



UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE L'ENVIRONNEMENT

SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolière

Thème:

**ÉVALUATION GEOLOGIQUE ET PETROPHYSIQUE DES RESERVOIRS
DE LA REGION D'OGLET EN NACER DANS LE BASSIN D'AMGUID-
MESSAOUD : APPLICATION AU PERIMETRE TOUGGOURT EST II**

Kheridla Ismail

Lakehal Hana

Ismailia Wissam

Soutenu publiquement le: 11/06/2026

Devant le jury :

Président :	LAOUINI Hamza	MCB Univ de Ouargla
Encadreur:	BENKHEDDA Abdelhakim	MCB ENS de Ouargla
Co-Encadreur:	LAOUINI Reda	Univ de Ouargla
Examineur:	SAHRAOUI Saleh	MCB Univ de Ouargla

Année Universitaire 2025/2026

وَوَلَّىٰ عَزَّازٌ

Remerciements

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre encadrant, le Dr. Benkhedda Abdelhakim, pour ses conseils précieux, sa rigueur scientifique et son soutien constant tout au long de l'élaboration de ce mémoire.

Nos remerciements les plus sincères s'adressent également à Monsieur Dr. Reda Laouini, ingénieur, pour son aide précieuse, ses orientations techniques et sa disponibilité, qui ont grandement enrichi la qualité de notre travail.

Notre reconnaissance s'adresse aussi aux éminents membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant d'évaluer ce travail.

Nous adressons nos remerciements à l'ensemble du corps professoral de la Faculté des Hydrocarbures, des Sciences de la Terre et de l'Univers et des Énergies Renouvelables de l'Université Kasdi Merbah Ouargla pour la qualité de l'enseignement dispensé durant notre cursus.

Enfin, nous dédions ce travail à nos familles respectives, dont le soutien indéfectible et les encouragements constants ont été le moteur de notre persévérance tout au long de notre parcours universitaire.

Dédicaces

À nos parents,

Tel le socle cristallin (le Basement) sur lequel repose tout édifice, vous avez été les fondations inébranlables de notre existence. Votre amour et vos sacrifices ont été la pression litho statique qui a forgé notre résilience face aux aléas de ce parcours. Nous vous dédions cette recherche.

À nos familles,

Vous avez été nos couches sédimentaires protectrices, celles qui ont accumulé nos espoirs et filtré les pressions de la vie. Votre présence a été le réservoir de notre sérénité, nous permettant de traverser les zones de faille avec force et détermination.

À nos enseignants,

Semblables à des outils de diagraphie (logs) d'une extrême précision, vous nous avez aidés à interpréter les signaux complexes de la science, à caractériser nos connaissances et à sonder les profondeurs du savoir géologique. Votre rigueur scientifique a permis d'optimiser notre modèle intellectuel.

À tous ceux qui ont contribué à la maturation de ce projet,

Collègues et amis, nous avons traversé ensemble ces années de recherche comme des fluides circulant dans les pores d'une roche mère, partageant les défis et les succès jusqu'à la genèse finale de ce travail.

Lakehal Hana.....

Ismailia Wissam.....

Kheridla Ismail.....

Sommaire

Remerciements	3
Dédicaces	4
Sommaire	5
Liste d'abréviation	8
INTRODUCTION GENERALE	12
Chapitre I :	3
Généralités	3
Introduction	13
1. Cadre géographique et localisation des puits	13
Fig1 : carte localisation de la zone Oglet En Nacer	14
Fig2 : carte de position des puits située dans le périmètre de Touggourt	16
2. Cadre géologique régional et local	16
2.1. Contexte géologique général	16
3. Cadre lithostratigraphique	17
3.1. Paléozoïque	18
3.2. Trias	19
3.3. Jurassique	20
3.4. Crétacé	20
3.5. Cénozoïque	22
3.6. Quaternaire	23
4. Cadre tectonique et structurale	25
4.1. Organisation structurale régionale	25
4.2. Structuration locale : cas de la structure d'Oglet En Nasser	26
4.3. Implications pétrolières	26
5. Système pétrolier du bassin d'Amquid–Messaoud	27
5.1. Roche mère	27
5.2. Migration des hydrocarbures	27
5.3. Réservoirs	28
5.4. Roches couvertures	28
5.5. Pièges pétroliers	29
Conclusion	29
Chapitre II :	30
Notion FONDAMENTALE DE LA PETROPHYSIQUE	30
Introduction	31
Forage pétrolier	31

<u>Diagraphies</u>	31
<u>Carottes</u>	31
<u>2 Paramètres Pétrophysiques :</u>	32
<u>2.1 Composition de la roche</u>	32
<u>2.2 Porosité :</u>	32
<u>2.3. Perméabilité :</u>	34
<u>2.4. Saturation en eau (Sw) :</u>	34
<u>3. Notions générales sur les diagraphies</u>	35
<u>3.1. Résistivité (RT / LLD / LLS) :</u>	35
<u>3.2. Gamma Ray (GR)</u>	36
<u>3.3. Diagraphies neutron (NPHI)</u>	37
<u>3.4. Diagraphies de densité (RHOB)</u>	37
<u>Ces logs reposent sur l'interaction des rayons gamma avec la matière (effet Compton). Ils permettent de mesurer la densité de formation et de calculer la porosité densité.</u>	37
<u>3.5. Diagraphies Sonique (DT) :</u>	37
<u>Réservoir pétrolier :</u>	38
<u>Conclusion</u>	38
 <u>Chapitre III :</u>	39
<u>Caractérisation géologique, pétrophysique et évaluation du potentiel réservoir de la Série Inférieure du champ Oglet En Nacer</u>	39
<u>Introduction</u>	40
<u>Méthodologie</u>	40
<u>I.1. Présentation des données utilisées dans l'étude</u>	40
<u>I.2. Interprétation des variations d'épaisseur et de la structure du réservoir de la zone d'étude</u>	42
<u>I.3. Méthodologie d'interprétation pétrophysique</u>	44
<u>I. Évaluation de la formation de la Série Inférieure...</u>	48
<u>I.1. Évaluation géologique</u>	48
<u>Synthèse géologique de la Série Inférieure</u>	53
<u>I.2. Caractérisation pétrophysique de la Série Inférieure</u>	56
<u>Conclusion</u>	67
<u>Conclusion Générale</u>	68
<u>Référence Bibliographique</u>	71
<u>Référence interne au projet (document fournis) :</u>	71

Liste des figure

Fig1	carte localisation de la zone Oglet En Nacer	14
Fig2	carte de position des puits située dans le périmètre de Touggourt	16
Fig3	carte de situation technique et contexte géologique de la zone d'étude Oglet EN Nacer	17
Fig4	colonne lithostratigraphique de champ d'Oglet En Nasser OEN	24
Fig5	La porosité total	32
Fig6	Facteur influencent la Porosité primaire	33
Fig7	Type de Porosité secondaire	33
Fig8	Concept de la Porosité effective	34
Fig9	Concept de la Porosité connecté	34
Fig10	La Porosite residuelle	35
Fig11	concept de perméabilité des roches	35

Fig12	Paramètre de l'équation d'Archie et degrés de saturation	36
Fig16	Carte isoporosité au niveau du toit du réservoir de la SI	46
Fig17	Carte isosaturation au niveau du toit du réservoir de la SI	47
Fig18	Interface du logiciel Techlog utilisée pour l'interprétation pétrophysique	48
Fig19	Estimation du volume d'argile (Vsh) à partir de la courbe Gamma Ray sous Techlog.	49
Fig20	Détermination de la porosité à partir du log Sonic (DT) à l'aide du logiciel Techlog.	50
Fig21	Calcul de la saturation en eau (Sw) par la loi d'Archie sous Techlog	52
Fig22	Photo Carotte 1 de la Série Inférieure dans le puits X1	59
Fig23	Photo carotte 2 de la Série Inférieure dans le puits X1	60
Fig24	Résultats de l'interprétation pétrophysique de la Série Inférieure dans le puits X1	62
Fig25	Résultats de l'interprétation pétrophysique de la Série Inférieure dans le puits X2	63
Fig26	Résultats de l'interprétation pétrophysique de la Série Inférieure dans le puits Y1	64
Fig27	Résultats de l'interprétation pétrophysique de la Série Inférieure dans le puits Y2	66
Fig28	Résultats de l'interprétation pétrophysique de la Série Inférieure dans le puits Z1	67
Fig29	Diagramme du DST réalisé dans la Série Inférieure du puits X1	71

Liste des tableaux

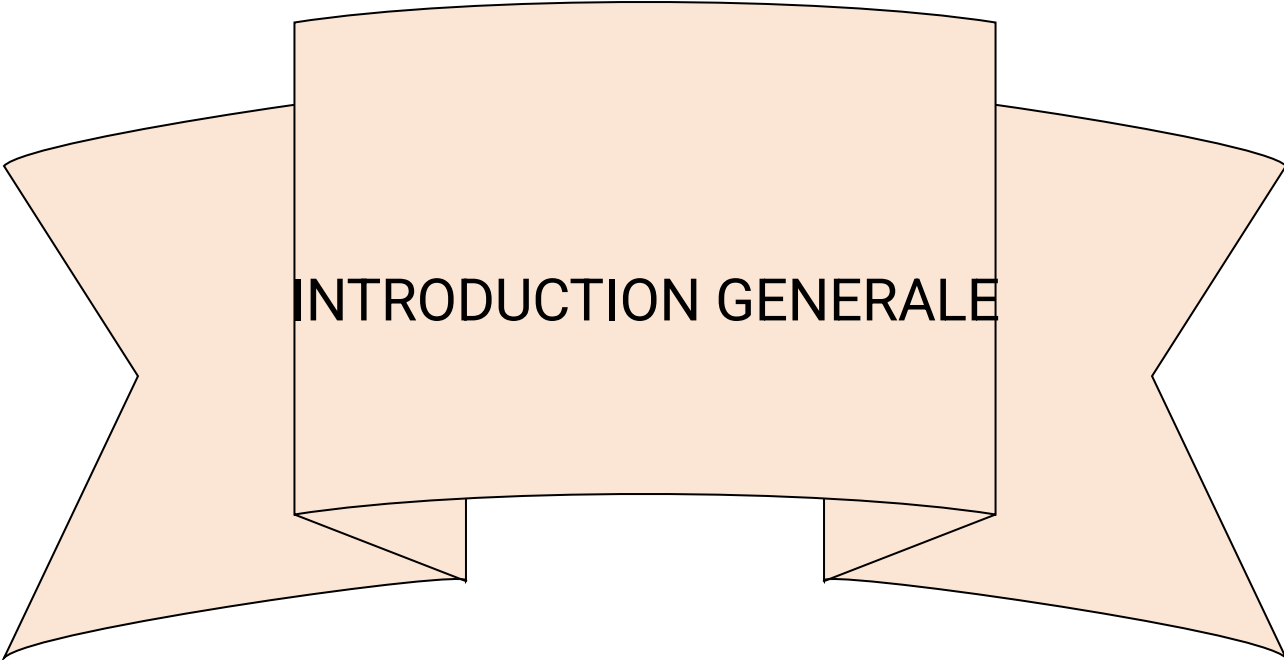
Tableau 1	Les coordonnées des puits étudiés	15
Tableau 2	Tops stratigraphiques de la Série Inférieure dans les puits étudiés	42

Liste d'abréviation

TVD	True Vertical Depth
SH	Shale
OWC	Oil-Water Contact
GOC	Gas-Oil Contact
DST	Drill Stem Test
BHT	Bottom Hole Temperature
DT	Sonic interval transit time (acoustic)
LLD / LLS	Laterolog Deep / Laterolog shallow
RT	True Formation Résistivity
Caliper	Diagraphie du diamètre du trou
GR	Gamma Ray (rayonnement gamma)
VSH	Shale Volume (Volume d'argile)
PHIE	Effectif Porosity
PHIT	Total Porosity
SW	Water Saturation
NPHI	Neutron Porosity
RHOB	Bulk Density
SP	Spontaneous Potential
K	Perméabilité
OEN	Oglet En Nacer
BBL	Baril (1 bbl = 159 litres)
MD	Mill darcy (unité de perméabilité)
API	American Petroleum Institut
SI	Série Inférieur

RXO

Resistivity of flashed zone



INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le bassin d'Amguid–Messaoud, localisé au sein de la plateforme saharienne dans le Sud-Est algérien, représente l'une des provinces pétrolières les plus importantes d'Afrique du Nord. Il s'inscrit dans un cadre géodynamique relativement stable, caractérisé par une subsidence progressive ayant favorisé l'accumulation de puissantes séries sédimentaires depuis le Paléozoïque jusqu'au Mésozoïque. L'intérêt géologique majeur de ce bassin réside dans la complexité de son architecture structurale, héritée de plusieurs phases tectoniques, ainsi que dans la diversité de ses environnements de dépôt, allant de systèmes fluviaux à marins peu profonds. Sur le plan pétrolier, le bassin d'Amguid–Messaoud abrite des systèmes pétroliers particulièrement efficaces, reposant sur une combinaison favorable entre roches mères riches en matière organique (notamment siluriennes), réservoirs de bonne qualité et couvertures imperméables assurant le piégeage des hydrocarbures. Les principaux niveaux réservoirs sont constitués de formations gréseuses, en particulier celles de l'Ordovicien (Grès de Hamra et de Ouargla), reconnues pour leur excellente porosité et perméabilité, ainsi que des dépôts triasiques (Série Inférieure), souvent associés à des systèmes fluviaux à deltaïques. Toutefois, la qualité de ces réservoirs demeure fortement contrôlée par des facteurs tels que l'hétérogénéité sédimentaire, la diagénèse (cimentation, dissolution) et la fracturation. Dans un contexte d'optimisation des ressources énergétiques nationales, Sonatrach a intensifié ses activités d'exploration et de développement dans cette région stratégique. Ces efforts visent à améliorer la compréhension des modèles sédimentologiques, à caractériser finement l'hétérogénéité verticale et latérale des réservoirs, ainsi qu'à affiner l'évaluation des paramètres pétrophysiques contrôlant la productivité des puits. L'intégration des données géologiques et diagaphiques constitue, à cet égard, un outil fondamental pour une caractérisation fiable des réservoirs.

Le présent mémoire s'inscrit dans cette démarche d'analyse intégrée. Il porte sur l'interprétation diagaphique et l'étude pétrophysique de plusieurs puits (X-1, X-2, Y-1, Y-2 et Z-1) localisés dans le périmètre de Touggourt Est II. Cette zone présente un intérêt particulier en raison des découvertes d'hydrocarbures (pétrole et gaz) confirmées au sein des formations ciblées. L'objectif est de mieux comprendre l'organisation des réservoirs, d'évaluer leur potentiel productif et de proposer une

interprétation cohérente de leur distribution spatiale et de leur qualité.

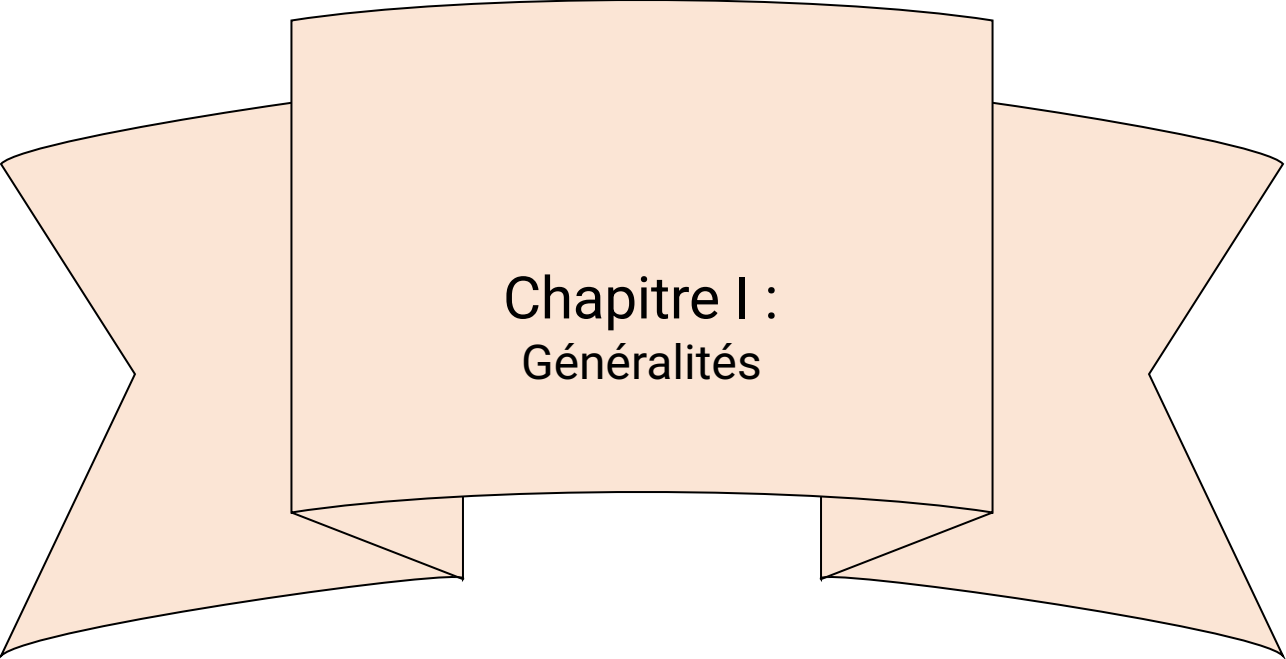
Problématique :

Dans un contexte marqué par une forte hétérogénéité des réservoirs gréseux du bassin d'Amguid-Messaoud, la problématique centrale de ce travail consiste à déterminer dans quelle mesure l'intégration des données diagraphiques et géologiques permet une caractérisation fiable des propriétés pétrophysiques, de la distribution des faciès et du potentiel productif des réservoirs au sein du secteur de Touggourt Est II.

Cette approche intégrée vise notamment à analyser l'impact des variations lithologiques sur la réponse des diagraphies, à évaluer le rôle des processus diagenétiques tels que la cimentation et la dissolution dans la dégradation ou l'amélioration de la qualité des réservoirs, ainsi qu'à apprécier la capacité des outils diagraphiques à discriminer avec précision les zones saturées en hydrocarbures et à identifier les niveaux potentiellement productifs.

Objectifs

L'objectif principal de ce mémoire est de réaliser une interprétation intégrée, à la fois pétrophysique et géologique, des puits (X1, X2, Y1, Y2, Z1), en s'appuyant sur une approche multidisciplinaire visant à améliorer la compréhension de l'organisation et du potentiel des réservoirs. Sur le plan géologique, il s'agit d'identifier et de caractériser les faciès sédimentaires, d'établir des corrélations stratigraphiques fiables entre les puits, d'analyser l'architecture des réservoirs ainsi que leur continuité latérale, d'étudier le cadre structural et son influence sur la mise en place des pièges, d'interpréter l'évolution des environnements de dépôt et d'évaluer la qualité des réservoirs en relation avec les processus diagenétiques. Sur le plan pétrophysique, l'étude vise à déterminer la porosité totale et effective à partir des diagraphies (densité, neutron et sonic), à estimer la saturation en eau (S_w) à l'aide de modèles appropriés tels que la loi d'Archie, à évaluer indirectement la perméabilité à travers des corrélations empiriques, à caractériser la lithologie et le volume d'argile (V_{sh}), à identifier les intervalles réservoirs productifs (Net Pay) selon des seuils (cut-offs) adaptés, à détecter les contacts entre fluides (OWC et GOC) et, enfin, à discriminer les zones potentiellement saturées en hydrocarbures à partir de l'analyse des logs de résistivité.



Chapitre I : Généralités

Introduction

Le présent chapitre a pour objectif de présenter le cadre géographique et géologique de la zone d'étude, en mettant en évidence les principaux éléments contrôlant la mise en place et la distribution des réservoirs pétroliers dans le bassin d'Amguid–Messaoud. Cette analyse constitue une étape fondamentale pour la compréhension des résultats de l'interprétation diagaphique, dans la mesure où les réponses des diagaphies sont étroitement liées aux caractéristiques lithologiques, structurales et sédimentaires des formations traversées.

Dans cette optique, ce chapitre aborde successivement la situation géographique des puits étudiés, le contexte géologique régional et local, la structuration tectonique du bassin, la stratigraphie détaillée des formations rencontrées ainsi que les du système pétrolier. L'ensemble de ces éléments permet d'établir une base solide pour l'interprétation pétrophysique et la caractérisation des réservoirs.

1. Cadre géographique et localisation des puits

La zone d'étude est située dans le Sud-Est de l'Algérie, au sein de la plateforme saharienne, plus précisément dans le périmètre de Touggourt Est II, qui fait partie intégrante du bassin d'Amguid–Messaoud. Ce bassin constitue l'une des principales provinces pétrolières du pays, caractérisée par une activité d'exploration et de production intense.

À l'échelle locale, la structure d'Oglet En Nasser (OEN) représente l'entité structurale principale étudiée. Elle présente une forme allongée suivant une direction générale NE–SW, avec une superficie d'environ 150 km² et une amplitude structurale estimée à 50 m. Cette géométrie traduit un contrôle tectonique marqué, en lien avec les phases de déformation ayant affecté la région.

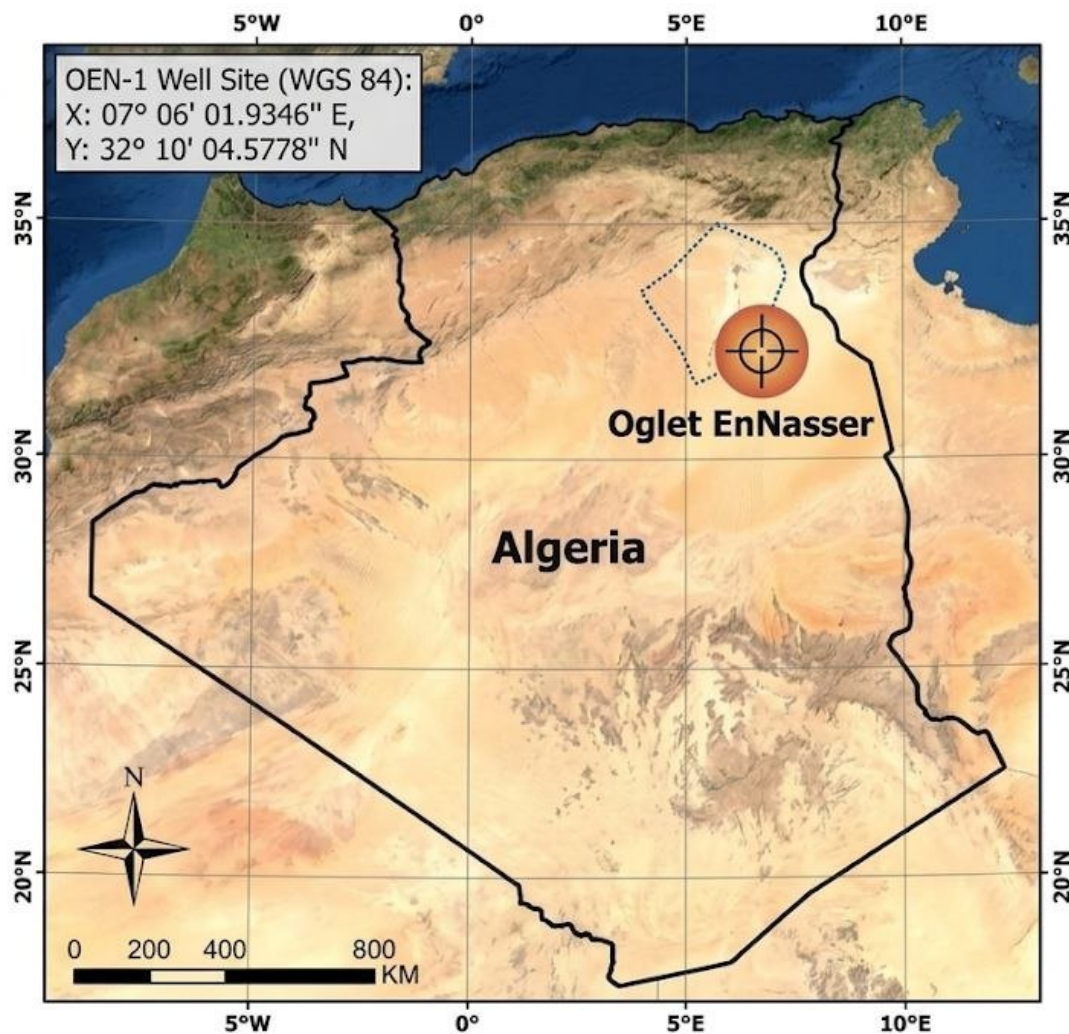


Fig1 : carte localisation de la zone Oglet En Nacer

Les puits étudiés (X1, X2, Y1, Y2 et Z1) sont implantés dans ce périmètre stratégique, avec des coordonnées UTM (Zone 32) permettant une localisation précise et une analyse spatiale rigoureuse. Leur distribution géographique est particulièrement intéressante pour l'étude de la variabilité latérale des réservoirs : le puits X2 est situé à environ 4,7 km au Nord-Est du puits X1, tandis que le puits Y1 est localisé à environ 10,5 km à l'Ouest de X1. Le puits Y2 se trouve également dans le secteur occidental, à une distance d'environ 8 km, alors que le puits Z1 est implanté au Sud-Est du puits Y1 à environ 3,8 km.

Tableau. 1 : Les coordonnées des puits étudiés (Source: Rapport d'implantation)

Les Puits	UTM 32	BLOC
-----------	--------	------

X1	X: 320893.2m Y: 3560360.9m	415b-424c
Y1	X: 312669.7m Y: 3558467.1m	(415a-424b-423)
Y2	X : 882 314.9967m Y : 3 571 281,4533m	(415a_424b_423)
Z1	X :313753.031m Y :3554978.805m	(415a – 424b-423)

L'accès à la zone d'étude s'effectue principalement par piste à partir de la base pétrolière de Hassi Messaoud (base 24 Février), en empruntant les axes de ZCINA et de Bir Sbaa, ce qui souligne l'importance logistique de cette région dans les activités pétrolières nationales.

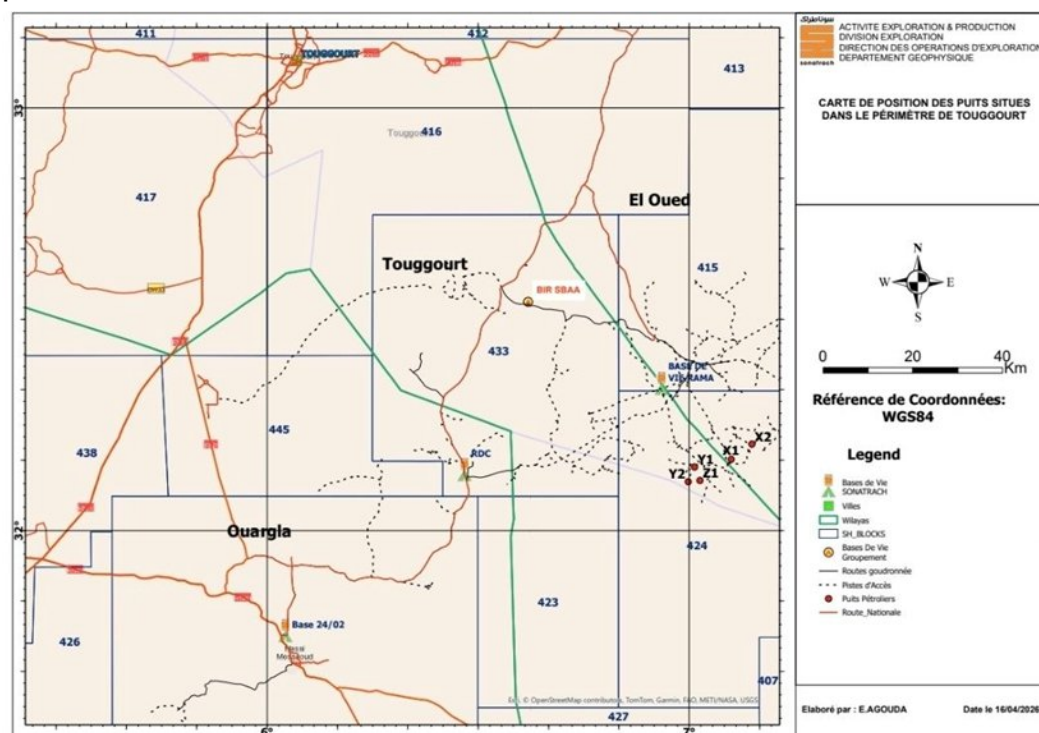


Fig2 : carte de position des puits située dans le périmètre de Touggourt

2. Cadre géologique régional et local

2.1. Contexte géologique général

Le bassin d'Amguid–Messaoud est situé dans la partie centrale du Sahara algérien. Il s'étend entre les bassins d'Illizi au Sud-Est et de Berkine au Nord, et constitue un bassin intracratonique majeur caractérisé par une subsidence progressive ayant permis l'accumulation d'une série sédimentaire épaisse allant du Précambrien au Quaternaire (Boudjema, 1987).

Ce bassin est caractérisé par une grande stabilité tectonique relative, interrompue par plusieurs phases de déformation majeures, notamment la phase hercynienne, qui a profondément remodelé l'architecture structurale de la région. Ces événements tectoniques ont joué un rôle déterminant dans la formation des pièges pétroliers et dans la distribution des réservoirs.

À l'échelle locale, la structure d'Oglet En Nasser s'inscrit dans ce cadre général et présente une organisation structurale modérément complexe. Les puits étudiés sont principalement implantés dans la partie Nord-Est de cette structure. Le toit du Trias Série Inférieure est atteint à une profondeur d'environ 3892 m (≈ -3750 m TVDSS), ce qui reflète un enfouissement important et des conditions favorables aux processus diagénétiques.

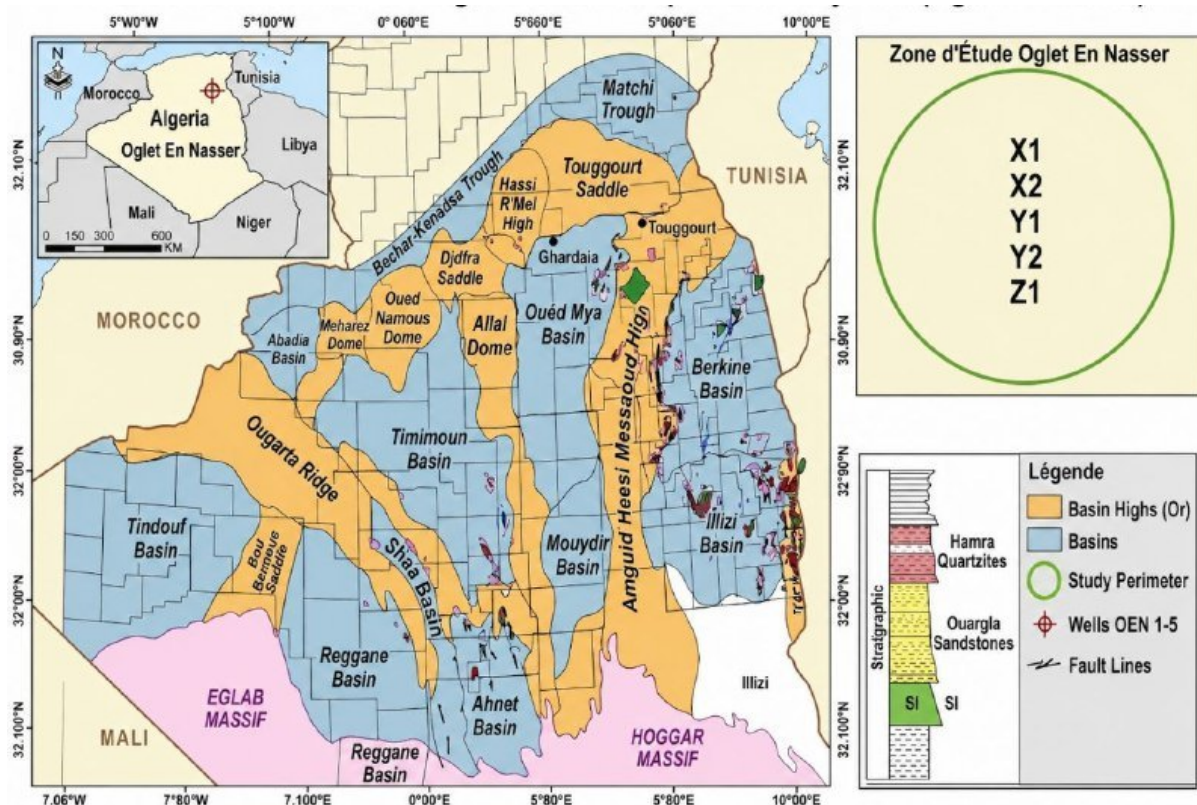


Fig 3 : carte de situation technique et contexte géologique de la zone d'étude Oglet EN Nacer

3. Cadre lithostratigraphique

Le remplissage sédimentaire du bassin d'Amguid–Messaoud se caractérise par une succession lithostratigraphique épaisse et continue, résultant d'une évolution paléogéographique complexe contrôlée par la subsidence intracratonique et les épisodes tectoniques majeurs, notamment la phase hercynienne. Cette série enregistre une alternance de dépôts détritiques, carbonatés et évaporitiques, témoignant de variations importantes des environnements de sédimentation, allant du continental au marin restreint. L'analyse lithostratigraphique permet ainsi de distinguer plusieurs ensembles majeurs :

3.1. Paléozoïque

Le Paléozoïque constitue un élément fondamental du système pétrolier du bassin, en particulier à travers les formations ordoviciennes et siluriennes.

3.1.1. Ordovicien

Les dépôts ordoviciens sont dominés par des formations détritiques silicoclastiques, principalement constituées de grès quartzitiques. Parmi les unités les plus importantes, on distingue :

- Les Quartzites de Hamra :

Ils sont constitués de grès blancs à gris, fins à moyens, localement grossiers, bien à moyennement triés, à grains subarrondis à arrondis, avec une cimentation siliceuse dominante. Leur texture compacte et leur faible teneur en matrice argileuse leur confèrent de bonnes propriétés réservoir, bien que celles-ci puissent être localement altérées par la cimentation secondaire. La présence de niveaux argileux intercalés témoigne de variations des conditions hydrodynamiques.

- Les Grès d'El Atchane :

Il s'agit de grès fins à très fins, parfois glauconieux, de couleur gris-blanchâtre à verdâtre, indiquant un environnement de dépôt marin peu profond à influence transgressive. Leur composition silico-argileuse et leur degré de compaction influencent directement leur qualité pétrophysique.

- Argiles et niveaux silteux associés (El Gassi, M'Kratta) :

Ces niveaux, constitués d'argiles grises à noires, parfois micacées et silteuses,

représentent des dépôts de faible énergie. Ils jouent un rôle important en tant que niveaux de séparation et peuvent constituer localement des barrières à la circulation des fluides.

Dans l'ensemble, les formations ordoviciennes correspondent à des systèmes déposés en milieu marin peu profond à transitionnel, avec des épisodes de régression et de transgression contrôlant la granulométrie et l'organisation des dépôts.

3.1.2. Silurien

Le Silurien est représenté principalement par des argiles noires riches en matière organique, souvent laminées et localement intercalées de fins niveaux gréseux. Ces dépôts se sont formés dans un environnement marin anoxique, favorable à la préservation de la matière organique.

Cette formation constitue la roche mère principale du bassin, avec un potentiel pétrolier élevé (TOC important). Son caractère ductile et sa faible perméabilité en font également une excellente couverture locale pour certains réservoirs sous-jacents.

3.2. Trias

Le Trias représente une unité clé dans le bassin, notamment à travers la Série Inférieure (SI), qui constitue un réservoir majeur dans la région étudiée.

3.2.1. Trias Série Inférieure

Cette unité est dominée par des grès détritiques associés à des niveaux argileux et évaporitiques. Les grès sont généralement fins à moyens, subarrondis à arrondis, avec une matrice argileuse variable et une cimentation siliceuse à carbonatée. La présence de structures sédimentaires telles que la stratification oblique indique des environnements de dépôt de type fluviatile à deltaïque.

La qualité réservoir de ces grès dépend fortement :

- ✓ Du degré de tri granulométrique,
- ✓ De la quantité de matrice argileuse,
- ✓ Des processus diagénétiques (compaction, cimentation, dissolution).

3.2.2. Trias évaporitique et argileux

Les niveaux supérieurs du Trias sont marqués par une alternance de :

- ✓ Sel massif (halite),

- ✓ Anhydrite,
- ✓ Argiles rouges à verdâtres.

Ces dépôts traduisent des conditions évaporitiques en milieu restreint (lagunaire à sebkha) et jouent un rôle fondamental en tant que roches couvertures régionales, assurant l'étanchéité des réservoirs sous-jacents.

3.3. Jurassique

Les formations jurassiques sont caractérisées par une alternance de dépôts argileux, carbonatés et évaporitiques, reflétant des environnements marins peu profonds à restreints.

Lias :

dominé par des dépôts évaporitiques (sel, anhydrite) associés à des argiles, traduisant des conditions de forte évaporation.

Dogger :

alternance d'argiles, de grès fins et de carbonates, indiquant un environnement lagunaire à marin peu profond.

Malm :

présence accrue de carbonates (calcaires, dolomies) avec intercalations détritiques.

Ces formations jouent principalement un rôle de couverture, bien que certains niveaux carbonatés puissent présenter un potentiel réservoir secondaire.

3.4. Crétacé

3.4.1. Néocomien

Le Néocomien, d'une épaisseur moyenne de 242 m, constitue la base des séries crétacées dans la zone étudiée. Il est représenté par une alternance d'argiles grises à brun-rouge, tendres, intercalées de grès gris à blancs et beige. Cette succession traduit un environnement de dépôt de type continental à transition marine, dominé par des apports détritiques fins et une sédimentation relativement instable.

Lithostratigraphiquement, il correspond à une unité argilo-détritique de base, marquant le début de la transgression crétacée.

3.4.2. Barrémien

Le Barrémien présente une épaisseur moyenne d'environ 350 m et est dominé par des grès blancs à translucides, grossiers, associés à des intercalations d'argiles brunâtres

tendres à pâteuses ainsi qu'à des niveaux de calcaires gris à blancs. Cette organisation lithologique traduit un système fluvial à continental fortement dynamique, caractérisé par une alternance de dépôts de chenaux sableux et de plaines d'inondation argileuses. Lithostratigraphiquement, il s'agit d'une unité très hétérogène organisée en corps sableux empilés.

3.4.3. Aptien

L'Aptien est une unité relativement mince, d'environ 25 m d'épaisseur, constituée de calcaires dolomitiques blancs, moyennement durs, évoluant localement vers des dolomies beige microcristallines compactes et dures. Cette formation correspond à un épisode carbonaté relativement stable, marqué par une sédimentation de plateforme marine peu profonde. Lithostratigraphiquement, elle se distingue par sa faible épaisseur et sa forte homogénéité carbonatée.

3.4.4. Albien

L'Albien, d'une épaisseur moyenne de 194 m, est constitué de grès fins à moyens argileux, avec des intercalations d'argiles plastiques et la présence de niveaux sableux grossiers à la base. Cette unité traduit une sédimentation détritique hétérogène, de type fluvial à deltaïque, organisée en séquences gréseuses et argileuses alternées. Elle présente une forte variabilité verticale et latérale.

3.4.5. Cénomanién

Le Cénomanién, d'environ 198 m d'épaisseur, est représenté par une alternance de calcaires tendres, localement dolomitiques, d'argiles grises plastiques et de niveaux d'anhydrite légèrement carbonatée. Cette succession indique un système de dépôt mixte carbonaté-évaporitique, caractérisé par des fluctuations fréquentes du niveau marin et des conditions de sédimentation instables.

3.4.6. Turonien

Le Turonien, d'une épaisseur moyenne de 92 m, est constitué de calcaires blancs localement crayeux, parfois légèrement argileux, avec de fines intercalations d'argiles gris-vert faiblement carbonatées. Cette unité correspond à une plateforme carbonatée relativement homogène, caractérisée par une faible hétérogénéité lithologique et une continuité verticale importante.

3.4.7. Sénonien carbonaté

Cette unité présente une épaisseur moyenne d'environ 179 m et est dominée par une alternance de calcaires dolomitiques et de dolomies calcaires, avec des intercalations de marnes et d'argiles carbonatées. Elle contient également des niveaux de calcaire

blanc massif, ainsi que des traces d'anhydrite et de gypse à la base.

Lithostratigraphiquement, elle représente une transition progressive vers des conditions de plus en plus restreintes.

3.4.8. Sénonien salifère

D'une épaisseur moyenne de 78 m, cette unité est constituée de sel massif translucide (halite), intercalé de niveaux d'argiles rouges brunâtres et gris-verdâtres, ainsi que d'un banc d'anhydrite blanche pulvérulente accompagné de fines passées dolomitiques gris-beige. Il s'agit d'une unité évaporitique continue, très homogène, jouant un rôle majeur de couverture régionale.

3.5. Cénozoïque

3.5.1. Éocène

L'Éocène constitue l'unité carbonatée la plus ancienne du Cénozoïque dans le bassin d'Amguid–Messaoud. Il est représenté par une épaisseur moyenne d'environ 37 m et se compose essentiellement de calcaires blancs crayeux, souvent massifs, contenant localement des inclusions de silex. Cette unité est également caractérisée par la présence de passées dolomitiques blanches, ainsi que de fines intercalations d'argiles grises.

Sur le plan lithostratigraphique, l'Éocène correspond à une formation carbonatée relativement homogène, traduisant une sédimentation de type plateforme marine peu profonde à énergie modérée. La présence de silex témoigne de processus diagénétiques de silicification post-dépositionnelle, influençant la texture et la compacité de la roche.

3.5.2. Mio-Pliocène

Le Mio-Pliocène repose en discordance sur les unités plus anciennes et constitue une formation détritique continentale à transition fluviale. Il présente une épaisseur moyenne d'environ 114 m et est dominé par des sables translucides à jaunâtres, de granulométrie variable allant de la fin au grossier. Ces dépôts sont généralement mal triés et subarrondis, traduisant une énergie de transport variable et des conditions de dépôt instables.

Cette unité est localement enrichie par des passées de grès blancs, intercalées avec de fins niveaux d'argiles brunes à jaunâtres, de nature silteuses et à consistance tendre à pâteuse. Lithostratigraphiquement, le Mio-Pliocène correspond à un système fluvial à alluvial, caractérisé par une forte hétérogénéité verticale et latérale des faciès.

3.6. Quaternaire

Le Quaternaire constitue l'unité la plus récente du bassin et représente les dépôts superficiels actuels. Il est principalement composé de sables éoliens et alluviaux récents, généralement meubles, mal consolidés et à granulométrie fine à moyenne. Ces dépôts peuvent être associés localement à des limons et argiles superficielles, issus de l'altération et du remaniement des formations sous-jacentes.

Sur le plan lithostratigraphique, le Quaternaire ne présente pas une organisation stratifiée bien développée, mais correspond plutôt à une couverture sédimentaire discontinue contrôlée par les conditions climatiques arides actuelles. Il joue un rôle important dans les processus d'érosion, de remaniement et de recharge hydrologique superficielle, sans impact direct sur le système pétrolier profond.

GROUPE SONATRACH - DIRECTION EXPLORATION - WILAYA D'EL OUED

AGE		ETAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE
CENOZ		Mio-Plio		Sable Grès et argiles
		Eocène		
C R E T A C E	senonien	Carbonaté		Calcaire dolomitique + dolomie calcaire
		anhydritique		Anhydrites et dolomie
		Salifère		Sel + Anhydrite
		Turonion		Calcaire crayeux
		Cénomanién		Argile grise, Anhydrite blanche, dolomie et marne
		Albian		Grès fin à moyen et intercalation d'Argile brun nutge et de sable prossier à la base
		Aptien		Dolomie et Marne
		Barremien		Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Marne et Anhydrite.
		Néocomien		Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Marne et Anhydrite.
		Maim		Argile silteuse à intercalation de Dolomie de Calcaire et Marne
J U R A S S I Q U E	Dogger	Argilloux		Argile indurée, Dolomie Grès et Anhydrite.
		Lagunaire		Anhydrite + Dolomie, passées d'Argile silteuse
		Lias anhydritique		Anhydrite + Argile
		Lias Salifère		Sel + Argile
		H.B		Argile et Dolomie
		S1 + S2		Sel massif? Anhydrite blanche et dolomie
		S3		Sel massif incolore à rose
		Lias Arglieux		Argile brun rouge parfois salifère
		Trias S4		Sel massif
		Trias Arglieux		Argile silteuse+ passées de grès
T R I A S		T2 + T1		Grès + argles
		Roche érup.		Roches druptives
		Série Inférieure		Grès
S i l u r i e n				
O R D O V I C I E N		Dalle de MKrata		Grès
		Argile Microcong		Argile à martriconglomerats
		Quartzzès Hamra		Grès quartzziques a quartzites
		Grès Atchane		grès gris clair+ argile
		Argile d'El Gassi		Argile gris sombre

— Discordance Hercynienne
— Discordance Taconique

Figure4 :colonne lithostratigraphique et cadre sédimentaire du champ d'Oglet En Nasser.

4. Cadre tectonique et structurale

Le bassin d'Amguid–Messaoud constitue une structure haute majeure de la plateforme saharienne centrale. Son architecture actuelle résulte d'une évolution tectonique polyphasée, dominée par l'héritage de la tectonique hercynienne (fin du Paléozoïque), qui a profondément remodelé la géométrie des unités sédimentaires et contrôlé la mise en place des principaux systèmes pétroliers.

Cette phase hercynienne est à l'origine d'une discordance régionale majeure,

affectant les séries paléozoïques supérieures et marquant un hiatus important dans l'enregistrement sédimentaire. Cette surface de discordance joue un rôle fondamental dans le système pétrolier, en constituant à la fois une surface de migration préférentielle des hydrocarbures et une limite structurale entre différents domaines de déformation.

4.1. Organisation structurale régionale

À l'échelle régionale, le bassin est caractérisé par la présence de môles structuraux (structural highs), correspondant à des zones hautes allongées suivant une direction générale Nord–Sud. Ces structures séparent des zones de subsidence adjacentes et contrôlent fortement la distribution des dépôts sédimentaires ainsi que la localisation des réservoirs.

Ces môles jouent un rôle essentiel dans :

- ✓ la compartimentation des bassins sédimentaires,
- ✓ la création de barrières structurales naturelles,
- ✓ et la focalisation des systèmes pétroliers.

Le style structural du bassin d'Amguid–Messaoud est dominé par un réseau complexe de failles normales et inverses, héritées de plusieurs phases tectoniques successives.

Les directions principales de fracturation sont méridiennes à subméridiennes (N–S), Tandis que des directions secondaires importantes s'organisent selon un axe NW–SE. Cette organisation structurale traduit un régime tectonique polyphasé, ayant alterné phases compressives et extensives. Ces structures contrôlent directement :

- la géométrie des réservoirs,
- leur continuité latérale,
- et les chemins de migration des hydrocarbures.

Dans ce contexte structural complexe, les pièges pétroliers sont de type mixte, combinant plusieurs mécanismes :

- Pièges structuraux : liés aux plis, failles et compartimentations tectoniques
- Pièges stratigraphiques : liés aux variations latérales de faciès et aux discontinuités sédimentaires
- Pièges combinés : résultant de l'interaction entre tectonique et sédimentation

La structure régionale de type Hassi Messaoud illustre parfaitement ce modèle, avec un anticlinal complexe tronqué par la discordance hercynienne, formant un système de piège à la fois structural et stratigraphique très efficace.

4.2. Structuration locale : cas de la structure d'Oglet En Nasser

À l'échelle locale, la structure d'Oglet En Nasser (OEN), correspondant à la zone d'étude des puits, est fortement influencée par ce cadre tectonique régional.

Elle est affectée par :

- ✓ un réseau de failles normales orientées NE–SW,
- ✓ avec des rejets compris entre 30 et 60 m,
- ✓ ainsi que par des failles régionales majeures limitant la structure à l'Ouest, orientées E–W et NE–SW.

Cette configuration met en évidence un degré élevé de compartimentation tectonique, responsable de la fragmentation des réservoirs et de la variabilité des propriétés pétrophysiques observées entre les puits.

4.3. Implications pétrolières

La structuration tectonique du bassin a des conséquences directes sur le système pétrolier :

- ✓ contrôle de la migration des hydrocarbures le long des failles et de la discordance hercynienne,
- ✓ création de pièges structuraux efficaces,
- ✓ compartimentation des réservoirs gréseux, et hétérogénéité des propriétés pétrophysiques.

Ainsi, la structure d'Oglet En Nasser représente un système pétrolier contrôlé simultanément par la tectonique régionale et locale, où la fracturation joue un rôle déterminant dans la distribution des fluides.

5. Système pétrolier du bassin d'Amguid–Messaoud

Le bassin d'Amguid–Messaoud constitue l'un des systèmes pétroliers majeurs de la plateforme saharienne, caractérisé par l'association classique des éléments indispensables à la formation et à l'accumulation des hydrocarbures : roche mère efficace, réservoirs de bonne qualité, couvertures étanches et pièges structuraux et

stratigraphiques bien développés.

5.1. Roche mère

La principale roche mère du bassin est représentée par les argiles siluriennes riches en matière organique, connues pour leur fort potentiel générateur.

TOC : généralement supérieur à 2 %, indiquant une bonne à très bonne richesse organique

Lithologie : argiles noires à grises, riches en matière organique et à radioactivité naturelle élevée

Environnement de dépôt : milieu marin profond anoxique, favorable à la conservation de la matière organique

Ces formations constituent la source principale des hydrocarbures du bassin et sont responsables de la charge des réservoirs ordoviciens et triasiques.

5.2. Migration des hydrocarbures

La migration s'effectue selon plusieurs voies :

- ✓ Migration verticale et latérale le long de la discordance hercynienne,
- ✓ Circulation à travers les grès perméables du Trias (Série Inférieure),
- ✓ Migration contrôlée par le réseau de failles régionales et locales, jouant un rôle de conduits préférentiels.

5.3. Réservoirs

Les principaux réservoirs du bassin sont constitués par les grès du Trias Série Inférieure, exploités dans les puits X-1, X-2, Y-1, Y-2 et Z-1.

- ✓ Caractéristiques lithologiques
- ✓ Grès gris clair à gris sombre
- ✓ Granulométrie fine à moyenne, localement grossière
- ✓ Grains subarrondis à arrondis
- ✓ Matrice argileuse variable (argileux à silico-argileux)
- ✓ Texture friable à moyennement consolidée

- ✓ Présence fréquente de fissures subverticales, semi-ouvertes à fermées
- ✓ Structures sédimentaires dominées par la stratification oblique
- ✓ Qualité réservoir

Ces caractéristiques confèrent aux grès triasiques :

- Une porosité primaire modérée à bonne
- Une perméabilité hétérogène contrôlée par la cimentation et les fractures
- Une anisotropie forte liée à la stratification et aux chenaux fluviaux

5.4. Roches couvertures

Les couvertures du système pétrolier sont essentielles pour assurer le piégeage des hydrocarbures.

- ✓ Couverture régionale
- ✓ Argiles siluriennes
- ✓ Marnes jurassiques épaisses (> 300 m)
- ✓ Couverture locale
- ✓ Argiles du Trias inférieur (Trias argileux)
- ✓ Niveaux évaporitiques (sel et anhydrite)

Ces unités présentent une très faible perméabilité, assurant une excellente étanchéité verticale et latérale.

5.5. Pièges pétroliers

Les pièges du bassin d'Amguid–Messaoud sont de nature mixte, combinant plusieurs mécanismes :

- Pièges structuraux : anticlinaux, failles normales et inverses
- Pièges stratigraphiques : variations latérales de faciès, changements granulométriques
- Pièges combinés : interaction entre tectonique hercynienne et hétérogénéité sédimentaire

La structure d'Oglet En Nasser illustre ce type de piège, contrôlé par :

- ✓ La structuration hercynienne héritée
- ✓ La compartimentation par failles
- ✓ Les variations lithologiques des grès réservoirs

Conclusion

Le bassin d'Amguid–Messaoud constitue un système pétrolier complet et très efficace de la plateforme saharienne. Son fonctionnement repose sur l'association cohérente des éléments essentiels : une roche mère silurienne riche en matière organique, des voies de migration contrôlées par la discordance hercynienne et le réseau de failles, des réservoirs gréseux principalement triasiques de bonne qualité, ainsi que des couvertures épaisses argilo-évaporitiques du Trias et du Jurassique assurant l'étanchéité des accumulations.

La structuration tectonique complexe, héritée de plusieurs phases de déformation, joue un rôle déterminant dans la formation des pièges, essentiellement de type mixte (structuraux et stratigraphiques), et dans la compartimentation des réservoirs.

Ainsi, l'ensemble de ces éléments confirme que le bassin d'Amguid–Messaoud représente un système pétrolier actif, où la qualité des réservoirs, l'efficacité des couvertures et le contrôle structural conditionnent directement le potentiel d'accumulation des hydrocarbures, constituant la base de l'analyse pétrophysique et diagraphique développée dans les chapitres suivant

Chapitre II :
Notion fondamentale de la Pétrophysique

CHAPITRE II : NOTION FONDAMENTALE DE LA PETROPHYSIQUE

Introduction

La pétrophysique est la discipline qui étudie les propriétés physiques des roches et leur interaction avec les fluides qu'elles contiennent (eau, pétrole, gaz). Elle permet d'évaluer des paramètres tels que la porosité, la perméabilité et la saturation afin de caractériser les réservoirs et d'estimer leur potentiel de production.

1- Méthodes d'évaluation des réservoirs Pétroliers:

Forage pétrolier

Le forage pétrolier est une opération technique consistant à réaliser un puits dans le sous-sol à l'aide d'un appareil de forage afin d'atteindre des formations géologiques susceptibles de contenir des hydrocarbures. Il constitue une étape essentielle dans l'exploration, l'évaluation et l'exploitation des gisements de pétrole et de gaz naturel. Le forage permet également l'acquisition de données géologiques, géophysiques et pétrophysiques nécessaires à la caractérisation des réservoirs.

Diagraphies

Les diagraphies sont des enregistrements continus des propriétés physiques des formations géologiques traversées par un forage. Elles sont réalisées au moyen de sondes introduites dans le puits et permettent de mesurer divers paramètres tels que la résistivité électrique, la radioactivité naturelle, la densité, la porosité, la vitesse acoustique ou encore le potentiel spontané. Les diagraphies constituent un outil fondamental pour l'identification lithologique, l'évaluation des propriétés pétrophysiques et la détection des zones potentiellement productrices d'hydrocarbures.

Carottes

Les carottes sont des échantillons cylindriques de roche prélevés directement dans les formations géologiques lors des opérations de forage à l'aide d'un carottier. Elles représentent une portion intacte du sous-sol et fournissent des informations précieuses sur la lithologie, la texture, la structure sédimentaire, la porosité, la perméabilité, la minéralogie et le contenu paléontologique des roches. Les analyses effectuées sur les carottes permettent une caractérisation détaillée des réservoirs et servent à calibrer les données diagraphiques.

2 -Paramètres Pétrophysiques :

2.1 Composition de la roche

La roche est constituée de :

matrice solide

fluides (eau, huile, gaz)

argiles

2. 2 Porosité :

La porosité représente le volume des vides dans la roche.

Déterminée par :

- ✓ Immersion au mercure
- ✓ Méthode géométrique
- ✓ Poussée d'Archimède

2. 2.1 Types de porosité :

Porosité totale : La porosité totale ou absolue est le rapport entre le volume des vides et le volume total de la roche C'est un nombre sans unité exprimé en %.

$$\text{porosité totale} = \phi_t = \frac{\text{volume des vides}}{\text{volume total de la roche}}$$

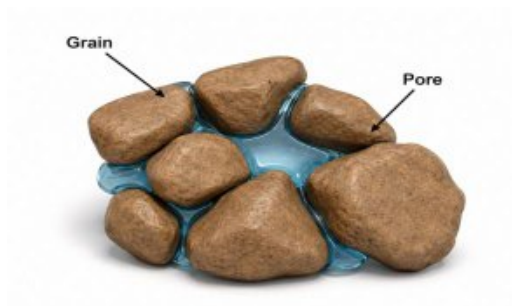


Figure5 : porosité totale

porosité primaire : formée pendant le dépôt du sédiment, est de type inter granulaire. Son importance dépend du degré de classement des grains et de leur forme. Elle ne dépend pas de leur taille. La porosité primaire que l'on rencontre surtout dans les roches détritiques diminue généralement avec le temps sous l'effet de la cimentation et de la compaction.

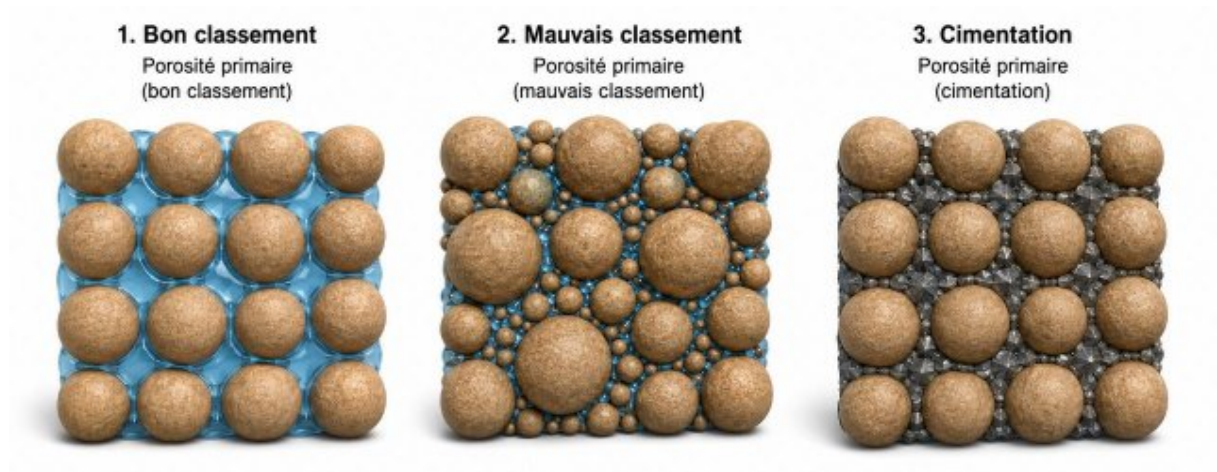


Fig6 : facteur influencent la porosité primaire

La porosité secondaire englobe la porosité vacuolaire acquise par dissolution dans les roches d'origine chimique ou biochimique, la porosité de fracture et la porosité due à l'altération.

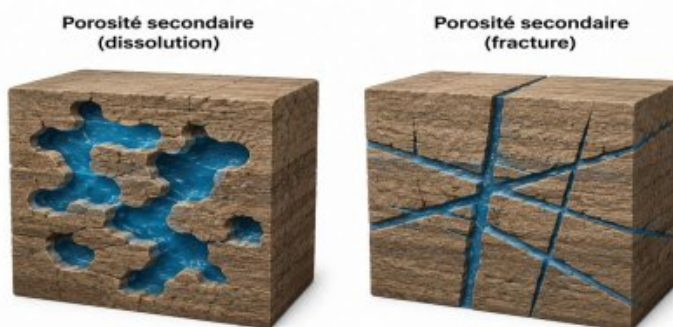


Fig7 : types de porosité secondaire

Porosité effective (utile) : Les pores, pour permettre le passage d'un fluide, doivent être connectés. On définit alors:

$$\text{porosité effective} = \phi_e = \frac{\text{volume total des vides communicants}}{\text{volume total de la roche}}$$

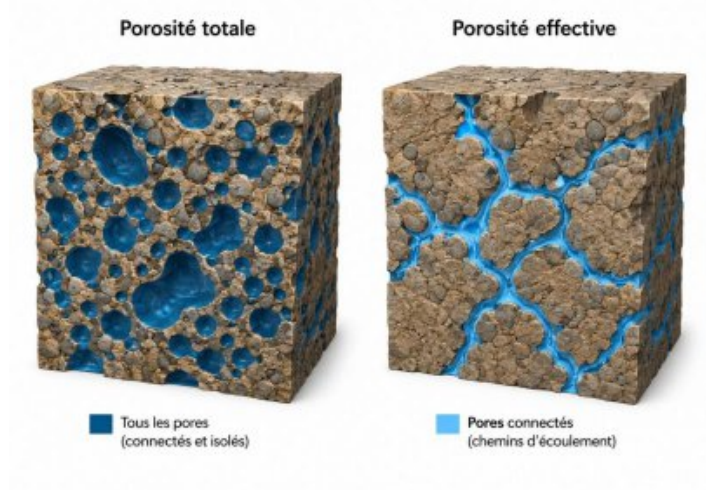


Fig8 : concept de la porosité efficace

Porosité connectée : l'ensemble des pores ou des vides d'un matériau qui communiquent entre eux.

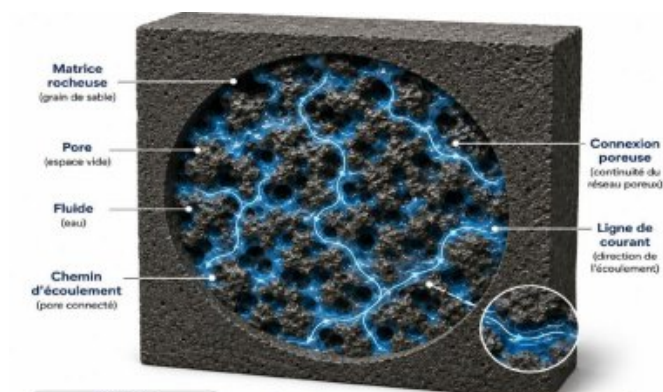


Fig9: concept de la porosité connecté

Porosité résiduelle : l'ensemble des pores ou des vides d'un matériau qui communiquent entre eux ou avec le milieu extérieur.

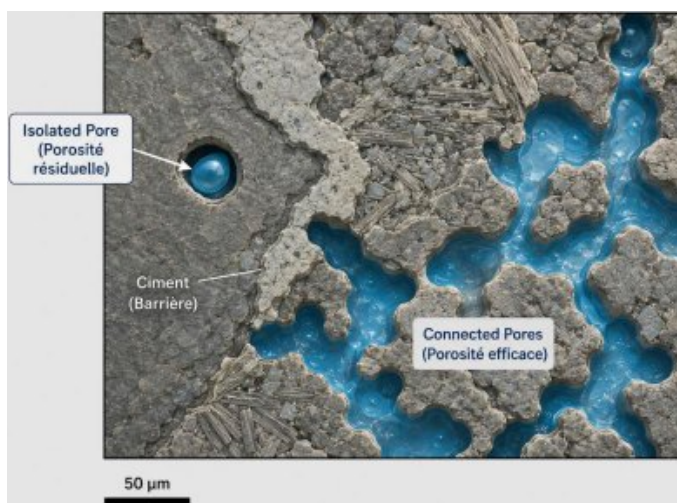


Fig10 : la porosité résiduelle

2.3. Perméabilité :

La perméabilité correspond à la capacité de la roche à laisser circuler les fluides. Elle dépend principalement de la connectivité des pores et de la granulométrie

Mesurée à l'aide d'un perméamétrie (CORELAB) selon la loi de Darcy.

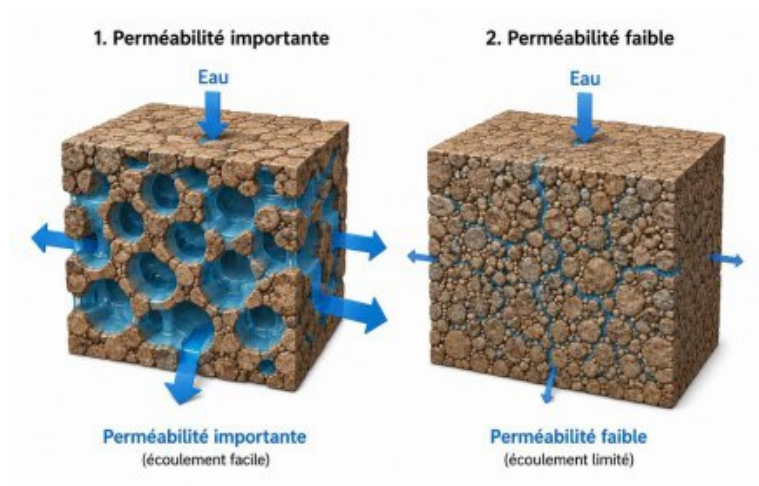


Fig11 : concept de perméabilité des roches

2.4. Saturation en eau (S_w) :

Elle représente la fraction du volume poreux occupée par l'eau :

Avec :

S_w : Saturation en eau (Water Saturation)

R_t : Résistivité totale (ou vraie) de la formation (True formation Resistivity)

R_w : Résistivité de l'eau de formation (Formation water Résistivity)

ϕ : Porosité de la roche.

a : Facteur de tortuosité (ou constante de lithologie). C'est une constante empirique qui dépend du type de roche (généralement proche de 1).

m : Exposant de cimentation, Il dépend du degré de connexion et de la géométrie du réseau de pores (généralement compris entre 1,3 et 3, souvent proche de 2 pour les grès).

n : Exposant de saturation. Il dépend de la mouillabilité de la roche (généralement proche de 2).

Elle permet de déterminer la saturation en hydrocarbures :

$$S_{hr} = 1 - S_w$$



Fig12 : paramètre de l'équation d'Archie et degrés de saturation

3. Notions générales sur les diagraphies

Les diagraphies (Well logging) correspondent à l'enregistrement continu des propriétés physiques des formations traversées par un forage en fonction de la profondeur (Serra, 1979).

Elles constituent un outil essentiel en ingénierie pétrolière car elles permettent de :

- Caractériser les formations en place
- Identifier les fluides contenus
- Évaluer la qualité des réservoirs
- Corréler les couches entre plusieurs puits

3.1. Résistivité (RT / LLD / LLS) :

Mesure de la capacité d'une formation rocheuse à s'opposer au passage d'un courant électrique. (G.Asquith&D.Krygowski, 2004)

✓ Détection des zones saturées en hydrocarbures (haute résistivité) par rapport aux zones d'eau (basse résistivité).

✓ Loi d'Archie Inverse

- a, m, n paramètres petro physiques (a=1, m=2 pour les grès que pour les carbonates, ces valeurs peuvent varier considérablement)

3.1.1. Principe de mesure

Les diagraphies de résistivité reposent sur l'injection d'un courant électrique dans la formation et la mesure de la différence de potentiel générée. La réponse électrique dépend directement de la nature des fluides présents dans les pores.

3.1.2. Types de mesures

a) Dispositifs macroscopiques

- Grande profondeur d'investigation

- Mesure de la résistivité de la zone non envahie (R_t)

- Indication directe de la présence d'hydrocarbures

b) Dispositifs microscopiques

- Faible profondeur d'investigation

- Mesure de la zone envahie (R_{xo})

- Influence directe du filtrat de boue

3.1.3. Facteurs influençant la résistivité

- Composition minéralogique de la roche

- Présence d'argiles conductrices

- Salinité de l'eau de formation

- Porosité et saturation en fluides

3.2. Gamma Ray (GR)

3.2.1. Le Gamma Ray mesure la radioactivité naturelle des formations liée principalement à la présence de potassium, uranium et thorium (Desbrandes, 1982).

3.2.2. Facteurs influençant le GR

- Diamètre du trou de forage

- Présence de boue de forage

- Tubage (atténuation du signal gamma)

3.3. Diagraphies neutron (NPHI)

3.3.1. Principe :

Les neutrons rapides interagissent avec les atomes d'hydrogène présents dans les fluides des pores (eau, pétrole, gaz). L'intensité du signal mesuré est directement liée

à la quantité d'hydrogène, donc à la porosité.

Porosité Neutron :

3.4. Diagraphies de densité (RHOB)

Ces logs reposent sur l'interaction des rayons gamma avec la matière (effet Comptons). Ils permettent de mesurer la densité de formation et de calculer la porosité densité.

√Porosité densité :

ρ_{ma} : densité de matrice=2.65

ρ_b : densité mesure

ρ_f : densité de fluide =1

3.5. Diagraphies Sonique (DT) :

Mesure le temps de transit des ondes acoustiques, qui augmente avec la porosité.

√Porosité sonique :

Δt_{log} : temps mesure

Δt_{ma} : temps de transit acoustique mesure matrice de la roche (pour les grès=55.5us/ft)

Δt_f : temps de transit acoustique dans le fluide contenu dans les pores

(Généralement =189us/ft pour l'eau).

Réservoir pétrolier :

Un réservoir pétrolier (ou roche-réservoir) désigne une formation géologique souterraine constituée de roches poreuses et perméables où sont piégés des hydrocarbures (pétrole et gaz naturel).

Type de Réservoir Pétrolier :

Selon la nature de la roche (Géologie)

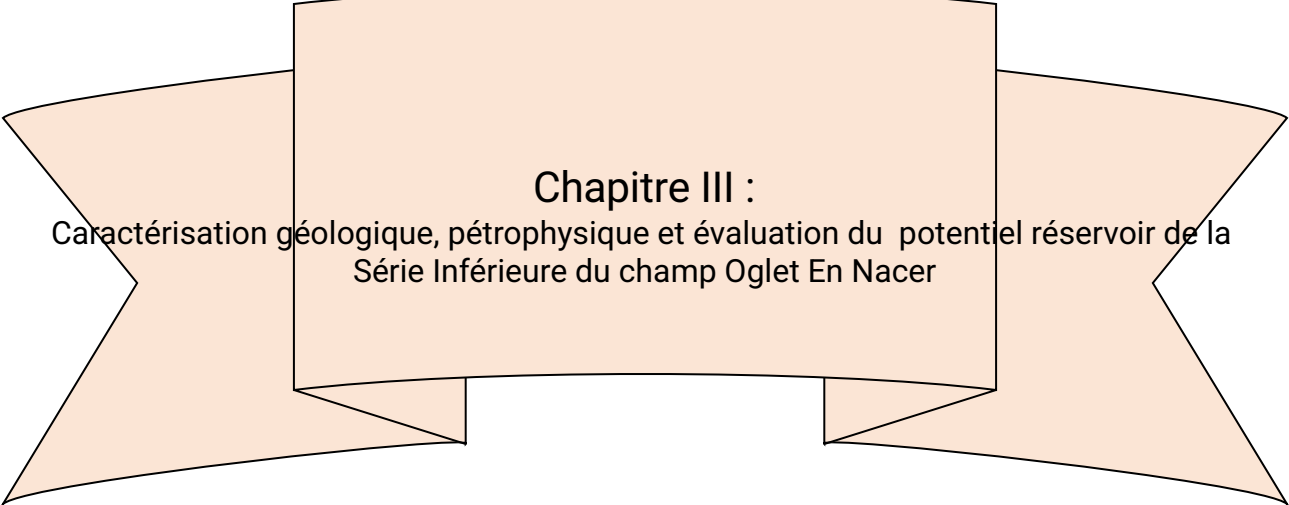
La roche-réservoir doit posséder des vides (porosité) pour stocker les fluides et des canaux interconnectés (perméabilité) pour les laisser s'écouler.

Les réservoirs silicoclastiques (Grès) : Formés par l'accumulation de grains de sable (quartz)

Les réservoirs carbonatés (Calcaire et Dolomie) : Formés par des débris organiques (coquillages, coraux).

Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter l'ensemble des outils et méthodes utilisés dans cette étude. L'intégration des données diagraphiques et des analyses de laboratoire (i, Analyse diagraphique : GR, résistivité, neutron, densité ; ii, Validation par carottes, porosité, perméabilité, iii, saturation , Corrélation inter-puits et simulation des réservoirs) constitue la base fondamentale de l'interprétation Pétrophysiques qui sera développée dans les chapitres suivants.



Chapitre III :

Caractérisation géologique, pétrophysique et évaluation du potentiel réservoir de la
Série Inférieure du champ Oglet En Nacer

Introduction

Ce chapitre présente l'évaluation géologique et pétrophysique de la Série Inférieure à partir des données des puits X1, X2, Y1, Y2 et Z1. L'étude repose sur l'analyse des déblais de forage, des carottes, des diagraphies et des tests de formation (DST) afin de caractériser la lithologie de la formation, d'identifier les niveaux réservoirs et d'évaluer leur potentiel en hydrocarbures. L'intégration de ces différentes données permet d'apprécier la qualité réservoir de la Série Inférieure ainsi que ses perspectives de production.

Méthodologie

I.1. Présentation des données utilisées dans l'étude

Cette étude est basée sur l'analyse de données provenant de cinq (05) puits localisés dans le champ d'Oglet Ennacer, situé dans le périmètre de Touggourt Est II. L'objectif principal est de caractériser les paramètres pétrophysiques des formations de la Série Inférieure et d'évaluer leur potentiel réservoir. L'approche adoptée repose sur l'intégration des diagraphies de puits (Gamma Ray, Sonic et Résistivité), des données de carottes, des déblais de forage (cuttings) ainsi que des résultats des essais de formation (DST). L'interprétation de ces différentes données a permis de déterminer les propriétés pétrophysiques des réservoirs, notamment la porosité, la saturation en eau et la qualité réservoir, afin d'identifier les intervalles présentant le meilleur potentiel productif. Les tops stratigraphiques de la formation de la Série Inférieure identifiés dans les puits étudiés sont présentés dans le Tableau 2.

Puits	Top (m)
X1	3843
X2	3802
Y1	3826
Y2	3850
Z1	3903

Tableau. 2 Tops stratigraphiques de la Série Inférieure dans les puits

L'objectif principal de ces forages est la délimitation du réservoir Trias Série Inférieur (TSI). Ce réservoir présente un intérêt économique majeur étant donné qu'il est

producteur d'huile et de gaz dans l'ensemble des puits étudiés.

Les puits ont été forés en cinq phases de forage, recoupant une série de formations sédimentaires d'une épaisseur cumulée d'environ 4100 m. (Fig.1).

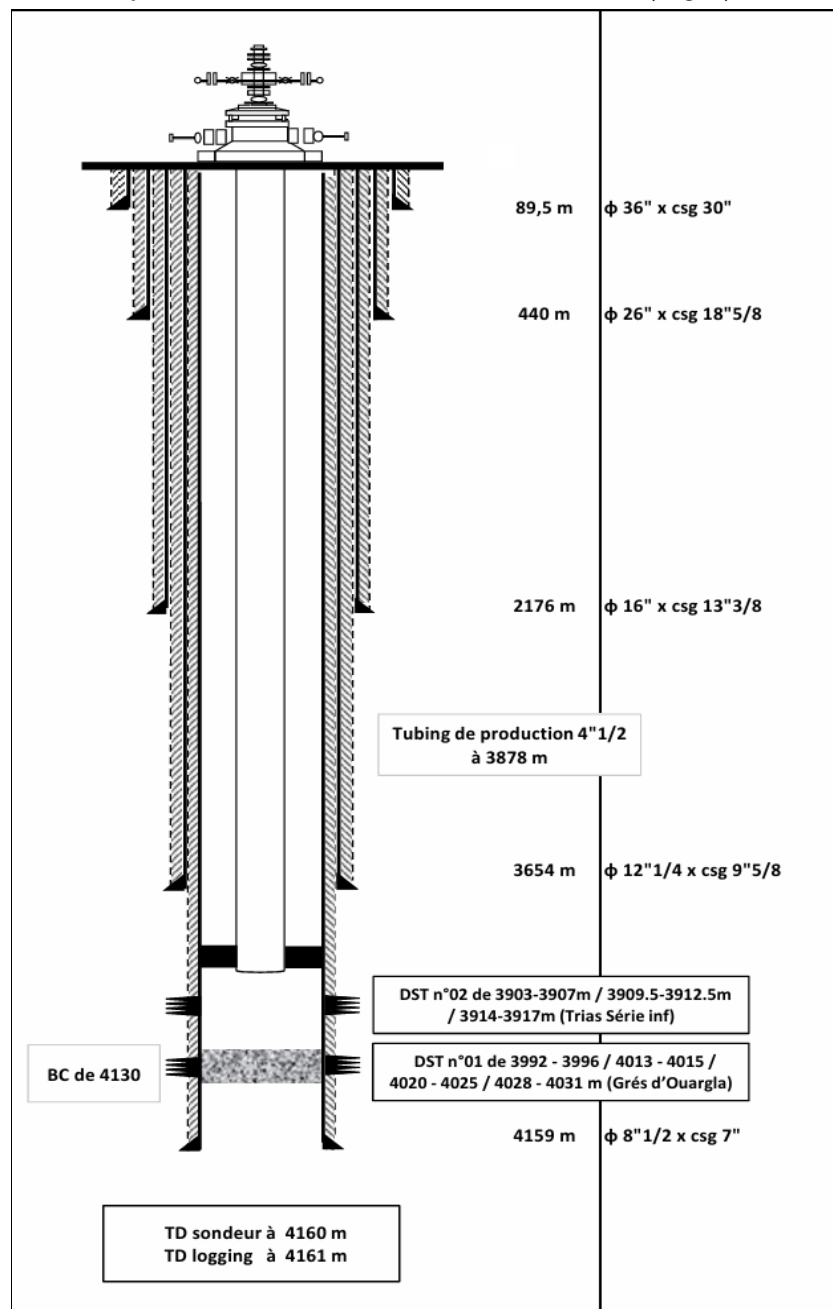


Fig13: Shema du puits X1 (Rapport interne Sonatrach)

I.2. Interprétation des variations d'épaisseur et de la structure du réservoir de la zone d'étude

La carte isopaque du toit du réservoir de la Série Inférieure (Fig.2) met en évidence une variation latérale importante de l'épaisseur. Les valeurs maximales sont observées dans la partie occidentale du champ, au niveau du puits Y1, suggérant une

zone de dépoint. En revanche, le secteur central, localisé au niveau des puits X1 et Z1, présente un amincissement marqué du réservoir. Cette distribution traduit une forte hétérogénéité sédimentaire et/ou structurale, influençant la géométrie du réservoir.

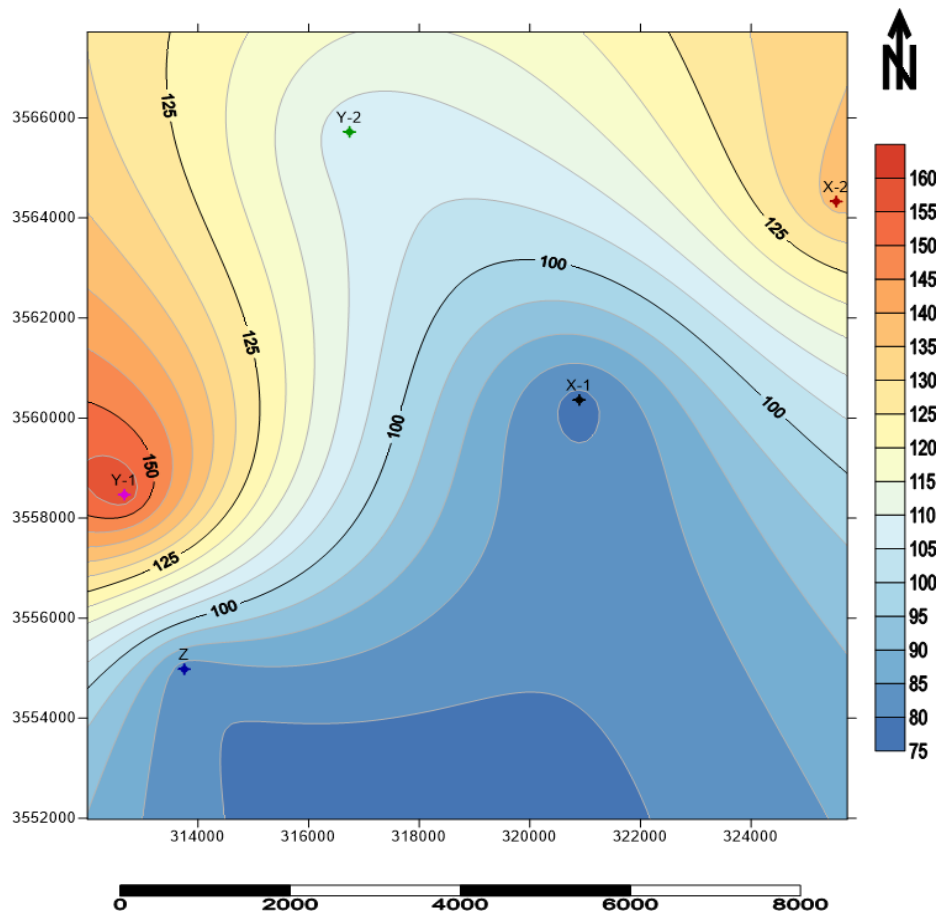


Fig14:. Carte isopaque au niveau du toit du réservoir de la Série inférieure

La carte isobathe du réservoir du Trias inférieur (Série Inférieure) à Oglet En Nacer révèle une morphologie plissée, caractérisée par une alternance de zones hautes et basses. Les zones hautes structurales, identifiées par des cotes moins profondes (ex: -3620m à -3650m) au sud-ouest et à l'est, constituent les principaux pièges structuraux favorisant l'accumulation des hydrocarbures, tandis que les zones basses centrales correspondent à des dépressions tectoniques. Cette configuration structurale, corrélée aux variations d'épaisseurs, définit les « sweet spots » prioritaires pour l'exploration et optimise le positionnement des puits de développement.

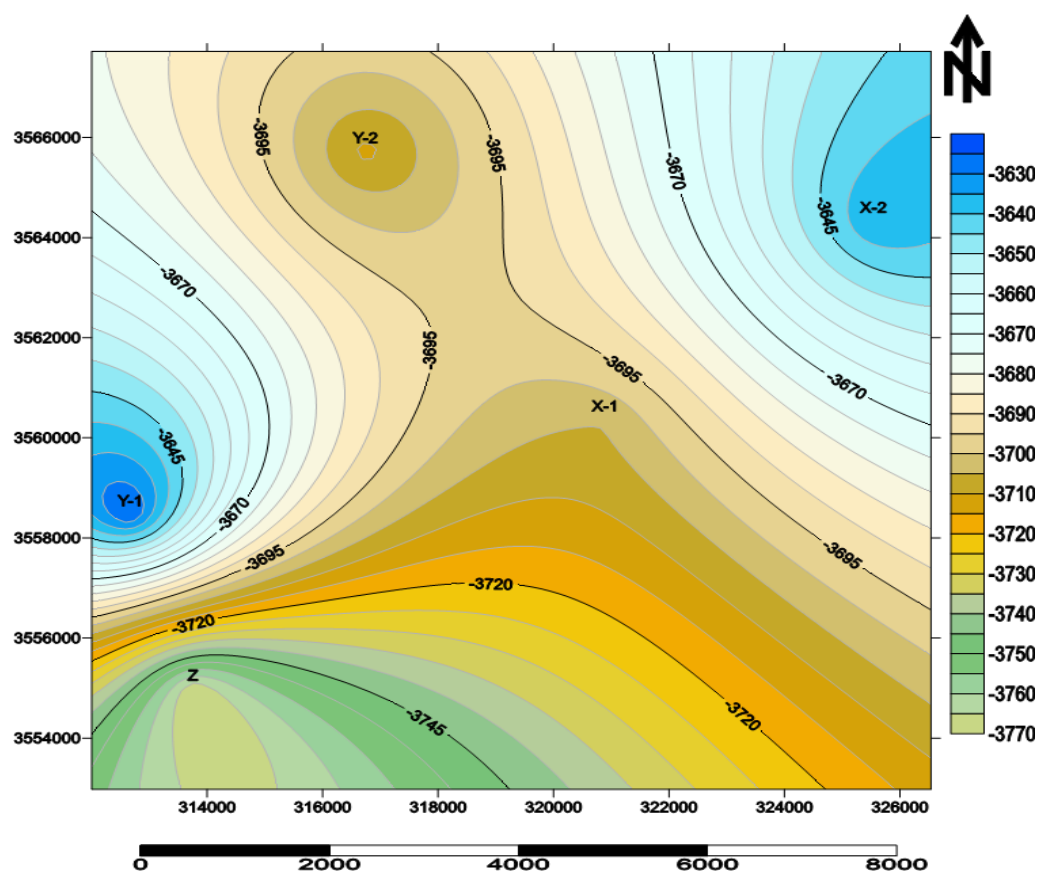


Fig15: Carte isobath au niveau du toit du réservoir de la Série inférieure

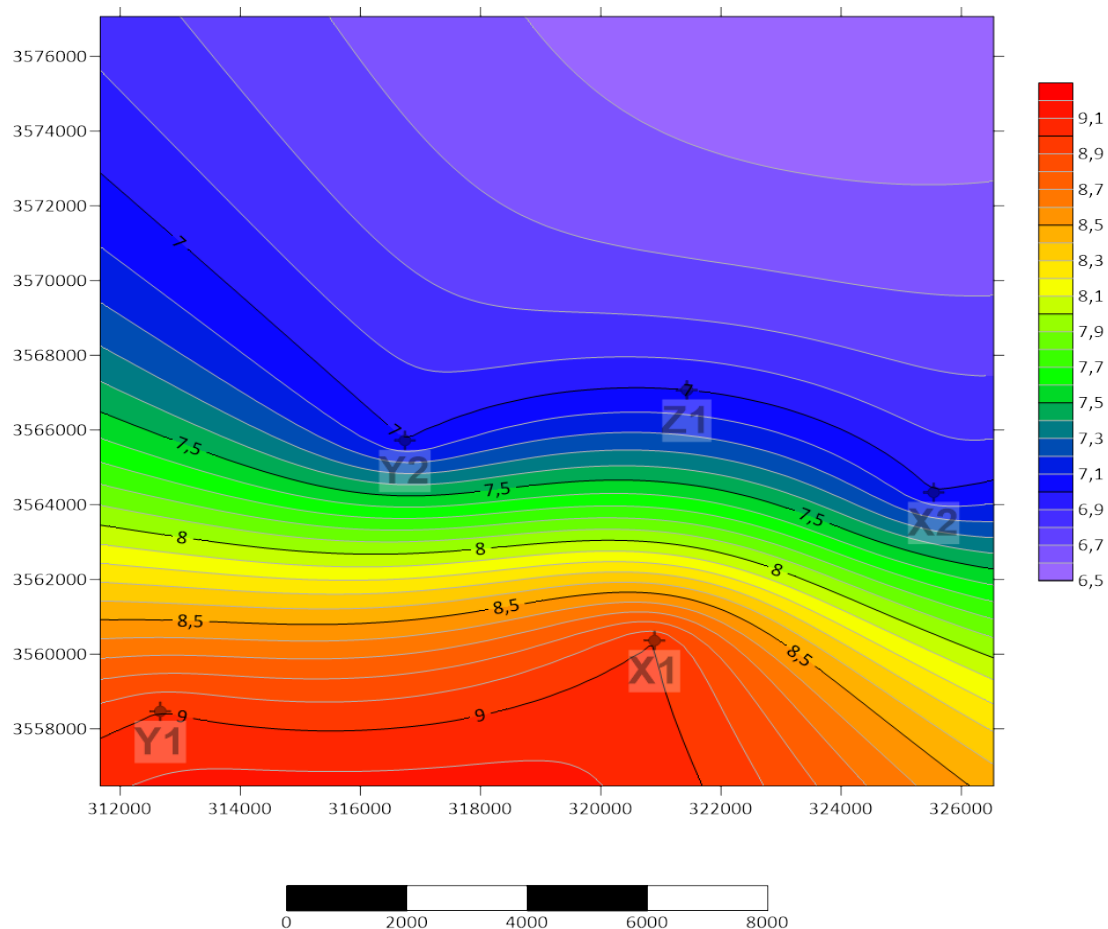


Fig16: Carte isoporosité au niveau du toit du réservoir de la Série inférieure

Cette carte illustre la distribution latérale de la porosité au sein de la formation étudiée. On observe un gradient décroissant de porosité du sud-ouest vers le nord-est, où elle dépasse 9 % à proximité des puits Y1 et X1, indiquant des zones à excellente capacité de stockage. À l'inverse, les valeurs plus faibles (environ 6,5 % à 7 %) dans les zones nord et est reflètent un changement de faciès vers des roches plus compactes ou argileuses, ce qui limite la qualité du réservoir dans ces secteurs.

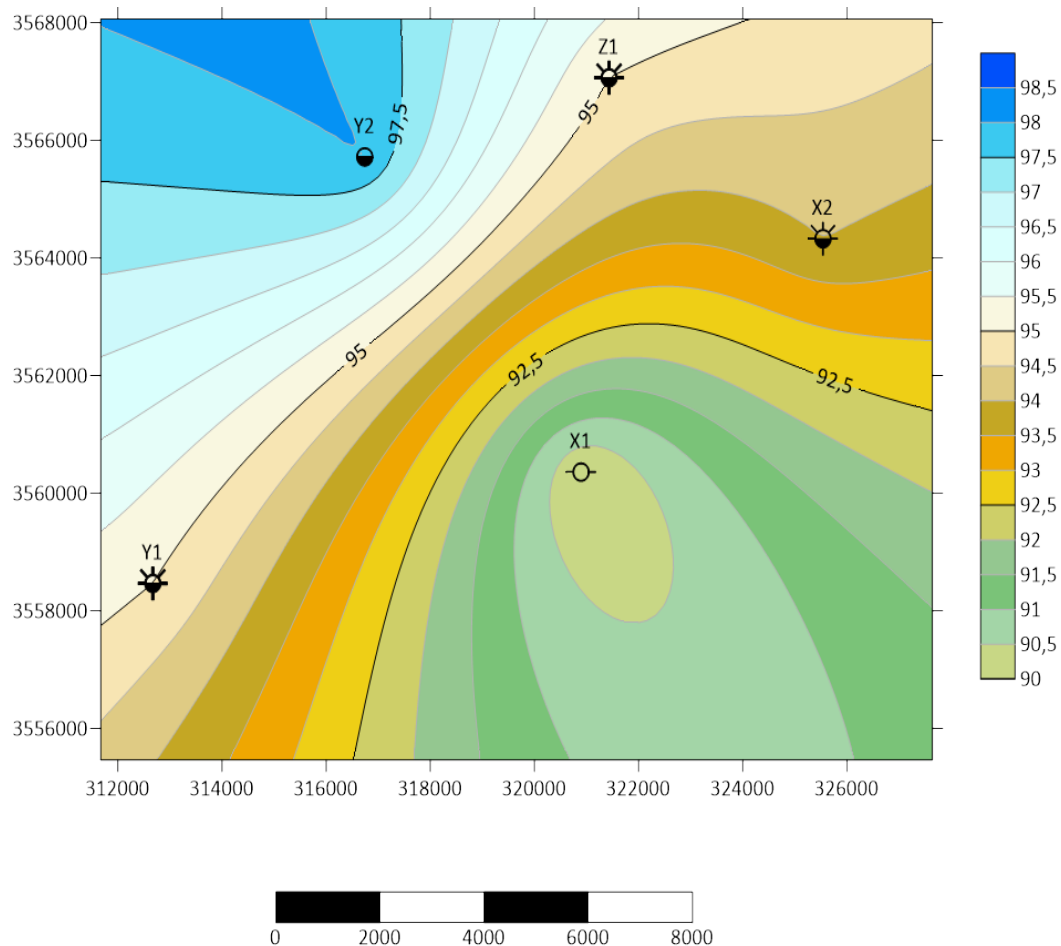


Fig17: Carte isosaturation au niveau du toit du réservoir de la Série inférieure

La carte de saturation en hydrocarbures illustre les variations spatiales de la teneur en fluides du réservoir. Une augmentation significative des valeurs de saturation est observée dans la partie nord-ouest, au niveau du puits Y2 (dépassant 97,5 %), ce qui indique une zone riche en hydrocarbures. À l'inverse, les valeurs de saturation diminuent dans la partie sud-est, oscillant entre 90 % et 92,5 %. Cette variation souligne l'importance des changements structuraux ou géologiques qui contrôlent la migration et l'accumulation des fluides dans les pores.

I.3. Méthodologie d'interprétation pétrophysique

L'interprétation pétrophysique quantitative a été réalisée à l'aide du logiciel Techlog (Fig.4). La méthodologie adoptée repose sur un flux de travail (workflow) séquentiel permettant de déterminer les principaux paramètres pétrophysiques des formations étudiées.

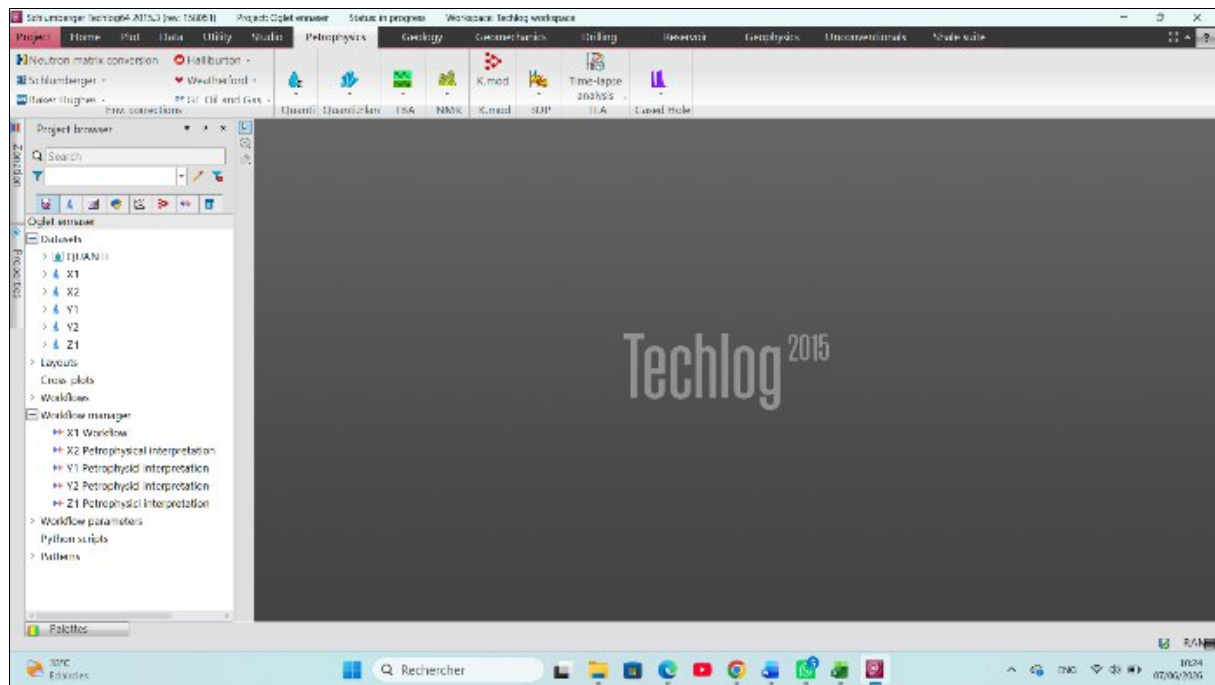


Fig18:Interface du logiciel Techlog utilisée pour l'interprétation pétrophysique

I.3.1. Importation et contrôle des données

La première étape a consisté à importer les fichiers de diagraphies au format LAS dans l'environnement Techlog. Une vérification préalable de la qualité et de la cohérence des données a été effectuée afin de valider les courbes utilisées dans l'étude, notamment le Gamma Ray (GR), le Sonic (DT) et la Résistivité profonde (Rt). Détermination du volume d'argile (Vsh)

Le volume d'argile (Vsh) a été estimé à partir de la courbe Gamma Ray selon la relation suivante (Fig.5) :

Où :

- : valeur du Gamma Ray mesurée dans la formation
- : valeur minimale du Gamma Ray correspondant à une formation propre
- : valeur maximale du Gamma Ray correspondant à une formation argileuse

Le calcul du volume d'argile permet d'évaluer la proportion de matériaux argileux présents dans la roche réservoir et constitue une étape essentielle pour la correction de la porosité et la détermination de la porosité efficace.

principalement dans les formations consolidées pour évaluer la porosité primaire (liée au dépôt).

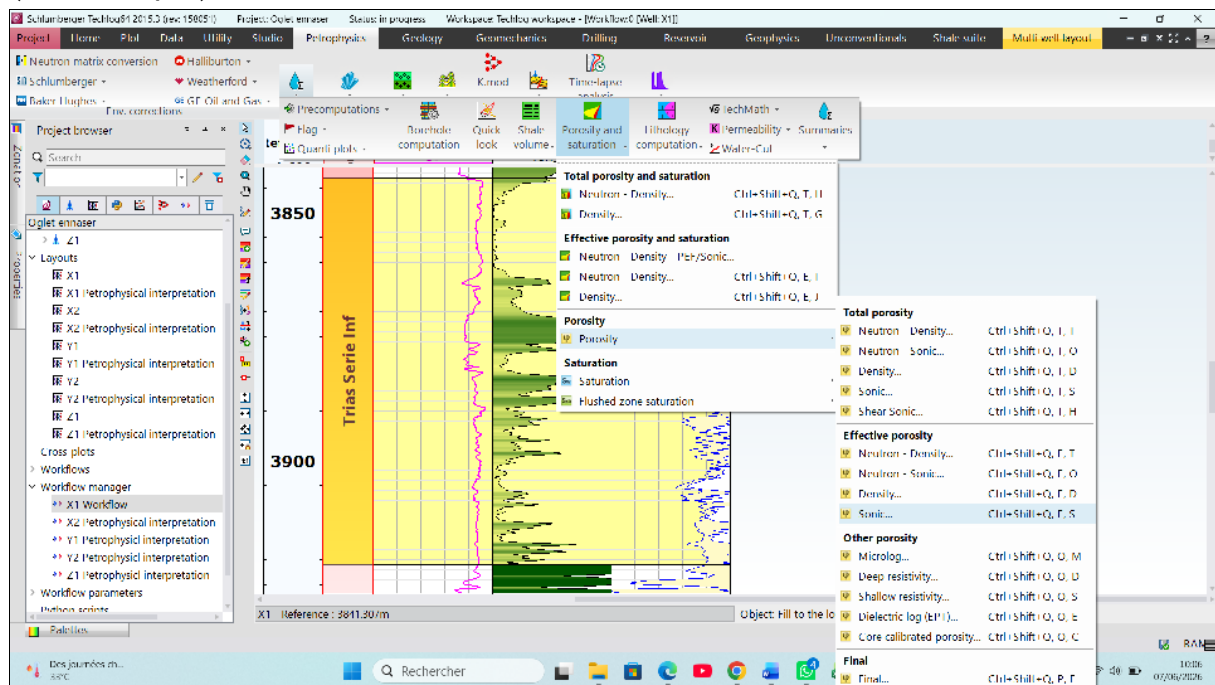


Fig20:Détermination de la porosité à partir du log Sonic (DT) à l'aide du logiciel Techlog.

I.3.3. Détermination de la saturation en eau (S_w)

La saturation en eau représente la fraction de l'espace poreux occupée par l'eau de formation. Son estimation a été réalisée à l'aide de l'équation d'Archie (Fig.7), largement utilisée pour les réservoirs propres :

Où :

- : Saturation en eau de la formation (en fraction).
- : Résistivité de l'eau de formation (Formation Water Résistivité=0.014).
- : Résistivité vraie de la formation (Deep Résistivité).
- : La porosité calculée précédemment (Porosité efficace).
- : Facteur de tortuosité (=0.62).
- : Exposant de cimentation (=2.15 pour les grès).
- : Exposant de saturation (=2).

Avant le calcul de la saturation en eau, la résistivité de l'eau de formation (R_w) a été déterminée. Ce paramètre constitue une donnée fondamentale dans l'application de l'équation d'Archie et influence directement la précision des résultats obtenus.

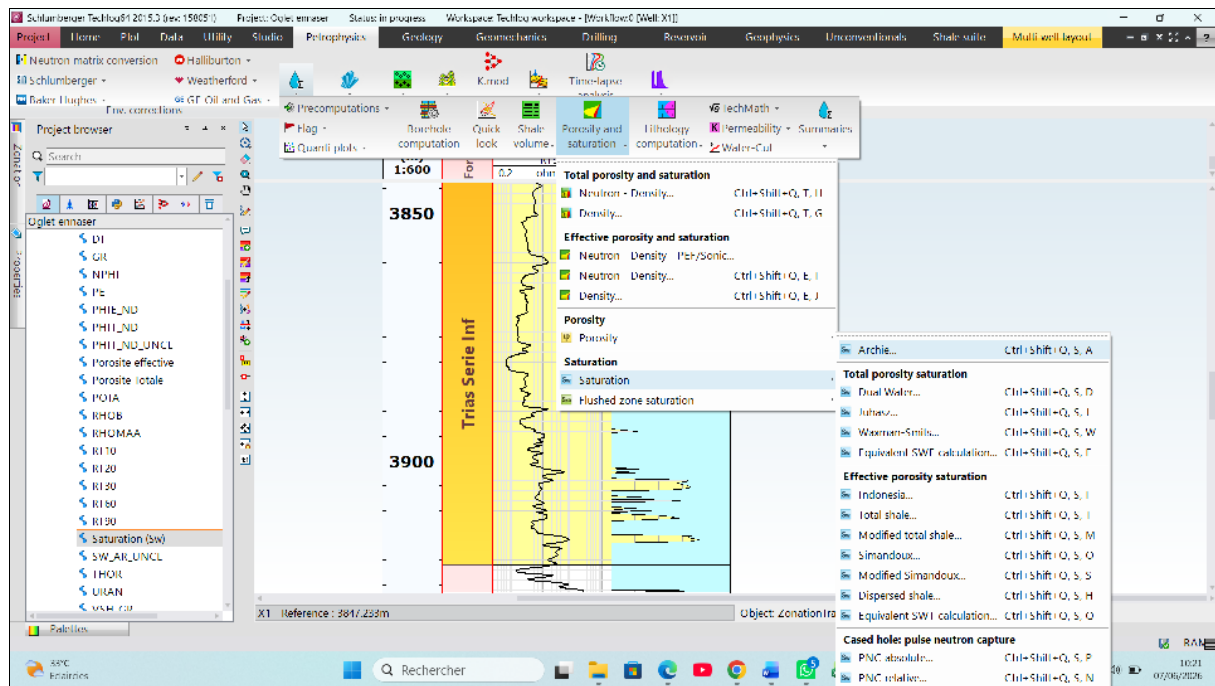


Fig21: Calcul de la saturation en eau (S_w) par la loi d'Archie sous Techlog

I. Évaluation de la formation de la Série Inférieure...

I.1. Évaluation géologique

I.1.1. Analyse des déblais de forage (Cuttings)

L'étude des déblais de forage (cuttings) collectés et décrits par les mud loggers lors du forage des puits X1, X2, Y1, Y2 et Z1 a permis de caractériser la Série Inférieure du Trias dans la zone d'étude. Les différents puits, atteignant des profondeurs variables, recoupent une succession lithologique dominée par des niveaux gréseux et argileux, associés localement à des intercalations de roches éruptives ainsi qu'à des niveaux carbonatés. L'analyse lithologique met en évidence une hétérogénéité verticale et latérale des faciès, traduisant des variations des conditions de dépôt et de l'influence volcanique au cours de la mise en place de cette série. Les descriptions détaillées sont présentées ci-dessous.

a. Puits X1

De 3838 à 3880 m :

Cet intervalle est constitué essentiellement de roches éruptives de couleur gris noir à noire, localement rouge brique, généralement altérées et moyennement dures. Elles renferment des inclusions de minéraux blancs et verts, témoignant probablement d'une altération hydrothermale ou d'une minéralisation secondaire.

De 3880 à 3895 m :

Cette séquence est dominée par des argiles brun-rouge légèrement carbonatées et silteuses, généralement indurées. Ces niveaux sont interstratifiés avec des bancs de calcaires dolomitiques blancs à beige, microcristallins et durs. Des passées de roches éruptives brunes à brun-rouge sont également observées. Vers la base, apparaissent des grès gris-blanc à gris-vert, très fins à fins, localement de granulométrie moyenne, à ciment argileux ou silico-argileux, légèrement carbonatés et présentant une cohésion allant de friable à moyennement consolidée.

b. Puits X2

De 3809 à 3860 m :

L'intervalle est représenté par des roches éruptives brun foncé, massives et dures, contenant de la calcite ainsi que des minéraux verts secondaires.

De 3860 à 3870 m :

Cette section est constituée d'argiles brunes silteuses et indurées, associées à des passées de roches éruptives brun foncé, de dolomie blanche fortement gréseuse ainsi que de grès gris-blanc à gris-vert. Ces derniers sont très fins à fins, parfois grossiers, à ciment argileux ou localement carbonaté, et généralement friables.

De 3870 à 3875 m :

Présence de grès gris foncé à gris-vert, très fins à fins, composés de grains

subarrondis à subanguleux. Le ciment est essentiellement argileux et la consolidation varie de friable à moyennement consolidée.

De 3893 à 3914 m :

Cette séquence est dominée par des grès gris sombre à gris-blanc, très fins à fins et rarement moyens, à ciment siliceux ou silico-argileux. Ils sont associés à des passées d'argiles grises à gris-vert, localement brun-rouge, tendres à indurées et généralement silteuses.

c. Puits Y1

De 3818 à 3845 m :

L'intervalle est constitué principalement de roches éruptives gris noir à brunes, moyennement dures, contenant des inclusions de minéraux verdâtres. La présence de calcite blanche est également observée.

De 3845 à 3858 m :

Cette section comprend des grès gris-vert à gris-blanc, très fins à fins, à ciment argileux ou silico-argileux, légèrement carbonatés et présentant une cohésion allant de friable à moyennement consolidée. Ils renferment de fines intercalations d'argiles brun-rouge, silteuses et indurées, ainsi que des passées de roches éruptives gris noir à brunes.

De 3876 à 3908 m :

L'intervalle est caractérisé par des grès blancs, gris à gris sombre et beige, très fins à fins, à ciment argileux ou silico-argileux, parfois carbonaté. Ces niveaux sont associés à des passées d'argiles brun-rouge et grises, silteuses, tendres à indurées, ainsi qu'à des bancs de calcaires dolomitiques blanc-beige à gris clair et à des intercalations de roches éruptives brunes à brun-rouge.

d. Puits Y2

De 3850 à 3900 m :

Cette partie de la série est constituée essentiellement de roches éruptives brunes à verdâtres, parfois gris noir, contenant des inclusions de minéraux verts. La calcite est fréquemment observée sous forme de remplissage secondaire.

De 3900 à 3922 m :

L'intervalle est dominé par des grès gris clair à gris sombre, parfois gris-blanc, fins à

très fins, à ciment silico-argileux et localement carbonaté. Ces grès sont moyennement consolidés et associés à des passées d'argiles brun-rouge, grises et rarement verdâtres, silteuses et indurées, ainsi qu'à des niveaux de dolomie blanchâtre microcristallins et dure.

De 3922 à 3959 m :

Cette séquence est formée de grès gris, gris-blanc à blancs, fins à très fins et rarement moyens. Les grains sont généralement subarrondis et liés par un ciment siliceux à silico-argileux. Des passées d'argiles brun-rouge et grises, silteuses et indurées, sont fréquemment observées.

e. Puits Z1

De 3894 à 3927 m :

L'intervalle est composé principalement de roches éruptives gris noir à brunes, moyennement dures, contenant des inclusions de minéraux verts et blancs. La présence de calcite blanche est fréquente.

De 3927 à 3950 m :

Cette section comprend des grès blancs à gris-vert, très fins, à ciment argileux ou silico-argileux, présentant une cohésion allant de friable à moyennement consolidée. Ils sont associés à des passées d'argiles grises à gris-vert et brun-rouge, silteuses et indurées, ainsi qu'à quelques intercalations de roches éruptives.

De 3950 à 3965 m :

L'intervalle est dominé par des grès gris à gris sombre et beige, très fins à fins, à ciment argileux ou silico-argileux, localement carbonaté. Ces niveaux sont accompagnés de passées d'argiles grises à gris-vert et brun-rouge, silteuses et indurées, ainsi que de niveaux calcaires blanc-beige à gris clair, généralement tendres.

I.1.2. Description et analyse des carottes

L'étude des carottes prélevées dans les puits X1, X2 et Y1 a permis d'affiner la caractérisation lithologique et pétrophysique de la Série Inférieure. Contrairement aux déblais de forage, les carottes offrent une observation directe des structures sédimentaires, de la texture des roches, de leur fracturation ainsi que de certains indices pétroliers, tels que la fluorescence et la porosité visuelle.

a. Puits X1

Carotte 1 : de 3895 à 3913 m (Fig. 1)

Cette carotte est constituée principalement de grès gris-blanc à gris sombre, localement brun-rouge, de granulométrie très fine à fine et parfois moyenne. Les

grains présentent une morphologie subarrondis à arrondie, indiquant un transport relativement important avant leur dépôt. Le ciment est essentiellement argileux à silico-argileux, conférant à la roche une cohésion variant de friable à moyennement dure.

L'intervalle renferme plusieurs intercalations et passées de roches éruptives brunes à brun-rouge, moyennement dures, contenant des inclusions de minéraux verdâtres de teinte vert olive.

De fines passées d'argiles brun-rouge à verdâtres, silteuses et indurées, sont également observées. Cette alternance témoigne d'une sédimentation détritique influencée par des épisodes volcaniques intermittents.

Carotte 2 : de 3913 à 3921,2 m (Fig. 2)

Cette carotte est dominée par des grès gris-blanc à gris sombre, fins à localement moyens, composés de grains subarrondis à arrondis. Le ciment est argileux à silico-argileux et la roche présente une consolidation allant de friable à moyennement dure.

L'observation des structures internes révèle la présence de fissures subverticales semi-ouvertes à fermées ainsi qu'une stratification oblique bien développée, indiquant des conditions de dépôt sous l'influence de courants relativement actifs.

Quelques fines passées d'argiles grises à verdâtres, silteuses et indurées, sont présentes.

Les observations pétrographiques mettent également en évidence :

Fluorescence : F1 à F2, de couleur jaune doré.

Porosité visuelle : faible.

La fluorescence observée suggère la présence de traces d'hydrocarbures, tandis que la faible porosité visuelle pourrait être liée à une compaction importante et à la présence d'un ciment silico-argileux relativement abondant.

b. Puits X2

Carotte : de 3875 à 3893 m

La carotte est constituée de grès gris sombre à gris-blanc, de granulométrie très fine à fine, localement moyenne à grossière. Les grains sont généralement subarrondis à arrondis et sont liés par un ciment argileux à silico-argileux. La cohésion de la roche varie de friable à moyennement dure.

Des passées d'argiles brunes à brun-rouge, silteuses et indurées, sont

intercalées au sein de la succession gréseuse. L'intervalle est également affecté par un réseau de fissures verticales semi-ouvertes à fermées, susceptibles d'améliorer localement la perméabilité de la roche.

La présence simultanée de grès relativement propres et de fractures naturelles confère à cet intervalle un intérêt réservoir potentiel, bien que l'abondance du ciment argileux puisse réduire la qualité pétrophysique globale.

c. Puits Y1

Carotte : de 3858 à 3876 m

Cette carotte est constituée essentiellement de roches éruptives de couleur gris noir à brun foncé, localement brun-rouge. La roche est généralement compacte, massive et moyennement dure à dure. Elle renferme des inclusions de minéraux verdâtres ainsi que des remplissages localisés de calcite secondaire observés au sein des microstructures.

L'absence de structures sédimentaires et la texture massive de la roche confirment son origine volcanique. Cette unité représente probablement un épisode volcanique ayant affecté la sédimentation de la Série Inférieure, déjà mis en évidence dans les déblais de forage des différents puits étudiés.

Synthèse géologique de la Série Inférieure

L'analyse combinée des déblais de forage et des carottes des puits étudiés met en évidence que la Série Inférieure est principalement constituée d'une alternance de grès fins à très fins et d'argiles silteuses de couleur rougeâtre à grisâtre, localement associées à des niveaux carbonatés (calcaires dolomitiques et dolomies) ainsi qu'à d'importantes intercalations de roches éruptives. Les grès présentent généralement des grains subarrondis à arrondis liés par un ciment argileux, silico-argileux ou localement carbonaté, tandis que les niveaux argileux témoignent de conditions de sédimentation relativement calmes. Les observations réalisées sur les carottes révèlent également la présence de structures sédimentaires, notamment une stratification oblique indiquant des conditions hydrodynamiques modérées lors du dépôt. La récurrence des roches éruptives dans l'ensemble des puits traduit une influence volcanique importante au cours de l'évolution de cette série triasique. Par ailleurs, la présence de fractures naturelles observées dans certaines carottes, notamment dans les puits X1 et X2, suggère une amélioration locale des propriétés réservoirs. Toutefois, l'abondance du ciment silico-argileux et la faible porosité visuelle observée dans plusieurs intervalles tendent à réduire la qualité pétrophysique

des grès. Les indices de fluorescence jaune doré relevés dans la carotte du puits X1 témoignent néanmoins d'une imprégnation ou d'une circulation d'hydrocarbures au sein de la formation. L'ensemble de ces caractéristiques indique que la Série Inférieure s'est déposée dans un environnement continental à marginal soumis à des variations des conditions hydrodynamiques et à des épisodes volcaniques récurrents, tout en présentant un potentiel pétrolier localement favorable.

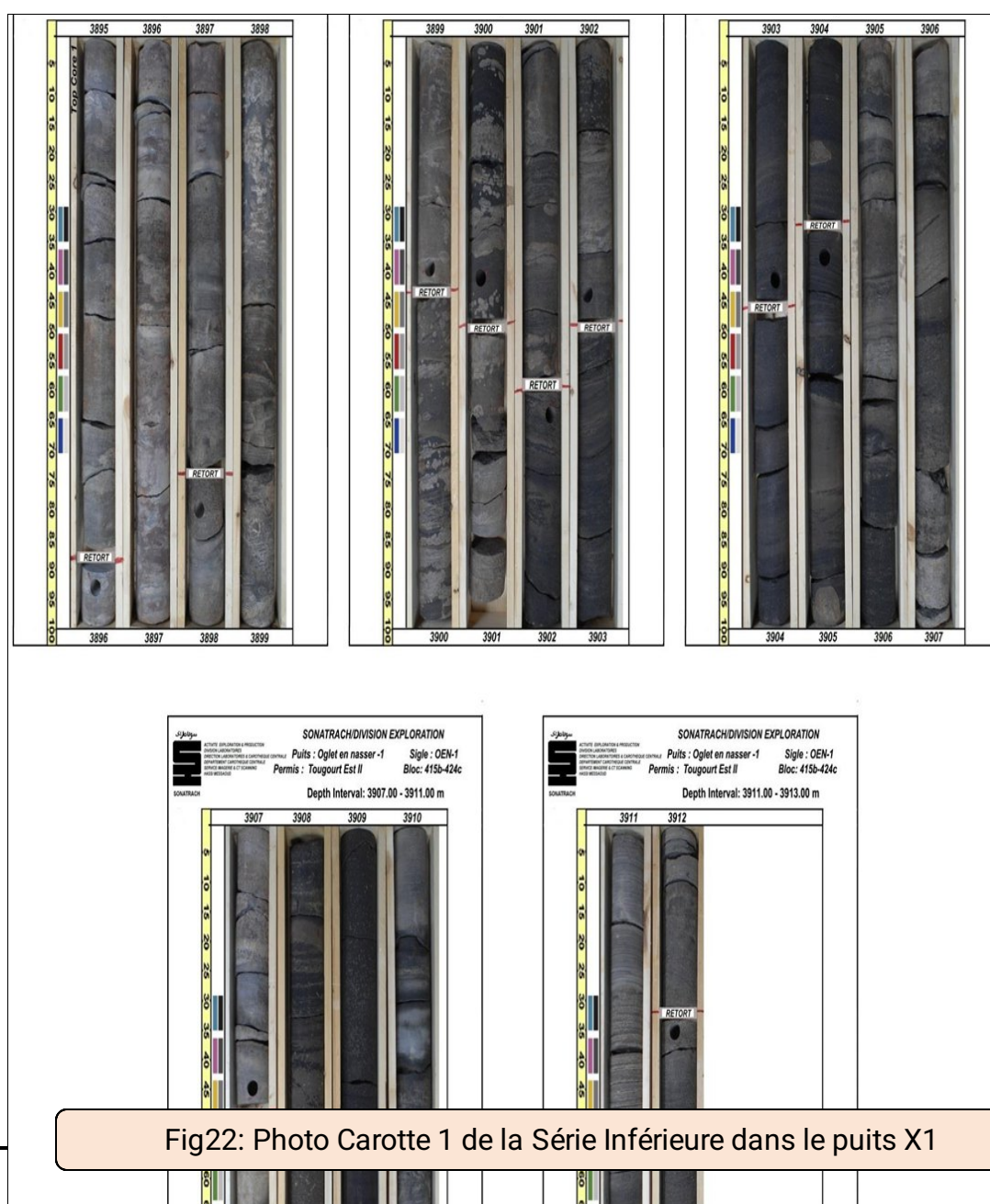


Fig22: Photo Carotte 1 de la Série Inférieure dans le puits X1

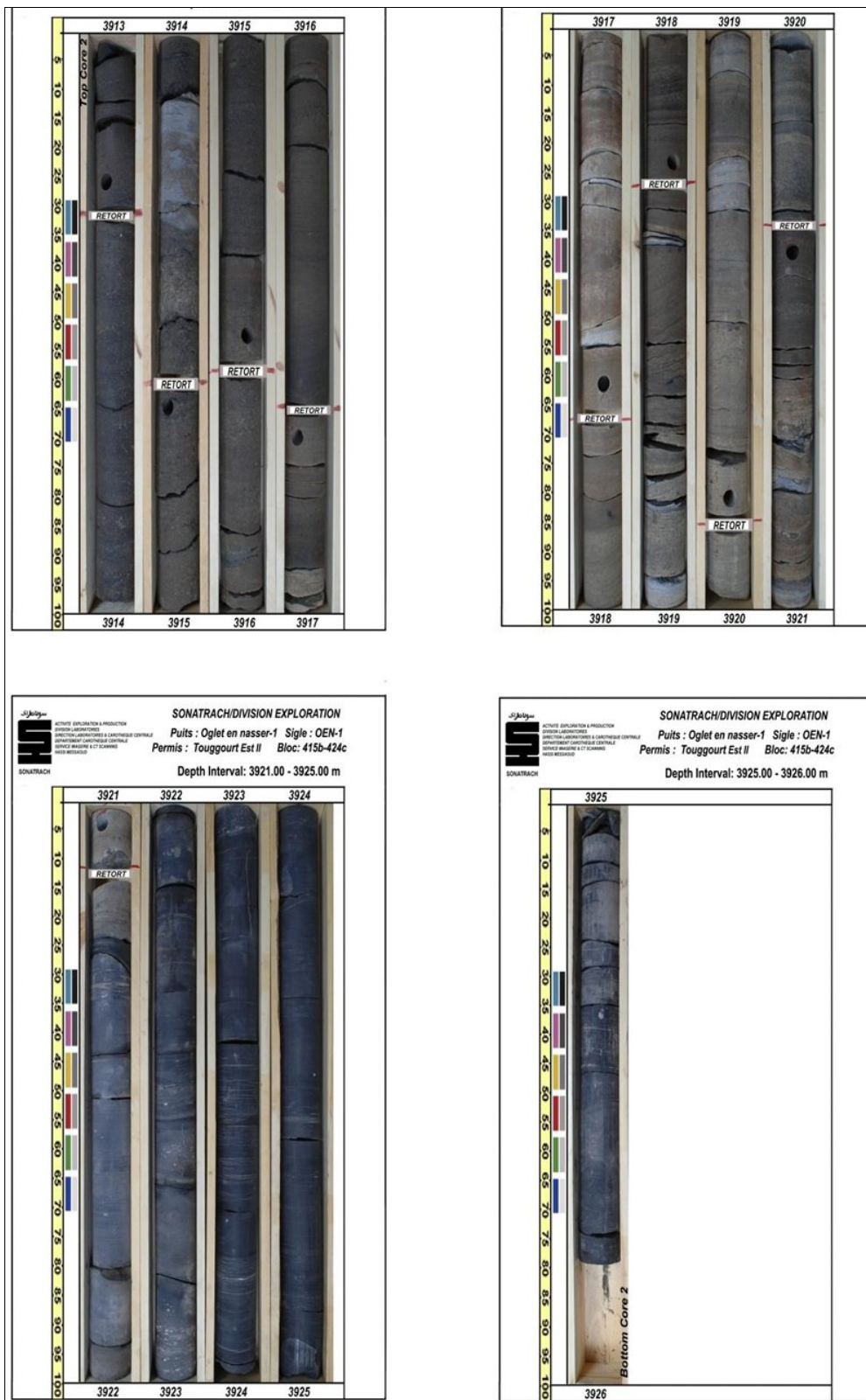


Fig23: Photo carotte 2 de la Série Inférieure dans le puits X1

I.2. Caractérisation pétrophysique de la Série Inférieure

La caractérisation pétrophysique de la Série Inférieure a été réalisée à partir de l'interprétation des diagraphies enregistrées dans les puits X1, X2, Y1, Y2 et Z1. Cette étude a permis d'évaluer les principaux paramètres pétrophysiques, notamment la porosité effective et la saturation en eau, afin d'apprécier la qualité réservoir des niveaux gréseux identifiés et leur potentiel en hydrocarbures.

I.2.1. Puits X1

La Série Inférieure traversée par le puits X1 est caractérisée, dans sa partie supérieure (3 843–3 872 m), par la prédominance de roches éruptives massives. Vers la base, cette succession évolue progressivement vers des niveaux gréseux relativement compacts (Fig. 3).

L'interprétation des diagraphies a permis d'identifier deux principaux intervalles réservoirs localisés entre 3 903–3 906 m et 3 915–3 917 m. Ces niveaux présentent des saturations en eau moyennes respectivement de 38 % et 32 %, associées à des porosités effectives de l'ordre de 9 % et 7 %. Bien que les valeurs de saturation en eau suggèrent la présence d'hydrocarbures, les faibles porosités observées indiquent une capacité de stockage limitée. L'épaisseur nette productive (Net Pay) est estimée à environ 2 m.

I.2.2. Puits X2

Dans ce puits, la partie supérieure de la Série Inférieure (3 802–3 865 m) est essentiellement constituée de roches éruptives. Cette unité est relayée vers la base par des niveaux gréseux compacts dont certains présentent des caractéristiques réservoirs favorables (Fig. 4).

L'intervalle gréseux identifié entre 3 905 et 3 907 m affiche une porosité moyenne de 5 % et une saturation en eau de 44 %. Malgré une saturation en eau relativement modérée, la très faible porosité traduit une qualité réservoir médiocre. L'épaisseur nette productive est estimée à seulement 2 m, ce qui confirme le caractère limité de cet intervalle.

I.2.3. Puits Y1

La section étudiée est dominée par des roches éruptives entre 3 826 et 3 863 m. La partie inférieure est constituée de niveaux gréseux entrecoupés de passées argileuses (Fig. 5) L'analyse pétrophysique a permis de distinguer trois intervalles gréseux relativement minces et discontinus. Les porosités varient entre 5 et 11 %, tandis que les saturations en eau sont comprises entre 36 et 56 %.

L'intervalle 1 présente une faible porosité mais également la plus faible saturation en eau, ce qui suggère une imprégnation potentielle en hydrocarbures malgré une capacité de stockage réduite. L'intervalle 2 possède des caractéristiques comparables et demeure de qualité réservoir médiocre. L'intervalle 3 se distingue par les meilleures propriétés pétrophysiques, avec une porosité atteignant localement 11 %. Toutefois, sa saturation en eau relativement élevée ainsi que sa faible épaisseur limitent son intérêt économique.

Dans l'ensemble, les niveaux gréseux du puits Y1 présentent une qualité réservoir faible à moyenne et pourraient constituer des réservoirs localement imprégnés d'hydrocarbures.

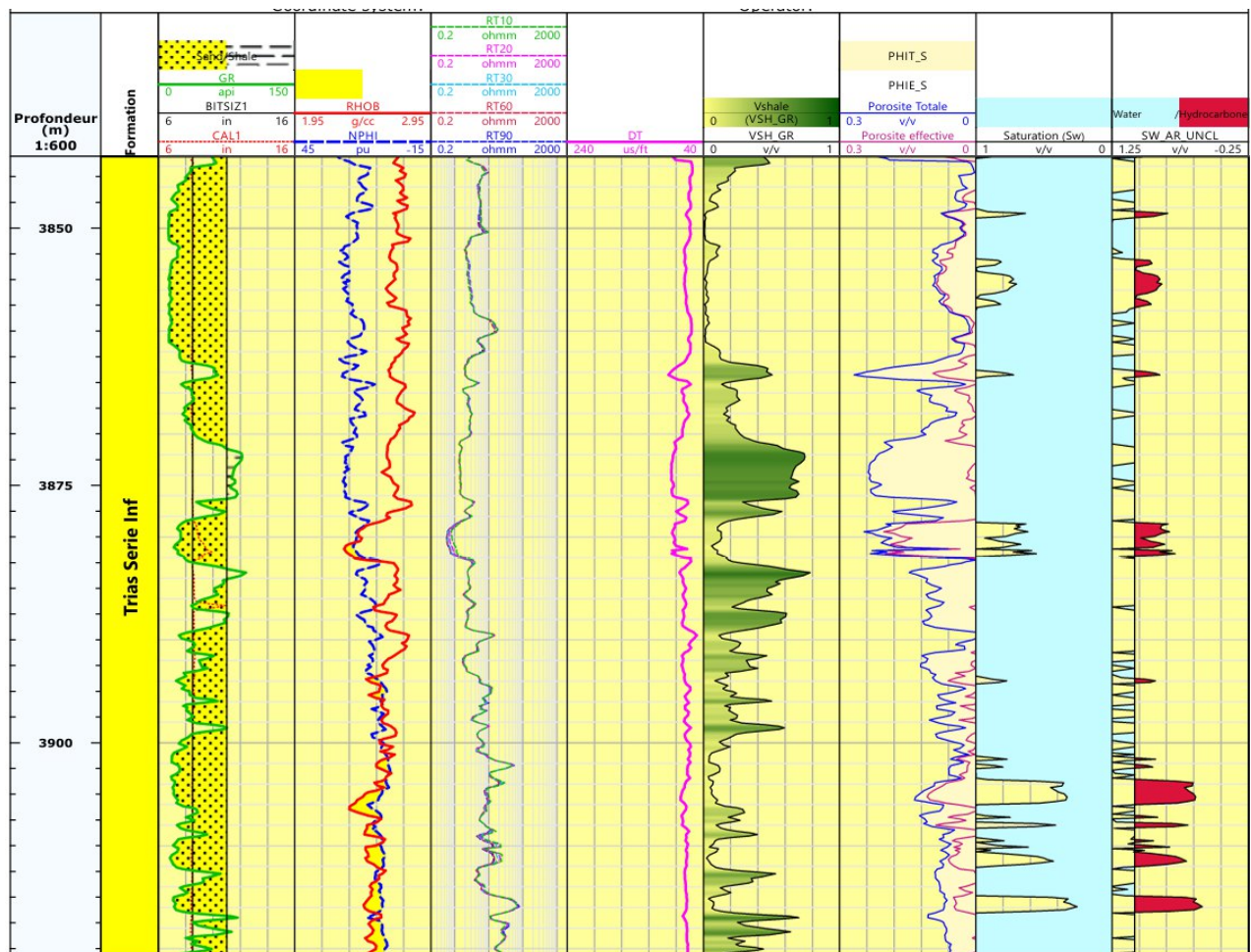


Fig24:Résultats de l'interprétation pétrophysique de la Série Inférieure dans le puits X1

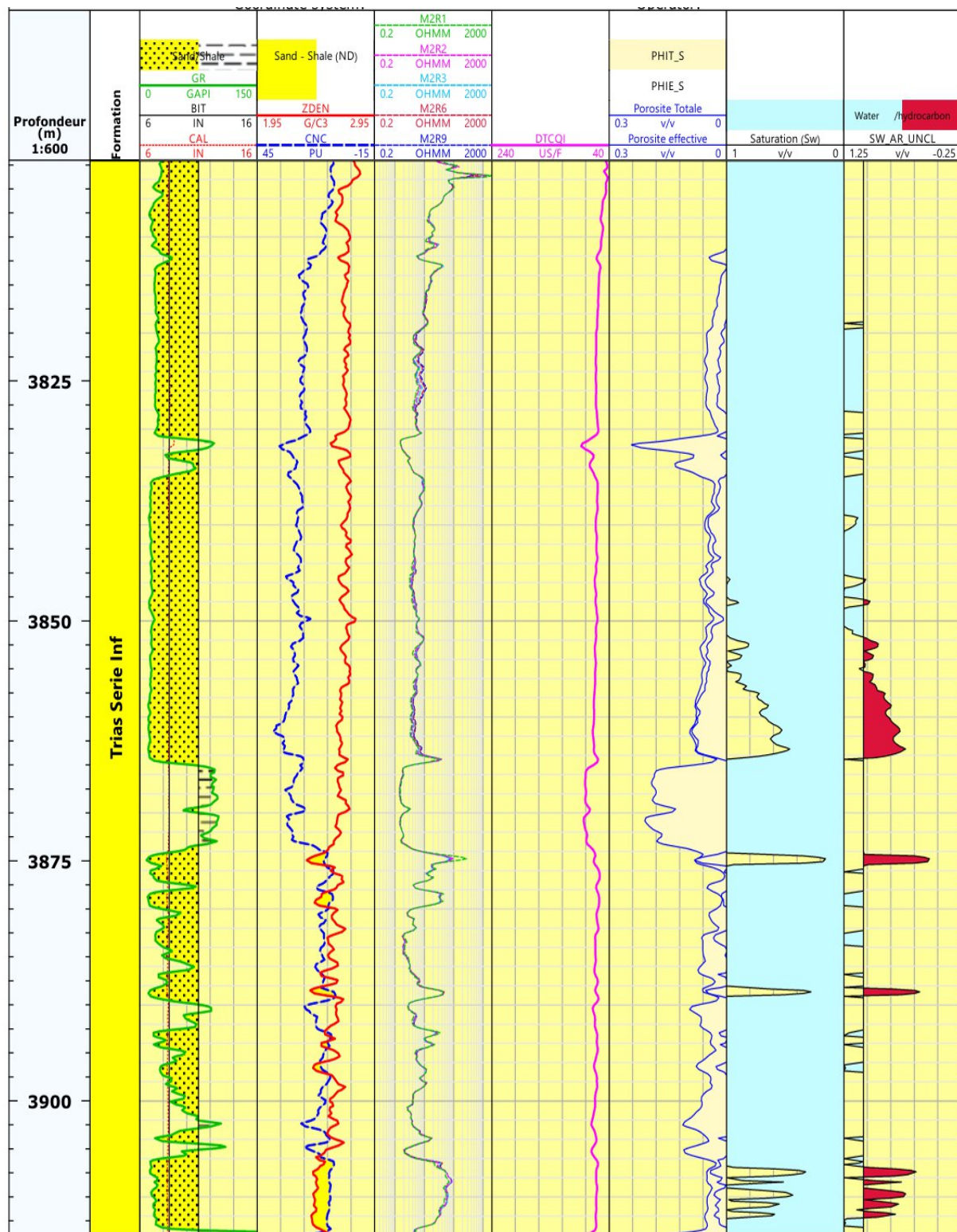


Fig25:Résultats de l'interprétation pétrophysique de la Série Inférieure dans le puits X2

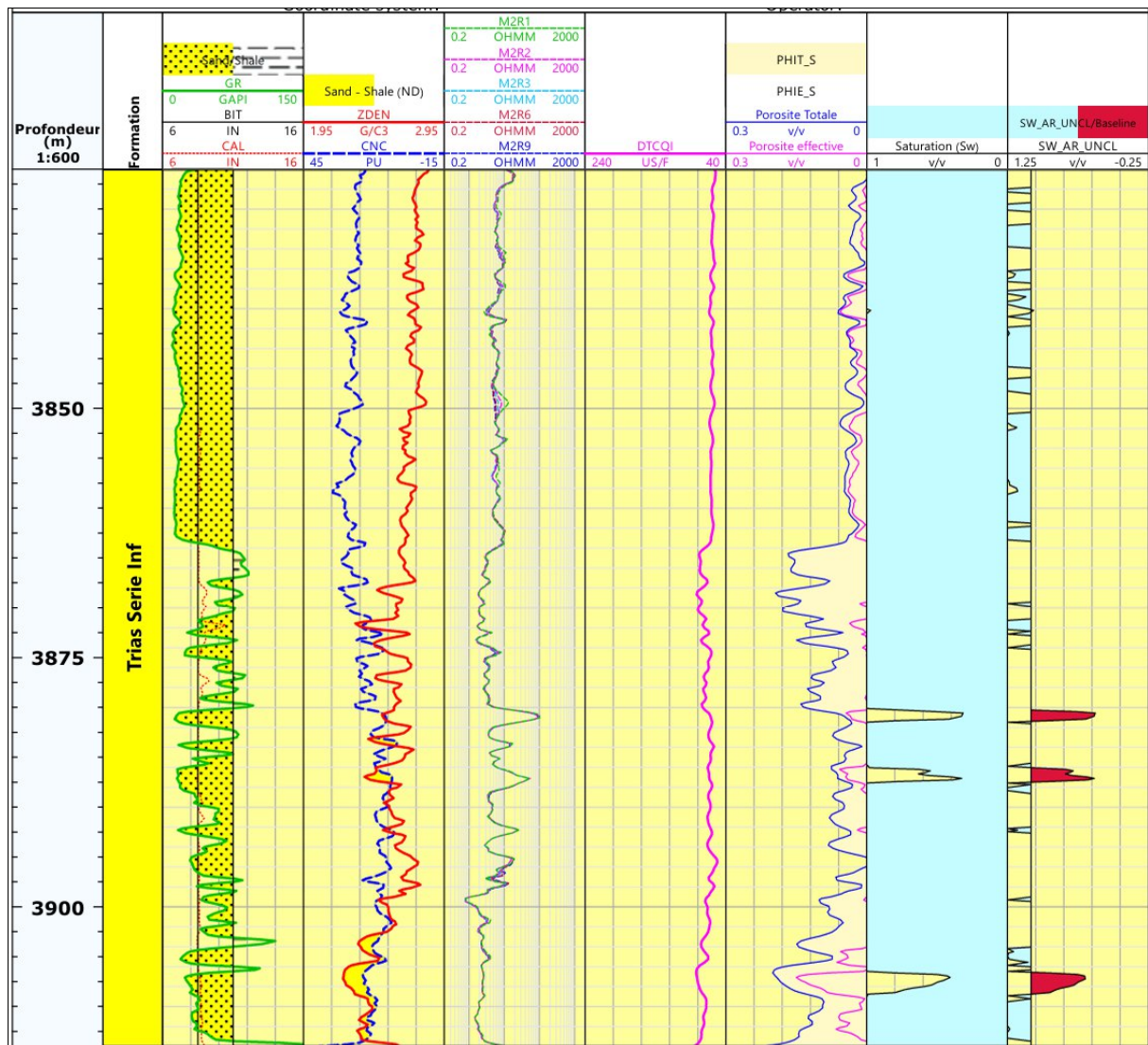


Fig26:Résultats de l'interprétation pétrophysique de la Série Inférieure dans le puits Y1

I.2.4. Puits Y2

La Série Inférieure recoupée par le puits Y2 est caractérisée par une prédominance de roches éruptives dans sa partie supérieure (3 850–3 882 m), suivie vers la base par des niveaux gréseux relativement compacts (Fig. 6).

Les couches gréseuses identifiées entre 3 931 et 3 937 m présentent une saturation en eau moyenne d'environ 48 % et une porosité moyenne de 6 %. Ces valeurs témoignent de

propriétés réservoir modestes, caractérisées par une faible capacité de stockage et une importante proportion d'eau de formation.

I.2.5. Puits Z1

Dans le puits Z1, la partie supérieure de la Série Inférieure (3 903–3 941 m) est dominée par des roches éruptives. Vers la base, la succession évolue progressivement vers des niveaux gréseux relativement compacts, localement associés à des intercalations argileuses (Fig. 7).

Les intervalles gréseux reconnus entre 3 951 et 3 955 m présentent une porosité moyenne d'environ 9 % et une saturation en eau de l'ordre de 55 %. Malgré une porosité légèrement supérieure à celle observée dans certains autres puits, la forte saturation en eau réduit considérablement leur potentiel réservoir. L'épaisseur nette productive associée à cet intervalle est estimée à 4 m.

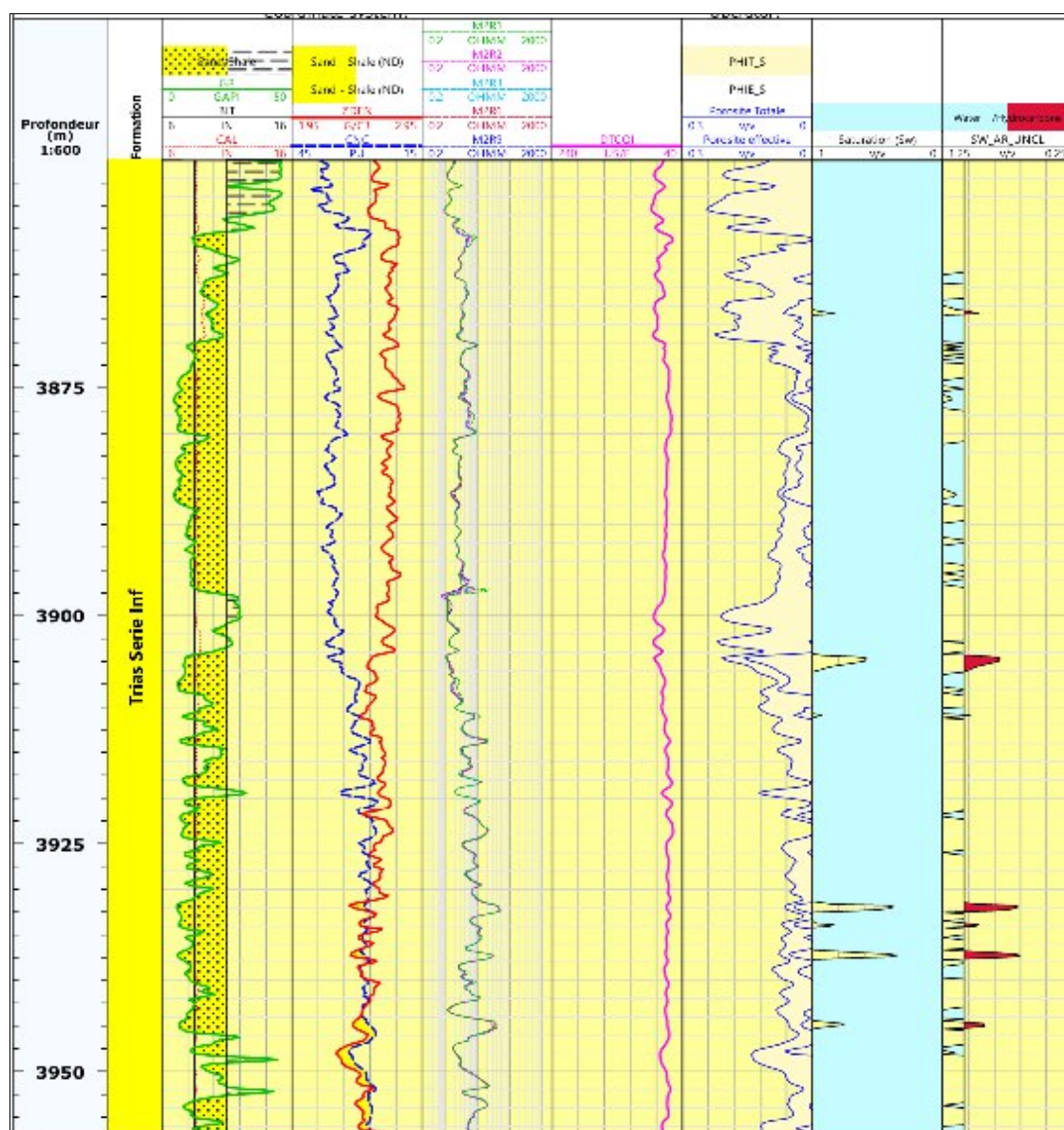


Fig27:Résultats de l'interprétation pétrophysique de la Série Inférieure dans le puits Y2

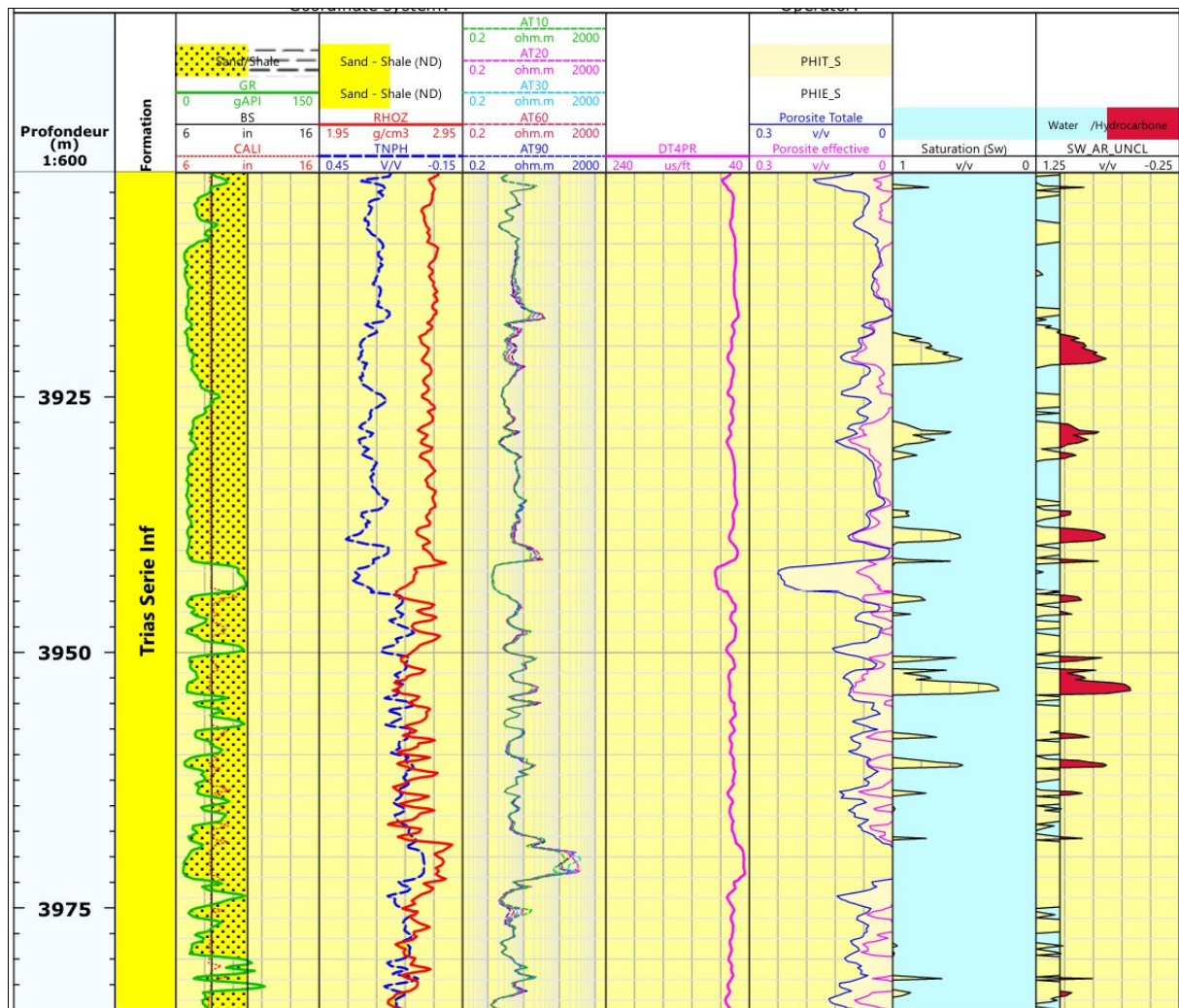


Fig28:Résultats de l'interprétation pétrophysique de la Série Inférieure dans le puits
71

I.2.6. Discussion des résultats pétrophysiques

L'interprétation des données diagraphiques acquises dans les puits X1, X2, Y1, Y2 et Z1 met en évidence une qualité réservoir globalement faible à moyenne au sein de la Série Inférieure. Les niveaux potentiellement productifs sont essentiellement représentés par des grès fins à très fins localisés dans la partie inférieure de la formation, tandis que la partie supérieure est dominée par des roches éruptives peu favorables au stockage des hydrocarbures.

Les valeurs de porosité obtenues, comprises entre 5 et 11 %, traduisent une capacité de stockage relativement limitée. Ces faibles porosités peuvent être attribuées à plusieurs facteurs diagénétiques, notamment la compaction liée à l'enfouissement profond ainsi que le développement d'un ciment argileux, siliceux et localement carbonaté. Les observations lithologiques réalisées sur les déblais de forage et les carottes confirment en effet la présence de grès généralement compacts,

à ciment silico-argileux dominant, susceptibles de réduire significativement la porosité primaire.

Les saturations en eau calculées, variant de 32 à 55 %, indiquent une occupation importante du volume poreux par l'eau de formation. Bien que certaines valeurs relativement faibles, notamment dans le puits X1, puissent suggérer une imprégnation en hydrocarbures, les saturations élevées observées dans plusieurs intervalles réduisent le volume des hydrocarbures potentiellement récupérables. Cette situation peut être liée à la faible qualité pétrophysique des réservoirs ainsi qu'à une distribution hétérogène des fluides au sein de la formation.

L'étude met également en évidence une variabilité latérale des propriétés pétrophysiques entre les différents puits. Cette hétérogénéité semble directement liée aux changements de faciès observés dans la Série Inférieure, caractérisée par une alternance de grès, d'argiles et de niveaux volcaniques. Les meilleures propriétés réservoirs ont été enregistrées dans le puits Y1, où la porosité atteint localement 11 %. Toutefois, même dans ce cas, les épaisseurs productives demeurent limitées et les saturations en eau restent relativement élevées.

Les observations effectuées sur les carottes des puits X1 et X2 révèlent également la présence de fractures subverticales semi-ouvertes à fermées. Dans des réservoirs à faible porosité matricielle, ces fractures peuvent jouer un rôle fondamental en améliorant la circulation des fluides et la connectivité hydraulique du réservoir. La fracturation naturelle pourrait ainsi expliquer la productivité observée dans certains intervalles malgré des caractéristiques pétrophysiques généralement modestes.

Enfin, la présence récurrente de roches éruptives dans l'ensemble des puits suggère une influence volcanique importante au cours de l'évolution de la Série Inférieure. Ces épisodes volcaniques ont probablement contribué à l'hétérogénéité du réservoir et influencé les processus diagenétiques responsables de la réduction des espaces poreux. Toutefois, ils ont également pu favoriser le développement de réseaux de fractures secondaires susceptibles d'améliorer localement les performances réservoirs.

I.2.7. Synthèse et évaluation du potentiel réservoir

L'évaluation intégrée des données lithologiques, pétrophysiques et sédimentologiques met en évidence une architecture relativement homogène de la

Série Inférieure à l'échelle de la zone étudiée. Dans tous les puits analysés, la partie supérieure est dominée par des roches éruptives, tandis que la partie inférieure est constituée principalement de niveaux gréseux localement associés à des passées argileuses.

Les intervalles gréseux identifiés présentent des propriétés réservoirs globalement faibles à moyennes. Les porosités effectives varient entre 5 et 11 %, avec des valeurs généralement inférieures à 10 %, traduisant une faible capacité de stockage des fluides. Les saturations en eau sont relativement élevées, comprises entre 32 et 55 %, ce qui limite le volume d'hydrocarbures pouvant être accumulé dans ces niveaux. Les épaisseurs nettes productives reconnues dans les différents puits sont faibles, généralement comprises entre 2 et 4 m. De plus, la continuité latérale des niveaux réservoirs apparaît limitée, ce qui traduit une forte hétérogénéité du système réservoir. Les principaux facteurs responsables de cette qualité réservoir modérée sont la compaction avancée des grès, l'abondance du ciment silico-argileux, les intercalations argileuses ainsi que la faible épaisseur des corps sableux.

Malgré ces contraintes, certains intervalles présentent des caractéristiques relativement favorables, notamment dans le puits Y1 où la porosité atteint localement 11 %. De même, la présence de fractures naturelles observées sur les carottes suggère l'existence d'une porosité secondaire susceptible d'améliorer localement la perméabilité et la productivité des niveaux gréseux.

Dans l'ensemble, la Série Inférieure peut être considérée comme un réservoir de qualité faible à moyenne présentant un potentiel pétrolier réel mais limité. Son intérêt économique dépend principalement de la distribution des niveaux gréseux les mieux développés, de l'intensité de la fracturation naturelle et de la connectivité entre les différentes zones réservoirs.

I.2.8. Validation du potentiel réservoir par les tests de formation (DST)

Les résultats des tests de formation (Drill Stem Tests, DST) réalisés dans les puits X1 et Y1 apportent une validation directe des interprétations pétrophysiques et confirment la présence effective d'hydrocarbures mobiles au sein de la Série Inférieure.

Dans le puits X1, le DST réalisé sur les niveaux gréseux de la Série Inférieure a

permis la production de 17,32 m³ d'huile accompagnés de 4 806 m³ de gaz. Ces résultats démontrent que, malgré des porosités relativement faibles et des épaisseurs productives limitées, les niveaux testés possèdent une connectivité suffisante pour permettre la circulation et la production des hydrocarbures.

Le test effectué dans le puits Y1 a fourni des résultats encore plus significatifs, avec une production de 32 m³/h d'huile et 7 619 m³/h de gaz. Ces débits confirment le caractère productif de certains intervalles gréseux et mettent en évidence l'importance des phénomènes de fracturation naturelle dans l'amélioration des performances réservoirs.

La comparaison entre les résultats pétrophysiques et les essais de production montre que les propriétés matricielles seules ne permettent pas d'expliquer le comportement dynamique de la Série Inférieure. En effet, malgré des porosités modestes et des saturations en eau parfois élevées, les débits enregistrés démontrent l'existence de chemins préférentiels de circulation des fluides, probablement liés à des réseaux de fractures naturelles.

Ainsi, les résultats des DST confirment que la Série Inférieure constitue un réservoir productif dans certaines zones de la structure étudiée. Bien que ses caractéristiques pétrophysiques soient globalement modestes, la présence d'hydrocarbures mobiles et les débits obtenus lors des essais attestent de son intérêt pétrolier. Ces observations soulignent l'importance de cibler, lors des futurs travaux d'exploration et de développement, les secteurs où les niveaux gréseux présentent les meilleures propriétés pétrophysiques et où la fracturation naturelle est la plus développée.

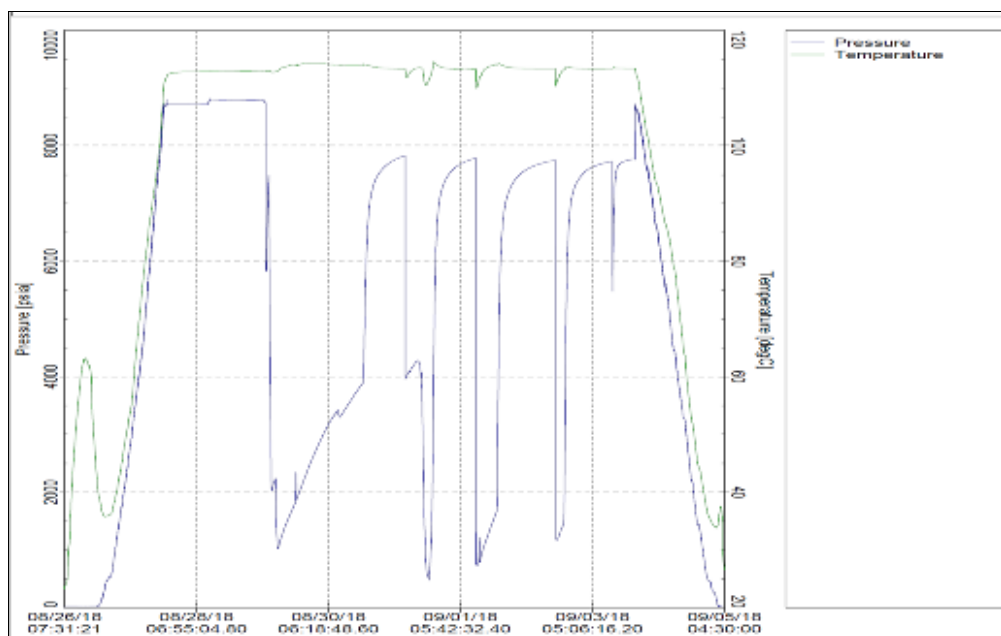


Fig29:Diagramme du DST réalisé dans la Série Inférieure du puits X1.

Conclusion

L'étude géologique et pétrophysique de la Série Inférieure réalisée à partir des données des puits X1, X2, Y1, Y2 et Z1 a permis de mettre en évidence les principales caractéristiques lithologiques et réservoirs de cette unité triasique.

L'analyse des déblais de forage et des carottes montre que la Série Inférieure est constituée d'une succession dominée par des roches éruptives dans sa partie supérieure et par des niveaux gréseux fins à très fins, localement associés à des passées argileuses et carbonatées dans sa partie inférieure. Cette organisation lithologique relativement homogène à l'échelle de la zone étudiée témoigne d'une évolution sédimentaire complexe marquée par l'influence d'épisodes volcaniques et de conditions de dépôt variables.

L'évaluation pétrophysique révèle des propriétés réservoirs globalement faibles à moyennes. Les porosités effectives varient entre 5 et 11 %, tandis que les saturations en eau sont comprises entre 32 et 55 %. Les épaisseurs nettes productives restent limitées, généralement de l'ordre de 2 à 4 m. Ces caractéristiques traduisent une capacité de stockage relativement réduite, principalement en raison de la compaction des grès, de la cimentation silico-argileuse et de la présence d'intercalations argileuses.

Malgré ces contraintes, plusieurs indices témoignent d'un potentiel pétrolier réel de la Série Inférieure. Les observations réalisées sur les carottes ont mis en évidence la présence de fractures naturelles susceptibles d'améliorer localement la perméabilité et la circulation des fluides. Cette hypothèse est confirmée par les résultats positifs des tests de formation (DST) effectués dans les puits X1 et Y1, qui ont permis la production d'huile et de gaz en quantités significatives.

Ainsi, la Série Inférieure peut être considérée comme un réservoir d'intérêt pétrolier présentant une qualité globalement modeste mais localement améliorée par la fracturation naturelle. Son potentiel économique dépend principalement de la distribution des niveaux gréseux les mieux développés, de leurs propriétés pétrophysiques et de l'intensité des réseaux de fractures. Ces résultats constituent une base importante pour l'orientation des futurs travaux d'exploration, de caractérisation et de développement des réservoirs triasiques dans la région étudiée.

Ce travail de recherche a permis de mener une étude géologique et pétrophysique intégrée sur cinq puits (X-1, X-2, Y-1, Y-2, Z-1) situés dans le périmètre de Touggourt Est II, au sein du bassin d'Amguid-Messaoud.

L'approche méthodologique adoptée repose sur une démarche multidisciplinaire articulée autour de trois axes fondamentaux : l'analyse diagraphique (GR, résistivité, neutron, densité) pour identifier les faciès et estimer la porosité, la validation par les données de carottes (description macroscopique, mesures de perméabilité et de saturation) garantissant la fiabilité des résultats, et enfin, la corrélation inter-puits couplée à la simulation des réservoirs, constituant le socle technique indispensable à toute interprétation approfondie.

Les résultats pétrophysiques obtenus mettent en évidence une qualité réservoir globalement faible à moyenne au sein de la Série Inférieure du Trias. Les niveaux potentiellement productifs, constitués de grès fins à très fins, sont localisés dans la partie inférieure, tandis que la partie supérieure est dominée par des roches éruptives peu favorables au stockage. Les porosités effectives varient entre 5 et 11 %, et les saturations en eau oscillent entre 32 et 55 %. Cette capacité de stockage limitée est principalement imputable à des facteurs diagénétiques, tels que la compaction liée à l'enfouissement profond et le développement d'un ciment argilo-siliceux, parfois carbonaté. Toutefois, les observations sur carottes dans les puits X-1 et X-2 révèlent la présence de fractures naturelles subverticales qui améliorent localement la perméabilité et la connectivité hydraulique, une hypothèse confirmée par les résultats positifs des tests de formation (DST) dans les puits X-1 et Y-1, ayant permis une production significative d'huile et de gaz.

Sur le plan global, cette analyse démontre que le bassin d'Amguid-Messaoud constitue un système pétrolier complet, dont le fonctionnement repose sur une synergie cohérente entre une roche mère silurienne riche en matière organique, des voies de migration contrôlées par la discordance hercynienne et le réseau de failles, des réservoirs gréseux triasiques, ainsi que des couvertures argilo-évaporitiques assurant l'étanchéité des accumulations. Localement, dans la structure d'Oglet En Nacer, le contrôle tectonique complexe joue un rôle déterminant dans la formation de pièges mixtes et la compartimentation des réservoirs. L'atteinte du toit du Trias Série Inférieure, à une profondeur moyenne de 3892 m ($\approx$ -3750 m TVDSS), souligne l'importance de l'enfouissement pour la maturation.

En conclusion, la qualité des réservoirs et le contrôle structural conditionnent

directement le potentiel d'accumulation des hydrocarbures dans ce secteur. Ces résultats, obtenus grâce aux modèles de calcul appropriés comme la loi d'Archie, constituent une base solide pour l'orientation des futurs travaux d'exploration, de caractérisation et de développement des réservoirs triasiques dans la région étudiée.

Référence Bibliographique

Référence interne au projet (document fournis) :

1. SONATRACH Rapport. D'implantation du puits Oglet En Nesser-1 (OEN-1), Division exploration Département Études Régionales.
2. SONATRACH / Direction Géologie. Étude petro physique comparative – Réservoir Trias inférieur, Champ Oglet En Nasser
3. Fichier Sonatrach (fiche technique, master log, log habille)

Références générales :

1. Boujema, A. (1987). Les bassins pétroliers du Sahara algérien. Revue de l'Institut Algérien du Pétrole.
2. Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). Basic Well Log Analysis. 2nd Edition. AAPG Methods in Exploration Series, No. 16. American Association of Petroleum Geologists.
3. Desbrandes, R. (1982). Théorie et interprétation des diagraphies. Éditions Technip.
4. Serra, O. (1997). Well Logging: Data Acquisition and Applications, serralog.
5. https://www-ig.unil.ch/c_res11f.htm
6. https://fr.scribd.com/document/685191593/Porosite#google_vignette
7. <https://vitrinelinguistique.oqlf.gouv.qc.ca/fiche-gdt/fiche/8423705/reservoir>
8. <https://www.wattco.com/fr/2021/06/differents-types-de-reservoirs-de-stockage/28>.

ملخص

تقدم هذه المذكرة دراسة جيولوجية وبتروفيزيائية متكاملة لتقييم "السلسلة السفلية" من الترياس في خمسة آبار واقعة في قطاع "توقرت شرق 2" بحوض أميد-مسعود. الهدف الرئيسي من هذا العمل هو التوصيف الدقيق للخصائص المكمنية (المسامية، النفاذية، والتشبع) وتحليل التباين السحني والتكتوني الذي يؤثر على توزيع الهيدروكربونات. اعتمدت الدراسة على مقارنة متعددة التخصصات دمجت بين تحليل الدياغرافيات، بيانات اللبّات والمضاهاة بين الآبار، مع تسليط الضوء على دور الكسور الطبيعية في تحسين نفاذية الخزانات ذات المسامية المحدودة. وتظهر النتائج أن التداخل بين الجودة الصخرية والتحكم التكتوني في بنية "أوقلة الناصر" يحدد إمكانات التراكم، مما يوفر قاعدة علمية استراتيجية لتوجيه أعمال الاستكشاف وتطوير المكامن في المنطقة مستقبلاً.

الكلمات المفتاحية

السلسلة السفلية، الترياس، التحليل البتروفيزيائي، حوض أميد-مسعود، الخصائص المكمنية، الكسور الطبيعية، توقرت شرق 2.

Résumé

Cette mémoire présente une étude géologique et pétrophysique intégrée visant à caractériser la "Série Inférieure" du Trias dans cinq puits (X-1, X-2, Y-1, Y-2, Z-1) situés dans le périmètre de Touggourt Est II, au sein du bassin d'Amguid-Messaoud. L'objectif principal est d'évaluer les propriétés réservoirs (porosité, perméabilité, saturation) et d'analyser le contrôle tectonique et sédimentaire influençant la distribution des hydrocarbures. La démarche méthodologique repose sur une approche multidisciplinaire combinant l'analyse des diagraphies, les données de carottes, et la corrélation inter-puits, tout en mettant en évidence le rôle crucial des fractures naturelles dans l'amélioration de la perméabilité des réservoirs à porosité matricielle limitée. Les résultats démontrent que l'interaction entre la qualité pétrophysique et le contrôle structural au niveau de la structure d'Oglet En Nacer détermine directement le potentiel d'accumulation, constituant ainsi une base stratégique pour les futurs travaux d'exploration et de développement dans ce secteur.

Mots-clés : Série Inférieure, Trias, Analyse pétrophysique, Bassin d'Amguid-Messaoud, Fractures naturelles, Potentiel réservoir.

Abstract

This thesis presents an integrated geological and petrophysical study of the "Lower Series" of the Triassic in five wells (X-1, X-2, Y-1, Y-2, Z-1) located in the Touggourt East II perimeter, within the Amguid-Messaoud basin. The main objective is to accurately characterize the **reservoir properties** (porosity, permeability, saturation) and to analyze the sedimentary and tectonic controls influencing hydrocarbon distribution. The methodology relies on a multidisciplinary approach combining well log analysis, core data, and well-to-well correlation, highlighting the critical role of natural fractures in enhancing permeability within reservoirs with limited matrix porosity. The results demonstrate that the interaction between petrophysical quality and structural control within the Oglet En Nacer structure directly determines the accumulation potential, providing a strategic basis for future exploration and development projects in this sector.

Keywords: Lower Series, Triassic, Petrophysical analysis, Amguid-Messaoud basin, Natural fractures, Reservoir potential