

**UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -
FACULTE DES HYDROCARBURES, DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
Département 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

THEME

Caractérisation pétrophysique et spatiale (2D) du réservoir

Cambrien RI/D5 BASAL (Zone 25, Hassi Messaoud) :

Apport des logiciels Techlog et Petrel

Présenté par :

KHADEM Heyem

LEKHAL Malak

BOUKHRIS Abdelkader

Devant le jury :

Président :	BOUZAHER Faiza	M.C.B UKM Ouargla
Promoteur :	BELKSIER Mohamed Salah	Pr. UKM Ouargla
Examineur :	FENAZI Bilel	M.C.A UKM Ouargla

Année Universitaire :

2025/2026

Remerciements

En premier lieu nous remercions Allah tout puissant, Qui nous a éclairé le bon chemin, et qui nous aidé pour l'élaboration de ce mémoire et nous a donné le pouvoir de le terminer.

On souhaite adresser nos remerciements les plus sincères aux personnes qui nous ont apporté leur aide et qui contribué à l'élaboration de ce mémoire.

On tient à remercier notre encadreur Monsieur

Pr. BELKSIER MOHAMED SALAH

Pour son aidée ses conseils tout au long de notre projet et donné de son temps et de Son intelligence.

Résumé

Ce travail porte sur la caractérisation pétrophysique de l'unité réservoir **D5 (D5 Basal / Ri)** au niveau de la **Zone 25** (partie sud du champ de Hassi Messaoud). Fortement affectée par la Discordance Hercynienne, cette unité se situe immédiatement sous la zone altérée. La méthodologie a combiné l'évaluation diagraphique quantitative continue sous **Techlog** et la modélisation spatiale en isovaleur sous **Petrel**.

L'analyse des logs révèle une matrice gréseuse saine ultra-compacte et stérile, caractérisée par une porosité effective (Φ_{eff}) de **3% à 5%** et une perméabilité matricielle (K) inférieure à **0.1 mD**. À l'échelle du champ, la cartographie démontre que la distribution des fluides est strictement contrôlée par la tectonique cassante : une faille majeure orientée NE-SW fait office de barrière étanche, piégeant l'huile dans le compartiment haut (S_w de **20% à 35%**) et l'isolant de l'aquifère salé périphérique ($S_w > 60\%$).

La qualité matricielle étant insuffisante, la productivité commerciale de ce réservoir serré (*Tight Reservoir*) dépend exclusivement de l'interception d'un réseau de micro-fractures tectoniques ouvertes à proximité des failles.

Mots-clés : Pétrophysique, Hassi Messaoud, D5/Ri, Techlog, Petrel, Saturation, Réservoir serré, Failles.

Abstract

This study focuses on the petrophysical characterization of the **D5** reservoir unit within **Zone 25** (South flank of the Hassi Messaoud field). Strongly impacted by the Hercynian Unconformity, this unit is located directly beneath the altered zone. The applied methodology combines continuous quantitative log evaluation using **Techlog** software with two-dimensional spatial modeling via isovalue mapping under the **Petrel** environment.

Log analysis reveals an ultra-compact and tight clean sandstone matrix, characterized by a low effective porosity (Φ_{eff}) ranging from **3% to 5%** and a matrix permeability (K) dropping systematically below **0.1 mD**. At the field scale, mapping demonstrates that fluid distribution is strictly controlled by fault tectonics: a major fault oriented NE-SW acts as a sealing hydrodynamic barrier, trapping oil within the structurally high compartment (water saturation S_w between **20% and 35%**) and isolating it from the active peripheral saline aquifer ($S_w > 60\%$).

The matrix properties are insufficient on their own, the commercial productivity of this tight reservoir depends exclusively on intercepting a network of open tectonic micro-fractures associated with the mapped faults.

Keywords: Petrophysical, Hassi Messaoud, D5, Techlog, Petrel, Water Saturation, Tight Reservoir, Faults.

ملخص

يركز هذا العمل على التقييم البتروفيزيائي للوحدة المكمني (D5) على مستوى المنطقة 25 (الجانب الجنوبي لحقل حاسي مسعود). نظراً لتأثيرها الشديد بـ "عدم التوافق الهرسيني"، تقع هذه الوحدة مباشرة تحت النطاق المتحول (المنطقة المتأثرة بالتعرية). اعتمدت المنهجية التطبيقية على الجمع بين التقييم الكمي المستمر تسجيلات الآبار عبر برنامج Techlog ، والنمذجة المكانية ثنائية الأبعاد باستخدام برنامج Petrel.

أظهر تحليل تسجيلات الآبار أن الصخر الرملي السليم شديد الاندماج والكتامة، حيث تتراوح المسامية الفعالة بين 3% و 5% ، بينما تنخفض النفاذية بشكل حاد دون عتبة 0.1 mD. على نطاق الحقل، أثبتت الدراسة الخرائطية أن توزيع الموانع يخضع بشكل صارم للتحكم التكتوني الفاصل؛ حيث يعمل صدع رئيسي موجه شمال شرق -جنوب غرب كحاجز هيدروديناميكي كتيم، يحبس النفط في الجزء البنيوي المرتفع (بنسبة تشبع مائي تتراوح بين 25% و 35% ، ويعزله عن الخزان المائي المالح المحيطي في المناطق المنخفضة). ($Sw > 60\%$)

ونظراً لعدم كفاية الخصائص النسيجية، فإن الإنتاجية التجارية لهذا المكمن الكتيم تعتمد كلياً على اختراق الآبار لشبكة من التشققات والتصدعات التكتونية المفتوحة المحفزة بالصدوع الرئيسية.

الكلمات المفتاحية: حاسي مسعود، بتروفيزياء، D5 ، Techlog ، Petrel، التشبع المائي، مكمن كتيم، صدوع.

Table des matières

Remerciement

Résumé

Liste des abréviations

Introduction Générale..... 2

Chapitre I : Cadre Physique et Géologique du Champ de Hassi Messaoud.

I.	Introduction	4
II.	Localisation géographique	4
III.	Zonage de champ Hassi Messaoud	5
IV.	Cadre géologique.....	7
IV.1.	Tectonique et évolution structural.....	8
IV.1.1.	Structuration anté-Triasique	9
IV.1.1.1.	<i>La phase Panafricaine</i>	9
IV.1.1.2.	<i>La phase Éo-Calédonienne précoce (Anté-Trémadocienne ou Taconique)</i> ...	9
IV.1.1.3.	<i>La phase Calédonienne majeure</i>	10
IV.1.1.4.	<i>La phase Hercynienne</i>	10
IV.1.2.	Structurations post-triasiques	10
IV.1.2.1.	<i>La phase Autrichienne</i>	10
IV.1.2.2.	<i>La phase Atlasique</i>	10
IV.1.3.	Structuration actuelle	11
IV.2.	Stratigraphie.....	11
a.	Le Socle	12
b.	Infracambrien	12
c.	Le Paléozoïque.	12
d.	Le Mésozoïque	13
e.	Le Cénozoïque	15
IV.4.	Environnements de dépôt et genèse du gisement	17
IV.5.	Système pétrolier.....	18
IV.5.1.	Roche mère	18
IV.5.2.	Roche réservoir.....	18
IV.5.3.	Roche couverture	19
IV.5.4.	Les pièges	19
a.	Les pièges structuraux	19
b.	Les pièges stratigraphiques	19
c.	Les pièges mixtes	19

IV.6. Migration des hydrocarbures	19
I. Diagraphie différée	21
II. Dispositifs techniques d'acquisition.....	21

Chapitre II : Notions Générales sur l'Évaluation des Paramètres Pétrophysiques.

III. Les différentes diagraphies enregistrées	22
IV. Carottage	25
a. Définition la Carotte	26
b. Analyse sur la carotte	26
V. Notions fondamentales sur les paramètres pétro-physiques.....	26
a. Réservoir	26
b. Composition de la roche	26
c. La matrice	26
d. Les grains	27
e. Le ciment	27
f. Les argiles	27
g. Les fluides	27
h. Les faciès.....	27
VI. Les paramètres pétrophysiques	27
a. Porosité totale (Φ_t).....	28
b. Porosité primaire	28
c. Porosité secondaire (Φ_s)	28
d. Porosité connectée	28
e. Porosité effective ou utile (Φ_μ).....	28
f. Porosité potentielle	28
g. Porosité résiduelle	28
h. Porosité apparente	28
a. Détermination de la résistivité vraie (R_t)	30
b. Détermination de la résistivité de l'eau de formation (R_w)	31
c. Relation entre porosité et résistivité (Loi d'Archie)	31
a. Relation entre résistivité et saturation.	32
b. Le facteur de formation	32
a. Mesure de la perméabilité au laboratoire	33
b. Mesure de la perméabilité à partir des diagraphies	34
c. Mesure de la perméabilité à partir des tests de puits	34
d. comparaison des méthodes	35

a. À partir du Gamma Ray (GR)	36
b. À partir du Neutron (ΦN)	36
a. Interprétation qualitative.....	36
b. Interprétation quantitative	37
VI.5. 3. 1. Cas de réservoir propre ($V_{sh} \leq 10\%$)	37
VI.5. 3. 2. Cas de réservoir argileux ($V_{sh} \geq 10\%$)	38
a. Argiles dispersées	38
b. Argiles laminées	38
c. Argiles structurales	38

Chapitre III : Analyse Diagramme de la Zone d'Étude (Zone 25).

I. Introduction sur Logiciel Techlog (Schlumberger) dans l'Industrie Pétrolière	41
a. Évaluation Quantitative des Propriétés Réservoirs	42
b. Interprétation Minéralogique et Lithologique Avancée (Module ELAN)	42
C. Zonage, Statistiques et Synthèse de Puits (Zonation & Cut-off)	42
II. Présentation de la zone d'étude.....	43
III. Diagramme des puits du Réservoir Ri (D5 BASAL).....	44
IV. Conclusion	51

Chapitre IV : Évaluation Pétrophysique Intégrée et Cartographie du Réservoir D5 (Ri).

I. Cartographie du Réservoir Ri (D5 BASAL).....	52
a. Description des principaux domaines structuraux	52
b. Impact du Réseau de Fracturation sur la Compartimentation	52
a. Quantification Spatiale et Distribution des Faciès Hydrodynamiques	53
b. Contrôle Structural de l'Anisotropie des Perméabilités.....	54
a. Quantification Spatiale et Distribution des Faciès Poreux	55
b. Contrôle Structural de l'Anisotropie des Porosités	55
a. Distribution Spatiale des Fluides et Analyse des Compartiments	56
b. Corrélation avec les Accidents Cassants Tectoniques	57
II. Complémentarité entre l'analyse ponctuelle 1D et l'affichage spatial 2D	57
III. Conclusion.....	59
Conclusion générale	60
REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUES	61

Liste des figures

Figure 1: Cadre géographique de champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).	5
Figure 2: Schéma des zones du champ de Hassi-Messaoud (SONATRACH 2004).	6
Figure 3: Découpage et Nomenclatures des puits du Hassi Messaoud.	7
Figure 4: Cadre géologique de champ de Hassi Messaoud (SONATRACH 2004).	8
Figure 5: Carte des éléments tectoniques montrant la concordance entre la présence de brèches de faille.	9
Figure 6: Coupe géo-structurale transversale régionale (WEC, 2007).	11
Figure 7: Log stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messoud.	16
Figure 8: Formation de gisement de Hassi Messaoud (1976).	17
Figure 9: Schéma général d'un matériel de diagrapie.	22
Figure 10: Diagrapie du Réservoir D5 (Puits MD-752).	45
Figure 11: Diagrapie du Réservoir D5 (Puits MD-778).	46
Figure 12: Diagrapie du Réservoir D5 (Puits MD-779).	47
Figure 13: Diagrapie du Réservoir D5 (Puits MD-787).	49
Figure 14: Diagrapie du Réservoir D5 (Puits MDZ-836).	50
Figure 15: Carte structurale au niveau de la DH/D5.	53
Figure 16: Carte des isoperméabilité au niveau du D5inf.	54
Figure 17: Carte des isoporosités au niveau du D5inf.	56
Figure 18: Carte des saturations en eau au niveau du D5inf.	57

LISTE DES ABREVIATIONS

CFPA : Compagnie Française des Pétroles Algérie, TOTAL actuellement.
SN REPAL : Société Nationale de Recherche et d'Exploitation des Pétroles en Algérie
D : drain.
DP: Division Production.
DH: Discordance Hercynienne.
HMD: Hassi Messaoud.
ID: inter drain.
K: Perméabilité.
m: mètre.
mD : milli Darcy.
N : Nord. O : Ouest. E : Est. S: Sud.
R : Réservoir.
Ra : Réservoir an isométrique.
Ri : Réservoir isométrique.
SH : Sonatrach (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures).
SLB : Schlumberger.
Sw : Saturation en eau.
 Φ : Porosité
 Φ_{eff} : Porosité effective
 Ω : unité de résistivité (ohm)
 μ : micro
 ρ : Densité

Introduction Générale

Dans le cadre de la collaboration scientifique entre la Faculté des Sciences de la Terre et de l'Univers de l'Université Kasdi Merbah Ouargla (UKMO) et la Division Production de la SONATRACH, notre projet de fin d'études a été réalisé au sein de la Direction des Opérations Production de Hassi Messaoud. Ce travail est dédié à la « **Caractérisation des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambrien au niveau de la Zone 25 du champ de Hassi Messaoud** ».

Le gisement géant d'huile légère de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage du puits de découverte **MD-1**, qui a pu mettre en évidence des réservoirs gréseux d'âge Cambro-Ordovicien à une profondeur de 3337 m. Cette structure majeure, s'étendant sur une superficie de 40 x 40 km, est l'une des plus importantes du Sahara algérien, située à environ 800 km au sud d'Alger.

Sur le plan structural, le champ présente une configuration en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne dont le paroxysme s'est produit à la fin du Paléozoïque. Notre secteur d'étude, la **Zone 25**, constitue l'un des compartiments clés de ce gisement.

L'objectif principal de cette étude est l'évaluation des propriétés de l'intervalle **D5 Basal**. Dans ce secteur spécifique du champ, fortement affecté par la Discordance Hercynienne (DH) qui a érodé les séries supérieures et l'Ordovicien (comme l'atteste l'érosion des *Grès El Atchane* et la réduction des *Argiles d'El Gassi*), l'unité D5 est directement surmontée par la zone altérée (**Z.Alt**) et rattachée l'échelle locale au sommet de la série préservée sous le nom de **réservoir Ri**.

La démarche méthodologique adoptée repose sur une approche intégrée en deux étapes clés :

1. **Analyse diagraphique quantitative** : Utilisation du logiciel **Techlog** pour le traitement des enregistrements continus afin de calculer les volumes d'argile (V_{sh}), la porosité effective (Φ_{eff}), et la saturation en eau (S_w) au droit de chaque puits.
2. **Modélisation spatiale (Cartographie)** : Utilisation du logiciel **Petrel** pour générer et interpréter les cartes d'isovaleurs de ces différents paramètres statiques et dynamiques, permettant de suivre la distribution latérale des propriétés, d'évaluer l'impact de la tectonique cassante (les failles) sur la géométrie du réservoir et d'individualiser la configuration des drains.

Pour répondre aux objectifs fixés, le présent mémoire est structuré en quatre chapitres principaux :

- **Chapitre I : Cadre Physique et Géologique du Champ de Hassi Messaoud.** *Ce chapitre traite du contexte géographique, stratigraphique, structural et sédimentologique régional du bassin.*

- **Chapitre II : Notions Générales sur l'Évaluation des Paramètres Pétrophysiques.** *Il expose les principes théoriques de la physique des roches, les lois d'interprétation diagraphique et les méthodes de calcul des propriétés des fluides et de la matrice.*
- **Chapitre III : Analyse Diagraphique de la Zone d'Étude (Zone 25).** *Dédié au traitement quantitatif des données de puits sous Techlog, à l'application des modèles d'évaluation et au calcul continu des propriétés pétrophysiques.*
- **Chapitre IV : Évaluation Pétrophysique Intégrée et Cartographie du Réservoir D5 (Ri).** *Ce chapitre présente la génération et l'interprétation des cartes d'isovaleurs sous Petrel, la confrontation directe entre les résultats de diagraphie et de cartographie, et le diagnostic final sur la qualité globale du réservoir.*

Chapitre 01 :

Cadre Physique et Géologique du Champ

de Hassi Messaoud

I. Introduction

S'étendant sur une superficie de 4200 km², le champ de Hassi Messaoud (HMD) figure parmi les plus grands gisements pétroliers à l'échelle mondiale. Le gisement de Hassi-Messaoud fut découvert par deux compagnies distinctes : la CFPA, opérant sur le flanc septentrional (zones OM et ON), et la SN REPAL, active dans la partie méridionale du champ.

L'exploration du Sahara algérien par la SN REPAL débute dès 1946, suivie en 1949 par les premières campagnes de reconnaissance gravimétrique. En 1951, l'acquisition des premières données sismiques dans la région d'Ouargla permet de délimiter les contours des bassins sahariens, conduisant ainsi la SN REPAL et son partenaire, la CFPA, à l'obtention de leurs premiers permis de recherche.

La mise en évidence du gisement intervient le 16 janvier 1956 avec le forage MD1, implanté par la SN REPAL sur la base d'une campagne de sismique réfraction. Ce puits atteint, à une profondeur de 3338 mètres, les grès du Cambrien, s'avérant être le réservoir productif d'huile. En mai 1957, la CFPA confirme l'extension du gisement avec le forage OM1, situé à 7 km au nord-ouest de la découverte initiale.

Le développement du champ s'intensifie entre 1959 et 1964 avec la mise en exploitation de 153 puits. Suite à la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, l'activité de forage s'est accélérée, atteignant une moyenne de 34 puits par ans vers 1977.

Historiquement, l'exploitation a évolué en deux phases distinctes : le développement initial des zones de production par forages verticaux jusqu'en 2000, suivi, dès 1997, par l'exploitation des compartiments structuralement complexes et des réservoirs à faibles propriétés matricielles (notamment l'unité R2 supérieure) via des forages non conventionnels.

Au cours de sa phase de production, le gisement a été confronté à diverses contraintes techniques, telles que les dépôts de sels et d'asphaltènes, ainsi que les percées précoces de gaz et d'eau d'injection. La gestion de ces flux est assurée par deux complexes industriels majeurs destinés au traitement intégral des fluides produits et des fluides d'injection.

II. Localisation géographique

Le gisement de Hassi Messaoud, pôle majeur de la province pétro-gazière de l'Algérie orientale, constitue l'une des structures pétrolifères les plus vastes au monde. S'étendant sur une superficie de 4200 km², ce périmètre fut octroyé le 1er novembre 1961 à l'association SN REPAL-CFP(A). Ce champ demeure stratégique, contribuant à plus de 50 % de la production nationale d'hydrocarbures.

Sur le plan géographique, il se situe à 650 km au Sud-Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière algéro-tunisienne et à 80 km à l'Est d'Ouargla.

Ses limites cartographiques en coordonnées Lambert sont définies par :

- **X** = 790.000 – 840.000 Est
- **Y** = 110.000 – 150.000 Nord

Ses coordonnées géographiques s'inscrivent entre la latitude 31°30' et 32°00' Nord, et la longitude 5°40' et 6°20' Est.

Le champ est délimité par :

- **Au Nord** : la structure de Rhourde Chegga.
- **Au Sud** : les gisements d'El Gassi et d'El Agreb.
- **À l'Est** : le gisement de Rhourde El Baguel.
- **À l'Ouest** : la structure de Haoud Berkaoui.

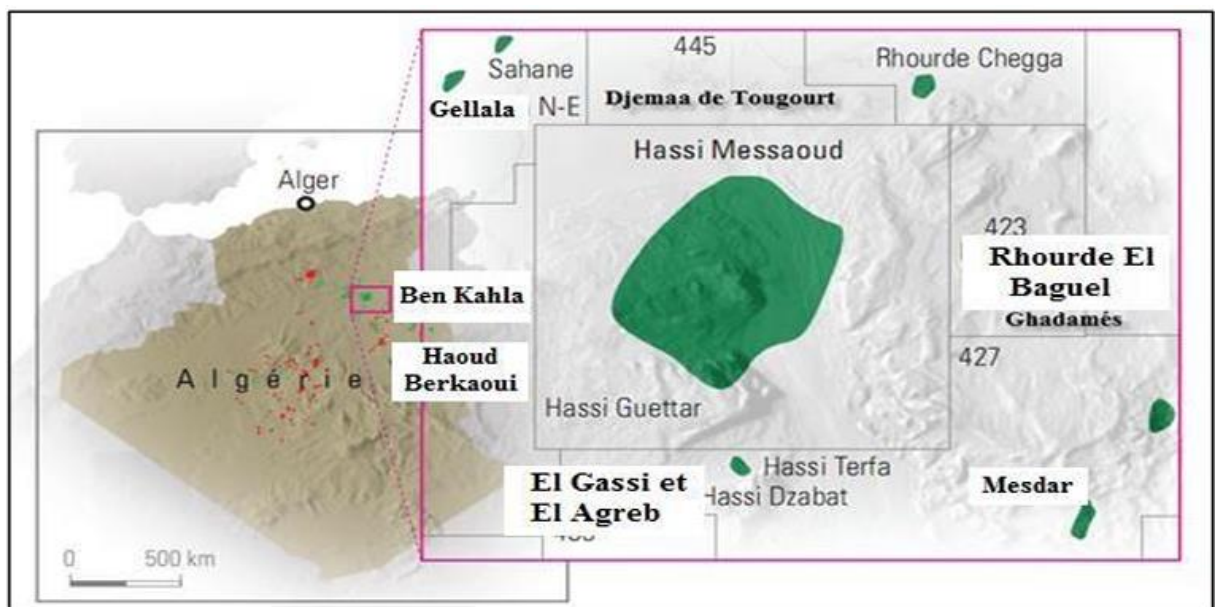


Figure 1: Cadre géographique de champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).

III. Zonage de champ Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud est subdivisé en 25 zones de production distinctes. La cartographie des pressions (isobares) en fonction de l'historique de production permet d'identifier des secteurs présentant une homogénéité de pression, témoignant d'une communication hydraulique entre les zones, souvent facilitée par le réseau de fracturation naturelle à l'échelle structurale. Certaines de ces zones sont elles-mêmes fragmentées en sous-zones.

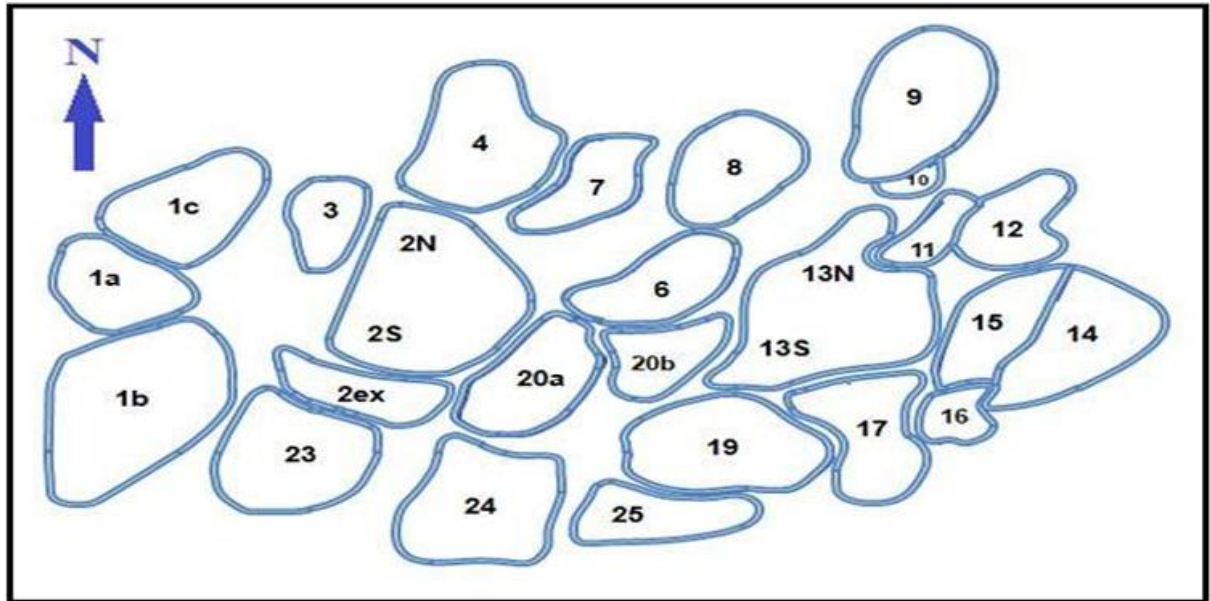


Figure 2: Schéma des zones du champ de Hassi-Messaoud (SONATRACH 2004).

Concernant la nomenclature et la répartition des puits, le champ est scindé en deux secteurs historiques, chacun possédant son propre système d'identification :

- **Secteur Nord (ex-CFPA) :** La dénomination repose sur une codification à la fois géographique et chronologique (ex : Omn38).
 - **O** : Désigne le permis d'Ouargla.
 - **m** : Indique une zone à huile s'étendant sur 1600 km².
 - **n** : Indique une zone à huile restreinte de 100 km².
 - Les chiffres (ex : **3** et **8**) correspondent respectivement à l'abscisse et l'ordonnée du quadrillage géographique.
- **Secteur Sud (ex-SN REPAL) :** L'identification est essentiellement chronologique, suivant l'ordre de forage (ex : MD1, MD2, MD3).

Remarque : La nomenclature des puits horizontaux est spécifiquement identifiée par l'insertion du caractère (**Z**) au sein de leur code, à l'image des puits OMK**Z**303 ou OMK**Z**202.

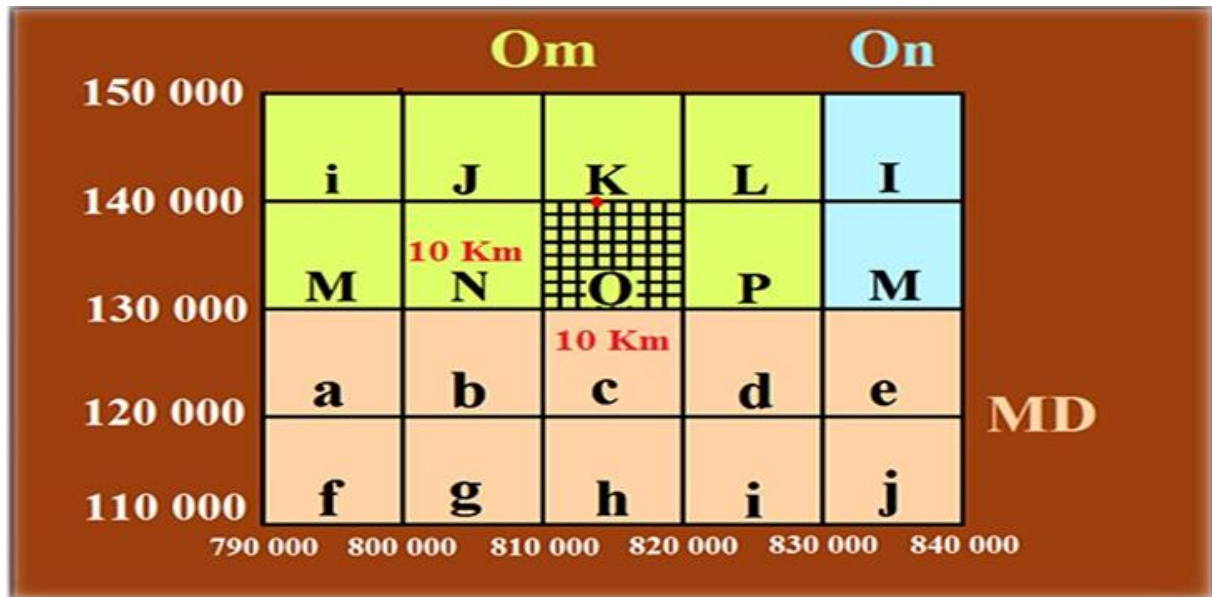


Figure 3: Découpage et Nomenclatures des puits du Hassi Messaoud.

IV. Cadre géologique

La structure de Hassi Messaoud forme la partie centrale de la province triasique avec d'autre ensemble de structure, résultat d'une paléo tectonique intense affecte ce gisement, elle correspond au prolongement du môle d'Amguid-El Biod vers le Nord. Ce gisement est limité par:

- Au Nord, par la structure Djemâa-Touggourt.
- Au Sud, par le haut-fond d'Amguid-El Biod.
- A l'Est, par les dépressions de Dahar et de Ghadamès.
- A l'Ouest, par la dépression d'Oued Mya.



Le champ de Hassi Messaoud présente une structure en vaste dôme anticlinal surbaissé, dont l'axe majeur est orienté NE-SW. Sur le plan structural, le réservoir est affecté par deux types de déformations majeures :

- **Le système de failles** : On distingue un réseau de failles subméridiennes (orientées NNE-SSW) ainsi qu'un système orthogonal de direction NW-SE. Cette configuration tectonique segmente le gisement en une succession de compartiments de type **Horst et Graben**.
- **Les discontinuités mineures** : Il s'agit de cassures sans rejet vertical significatif ou de flexures. Bien que d'ampleur limitée sur le plan structural, ces accidents ont un impact déterminant sur la densité de fracturation du réservoir, influençant ainsi directement ses propriétés pétrophysiques et son comportement hydrodynamique.

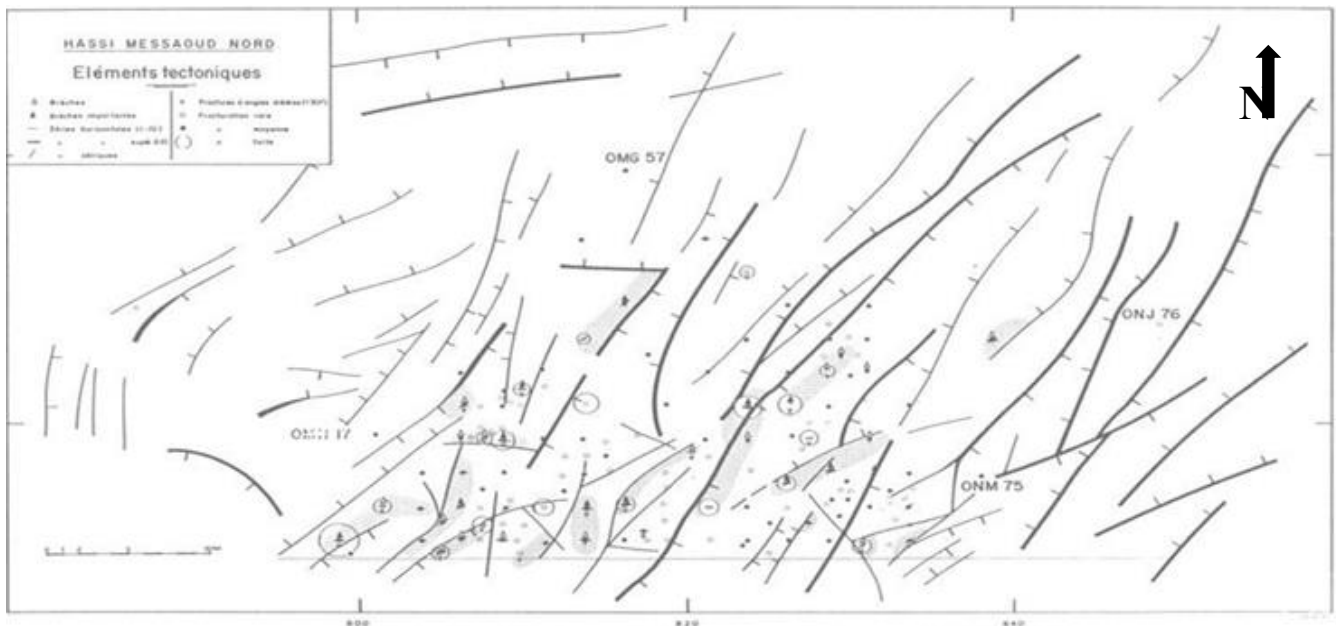


Figure 5: Carte des éléments tectoniques montrant la concordance entre la présence de brèches de faille (SONATRACH 2004) .

La structuration de champ de Hassi Messaoud est résultat de plusieurs phases tectoniques, chronologiquement sont :

IV.1.1. Structuration anté-Triasique

IV.1.1.1. La phase Panafricaine :

Cette phase de compression, orientée E-W, résulte de la collision continentale entre le craton ouest-africain (rigide) et le bloc est-africain (plastique), conformément aux travaux de Bertrand et Caby (1978). Elle se traduit par une tectonique cassante marquée par un réseau de failles directionnelles NE-SW et NW-SE. S'ensuit une période d'érosion intense, active jusqu'au Cambrien, aboutissant à la formation de la surface de pénéplanation dite « infratassilienne ». Cette pédiplaine marque le point de départ de l'évolution cratonique du Sahara.

Au Cambro-Ordovicien, des mouvements distensifs de direction NW-SE provoquent l'étirement de la croûte continentale, induisant une subsidence tectonique puis thermique. Cette distension réactive, sous forme de failles normales, les accidents NE-SW préexistants du socle, le tout accompagné d'épisodes volcaniques (Beicip/Franlab, 1979).

IV.1.1.2. La phase Éo-Calédonienne précoce (Anté-Trémadocienne ou Taconique) :

Datée d'environ 500 Ma, cette phase est caractérisée par le caractère transgressif des grès isométriques (série Ri) sur les flancs du champ, postérieurement au dépôt de l'unité réservoir (Ra). Une structuration tardi-cambrienne s'opère, marquée par des processus érosifs et une activité tectonique suivant une direction NE-SW, également associée à des manifestations volcaniques (Beicip/Franlab, 1979).

IV.1.1.3. La phase Calédonienne majeure :

Intervenant aux alentours de 400 Ma, cette phase se manifeste régionalement par l'absence de sédiments du Dévonien et du Carbonifère sur l'ensemble du haut-fond d'El Biod. L'hypothèse d'un hiatus de sédimentation (non-dépôt) est privilégiée à celle d'une érosion hercynienne, étant donné que les éléments remaniés à la base du Trias gréseux sont issus du Cambro-Ordovicien. Selon Massa et Nicol (1971), ce cycle aurait débuté dès le Silurien ou le Dévonien inférieur.

IV.1.1.4. La phase Hercynienne :

Datée entre 280 et 225 Ma, la phase hercynienne est à l'origine du bombement anticlinal majeur orienté NE-SW. Elle s'accompagne d'un jeu de failles de même orientation, segmentant le réservoir en une mosaïque de blocs distincts (horsts et grabens).

Cette phase est marquée par l'érosion totale de la couverture paléozoïque à l'aplomb du gisement, ainsi que par le creusement de vastes vallées radiales. Mécaniquement, cette période correspond à un serrage tectonique de direction NW-SE, agissant perpendiculairement aux accidents structuraux majeurs.

IV.1.2. Structurations post-triasiques

Les répercussions de cette phase sont d'une intensité modérée, générant une fermeture structurale n'excédant pas 50 à 100 mètres (entre 2950 et 3050 m). Ces déformations sont corrélées à un basculement vers le Nord-Ouest, estimé à environ 200 mètres entre les secteurs SE et NW, survenu durant le Mésozoïque.

La fermeture axiale Nord-Sud s'avère nettement plus accentuée que la fermeture Ouest-Est. Cette configuration pourrait résulter des mouvements tectoniques de l'Éocène, correspondant à la phase atlasique, caractérisée par une direction de compression NNW-SSE (Beicip/Franlab, 1979).

IV.1.2.1. La phase Autrichienne :

Datée d'environ 100 Ma, cette phase se caractérise par un raccourcissement orienté E-W. Elle a contribué à l'accentuation de la fermeture structurale et a induit des fracturations par la réactivation probable des accidents anciens. Cette phase est quasi synchrone avec les processus de genèse et de migration des hydrocarbures, dont la phase de maturation a débuté au Jurassique pour se poursuivre durant le Crétacé.

IV.1.2.2. La phase Atlasique :

Postérieure à la mise en place des hydrocarbures, cette phase est marquée par une compression de direction NNE-SSW. Elle est vraisemblablement à l'origine de la création de barrières de perméabilité, résultant du décalage des niveaux réservoirs au niveau des plans de faille.

IV.1.3. Structuration actuelle

La configuration structurale contemporaine du gisement révèle une fermeture verticale de 300 mètres entre le sommet (apex) et les bordures. Elle résulte d'un régime compressif à raccourcissement N-S, ayant subi un léger réajustement épirogénique. La structure présente un allongement global de direction NE-SW, ponctuée de culminations locales dont l'amplitude avoisine la centaine de mètres. Le rejet vertical observé au niveau des failles demeure modéré, ne dépassant généralement pas 70 à 80 mètres (Beicip/Franlab).

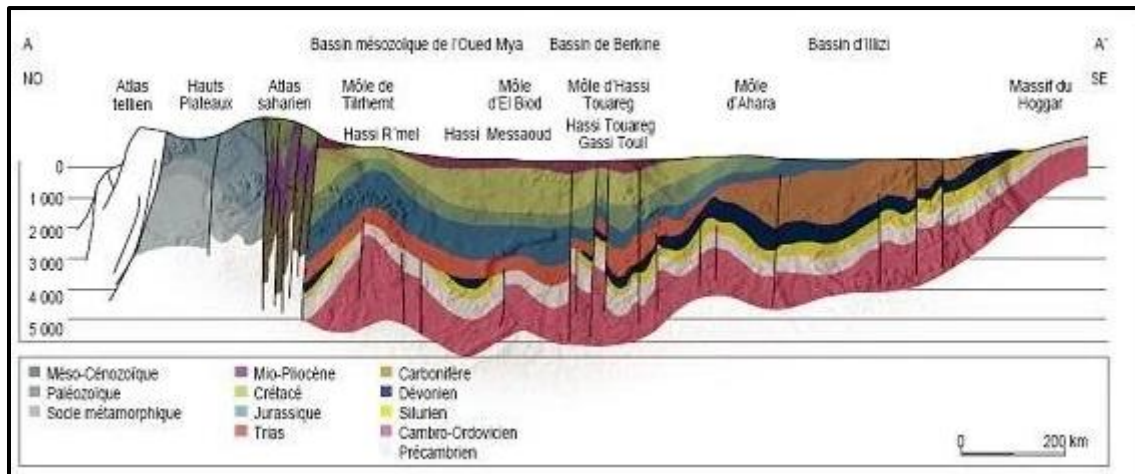


Figure 6: Coupe géo-structurale transversale régionale (WEC, 2007).

IV.2. Stratigraphie

La structuration géologique du secteur d'étude est caractérisée par un socle granitique surmonté d'une couverture sédimentaire paléozoïque. Cette dernière, englobant les successions du Silurien au Permien, a subi une érosion intense au cœur de la structure sous l'effet de l'orogénèse hercynienne. Ce hiatus érosif majeur induit un contact discordant direct des dépôts mésozoïques sur le Cambro-Ordovicien, bien que la série stratigraphique tende à se compléter vers la périphérie du champ.

D'après les levés de la SONATRACH, la succession lithostratigraphique se présente, de la base au sommet, comme suit :

- a. **Le Socle** : Identifié par les sondages MD2 (3658 m) et Om81 (4533 m), le substratum est essentiellement constitué d'un granite porphyroïde de teinte rosée.
- b. **Infracambrien** : Reconnue par le forage Om47 à une profondeur de 4092 m, cette unité constitue le terme lithologique le plus basal atteint par forage. Affleurant au nord de la structure, elle se compose de grès argileux rouges d'une puissance approximative de 45 m.
- c. **Le Paléozoïque** : Le contact entre le socle et les formations paléozoïques est marqué par la discordance panafricaine.

c.1. Le Cambrien

Il constitue le réservoir principal du champ de Hassi Messaoud. Sa lithologie révèle des grès hétérogènes, de granulométrie fine à très grossière, avec des intercalations de silts argileux micacés. Son épaisseur moyenne est de 590 m. Cette série est subdivisée en quatre lithozones (R3, R2, Ra, Ri) :

- **Lithozone R3** : Reposant sur l'Infracambrien ou directement sur le socle, elle affiche une épaisseur moyenne de 370 m. Elle est formée de grès feldspathiques et micacés, à grains moyens à très grossiers, devenant conglomératiques à la base. Malgré la présence de passées ferrugineuses et d'argiles silteuses, ses propriétés matricielles médiocres et sa position structurale sous le plan d'eau limitent son intérêt pétrolier.
- **Lithozone R2** : D'une puissance moyenne de 100 m, elle se compose de grès micacés mal classés (moyens à grossiers) au sein d'un ciment argileux abondant. Elle présente des intercalations silteuses et des stratifications obliques caractéristiques.
- **Lithozone Ra** : Avec une épaisseur moyenne de 125 m, cette unité est constituée de grès à grès quartzitiques isométriques, à cimentation silico-argileuse, incluant des bancs silteux centimétriques à décimétriques. Elle présente des stratifications obliques à entrecroisées et des traces de *Tigillites* au sommet. Fortement érodée au centre du champ, elle est subdivisée selon LHOMER (1966) en trois ensembles granulométriques :
 - **Zone grossière inférieure (Ra inférieur)** : Comprend les drains D1, ID et D2, caractérisés par des grès grossiers mal classés.
 - **Zone médiane fine (D3)** : Constituée de grès fins à très fins, bien classés, riches en *Tigillites* et en intercalations argilo-silteuses.
 - **Zone grossière supérieure (D4)** : Présente des faciès similaires à ceux du Ra inférieur.
- **Lithozone Ri (Cambro-Ordovicien)** : Épaisse de 42 m en moyenne, elle marque la transition continue entre le Cambrien et l'Ordovicien. Elle est composée de grès quartzitiques isométriques fins, bien classés, à ciment silico-argileux et forte densité de *Tigillites*. Elle fait office de réservoir secondaire.

c.2. L'Ordovicien

Cette série est structurée en plusieurs unités lithostratigraphiques distinctes :

- **Zone des alternances** : Caractérisée par une alternance de lits d'argiles noires indurées et de grès silico-quartzitiques gris clair, fins et durs, à *Tigillites*.
- **Argiles d'El Gassi** : Faciès argileux gris foncé, silteux à schisteux, présentant des passées de grès quartzitiques pyriteux et glauconieux. Des corps éruptifs y sont localement observés.
- **Grès d'El Atchane** : Banc gréseux siliceux à quartzitique d'environ 30 m, souvent glauconieux et micacé, avec de fines intercalations d'argiles silteuses indurées.
- **Quartzites d'El Hamra** : Grès fins à moyens, silico-argileux à quartzitiques, alternant avec de fines séquences d'argiles gris-vert silteuses.

d. Le Mésozoïque :

d.1. Le Trias

Reposant en discordance majeure sur le Paléozoïque, le Trias se subdivise dans la zone d'étude en quatre membres : la série inférieure, le Trias éruptif, le Trias argileux et le Trias salifère.

d.1.1 La Série Inférieure : Cette unité est principalement constituée d'argiles silteuses à silto-sableuses, incluant des séquences de grès et de siltstones argileux

d.1.2 Le Trias Éruptif : Il est représenté par des complexes volcaniques de teintes variées (gris-brun, vert, parfois violacé), riches en minéraux ferromagnésiens, avec des intermèdes d'argiles brunes indurées.

d.1.3 Le Trias Argileux : Cette formation se compose d'argiles silto-sableuses rouge-brun, de consistance variable, alternant avec des bancs de grès fins blanc-verdâtre.

d.1.4 Le Trias Salifère : Délimité à sa base par le repère dolomitique « d2 », cet ensemble évaporitique est structuré en trois membres successifs : les zones salifères S3, S2 et S1.

d.2 Le Jurassique

Largement développé dans le secteur de Hassi Guettar, le système jurassique témoigne d'environnements de dépôts lagunaires à marins, marqués par l'horizon calcaire « B ».

d.2.1 Le Lias : Il consiste essentiellement en une série d'anhydrite blanche avec des passées d'argiles dolomitiques gris-vert et de dolomies microcristallines beiges. La subdivision lithostratigraphique comprend :

- **Lias Dolomitique « LD3 »** : Membre de 31 m d'épaisseur constitué de marnes grises et de dolomies grisâtres.

- **Lias Salifère « LS2 »** : Unité de 58 m formée de sel gemme translucide et d'argiles brun-rouge.
- **Lias Dolomitique « LD2 »** : Épaisse de 55 m, cette unité présente une alternance de dolomies massives à grains fins et de marnes grises faiblement dolomitiques.
- **Lias Salifère « LS1 »** : D'une puissance de 90 m, il associe des argiles brunes, des évaporites salines et des anhydrites blanches.
- **Lias Dolomitique « LD1 »** : Formation de 66 m composée de bancs de dolomies et d'anhydrites, entrecoupés de passées argilo-calcaires.

d.2.2 Le Dogger : Cette série se subdivise en deux domaines sédimentaires :

- **Dogger Lagunaire** : Succession d'anhydrites blanches pulvérulentes et de dolomies microcristallines grises.
- **Dogger Argileux** : Dominé par des argiles bariolées silteuses, alternant avec des horizons gréseux gris-blanc et de rares intercalations dolomitiques.

d.2.3 Le Malm : Il est caractérisé par une alternance d'argiles brunes silteuses et de grès fins gris-blanc à ciment argileux, ponctués de bancs de dolomies microcristallines.

d.3 Le Crétacé

- **Néocomien** : Série argilo-carbonatée grise à gris-vert, intégrant des passées de grès silico-carbonatés glauconieux et des intercalations dolomitiques.
- **Barrémien** : Alternance de grès fins à grossiers, bien triés et friables, avec des argiles vertes/brunes et des niveaux dolomitiques.
- **Aptien** : Unité repère individualisée par une barre de dolomie microcristalline blanche à beige, alternant avec des marnes gris-verdâtre indurées.
- **Albien** : Essentiellement gréseux (grains fins à moyens), friable et localement argileux, incluant des passées de dolomie brunâtre dure.
- **Cénomanién** : Succession d'anhydrites blanches pulvérulentes et de dolomies beiges à grises, avec quelques lits d'argiles verdâtres.
- **Turonien** : Représenté par des calcaires blancs crayeux, localement dolomitiques, reposant sur des argiles plastiques brunes.
- **Sénonien** : Particulièrement développé, il s'articule autour de trois faciès :
 - **Sénonien Salifère** : Bancs de sel massif translucide séparés par des niveaux d'anhydrite et des joints argileux.
 - **Sénonien Lagunaire** : Alternance d'anhydrite cristalline, de dolomies et d'argiles silteuses.
 - **Sénonien Carbonaté** : Dolomies claires cristallines à vacuolaires, évoluant localement vers des calcaires dolomitiques argileux.

e. Le Cénozoïque :

e.1. Éocène

Formation carbonatée composée de calcaires dolomitiques cryptocristallins à nodules de silex.

e.2. Mio-Pliocène

Ensemble détritique formé de sables silico-carbonatés jaunes (moyens à grossiers), avec des intercalations d'argiles gris-vert et de calcaires dolomitiques.

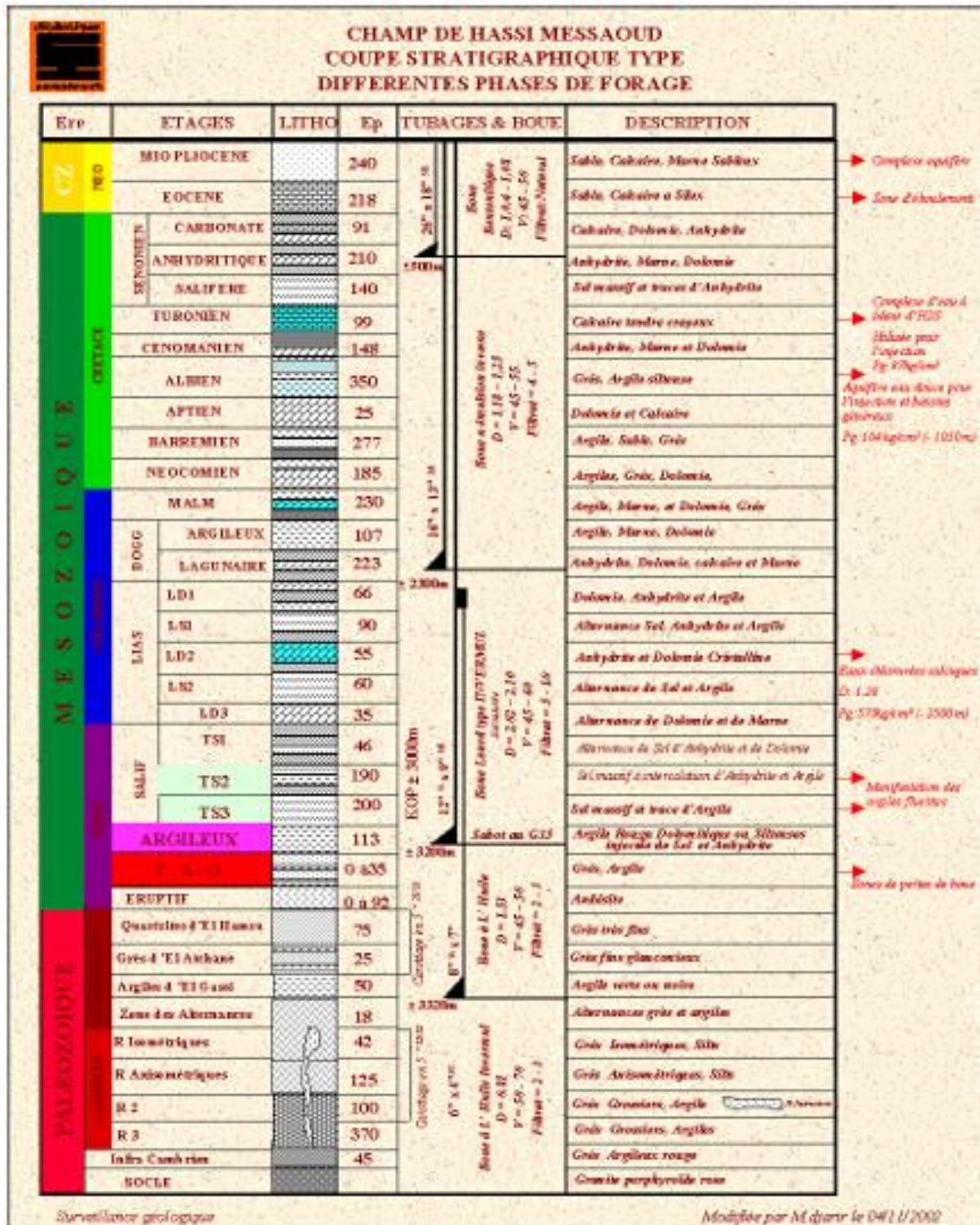


Figure 7: Log stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messoud

(D'après SCHLUMBERGER-SH 2007).

IV.4. Environnements de dépôt et genèse du gisement

Le gisement d'Hassi Messaoud est situé sur une vaste dorsale bordée au nord-ouest et au sud-est par des dépressions. Sur cette structure, une importante partie de la série géologique est absente, supprimant les témoins de l'histoire géologique sur une période de 200 millions d'années. La reconstitution de la formation du gisement s'appuie sur les données des dépressions voisines.

Au Cambrien (vers -570 Ma), la mer recouvre le socle granitique et dépose une série détritique de 600 à 700 m d'épaisseur, constituant les grès réservoirs. Vers la fin de cette période, des déformations tectoniques ont pu constituer un premier piège.

À l'Ordovicien apparaissent les premières argiles (El Gassi), mais c'est au Silurien que se dépose une série argileuse épaisse, riche en matière organique et bitumineuse. Ces sédiments ont joué le rôle de roche mère pour les hydrocarbures du gisement.

Au cours du reste du Paléozoïque, l'enfouissement des grès réservoirs sous 1 000 à 1 500 m de sédiments dans les dépressions a permis aux roches mères de produire des hydrocarbures. Il y a 300 millions d'années, les conditions étaient réunies pour la formation du gisement : un réservoir surmonté de roches mères, une migration vers la structure et une couverture assurée par les argiles imperméables.

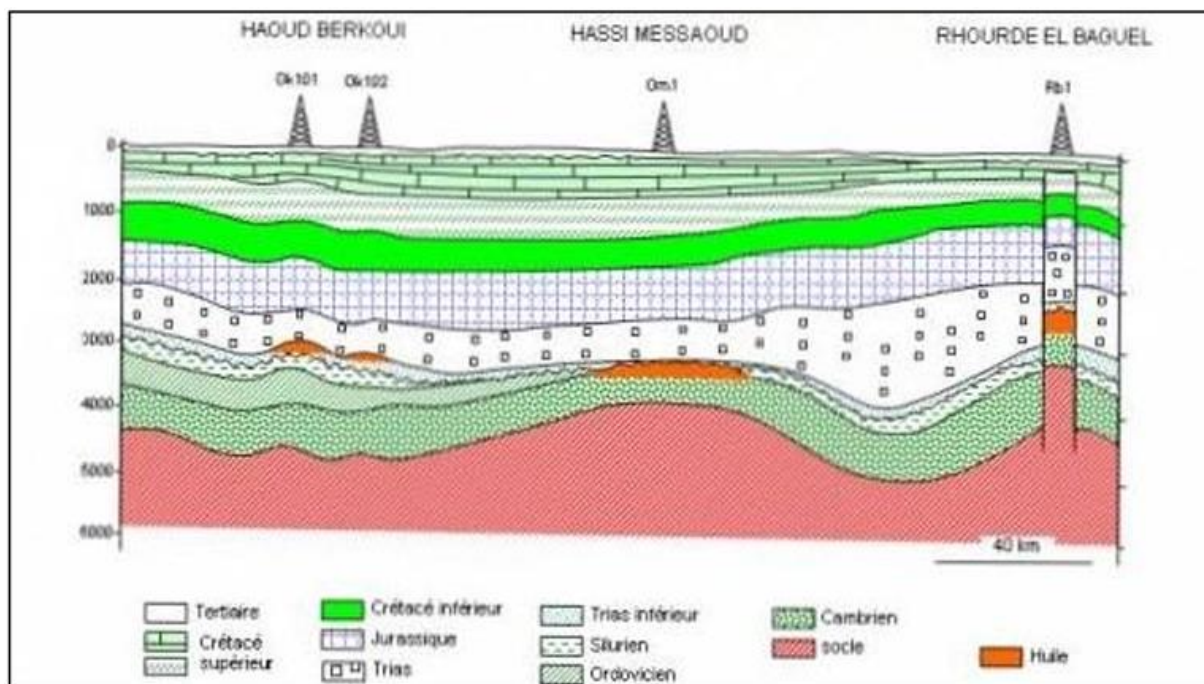


Figure 8: Formation de gisement de Hassi Messaoud (SONATRACH 1976)

IV.5. Système pétrolier**IV.5.1. Roche mère**

Les argiles du Silurien constituent la principale roche mère génératrice d'hydrocarbures à l'échelle de la plateforme saharienne. Cette unité est représentée par des argiles noires carbonatées et radioactives, caractérisées par une forte teneur en matière organique de nature amorphe, pour une épaisseur variante entre 20 et 70 m. Suite à la dissipation des hydrocarbures générés au Paléozoïque, une seconde phase de genèse plus intense s'est manifestée, s'interrompant à la fin du Crétacé en raison du ralentissement de la subsidence. Le Silurien est préservé au nord du champ de Hassi Messaoud, ainsi que dans les bassins limitrophes : Oued M'ya à l'ouest, Mouydir au sud-ouest et Berkine à l'est.

IV.5.2. Roche réservoir

Le Cambro-Ordovicien constitue la formation productrice du champ de Hassi Messaoud. Le milieu de dépôt est de type fluviatile, associé à un système de chenaux tressés. Ce réservoir, situé à une profondeur comprise entre 3100 et 3380 m, présente une puissance atteignant 200 m. Dominant l'ensemble de la région, il est subdivisé en plusieurs unités de drainage (drains) définies par l'analyse des diagraphies (Gamma Ray et Neutron). La séquence sédimentaire est organisée, de la base au sommet, selon le schéma suivant :

- **R3**
- **R2** (R2C et R2ab)
- **R1** (Ra, Ri), incluant :
 - **Ra** (Drains D1, ID, D2, D3, D4)
 - **Ri** (Drain D5)

Le réservoir Ordovicien est considéré comme un massif compact, constitué de zone d'alternance, argiles d'El Gassi, grès d'El Atchane, et quartzite El Hamra, érodé dans la partie centrale de Hassi Messaoud à cause de la discordance Hercynienne.

IV.5.3. Roche couverture

L'étanchéité des réservoirs ordoviciens est assurée par les épanchements de roches éruptives ainsi que par les épaisses séries évaporitiques d'âge triasique et/ou jurassique. Pour les réservoirs cambriens, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Les séries argilo-gréseuses du Lias et du Trias, et à un degré moindre la série inférieure (roches éruptives) du Trias, assurent l'étanchéité pour les quartzites d'El Hamra. La série des argiles d'El Gassi et les intrusions y intercalées forment une couverture pour l'ensemble des réservoirs cambriens.

IV.5.4. Les pièges

Les pièges désignent les zones favorables aux accumulations d'hydrocarbures, caractérisées par une pression et une température inférieure à celles des roches mères, et par une barrière provoquant le piégeage. On distingue trois types de pièges :

- a. Les pièges structuraux* : Résultent de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux.
- b. Les pièges stratigraphiques* : Correspondent au passage d'un milieu perméable à un milieu imperméable, tels que les lentilles gréseuses ou les biseaux stratigraphiques.
- c. Les pièges mixtes* : Combinent des aspects structuraux et stratigraphiques, comme les pièges contre failles dans le bassin d'Oued Mya et le nord-est de Hassi Messaoud.

IV.6. Migration des hydrocarbures

Les accumulations du champ de Hassi Messaoud et des champs avoisinants proviennent probablement des bassins d'Oued Mya (Ouest) et de Berkine (Est).

La migration primaire s'est effectuée au sein du Silurien. La migration secondaire s'est produite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de la discordance hercynienne. Les réservoirs cambro-ordoviciens affleurant à cette discordance sont alimentés à partir des grès triasiques et de la surface d'érosion, situés en position « up-dip » au nord et nord-ouest par rapport aux chemins de migration.

Chapitre 02 :

Notions Générales sur l'Évaluation

des Paramètres Pétrophysiques

I. Diagraphie différée

I.1. Définition

La diagraphie différée consiste en l'enregistrement des paramètres physiques des formations géologiques traversées par un sondage, ainsi que des fluides qu'elles contiennent. Des sondes de mesure sont descendues dans le puits à l'extrémité d'un câble électrateur, assurant la transmission des données vers une unité de surface (camion laboratoire ou cabine fixe en offshore).

L'interprétation des variations de ces paramètres permet de caractériser les propriétés physico-chimiques des roches. On définit ainsi un **faciès géophysique**, correspondant à l'empreinte diagraphique spécifique d'un niveau donné. Ce faciès est reproductible pour un même intervalle et avec des outils identiques. Par conséquent, toute modification d'un paramètre géologique (lithologie, porosité, saturation) entraîne une variation corrélative des mesures physiques. Cette méthode est indispensable pour établir des corrélations entre puits et identifier les variations lithologiques latérales et verticales.

En Algérie, ces prestations sont assurées par des sociétés spécialisées telles que Schlumberger, Halliburton, ENSP, Baker Hughes et Weatherford.

I.2. Objectifs des diagraphies

Dans le cadre de cette étude, l'exploitation des données diagraphiques vise principalement à :

- **Déterminer le volume d'argile (V_{sh})** à partir de l'indice Gamma Ray (GR).
- **Évaluer la porosité (ϕ)** des formations en combinant les outils de porosité : Sonique (DT), Neutron (NPHI) et Densité (RHOB).
- **Localiser les intervalles réservoirs** présentant un potentiel d'accumulation économique d'hydrocarbures.
- **Identifier la nature et la composition** de la matrice solide et des fluides présents dans les pores.

II. Dispositifs techniques d'acquisition

L'infrastructure technique nécessaire à l'enregistrement des diagraphies se compose des éléments fondamentaux suivants :

- **Le treuil et le câble électriser** : Le treuil est une unité de forte puissance supportant plusieurs milliers de mètres de câble. Le câble remplit une double fonction : **mécanique**, en supportant le poids des sondes, et **électrique**, en acheminant l'énergie vers les outils et en transmettant les signaux de mesure vers la surface. La profondeur est déterminée par le dévidage du câble ; toutefois, cette mesure peut subir des imprécisions dues à l'élongation élastique, au vieillissement du câble ou aux phénomènes d'adhérence (*sticky*) de la sonde contre les parois. Un recalage systématique des profondeurs est donc impératif avant toute interprétation.

- **Les circuits de contrôle et de commande** : Ces équipements, regroupés dans des modules amovibles nommés « panels », assurent le pilotage des instruments de mesure et le traitement primaire des données reçues. Ils sont configurés spécifiquement selon la combinaison d'outils descendus.
- **Les sondes de mesure (Outils)** : Ce sont les capteurs descendus dans le puits. Leur complexité varie selon l'objectif : de la simple électrode aux sondes multi-patins sophistiquées, ou encore aux outils spécifiques de diagraphies de production (*Production Logging*).
- **Le système d'enregistrement** : Ce dispositif assure la transcription des données en fonction de la profondeur, de manière synchrone avec le déroulement du câble. Bien que les supports analogiques (papier, film) aient longtemps été la norme, ils sont aujourd'hui remplacés par des systèmes d'acquisition digitaux permettant un stockage et un traitement numérique des données.

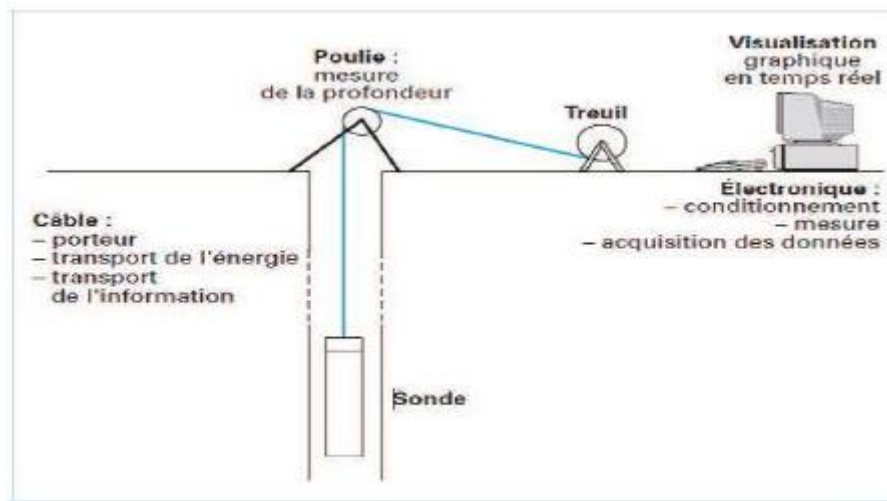


Figure 9: Schéma général d'un matériel de diagraphie

III. Les différentes diagraphies enregistrées

Dans le cadre de cette étude, les diagraphies suivantes ont été exploitées :

III.1. Diagraphie de résistivité (Électrique)

Définition : La diagraphie de résistivité mesure la capacité d'une formation à s'opposer au passage d'un courant électrique. Les matrices rocheuses (à l'exception des argiles conductrices) sont naturellement isolantes ; la conductivité dépend donc essentiellement de la présence d'eau salée (électrolyte). Le principe repose sur l'émission d'un signal (courant ou champ magnétique) et la mesure de la différence de potentiel (DDP) par un récepteur situé à une distance précise (espacement). Selon cet espacement, on distingue les outils de macro-résistivité (investigation profonde) et de micro-résistivité (investigation de la zone envahie).

Applications :

- **Détermination des résistivités caractéristiques** : Mesure de R_t (résistivité de la zone vierge) et R_{xo} (résistivité de la zone envahie).

- **Analyse du profil d'invasion** : Visualisation de la distribution radiale des fluides pour une évaluation qualitative de la perméabilité.
- **Estimation du diamètre d'invasion (di).**

La résistivité d'une formation est principalement régie par :

- La résistivité de l'eau de formation (R_w) et sa salinité.
- La porosité (ϕ), définissant le volume d'électrolyte disponible.
- La géométrie des pores et la distribution des fluides.

III.2. Diagraphie de rayonnement Gamma (Gamma Ray)

Définition : Le Gamma Ray (GR) mesure la radioactivité naturelle des formations à l'aide d'un compteur à scintillation. Son unité est l'API. Cette radioactivité provient de la désintégration du Potassium (^{40}K), de l'Uranium (U) et du Thorium (Th). Ces éléments se concentrent préférentiellement dans les sédiments fins (argiles) par adsorption ou via des minéraux accessoires, rendant les argiles généralement plus radioactives que les grès propres.

Applications :

- **Identification lithologique** : Établissement d'un profil vertical (discrimination réservoir/non-réservoir).
- **Calage en profondeur** : Sert de courbe de référence pour synchroniser les différents passages d'outils.
- **Évaluation du *Shale content* (V_{sh})** : Paramètre crucial pour corriger les porosités.
- **Corrélations puits à puits** : Identification des marqueurs stratigraphiques et des discordances.
- **Caractérisation minéralogique** : Détection de minéraux radioactifs (sels potassiques, micas).

III.3. Diagraphie Neutron (Indice d'Hydrogène)

Définition : Le principe repose sur le bombardement de la formation par des neutrons rapides (énergie comprise entre 4 et 6 MeV) émis par une source radioactive. En raison de leur vitesse initiale élevée (10000 km/s), ils pénètrent la roche et perdent leur énergie lors de collisions avec les noyaux atomiques, principalement les noyaux d'hydrogène dont la masse est quasi identique à celle du neutron.

La mesure de l'indice d'hydrogène (HI) reflète la concentration d'atomes d'hydrogène par unité de volume, lesquels sont principalement liés à l'eau ou aux hydrocarbures présents dans la porosité. Elle est également influencée, dans une moindre mesure, par l'hydrogène constitutif de certains minéraux (comme les argiles). Les courbes sont généralement enregistrées sur une échelle de porosité variant entre 0,45 et -0,15 m^3/m^3 (ou 45% à -15%).

Applications :

- **Évaluation de la porosité neutron** des formations réservoirs.

- **Identification de la lithologie** par combinaison avec d'autres outils (Cross-plots).
- **Indication de la nature des fluides** : détection du gaz par l'effet d'excès d'hydrogène (faible indice d'hydrogène).
- **Marqueur de corrélation** précis entre les puits.

III.4. Diagraphie Gamma-Gamma (Densité)

Définition : Cette technique mesure la densité globale de la formation par bombardement de rayons gamma émis par une source de Césium 137 (^{137}Cs) ou de Cobalt 60 (^{60}Co). L'interaction des photons gamma avec les électrons de la formation dépend de trois phénomènes physiques selon le niveau d'énergie :

1. **L'effet photoélectrique ($E < 0,1\text{MeV}$)** : absorption totale du photon, utilisé pour l'identification minéralogique via l'indice
2. **L'effet Compton ($0,1 < E < 1\text{ MeV}$)** : diffusion élastique des photons, dont l'intensité est directement proportionnelle à la densité électronique de la roche.
3. **La production de paires ($E > 1,02\text{ MeV}$)** : création d'un électron et d'un positon (peu utilisé en diagraphie standard).

Les échelles de mesure s'étendent généralement de 1,95 à 2,95 g/cm³.

Outils utilisés :

- **FDC (Formation Density Compensated)** : Dispositif à deux détecteurs permettant de compenser les effets du *mud-cake* et des irrégularités du puits, fournissant la densité globale et une courbe de correction $\Delta\rho$.
- **LDT (Litho-Density Tool)** : Évolution du FDC mesurant, outre la densité, le facteur d'absorption photoélectrique (P_{ef}), paramètre clé pour la détermination de la lithologie indépendamment de la porosité.

Applications :

- **Identification des fluides et des contacts** : La superposition des courbes Neutron et Densité permet de localiser les contacts Gaz/Huile (effet "Gas Effect" ou croisement des courbes) et Huile/Eau.
- **Détection du gaz** : Le gaz provoque une baisse drastique de la densité globale, induisant une porosité densité anormalement élevée.
- Détermination une porosité densité indispensable à l'interprétation moderne.

III.5. Diagraphie acoustique (Sonique)

Définition : La diagraphie sonique mesure le temps de propagation d'une onde acoustique (ondes de compression ou ondes P), généralement à des fréquences comprises entre 20 et 40

kHz, à travers un intervalle de formation. Ce paramètre, appelé temps de transit (ΔT), est inversement proportionnel à la vitesse de propagation des ondes, laquelle dépend de la lithologie, de la porosité et de la nature des fluides. La vitesse est maximale dans les milieux solides (matrice) et minimale dans les fluides.

En pratique, l'outil mesure le temps mis par l'onde pour parcourir une distance d'un pied (exprimé en $\mu s/ft$). Les dispositifs modernes utilisent souvent deux émetteurs et deux récepteurs pour compenser les effets de cavités (*caves*), l'inclinaison de la sonde et les variations du diamètre du puits (sonique compensé BHC).

Applications :

- **Évaluation de la porosité :** Particulièrement efficace dans les formations consolidées.
- **Identification de la lithologie :** En complément des autres logs de porosité.
- **Détection des pressions anormales :** Mise en évidence des zones de sous-compaction argileuse.
- **Études sismiques :** Calcul des vitesses d'intervalle et des impédances acoustiques pour le calage des profils sismiques (sismogrammes synthétiques).
- **Caractérisation des roches mères :** Identification par analyse combinée avec le Gamma Ray et la Résistivité.
- **Contrôle de la cimentation (CBL) :** Évaluation de l'adhérence du ciment entre le tubage et la formation.

IV. Carottage

Le carottage procure des spécimens intacts de la formation. C'est la seule méthode pour faire des mesures directes sur la roche et connaître les propriétés des fluides contenus.

IV.1. Butes de carottage

La prise d'un échantillon massif (carotte) importante procure au géologue :

- Une certitude sur la côte et le terrain.
- La valeur du pendage.
- Une appréciation de la dureté des terrains (important également pour le foreur).
- Possibilité de faire des mesures précises, de porosité, perméabilité.
- La possibilité de reconnaître avec certitude l'âge du terrain par l'étude des fossiles (micropaléontologie).

IV.2. Les Types de carottage

- Carottage conventionnel (Conventional coring).
- Carottage avec carottier tube fibre de verre (Fiberglass Inner Tubes).
- Carottage avec carottier tube aluminium (Aluminium Inner Tubes).
- Carottier long (Long Barrel Coring).

- Carottage/forage (Coring.While.Drilling – Core Drill System – BHI).
- Carottage dans les formations non.consolidées – Posi Close (DBS).
- Carottage orienté (Oriented Coring et Corienting).

IV.3. Les Carottes

a. Définition la Carotte : La carotte est un échantillon de roche de forme cylindrique présentant des diamètres d'une dizaine de centimètres et des hauteurs variables pouvant aller jusqu'à plusieurs de mètres, pour des raisons économiques, l'opération d'extraction des carottes est effectuée sur des portions restreintes du puits, elles permettent d'estimer la capacité de la roche à contenir des hydrocarbures « la porosité », et sa capacité à laisser passer ces derniers « la perméabilité », les carottes permettent d'améliorer la résolution de caractérisation au niveau du centimètre.

b. Analyse sur la carotte : Dans le but d'évaluer les propriétés d'un réservoir à hydrocarbures, le Département Roches & réservoirs réalise une caractérisation pétrophysique partielle (porosité, perméabilité, grain densité ainsi que la saturation en eau et huile), sous une répartition spatiale (verticale et horizontale). L'analyse conventionnelle des carottes se fait selon les étapes suivantes et dans l'ordre chronologique pour préserver le maximum de plugs. Les plugs destinés aux mesures de saturations sont coupés sous les dimensions de 1,5'' de diamètre et 1,5'' de longueur avec du gasoil ou pétrole.

V. Notions fondamentales sur les paramètres pétro-physiques

V.1. Notions générales

a. Réservoir : Un réservoir est une formation du sous-sol poreuse et perméable. Il renferme, généralement, une accumulation naturelle d'hydrocarbure (huile et/ou gaz), limitée par une barrière aquifère et caractérisée par un système de pression unique. Un gisement est constitué d'un ou de plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement les uns des autres. (Serra.O, 1989).

b. Composition de la roche : La roche est composée d'un contenant qui est représenté par les éléments solides et d'un contenu qui est le fluide.

c. La matrice : Les géographistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice :

- Matrice simple : Elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : Calcaire, Quartz).
- Matrice complexe : Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente (exemple : grès à ciment, calcaire).
- Matrice Propre : Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

d. Les grains : On appelle grain, élément de petite taille arrondi ou anguleux faisant partie d'une roche meuble consolidée.

e. Le ciment : On distingue par ciment, toute matière liante entre eux des éléments figurés et conduisant à des roches sédimentaires compactes.

f. Les argiles : On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phyllithe, alumino-silicatés et hydratés. Les argiles se distinguent par des réponses caractéristiques aux outils de diagraphies. Leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir. Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types :

- Argiles laminées : Elles correspondent aux argiles détritiques en lits fins entre deux couches de réservoir sableux ou carbonaté. Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.
- Argiles dispersées : Elles correspondent à la catégorie des argiles qui soit adhérent aux grains, soit les enduisent, soit encore occupent partiellement les pores. De ce fait, les pores sont rétrécis par les grains d'argiles, ce qui contribue à réduire considérablement l'écoulement des fluides et donc à diminuer la perméabilité.
- Argiles structurales : Elles correspondent aux argiles se présentent sous forme de grains ou de modules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Elles représentent les mêmes caractéristiques des argiles laminées. Par contre, sur le plan de la perméabilité, leur rôle se rapproche plus à celui des argiles dispersées

g. Les fluides : L'arrangement des grains laisse généralement des espaces vides « pores et canalicules » qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de nature différente « eau, gaz, huile et bitume ». Le pourcentage de ces fluides dépend du pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité.

h. Les faciès : On entend par faciès, l'ensemble des caractères lithologiques et paléontologiques d'une couche ou d'une unité sédimentaire, résultant des conditions géographiques, climatiques, physico-chimiques et biologiques, qui régnaient dans le milieu où s'est effectué le dépôt du sédiment.

VI. Les paramètres pétrophysiques

VI.1. La porosité

La porosité est l'aptitude d'une roche à renfermer des fluides dans ses vides (pores, fissures, cavités). Elle est définie mathématiquement par le rapport du volume des vides (V_p) sur le volume total de la roche (V_t). Ce paramètre, désigné par la lettre grec que, Φ s'exprime en pourcentage. Dans les formations détritiques, elle est étroitement liée à la distribution granulométrique et à l'arrangement des grains.

VI.2. Les différents types de porosité

a. Porosité totale (Φ_t): Elle représente l'ensemble des espaces vides (intergranulaires, fractures, vacuoles) par rapport au volume total de la roche. Elle est régie par la relation :

$$\Phi_t = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_p}{V_s + V_p}$$

Où

- **V_p** : Volume total des pores.
- **V_s** : Volume de la partie solide.
- **V_t** : Volume total de la roche.

b. Porosité primaire : Formée lors du dépôt sédimentaire (intergranulaire ou intercrystalline), elle dépend de la morphologie et du tri des grains. C'est la porosité dominante dans les roches clastiques.

c. Porosité secondaire (Φ_s): Résulte de processus post-dépôts tels que la dissolution (porosité vacuolaire) ou des phénomènes tectoniques (fissures et fractures). Elle prédomine dans les roches carbonatées.

d. Porosité connectée : Rapport du volume des vides interconnectés sur le volume total. Elle conditionne la circulation des fluides.

e. Porosité effective ou utile (Φ_u): Elle correspond aux pores interconnectés accessibles aux fluides libres, excluant la porosité close, l'eau adsorbée et l'eau liée aux argiles. Selon la classification de VORSEN (1956), la qualité d'un réservoir est définie comme suit :

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

f. Porosité potentielle : Analogue à la porosité connectée, elle impose une contrainte supplémentaire sur le diamètre des pores (seuils de gorge de pores) permettant la circulation effective des fluides.

g. Porosité résiduelle : Rapport du volume des pores isolés (non communicants) sur le volume total de la roche. La porosité totale est la somme des porosités effective et résiduelle.

h. Porosité apparente : Valeur brute issue des diagraphies avant correction (notamment l'effet des argiles).

VI.3. Méthodes de calcul

VI.3.1. Porosité sonique

Calculée via l'équation de Wyllie :

$$\Phi_S = \frac{(\Delta T_{log} - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})}$$

Où :

- ΔT_{log} : Valeur lue sur le log.
- ΔT_{ma} : Temps de transit de la matrice.
- ΔT_f : Temps de transit du fluide (boue).

En présence d'argiles, cette valeur doit être corrigée :

$$\Phi_{S-corr} = \Phi_S - (V_{sh} \times \Phi_{S-sh})$$

Où Φ_{S-sh} : représente la porosité sonique des argiles.

VI.3.2. Porosité neutron

On bombarde la formation par des neutrons rapides. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\text{Log}(\Phi_n) = A - B.Na$$

Elle doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\Phi_{N-corr} = \Phi_N - (V_{sh} \times \Phi_{N-sh})$$

Où Φ_{N-sh} : représente la porosité neutron des argiles.

VI.3.3. Porosité densité

Elle est déduite de la densité globale de la formation (ρ_b) mesurée par l'outil Gamma-Gamma. La formule est la suivante :

$$\rho_b = \rho_f \cdot \Phi_d + \rho_{sh} \cdot V_{sh} + \rho_{ma}(1 - \Phi_d - V_{sh})$$

$$\Phi_d = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})}$$

Avec :

- ρ_{ma} : Densité de la matrice (ex : 2,65 g/cm³ pour le grès).
- ρ_b : Densité globale lue sur le log.
- ρ_f : Densité du fluide de forage (filtrat)
- Φ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

On admet comme densité de matrice ρ_{ma} :

- Grès=2.65g/cm³.
- Calcaire=2.71 g/cm³.
- Dolomie=2.87g/cm³.
- Argile=2.7à3g/cm³.

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

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - V_{sh} \cdot \Phi_{d-sh}$$

Φ_{dsh} : Porosité densité des argiles.

VI.3.4. La résistivité de formation

La résistivité d'une formation exprime sa capacité à s'opposer au passage d'un courant électrique. Elle s'exprime en **Ohm.m** ($\Omega.m$). Ce paramètre est fondamental pour distinguer les fluides conducteurs (eaux salées) des fluides isolants (hydrocarbures). La résistivité d'une roche est régie par :

- **La résistivité de l'eau de formation (R_w)** : Sa salinité et son volume au sein des pores.
- **La texture de la roche** : La géométrie du réseau poreux, la répartition des minéraux conducteurs (argiles) et le degré d'interconnexion des pores.

a. Détermination de la résistivité vraie (R_t) : La résistivité vraie de la formation (R_t) est le paramètre de base permettant de calculer la saturation en eau (S_w) des réservoirs, et par déduction, la saturation en hydrocarbures ($S_h = 1 - S_w$). Sa valeur est lue directement sur les diagraphies de résistivité à grande investigation (Deep Resistivity).

b. Détermination de la résistivité de l'eau de formation (R_w) : Plusieurs méthodes permettent d'estimer la valeur de R_w :

- **Analyses directes :** À partir des échantillons prélevés lors des essais de production (DST) ou des puits limitrophes.
- **Cartographie :** Utilisation des cartes de salinité régionales établies pour le bassin.
- **Interprétation diagraphique :** Calcul via la méthode du potentiel spontané (PS) ou par la relation d'Archie dans les zones aquifères franches.

c. Relation entre porosité et résistivité (Loi d'Archie) : Dans les formations détritiques propres (non argileuses) et saturées à 100% en eau, la résistivité de la formation (R_{xo}) est liée à celle de l'eau interstitielle (R_w) par la première loi d'Archie :

$$R_{xo} = F \cdot R_w$$

Où F est le facteur de formation, défini par la relation :

$$F = \frac{a}{\Phi^m}$$

- **a :** facteur dépendant de la lithologie et variant entre 0.6 et 0.62.
- **m :** facteur de cimentation ou tortuosité, dépendant du type de sédiment et varie entre 2.05 et 2.2.
- **Φ :** Porosité de la roche.

VI.3.5. La saturation

La saturation est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est désignée par la lettre « S » et puisque c'est un rapport, elle est sans dimension, elle est cependant exprimée en %.

On a plusieurs types de saturation :

$S_w = V_w / V_p$: Saturation en eau de la zone vierge.

$S_{HC} = V_{HC} / V_p$: Saturation en huile.

$S_g = V_g / V_p$: Saturation en gaz

Avec : $S_w + S_{HC} + S_g = 100\%$ et $V_w + V_{HC} + V_g = V_p$

Telque :

- V_w : Volume de l'eau.
- V_{HC} : Volume d'Hydrocarbure.
- V_g : Volume de gaz.
- V_p : Volume des pores.

- a. Relation entre résistivité et saturation :** Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores : La partie du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures S_{HC} , est déterminée après le calcul de la saturation en eau de formation S_w .

$$(S_w)^n = \frac{R_{xo}}{R_t} = \frac{(F \cdot R_w)}{R_t}$$

Avec : $n=2$

-La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre $V_{sh} < 10\%$

- b. Le facteur de formation :** C'est la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse totalement saturée en eau à la résistivité de l'eau qui l'imprègne :

$$F = \frac{R_{xo}}{R_w}$$

Il est lié directement à la forme des pores connectés. Plus la circulation du fluide existant est facile, plus ce facteur est petit. Si les vides étaient constitués par des canaux cylindriques parallèles, R_{xo} serait inversement proportionnelle à la porosité. Dans le cas d'un cube de volume unité contenant des pores représentés par des tubes cylindrique parallèle de section S des pores, le facteur de formation est faible.

Dans le cas d'une variation réelle de section le long du trajet du courant ou les pores sont représentés par des rectangles, le facteur de formation est important.

Le facteur de formation d'une formation sans argile peut être donné par la formule suivante :

$$F = \frac{a}{\Phi^m}$$

- **a**: facteur dépendant de la lithologie et variant entre 0.6 et 0.62.
- **m**: facteur de cimentation ou tortuosité, dépendant du type de sédiment et varie entre 2.05 et 2.2.

VI.4. La perméabilité

VI.4.1. Définition :

La perméabilité (K) définit la capacité d'un milieu poreux à se laisser traverser par un fluide sous l'effet d'un gradient de pression. Dans l'industrie pétrolière, l'unité de mesure usuelle est le **milliDarcy (mD)**.

D'après la loi de Darcy, la perméabilité est régie par la relation suivante :

$$K = \frac{\mu \cdot Q \cdot L}{S \cdot \Delta P}$$

Où :

- **K** : Perméabilité (Darcy ou mD).
- **μ** : Viscosité du fluide (Poise ou centipoise).
- **Q** : Débit (volume par unité de temps).
- **L** : Longueur de l'échantillon.
- **S** : Section transversale de l'échantillon (cm²).
- **ΔP** : Différence de pression entre l'entrée et la sortie (atm).

VI.4.2. Méthodes de mesure de la perméabilité :

a. Mesure de la perméabilité au laboratoire :

La détermination expérimentale s'effectue sur des plugs préalablement nettoyés (lavés) à l'aide d'un perméamètre à gaz. Le protocole consiste à injecter un gaz à travers l'échantillon ; le volume de gaz sortant est mesuré par le déplacement d'un niveau d'eau dans un tube gradué.

La perméabilité est alors calculée à partir d'une formulation dérivée de la loi de Darcy, adaptée aux conditions de laboratoire :

$$K = \frac{C \cdot Q \cdot L \cdot H_w}{A \cdot D}$$

Où :

- **K** : Perméabilité (Darcy ou mD).
- **C** : Constante de l'appareil liée à la pression différentielle ($\Delta P = P_2 - P_1$).
- **Q** : Débit mesuré.
- **L** : Longueur standard de l'échantillon.
- **H_w** : Hauteur de la colonne d'eau dans le tube gradué.
- **A** : Section de l'échantillon.
- **D** : Longueur totale utile du tube gradué.

b. Mesure de la perméabilité à partir des diagraphies :

Une estimation de la perméabilité peut être déduite du gradient de résistivité selon la relation suivante :

$$K = C \cdot \left[\frac{1}{2,3} \cdot \frac{\Delta R}{R_o} \cdot \frac{1}{\Delta D} \cdot \frac{1}{\rho_w - \rho_h} \right]^2$$

Où :

- **C** : Constante (généralement égale à 2).
- **ΔR** : Variation de la résistivité (de R_o à R_x) en $\Omega.m$.
- **ΔD** : Variation de la profondeur correspondant à ΔR (en pieds).
- **ΔR_o** : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau ($\Omega.m$).
- **ρ_w** : Densité de l'eau de formation (g/cm^3).
- **ρ_h** : Densité de l'huile (g/cm^3).

Actuellement, des outils de résonance magnétique nucléaire tels que le **CMR** (*Combinable Magnetic Resonance*) et l'**EMRIL** permettent une mesure directe et plus précise de la perméabilité au fond du puits.

c. Mesure de la perméabilité à partir des tests de puits :

La capacité de transmission (K_h) est déterminée via les essais de puits (*Well Testing*) en utilisant la pente (m) de la droite de Horner sur le graphique $P = f[\text{Log}(\frac{T+t}{t})]$:

$$K_h = \frac{529,7 \cdot Q \cdot \mu_o \cdot B_o}{m}$$

Où :

- **Q** : Débit de production.
- **μ_o** : Viscosité de l'huile.
- **B_o** : Facteur volumétrique de fond.
- **m** : Pente du segment linéaire de la courbe de remontée de pression.

La perméabilité moyenne (**K**) est ensuite extraite en divisant par la hauteur utile (h) :

$$K = \frac{K_h}{h}$$

d. comparaison des méthodes :

La perméabilité issue des essais de puits est considérée comme la plus représentative pour le calcul des moyennes d'un intervalle producteur. Contrairement aux mesures sur carottes, elle reflète le comportement dynamique du réservoir à grande échelle. Les mesures sur carottes peuvent présenter des biais dus aux facteurs suivants :

- **Conditions thermodynamiques** : Les mesures sont effectuées en surface et non sous les contraintes réelles de pression et de température du fond.
- **Fluide de mesure** : Utilisation fréquente d'un gaz (Hélium) au lieu des fluides réels du réservoir.
- **Altération mécanique** : Les manipulations excessives et la décompression lors de la remontée causent des micro-fissures ou des déformations de l'échantillon.

VI.4.3. Les types des perméabilités :

- Perméabilité spécifique ou absolue.
- Perméabilité effective.
- Perméabilité relative.

VI.4.3. Évaluation de la perméabilité(K) :

L'estimation de la perméabilité à partir des diagraphies repose sur des modèles empiriques liant la porosité effective (Φ_u) et la saturation en eau irréductible (S_{wirr}). La relation générale est :

$$K = C \cdot \frac{(\Phi_U)^\alpha}{(S_{wirr})^\beta} \quad / \quad K = 0,136 \cdot \frac{(\Phi_U)^{m+2}}{(S_{wirr})^2}$$

VI.5. Volume d'argile

La connaissance du volume d'argile (V_{sh}) est une étape cruciale de l'interprétation pétrophysique. Elle permet de discriminer les réservoirs propres des formations argileuses et de corriger les paramètres de porosité et de saturation. Bien que certains auteurs privilégient l'indice d'argilosité (I_{sh}), le V_{sh} reste la norme quantitative.

Généralement, plusieurs indicateurs sont calculés, et la valeur minimale est retenue comme étant la plus représentative de la réalité géologique.

VI.5.1. Méthodes d'estimation du V_{sh} :

a. À partir du Gamma Ray (GR):

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \times 100$$

- GR_{min} : Valeur de référence dans un banc propre (sable/grès).
- GR_{max} : Valeur de référence dans une argile franche.

b. À partir du Neutron (Φ_N) :

$$V_{shN} = \frac{\Phi_N}{\Phi_{Nsh}}$$

- Φ_{Nsh} : Lecture du log neutron face aux argiles.

VI.5.2. Notion de Cut-off (Valeur de coupure) :

Le **Vsh cut-off** définit la limite maximale d'argilosité au-delà de laquelle une formation n'est plus considérée comme un réservoir productif. Cette valeur pivot se situe généralement entre 30 % et 40 %.

a. Interprétation qualitative

L'objectif est d'identifier rapidement les zones poreuses et perméables. On établit une ligne de base sur le log GR appelée **GR{cut-off}**, calculée à partir d'un V_{sh} critique (fixé à 32 % selon les normes CRD, 1995) :

$$GR_{cut-off} = V_{sh.cut-off} \cdot (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

Toute formation dont la réponse GR dépasse cette limite est classifiée comme un banc argileux compact (non-réservoir).

b. Interprétation quantitative : Détermination de la porosité effective

La porosité effective est calculée par combinaison des logs de porosité (Neutron, Densité, Sonique) corrigés de l'effet d'argile. Le choix de la formule dépend du contraste entre la porosité neutron corrigée (Φ_{Nc}) et la porosité densité corrigée (Φ_{Dc}) :

- Cas de l'huile ou de l'aquifère ($|\Phi_{Nc} - \Phi_{Dc}| \leq 5\%$) :

$$\Phi_{N-D(eff)} = \frac{\Phi_{Dc} + \Phi_{Nc}}{2}$$

- Cas du gaz ($|\Phi_{Nc} - \Phi_{Dc}| > 5\%$) :

$$\Phi_{N-D(eff)} = \frac{7\Phi_{Dc} + 2\Phi_{Nc}}{9}$$

Cas général de sélection :

1. Si $\Phi_{Nc} < \Phi_{Dc}$ (effet gaz ou lithologie) : $\Phi_U = \Phi_{N-D}$
2. Si $\Phi_{Nc} > \Phi_{Dc}$ (effet argile résiduel) : $\Phi_U = \Phi_{S-D}$ (combinaison Sonique-Densité)
3. Si la formation est cavée : $\Phi_U = \Phi_S$
 - En face des formations **cavées non fracturées**, on privilégie la combinaison **Neutron-Sonique** pour la détermination des porosités.
 - En face des formations **non cavées fracturées**, on utilise également la combinaison **Neutron-Sonique** pour le calcul des porosités effectives.

VI.5. 3. Détermination de la saturation en eau (S_w) :

La méthode de calcul de la saturation en eau dépend directement de la propreté du réservoir :

VI.5. 3. 1. Cas de réservoir propre ($V_{sh} \leq 10\%$) : On applique la loi classique d'**Archie** :

- Dans la zone vierge :

$$(S_w)^n = \frac{F \cdot R_w}{R_t} = \frac{a \cdot R_w}{\Phi^m \cdot R_t}$$

- Dans la zone envahie :

$$(S_{xo})^n = \frac{F \cdot R_{mf}}{R_{xo}} = \frac{a \cdot R_{mf}}{\Phi^m \cdot R_{xo}}$$

VI.5. 3. 2. Cas de réservoir argileux ($V_{sh} \geq 10\%$) : Le choix de la formule dépend de la distribution de l'argile (dispersée, laminée ou structurale)

a. Argiles dispersées :

On utilise la formule de **Simandoux** (O. Serra, 1979). L'équation de base est :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \cdot S_w + \left[\frac{\Phi^m}{a \cdot (1 - V_{sh}) \cdot R_w} \right] \cdot S_w^2$$

La résolution pour S_w donne :

$$S_w = \left[-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \cdot \Phi^m}{a \cdot (1 - V_{sh}) \cdot R_w \cdot R_t}} \right] \cdot \left[\frac{a \cdot (1 - V_{sh}) \cdot R_w}{2 \cdot \Phi^m} \right]$$

b. Argiles laminées :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w \cdot (1 - V_{sh})} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \Rightarrow S_w^2 = \left[\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \cdot F \cdot R_w \cdot (1 - V_{sh})$$

c. Argiles structurales :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w \cdot R_{sh}}{V_{sh}} + \frac{S_w^2}{F \cdot R_w \cdot (1 - V_{sh})}$$

Chapitre 03 :

Analyse Diagraphique de la Zone

d'Étude (Zone 25)

I. Introduction sur Logiciel Techlog (Schlumberger) dans l'Industrie

Pétrolière

Dans le domaine de l'exploration et de la production des hydrocarbures, la compréhension précise du sous-sol et la caractérisation des réservoirs géologiques constituent des défis majeurs. Lancée par la compagnie **Schlumberger**, la plateforme logicielle **Techlog** s'est imposée comme la référence technologique et le standard industriel mondial pour l'intégration, le traitement et l'interprétation interactive des données de puits (*Wellbore data*).

Contrairement aux outils d'interprétation traditionnels qui traitent les diagraphies de manière isolée ou purement linéaire, Techlog repose sur une architecture de base de données moderne et orientée objet. Cette approche permet de centraliser et de manipuler simultanément des données hétérogènes provenant de sources multiples : diagraphies instantanées pendant le forage (*Logging While Drilling - LWD*), diagraphies câblées classiques (*Wireline*), imageries de parois de puits, données de carottage mécaniques (*Core analysis*) et tests de formation. Grâce à son environnement hautement interactif et visuel, Techlog offre aux équipes pluridisciplinaires (pétrophysiciens, géologues, ingénieurs de réservoir) une puissance de calcul rigoureuse pour lever les incertitudes géologiques et optimiser l'évaluation des formations complexes.

I.1. Le Rôle de Techlog dans l'Industrie Pétrolière

Le rôle de Techlog s'étend sur l'ensemble du cycle de vie d'un champ pétrolier ou gazier, agissant comme le pont analytique entre les mesures physiques brutes acquises au fond du puits et les modèles géologiques tridimensionnels.

- **Le Contrôle Qualité et la Standardisation (LQC) :** Les environnements de fond de trou sont hostiles (hautes pressions, hautes températures, cavités). Techlog joue un rôle critique dans le filtrage des bruits de mesure, les corrections environnementales (effets de la boue, de l'invasion, de la température) et le recalage en profondeur (*Depth Matching*) des différentes passes de diagraphies.
- **La Réduction de l'Incertitude Économique :** En fournissant une évaluation quantitative ultra-précise des propriétés de la roche et des fluides, le logiciel permet de valider la viabilité commerciale d'un puits exploratoire ou de développement, minimisant ainsi les risques financiers liés au forage.
- **Le Support aux Opérations de Forage en Temps Réel :** Grâce à ses modules de connectivité, Techlog permet de suivre en temps réel l'évolution des paramètres pétrophysiques pendant que le puits est en cours de forage, facilitant ainsi le positionnement optimal de la trajectoire du puits au sein de la zone d'intérêt.
- **Alimentation des Modèles de Réservoir Statiques et Dynamiques :** Les résultats extraits de Techlog (courbes continues de porosité, perméabilité et saturation) servent de données

d'entrée fondamentales pour les logiciels de modélisation 3D (tels que Petrel) et de simulation dynamique des réservoirs (ECLIPSE / INTERSECT).

I.2. Paramètres et Données Extraites via Techlog

L'utilisation des différents flux de travail pétrophysiques (*Petrophysical Workflows*) de Techlog permet d'extraire des courbes continues, des données statistiques et des interprétations minéralogiques cruciales :

a. Évaluation Quantitative des Propriétés Réservoirs :

- **Le Volume d'Argile (V_{sh})** : Calculé en continu à partir des indices Gamma Ray (I_{GR}) ou des combinaisons Neutrons-Densité, permettant de quantifier le degré de propreté des réservoirs gréseux.
- **La Porosité Totale et Effective (Φ_t , Φ_{eff})** : Extraction des vides interconnectés de la roche en corrigeant les effets de la matrice, du fluide de forage (notamment la boue salée saturée - BSS) et de l'effet de gaz (*Gas Crossover Effect*).
- **La Saturation en Eau et en Hydrocarbures (S_w , S_{HC})** : Détermination de la proportion d'eau de formation et d'huile présente dans l'espace poreux via l'application de la loi d'Archie (réservoirs propres) ou des modèles de Simandoux et d'Indonésie (réservoirs argilo-gréseux).
- **La Perméabilité Log-dérivée (K)** : Estimation continue de la capacité de la roche à laisser s'écouler les fluides à partir de modèles empiriques (modèles de Timur ou de Coates) calibrés sur carottes.

b. Interprétation Minéralogique et Lithologique Avancée (Module ELAN) :

Le module **ELAN** (*Elemental Log Analysis*) extrait une solution volumétrique optimisée du puits par inversion statistique :

- **Volumes Minéraux** : Quantification exacte des pourcentages de Quartz (matrice), de Kaolinite, d'Illite ou de Silts présents à chaque pas d'échantillonnage.
- **Distribution des Fluides** : Distinction précise entre l'eau liée à l'argile (*Bound Water*), l'eau libre mobile (*Free Water*) et l'huile résiduelle ou mobile (*Unflushed Oil / Flushed Oil*).

c. Zonage, Statistiques et Synthèse de Puits (Zonation & Cut-off) :

- **Application des Limites de Coupure (*Cut-offs*)** : Filtrage automatique des intervalles productifs en éliminant les zones trop argileuses ou trop saturées en eau.
- **Calcul des Épaisseurs Utiles** : Extraction automatique des rapports fondamentaux pour l'ingénierie : **Gross Thickness** (épaisseur brute), **Net Sand** (épaisseur de sable propre) et **Net Pay** (épaisseur nette productrice de pétrole).

- **Moyennes Péetrophysiques** : Génération de tableaux de synthèse par zone ou par réservoir contenant les valeurs moyennes de porosité, saturation et perméabilité utiles pour le calcul des réserves de réservoir (*STOIIP - Stock Tank Oil Initially In Place*).

II. Présentation de la zone d'étude

II.1. Zonation de la zone d'étude

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en **25** zones selon le découpage initial, dont la zone **25** sur laquelle se base notre étude, car située dans le **sud** de champ, bordée au **Nord** par la zone **19** et à l'**Ouest** par la zone **24**, comme le montre **fig.10**

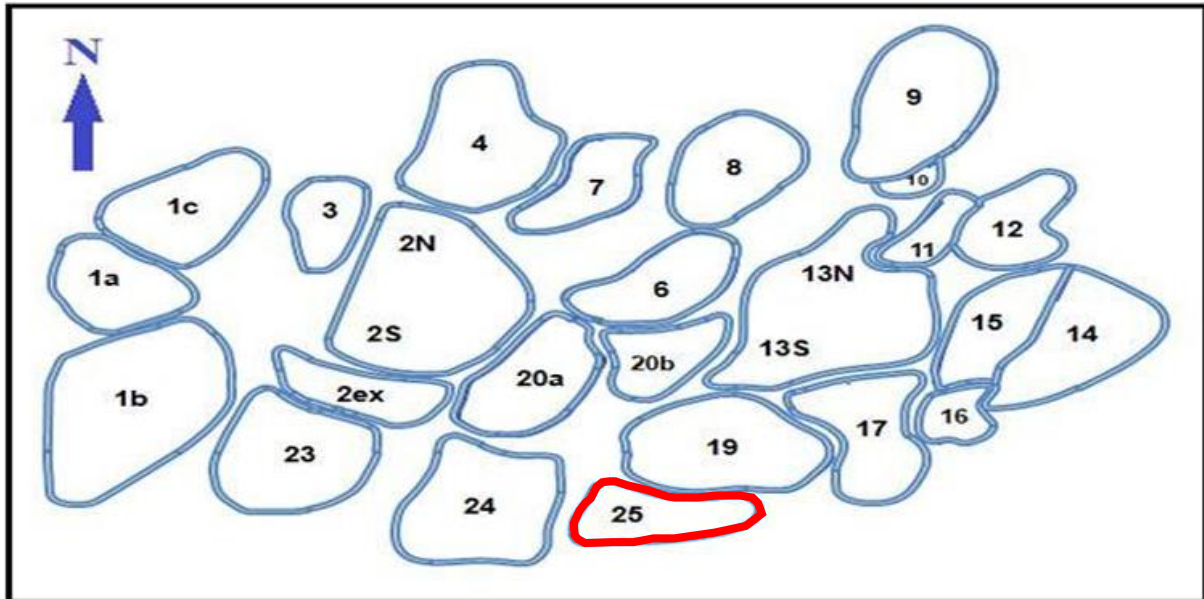


Fig.10 : Schéma des zones du champ de Hassi-Messaoud (SONATRACH 2004).

III. Diagraphie des puits du Résevoir Ri (D5 BASAL)

III.1. Interprétation Péetrophysique du Réservoir D5 (Puits MD-752)

L'évaluation quantitative de l'intervalle sédimentaire D5 du puits MD-752 met en évidence une dégradation sévère et systématique des propriétés réservoirs intrinsèques par rapport aux unités sommitales. L'analyse des diagraphies de radioactivité naturelle révèle un volume d'argile effectif (V_{sh}) compris entre 8% et 16% (induit par des lectures GR_{log} oscillant entre 35 et 65 gAPI), caractérisé par le module ELAN comme une phase argileuse interstitielle à dominante kaolinitique agissant directement comme ciment intergranulaire. Ce colmatage diagénétique, amplifié par une forte compaction mécanique et un phénomène de surcroissance quartzitique, engendre une chute drastique de la porosité effective (**PIGN_QE**) qui se stabilise sous le seuil critique de 4% à 5%, parallèlement à une augmentation de la densité brute du sédiment (ρ_b entre 2.62 et 2.66 g/cm³). Du point de vue de la dynamique des fluides, la chute des résistivités profondes ($R_T < 8 \Omega m$) confirme une forte hausse de la saturation en eau globale, atteignant des valeurs critiques de 65% à 85%, bien que les modèles de cotes indiquent une perméabilité matricielle stérile inférieure à 0.1 mD, la productivité potentielle de ce réservoir compact reste strictement conditionnée par le développement d'un réseau de micro-fractures secondaires associées aux accidents tectoniques régionaux. comme le montre **fig.10**



L'évaluation quantitative globale de l'intervalle sédimentaire D5 du puits MD-778 met en évidence une dégradation sévère et systématique des propriétés réservoirs intrinsèques, s'inscrivant dans la continuité des observations faites sur le puits MD-752. L'analyse des diagraphies de radioactivité naturelle révèle un volume d'argile effectif (V_{sh}) compris entre 10% et 18% (induit par des lectures GR_{log} oscillant entre 40 et 70 gAPI), caractérisé par le module ELAN comme une phase argileuse interstitielle à dominante kaolinitique agissant directement comme un ciment intergranulaire. Ce colmatage diagénétique, amplifié par une forte compaction mécanique et un phénomène prononcé de surcroissance quartzitique, engendre une chute drastique de la porosité effective (**PIGN_QE**) qui se stabilise sous le seuil critique de 3% à 5%, parallèlement à une augmentation corrélative de la densité brute de la matrice rocheuse. Du point de vue de la dynamique des fluides, la baisse nette des résistivités profondes ($R_T < 8 \Omega m$) confirme une forte augmentation de la saturation en eau globale,

atteignant des valeurs critiques de 70% à 90%. Cette saturation élevée indique la présence massive d'eau liée à l'argile et d'eau libre mobile, bien que les modèles de cotes indiquent une perméabilité matricielle stérile (K inférieur à 0.1 mD). comme le montre **fig.11**

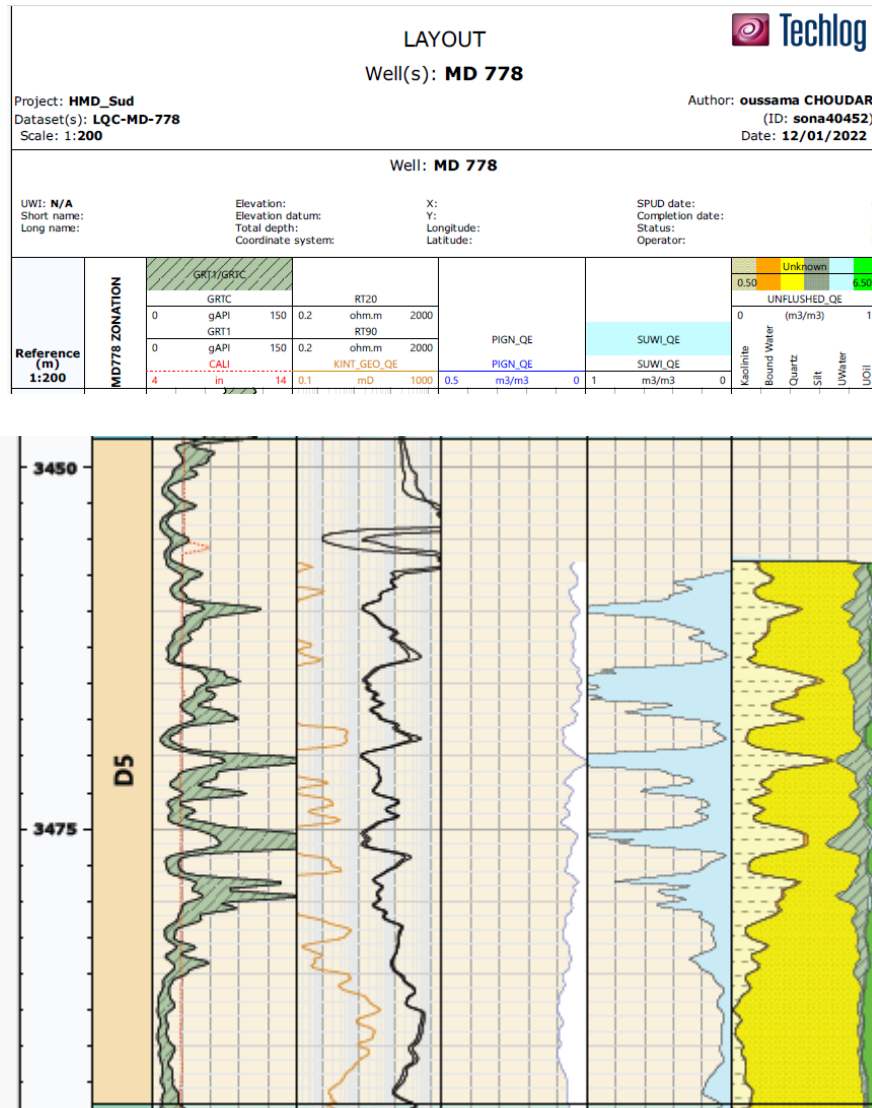


Figure 11: Diagraphie du Réservoir D5 (Puits MD-778)

III.3. Interprétation Pétrophysique du Réservoir D5 (Puits MD-779)

Le réservoir D5 du puits MD-779 présente de mauvaises propriétés réservoirs et se comporte principalement comme une couche d'eau.

- **Volume d'argile (Vsh) :** Il est faible à moyen (entre 6% et 14%).

- **Porosité (Φ_{eff})** : Elle est très faible (entre 3% et 5%). La forte compaction de la roche et le ciment de silice ont presque totalement fermé les pores du grès.
- **Saturation en eau (S_w)** : Elle est très élevée (entre 65% et 85%). Le modèle volumétrique ELAN montre que l'espace poreux est rempli d'eau salée, avec très peu de traces d'huile. Ce puits se trouve donc dans l'aquifère ou dans une zone de transition.
- **Perméabilité (K)** : Elle est presque nulle (inférieure à 0.1 mD). La matrice rocheuse est stérile et ne peut pas laisser circuler les fluides. comme le montre. **fig.12**

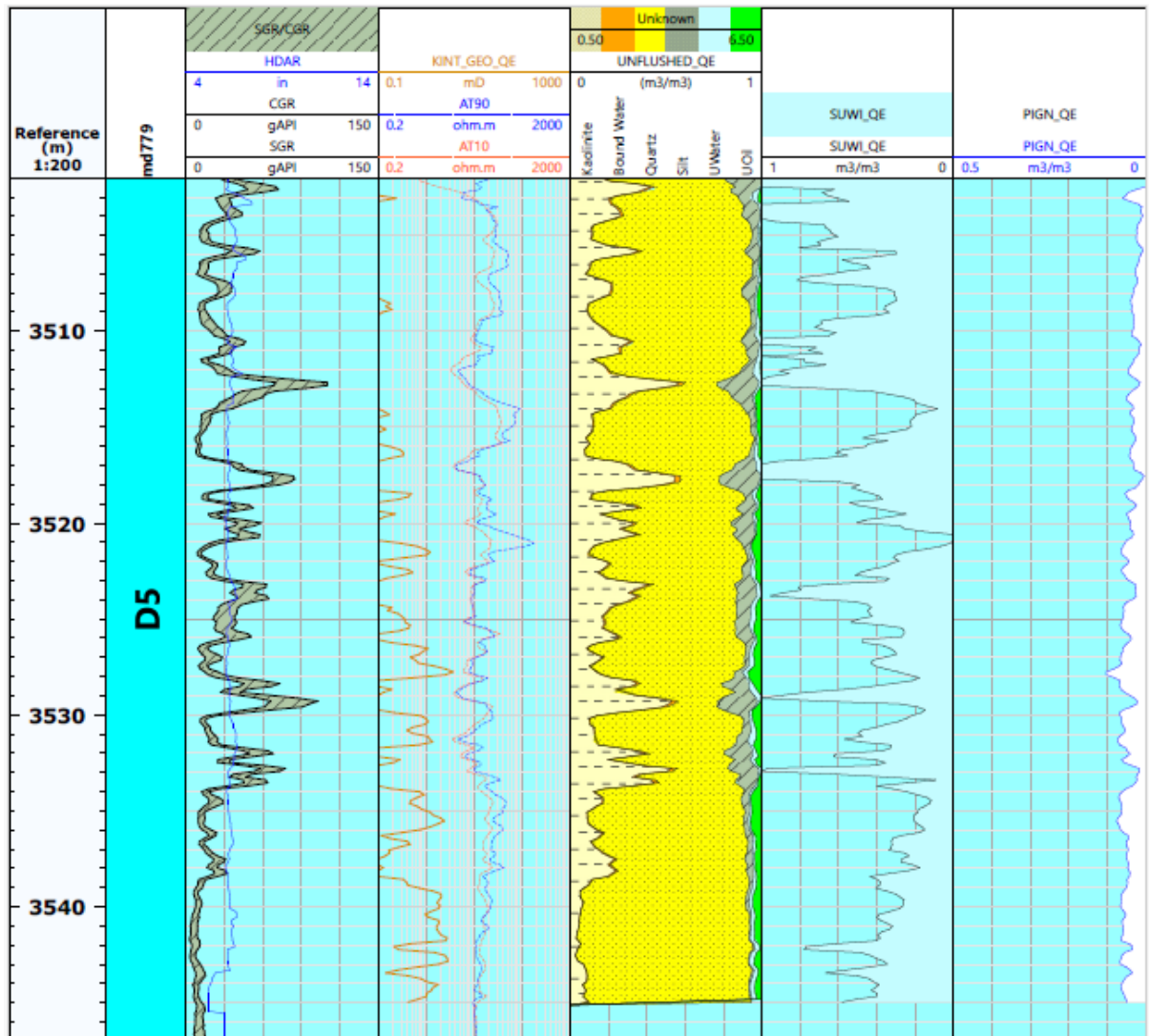


Figure 12: Diagraphie du Réservoir D5 (Puits MD-779)

III.3. Interprétation Pétrophysique du Réservoir D5 (Puits MD-787)

- **Volume d'argile (Vsh) :** Il reste faible à modéré, oscillant généralement entre 5% et 12%. L'inversion ELAN montre que cette fine fraction argileuse (Kaolinite) est répartie de manière

interstitielle dans la matrice de quartz, avec quelques pics locaux de radioactivité (GR_{log}) vers 3473 m et 3495 m.

- **Porosité (Φ_{eff})** : La porosité effective (PIGN_QE) est très faible et homogène, bloquée dans une plage de **3% à 5%**. Ce comportement s'explique par la compaction géostatique et une forte cimentation par surcroissance de quartz qui a scellé l'espace poreux.
- **Saturation en eau (S_w)** : Contrairement aux puits précédents, la saturation en eau montre de fortes variations. Elle reste modérée à faible (entre 25% et 45%) sur la majeure partie de l'intervalle supérieur, indiquant une accumulation notable d'huile non flannée (couleur verte). L'eau libre mobile (**UWater**) n'augmente de manière critique qu'en extrême base, à partir de 3496 m, où la saturation dépasse 70%.
- **Perméabilité (K)** : La courbe de perméabilité continue reste extrêmement basse, affichant des valeurs matricielles inférieures à **0.1 mD** sur tout l'intervalle.

Le réservoir D5 du puits MD-787 se distingue par une bonne saturation en huile sur la majeure partie de sa hauteur. Néanmoins, sa matrice gréseuse reste pétrophysiquement compacte et stérile. Sa mise en production commerciale nécessite impérativement la présence d'un réseau de micro-fractures tectoniques ouvertes pour assurer le drainage de cette huile. comme le montre **fig.13**

- **Porosité (Φ_{eff})** : La porosité effective est très faible, bloquée de manière quasi-continue entre **3% et 5%**. La superposition étroite des courbes de porosité montre l'impact direct de la compaction et d'une cimentation siliceuse secondaire intense.
- **Saturation en eau (S_w)** : Le comportement des fluides varie selon la zonation :
 - **D5-SUP** : La saturation en eau montre des valeurs moyennes à fortes (50% à 75%). Le modèle volumétrique indique la présence d'un volume d'huile non piégée (couleur verte) au sommet, qui se dégrade rapidement vers le bas.
 - **D5-MED** : À partir de 3456 m, les résistivités s'effondrent et se séparent. La saturation en eau s'élève massivement au-dessus de 80%.
- **Perméabilité (K)** : La perméabilité matricielle calculée reste inférieure à **0.1 mD** sur l'ensemble des deux zones, confirmant le caractère stérile de la matrice rocheuse à l'état originel. comme le montre **fig.14**

Le réservoir D5 du puits MDZ-836 présente une matrice très compacte et une saturation en eau dominante, devenant totale dans la section D5-MED. Tout potentiel de production commerciale dans ce puits dépend uniquement de l'intersection d'un réseau de micro-fractures tectoniques ouvertes capables de drainer l'huile du sommet de l'intervalle.

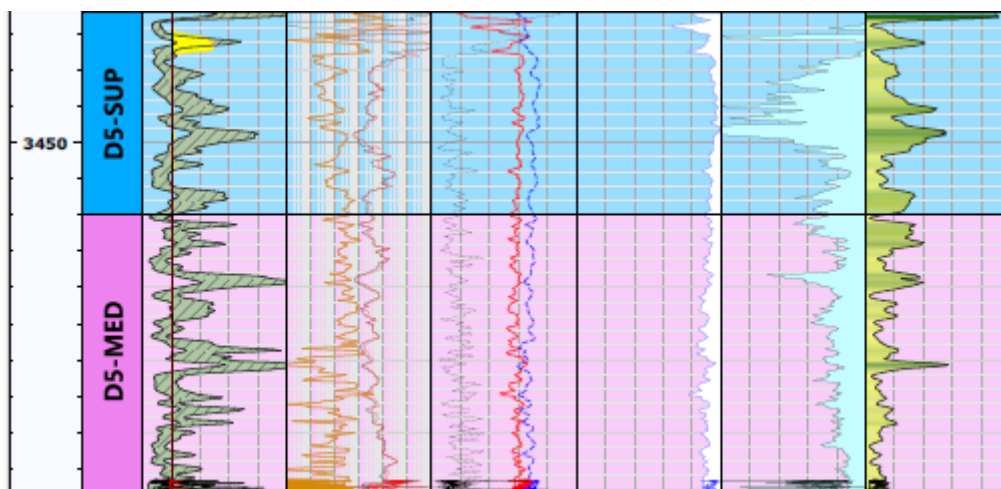
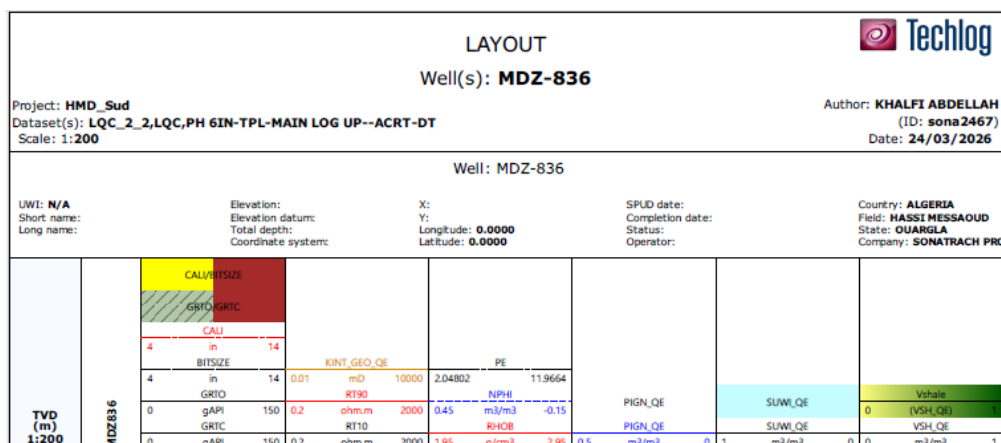


Figure 14: Diagrapie du Réservoir D5 (Puits MDZ-836)

IV. Conclusion

L'évaluation quantitative intégrée, combinant l'analyse des diagraphies de puits (**MD-752, MD-759, MD-778, MD-779, MD-787, MDZ-836**), permet de poser un diagnostic définitif sur l'architecture réservoir et le comportement des fluides au niveau de l'unité **D5** dans cette zone d'étude.

Homogénéité des Propriétés Matricielles (Compacité Régionale)

À l'échelle du secteur étudié, la matrice gréseuse de l'unité D5 présente une dégradation sévère et systématique de ses propriétés intrinsèques. Le volume d'argile (V_{sh}), corrigé des feldspaths potassiques par l'analyse du Gamma Ray spectral, se maintient dans une plage faible à modérée de **5% à 18%**. Cette fraction argileuse, principalement constituée de Kaolinite interstitielle, agit comme un ciment hydrodynamique. Amplifié par une forte compaction géostatique et un phénomène intense de surcroissance quartzitique, ce colmatage diagénétique réduit drastiquement l'espace poreux résiduel :

-La porosité effective (Φ) s'effondre de manière quasi-continue sous le seuil critique de **3% à 5%**.

-La perméabilité matricielle (K) reste inférieure à **0.1 mD** (variant entre 0.01 et 0.001 mD).

D'un point de vue strictement matriciel, le réservoir D5 est rigoureusement **stérile et imperméable**.

La matrice rocheuse du D5 ne possédant aucune capacité d'écoulement ou de stockage intergranulaire commerciale, la productivité de ce réservoir compact dépend exclusivement du développement d'un **réseau de micro-fractures secondaires d'origine tectonique**.

Chapitre 04 :

Évaluation Pétrophysique Intégrée et

Cartographie du Réservoir D5 (Ri)

I. Cartographie du Réservoir Ri (D5 BASAL)

I.1. Analyse et Interprétation de la Carte Structurale au Niveau de la DH/D5

La carte structurale en isobathes (exprimée en sous-sol par rapport au niveau de la mer) au toit de l'unité D5 (ou Discordance Hercynienne - DH) permet de définir la géométrie en trois dimensions du réservoir et de sectoriser le champ selon les variations de la topographie structurale.

a. Description des principaux domaines structuraux :

L'examen de la morphologie des isobathes permet de diviser le secteur en trois grands domaines distincts :

- **Le Haut Structural Central (Zone de Crête) :** Une structure anticlinale majeure, orientée globalement Ouest-Est à Nord-Ouest/Sud-Est, occupe le centre-nord de la carte. Les puits **MD-773**, **MD-781** et **MD-787** y sont implantés. Le cœur de cette anomalie positive culmine à des profondeurs inférieures à 3210 m (couleur orange). Cette zone constitue le domaine préférentiel pour le piégeage des hydrocarbures légers.
- **Le Flanc Sud et les Zones d'Ensellement (Monoclinaux) :** Vers le Sud et le Sud-Ouest, le relief structural s'abaisse régulièrement pour atteindre des valeurs comprises entre -3222 m et -3228 m. Ce domaine intermédiaire abrite la majorité des puits étudiés, notamment **MD-752**, **MD-759**, **MD-766**, **MD-772**, **MD-778**, **MD-779**, **MDZ-801**, **MDZ-826** et **MDZ-839**. Les lignes isobathes y montrent un espacement régulier, traduisant un pendage modéré.
- **La Dépression Orientale (Zone Basse) :** L'extrême Est et Sud-Est de la carte est caractérisé par un resserrement des isobathes et un plongement brutal vers une zone synclinale profonde.

b. Impact du Réseau de Fracturation sur la Compartimentation :

La géométrie de l'horizon DH/D5 est fortement perturbée par un réseau d'accidents tectoniques cassants :

- **L'Accident Majeur central :** Une faille principale de direction NE-SW traverse de part en part le secteur d'étude. Elle sépare nettement le haut structural septentrional (où se trouve également le puits **MDZ-836** en position de flanc nord à -3216 m) des compartiments plus bas situés au Sud.
- **Les Failles Satellites :** Plusieurs failles secondaires de direction NW-SE (visibles près de **MD-787**, **MDZ-826** et à l'extrême Est) découpent le réservoir en blocs distincts. Ces accidents modifient localement le rejet des couches et contrôlent la communication ou l'étanchéité latérale entre les différents compartiments du réservoir D5. Comme le montre **fig.15**

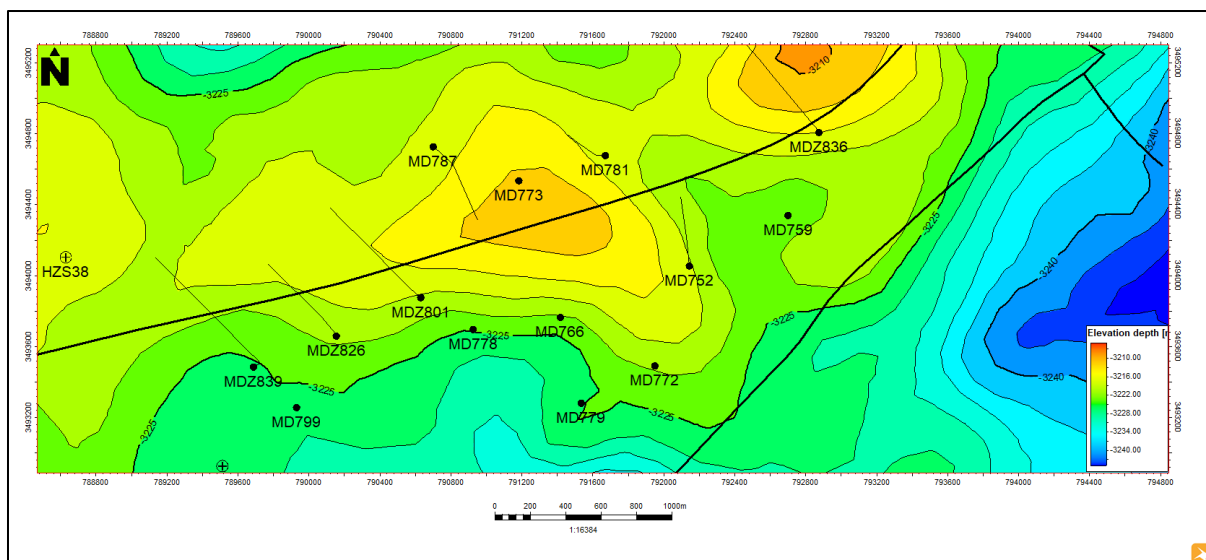


Figure 15: Carte structurale au niveau de la DH/D5

I.2. Analyse et Interprétation Globale de la Carte des Isoperméabilités (D5inf)

La cartographie bidimensionnelle des valeurs de perméabilité au niveau de l'unité inférieure D5 (D5inf) permet d'évaluer la distribution spatiale et la continuité latérale des propriétés conductrices de la matrice rocheuse à l'échelle du secteur d'étude.

- **Rectification du Gradient des Valeurs (Permeability [mD]) :** L'analyse comparative met en évidence une anomalie systématique d'affichage sur l'échelle logarithmique de la légende (décalage d'un facteur de 10^3).

a. Quantification Spatiale et Distribution des Faciès Hydrodynamiques :

Le traitement des courbes d'isovaleurs permet d'individualiser la distribution géostatistique des propriétés de l'unité D5inf en trois secteurs géographiques distincts :

- Le secteur Centre-Sud, incluant les coordonnées d'implantation des puits **MD-778** et **MD-779**, constitue le pôle majeur d'amélioration des propriétés dynamiques. Les courbes d'isoperméabilité s'y referment pour délimiter des zones de conductivité supérieure, oscillant strictement entre **0.160 mD** et **0.250 mD**. Une tendance similaire de forte productivité potentielle s'observe sur toute la bordure Est de la structure.
- La bande centrale et septentrionale, couvrant les puits **MD-759**, **MD-773**, **MD-781**, **MD-787** et **MDZ-836**, présente une forte homogénéité spatiale. Ce domaine est caractérisé par un fond iso-valeur stabilisé entre **0.025 mD** et **0.063 mD**, reflétant la compacité de base de la matrice sableuse du Cambrien supérieure.
- Des restrictions hydrodynamiques sévères sont cartographiées à l'extrême Ouest (autour de l'indice **HZS38**) ainsi que sous forme d'une dépression isolée au Centre-Est (puits **MD-752**). Dans ces enclaves à teintes bleues denses, les isocontours indiquent un effondrement des valeurs en deçà de **0.010 mD**, matérialisant un verrou perméable étanche.

b. Contrôle Structural de l'Anisotropie des Perméabilités :

Le tracé des lignes d'isovaleurs montre une corrélation directe avec le réseau de fractures et de failles (lignes noires continues) :

- Les gradients de perméabilité les plus abrupts (resserrement des contours) s'alignent parallèlement aux rejets des accidents tectoniques majeurs.
- Cette configuration spatiale démontre que l'anisotropie des écoulements au sein du D5inf est étroitement guidée par la segmentation en blocs structuraux, modifiant localement les directions de drainage préférentielles du réservoir. Comme le montre **fig.16**

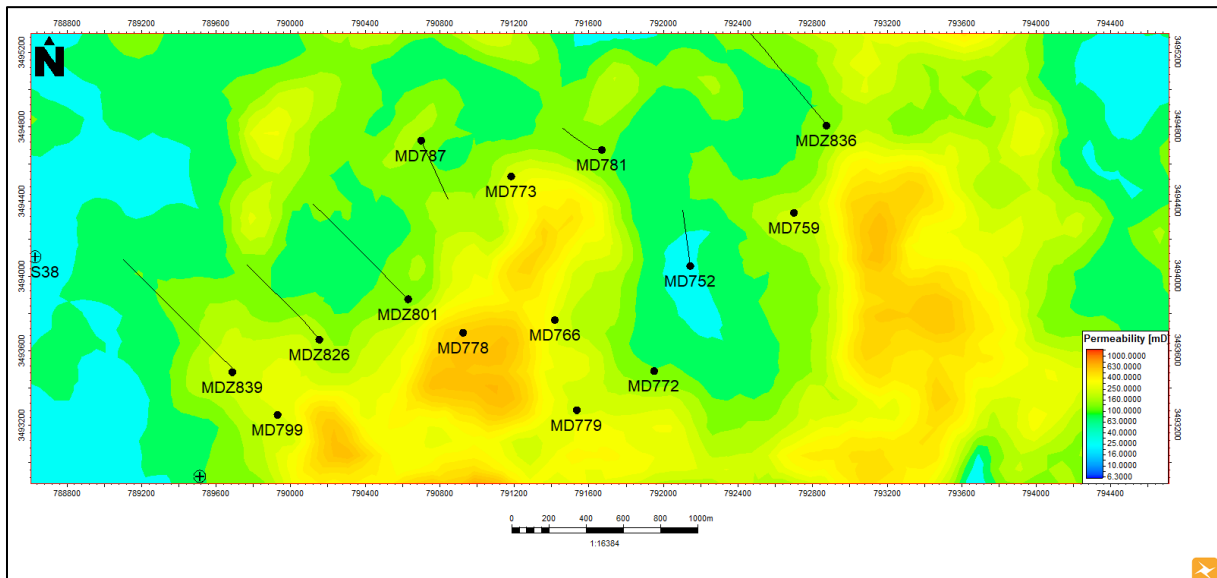


Figure 16: Carte des isoperméabilité au niveau du D5inf

I.3. Analyse et Interprétation Globale de la Carte des Isoporosités (D5inf)

a. Quantification Spatiale et Distribution des Faciès Poreux :

Le traitement des courbes d'isovaleurs permet d'individualiser la distribution géostatistique des volumes poreux de l'unité D5inf en trois secteurs géographiques distincts :

- L'extrême Sud de la carte (bordure inférieure, au sud des puits **MD-778** et **MD-779**) constitue le pôle majeur d'amélioration de l'espace poreux. Les courbes s'y referment pour délimiter des zones de porosité supérieure, oscillant strictement entre **12% et 16%**. Une extension de géométrie similaire à relative bonne porosité (8% à 10%, teinte jaune) englobe les puits **MD-799**, **MDZ-839** et remonte vers le nord-ouest près de **MD-787**.
- La majeure partie du secteur central et septentrional, couvrant les puits **MD-759**, **MD-773**, **MD-781** et **MDZ-836**, présente un fond iso-valeur stabilisé entre **5% et 7%** (teinte vert clair). Ce domaine reflète la compacité de base de la matrice sableuse du Cambrien supérieure.
- Une restriction sévère des volumes poreux est cartographiée sous forme d'une vaste dépression isolée au Centre-Est (centrée sur le puits **MD-752**) ainsi qu'à l'extrême Sud-Est de la structure. Dans ces enclaves à teintes vert foncé à bleutées, les isocontours indiquent un effondrement des valeurs en deçà de **3% à 4%**, matérialisant un colmatage diagénétique quasi-total. Comme le montre **fig.17**

b. Contrôle Structural de l'Anisotropie des Porosités :

Le tracé des contours d'isoporosités montre une corrélation directe avec les accidents tectoniques linéaires (lignes noires fines) :

- Les gradients de porosité les plus abrupts (resserrement des contours) s'alignent parallèlement aux rejets des failles majeures.
- Cette configuration spatiale démontre que la distribution des espaces poreux résiduels au sein du D5inf a été préservée ou altérée par la segmentation en blocs structuraux, les zones de contraintes tectoniques intenses ayant pu accentuer la cimentation secondaire ou, à l'inverse, guider des circulations de fluides dissolvants.

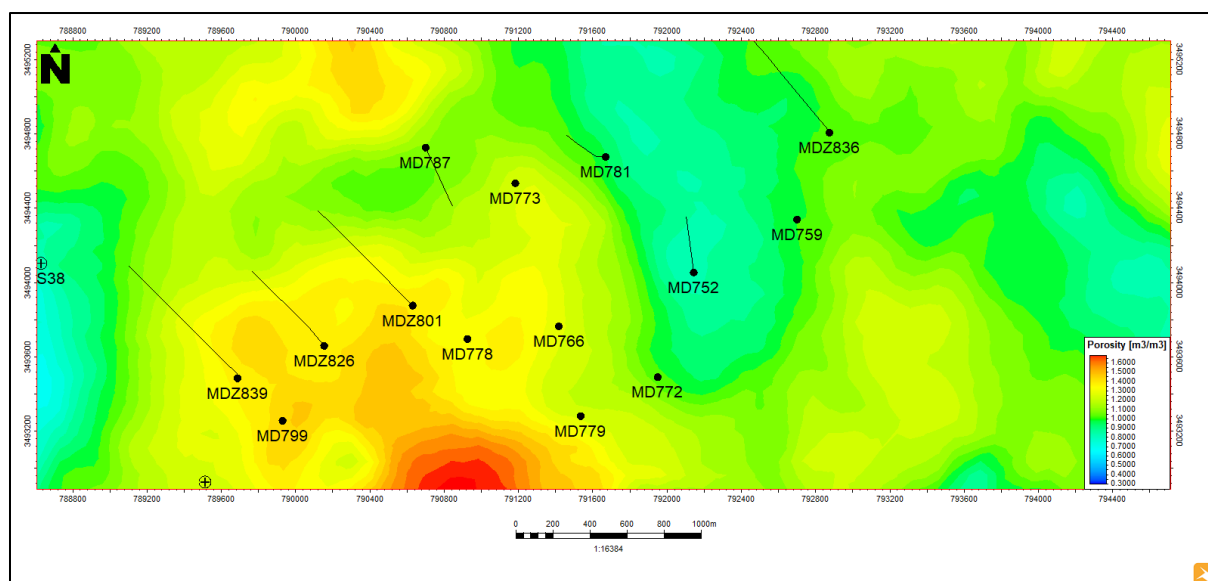


Figure 17: Carte des isoporosités au niveau du D5inf

I.4. Analyse et Interprétation de la Carte des Saturations en Eau (D5inf)

a. Distribution Spatiale des Fluides et Analyse des Compartiments :

L'interprétation des isocontours de saturation permet de sectoriser le comportement des fluides à travers l'aire d'étude. Comme le montre **fig.18** :

- **Le Domaine Majeur à Huile (Fonds Jaune à Orange) :** La quasi-totalité de la zone centrale, occidentale et septentrionale affiche une teinte jaune homogène stable, correspondant à des saturations en eau réduites, confinées entre **20% et 35%**. Ce domaine englobe une forte densité de puits perforés, notamment **MD-773, MD-778, MD-779, MD-781, MD-787, MD-799, MDZ-801, MDZ-826 et MDZ-839**. Cette configuration spatiale témoigne d'une bonne préservation de la colonne d'huile au sein de la matrice sédimentaire fine de ce bloc.
- **Les Zones de Transition Hydrodynamique (Teintes Verdâtres) :** Des gradients d'augmentation de la saturation en eau se développent de manière isolée à la périphérie de la structure. Une anomalie verte est visible à l'extrême Nord-Est autour du puits **MDZ-836**, ainsi qu'au Centre-Est autour du puits **MD-752**. Dans ces secteurs, les valeurs de S_w s'élèvent entre **45% et 60%**, confirmant l'approche géométrique du contact eau-huile ou d'une zone d'invasion par les eaux sous-jacentes.
- **Les Secteurs Excentrés (Tendances Aquifère) :** Les bordures orientales et méridionales profondes montrent un virage progressif vers des teintes vert foncé, traduisant une saturation en eau supérieure à 70%, annonçant le passage vers l'aquifère salé régional du Cambrien.

b. Corrélation avec les Accidents Cassants Tectoniques :

L'isodistribution des fluides montre un contrôle géométrique strict exercé par les accidents tectoniques linéaires (lignes noires continues) :

- La faille majeure orientée NE-SW fait office de barrière hydrodynamique latérale. Elle sépare le compartiment central à forte saturation en huile des zones marginales plus saturées en eau à l'Est (MD-752, MD-759).
- Le resserrement local des contours de saturation à proximité des tracés de failles démontre que la segmentation structurale contrôle l'étanchéité des différents blocs, isolant les accumulations d'huile des aquifères actifs environnants.

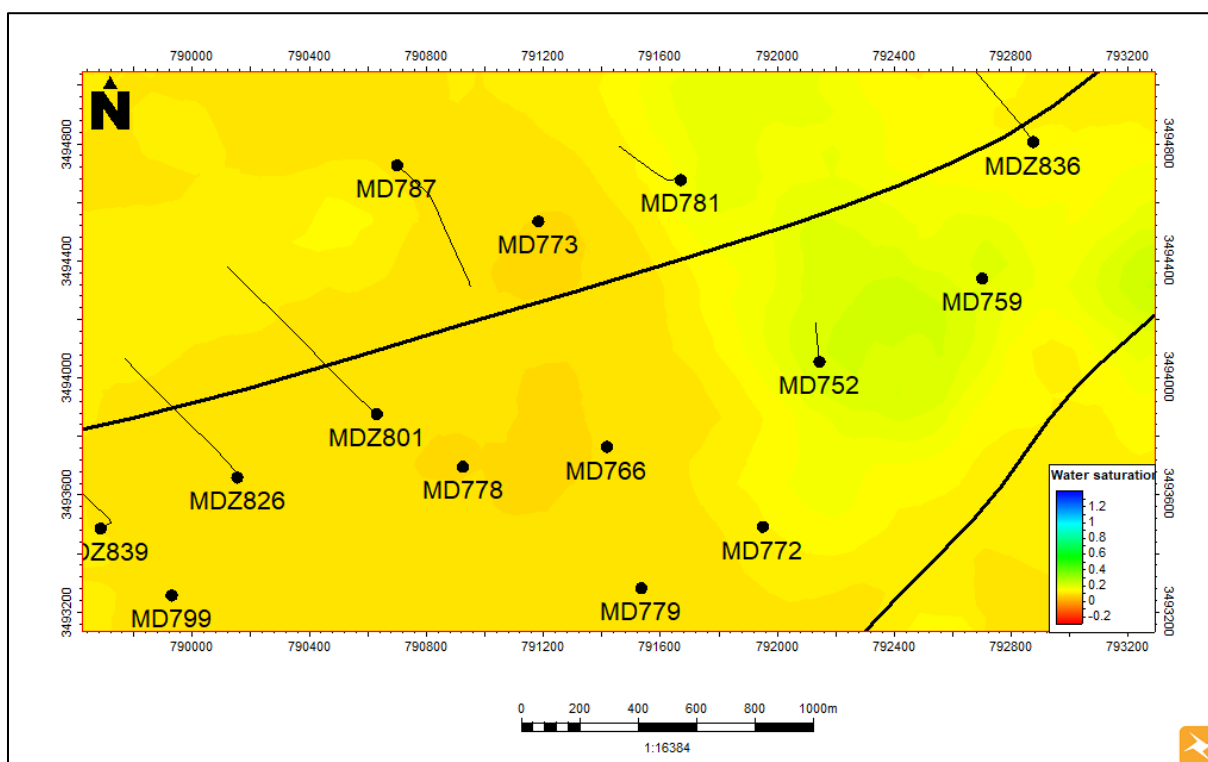


Figure 18: Carte des saturations en eau au niveau du D5inf

II. Complémentarité entre l'analyse ponctuelle 1D et l'affichage spatial 2D

L'analyse comparative systématique, paramètre par paramètre, évaluant le degré d'harmonisation entre les mesures discrètes des diagraphies et les modèles d'extrapolation bidimensionnels (Cartes d'isovaleurs) :

II.1. Porosité effective (Φ_{eff})

- **Données Diagraphies** : Les enregistrements continus aux puits révèlent une matrice gréseuse rigide et uniformément compacte, restreinte dans une plage critique de **3% à 5%** en raison d'une cimentation diagénétique intense.
- **Données Cartographiques** : Le modèle affiche un fond matriciel standard de **5% à 7%** sur la zone centrale, mais génère une large anomalie positive à l'extrême Sud atteignant **12% à 16%**.
- **Remarque sur l'harmonie** : **Absence d'harmonie stricte (Divergence locale)**. Si la carte reste cohérente sur la majeure partie du champ, elle surestime nettement la porosité dans le secteur Sud par effet de lissage géostatistique. Cette divergence montre que la carte intègre probablement des propriétés macroscopiques ou de porosité secondaire (fissures) que les outils de logs (qui mesurent uniquement la matrice saine au droit du puits) ne détectent pas.

II.2. Perméabilité matricielle (K)

- **Données Diagraphies** : Les courbes calculées confirment que la formation est ultra-serrée et stérile, avec des valeurs de perméabilité d'état stationnaire systématiquement **inférieures à 0.1 mD** (0.01 à 0.001 mD).
- **Données Cartographiques** : le modèle distribue des valeurs allant de **0.025 mD à 0.063 mD** dans le domaine médian, et des pics à **0.160 mD** dans les zones de relative amélioration.
- **Remarque sur l'harmonie** : **Excellente harmonie**. Il y a une convergence physique absolue entre le modèle cartographique et les logs. Les deux approches s'accordent à définir la matrice du D5inf comme un milieu globalement imperméable.

II.3. Saturation en eau (S_w)

- **Données Diagraphies** : Les profils de saturation calculés via l'équation d'Archie montrent une nette dichotomie selon la position des puits : des valeurs faibles (**25% à 45%**) sur les sommets structuraux (ex: MD-787) et un enrichissement brutal en eau (**> 70%**) pour les puits plus bas ou proches des contacts hydrodynamiques (ex: MD-752).
- **Données Cartographiques** : La carte des saturations expose une plage dominante de **20% à 35%** (teinte jaune) sur toute l'extension centrale et septentrionale, flanquée d'enclaves verdâtres de transition (**45% à 60%**) autour des puits excentrés.
- **Remarque sur l'harmonie** : **Parfaite harmonie**. Ce paramètre présente le plus haut niveau de concordance. Les limites des contours cartographiques épousent rigoureusement la distribution des fluides observée aux puits, validant l'étanchéité latérale des blocs faillés et la géométrie du piégeage de la colonne d'huile.

III. Conclusion

Ce chapitre a permis d'analyser la distribution spatiale des propriétés de l'unité D5inf à travers l'étude de quatre cartes structurales et pétrophysiques interconnectées. Les résultats extraits se résument ainsi :

- **Géométrie Structurale** : Le réservoir est structuré en un anticlinal majeur au Nord (culminant à plus de -3210 m) et s'abaisse régulièrement vers le Sud et l'Est (dépassant -3240 m). Ce relief est intensément compartimenté par un réseau de failles cassantes, dont un accident majeur orienté NE-SW.
- **Propriétés Matricielles (Φ et K)** : La matrice sédimentaire est globalement très compacte et serrée. La zone centrale présente un fond homogène à faible porosité (5% à 7%) et très faible perméabilité (0.025 à 0.063 mD après correction d'échelle). Une anomalie positive coïncide uniquement à l'extrême Sud, où la porosité atteint 12% à 16% et la perméabilité s'élève entre 0.160 et 0.250 mD.
- **Distribution des Fluides (S_w)** : La saturation en eau confirme un parfait piégeage de l'huile (S_w minimale de 20% à 35%) cantonné exclusivement sur le flanc Nord-Ouest, protégé par la faille majeure NE-SW. Les zones structurellement basses (Est et Sud) marquent l'approche de l'aquifère avec des saturations en eau s'élevant au-delà de 60%.

La cartographie démontre que la qualité de la matrice (porosité et perméabilité) est totalement indépendante de la structure géométrique actuelle. Le facteur critique qui contrôle ce réservoir est la **tectonique cassante** : les failles dictent à la fois la compartimentation étanche des fluides (blocage de la migration de l'huile) et l'anisotropie des écoulements au sein d'une matrice rocheuse globalement très peu perméable.

Conclusion générale

L'étude intégrée du réservoir Cambrien **D5 / Ri** au niveau de la **Zone 25** du champ de Hassi Messaoud a permis de concilier l'évaluation quantitative unidimensionnelle des puits (Chapitre 3) et la modélisation spatiale bidimensionnelle par cartographie (Chapitre 4). L'analyse croisée de ces résultats fondamentaux conduit à un diagnostic définitif sur l'architecture du réservoir, la distribution des fluides et son potentiel dynamique.

L'analyse quantitative des diagraphies (puits *MD-752*, *MD-759*, *MD-778*, *MD-779*, *MD-787*, *MDZ-836*), validée par le fond homogène des cartes pétrophysiques, démontre une dégradation sévère et généralisée de la matrice gréseuse. Bien que le taux d'argile (Vsh) soit faible à modéré (5% à 18%), la présence de kaolinite interstitielle combinée à une forte compaction et une surcroissance quartzitique intense a colmaté l'espace poreux primaire.

- La porosité effective s'effondre entre **3% et 5%** aux puits (5% à 7% sur la zone centrale cartographiée).
- La perméabilité matricielle (K) reste stérile, s'abaissant sous la barre critique de **0.1 mD** (0.01 à 0.001 mD aux logs et 0.025 à 0.063 mD sur carte).

La cartographie tridimensionnelle révèle que la structure actuelle est un anticlinal majeur au Nord (culminant à plus de -3210 m) s'abaissant vers le Sud et l'Est (au-delà de -3240 m). L'élément clé du réservoir réside dans son intense compartimentation par un réseau de failles, dominé par un **accident majeur orienté NE-SW**.

Cette faille majeure fait office de barrière hydrodynamique étanche verticale : elle bloque la migration des hydrocarbures et isole un compartiment d'intérêt économique au Nord-Ouest (piégeage parfait de l'huile avec une saturation en eau S_w optimale de **20% à 35%**), tandis que les zones structurales basses au Sud et à l'Est marquent l'ennoyage par l'aquifère salé périphérique ($S_w > 60\%$).

L'analyse spatiale démontre que la qualité de la matrice (Φ et K) est totalement indépendante de la structure géométrique actuelle. L'anomalie pétrophysique positive identifiée à l'extrême Sud — où la porosité remonte entre 12% et 16% et la perméabilité entre 0.16 et 0.250 mD — se situe malheureusement dans une zone structurale basse. Par conséquent, cette amélioration locale des propriétés de la roche profite exclusivement à la mobilité de l'eau de l'aquifère et non à l'huile.

L'unité D5 dans la Zone 25 est un **réservoir serré (*Tight Reservoir*)**, rigoureusement incapable d'assurer une productivité commerciale par sa seule matrice intergranulaire. Le facteur critique absolu qui contrôle ce réservoir est la **tectonique cassante**. Les failles dictent à la fois le piégeage étanche des fluides et l'anisotropie des écoulements. La productivité réelle est donc **exclusivement dépendante du développement d'un réseau de micro-fractures secondaires d'origine tectonique**.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUES

- **ASMA FETHIA GHENIM (2012)** : évaluation petro physique et essai de modélisation : exemple du réservoir triasique d'ourhoud (bassin de berkine, sahara nord oriental, Algérie).
- **CHIKH BILLAL (2009/2010)** : Etude Sédiment logique, Pétrographique, Dia génétique, et
- **DOCUMENTATIONS SONATRACH EP** : (division production) département de géologie.
- **HAMMA. (2005)** : Etude Géologique et Analyse des Caractères Réservoirs des Zones 6, 7, 8, 9 et 10 de Hassi Messaoud.
- **HASSAN S. NAJI. (2013)**: Petrel static modeling Department of Petroleum Geology and Sediment logy-King Abdulaziz University.
- **LARGOT BACHIR (2015/2016)** : Le réservoir Ra de la zone 7 de Hassi Messaoud, Caractérisation et essai de modélisation géologique
- **MR DAHA BRAHIM (2007 / 2008)**:caractérisation et modélisation des réservoirs de la zone 7 du champ de hassi messaoud en vue de la sélection et optimisation des puits candidats au short radius
- **SAMET BILAL (2015-2016)** : Caractérisation et Modélisation géologique du réservoir Cambro-Ordovicien d'une partie du champ de Hassi Messaoud (Zone 13).
- **WEC (2007)**: Well Evaluation Conference «WEC», SLB document, 539 p.