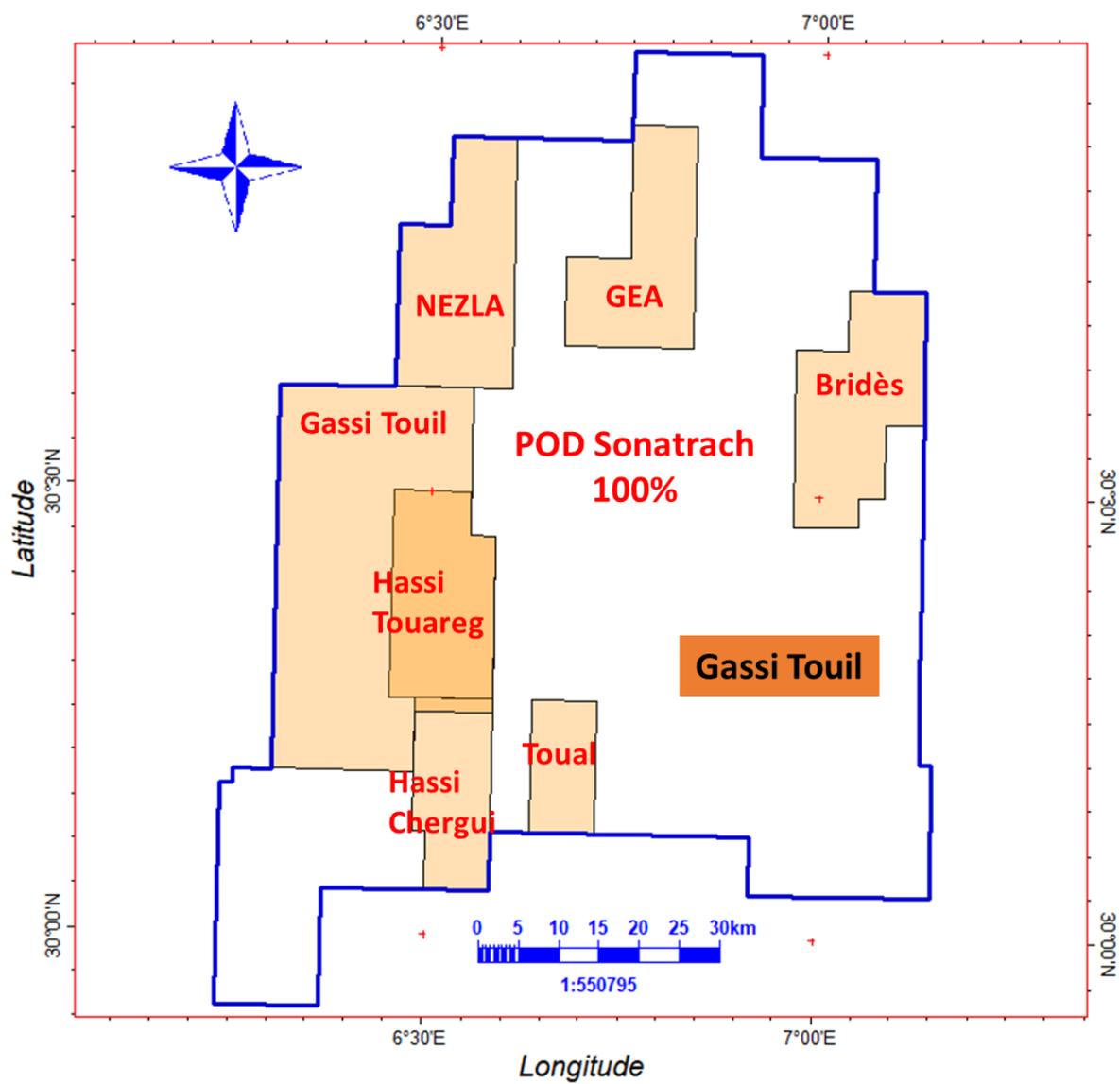


Figure 6. Situation de la zone d'étude sur la carte du domaine minier algérien (Sonatrach)

III.2. Cadre géologique :

L'image structurale actuelle de la région de Gassi Touil, localisée dans la partie Nord-Ouest de la province Sud Est Triasique, est le résultat de la succession de plusieurs mouvements tectoniques importants ; hercyniens, autrichiens et alpins, ayant générés les principaux trends structuraux de Rhourde Nouss, de Rhourde Adra et de Brides, orientés selon la direction Nord Est - Sud Ouest, de Hamra, Ramade et de Gassi Touil - Hassi Chergui d'orientation Nord-Sud.

L'impact des mouvements tectoniques hercyniens sur la région d'étude est caractérisé par l'érosion différentielle des séries paléozoïques (Figure 7), qui est plus marquée à l'Ouest qu'à l'Est, elle a atteint la formation du Dévonien Inférieur (Gédinnien) au centre de la province (Tartrat – El Marfag) et de l'Ordovicien moyen à inférieur au Nord, dans la région de Nezla. Dans la région de Hassi chergui, l'érosion hercynienne qui a atteint les unités du Silurien F6 témoigne de l'intensité des contraintes, dans la majorité des forages effectués, mis à part au centre où le dévonien et une partie du Carbonifère sont préservés.

La distension Trias/Lias, en rapport avec l'ouverture de l'atlantique Nord, est responsable de la création des failles NE-SW, du basculement des blocs et des variations importantes d'épaisseur des formations triasiques et liasiques.

Les mouvements autrichiens, ayant des contraintes de serrage Est-Ouest d'âge Barrémien, sont les mouvements clés dans cette région, ils ont eu pour principaux résultats, la réactivation des grands accident hérités du panafricain et de l'hercynien, de l'orientation Nord-Sud de la structure et ils sont responsables des piégeages des HC sur les principaux gisements de la région, ainsi que la dismigration et la destruction de certains piégeages hercyniens et plus, notamment sur les régions occidentales (Allenda -Ramade).

Enfin les mouvements tectoniques transpressifs Alpins d'âge Tertiaires (Alpins/Atlasiques), avec une orientation de contrainte NE-SW, ont contribué à la réactivation des structures préexistante, mais leur portée reste minime par rapport aux deux précédentes phases.

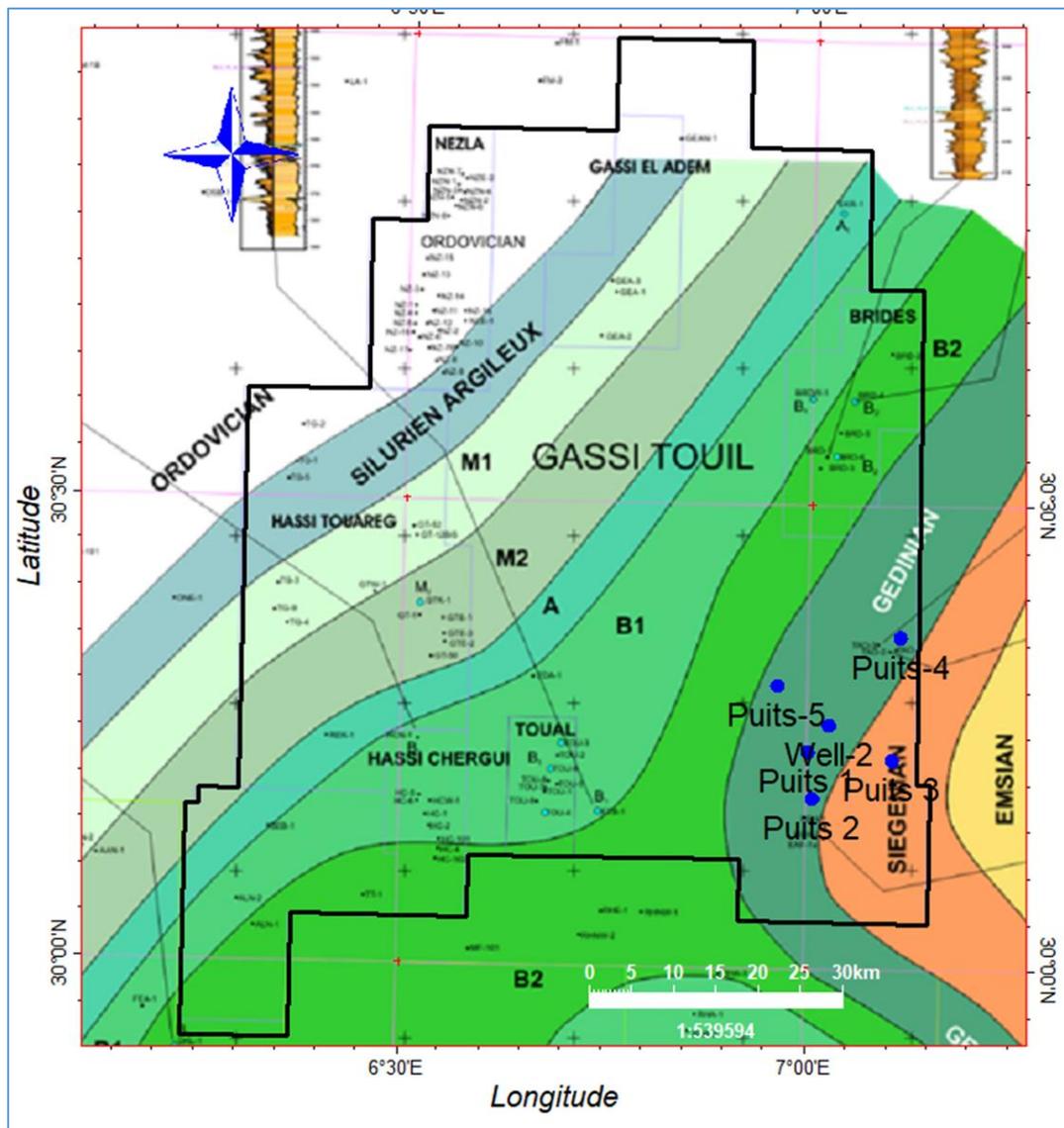


Figure 7. Carte de l'écorché géologique de la discordance Hercynienne de la région de Gassi Touil (Sonatrach).

IV. Système pétrolier du bassin de Berkine

Un système pétrolier est défini par la roche mère, le réservoir, la couverture, le piège et la migration, le tout est contrôlé par le timing qui est la phase cruciale.

Des processus d'expulsion, migration et d'accumulation leur sont nécessaires pour l'emmagasinage des hydrocarbures dans des pièges, structuraux et/ou stratigraphiques qui doivent être mis en place avant la phase d'expulsion des hydrocarbures, qui est impérative pour leur remplissage (Figure 8) :

IV.1. La roche mère

La roche mère est un élément essentiel dans le système pétrolier, doit contenir de la matière organique. Celle-ci se présente soit sous forme dispersée et dépasse rarement les 5% dans les argiles, soit sous forme accumulée dans les charbons (Durand, 1980, Combaz, 1980 ; Tissot et Welte, 1992).

Les températures de maturation de la matière organique, dans un gradient géothermique se situe autour de 3000 mètres de profondeur et à des températures comprises entre 50 ° et 150 °C pour l'huile et entre 120 ° à 200 °C pour le gaz (Chamely, 1987).

IV.1.1. La roche mère silurienne

La roche mère silurienne a une composition argileuse riche en graptolites, contenant de la matière organique d'origine marine. Elle a subi un enfouissement au Carbonifère (Tournaisien) qu'il l'a porté dans les conditions de fenêtre à huile avant la phase hercynienne précoce et qui s'est soldé par la génération d'huile. Cette roche a connu une deuxième phase de maturation au Crétacé qui a généré du gaz, ayant des teneurs en C.O.T allant de 2 %. Cette roche a expulsé ses hydrocarbures vers les réservoirs de l'Ordovicien et du Trias.

IV.1.2. La roche mère dévonienne (Frasnienne)

La roche mère dévonienne est d'origine marine ayant des teneurs en C.O.T appréciables qui varient entre 3 et 6 % durant l'enfouissement Carbonifère, n'a expulsé aucun volume d'hydrocarbures, en revanche elle a généré de l'huile à partir du Crétacé supérieur. Cette roche a expulsé des hydrocarbures vers les réservoirs du Strunien, Carbonifère et Trias.

IV.2. Roches réservoirs

Une roche réservoir est une roche suffisamment poreuse et perméable, Capable de contenir et laisser circuler des hydrocarbures. Il s'agit des grès, sables, carbonates, dolomites ou des roches fracturées. La porosité des roches réservoirs est comprise en général entre 5 à 30% du volume total de la roche.

Dans la région d'étude les principaux réservoirs potentiels à hydrocarbures sont ceux du Trias Argilo gréseux Supérieur (TAGS), Dévonien (Gédinnien) et ceux des unités du Silurien F6 SAG (B2, B1, A2, A1, M2 et M0).

IV.3. Roches couvertures

Une roche couverture est une roche imperméable ayant pour rôle de préserver les hydrocarbures accumulés dans les roches réservoirs.

- Pour le réservoir du TAGS, sa couverture est assurée par les argiles du Lias Argileux avec une épaisseur allant de 30 à 40m, à cela s'ajoutent les formations du Salifère (S1, S2 et S3).
- Pour le réservoir Gédinnien, la couverture est assurée par les argiles du Trias Carbonaté qui présente une épaisseur dépassant les 300m.
- La couverture des unités réservoirs du Silurien SAG sont assurées par les argiles intra silurienne.

IV.4. La Migration

La migration des hydrocarbures, dans cette région, à partir des roches mères du Silurien argileux et du Frasnien est effectuée par voies directes sous la discordance hercynienne, pour les réservoirs du Trias inférieur et les unités réservoirs du Silurien F6, et par les réseaux de failles éventuels pour les réservoirs du Trias supérieur et des Quartzites Hamra (Ordovicien).

IV.5. Pièges pétroliers

Les pièges pétroliers sont des structures géologiques qui emmagasinent les hydrocarbures. Ils sont de trois types :

- 1- Les pièges structuraux, correspondant à des structures géologiques qui permettent l'accumulation des hydrocarbures comme les plis et les failles.
- 2- Les pièges stratigraphiques, correspondant à des zones de variation latérale de faciès et donc de porosité et de perméabilité.
- 3- Pièges mixtes, combinant les structures géologiques et lithologiques, comme les Diapirs de sel.

Le piégeage des hydrocarbures dans cette région est essentiellement de type Stratigraphique, pour les unités du Silurien F6.

IV.6. Le Timing

Il reste le point critique de tout système pétrolier, afin de pouvoir accumuler des hydrocarbures dans un réservoir une succession chronologique doit être respectée ;

- Dépôt, préservation et enfouissement de la roche mère.
- Dépôt de la roche réservoir.
- Dépôt d'une couverture étanche.

- Maturité de la roche mère.
- Formation de la structure (piège).
- Expulsion.

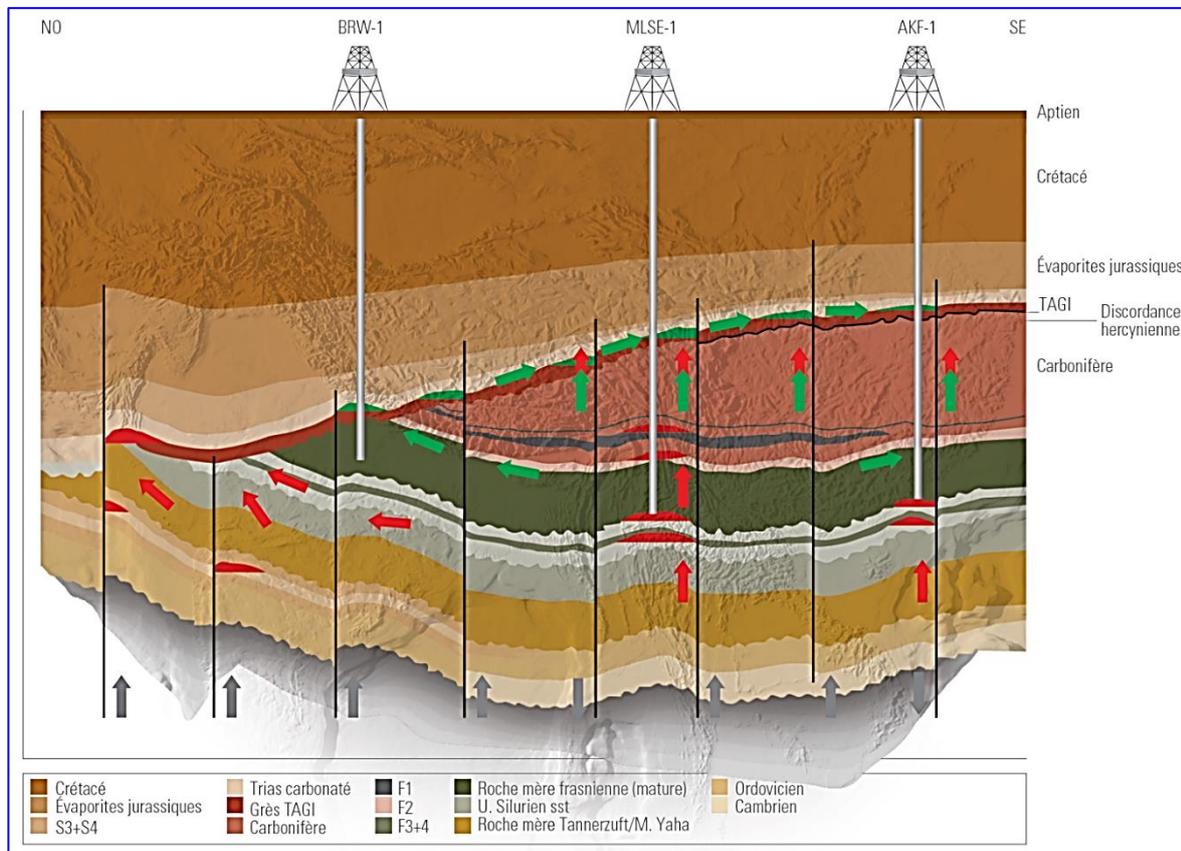


Figure 8. Systèmes de Piégeage et migration dans le bassin de Berkine Ouest (WEC 2007).

CHAPITRE N°2

Notions stratigraphiques, découpage séquentiel et corrélations entre puits

I. Introduction :

Les méthodes sédimentologiques consistent à définir les principaux faciès et sous-faciès en analysant de divers critères lithologiques (la granulométrie, la couleur... etc.), les structures et les figures sédimentaires observées.

La zone d'étude de Taouil dans le bassin de Berkine a fait l'objet d'un découpage séquentiel des trois puits **Puits1**, **Puits 2** et **Puits 3** à partir des enregistrements diagraphiques du Gamma Ray (GR) dans le but de réaliser l'étude des séries sédimentaires en termes de stratigraphie séquentielle.

II. Concepts de stratigraphie séquentielle :

La stratigraphie séquentielle est un outil conçu par les chercheurs d'EXXON (VAIL et al.1977) pour comprendre la dynamique d'un système sédimentaire dans un cadre stratigraphique précis. Les concepts originaux sont fondés sur des profils sismiques de systèmes silico-clastiques dans un contexte tectonique de marge passive. Depuis, leur application à l'échelle des forages et des affleurements, sur des systèmes et dans des contextes tectoniques différents.

La stratigraphie séquentielle est fondée sur la répétition dans l'enregistrement sédimentaire de séquences de dépôt qui résultent des variations du niveau marin relatif. Une séquence de dépôt est composée d'une succession plus ou moins concordante de strates génétiquement liées, limitées à la base et au sommet par des surfaces de discordance ou leur équivalent concordant latéral. Une surface de discordance est une surface d'érosion ou de non-dépôt qui sépare des strates plus jeunes de roches plus vieilles et qui représente un hiatus important. Dans ce sens, la définition d'une surface de discordance rejoint celle de surface de discontinuité, qui est plus largement employée, et qui traduit également une interruption dans l'enregistrement sédimentaire. Les surfaces de discontinuité résultent d'un changement rapide de lithologie et/ou de faciès, de la diagenèse et/ou de l'apport d'argiles

II.1. Notions de base de la stratigraphie séquentielle :

II.1.1. Espace d'accommodation :

Une séquence de dépôt résulte d'un cycle de variations du niveau marin relatif (Figure 9). Dans les systèmes de dépôt côtiers, les variations du niveau marin relatif sont équivalentes aux variations de l'espace disponible. Les variations de l'espace disponible pour l'accumulation des sédiments dépendent des vitesses de variations de la subsidence et du niveau marin eustatique (VAIL et al., 1977).

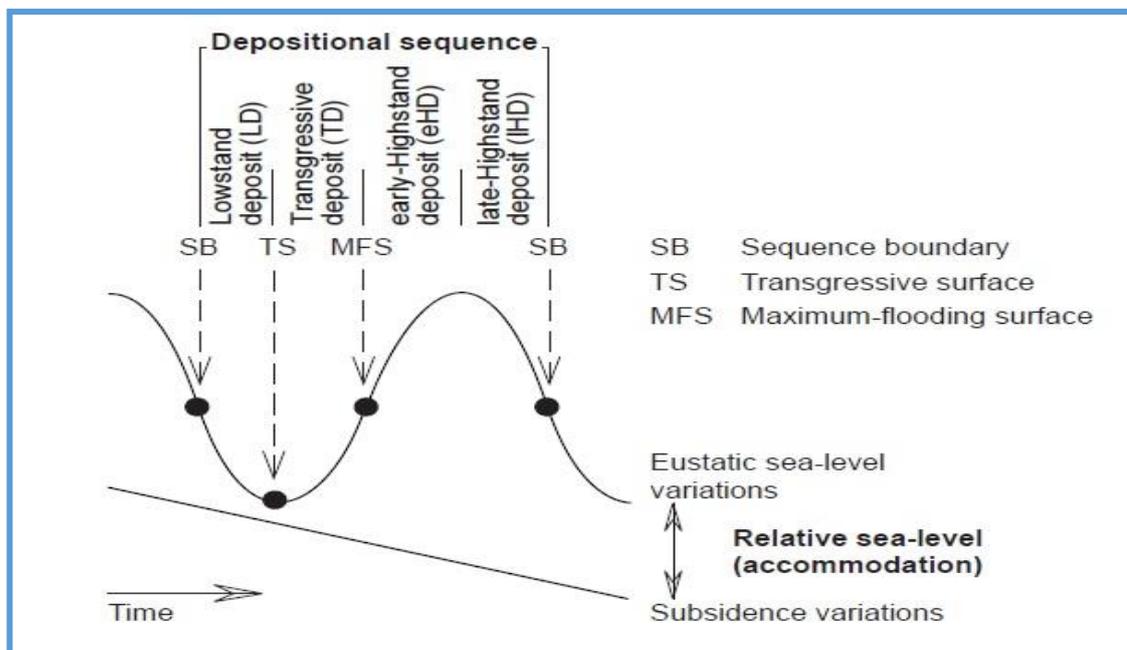


Figure 9. Séquences contrôlées par les fluctuations relatives du niveau de la mer (VAIL et al., 1977)

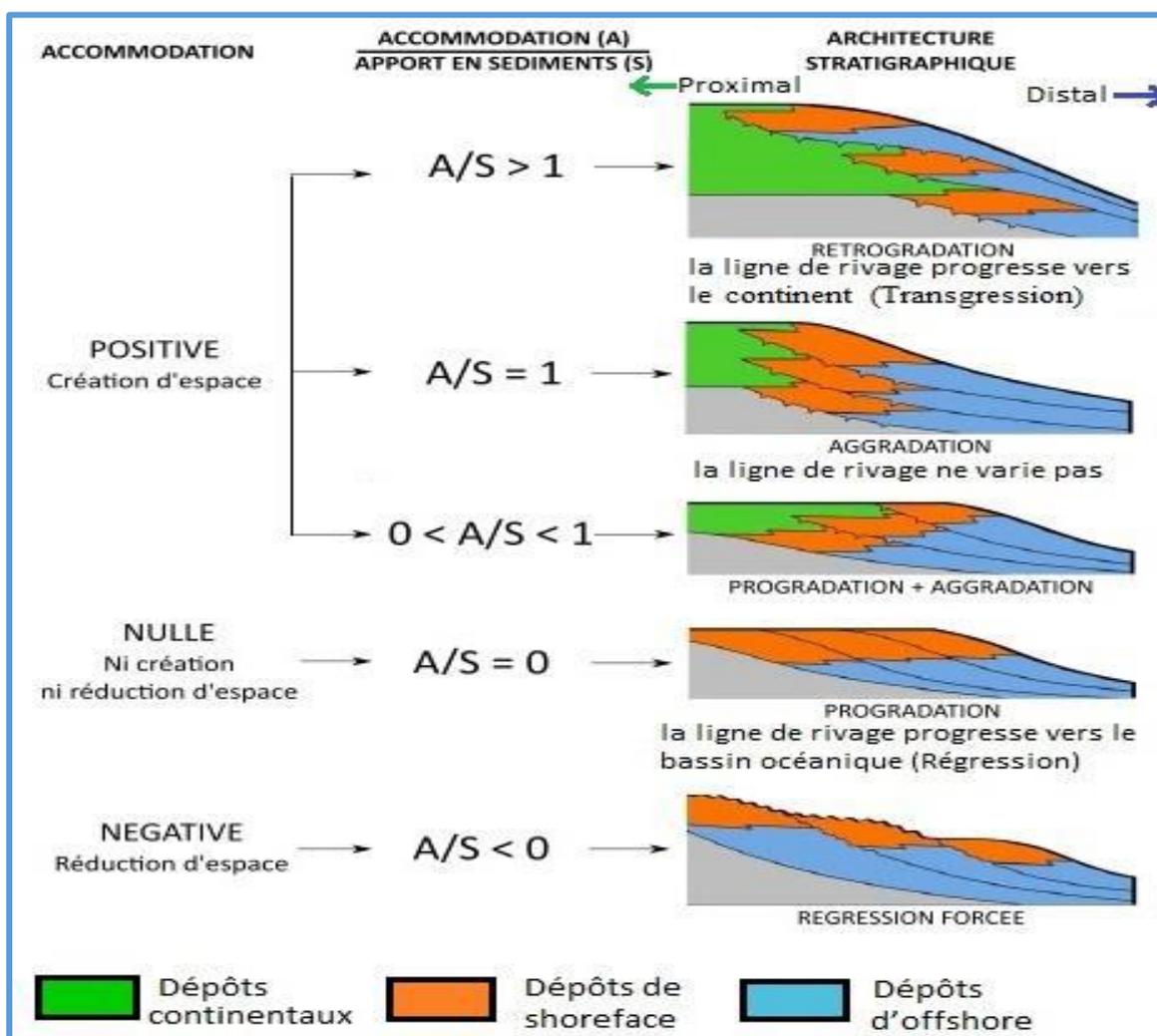


Figure 10. Le rapport s entre vitesse d'accommodation/ vitesse de sédimentation et architecture stratigraphique (Jonathan, 2018).

Le rapport accommodation sur sédimentation (A/S) peut indiquer s'il s'agit d'une sédimentation, d'un non dépôt, ou bien d'une érosion (Figure 10). Ce rapport a été utilisé pour l'analyse des systèmes carbonatés évoluant au cours du temps. Les auteurs ont précisé que :

- La progradation est obtenue avec un rapport $A/S < 1$
- La rétrogradation est obtenue avec $A/S > 1$
- L'aggradation est obtenue avec $A/S = 1$ ou en progradation en régime de régression forcée ($A/S < 0$).

II.2. Les unités de la stratigraphie séquentielle :

II.2.1 : La séquence :

Le concept de séquence est défini comme une succession relativement conforme de strates génétiquement reliées, délimitées par des discordances ou par des discontinuités corrélatives.

Durant les années 1980 à 1990, le développement continu de la conception séquence stratigraphique a abouti à définir plusieurs types de séquences :

A. Séquence de dépôt :

La stratigraphie séquentielle est fondée sur la répétition dans l'enregistrement sédimentaire de séquences de dépôt qui résultent des variations du niveau marin relatif. Une séquence de dépôt est composée d'une succession plus ou moins concordante de strates génétiquement liées, limitées à la base et au sommet par des surfaces de discordance ou leur équivalent concordant latéral (MITCHUM et al., 1977).

B. Séquence génétique :

Ces séquences dépendent du développement de surfaces d'inondation maximales (MFS), qui se forment pendant les périodes d'accommodation positive. Elles ne nécessitent pas d'étapes d'accommodation négative.

C. Séquence transgressive régressive :

Dans ce cas la séquence transgressive-régressive (T-R) dépend du développement de surfaces régressives maximales (**MRS**), qui se forment pendant les périodes d'accommodation positive, ou pendant les périodes de d'accommodation positives-négatives.

II.2.2. La paraséquence :

C'est une succession de faciès peu profonde délimités par les surfaces d'inondation marines. Les paraséquences sont géographiquement limitées aux zones côtières à peu profondes où les surfaces d'inondations marines peuvent se former. Un ensemble de paraséquences constitue un system tract.

II.2.3. Les cortèges sédimentaires (Systems tracts) :

Les cortèges sédimentaires sont composés d'un ensemble de séquences de dépôt (ou de bancs) (Figure 12), limité par des discontinuités sédimentaires (MITCHUM et al. 1977). Chaque cortège correspond à une portion de la courbe de variation du niveau marin relatif et se distingue par ses limites et sa géométrie. À l'échelle de l'affleurement, les grandes géométries sont invisibles.

La nature et la géométrie de ces cortèges sont fonction du rapport entre la variation du niveau relatif de la mer et la vitesse de sédimentation. Plusieurs cortèges sont alors définis selon les concepts de la stratigraphie séquentielle (Figure 11) (Catuneanu, 2011) :

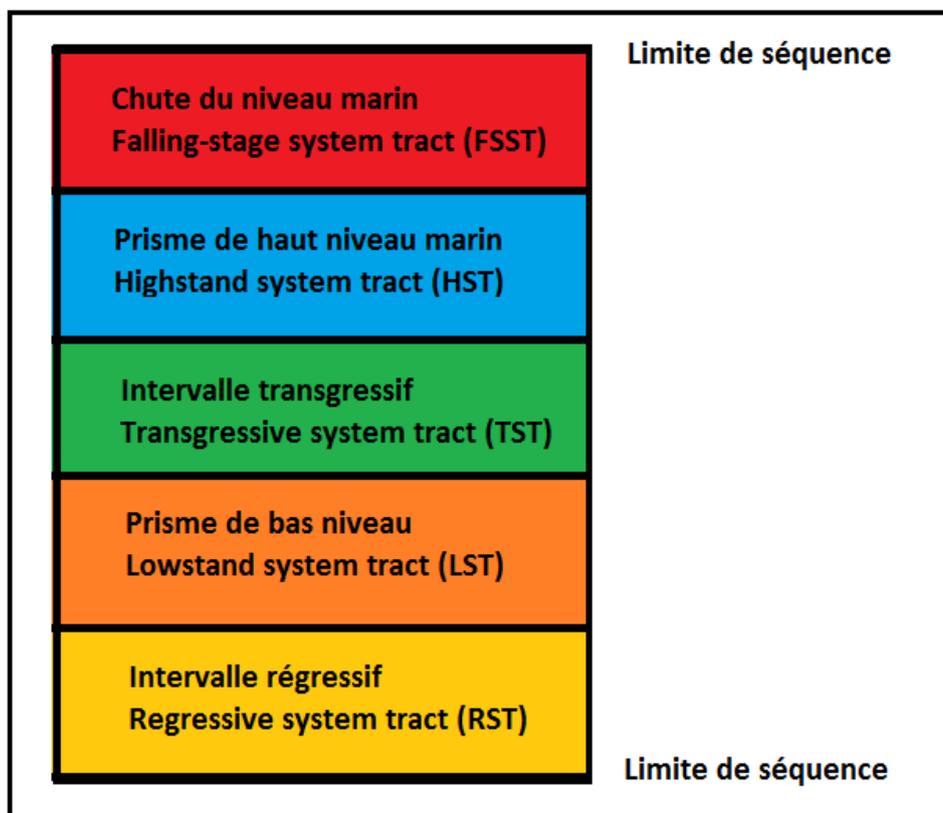


Figure 11. Les cinq modèles de cortège sédimentaire ou system tracts (VAIL et al., 1977)

A. Cortège de bas niveau (Lowstand Systems Tract) "LST" :

Ce cortège correspond aux dépôts qui s'accumulent pendant la régression normale. Il est limité à la base par la discordance subaérienne (SU) et sa discontinuité corrélative (CC) et au toit par la surface de régression maximale (MRS).

B. Cortège transgressif (Transgressive Systems Tract) « TST » :

Comprend les dépôts accumulés depuis le début de la transgression jusqu'au moment de la transgression maximale de la côte. Il est à la base par la surface de régression maximale (MRS) et au toit par la surface d'inondation maximale (MFS).

C. Cortège de haut niveau (Highstand Systems Tract) "HST" :

Comprend les dépôts progressifs qui se forment lorsque les taux d'accumulation de sédiments dépassent le taux d'augmentation de l'accommodation. Il est limité à la base par la surface d'inondation maximale (MFS) et au toit par différentes surfaces composites incluant la discordance subaérienne (SU), la surface régressive d'érosion marine (RSME) et la surface basale de régression forcée (BSFR).

D. Cortège de régression forcée (Falling-Stage Systems Tract) "FSST" :

C'est le produit d'une régression forcée. Il est limité à la base par la surface de régression forcée (BSFR) et au toit par la discordance subaérienne (SU) et sa discontinuité corrélative (CC).

E. Cortège régressif (Regressive System Tract) « RST » :

Le paquet régressif indifférencié comprend tous les strates accumulées pendant la régression marine. Il est délimité par une surface d'inondation maximale (MFS) à la base, et au toit par une surface de régression maximale (MRS).

II.2.4. Les surfaces stratigraphiques :

L'évolution des faciès sédimentaires de part et d'autre d'une surface de discontinuité et ses caractéristiques sédimentologiques déterminent sa position à l'intérieur d'une séquence de dépôt.

Un ensemble de sept surfaces stratigraphiques séquentielles, dont deux types de conformités corrélatives largement utilisées (Catuneanu, 2011), qui sont :

A. Discordance subaérienne (Sub aerial Unconformity) "SU" :

C'est une surface d'érosion ou de non-dépôt créée généralement durant la chute du niveau marin par des processus d'érosion tels que les incisions fluviales, l'érosion par le vent, ...

B. Discontinuité corrélative (Correlative Conformities) "CC" :

D'après (Hunt et Tucker, 1992 ; Van Waggoner et al.1988) la conformité corrélative est une surface stratigraphique séquentielle qui marque un changement dans le modèle d'empilement stratigraphique de la régression forcée à la régression normale

de faible niveau. Où la non-conformité subaérienne se forme pendant régression forcée, la conformité corrélative est une surface marine.

C. Surface d'inondation maximale (Maximum Flooding Surface) "MFS" :

Correspond à l'augmentation la plus rapide du niveau marin relatif. C'est une surface stratigraphique qui marque un changement des modèles d'empilement stratigraphique de transgression à une régression normale de haut niveau marin. Elle marque la fin de la transgression de la ligne de côte, séparant les cortèges rétrogradant, en dessous, des cortèges progradants, au-dessus.

D. Surface de régression maximale (Maximum Regressive Surface) "MRS" :

La surface régressive maximale est une surface stratigraphique qui marque un changement dans les modèles d'empilement stratigraphique de régression normale vers la transgression.

E. Surface de ravinement transgressive (Transgressive Ravinement Surface) "TRS" :

Sont des surfaces d'érosion causées par l'action des vagues ou des marées (Il s'agit d'une surface de ravinement) pendant la transgression dans les environnements côtiers à peu profond.

F. Surface régressive d'érosion marine (Regressive Surface of Marine Erosion) "RSME" :

C'est un contact érosif et tranchant, avec des dépôts marins granocroissants et peu profonds au-dessus. Elle se développe pendant la chute du niveau marin, elle est progressivement recouverte par les dépôts progradants du shoreface. Cette surface n'est pas répandue sur une aire importante, elle est aussi fortement diachrone car elle migre vers le bassin et se forme aussi sous l'action des vagues pendant toute la durée de la chute du niveau marin dans un environnement peu profond. Elle est plus jeune en direction du bassin. Cependant, elle peut aussi se former pendant une régression normale où la trajectoire de la ligne de rivage est horizontale (progradation pendant la stabilité du niveau marin).

G. Surface basale de régression forcée (Basal Surface of Forced Regression) "BSFR":

Cette surface définit la base de tous les dépôts accumulés dans un environnement marin durant la régression forcée, remplaçant la surface de conformité corrélative.

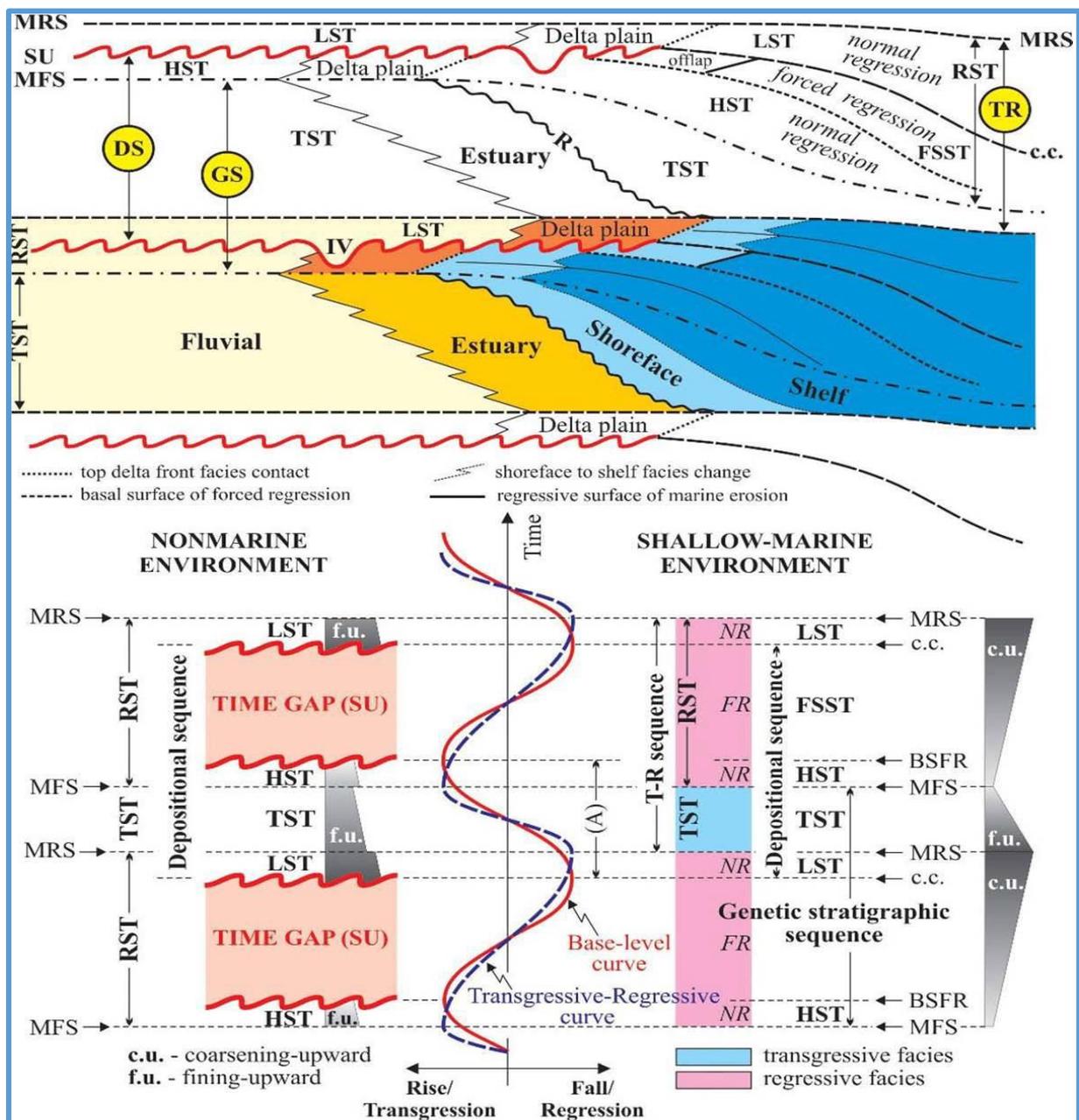


Figure 12. Séquences, cortèges sédimentaires et surfaces stratigraphiques définies en relation avec les courbes du niveau marin et la transgression - régression (Catuneanu, 2006).

Abréviations : **SU** : Discordance subaérienne, **CC** : Discontinuité corrélable ; **BSFR** : Surface basale de régression forcée ; **MRS** : Surface de régression maximale ; **MFS** : Surface d'inondation maximale ; **R** : surfaces de ravinement par l'action des vagues ; **IV** : vallée incisée ; **NR** : Régression normale ; **FR** : Régression forcée ; **LST** : Cortège de bas niveau ; **TST** : Cortège transgressif ; **HST** : Cortège de haut niveau ; **FSST** : Cortège de régression forcée ; **RST** : Cortège régressif ; **DS** : Séquence de dépôt ; **GS** : Séquence stratigraphique génétique ; **TR** : Séquence transgressive – Régressive.

II.2.5. Notion d'électro-faciès ou d'électro-séquence :

L'électro-faciès est défini comme "un ensemble de réponses diagraphiques qui caractérise un banc et permet de le différencier de ceux qui l'entourent" (Serra, 1979).

Une électro-séquence est définie comme un "intervalle de profondeur présentant une variation progressive et continue entre deux valeurs extrêmes du paramètre diagraphique mesuré, dessinant une rampe" (Serra, 1979).

La forme des courbes diagraphiques, l'allure des contacts inférieurs et supérieurs des électro-bancs ont permis d'établir une classification des électro-séquences (Tableau 1).

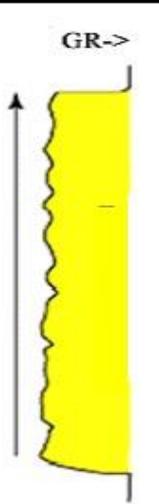
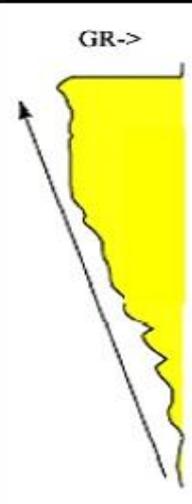
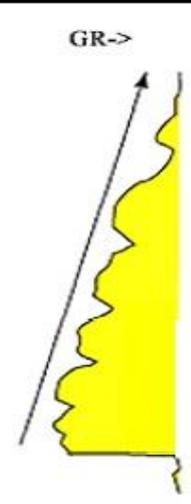
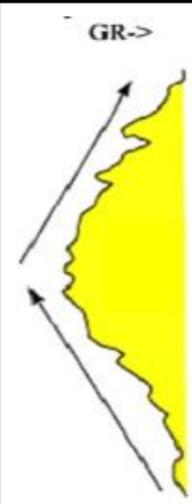
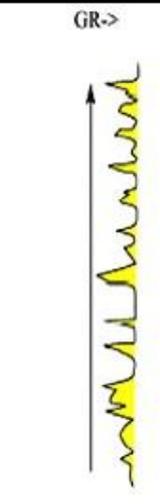
La forme	Cylindrique	Entonnoir	Cloche	Œuf (ovale)	Dent de scie
Approvisionnement en sédiment	aggradation	progradation	Rétrogradation	Progradation et rétrogradation	Aggradation
Tendance GR					
taille des grains	Lithologie relativement cohérente.	Granolométrie croissante.	Granolométrie décroissante.	Granolométrie croissante puis décroissante.	Intercalation de silt/ boue et shiste.
Environnement de dépôt	Les lits de chenaux en tresses ou le domaine de plage, le domaine des dunes éoliennes	Les dépôts de front du delta progradante ou dépôts de barres littorales.	Les dépôts de chenaux fluviaux et deltaïques ou dépôts transgressifs.	Les dépôts tidaux.	Les dépôts de la plaine alluviale, dépôts de talus (de pente), etc.

Tableau 1. Tableau représente les différentes formes d'électroséquence et leurs milieux de dépôts.

III. Les milieux de dépôts :

Les éléments destinés à former un sédiment sont généralement transportés à l'état solide ou en solution. Ils se déposent ensuite dans un milieu de sédimentation. Un milieu de sédimentation est une unité géomorphologique de taille et de forme déterminée où règne un ensemble de facteurs physiques, chimiques et biologiques suffisamment constants pour former un dépôt caractéristique ; exemples : milieu lacustre, milieu deltaïque. Cette définition reste vague quant à la taille d'un milieu : on parle souvent de milieu continental, mais celui-ci comprend les milieux torrentiels, fluviaux, lacustres, etc. A l'opposé, différents milieux peuvent être regroupés en unités spatialement plus grandes : un bassin sédimentaire regroupe les différents milieux d'une même entité géographique dont les sédiments ont des caractères communs (origine, âge, etc.). (J. Beauchamps, 2012) (Figure 13).

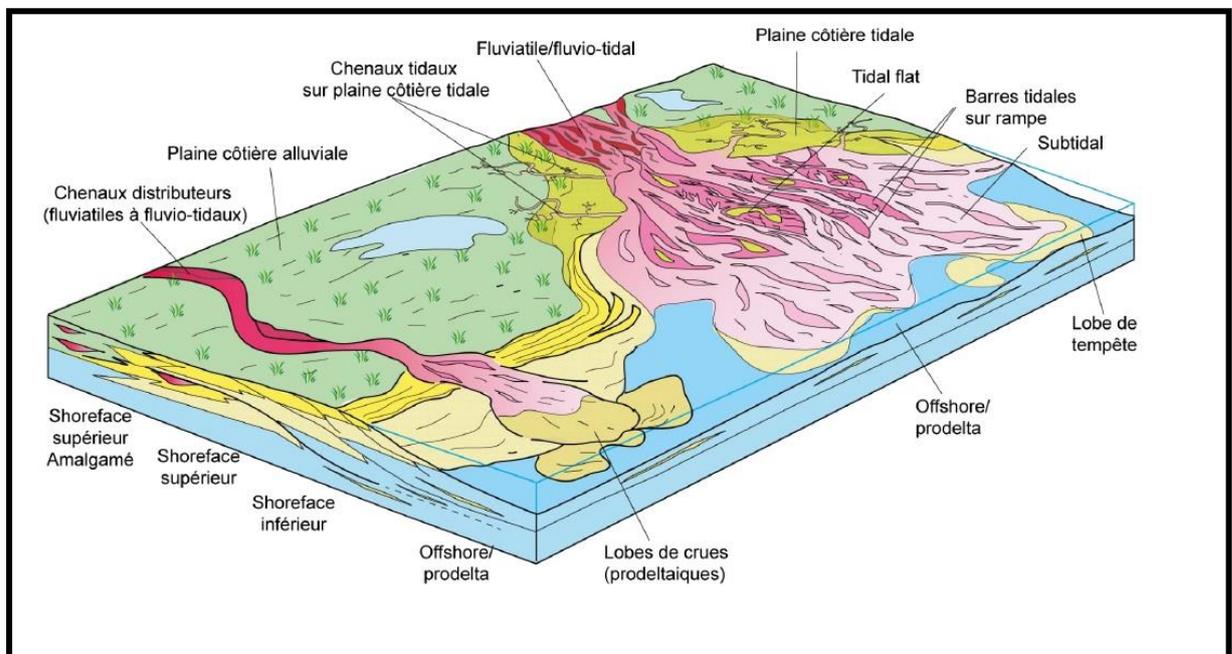


Figure 13. Modèle conceptuel de dépôt.

III.1. LES DEPOTS FLUVIAILES :

Les rivières sont surtout des agents de transport. Elles déposent néanmoins aux endroits où la vitesse diminue, c'est à dire le long de leur cours et finalement à leur embouchure où peuvent s'ajouter des phénomènes de floculation des argiles et de précipitation de corps en solution. (Figure 14)

Le type de réseau dépend essentiellement de la pente, de la charge transportée, de la stabilité des rives (rôle stabilisant de la végétation). Tous les intermédiaires existent. Une même rivière change de type de sa source à son embouchure. Le réseau est généralement en tresse en amont et à méandres en aval. Les réseaux droits sont rares. Les réseaux anastomosés sont observés dans les zones

subsidentes de climat humide. Les réseaux en tresse et méandriformes sont les plus fréquents.

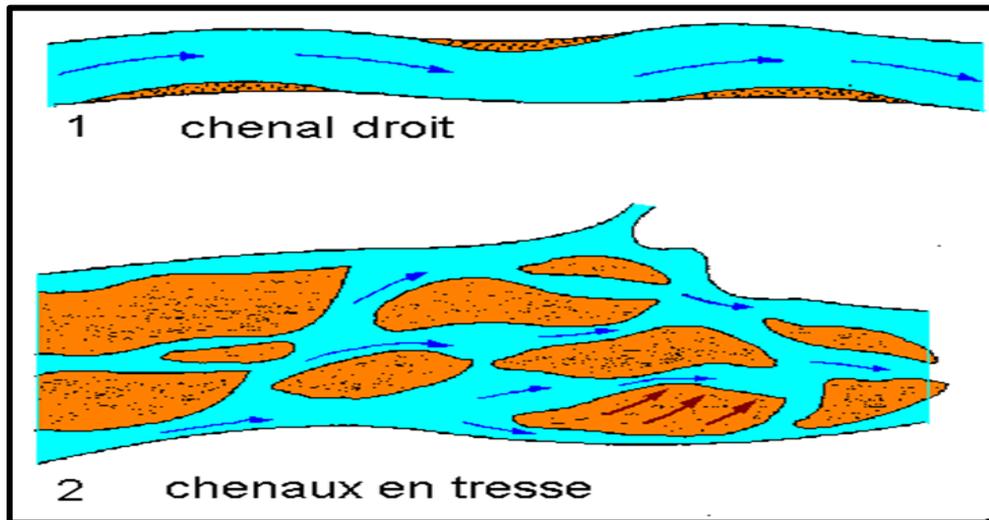


Figure 14. Principaux types de barres fluviales, (1) chenal droit, (2) chenaux en tresse (J. Beauchamps, 2012).

III. 1.1. Sédimentation des réseaux à méandres :

La sédimentation se fait sur la rive convexe sous forme d'une barre de méandre. La barre s'accroît latéralement en même temps que la migration du méandre (accrétion latérale). Elle est constituée de sable disposé en litage oblique de grande taille (litage epsilon). Le fond du chenal est pavé de galets (channel lag). Le chenal est bordé par des levées qui le séparent de la plaine d'inondation couverte de dépôts fins. Si une levée est crevée pendant une crue, des sables se répandent dans la plaine d'inondation sous forme d'un microdelta de crevasse (crevasse splay). Les séquences de rivières à méandre sont positives : elles débutent par un pavage de galets et se terminent par des limons de plaine d'inondation montrant des traces de sols et de végétation. (Figure 15)

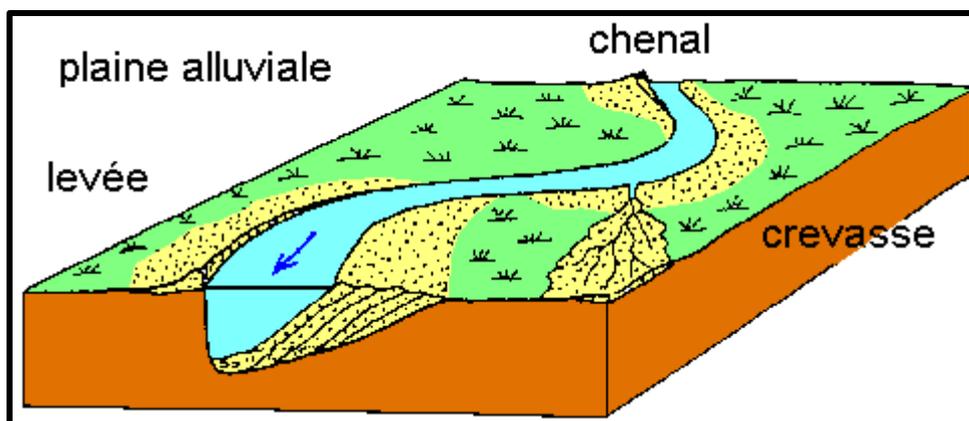


Figure 15. Dépôts dans un méandre. (J. Beauchamps, 2012)

III. 1.2. Sédimentation des rivières anastomosées :

Les chenaux anastomosés divaguent peu dans la plaine alluviale qui est fréquemment inondée ; elle est couverte de marécage ; la végétation est abondante. La vitesse de l'eau est faible, les sédiments sont fins et riches en matière organique. Les remplissages de chenaux se distinguent par des galets et des graviers formant des corps à accrétion verticale (rôle de la subsidence). (Figure 16)

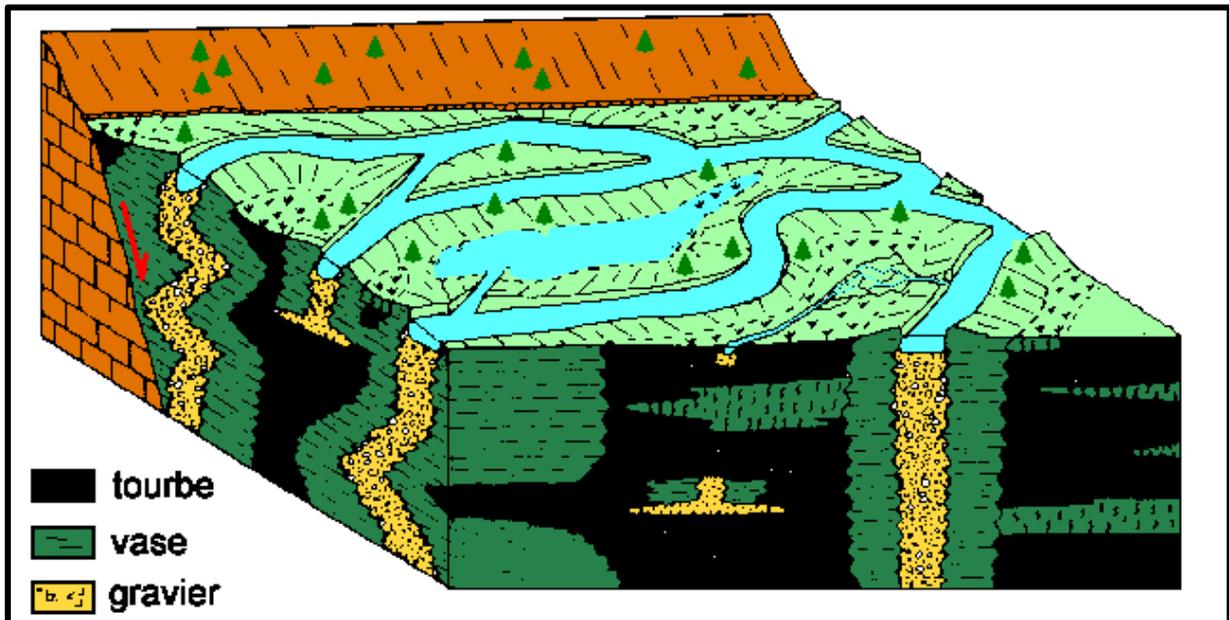


Figure 16. Sédimentation d'une rivière anastomosée. (J. Beauchamps, 2012).

III.2. DEPOTS MIXTES (Dépôt Deltaïque) :

Le delta est de forme lobée, avec un développement en arc de cercle très régulier, un delta se décompose en 3 parties :

A. Plaine deltaïque :

C'est le prolongement de la plaine alluviale, elle est parcourue par un réseau de chenaux ramifiés, les distributaires entre les chenaux s'étendent des zones marécageuses et garnies de végétation sous climat humide, (Figure 17).

La plaine deltaïque peut être divisée en une zone amont, ou plaine deltaïque « fluviale » et une plaine deltaïque plus distale ou plaine deltaïque « tidale ». L'ensemble de la plaine deltaïque est recouverte d'argile, très riche en matière organique végétale, et bioturbé, et il est incisé par des distributaires fluviales et des chenaux de marée.

Les sédiments des chenaux distributaires sont sableux, et dans les chenaux de marée sont surtout des argiles et des silts, riches en débris de végétaux.

B. Front de delta :

C'est la continuation de la plaine deltaïque sous la mer. C'est le lieu de rencontre des eaux douces chargées de sédiments et des eaux salées. La forme de sédimentation est différente selon la densité de l'eau du fleuve, fonction de la charge, et la taille des particules transportées. Si la densité de l'eau douce est voisine de celle de la mer, la charge se dépose rapidement en une barre de front de delta.

Pour une densité d'eau douce plus grande, la charge forme un courant de densité qui suit le fond et gagne le large. Pour une densité plus faible, les particules en suspension forment un nuage qui se disperse à la surface de l'eau de mer.

C. Prodelta :

C'est la partie la plus externe et la plus profonde du delta, il repose sur les sédiments marins de la plateforme littorale.

Il s'y dépose des sédiments fins généralement bioturbés, car très riches en matière organique d'origine continentale.

L'accumulation deltaïque progresse sur la plate-forme et présente une forte épaisseur si la marge est subsidente, ou lorsque la progradation atteint la bordure de la plate-forme et se poursuit sur le talus.

Le fluage des argiles pro deltaïques écrasées par les sables sus-jacents et la pente entraînent la formation de diapirs, de slumps et de failles normales listriques, dispositif structural favorable au piégeage des hydrocarbures.

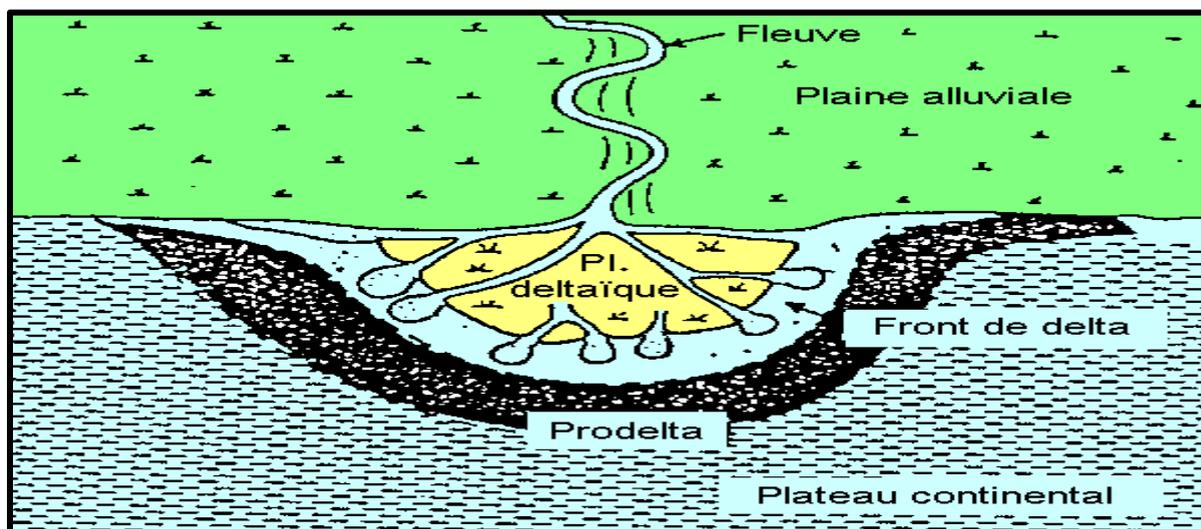


Figure 17. Principales composantes morphologique et sédimentaire d'un delta.
(J. Beauchamps, 2012).

III.3. DEPOTS MARINS (Système littoral) :

Ce système regroupe tous les environnements qui se situent dans la zone transitionnelle, entre le domaine fluvial et le domaine marin franc. Ils sont conditionnés par un nombre important de facteurs : quantité et nature du sédiment arrivent à la mer, caractéristiques du bassin marin récepteur (notamment la salinité relative des eaux, courants, morphologie, bathymétrie, taux de subsidence, activités tectoniques, fluctuations du niveau de la mer, etc.). Le domaine littoral avec plage comprend plusieurs zones, (Figure 18) :

A. Cordon dunaire : La limite entre cette zone et la plage correspond au niveau marin atteint lors des marées exceptionnelles et les marées d'équinoxe.

B. Backshore (la zone supra-tidale) : Ou encore l'arrière-plage, c'est la zone émergée, souvent formée de dunes éoliennes.

C. Foreshore (la zone intertidale) : Ou l'avant-plage, située entre le niveau de la marée haute et celui de la marée basse.

D. Shoreface : Ou zone pré littoral, il est subdivisé en :

Shoreface inférieur : Il correspond à la zone intertidale. C'est une zone, à haute énergie, caractérisée par une sédimentation lente plus ou moins calme, pendant laquelle se déposent des grès argileux, hétérolithiques, ondulés, moyennement, à fortement, bioturbé.

Shoreface moyen : Il correspond à la zone de transition intertidale, à infratidale. C'est une zone à énergie modérée caractérisée, par des grès fins, plus ou moins, argileux, à stratifications en mamelons (HCS), fortement bioturbé.

Shoreface supérieur : Il correspondrait à la zone infratidale, soumis à une agitation permanente des eaux, les dépôts sont, donc, dominés, par l'action des vagues, ils sont caractérisés, par des grès fins à très fins, à laminations planes, drapages argileux, bioclastes et, une faible bioturbation, voire même rare.

Offshore : Il correspond au domaine marin ouvert (le large). C'est une zone à faible énergie, elle est caractérisée par une sédimentation fine, argileuse ou argilo-Silteuses, les structures sédimentaires sont rares à absente

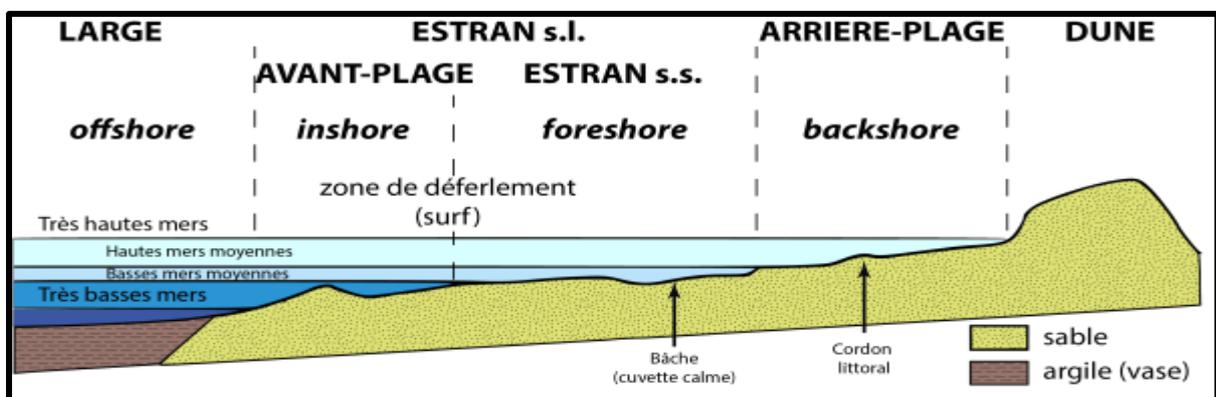


Figure 18. Zonation des milieux littoraux néritique

IV. Présentations la région d'étude de Taouil :

La région de Taouil est située dans la partie Sud Est du périmètre Gassi Touil, et au Nord Est du champ à gaz de Toual, elle est assimilée à un anticlinal allongé orienté NNW-SSE et adossé contre une faille d'orientation ENE-WSW qui assure sa fermeture au Nord et à l'Ouest.

La carte en isobathes réalisée au toit de l'unité gréseuse F6-M2 montre globalement une grande structure anticlinale dissymétrique d'orientation NNE-SSW limitée au Nord et à l'Ouest par une faille majeure de direction ENE-WSW (Figure 19).

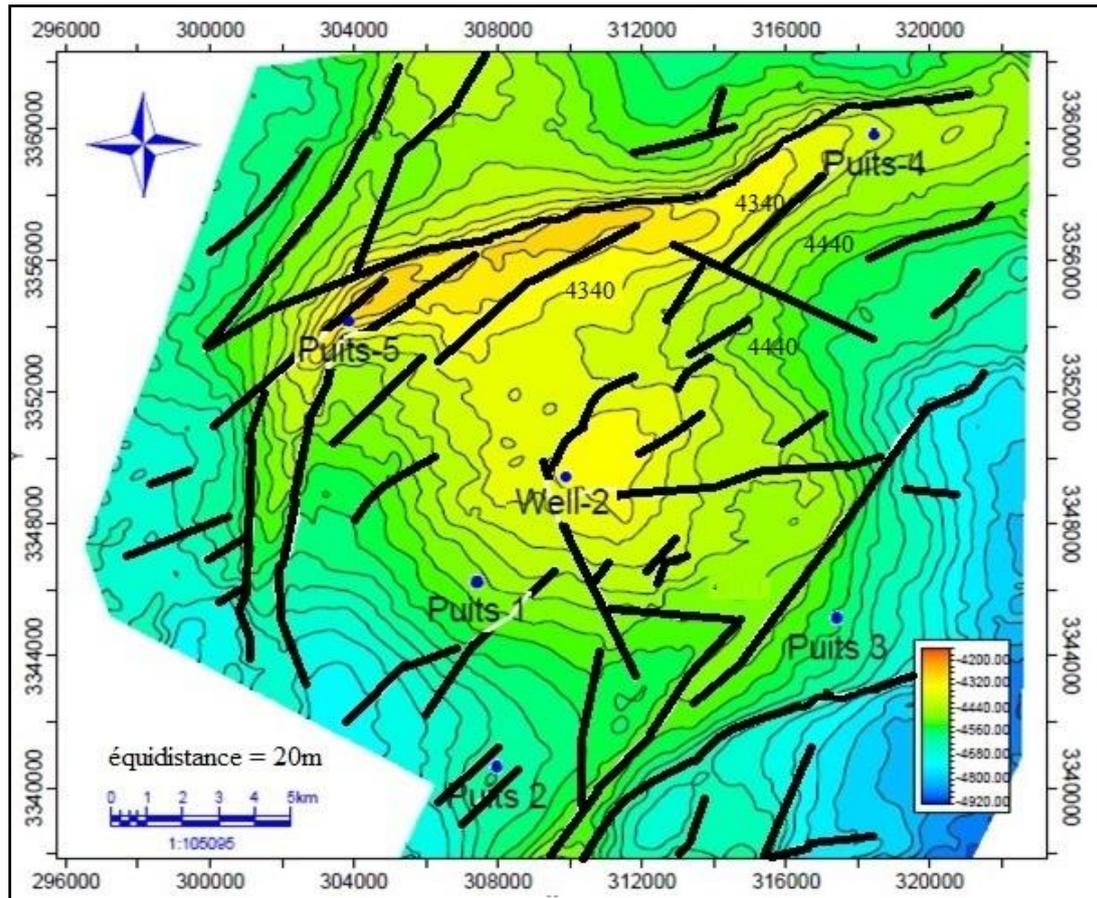


Figure 19. Carte en isobathes au toit du Silurien F6-M2, de la région de Taouil, montrant le réseau de failles et position des puits dans la zone d'étude. (SONATRACH, 2018).

IV.1. Présentation des Puits de Taouil :

Le puits 1 appartient au complexe de Taouil, situé au niveau du périmètre Gassi Touil, il est localisé au Sud du gisement de Brides, et au Nord Est du champ à gaz de Toual. La région est recouverte par une importante couverture de dunes longitudinales dispersées. Le puits est implanté à environ 4Km au Sud-Ouest de Well 2.

Le puits 2 est implanté à 14.15 Km au sud-ouest du **Well 2**, à 5.42 km au sud du **puits 1** et **Le puits 3** est implanté à environ 11Km au Sud Est de **Well 2** (Figure 20).

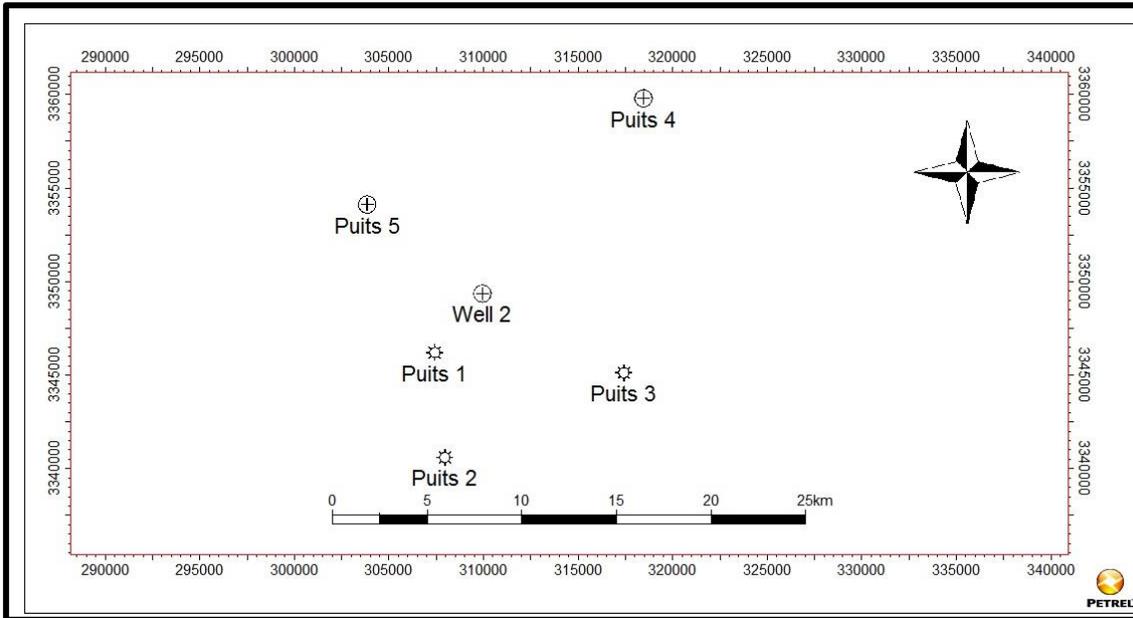


Figure 20. Position des puits utilisés dans cette étude dans gisement Taouil.

Les puits 1, 2 et 3 : sont des puits d'étude.
 Les puits 4, 5 et Well 2 : sont des puits de référence.

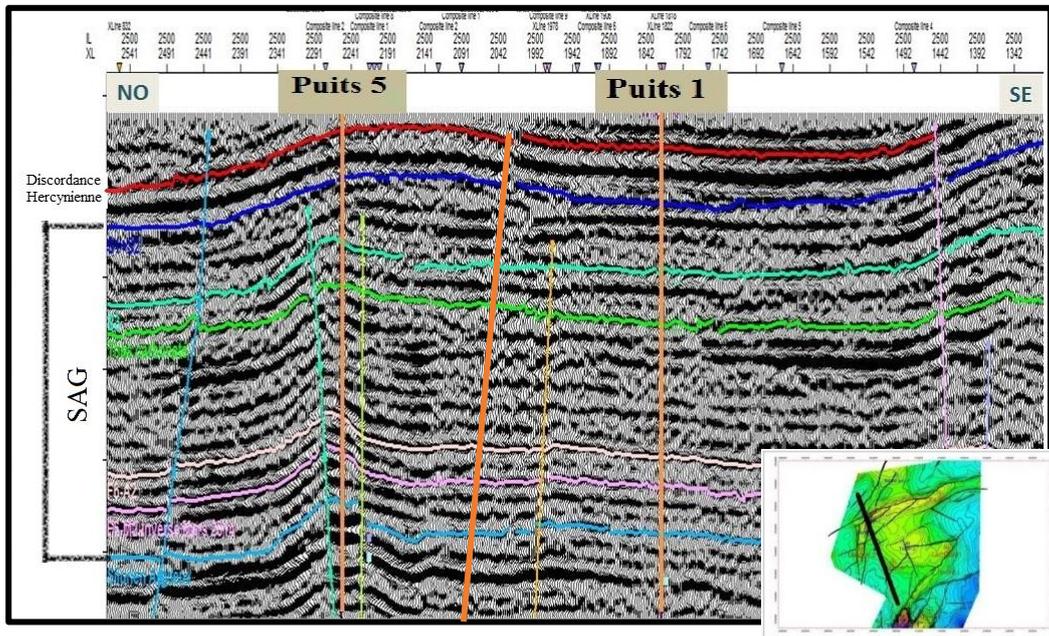


Figure 21. Coupe sismique NW-SE, passant par le puits 1 et 5 montrant la discordance hercynienne, le SAG et le réseau de failles (SONATRACH, 2014).

Une coupe sismique Nord-Ouest/Sud-Est passant par les puits 5 et 1, met en évidence sept (07) failles qui ont été tracées dans la figure 21.
 Trois (03) failles affectent les formations Paléozoïques et mésozoïques.
 Quatre (04) failles n'affectent que les formations de paléozoïques.

V. Découpage séquentiel et corrélation entre les trois puits à partir des réponses diagaphiques du signal Gamma Ray (GR) :

V.1. Identification des séquences de dépôt :

Nous avons utilisé les courbes diagaphiques du signal Gamma Ray dans le but de réaliser un découpage séquentiel sur les trois puits « Puits 1, Puits 2 et Puits 3 », cette méthode vise la reconstitution des paléo-environnements et la mise en évidence des différentes surfaces-limites principales qui expriment des changements notables dans le système sédimentaire et son régime. L'interprétation des réponses diagaphiques se focalise sur l'évolution verticale de la courbe de l'enregistrement du Gamma Ray.

L'interprétation s'appuie sur les surfaces-limites qui sont des signatures qui traduisent des évènements stratigraphiques majeurs délimitant des unités sédimentaires qui constituent soit des séquences soit des cortèges. Ces dernières aussi appelées discontinuités sont mises en évidence par des inflexions notables et des variations dans la morphologie de la réponse diagaphique du Gamma Ray. Ces changements dans l'intensité du signal et les variations de ses valeurs sont en lien avec la composition des formations traversées par les diagaphies du Gamma Ray. Nous avons ainsi pu mettre en évidence neuf séquences de troisième ordre dans les formations du Silurien Argilo-Gréseux du Gédinnien et du Trias Argilo-Gréseux traversées par les trois puits d'étude.

Après avoir déterminé les cortèges et les séquences de dépôt, le décryptage détaillé du signal diagaphique permet de distinguer une électroséquence négative (électrofaciès) d'une électroséquence positive (électrofaciès) que l'on traduira en une caractérisation du contenu faciologique (type de dépôts), le granoclassement au sein de ces corps (granoclassement croissant et granoclassement décroissant), pour remonter en fin de compte à l'architecture des dépôts (progradation, aggradation et rétrogradation) ainsi que retrouver l'alternance des dépôts et des faciès caractéristiques des formations traversées et de remonter aux environnements de dépôts.

Les résultats de ce découpage sont illustrés sur la figure 22.

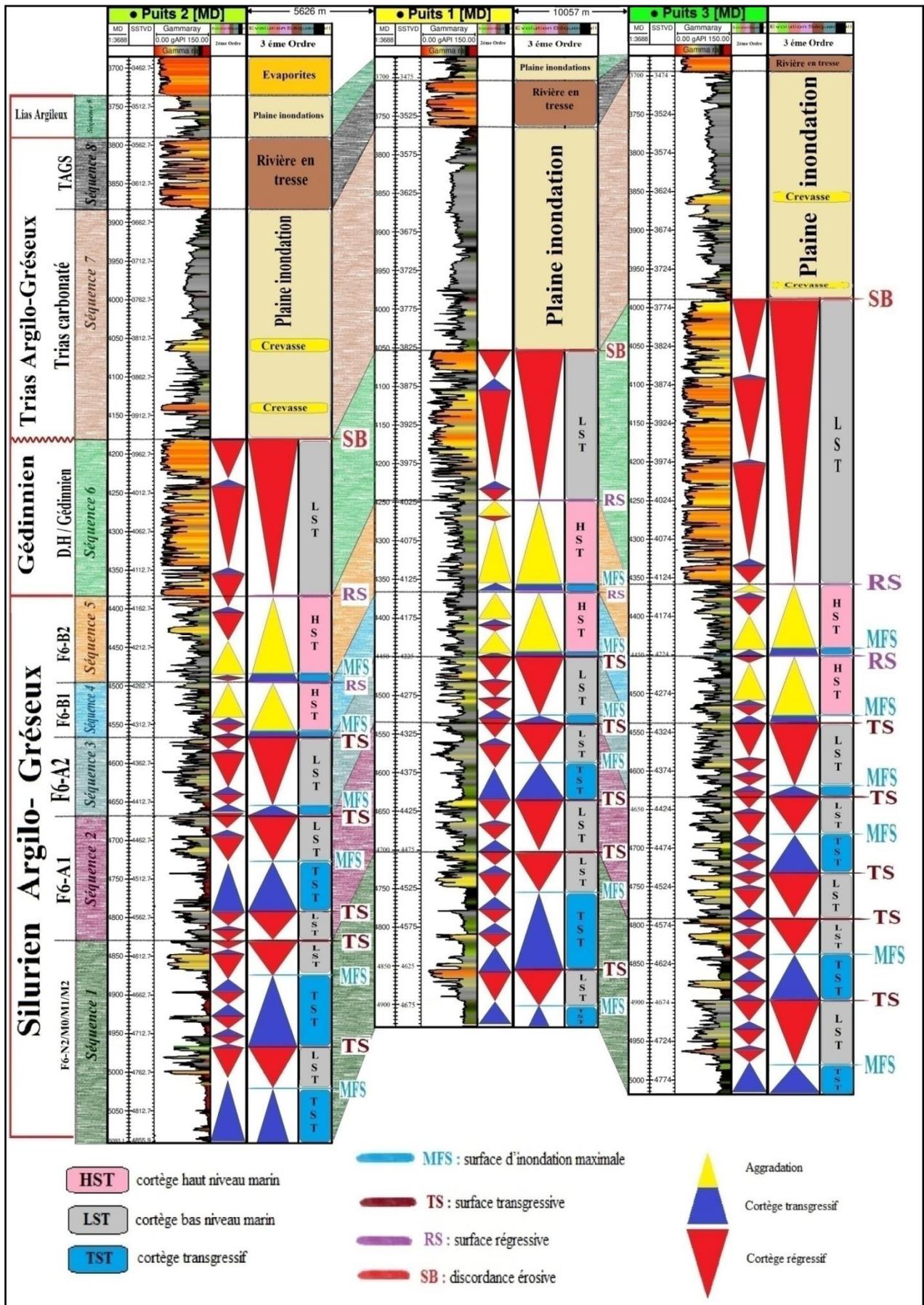


Figure 22. Synthèse de l'analyse séquentielle des trois puits (P2, P1 et P3).

Le Puits N° 1 :

Séquence 1 : (4703- 4930) (F6-N2/M0/M1/M2) :

Elle est d'une épaisseur de 225 m incomplète à la base, caractérisée par la succession de (4) cortèges sédimentaires.

Cortège transgressif (TST) : Représenté par une alternance d'argile et grès à dominance argileuse, il est constitué de dépôts rétrogradant. Son épaisseur est de l'ordre de 30m incomplet à la base, limité au sommet par une MFS à une profondeur de 4900 m.

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique. La séquence est positive signe d'une série granocroissante, avec une architecture aggradante. Ceci est le résultat de la stabilité du niveau eustatique pendant une longue période. L'environnement de dépôts est profond tels que le shoreface inférieur et l'offshore.

Cortège de bas niveau (LST) : Il est d'une épaisseur de 45 m, il est caractérisé par une limite MFS à la base à une profondeur de 4900 m, et une limite TS au sommet à une profondeur de 4855m.

Ce prisme est déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray (GR) en forme d'entonnoir, qui caractérise les dépôts de front du delta progradante ou dépôts subtidaux.

Cortège transgressif (TST) : représenté par une alternance d'argile et de grès à dominance argileuse majeure, il est constitué de dépôts rétrogradant. Son épaisseur est de 100m, limité au sommet par une MFS à une profondeur de 4755 m et à la base par une TS à une profondeur de 4855 m.

Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique. Ceci est le résultat de la stabilité du niveau eustatique pendant une longue période. L'environnement de dépôts est profond tels que l'offshore inférieur et le shoreface.

Cortège de bas niveau (LST) : d'une épaisseur de 52 m, il est caractérisé par une limite MFS à la base à une profondeur de 4755 m, et une limite TS au sommet à une profondeur de 4703m.

Ce prisme est déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray (GR) en forme cylindrique, Cette architecteur aggradante se dépose dans les milieux peu profonds tels que foreshore et le shoreface. La séquence est négative signe d'une série granocroissante.

Séquence 2 : (4535-4703) (F6-A1) :

Elle est d'une épaisseur de 168 m, caractérisée par la succession de trois (3) cortèges sédimentaires.

Cortège de bas niveau (LST) : d'une épaisseur de 68 m, il est caractérisé par une limite TS à la base à une profondeur de 4703 m, et une limite TS au sommet à une profondeur de 4635m.

Ce cortège présente une morphologie diagraphique en œuf. Cette morphologie est synonyme d'une double évolution, avec une évolution positive (électrofaciès > 0) des dépôts avec une diminution des valeurs du Gamma Ray, avec une granulométrie granocroissante et une architecture progradante de ses termes. Une deuxième évolution s'est mise en place avec une granulométrie granodécroissante et une architecture rétrogradante de ses dépôts. Ces deux évolutions sont le résultat d'une baisse du niveau eustatique (régression), il est illustré par la diminution des valeurs du Gamma Ray, suivie d'une augmentation du niveau marin relatif mise en évidence de l'augmentation des valeurs du Gamma Ray.

Ces deux phases du niveau marin (régression et transgression) mettent en évidence des environnements de dépôts moins profonds tels que les milieux subtidaux qui évoluent à des environnements plus profonds tels que l'offshore,

Cortège transgressif (TST) : avec 48m d'épaisseur, limité à la base par une surface transgressive TS à la profondeur de 4635m et au sommet par une surface d'inondation maximale MFS à une profondeur de 4587m.

Le du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique, constitué de dépôt progradantes, et un type de séquence négative granocroissante.

Cortège de bas niveau (LST) : Le cortège de bas niveau marin ayant une épaisseur de 47 m, il est limité à la base par une MFS à 4587 m et au sommet par la surface transgressive ST à 4535 m. ce cortège présente une morphologie diagraphique en forme cylindrique. Cette architecture aggradante se dépose dans les milieux peu profonds.

Séquence 3 : (4450- 4535) (F6-A2) :

Cette séquence est d'une épaisseur de 85 m, elle comprend deux (2) cortèges sédimentaires :

Cortège transgressif (TST) : Ce cortège présente une morphologie cylindrique avec 10m d'épaisseur, limité à la base par une surface transgressif TS à une profondeur de 4535m et au sommet par une surface d'inondation maximale MFS à une profondeur de 4525m. Il traduit une architecture aggradante et une évolution qui passe de positive à négative de la base au sommet de cet intervalle, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux.

Cortège de bas niveau (LST) : limité au sommet par une TS à une profondeur de 4450m et à la base par une MFS à 4525m de profondeur. Ce cortège présente une morphologie diagraphique cylindrique avec 75m d'épaisseur, Cette architecture aggradante se dépose dans les milieux profonds.

Séquence 4 : (4365- 4450) (F6-B1) :

Une séquence d'une 85m d'épaisseur, constituée de deux cortèges sédimentaires :

Cortège transgressif (TST) : d'une épaisseur de 6m limité à la base par une TS à une profondeur de 4450m et au sommet par une MFS à une profondeur de 4444m. Ce prisme présente une signature diagraphique en forme cylindrique, une évolution aggradante, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux.

Cortège de haut niveau marin (HST) : limité à la base par une surface d'inondation maximale à une profondeur de 4444m, et au sommet par une surface régressif RS à une profondeur de 4365. Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique d'une épaisseur de 79m. Cette architecture aggradante reflète l'élévation du niveau marin, ce qui implique la mise en place de dépôts fins avec une influence argileuse dans des milieux de dépôts profonds tels que l'offshore et le shoreface inférieur.

Séquence 5 : (4247-4365) (F6-B2) :

C'est une séquence qui clôture le Silurien Argilo-Gréseux (SAG), elle est d'une épaisseur de 118m, composée de deux (2) cortèges sédimentaires.

Cortège transgressif (TST) : d'une épaisseur de 9m limité à la base par une RS à une profondeur de 4365m et au sommet par une MFS à une profondeur de 4356m. Ce prisme présente une signature diagraphique en forme cylindrique, une évolution aggradante, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux.

Cortège de haut niveau marin (HST) : avec une épaisseur de 109m, limité à la base par une surface d'inondation maximale à une profondeur de 4356m, et au sommet par une surface régressif RS à une profondeur de 4247.

Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique. Cette architecture aggradante reflète l'élévation du niveau marin, ce qui implique la mise en place de dépôts fins avec une influence argileuse dans des milieux de dépôts profonds tels que l'offshore et le shoreface inférieur.

Séquence 6 : (4055-4247) (D. Hercynienne) :

Correspond au Gédinnien et est incomplète au sommet, due à l'érosion hercynienne, elle est d'une épaisseur de 192m qui est composée d'un seul cortège sédimentaire.

Cortège de bas niveau (LST) : limité à la base par une surface régressif RS a une profondeur de 4247m et au sommet par une discordance érosive (Hercynienne), il

est d'une épaisseur de 192m. Ce cortège présente une signature diagraphique en forme cylindrique avec des valeurs du Gamma Ray faible typiquement des dépôts gréseux. Cette architecture progradante reflète une diminution du niveau marin (une influence continentale), ce qui implique la mise en place des dépôts gréseux correspondant à un milieu fluvio-deltaïque (prodelta).

Séquence 7 : (3765-4055) (Trias carbonaté) :

C'est une séquence d'épaisseur de 290m, d'âge Trias, essentiellement argileuse ce qui explique les valeurs du Gamma Ray élevées avec quelques interventions des crevasses (sédimentation gréseuse), c'est une séquence de plaine inondation continentale de rivière à méandre positive. Des sables se répandent dans la plaine d'inondation sous forme d'un microdelta de crevasse (crevasse splay),

Séquence 8 : (3705-3765) (TAGS)

Avec 60m d'épaisseur d'âge Trias supérieur, caractérisée par une sédimentation gréseuse ce qui explique les valeurs de Gamma Ray très faibles. Elle correspond à des dépôts d'une rivière en tresse, les chenaux se déplacent peu due à un courant fort et une pente très faible, ils déposent des grés en barre à aggradation verticale.

Séquence 9 : (3675-3705) (Lias Argileux) :

Elle est d'âge Jurassique inférieur (Lias) avec une épaisseur de 30m, incomplète au sommet, c'est une séquence d'une plaine inondation continentale de rivière à méandre positive. Elle est constituée des dépôts argileux.

Le Puits N° 2 :

Séquence 1 : (4830- 5080m) (F6-N2/M0/M1/M2) :

Elle est d'une épaisseur de 250 m incomplète à la base, caractérisée par la succession de (4) cortèges sédimentaires.

Cortège transgressif (TST) : Représenté par une alternance d'argile et de grès à dominance argileuse, il est constitué de dépôts rétrogradant. Son épaisseur est de l'ordre de 50 m incomplet à la base, limité au sommet par une MFS à une profondeur de 5015 m.

Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique. La séquence est positive signe d'une série granocroissante, avec une architecture aggradante. Ceci est le résultat de la stabilité du niveau eustatique pendant une longue période. L'environnement de dépôts est profond tels que le shoreface inférieur et l'offshore.

Cortège de bas niveau (LST) : d'une épaisseur de 50 m, il est caractérisé par une limite MFS à la base à la profondeur de 5015 m, et une limite TS au sommet à la profondeur de 4965m.

Ce prisme est déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray (GR) en forme d'entonnoir qui caractérise les dépôts de front de delta progradante ou des dépôts subtidaux.

Cortège transgressif (TST) : Représenté par une alternance d'argile et grès à dominance argileuse majeure, il est constitué de dépôts rétrogradant. Son épaisseur est de 95m, limité au sommet par une MFS à la profondeur de 4870 m. et à la base par une TS à la profondeur de 4965 m.

Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique. Ceci est le résultat de la stabilité du niveau eustatique pendant une longue période. L'environnement de dépôts est profond tels que l'offshore et le shoreface inférieur.

Cortège de bas niveau (LST) : d'une épaisseur de 35 m, moins épaisse comparant au puits 1, il est caractérisé par une limite MFS à la base à la profondeur de 4870 m, et une limite TS au sommet à la profondeur de 4835m.

Ce prisme est déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray (GR) en forme cylindrique, cette architecture aggradante se dépose dans les milieux peu profonds tels que foreshore et le shoreface inférieur. La séquence est négative signe d'une série granocroissante.

Séquence 2 : (4835-4670m) (F6-A1) :

Elle est d'une épaisseur de 165 m, caractérisée par la succession de trois (3) cortèges sédimentaires.

Cortège de bas niveau (LST) : d'une épaisseur de 35 m, il est caractérisé par une limite TS à la base à la profondeur de 4835 m, et une limite TS au sommet à la profondeur de 4790m. Ce cortège présente une morphologie diagraphique en œuf.

Cette morphologie est synonyme d'une double évolution, avec une évolution positive (électrofaciès > 0) des dépôts avec une diminution des valeurs du Gamma Ray, avec une granulométrie granocroissante et une architecture progradante de ses termes.

Une deuxième évolution s'est mise en place avec une granulométrie granodécroissante et une architecture rétrogradante de ses dépôts. Ces deux évolutions sont le résultat d'une baisse du niveau marin (régression), il est illustré par la diminution des valeurs du Gamma Ray, suivi d'une hausse du niveau marin relatif mise en évidence par l'augmentation des valeurs du Gamma Ray.

Ces deux phases du niveau marin (régression et transgression) mettent en évidence des environnements de dépôts moins profonds tels que les milieux subtidaux qui évoluent à des environnements plus profonds tels que l'offshore,

Cortège transgressif (TST) : avec 65m d'épaisseur. Limité à la base par une surface transgressif TS à la profondeur de 4790m et au sommet par une surface d'inondation maximale MFS à la profondeur de 4725m.

Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique, constitué de dépôt progradant, et un type de séquence négative granocroissante.

Cortège de bas niveau (LST) : Le cortège de bas niveau marin ayant une épaisseur de 55 m, il est limité à la base par une MFS à 4725 m et au sommet par la surface transgressive TS à 4670 m.

Ce cortège présente une morphologie diagraphique en forme cylindrique. Cette architecture aggradante se dépose dans les milieux peu profonds.

Séquence 3 : (4567- 4670m) (F6-A2) :

Cette séquence est d'une épaisseur de 103 m, elle comprend deux (2) cortèges sédimentaires :

Cortège transgressif (TST) : Ce cortège présente une morphologie cylindrique avec 20 m d'épaisseur, limité à la base par une surface transgressif TS à la profondeur de 4670m et au sommet par une surface d'inondation maximale MFS à la profondeur de 4650m.

Il traduit une architecture aggradante et une évolution qui passe de positive à négative de la base au sommet de cet intervalle, ce qui implique le dépôts fins et argileux.

Cortège de bas niveau (LST) : limité au sommet par une TS à la profondeur de 4567m et à la base par une MFS à 4650m de profondeur. Ce cortège présente une morphologie diagraphique cylindrique avec 83m d'épaisseur, cette architecture aggradante se dépose dans les milieux profonds.

Séquence 4 : (4567- 4495) (F6-B1) :

De 72m d'épaisseur, elle est constituée de deux cortèges sédimentaires :

Cortège transgressif (TST) : d'une épaisseur de 7m limité à la base par une TS à la profondeur de 4567m et au sommet par une MFS à la profondeur de 4560m. Ce prisme présente une signature diagraphique en forme cylindrique, une évolution aggradante, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux.

Cortège de haut niveau marin (HST) : limité à la base par une surface d'inondation maximale à la profondeur de 4560m, et au sommet par une surface régressif RS à la profondeur de 4495. Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique d'une épaisseur de 65m. Cette architecture aggradante reflète l'élévation du niveau marin, ce qui implique la mise en place de dépôts fins avec une influence argileuse dans des milieux profonds tels que l'offshore.

Séquence 5 : (4382-4495m) (F6-B2) :

C'est une séquence qui clôture le Silurien Argilo-Gréseux (SAG), elle est d'une épaisseur de 113m, composée de deux (2) cortèges sédimentaires.

Cortège transgressif (TST) : d'une épaisseur de 10m limité à la base par une RS à la profondeur de 4495m et au sommet par une MFS à la profondeur de 4485m.

Ce prisme présente une signature diagraphique en forme cylindrique, une évolution aggradante, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux.

Cortège de haut niveau marin (HST) : avec une épaisseur de 103m, limité à la base par une surface d'inondation maximale à la profondeur de 4485m, et au sommet par une surface régressif RS à la profondeur de 4382.

Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique. Cette architecture aggradante reflète l'élévation du niveau marin, ce qui implique la mise en place de dépôts fins avec une influence argileuse dans des milieux de dépôts profonds tels que l'offshore et le shoreface inférieur.

Séquence 6 : (4180-4382) (D. Hercynienne) :

C'est une séquence d'âge Gédinnien incomplète au sommet due à la discordance hercynienne, elle est d'une épaisseur de 202m qui est composée d'un seul cortège sédimentaire.

Cortège de bas niveau (LST) : limité à la base par une surface régressive RS à la profondeur de 4382m et au sommet par une discordance érosive SB (Hercynienne) à la profondeur de 4180m, il est d'une épaisseur de 202m.

Ce cortège présent une signature diagraphique en forme cylindrique avec des valeurs du Gamma Ray faible typiquement des dépôts gréseux. Cette architecture progradante reflète une diminution du niveau marin (une influence continentale), ce qui implique la mise en place des dépôts gréseux d'un milieu fluviodeltaïque.

Séquence 7 : (3878-4180m) (Trias carbonaté) :

D'une épaisseur de 302m, d'âge triasique, essentiellement argileuse, ce qui explique les valeurs de Gamma Ray élevées avec quelques influences de crevasses, c'est une séquence de plaine inondation continentale de rivière à méandre positive, intercalé localement par des sables sous forme d'un microdelta de crevasse.

Séquence 8 : (3786-3878) (TAGS)

De 92m d'épaisseur, caractérisée par une sédimentation gréseuse, ce qui explique les valeurs de Gamma Ray très faibles. Cette séquence est d'âge triasique qui correspondant à des dépôts d'une rivière en tresse, les chenaux se déplacent peu,

due à courant fort et une pente très faible, ils déposent des grès en barre aggradantes.

Séquence 9 : (3735-3786) (Lias Argileux) :

Elle est d'âge Jurassique inférieur (Lias) avec une épaisseur de 20m, incomplète au sommet, c'est une séquence d'une plaine inondation continentale de rivière à méandre positive. Elle est constituée des dépôts argileux ce qui explique les valeurs élevées de Gamma Ray.

Le Puits N° 3

Séquence 1 : (5015 - 4790 m) (F6-N2/M0/M1/M2) :

Cette séquence est d'une épaisseur de 230 m incomplète à la base, composée de (4) cortèges sédimentaires.

Cortège transgressif (TST) : Représenté par une alternance d'argile et de grès à dominance argileuse, il est constitué de dépôts rétrogradant. Son épaisseur est de l'ordre de 40 m incomplet à la base, limité au sommet par une MFS à la profondeur de 4980 m.

Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique. La séquence est positive, signe d'une série granocroissante, avec une architecture aggradante. Ceci est le résultat de la stabilité du niveau marin pendant une longue période. L'environnement de dépôts est profond tels que le shoreface inférieur et l'offshore.

Cortège de bas niveau (LST) : Il est d'une épaisseur de 80 m, il est caractérisé par une limite MFS à la base à la profondeur de 4980 m, et une limite TS au sommet à la profondeur de 4900m.

Ce prisme est déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray (GR) en forme cylindrique, L'environnement de dépôts est profond tels que le shoreface, et l'offshore.

Cortège transgressif (TST) : Représenté par une alternance d'argile et de grès à dominance argileuse majeure, il est constitué de dépôts rétrogradant. Son épaisseur est de 60m, limité au sommet par une MFS à la profondeur de 4840 m et à la base par une TS à la profondeur de 4900 m.

Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique. Ceci est le résultat de la stabilité du niveau marin pendant une longue période. L'environnement de dépôts est profond tels que l'offshore et le shoreface inférieur.

Cortège de bas niveau (LST) : d'une épaisseur de 50 m, il est caractérisé par une limite MFS à la base à la profondeur de 4840 m, et une limite TS au sommet à la profondeur de 4790m.

Ce prisme est déduit par l'allure de la courbe Gamma-Ray (GR) en forme d'entonnoir, Cette architecture se dépose dans les milieux peu profonds tels que foreshore et le shoreface. La séquence est négative signe d'une série grano-croissante.

Séquence 2 : (4790 - 4635m) (F6-A1) :

D'une épaisseur de 155 m, caractérisée par la succession de trois (3) cortèges sédimentaires.

Cortège de bas niveau (LST) : d'une épaisseur de 60 m, il est caractérisé par une limite TS à la base à la profondeur de 4790 m, et une limite TS au sommet à la profondeur de 4730m. Ce cortège présente une morphologie diagraphique en cylindrique, avec une architecture aggradante. Ceci est le résultat de la stabilité du niveau eustatique pendant une longue période. L'environnement de dépôts est profond tels que le shoreface inférieur et l'offshore

Cortège transgressif (TST) : avec 54m d'épaisseur, limité à la base par une surface transgressif TS à la profondeur de 4730m et au sommet par une surface d'inondation maximale MFS à la profondeur de 4676m.

Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique, traduisant une architecture aggradante et une évolution qui passe de positive à négative de la base au sommet de cet intervalle, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux et des milieux de dépôts profonds tels que l'offshore.

Cortège de bas niveau (LST) : Le cortège de bas niveau marin ayant une épaisseur de 41 m, est limité à la base par une MFS à 4676 m et au sommet par la surface transgressive TS à 4635 m. Ce cortège présente une morphologie diagraphique en forme cylindrique. Cette architecture aggradante se dépose dans les milieux peu profonds tels que le shoreface.

Séquence 3 : (4635- 4535m) (F6-A2) :

Cette séquence est d'une épaisseur de 100 m, elle comprend deux (2) cortèges sédimentaires :

Cortège transgressif (TST) : Ce cortège présente une morphologie cylindrique avec 15m d'épaisseur, limité à la base par une surface transgressif TS à la profondeur de 4635m et au sommet par une surface d'inondation maximale MFS à la profondeur de 4620m. Il traduit une architecture aggradante et une évolution qui passe de positive à négative de la base au sommet de cet intervalle, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux, dans des milieux de dépôts tels que l'offshore et le shoreface inférieur.

Cortège de bas niveau (LST) : limité au sommet par une TS à la profondeur de 4535m et à la base par une MFS à 4620m de profondeur. Ce cortège présente une

morphologie diagraphique cylindrique avec 85m d'épaisseur, cette architecture aggradante se dépose dans les milieux peu profonds.

Séquence 4 : (4535- 4452m) (F6-B1) :

Une séquence de 83 m d'épaisseur, constituée de deux cortèges sédimentaires :

Cortège transgressif (TST) : d'une épaisseur de 8m limité à la base par une TS à la profondeur de 4535m et au sommet par une MFS à la profondeur de 4527m. Ce prisme présente une signature diagraphique en forme cylindrique, une évolution aggradante, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux.

Cortège de haut niveau marin (HST) : limité à la base par une surface d'inondation maximale à la profondeur de 4527m, et au sommet par une surface régressif RS à la profondeur de 4452.

Le signal du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique d'une épaisseur de 75m. Cette architecture aggradante reflète l'élévation du niveau marin, ce qui implique la mise en place de dépôts fins avec une influence argileuse dans des milieux de dépôts profonds tels que l'offshore et le shoreface inférieur.

Séquence 5 : (4452 - 4357m) (F6-B2) :

C'est une séquence qui clôture le Silurien Argilo-Gréseux (SAG) du puits 3, elle est d'une épaisseur de 95m, composée de deux (2) cortèges sédimentaires.

Cortège transgressif (TST) : d'une épaisseur de 8m limité à la base par une RS à la profondeur de 4452m et au sommet par une MFS à la profondeur de 4444m. Ce prisme présente une signature diagraphique en forme cylindrique, une évolution aggradante, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux.

Cortège de haut niveau marin (HST) : avec une épaisseur de 87m, limité à la base par une surface d'inondation maximale à la profondeur de 4444m, et au sommet par une surface régressif RS à la profondeur de 4357.

Le signal diagraphique du Gamma-Ray montre une allure en forme cylindrique. Cette architecture aggradante reflète l'élévation du niveau marin, ce qui implique la mise en place de dépôts fins avec une influence argileuse dans des milieux de dépôts profonds tels que l'offshore et le shoreface inférieur.

Séquence 6 : (3990-4357) (D. Hercynienne) :

C'est une séquence d'âge gédinnienne incomplète au sommet due à l'érosion hercynienne, elle présente une épaisseur plus importante que les puits 1 et 2, qui est de 367m. Elle est composée d'un seul cortège sédimentaire.

Cortège de bas niveau (LST) : limité à la base par une surface régressif RS à une profondeur de 4357m et au sommet par une discordance érosive SB (Hercynienne) à

la profondeur de 3990m, il est d'une épaisseur de 367m. Ce cortège présente une signature diagraphique en forme cylindrique avec des valeurs du Gamma Ray faible typiquement des dépôts gréseux. Cette architecture progradante reflète une diminution du niveau marin (une influence continentale), ce qui implique la mise en place des dépôts gréseux correspondant à un milieu fluvio-deltaïque.

Séquence 7 : (3990-3695m) (Trias carbonaté) :

C'est une séquence d'épaisseur de 295m, d'âge trias essentiellement argileuse ce qui explique les valeurs de Gamma Ray élevées avec quelques intercalations de crevasses (sédimentation gréseuse), c'est une séquence de plaine inondation continentale de rivière à méandre positive. Des sables se répandent dans la plaine d'inondation sous forme d'un microdelta de crevasse (crevasse splay),

Séquence 8 : (3695-3675) (TAGS)

Incomplète au sommet, d'une épaisseur de 20m, caractérisée par une sédimentation gréseuse, ce qui explique les valeurs de Gamma Ray très faibles. Cette séquence est d'âge triasique qui correspondant à des dépôts d'une rivière en tresse, les chenaux se déplacent peu due à une pente très faible, ils déposent des grés en barre à aggradation.

Puits Formations		Puits 2	Puits 1	Puits 3
Lias Argileux	Séquence 9	Profondeur : 3735-3786m Epaisseur : 51m Environnement : Fluvatile (rivière en méandre)	Profondeur : 3675-3705m Epaisseur : 30m incomplète au sommet Environnement : Fluvatile (rivière en méandre)	
	Séquence 8 TAGS	Profondeur : 3786-3878m Epaisseur : 92m Environnement : Fluvatile (rivière en méandre)	Profondeur : 3705-3765m Epaisseur : 60m Environnement : Fluvatile (rivière en méandre)	Profondeur : 3695-3675m Epaisseur : 20m incomplète au sommet Environnement : Fluvatile (rivière en méandre)
Trias Carbo. /TAGS	Séquence 7 Trias carbonaté	Profondeur : 3878-4180m Epaisseur : 302m Envir. : Fluvatile en tresse	Profondeur : 3765-4055m Epaisseur : 290m Envir. : Fluvatile en tresse	Profondeur : 3990-3695m Epaisseur : 297m Envir. : Fluvatile (rivière en tresse)
Gédinnien	Séquence 6 D.H/Gédinnien	Profondeur : 4180-4382m Epaisseur : 202m Cortèges : 01 -LST : 202m Envir. : Deltaïque (prodelta)	Profondeur : 4055-4247m Epaisseur : 192m Cortèges : 01 -LST : 192m Envir. : Deltaïque (prodelta)	Profondeur : 3990-4357m Epaisseur : 367m Cortèges : 01 -LST : 367m Envir.: Deltaïque (prodelta)
Silurien Argilo-Gréseux	Séquence 5 F6-B2	Profondeur : 4382-4495m Epaisseur : 113m Cortèges : 02 -TST : 10m -HST : 103m Envir. : Shoreface	Profondeur : 4247-4365m Epaisseur : 118m Cortèges : 02 -TST : 9m -HST : 109m Envir. : Shoreface	Profondeur : 4452 - 4357m Epaisseur : 95m Cortèges : 02 -TST : 8m -HST : 87m Environnement : Shoreface
	Séquence 4 F6-B1	Profondeur : 4567- 4495 Epaisseur : 72m Cortèges : 02 -TST : 7m -HST : 65m Envir. : Offshore/ Shoreface	Profondeur : 4365- 4450m Epaisseur : 85m Cortèges : 02 -TST : 6m -HST : 79m Envir. : Offshore/ Shoreface	Profondeur : 4535- 4452m Epaisseur : 83m Cortèges : 02 -TST : 8m -HST : 75m Envir. : Offshore/ Shoreface
	Séquence 3 F6-A2	Profondeur : 4567- 4670m Epaisseur : 103m Cortèges : 02 -TST : 20m -LST : 83m Envir. : Shoreface	Profondeur : 4450- 4535m Epaisseur : 85m Cortèges : 02 -TST : 10m -LST : 75m Envir. : Shoreface	Profondeur : 4635- 4535m Epaisseur : 100m Cortèges : 02 -TST : 15m -LST : 85m Envir. : Shoreface
	Séquence 2 F6-A1	Profondeur : 4835-4670m Epaisseur : 165m Cortèges : 03 -LST : 35m -TST : 65m -LST : 55m Envir. : Offshore	Profondeur : 4535-4703m Epaisseur : 168m Cortèges : 03 -LST : 68m -TST : 48m -LST : 47m Envir. : Offshore	Profondeur : 4790 - 4635m Epaisseur : 155m Cortèges : 03 -LST : 60m -TST : 54m -LST : 41m Envir. : Offshore
	Séquence 1 F6-N2/M0/M1/M2	Profondeur : 4830- 5080m Epaisseur : 250m Cortèges : 04 -TST : 50m -LST : 50m -TST : 95m -LST : 35m Envir. : Foreshore/Offshore	Profondeur : 4703- 4930m Epaisseur : 225m Cortèges : 04 -TST : 30m -LST : 45m -TST : 100m -LST : 52m Envir. : Foreshore/Offshore	Profondeur : 5015 – 4790m Epaisseur : 230m Cortèges : 04 -TST : 40m -LST : 80m -TST : 60m -LST : 50m Envir. : Foreshore/Offshore

Tableau 2. Tableau récapitulatif de découpage et analyse séquentielle pour les puits 2, 1 et 3.

IV.2. Les corrélations entre les puits :

➤ 1^{ère} corrélation :

Une corrélation a été réalisée en passant par les trois puits (puits 1, puits 2 et puits 3) (Figure 23). Pour mettre en évidence les variations latérales et verticales des épaisseurs des formations du TAGS, Gédinnien ainsi de Silurien Argilo-Gréseux F6 SAG.

Cette corrélation montre que l'intensité d'érosion de la phase hercynienne qui moins importante en allant vers le Sud-Ouest ce qui explique l'épaisseur importante des dépôts gédinniens dans le puits 3 qui atteint les 360m.

2^{ème} corrélation :

Ce profil de corrélation SSW-NNE passant par les quatre puits (Puits 2, Puits 1, Well 2 et Puits 4) (Figure 24) montrant l'architecture des séries triasiques, gédinniennes et SAG dans la zone étudiée.

Cette corrélation montre que les épaisseurs des formations de ces puits sont plus au moins similaires ce qui explique qu'ils ont subi la même intensité d'érosion.

3^{ème} corrélation :

Une corrélation orientée SSE-NNW passant par les puits (3, Well 2 et 5) montrant l'architecture et les variations des épaisseurs des séries triasiques, gédinniennes et siluriennes dans la zone étudiée. (Figure 25). Le puits 5 situé au Nord-Est, montre une faible épaisseur des dépôts Gédinniens, cela montre l'intensité de la discordance hercynienne dans les zones Ouest et Nord-Ouest.

Les dépôts du SAG dans la partie Sud-Ouest sont plus fins (argileux) qui correspondant à des milieux assez profonds.

Ces corrélations nous amènent à dire que le centre du bassin, aux premières périodes du SAG, a été localisé dans le Sud-Ouest de notre zone d'études. C'est ce qui a été montré par les cartes isopâques réalisées dans le Trias et les unités B, A et M du SAG. (Figure 26).

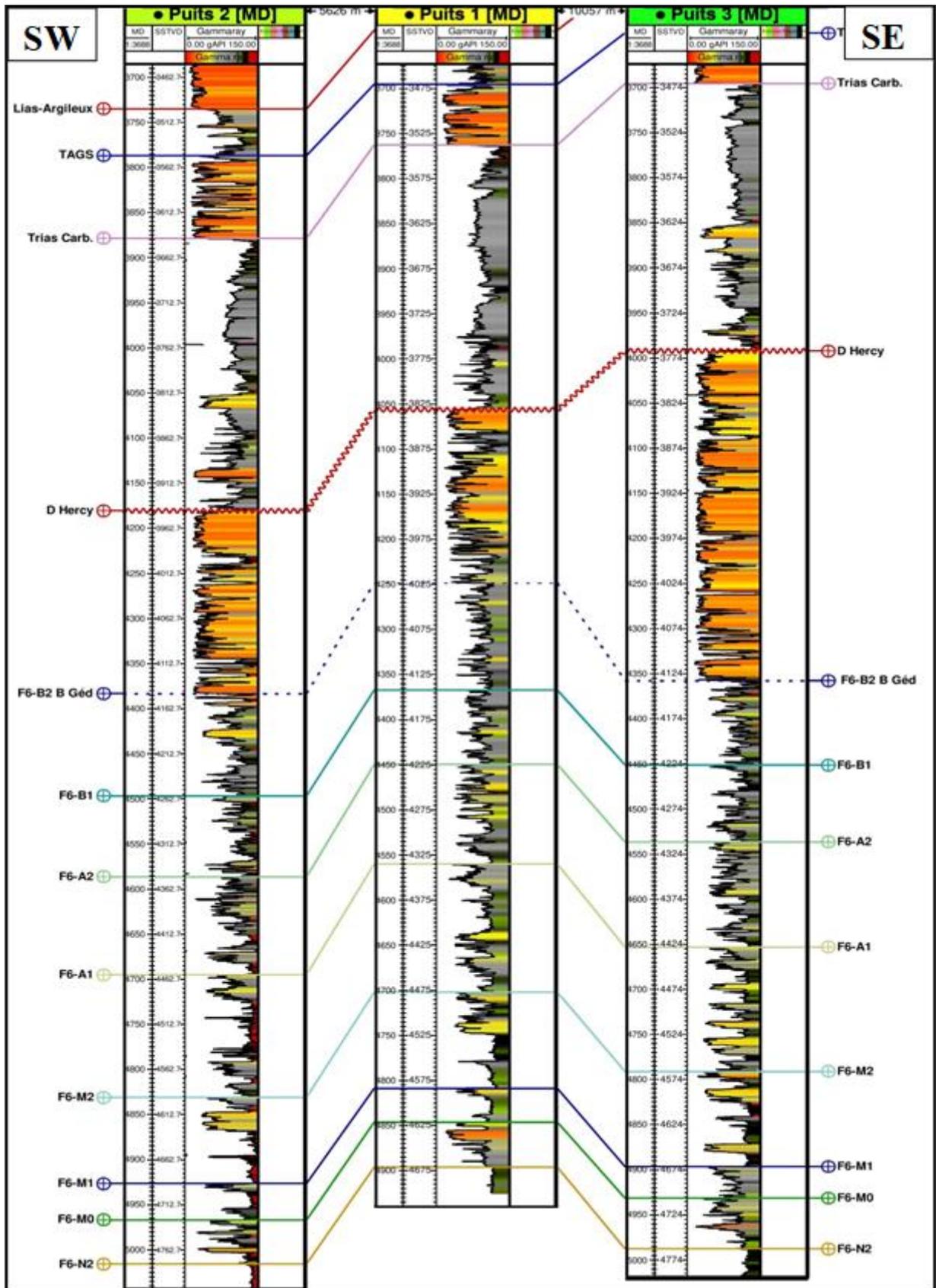


Figure 23. Corrélation entre les trois puits (P1, P2 et P3) montrant les épaisseurs des séries de TAGS /Gédinniennes/SAG dans la zone étudiée.

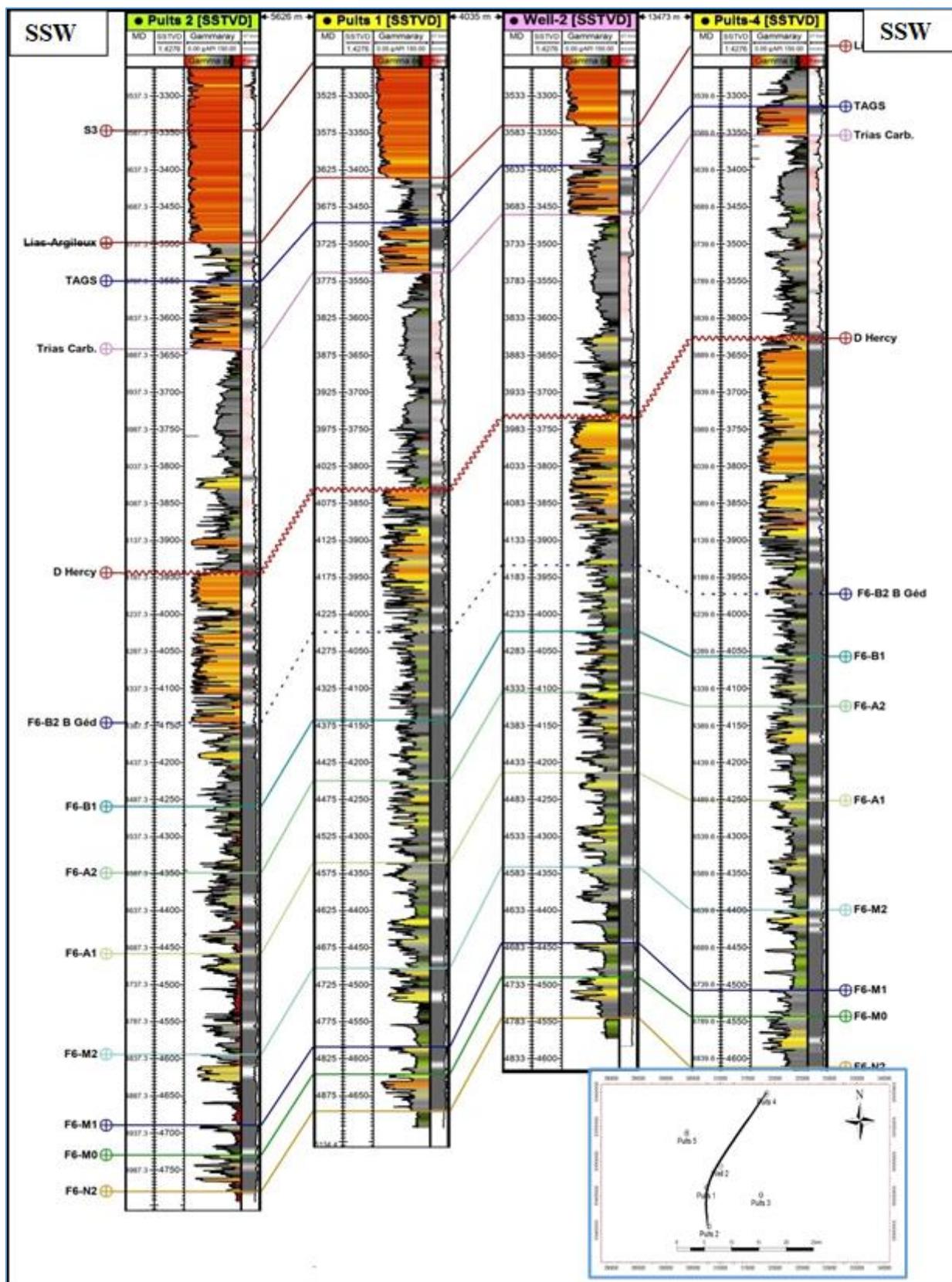


Figure 24. Profil de corrélation SSW-NNE passant par les puits (P2, P1, Well 2 et P4), montrant la différence d'épaisseurs des formations entre les puits

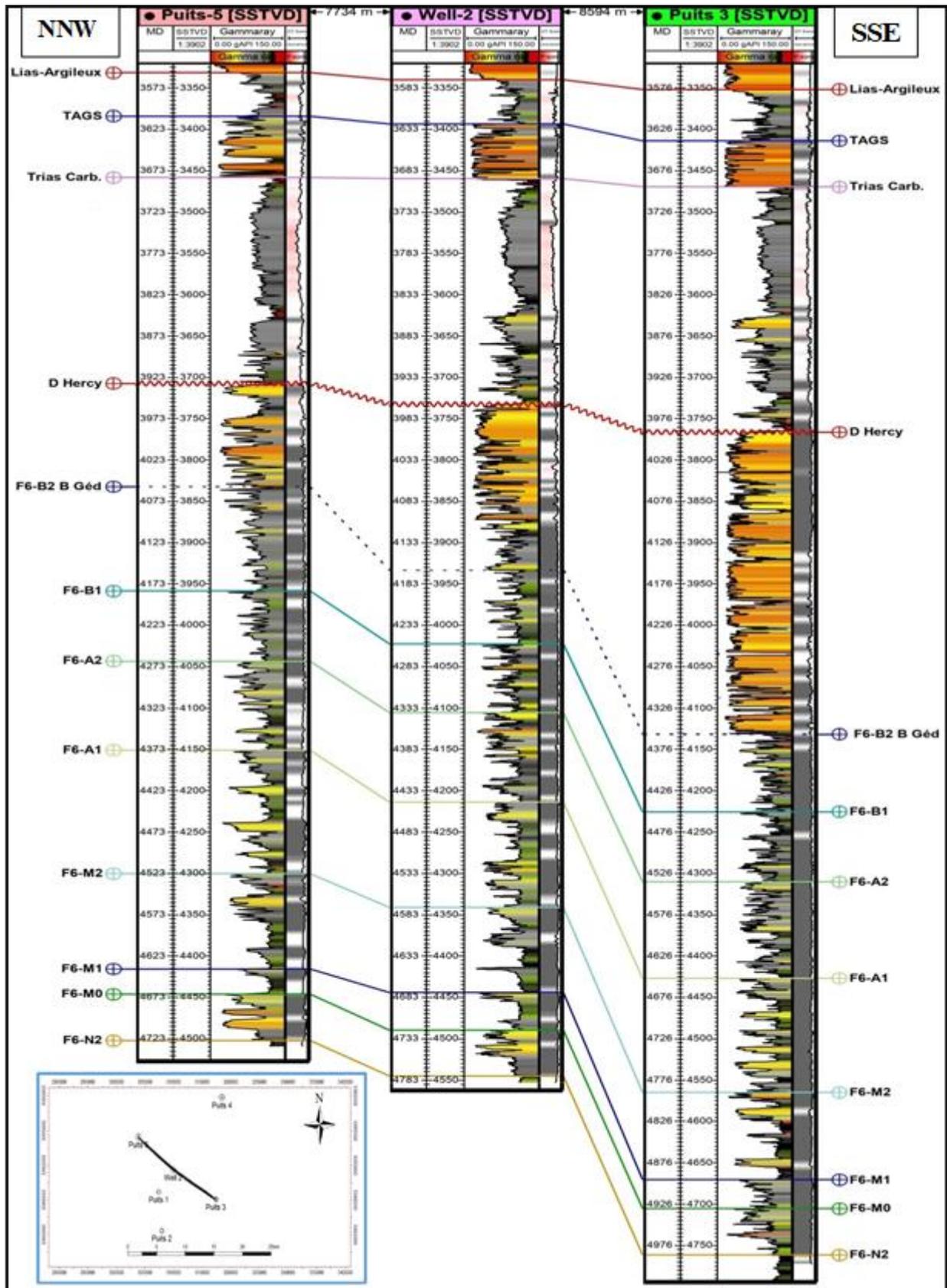


Figure 25. Profil de corrélation NNW-SSE passant par les puits (P3, Well 2 et P5), montrant l'intensité d'érosion hercynien vers l'Ouest et Nord-Ouest

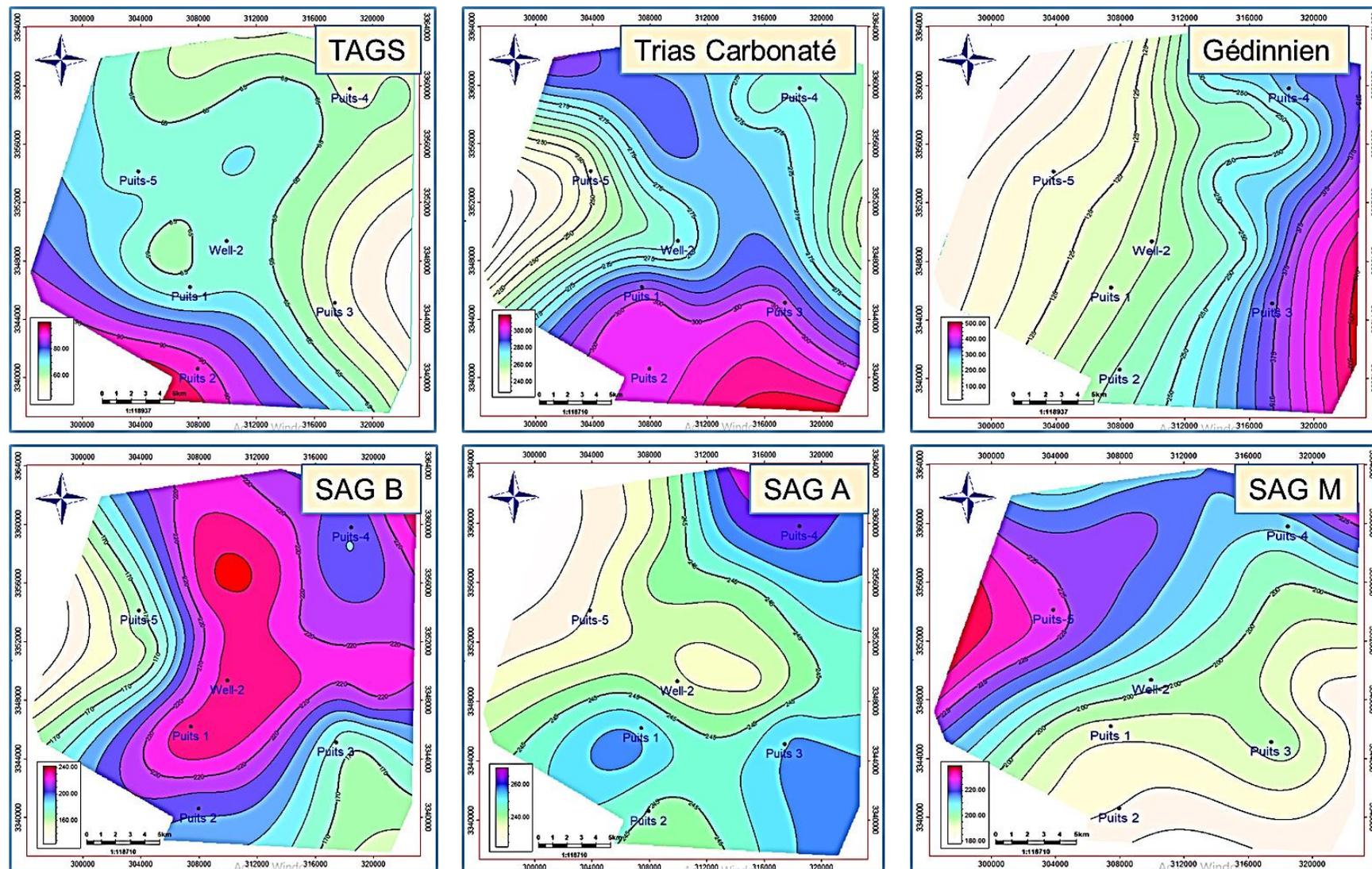


Figure 26. Cartes en isopâque des différentes formations traversées.

V. Conclusion :

Les formations du Silurien Argilo Gréseux présentent une grande constance dans la répartition des dépôts, et que seules quelques variabilités ont été remarquées. Le suivi des signaux diagraphiques, lithologiques et l'analyse séquentielle montrent que ces formations sont constituées de 5 séquences :

Séquence 1 : composée de 4 cortèges (deux LST et deux TST), elle est d'une épaisseur de 230m à 250m qui représente un environnement d'Offshore/foreshore

Séquence 2 : une épaisseur de 155m à 165m constituée de 03 cortèges (deux LST et un TST), qui représente un environnement d'Offshore

Séquence 3 : représente un environnement de Shoreface, elle est d'une épaisseur de 85m à 103m, qui comporte 02 cortèges (LST et TST), qui représente des environnements peu profonds à profonds.

Séquence 4 : composée de 02 cortèges (LST et HST), elle est d'une épaisseur de 72m à 85m qui représente un environnement d'Offshore/foreshore

Séquence 5 : composée de 02 cortèges (TST et HST), avec une épaisseur de 95m à 113m, elle représente un environnement de Shoreface.

L'analyse des formations SAG montre une grande continuité latérale et verticale des dépôts, ces derniers sont de type marin peu profond (faible tranche d'eau), avec une forte influence tidale (marée). Les dépôts de SAG dans la partie Sud-Est sont plus fins (argileux) correspondant à des milieux assez profonds.

La formation du Gédinnien, se trouve directement sous les formations triasiques, présente une grande différence dans la répartition de ses épaisseurs, ceci est dû à l'érosion hercynienne qui coiffe ses dépôts. Cette formation est représentée par une séquence, d'une épaisseur de 192m à 367m (incomplète au sommet), avec une sédimentation typiquement gréseuse correspondant à un milieu fluviodeltaïque. On remarque que son maximum de dépôt est localisé sur la partie Est (centre du bassin) de la zone d'étude et que le minimum est dans la partie Ouest (périphérie).

Le Trias Argilo-Gréseux est essentiellement continentale (fluviale), qui comporte deux Séquences :

Séquence 1 : représente un environnement de plaine inondation, essentiellement argileuse avec quelques intervalles de qui pourraient être assimilés à des crevasses splay, elle est d'une épaisseur de 290m à 302m.

Séquence 2 : Elle est d'une épaisseur de 92m, incomplète dans les puits 1 et 3, représente un environnement fluviale en tresse (stacked channels).

CHAPITRE N°3

Notions de diagraphie et évaluation pétrophysique des réservoirs

I. Introduction

Les méthodes de diagraphie sont des techniques d'enregistrement en continu des variations des paramètres physiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage en fonction de la profondeur. Elles permettent de déterminer les qualités pétrophysiques des formations traversées.

Les enregistrements diagraphiques exécutés dans différents puits servent à établir des logs verticaux du forage et réaliser des profils de corrélations entre puits.

La corrélation litho-stratigraphique consiste à joindre les signatures diagraphiques semblables, c'est-à-dire suivre latéralement les réponses diagraphiques des mêmes paquets de grés et d'argiles.

II. Notion de diagraphie :

L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits (ouvert ou tubé) et on distingue dans ce cas deux types de diagraphies :

- Les diagraphies instantanées, qui sont réalisées pendant le forage.
- Les diagraphies différées, qui sont réalisées à la fin du forage.

II. 1. But des diagraphies :

Les objectifs principaux des mesures diagraphiques sont :

- Estimer le contenu (les saturations) en eau et en hydrocarbures des réservoirs traversés.
- Détermination des caractéristiques du puits de forage.
- La comparaison des différents puits entre eux.
- Repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices).

II.2. Classification des diagraphies :

Les diagraphies peuvent être subdivisées en trois groupes selon les paramètres et propriétés physiques utilisés dans leurs principes physiques :

- Diagraphies Electriques (Polarisation Spontanée, Résistivité).
- Diagraphies Nucléaires (Gamma Ray, Gamma-Gamma, Neutron).
- Diagraphies Acoustiques (Sonique).

II.2.1. Diagraphies électriques :

Dans son principe, la diagraphie de résistivité consiste à accéder aux valeurs des résistivités des formations. Pour ce faire, on envoie un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ électromagnétique) qui pénètre dans la formation et on enregistre la différence de potentiel. L'application de la loi d'Ohm, nous permet d'accéder à la résistivité de la formation. En fait, dans cette diagraphie plusieurs paramètres conditionnent les valeurs obtenues à savoir la composition de la roche (grains, ciment) et la nature des fluides présents dans ses pores. Pour rendre cette méthode plus efficace, plusieurs outils ont été développés notamment par la multiplication du nombre d'électrodes et les écarts entre elles et la focalisation des courants injectés. Dans les forages, cinq enregistrements de résistivité (RT10", RT20", RT30", RT60" et RT90") sont effectués en fonction du rayon d'investigation que l'on veut atteindre. Etant donné l'étendue de l'échelle des valeurs des résistivités à mesurer, les courbes de résistivités sont en échelle logarithmique avec une sensibilité variant de 0.2 à 2 000 $\Omega.m$.

II.2.2. Diagraphies nucléaires :

Elles se fondent sur l'utilisation des rayonnements radioactifs qu'ils soient électromagnétiques comme les rayons (γ) ou particuliers comme les neutrons. Les méthodes nucléaires peuvent utiliser le rayonnement naturel produit spontanément par les formations ou provoqué par une source montée dans la sonde. C'est le signal produit ou renvoyé par les atomes de la formation qui sera enregistré dans un trou de forage ouvert ou tubé, vide ou rempli de n'importe quel type de fluide. Les méthodes les plus utilisées sont :

- Le log du rayonnement gamma naturel ou Gamma Ray (GR).
- Le log gamma-gamma ou de densité.
- Le log neutron.

II.2.2.1. Radioactivités naturelles ou Gamma Ray (GR)

La diagraphie Gamma Ray mesure la radioactivité naturelle liée à la présence dans les roches d'isotopes radioactifs émetteurs de rayons gamma (Potassium K, Thorium Th, Uranium U). Elle permet d'estimer le pourcentage d'argile présent dans les formations sableuses et de différencier entre les zones argileuses (radioactives) et les zones gréseuses (peu ou non radioactives). C'est un enregistrement très utilisé dans les travaux de corrélation. La combinaison des rapports de radioactivité naturelle entre différents isotopes (U/K, Th/U, Th/K) sert particulièrement à déterminer le type minéralogique de l'argile (Illite, Chlorite, Montmorillonite, Kaolinite), (Figure 27).

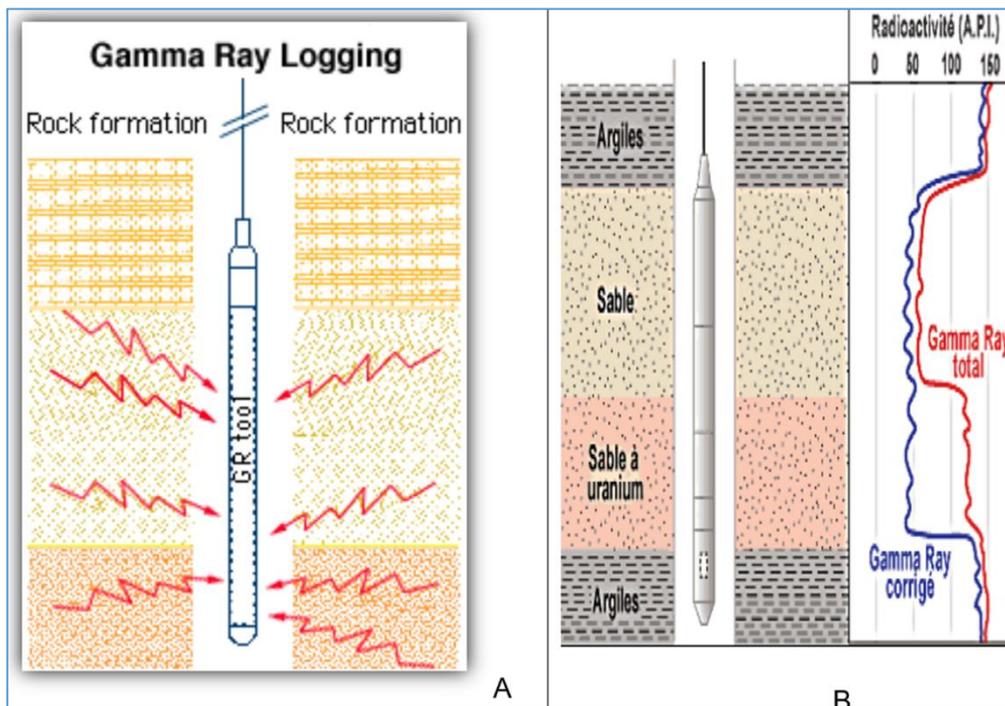


Figure 27. Principe de fonctionnement de l'outil de diagraphie GR (A) et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique (B). (Rapport Schlumberger)

II.2.2.2. Diagraphies des neutrons (Indice d'Hydrogène)

Lorsqu'on soumet une formation à un bombardement de neutrons rapides, plusieurs types d'interactions neutrons-noyaux peuvent prendre naissance (Figure 28). L'évaluation qualitative de ces phénomènes peut renseigner sur le contenu atomique de la formation. Les formations sont bombardées par des neutrons de haute énergie produits par une source radioactive. Pendant leur migration dans la formation, ces neutrons font l'objet de deux effets consécutifs complémentaires :

- Un ralentissement dû aux collisions avec les atomes constituant le milieu,
- Une perte d'énergie par ces collisions successives, on dit qu'ils sont thermalisés. Lorsque leur énergie devient inférieure à 0.025 eV, ils seront alors capturés. Principalement, ce sont les atomes d'hydrogène qui sont responsables de cette perte d'énergie.

La diagraphie neutronique et donc, la mesure de l'indice d'hydrogène, est utilisée pour :

- La mesure de la porosité.
- La différenciation des zones à gaz, des zones à huiles ou à eau.
- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.

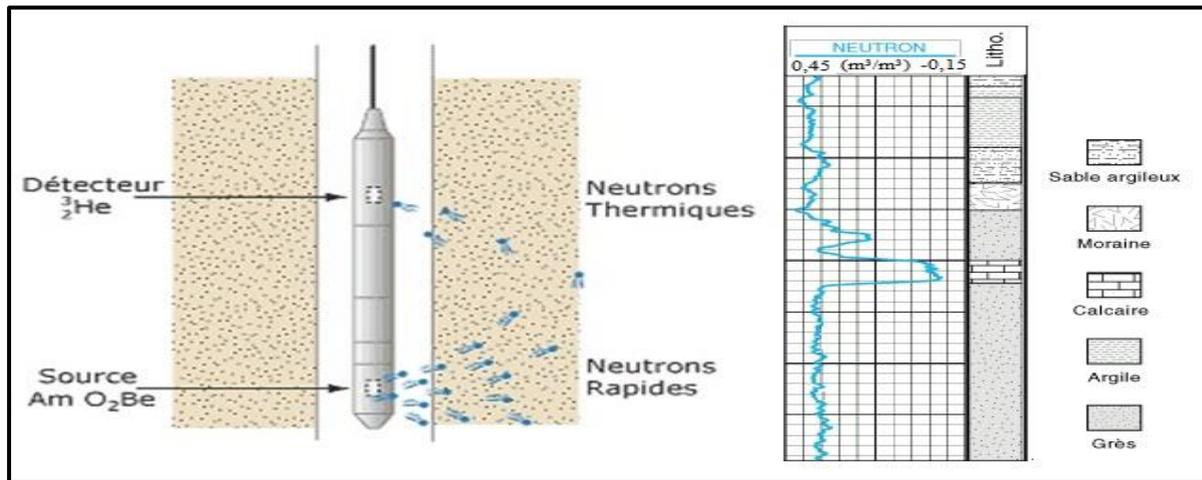


Figure 28. Principe de fonctionnement de l'outil neutronique et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique. (Rapport Schlumberger).

I.2.3. Diagraphies acoustiques ou log sonique :

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par un outil de diagraphie. La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et de leurs atténuations apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées (Figure 29).

La mesure de la porosité :

$$\Delta t_r = \emptyset \cdot \Delta t_f + (1 - \emptyset) \cdot \Delta t_{ma}$$

Δt_r : Différence des temps d'arrivée de l'onde de compression au niveau des deux récepteurs.

La vitesse du son dans une roche dépend de :

- Le type de matrice.
- Le type de fluide et le degré de saturation.
- Un facteur lithologique : la porosité, la granulométrie.
- Conditions de trou (caves).

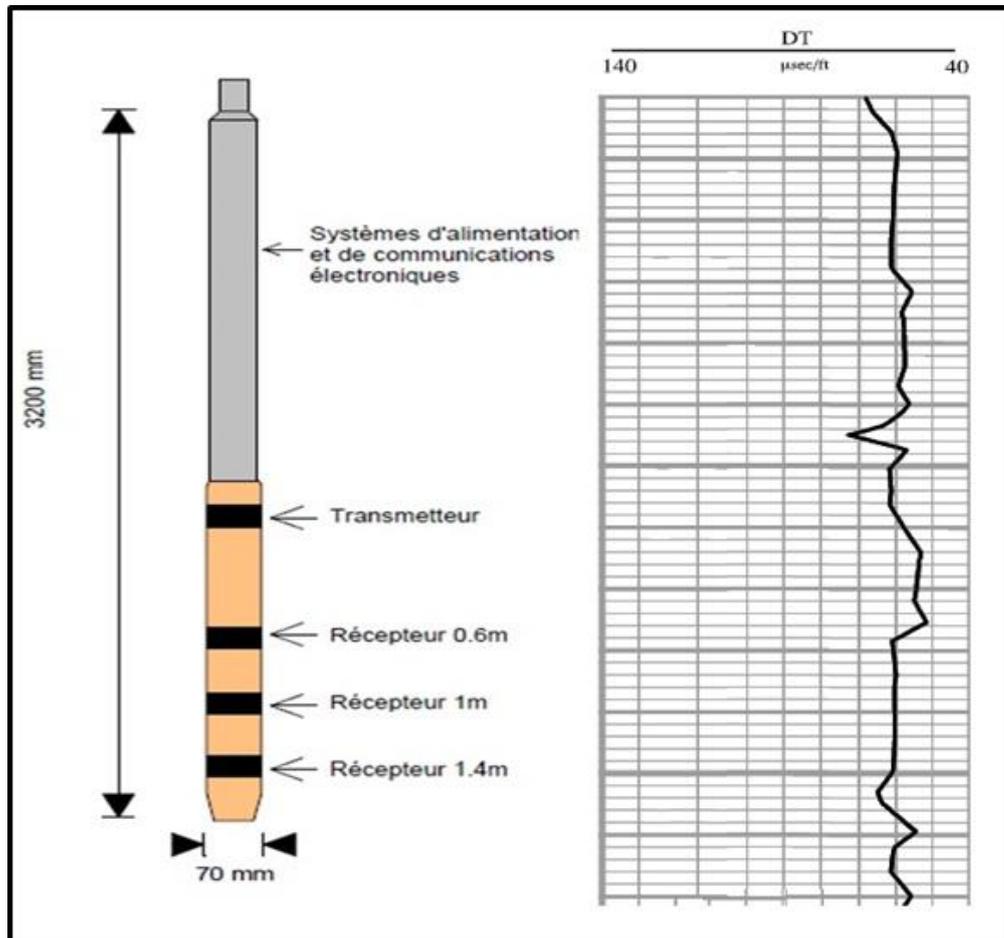


Figure 29. Principe de fonctionnement de l'outil sonique. (Rapport Schlumberger)

Les principales applications de l'outil sonique se résument en :

- La détermination de la porosité des réservoirs.
- La détermination de la porosité secondaire.
- La détermination de l'épaisseur des bancs

III. Notions de pétro-physique :

La pétro-physique est la discipline qui étudie les propriétés physiques et chimiques des roches en termes de porosité, perméabilité et mécanismes de drainage des fluides saturant le milieu poreux. L'apport particulier de la pétro-physique réside dans une meilleure estimation des réserves d'hydrocarbures et la compréhension du comportement.

III. 1. Les paramètres pétrophysiques :

III.1.1. La porosité (Φ) :

C'est le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche, elle est exprimée en pourcentage et désignée par la lettre Φ et elle dépend de la distribution et de la taille des grains (Serra1979) (Figure 30).

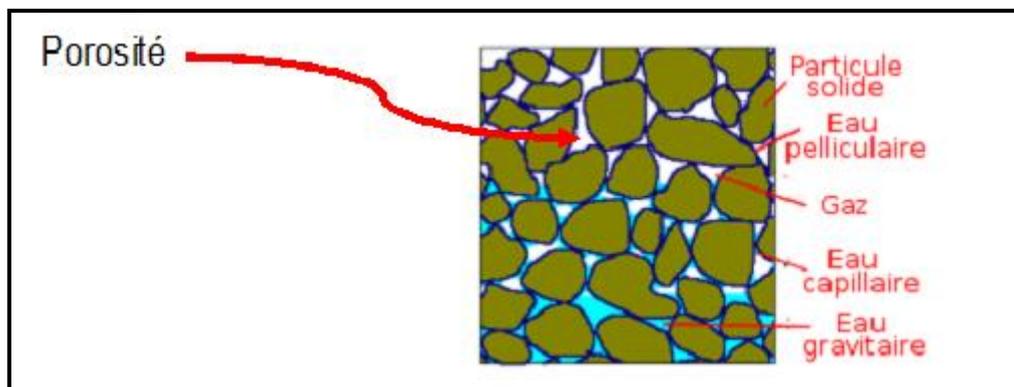


Figure 30. La porosité des roches

III.1.1.1. Les types de porosité :

La porosité totale (Φ_t) :

C'est le rapport du volume total des vides (pores, fissures, cavités et fractures) V_p qui existe sur le volume total de la roche V_t qui s'exprime par :

$$\Phi_t = (V_p / V_t) \times 100$$

La porosité connectée

Elle est égale au pourcentage du volume total des vides connectés entre eux dans la roche, cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés, c'est à dire quand les fluides ne peuvent pas circuler.

La porosité effective ou utile ϕ_u

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau absorbée et celle liée aux argiles.

C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. En 1956, de VORSEN a classé la porosité comme suit :

- Faible si : $\phi < 5\%$.
- Médiocre si : $5\% < \phi$.
- Moyenne si : $10\% < \phi$.
- Bonne si : $20\% < \phi$.
- Excellente si : $\phi > 30\%$.

III. 2.1.2 Estimation des porosités

On a trois types de porosités selon les données dont on dispose. De plus, la présence des argiles implique que les porosités doivent être corrigées de leur effet. La porosité est ici calculée à partir des courbes de neutron-densité et sonique :

Porosité Sonique

Elle est calculée à partir de la relation suivante dite formule de Wyllie :

$$\phi_s = (\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Δt_{lu} : Temps de parcours du trajet de l'onde sonique en face du niveau étudié.

Δt_{ma} : Temps de parcours du trajet de l'onde sonique dans la matrice.

Δt_f : Temps de parcours du trajet de l'onde sonique dans le fluide.

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

$$\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh} \cdot \phi_{ssh}$$

ϕ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.

Porosité Neutron

Elle est directement lue sur les logs neutron et doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\phi_{nc} = \phi_{ncal} - V_{sh} \cdot \phi_{nsh}$$

ϕ_{nsh} : Porosité neutron lue en face des argiles.

Porosité de Densité

La porosité de densité de la formation est donnée par la relation :

$$\varnothing_d = (\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

ρ_f : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cm³).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité des argiles.

V_{sh} : Volume d'argile.

\varnothing_d : Porosité donnée par les outils de densité.

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

$$\varnothing_{dc} = \varnothing_d - V_{sh} * \varnothing_{dsh}$$

\varnothing_{dsh} : Porosité de densité des argiles.

III.2. Volume d'argile (Vsh) :

C'est le pourcentage volumique d'argile. Il peut être calculé à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

$$V_{sh} = [(GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})] * 100$$

GR lu: 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. 2.3. Perméabilité :

Elle exprime la capacité d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (gaz, huile ou eau).

Elle est considérée comme une propriété importante de roche qui est liée au taux de récupération des hydrocarbures. Son unité c'est le Darcy.

La perméabilité est fonction des propriétés texturales de la roche (taille des grains, arrondi ou sphéricité, classement, dispositions des grains (packing), etc. Elle augmente avec la taille des grains et diminue avec le classement et l'arrondi des grains (Figure 31).

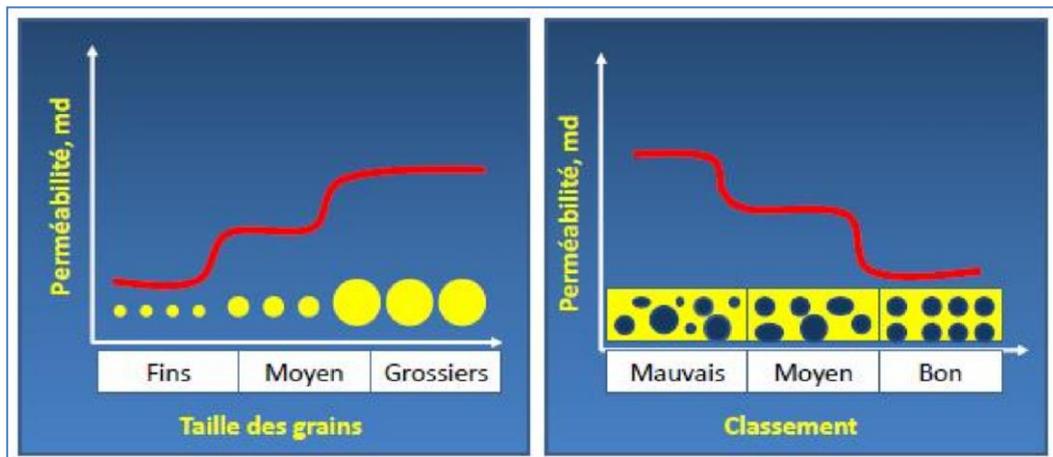


Figure 31. La perméabilité en fonction de la texture de la roche (Beghoul, 2013).

III.2.4. La saturation :

La saturation est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est désignée par la lettre "**S**" et s'exprime en % :

$$S = \text{volumedefluide/volumedespores}$$

A partir d'une certaine profondeur les pores d'une roche ne sont plus occupés par de l'air mais par un fluide, généralement de l'eau douce ou salée. Dans le cas d'un gisement une partie des pores est occupée par de l'huile et/ou du gaz.

On définit alors une saturation en eau "**Sw**", une saturation en huile "**So**" et une saturation en gaz "**Sg**".

Il reste toujours de l'eau piégée dans les pores d'une roche réservoir, appelée eau interstitielle. La saturation en eau interstitielle "**Swi**" varie entre 10 et 35 %.

III. 2.4.1. Saturation en eau et en hydrocarbures :

Dans une zone à huile : $S_w = 1 - S_o$

Dans une zone à gaz : $S_w = 1 - S_g$

III. 2.4.2. La saturation en eau dans le cas de présence des argiles dans les formations propres :

Pour calculer la saturation en eau dans le cas d'une formation propre ($V_{sh} < 10\%$) on utilise la loi d'Archie :

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

III. 2.4.3. La saturation en eau dans le cas de présence des argiles dans le réservoir :

Le mode de distribution des argiles influence la réponse des outils, d'où l'utilisation d'autres formules pour le calcul de la saturation en eau.

Dans ce cas on utilise la formule de **Simandoux**.

$$S_w = \frac{a * R_w}{2 * \Phi^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4 * \Phi^m}{a * R_w * R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$$

R_w : résistivité de l'eau de formation [$\Omega.m$].

R_t : résistivité de la zone vierge [$\Omega.m$].

R_{sh} : résistivité des argiles [$\Omega.m$].

V_{sh} : volume des argiles [%].

Φ : porosité utile [%].

a : Constante lithologique, selon **Archie**, **a** varié entre **0.62** pour les grès à **1** pour les formations bien consolidées.

m : Facteur de cimentation (par défaut $m = 2$).

n : Exposant de la saturation en eau (par défaut $n = 2$).

F : Facteur de formation, c'est le rapport entre la résistivité **R₀** d'un réservoir propre saturé en eau à 100 % et la résistivité de cette eau : **F = R₀/R_w**.

Le facteur de formation est fonction de la porosité utile et des coefficients matriciels **a** et **m**, il s'exprime par la relation : **F = a/Φ^m**.

III.2.5. La résistivité :

La résistivité d'une formation exprime son aptitude à se laisser traverser par un courant électrique. Elle s'exprime en Ohm.m ($\Omega.m$). Elle dépend surtout de :

- La résistivité propre de l'eau de formation envahissant les pores.
- La texture de la roche (mode de répartition des pores, des argiles et des minéraux conducteurs).

III. 2.5.1. La résistivité de la formation (R_t) :

Elle est lue sur le log de résistivité. R_t permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs puis la saturation en hydrocarbures.

III. 2.5.2. La résistivité de l'eau de formation (R_w) :

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre très important pour calculer de la saturation en eau. Cette dernière est très sensible à la variation de R_w .

La détermination de la résistivité de l'eau de formation peut se faire par plusieurs méthodes :

- A partir des essais de production des puits voisins.
- A partir des cartes de salinités régionales.
- A partir des diagraphies différées (polarisation spontanée).

III.3. Le test de formation DST (Drill Stem Test) : Principe et objectifs

Le DST est généralement réalisé dans les puits d'exploration ou de délinéation. Il consiste à la mise en production temporaire d'un réservoir susceptible de contenir des hydrocarbures, afin de définir ses caractéristiques, pour optimiser son drainage et améliorer ses performances.

A. Principe de l'opération DST :

Les fluides ou les gaz présents dans une formation sont maintenus pendant le forage par la pression de la boue. Le test est un moyen d'isoler la zone à tester, de canaliser les fluides ou le gaz présents dans la formation, tout en maintenant le reste du puits sous contrôle.

B. Objectifs du test :

- Mettre en évidence la présence des hydrocarbures.
- Déterminer la capacité de production.
- Enregistrer les données de fond (Pression et Température) afin d'évaluer le réservoir.
- Déterminer la nature des fluides et leurs débits.
- Prise d'échantillons du fluide.

IV. Evaluation pétro-physique des réservoirs à l'aide des diagraphies

Les diagraphies qui ont été enregistrés dans les puits **P1**, **P2** et **P3** sont :

- ✓ Gamma Ray GR [API]
- ✓ Sonic DTC [$\mu\text{s}/\text{ft}$]
- ✓ Densité RHOB [g/cm^3]
- ✓ Neutron CNC [m^3/m^3]
- ✓ Résistivité M2R9 [Ω/m]

Ces interprétations ont pour but l'évaluation des caractéristiques petrophysiques des réservoirs objectifs traversés.

L'étude et l'interprétation des données diagraphiques donnent des informations quantitatives sur les paramètres physiques (résistivité, porosité, etc.) des roches réservoirs. La nature des fluides contenus dans les réservoirs (TAG) et (SAG), de la zone de Taouil, traversés par les **puits 1**, **puits 2** et **puits 3**, réalisé par **SONATRACH** en effort propre.

IV. 1. Délimitation des zones réservoirs :

Après avoir reçu les données de diagraphies en format LAS, il est nécessaire de localiser les bancs poreux et perméables. Ceci a été fait en s'appuyant sur le log **GR**, en fixant un volume d'argile cut-off (**V_{sh} cut-off**) à **45%** pour le **TAG** et **50%** pour le **Silurien F6**. On obtient ainsi une limite **GR cut-off** qui sera prise comme référence afin de séparer les formations propres des formations argileuses. Au-delà de cette valeur, la formation n'est pas considérée comme réservoir. Les valeurs du GR cut-off sont déterminées à partir de la relation suivante :

$$\text{GR cut-off} = V_{\text{sh cut-off}} * (\text{GR max} - \text{GR min}) + \text{GR min}$$

$$V_{\text{sh cut-off}} = (\text{GR cut-off} - \text{GR min}) / (\text{GR max} - \text{GR min})$$

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau ci-suivant :

Réservoirs	GR min (API)			GR max(API)			V _{sh} cut-off	GR cut-off (API)		
	P1	P2	P3	P1	P2	P3		P1, 2 et 3	P1	P2
TAGS	11	10	13	150	140	128	45%	73.55	68.5	64.75
Trias carb	19	19	19	150	150	150	45%	77.65	77.65	77.65
F6-B2	13	15	43	150	130	129	50%	81.50	72.5	87
F6-B1	28	15	43	150	130	129	50%	89	72.5	86
F6-A2	23	40	36	127	140	130	50%	75	90	83
F6-A1	30	40	33	150	140	131	50%	90	90	82
F6-M2	30	30	20	135	140	131	50%	82.5	85	75.5
F6-M1	16	30	31	131	140	125	50%	80.5	85	78
F6-M0	30	30	20	135	140	131	50%	82.5	85	75.5

Tableau 3. Les valeurs du GR cut-off pour les puits 1, 2 et 3. De notre zone d'étude (Taouil)

On remarque que le GR max moyen dans le puits 1 est supérieur à ceux des puits 2 et 3. Cela signifie que l'endroit où le puits 1 a été foré est plus argileux qu'aux autres puits.

IV. 2. Les paramètres matriciels :

Les paramètres matriciels (Densité de la matrice « ρ_{ma} » est le temps de transit de la matrice « ΔT_{ma} » sont indispensables pour l'estimation des porosités densité : Φ_d et sonique Φ_s .

Le cross plot (R_t , ΔT) permet de déterminer la valeur du paramètre matriciel ΔT_{ma} en suivant la même procédure que celle du cross plot (R_t , ρ_b).

Le cross plot Résistivité de la formation – Densité globale (R_t , ρ_b) permet de déterminer la densité matricielle ρ_{ma} par l'intermédiaire d'une droite de régression déterminée par le nuage de points, l'intersection de cette droite avec l'axe des abscisses donne la valeur de ρ_{ma} .

Les paramètres matriciels obtenus ainsi que les paramètres de fluide du forage pour les trois puits sont représentés dans le tableau ci-après :

Puits	Paramètres matriciels		Paramètres de fluide du forage	
	ρ_{ma} (g/cc)	ΔT_{ma} ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	ρ_f (g/cc)	ΔT_f ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
Puits 1	2.65	52	1.10	189
Puits 2	2.65	52	1.10	189
Puits 3	2.65	52	1.10	189

Tableau 4. Les paramètres matriciels et paramètres du fluide de forage.

Remarque :

- ✓ Dans notre cas les paramètres matriciels sont déterminés et donnés par **SONATRACH**.
- ✓ Les paramètres de fluide du forage (**ρ_f et ΔT_f**) sont connus.

IV. 3. Les paramètres d'argile :

Les paramètres d'argile sont déterminés directement sur les logs diagraphiques en faisant une lecture des courbes (**R_t , Φ_n , ρ_b et ΔT**) en face d'un banc argileux suffisamment épais, le moins cavé et le plus proche du réservoir.

Puis à partir de ces paramètres, on calcule les différentes porosités (sonique (Φ_s) et densité (Φ_d)) des argiles en utilisant les formules citées dans l'annexe 1.

Les résultats sont représentés dans le tableau ci-suit (Tableau IV-3), on constate que la porosité neutron d'argile et porosité sonique d'argile ainsi que la porosité densité d'argile dans le puits 3 sont faibles par rapport aux puits 1 et 2.

Puits	Φ_{nsh} (%)			Φ_{ssh} (%)			Φ_{dsh} (%)			psh (g/cc)			ΔT_{sh} ($\mu s/ft$)		
	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3
TAGI	35	30	25.9	19.12	21.17	13	1.03	2.58	4.32	2.63	2.61	2.58	79	81	70.9
Trias carb	35	30	25.7	18.52	21.16	13	1.01	2.54	4.35	2.65	2.61	2.58	75	80	70
F6-B2	35	27	24.2	09.89	10.95	07	2.7	5.16	7.67	2.69	2.73	2.53	66	67	62.5
F6-B1	35	27	13	11.36	10.95	05	2.6	5.16	2.7	2.69	2.73	2.60	68	67	60
F6-A2	31	28	16.8	10.62	10.22	08	2.6	5.81	7.29	2.69	2.74	2.53	67	66	64.2
F6-A1	35	28	10.4	11.36	10.2	06	9.29	5.81	12.19	2.5	2.74	2.46	68	66	61.1
F6-M2	35	30	14.4	10.62	10.95	08	3.03	3.26	12.06	2.69	2.7	2.46	67	68	64
F6-M1	33	30	22.4	08.42	10.95	06	5.03	3.26	12.90	2.72	2.7	2.45	64	68	60.8
F6-M0	35	30	22.4	10.62	10.95	06	5.03	3.26	12.90	2.72	2.7	2.45	64	68	60.8

Tableau 5. Les paramètres d'argile de puits (1, 2 et 3).

Φ_{nsh} : Porosité neutron d'argile.

ρ_{sh} : Densité d'argile.

ΔT_{sh} : Temps de parcours de l'onde sonore dans l'argile.

Φ_{dsh} : Porosité densité d'argile.

Φ_{ssh} : Porosité sonore d'argile.

IV. 4. La résistivité de l'eau de formation «Rw» :

Pour calculer la saturation en eau (**Sw**), il est important de déterminer le paramètre de la résistivité de l'eau de formation.

On détermine La résistivité de l'eau de formation à partir de la salinité régionale et la température du réservoir par l'intermédiaire de l'abaque GEN-9 de Schlumberger ci-dessous (Figure 32).

Les résultats de **Rw** des trois puits sont présentés dans le tableau suivant :

Puits	Salinité (g/l)	Température (°C)	Rw (Ω.m)
Puits 1	300	144	0.010
Puits 2	300	133.9	0.011
Puits 3	300	145	0.010

Tableau 6. Les valeurs de Rw obtenues à partir de l'abaque GEN-9.

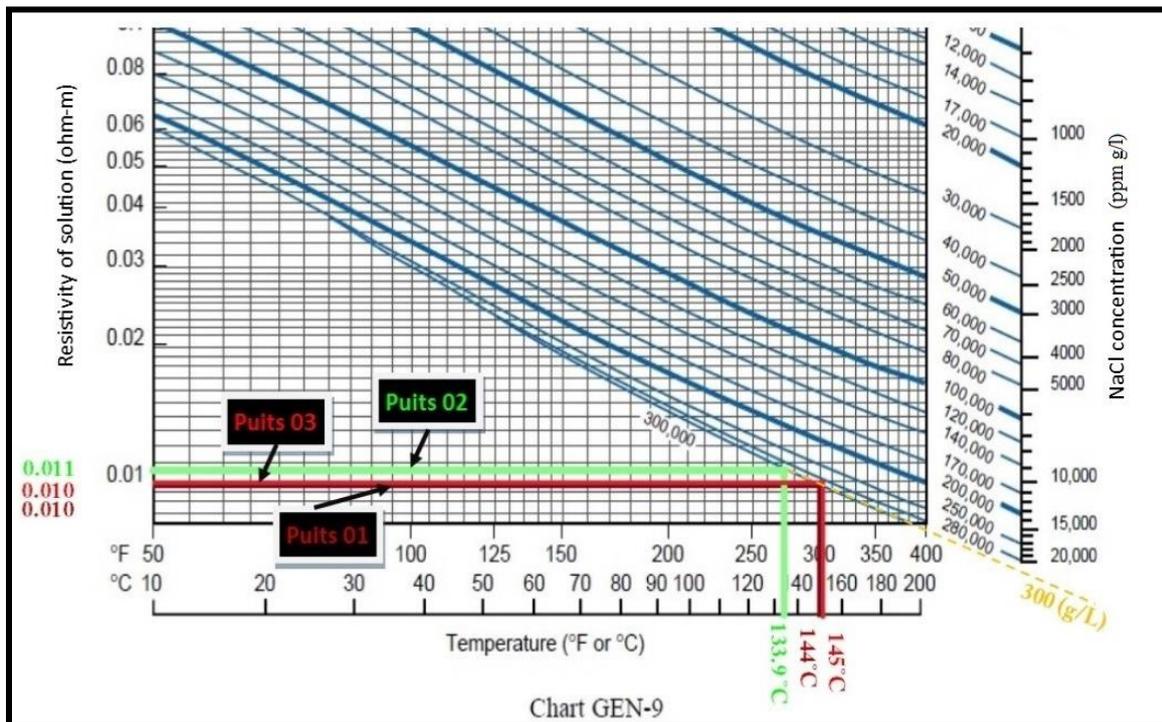


Figure 32. Détermination de la résistivité de l'eau de formation Rw par la méthode graphique (Abaque GEN-9 de Schlumberger).

La salinité de l'eau de la formation est de 300 (g/l) à la profondeur du TAG (3700) de puits 1.

La Rw moyenne des trois puits est de ≈ 0.0103 (Ω.m).

IV.5. Détermination du volume d'argile (Vsh) :

Le volume d'argile permet de déterminer le type de réservoir (argileux ou propre), et de corriger les paramètres pétro-physiques.

Le volume d'argile moyen dans le puits 1 est de 53% ; dans le puits 2 est de 65% et dans le puits 3 est de 46%. On constate que le taux d'argilosité dans le puits 2 est très important comparé aux deux autres puits. Les résultats finaux de volume d'argile sont représentés dans le log suivant. (Figure 33 et 34)

IV. 6. Calculs des différentes porosités (Φ_s , Φ_d , Φ_n et Φ_u) et de la saturation en eau « S_w » :

Les différentes porosités ainsi que la saturation en eau S_w , sont calculés manuellement sur Excel en utilisant les formules citées précédemment, ces calculs sont appliqués sur des intervalles de 15 cm toute au long des puits

Les résultats sont directement importés vers la plate-forme PETREL pour obtenir les logs suivants :

III. Résultats de l'interprétation des diagraphies sur le région de Taouil :

Les résultats de saturations (S_w) et des porosités (Φ) calculées manuellement sur Tableur, sont intégrés dans le logiciel PETREL (version libre) afin d'obtenir les logs ci-suivants : (Figure 35 et 36) pour les porosités et (Figure 37 et 38) pour les saturations.

L'évaluation petrophysique des puits réalisés sur la base d'une salinité égale à **(300 g/l)** et en considérant les **cut off** : $\Phi = 5 \%$, $S_w = 50 \%$ et $V_{sh} = 45\%$ pour le TAG et $V_{sh} = 50\%$ pour le SAG, montre :

- $\Phi > 5$: considéré comme réservoir poreux.
- $\Phi < 5$: considéré comme réservoir compact.
- $S_w > 50$: considérée comme réservoir à eau.
- $S_w < 50$: considéré comme réservoir à hydrocarbures.
- $V_{sh} > 45$: considéré comme réservoir argileux.
- $V_{sh} < 45$: considéré comme réservoir gréseux.

Le Puits N° 1 :

Le Trias Argilo Gréseux Supérieur TAGS (3700-3765m) :

Les bancs gréseux de ce réservoir sont aquifères (Salinité de 300g/l), la porosité et la saturation en eau moyennes sont respectivement de ($\Phi = 12\%$ et $S_w = 60\%$).

La porosité et la saturation moyennes calculées manuellement sont : $\Phi = 13\%$ et $S_w = 58\%$. Le reste de ce réservoir est argileux ($V_{sh} \approx 70\%$) et compact ($\Phi \leq 2\%$).

Le Trias carbonaté (3765-4055m) :

Ce réservoir est dans l'ensemble argileux et compact ($V_{sh} \geq 70\%$).

Gédinnien (4055-4250m) :

Les niveaux gréseux de ce réservoir sont envahis par de l'eau salée. La porosité et la saturation en eau moyennes sont respectivement de $\Phi = 15\%$ et $S_w = 80\%$.

La porosité, la saturation et volumes d'argiles moyens calculés sont comme suit : $\Phi = 16\%$, $S_w = 76\%$ et $V_{sh} = 37\%$

Silurien argilo-gréseux F6-B2 (4250-4366m) :

Les caractéristiques pétrophysiques des bancs gréseux de ce réservoir sont très médiocres. Le reste de ce réservoir est compact et argileux ($V_{sh} = 58\%$ et $\Phi = 4,14\%$).

Silurien argilo-gréseux F6-B1 (4366-4449m) :

Les caractéristiques pétrophysiques des bancs gréseux de ce réservoir sont très médiocres. Le reste de ce réservoir est compact et argileux ($V_{sh} = 62\%$ et $\Phi = 3,23\%$).

Silurien argilo-gréseux F6-A2 (4449-4559m) :

Mise à part l'intervalle aquifère compris entre (4497 et 4501m) avec $\Phi = 4\%$ et $Sw = 78\%$, ce réservoir est compact et/ou argileux. ($V_{sh} \text{ moy} = 76\%$ et $\Phi \text{ moy} = 2,1\%$).

Silurien argilo-gréseux F6-A1 (4559-4702m) :

Les bancs gréseux de ce réservoir montrent des saturations en hydrocarbures ($Sw=30\%$) avec des propriétés pétrophysiques médiocres ($\Phi < 5\%$).

La porosité et les saturations moyennes calculées manuellement sont : $\Phi < 5\%$ et $Sw = 28\%$ avec un $V_{sh} \text{ moy} = 58\%$

Silurien argilo-gréseux F6-M2 (4702-4808m) :

Ce réservoir est à hydrocarbures sur deux parties :

-1^{ère} partie : (4702-4715 m) : ce banc présente des propriétés pétrophysiques médiocres ($\Phi < 6\%$, $Sw = 20\%$).

-2^{ème} partie : (4736-4747.5 m) : ce banc présente de bonnes propriétés pétrophysiques

($13\% < \Phi < 18\%$, $Sw = 30\%$) sur une hauteur utile cumulée de 12m.

Un test de production a été réalisé dans l'unité F6-M2 au niveau d'intervalle (4736 – 4747.5m), il a produit du gaz à condensat avec un débit de plus de 14000 m³/h ($d=0.70$) sous duse 32/64").

Silurien argilo-gréseux F6-M1 (4808-4845m) :

Ce banc présente des propriétés pétrophysiques médiocres ($\Phi < 3\%$, $Sw = 20\%$).

La porosité et la saturation moyennes calculées manuellement sont : $\Phi = 2.4\%$ et $Sw = 18\%$, avec un $V_{sh} \text{ moyen} = 71,52\%$

Silurien argilo-gréseux F6-M0 (4845-4895m) :

Ce banc présente un intérêt pétrolier sur une hauteur utile cumulée de 2m ($\Phi < 8\%$, $Sw = 15\%$). Vers la base ce réservoir est compact et argileux. ($V_{sh} = 68\%$) ; ($\Phi = 3\%$).

Le Puits N° 2 :

Le Trias Argilo Gréseux Supérieur TAGS (3786 – 3878m) :

Les bancs gréseux propres de ce réservoir présentent des saturations moyennes en eau de 75% avec des valeurs de porosité qui atteignent les 18%, ces bancs sont aquifères. Nos calculs donnent : Φ moy = 11 %, et S_w moy = 79 %.

Le reste de ce réservoir est argileux (V_{sh} moy = 78%).

Trias carbonaté (3878- 4180 m) :

Ce réservoir est dans l'ensemble argileux et/ou compact ($V_{sh} \geq 75\%$)

Gédinnien (4180-4382m) :

Ce réservoir est envahi par de l'eau. La porosité et la saturation moyennes en eau sont : Φ moy = 17% et S_w moy = 95%, avec un V_{sh} moy = 27%.

Silurien argilo-gréseux F6-B2 (4382-4495m) :

Les bancs gréseux de ce réservoir sont aquifères avec des porosités qui atteignent parfois les 25%. Nos calculs donnent : Φ moy = 18 %, et S_w moy = 88 % avec un V_{sh} moy = 69,29%

Silurien argilo-gréseux F6-B1 (4495-4583m) :

Les bancs gréseux de ce réservoir sont compacts et argileux, avec des porosités nulles et un volume d'argile moyen de 83%.

Silurien argilo-gréseux F6-A2 (4583-4695m) :

Le banc gréseux situé dans l'intervalle (4671–4673m) semblerait être à hydrocarbures, $S_w=30\%$. Cependant, les caractéristiques pétrophysiques sont médiocres. Dans cet intervalle nos calculs donnent ; Φ moy = 9.98%, et S_w moy = 26.32 %.

Le banc situé dans l'intervalle (4618.5 – 4620m) présente des saturations en eau très élevées qui atteignent les 85%. Ce réservoir présente un volume d'argile moyen de 75%.

Silurien argilo-gréseux F6-A1 (4695-4829m) :

Le banc gréseux situé dans l'intervalle (4791.5 – 4794.5m) présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques avec des porosités qui atteignent parfois les 18% et des S_w moy=70%).

Dans ce banc nos calculs montrent que les porosités et les saturations atteignent respectivement (Φ = 16.54%, et S_w = 64.57 %) avec un V_{sh} moy = 65%

Un test de production a été réalisé dans l'unité F6-A1 au niveau d'intervalle (4791.5–4794.5m). Ce test a produit du gaz (avec un débit de plus de 10000m³/h).

Silurien argilo-gréseux F6-M2 (4829-4927m) :

Le banc gréseux situé dans l'intervalle (4847– 4867m) présente une saturation en eau moyenne de 95% avec une porosité moyenne de 15%. Ce banc pourrait représenter aussi un réservoir à basses résistivités. Dans ce cas la hauteur utile serait 19m.

Dans ce banc nos calculs montrent que les porosités et les saturations moyennes atteignent respectivement ($\Phi = 14.24\%$ et $Sw = 71.89 \%$) avec un V_{sh} moy = 70%

Un test de production a été réalisé dans l'unité F6-M2 au niveau d'intervalle (4847-4867m), il a produit (Plus de 10000m³/h de gaz), ce qui confirme le cas de présence d'un phénomène de basses résistivités.

Silurien argilo-gréseux F6-M1 (4927-4965m) :

Cette unité du réservoir SAG est argileuse, avec un volume d'argile moyen de 87%, et $\Phi = 0,9\%$

Silurien argilo-gréseux F6-M0 (4965-5015m) :

Les bancs gréseux de ce réservoir présentent des saturations moyennes en eau de 20% avec une porosité moyenne de 6%. Ces bancs pourraient être à hydrocarbures.

La porosité et la saturation moyennes calculées manuellement sont : $\Phi = 10\%$ et $Sw = 26\%$.

Ce réservoir présente un volume d'argile moyen de 66%.

Un test de production a été réalisé dans l'unité F6-M0 au niveau des intervalles (4980-4982.5m/4987.5-4988.5m/4998-5002.5m), ils ont produit plus de 5000m³/h de gaz, accompagné de 100L eau de condensation sous duse 32/64".

Le Puits N°3 :

Le Trias Argilo Gréseux Supérieur TAGS (3641 – 3695m) :

Le top de ce réservoir est argileux (Vsh moy =73%), vers la base, ce réservoir devient aquifère, la porosité moyenne est de 11%.

La porosité et la saturation moyennes calculées manuellement sont respectivement de (Φ moy = 11.68% et Sw moy =68.76%).

Trias carbonaté (3695- 3990 m)

Ce réservoir est dans l'ensemble argileux et/ou compact (Vsh moy =78%).

Gédinnien (3990 – 4357m) :

Ce réservoir est envahi par de l'eau. La porosité et la saturation moyennes en eau atteignent (Φ =15% et Sw moy = 98%).Ce réservoir présente un Vsh moyen de 21%.

Silurien argilo-gréseux F6-B2 (4357 – 4452m) :

Les bancs gréseux, propres de ce réservoir sont aquifères. La porosité moyenne est de 10% et la saturation en eau moyenne est de 83%

Nos calculs donnent : Φ moy =12.3 %, Sw moy = 82.6 % et Vsh moy =60,75%

Silurien argilo-gréseux F6-B1 (4452-4535m) :

Les caractéristiques pétrophysiques des bancs gréseux de ce réservoir sont très médiocres. (Φ moy < 4,3 %, Vsh moy =63%)

Silurien argilo-gréseux F6-A2 (4535 – 4652m) :

Les bancs gréseux de ce réservoir sont aquifères avec des porosités qui atteignent parfois les 12.6%. Nos calculs : Φ moy = 9.4 % et SW= 65% avec Vsh moy = 60%.

Silurien argilo-gréseux F6-A1 (4652-4790m) :

Ce réservoir présente un intérêt avec des porosités et des saturations qui atteignent parfois (Φ = 15% et Sw = 33%). Le reste de ce réservoir argileux avec un Vsh moy =70%.

Un test a été réalisé dans l'unité F6-A1 au niveau des intervalles (4736–4743m/4754-4762m), avec des porosités et saturations qui atteignent (Φ = 15% et Sw moy =32%).

Ces résultats sont confirmés par un test ayant produit plus de 10000m³/h de gaz (duse 24/64").

Silurien argilo-gréseux F6-M2 (4790 - 4895m) :

Le banc gréseux situé dans l'intervalle (4841– 4845m) présente une saturation en eau moyenne de 32% avec une porosité moyenne de 12%.

Dans ce banc nos calculs montrent que les porosités et les saturations moyennes atteignent ($\Phi = 13\%$, et $S_w = 39.1 \%$).

Un test a été réalisé au niveau de cet intervalle et a produit plus de $10000\text{m}^3/\text{h}$ de gaz.

Silurien argilo-gréseux F6-M1 (4895 – 4933m) :

Ce banc présente des propriétés pétrophysiques médiocres ($\Phi < 3\%$, $S_w = 20 \%$) avec un V_{sh} moy = 73%

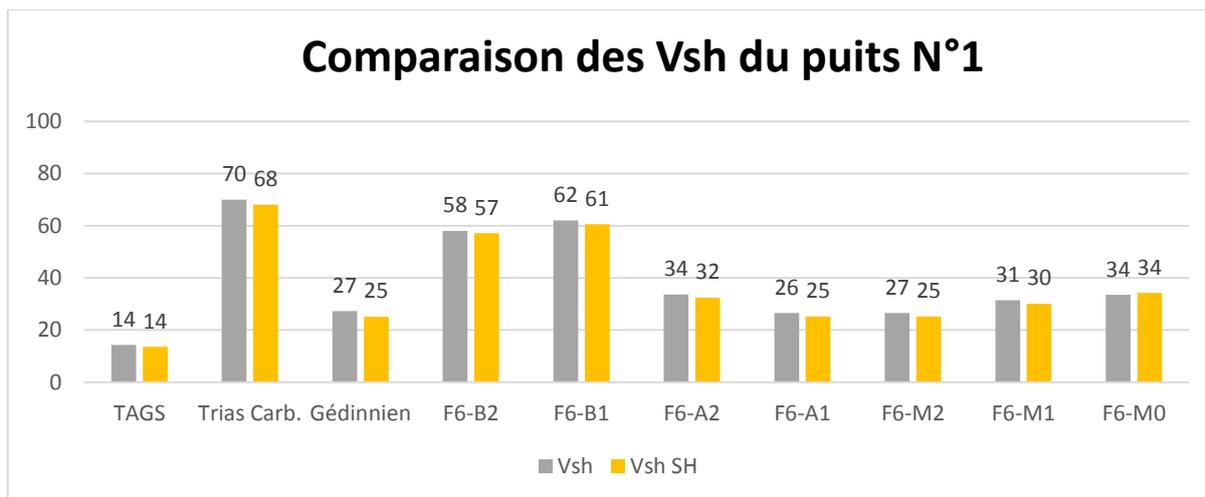
Silurien argilo-gréseux F6-M0 (4895-4980m) :

Le banc gréseux situé dans l'intervalle (4895– 4905m) présente des porosités et des saturations qui atteignent respectivement ($\Phi = 11\%$ et $S_w = 31\%$).

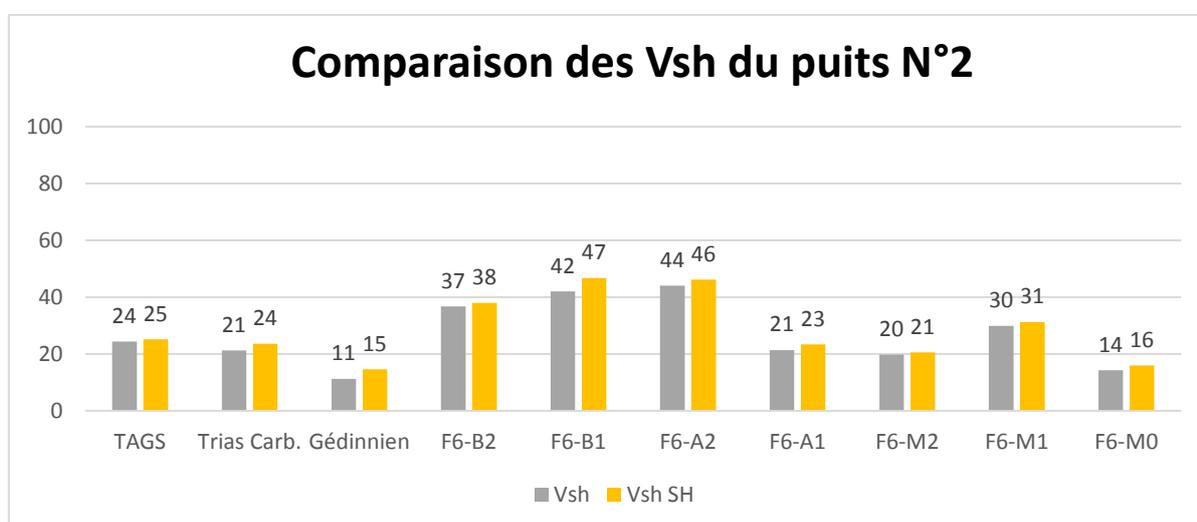
Dans ce banc nos calculs montrent que les porosités et les saturations moyennes atteignent : $\Phi = 10.1\%$, et $S_w = 24.6 \%$ avec un V_{sh} moyen de 68%.

Puits N°1											Remarques
Paramètres	Epai. Tot.	Epai. Utile	Vsh		Porosités		Saturations			DST	
			Vsh	Vsh SH	Φ	Φ Sh	SW Arc	SW Sim	SW SH		
TAGS	65	45	14,31	13,52	8,65	9,5	39,66	78,76	46,88		Aquifère
Trias Carb.	290	0	70	68	7,05	8,23	47,8	94,14	53,61		Compact
Gédinnien	195	120	27,28	25,12	11,32	12,54	34,47	96,71	34,94		Aquifère
F6-B2	116	5	58	57,2	7	7,56	44,23	74,05	54,99		Aquifère
F6-B1	83	4	62	60,58	2,92	3,24	/	/	/		Compact
F6-A2	110	20	33,6	32,4	7,23	8,21	40,36	65,73	66,61		Aquifère
F6-A1	143	40	26,49	25,15	6,65	7,45	18,2	31,74	36,76		Aquifère
F6-M2	106	27	26,52	25,22	12,87	13,54	35,91	47,02	44,86	**	à HC
F6-M1	37	10	31,4	30,1	8,48	9,62	15,92	30,86	26,07		à HC
F6-M0	50	17	33,5	34,2	5,78	6,12	18,14	35,36	16,04		à HC
Puits N°2											Remarques
Paramètres	Epai. Tot.	Epai. Utile	Vsh		Porosités		Saturations			DST	
			Vsh	Vsh SH	Φ	Φ Sh	SW Arc	SW Sim	SW SH		
TAGS	92	72	24,36	25,21	5,98	6,32	54,68	75,95	51,12		Aquifère
Trias Carb.	302	27	21,26	23,65	8,73	9,45	34,81	59,75	29,45		Compact
Gédinnien	202	172	11,24	14,58	12,72	14,2	67,08	83,82	64,21		Aquifère
F6-B2	113	10	36,78	68,54	6,07	8,25	65,66	93,64	60,25		Argileux
F6-B1	83	0	42	46,76	1,74	2,45	/	/	/		Compact
F6-A2	112	0	44,03	46,15	3,04	4,02	/	/	/		Compact
F6-A1	134	10	21,41	23,42	13,86	15,21	42,93	82,46	39,56	**	à HC
F6-M2	98	25	19,83	20,56	15,36	46,85	60,76	93,63	57,65	**	à HC
F6-M1	38	5	29,85	31,24	0,41	1,03	/	/	/		Compact
F6-M0	50	12	14,25	46,35	6,75	7,4	18,11	35,81	16,45	**	à HC
Puits N°3											Remarques
Paramètres	Epai. Tot.	Epai. Utile	Vsh		Porosités		Saturations			DST	
			Vsh	Vsh SH	Φ	Φ Sh	SW Arc	SW Sim	SW SH		
TAGS	54	49	16,47	18,53	12,09	15,84	81,39	96,47	80,4		Aquifère
Trias Carb.	295	30	13,84	15,24	9,81	8,51	27,67	55,56	28,74		Compact
Gédinnien	367	232	16,58	16,45	11,75	10,56	52,05	92,41	50,18		Aquifère
F6-B2	95	10	39,61	40,52	7,03	6,15	41,85	82,44	45,12		Compact
F6-B1	83	5	48,22	50,2	4,2	3,45	/	/	/		Compact
F6-A2	117	15	20,93	23,87	7,82	5,89	12,27	23,89	13,75		Compact
F6-A1	138	40	15,8	17,64	10,03	8,98	47,49	94,48	45,9	**	à HC
F6-M2	105	30	21,1	22,4	12,01	11,54	90,96	61,24	93,46	**	à HC
F6-M1	38	0	43,14	45,63	9,5	8,74	8,7	16,05	9,5		Argileux
F6-M0	47	15	42,1	44,32	2,99	1,09	/	/	/		Compact

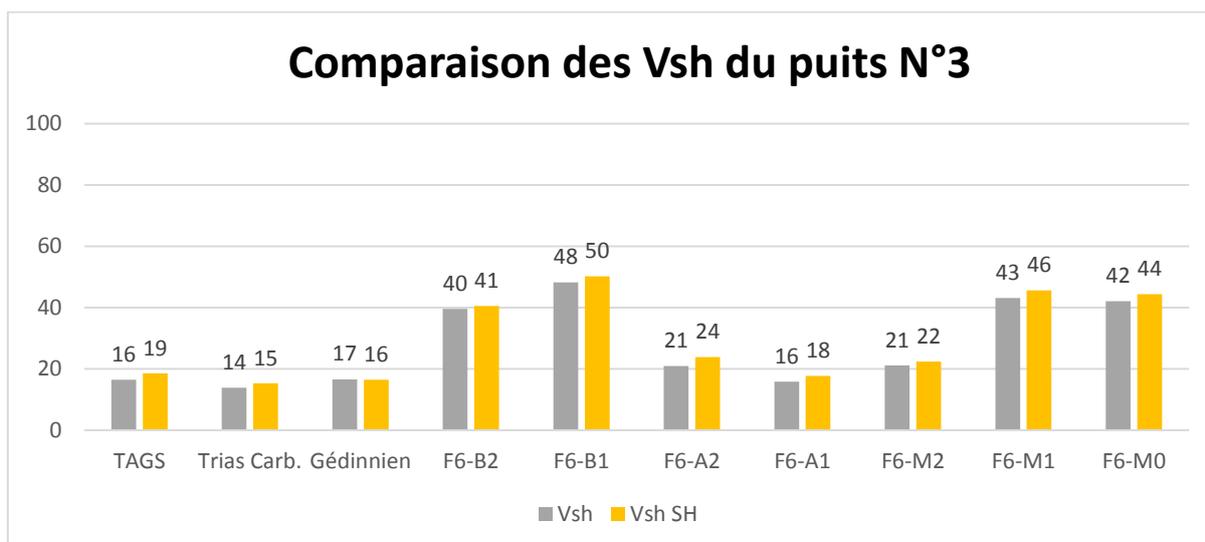
Tableau 7. Tableau récapitulatif des résultats petrophysiques obtenus



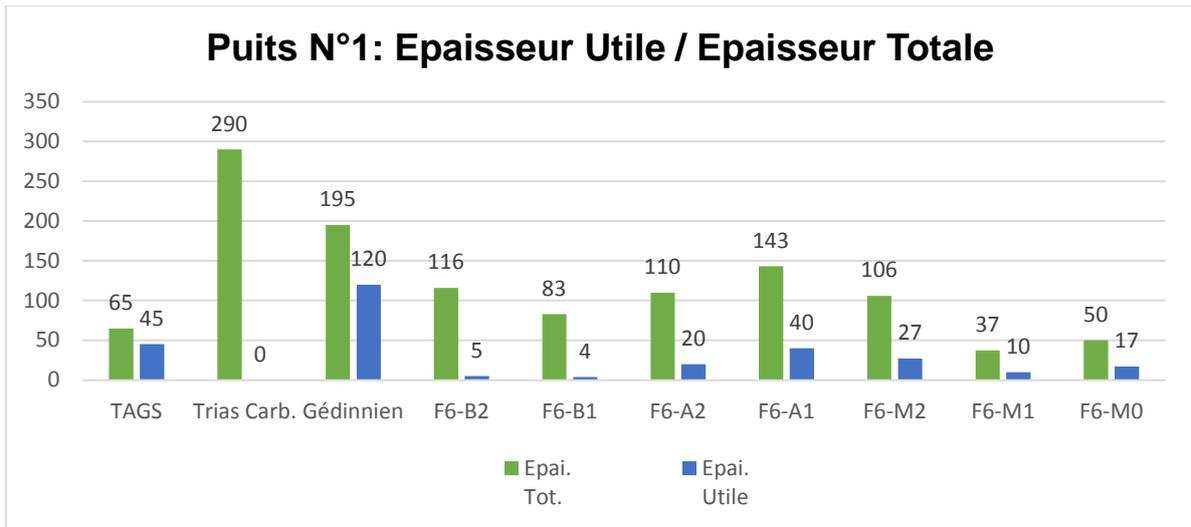
Histogramme 1. Comparaisons des Vsh calculés avec ceux de SH du puits N°1.



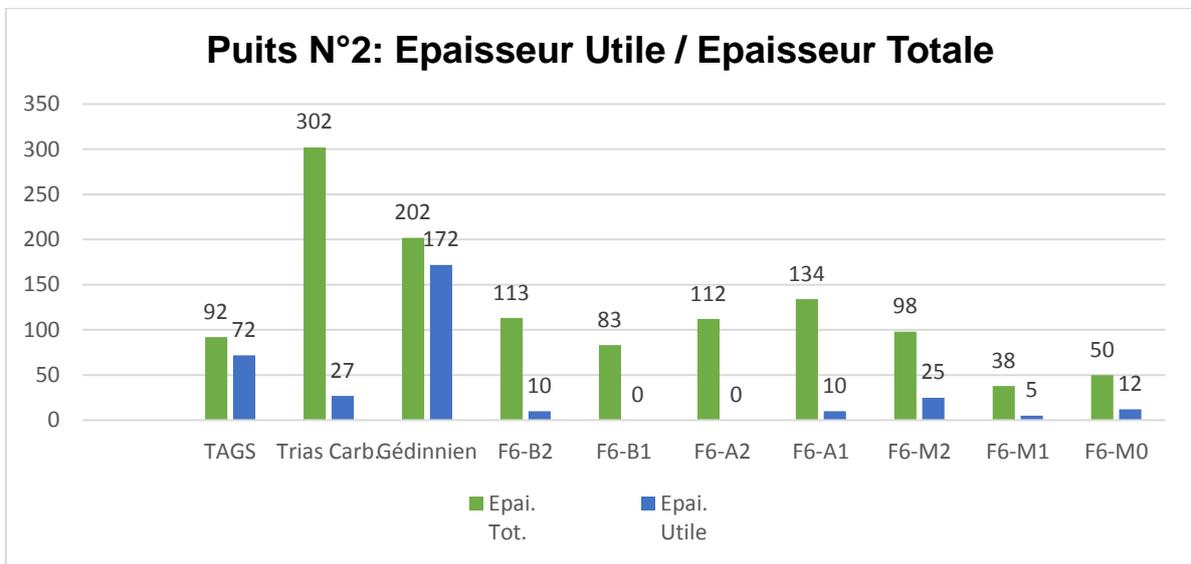
Histogramme 2. Comparaisons des Vsh calculés avec ceux de SH du puits N°2.



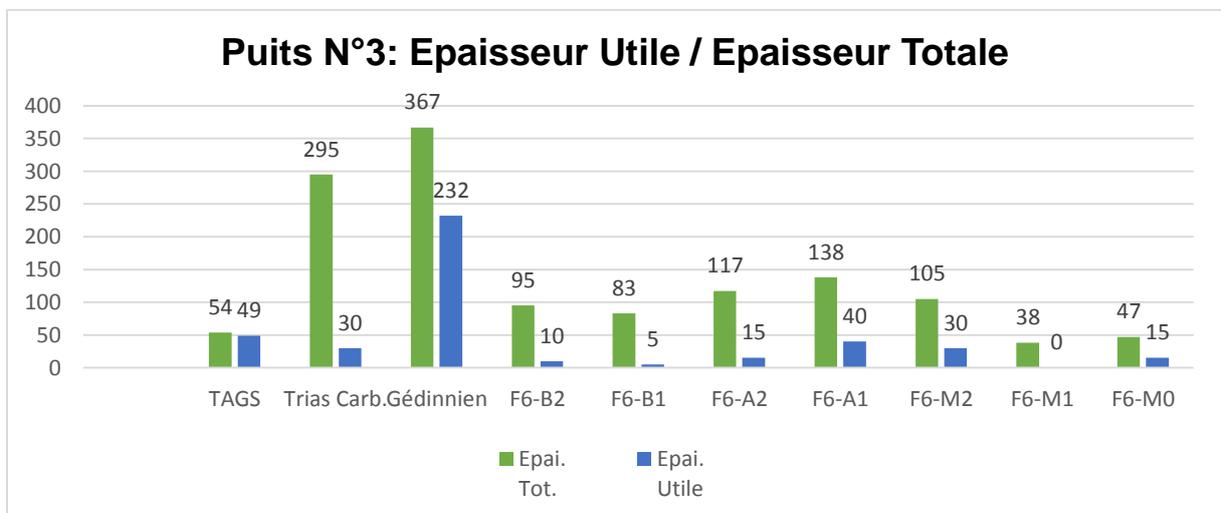
Histogramme 3. Comparaisons des Vsh calculés avec ceux de SH du puits N°3.



Histogramme 4. Epaisseur totale par rapport aux épaisseurs utiles du puits N°1.

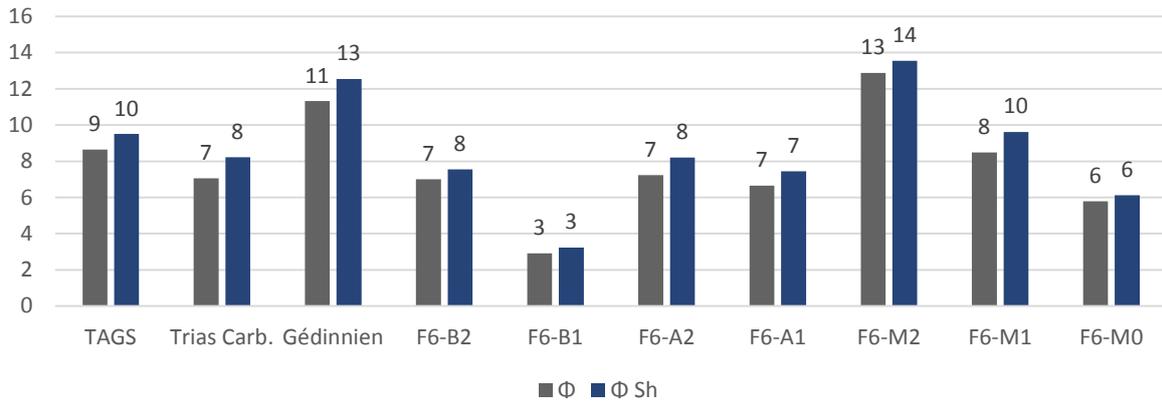


Histogramme 5. Epaisseur totale par rapport aux épaisseurs utiles du puits N°2.



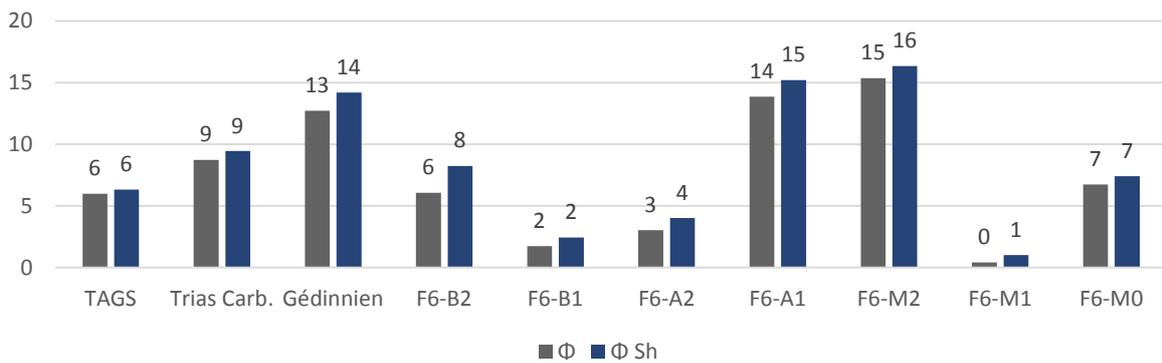
Histogramme 6. Epaisseur totale par rapport aux épaisseurs utiles du puits N°3.

Comparaison des porosité du puits N°1



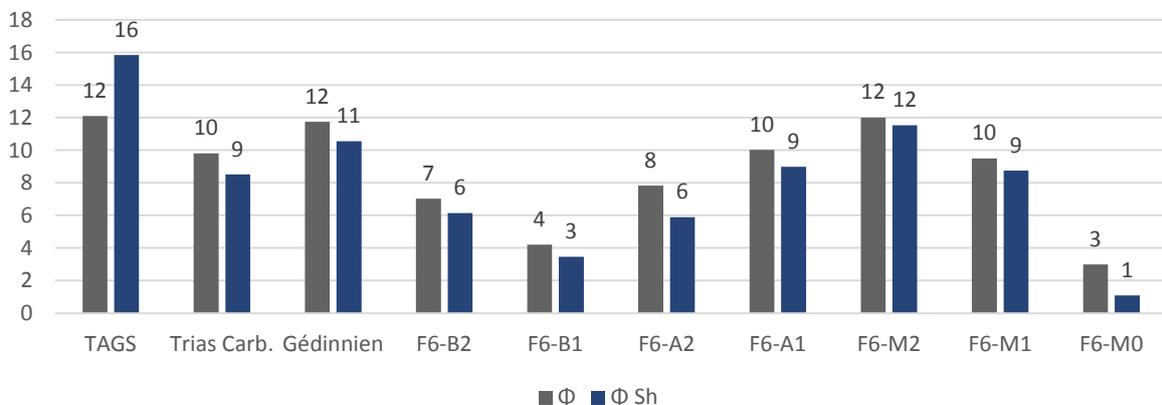
Histogramme 7. Comparaisons des porosités calculées avec celles de SH du puits N°1.

Comparaison des porosité du puits N°2

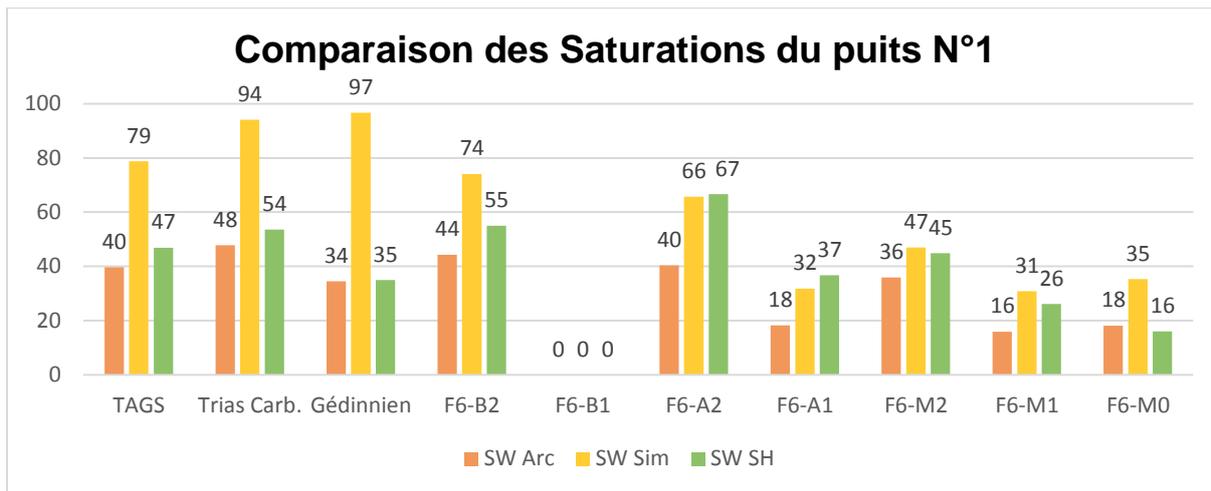


Histogramme 8. Comparaisons des porosités calculées avec celles de SH du puits N°2.

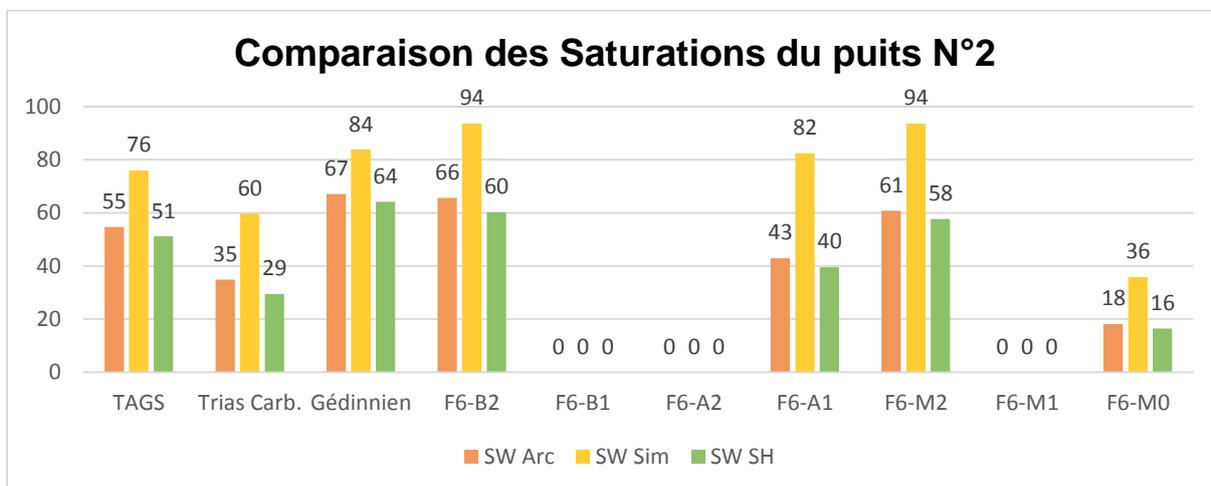
Comparaison des porosité du puits N°3



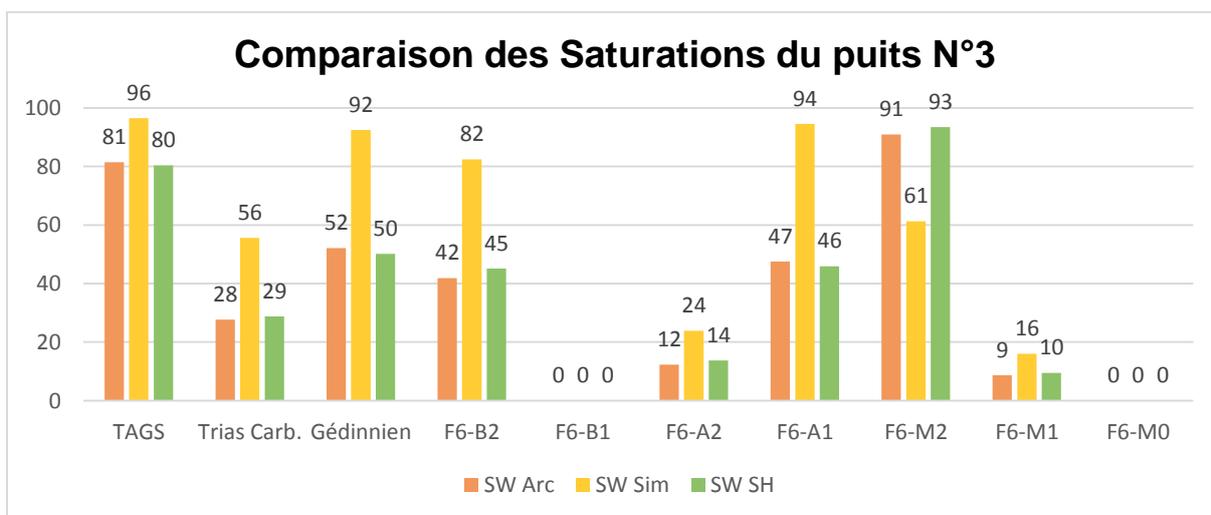
Histogramme 9. Comparaisons des porosités calculées avec celles de SH du puits N°3.



Histogramme 10. Comparaisons des saturations calculées avec celles de SH du puits N°1.



Histogramme 11. Comparaisons des saturations calculées avec celles de SH du puits N°2.



Histogramme 12. Comparaisons des saturations calculées avec celles de SH du puits N°3.

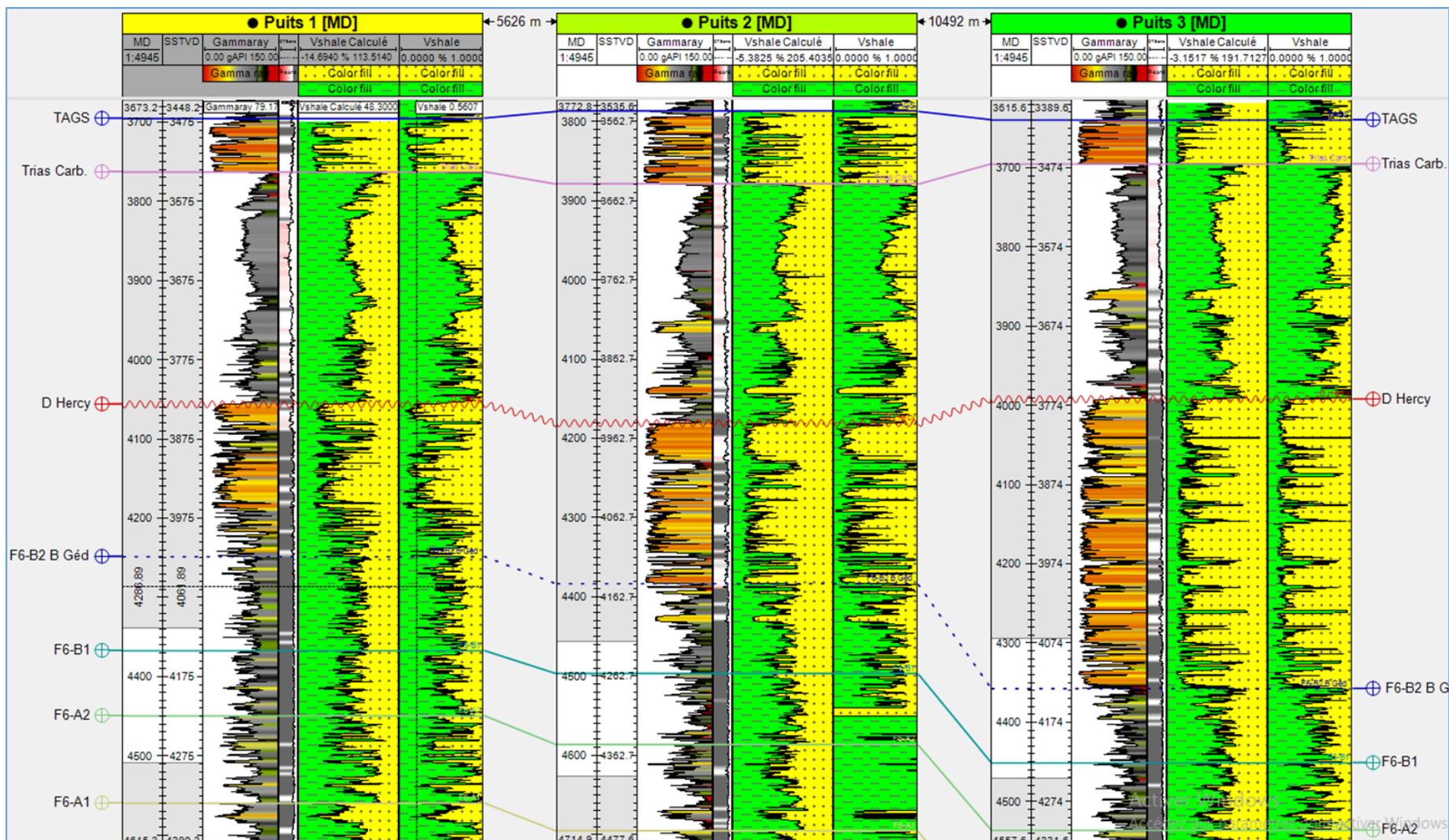


Figure 33. Comparaison des Vsh calculés et ceux de SONATRACH des formations triasiques, gédiniennes et du SAG sup.

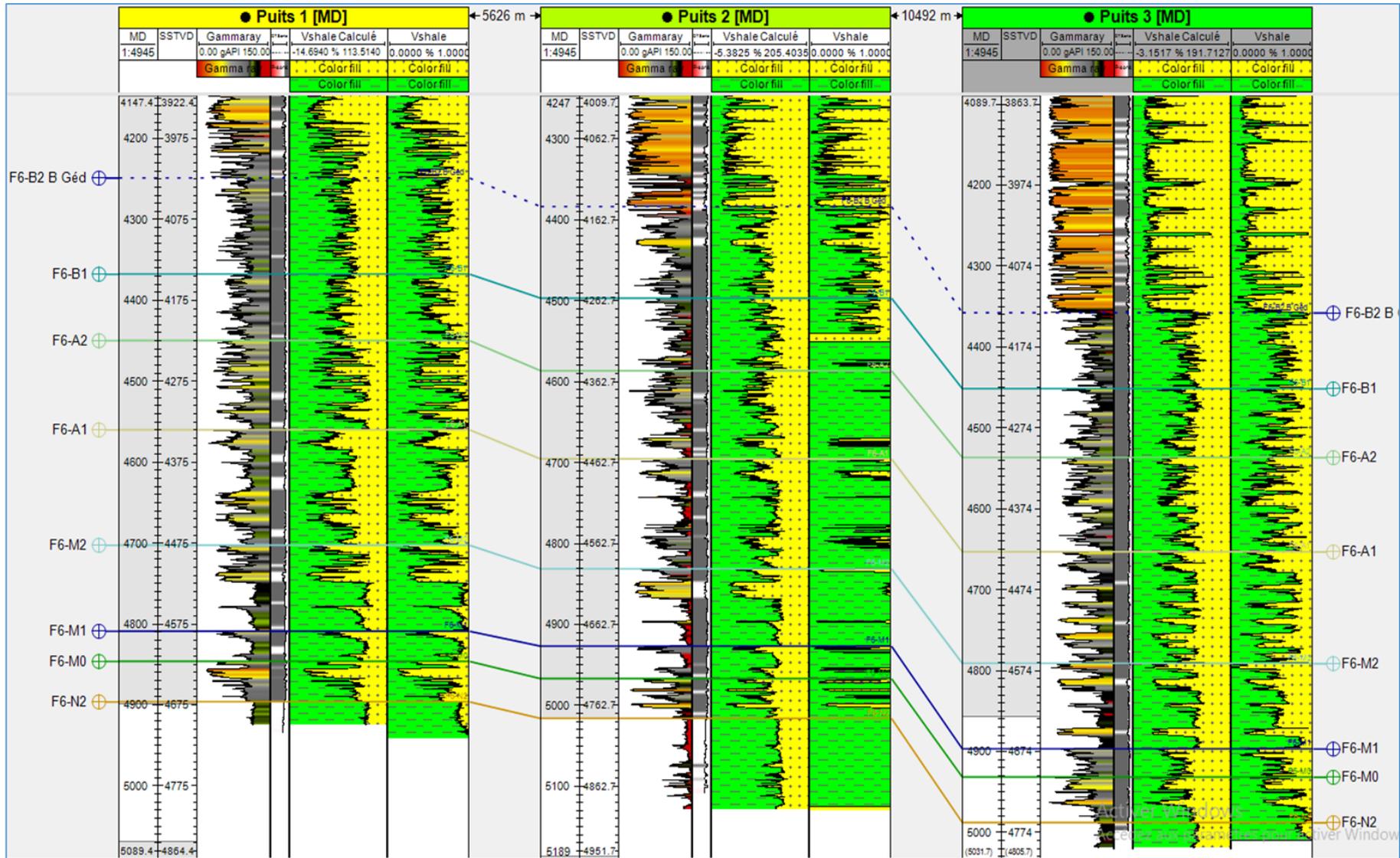


Figure 34. Comparaison des Vsh calculés et ceux de SONATRACH des formations du SAG moyen et inférieur.

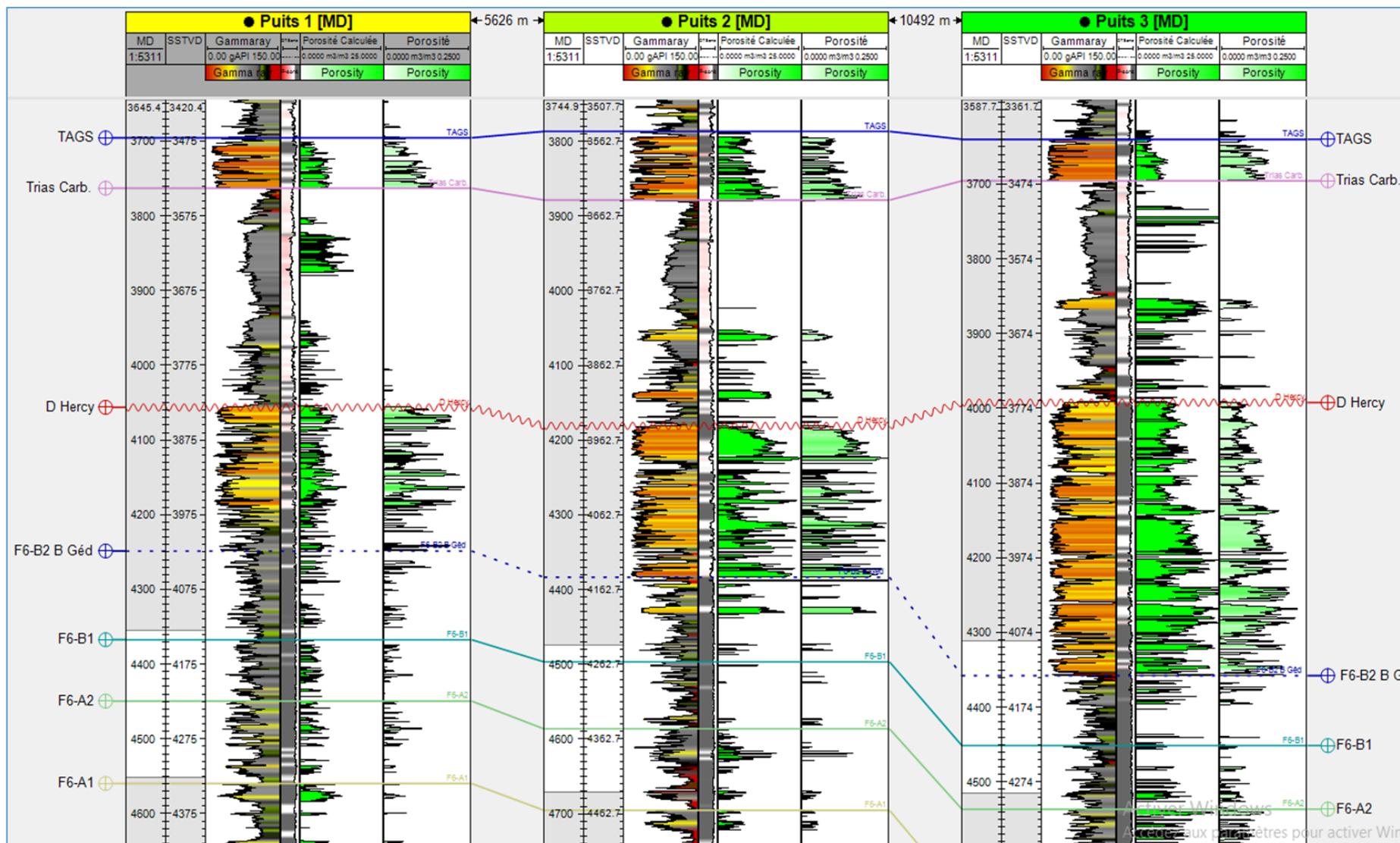


Figure 35. Comparaison des Porosités calculées et celles de Sonotrac des formations triasiques, gédiniennes et du SAG sup.

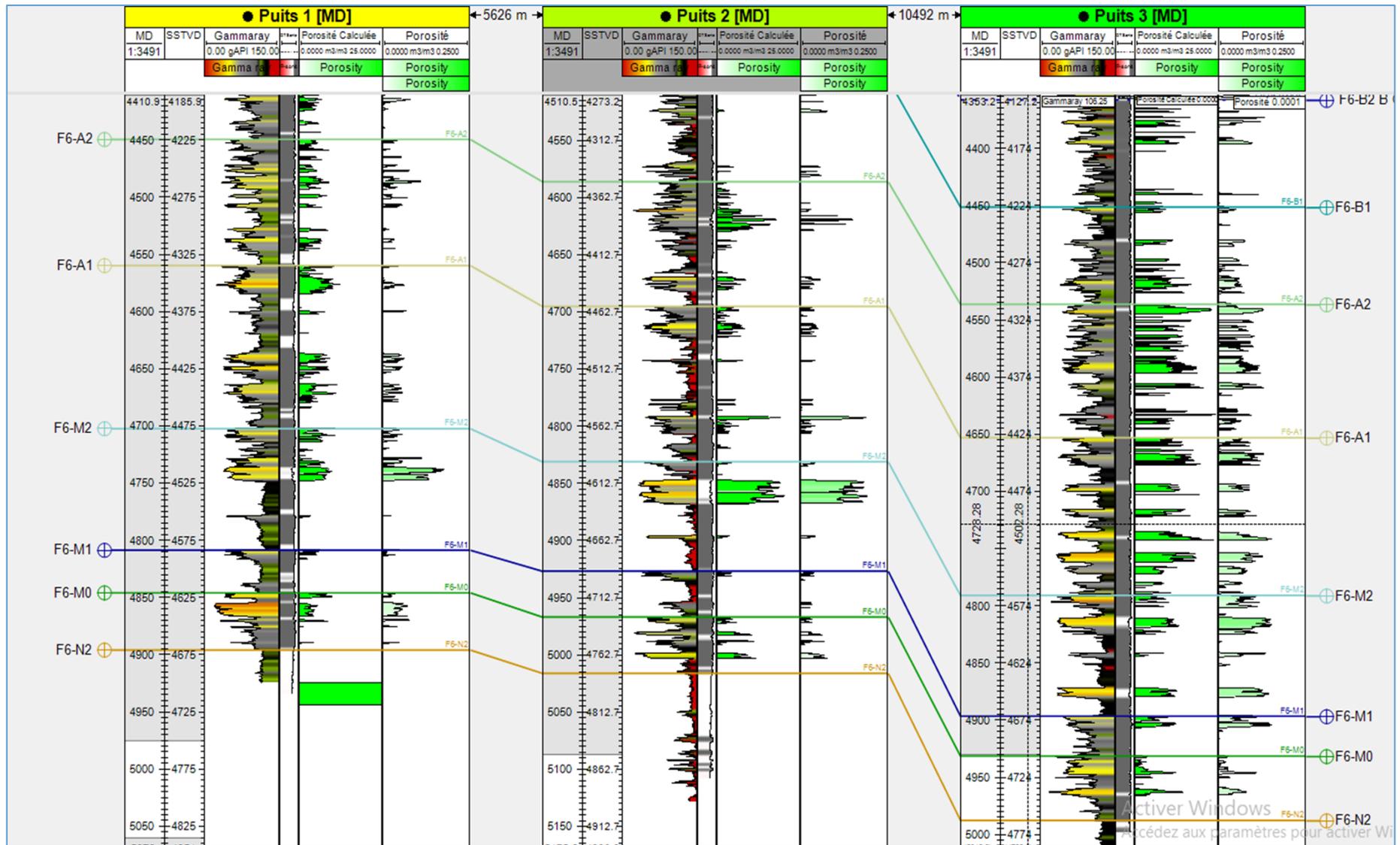


Figure 36. Comparaison des Porosités calculées et celles de Sonatrach des formations du SAG moyen et inférieur.

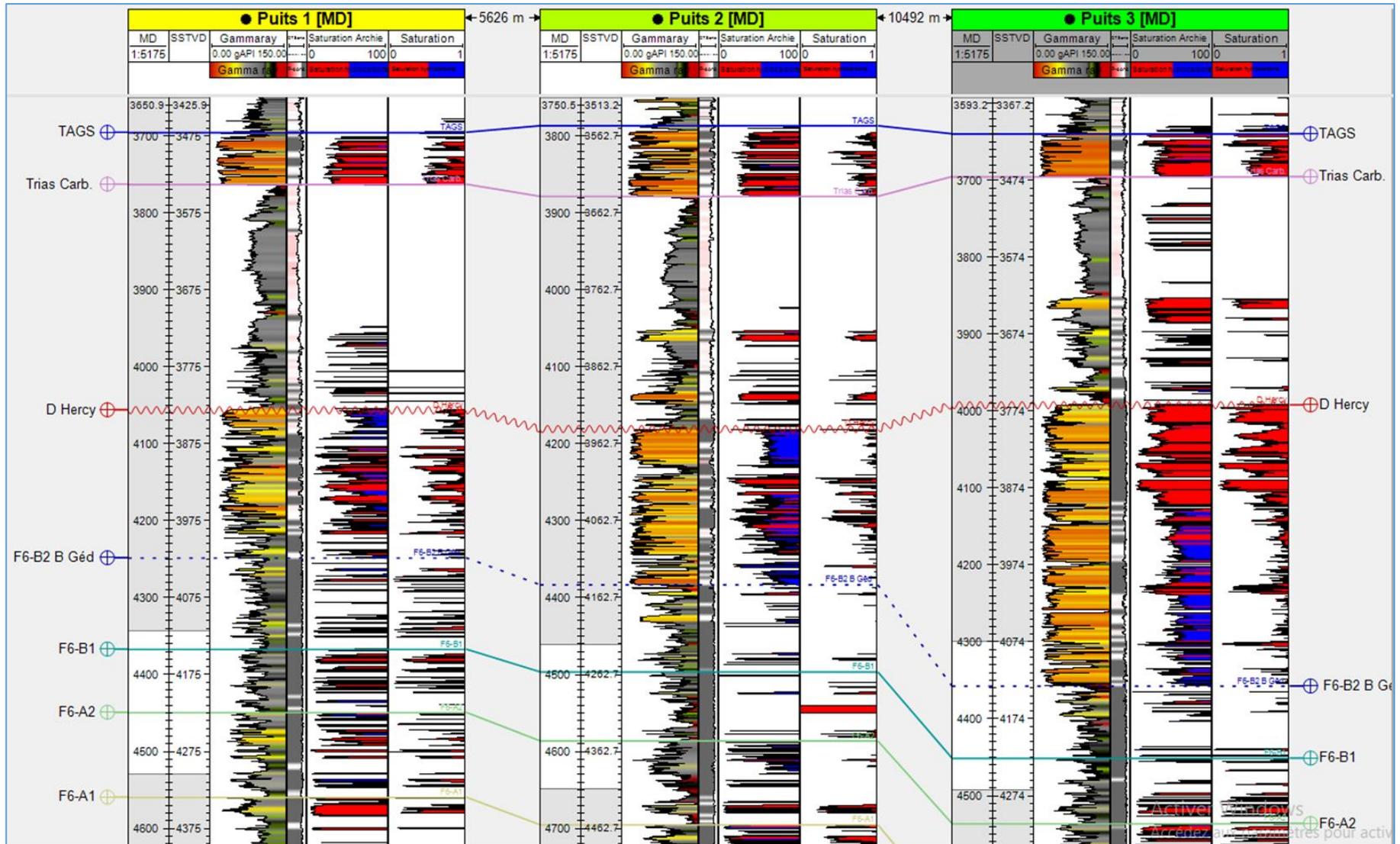


Figure 37. Comparaison des Saturations calculées et celles de Sonatrach des formations triasiques, gédiniennes et du SAG sup.

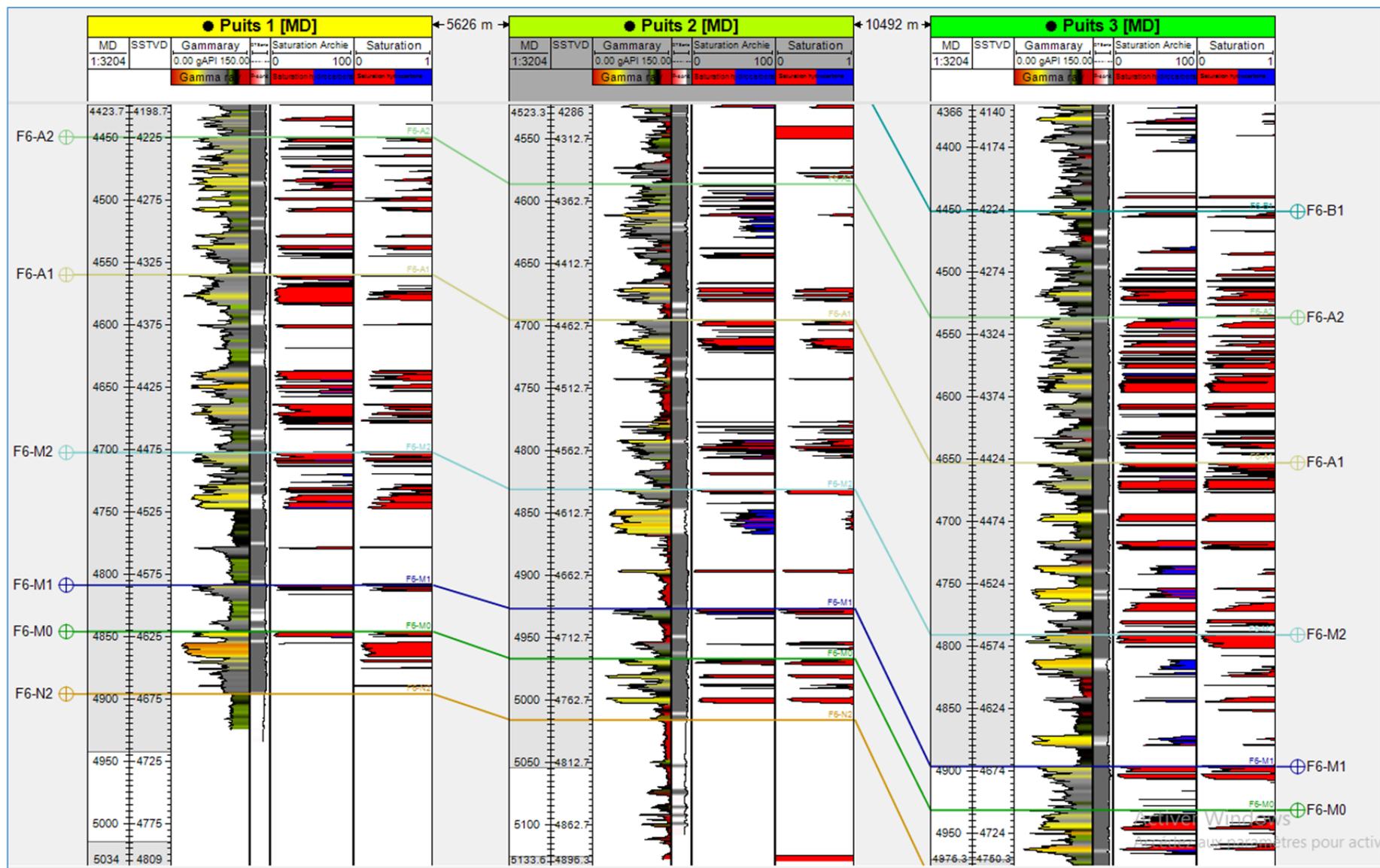


Figure 38. Comparaison des Saturations calculées et celles de Sonatrach des formations du SAG moyen et inférieur.

IV. Conclusion :

Suite à l'interprétation des diagraphies des puits 1, 2 et 3, il en ressort ce qui suit ;

Les Vsh et les porosités calculées, comparées à celles de Sonatrach sont très proches et ne présentent que des légères variations négligeables dans le chemin décisionnel.

Par contre les différentes saturations calculées avec les lois d'Archie et Simandoux, comparées à celles de Sonatrach quant à elles présentent de très grandes différences, notamment celle de Simandoux qui est surestime considérablement les SW, chose qui conduit à by passer ou rater des réservoirs potentiellement à hydrocarbures.

Les grès du TAGS, du Gédinnien, et ceux des unités SAG A et M peuvent représenter des réservoirs pétrolier potentiels, vu leur bonnes qualité réservoirs.

Le TAGS et le Gédinnien, bien qu'ils présentent de bons caractéristiques réservoirs, ils sont cependant aquifères sur tous les puits étudiés.

Le Trias Carbonaté est une formation argileuse pure et ne peut jouer que le rôle de couverture pour les réservoirs sou jacents (voir histogrammes 5 ; 6 et 7).

Les unités du SAG B1 et B2, bien qu'elles présentent des niveaux gréseux métriques, elles sont compactes et ou argileuse (à dominance de silt et d'argile) et ne présentent aucun intérêt pétrolier (voir la figure 34).

Au puits N°1, Le SAG M2 montre un intérêt pétrolier sur une hauteur utile cumulée de 12m. Ce qui est confirmé par le test au niveau de l'intervalle (4736 – 4747.5m) qui a produit du gaz avec plus de 14000 m³/h, sous duse 32/64". Les unités du SAG F6-A1 & F6-M0 quant à elles présentent propriétés pétrophysiques médiocres.

Au puits N°2, il ressort que les unités SAG M0 et A1 sont à hydrocarbures sur des hauteurs utiles de 8.5m et 3m respectivement. La première a produit plus de 5000 m³/h de gaz sous duse 32/64", suite au test réalisé au niveau des intervalles (4980-4982.5m/4987.5-4988.5m/4998-5002.5m). La seconde a produit plus de 10000 m³/h de gaz à condensat sous duse 32/64" à partir de l'intervalle (4891.5-4894.5m).

L'unité SAG M2, a aussi montré un potentiel en hydrocarbure, confirmé par le test, au niveau de l'intervalle (4847.5-4867m), qui a produit une faible quantité de Gaz à condensat.

Au puits N°3, les unités M2 et A1 présentent un intérêt pétrolier sur une hauteur cumulée de 3m et 6m respectivement. Ceci est confirmé par les deux tests, réalisé au-devant de ces deux réservoirs qui ont produit plus de 10 000 m³/h du Gaz à condensat pour le réservoir F6-M2, et plus de 15 000 m³/h de gaz à condensat pour le réservoir F6-A1.

Un phénomène de basse résistivité a été démontré sur l'unité SAG M2, aux puits N°1 & N°2, où les SW calculées dépassent largement les 50% (plus 50% au puits N°2 et plus de 90% au puits N°3). Pour rappelle ces deux unités ont produit des hydrocarbures avec des quantités conséquentes.

Conclusion générale

Dans la structure de Taouil située dans le bassin de Berkine, les réservoirs du Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS), Gédinnien et du Silurien Argilo-Gréseux (SAG) ont fait l'objet de cette étude pétrophysiques et séquentielles qui est basée essentiellement sur les mesures des diagraphies (Gamma Ray, Neutron, sonique, densité et résistivités...).

En premier lieu, Le découpage séquentiel allant du Silurien jusqu'au Trias réalisé aux niveaux des trois puits étudiés (P1, P2 et P3) sur la base de la réponse diagraphique du Gamma Ray, nous a permis d'identifier neuf séquences de troisième ordre. D'autres puits Well 2, P4 et P5) ont été intégrés par la suite pour propager les corrélations stratigraphiques dans toutes les directions (pour mettre en évidence les variations latérales et verticales des niveaux réservoirs).

L'évaluation pétrophysique faite à partir des mesures diagraphiques montre que les réservoirs de TAGS et Gédinnien ainsi que les réservoirs supérieurs du SAG (F6-B1+B2) dans la région étudiée (Taouil) sont aquifères bien qu'ils présentent de bonnes propriétés pétrophysiques.

Par contre les unités réservoirs inférieures du SAG (F6-A et F6-M) présentent un intérêt pétrolier, confirmés en outre par les différents tests de formation réalisés et qui ont produit du gaz à condensat avec des débits très importants.

Un phénomène de basses résistivités a été observés sur les unités M, ayant produit des hydrocarbures en face des bancs présentant des saturations en eau dépassant parfois les 90% (puits N°1 & puits N°2)

La formation du Gédinnien, se trouvant directement sous les formations triasiques, elle présente une grande différence dans la répartition de ses épaisseurs, ceci est dû à l'érosion hercynienne qui coiffe ses dépôts.