



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة أمحمد بوقرة ببومرداس
Université M'Hamed Bougara de Boumerdès
كلية المحروقات والكيمياء
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département Géophysique, Génie Parasismique et Phénomènes Aléatoires

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BENSOUCHA Zine eddine

TOUNSI islam

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Géophysique Pétrolière.

Thème

**IMPACT DES PARAMETRES DE FORMATION DANS LE CALCUL
DE LA SATURATION EN EAU S_w DES RESERVOIRS TIGHT SAND OIL
DES QUARTZITES DE HAMRA DANS LA REGION HASSI D'ZABAT**

Sous la direction des :

Professeur ALIOUANE Leila

FHC UMBB

HAFRAD Mohamed Ibrahim

SH/EXPLORATION

ROUCHICHE Mohamed Tayeb

SH/EXPLORATION

Année Universitaire : 2021/2022

Dédicace :

Je dédie ce travail :

*A ma chère **mère**, mon très cher **père***

Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai point les remercier

Comme il se doit. Votre affection me couvre, votre bienveillance me

Guide et votre présence à mes côtés a toujours été ma source de force

Pour affronter les différents obstacles.

Vous avez toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager.

*Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection. Aucun hommage ne
pourrait être à la hauteur de*

L'amour Dont ils ne cessent de me combler. Que dieu leur procure

Bonne santé et longue vie.

A mes frères, Mes sœurs et tous les membres de ma famille

*A Mes amies de promo **H17** spécialement groupe **Magp17** Ceux qui ont partagé
avec moi tous les moments d'émotion.*

*Un spécial dédicace à mes amis le plus proches **Ibrahim** et **Islam** et les
colocataires de **chambre 8**, Un merci spécial pour tous les beaux moments que
nous avons passés ensemble.*

Elzine.

Dédicace :

Tant de fois avais-je pensé à vous offrir quelques choses en signe de reconnaissance pour tout ce que vous avez consenti rien que pour me voir réussir, cette fois c'est l'occasion :

*A Ma très chère **Mère** qui m'a apporté sans cesse amour, soutien et encouragement ; et qu'elle trouve ici l'expression de mes vives reconnaissances.*

*A mon très cher **Père**.*

Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager.

Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.

*A ma deuxième maman ma tante **Nadia**.*

*A mon cher frère **Amine**, et ma petite ange **Wissam**.*

A tous les membres de ma famille.

*A mon binôme et mon meilleur ami : **Zine Eddine** qui m'a aidé à réaliser ce travail et à toute sa famille*

A tous mes amis et collègues durant mon parcours universitaire.

A tous ceux qui me connaissent de près ou de loin.

Islam.



Remercîments

Tout d'abord on remercie notre Dieu de nous avoir donné le courage pour réaliser ce modeste travail.

Nous remercions nos parents pour leur soutien et leurs précieux conseils et qui ont mis à notre disposition tous les moyens possibles pour terminer nos études dans de très bonnes conditions.

Au terme de ce travail. Nous remercions aussi :

Mme ALIOUANE Leila – Professeur à l'université de Boumerdès.

Notre promoteur pour son suivi pas à pas du présent travail, ainsi que pour ses apports de critiques et remarques qui nous ont servis de bons guides pour la réalisation de ce mémoire.

J'adresse mes remerciements à tous mes enseignants du département géophysique qui ont contribué à ma formation ainsi que le staff pédagogique et aux membres du jury.

Monsieur HAFRAD Ibrahim Mohamed.

*Notre encadrant au sein d'entreprise « **Division Exploration Sonatrach** » Pour leurs conseils si précieux, de sa patience et de sa bonne vaillance, pour nous avoir guidé pendant l'élaboration de ce travail.*

Nos remerciements vont également à tout le personnel de département Réservoirs & réserves, surtout :

M. ROUCHICHE Mohamed Tayeb et M. OTHMANINE Mohamed

Pour leurs conseils, leurs encouragements et leurs aides précieuses.

*Nous n'oublions pas un salut reconnaissant à nos camarades du groupe **MAGPI7** pour leur gentillesse et l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail et pour leur amitié.*

Que tous ceux que nous n'avons pu citer ici sachent que nous leur gardons une grande reconnaissance.

L'ensemble des binômes



Table de Matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction Générale1

Chapitre I : Réservoirs compacts dits « Tights »

I.1 Généralités sur les réservoirs 3

I.1.1 Définition 3

I.1.2 But d'étude des réservoirs 3

I.2 Types des réservoirs 4

I.3 Les réservoirs conventionnels et non conventionnels ... 7

I.3.1 Réservoirs conventionnels 7

I.3.2 Réservoirs non conventionnels 8

I.3.3 Différents types des hydrocarbures non conventionnels 9

I.4 Les réservoirs gréseux compacts 11

I.4.1 Historique 11

I.4.2 Définition des réservoirs compacts 11

I.4.3 Situation des réservoirs compacts en Algérie 12

I.5 Géologie des réservoirs compacts 14

I.5.1 Aspect sédimentologique des réservoirs compacts 14

I.5.2 Aspect minéralogique des réservoirs compacts 15

I.5.3 Processus de cimentation 16

I.5.4 Diagenèse 17

I.5.5 Granulométrie et texture 18

I.5.6 Compaction 18

I.5.7 Stratigraphie 20

I.6 Caractéristiques pétrophysique des réservoirs compacts	20
I.6.1 La porosité totale et effective	21
I.6.2 Perméabilité effective et relative des réservoirs compacts	22
I.7 Difficultés dans les réservoirs compacts	23
Conclusion	25

Chapitre II : Cadre géologique de la région Hassi D'zabat Quartzites de Hamra

Introduction	26
II.1 Situation Géographique	26
II.2 Cadre régional	27
II.2.1 Cadre géographique	27
II.2.2 Cadre Géologique	28
II.3 Aspect Lithostratigraphique	28
II.3.1 Le Paléozoïque	28
II.3.2 Dépôts Mésozoïques	30
II.3.3 Dépôts Cénozoïque	31
II.4 Aspect Structural	31
II.5 Système pétrolier	33

Chapitre III : Evaluation pétrophysique conventionnelle de réservoir Quartzites de Hamra

Partie 1 : Présentation des données des diagraphies enregistrées dans la région de Hassi D'Zabat

Introduction	35
III.1 Diagraphies enregistrées	36
III.1.1 Diagraphies nucléaires	36
III.1.2 Diagraphie de résistivité	38
III.1.3 Diagraphie sonique	39
III.1.4 Mesure de diamètre de trou (caliper)	39

III.2 Les échelles conventionnelles	40
III.3 Diagraphies enregistrées et validation des données	40
Conclusion.....	45
Partie 2 : Evaluation des paramètres Pétrophysiques et interprétation classique des données enregistrées	
III.4 Les paramètres pétrophysique d'une formation	46
III.4.1 Roches réservoirs	46
III.4.2 La Matrice	46
III.4.3 Les Argiles	47
III.4.4 La porosité Φ.....	47
III.4.5 La perméabilité K	49
III.4.6 La saturation	49
III.4.7 La résistivité	49
III.5 Etapes d'interprétation des diagraphies	50
III.5.1 Détermination du volume d'argile	50
III.5.2 Estimation des paramètres matriciels.....	50
III.5.3 Détermination des paramètres d'argile	51
III.5.4 Détermination de la porosité	52
III.5.5 Détermination de la résistivité de l'eau de formation de R_w.....	55
III.5.6 Détermination de la saturation en eau S_w.....	56
III.5.7 Distinction des zones à Hydrocarbures	57
III.6 Interprétation des résultats	57
III.6.1 Interprétation de résultat de Puits-1	57
III.6.2 Interprétation de résultat de Puits-2	59
III.6.3 Synthèse des résultats	61
III.6.4 Résultats du test DST.....	61
Conclusion.....	62

Chapitre IV : Impact de paramètre de formation sur les calculs de la saturation en eau

Introduction	63
IV.1 Les paramètre de formation	63
IV.1.1 L'exposant de saturation (n)	63
IV.1.2 Facteur de lithologie a	63
IV.1.3 Facteur de cimentation m	64
IV.2 Interprétation qualitative	66
IV.3 résultats des différents cas étudiés	66
IV.4 Interprétation des résultats	74
IV.4.1 L'impact de facteur de lithologie (a) dans le calcul de la saturation en eau	74
IV.4.2 L'impact de la porosité dans le calcul de la saturation en eau Sw	74
IV.4.2 L'impact de la résistivité R_t dans le calcul de la saturation en eau Sw	75
IV.4.3 L'impact de volume d'argile dans le calcul de la saturation en eau Sw	76
IV.5 Synthèse des résultats de l'étape I	76
IV.6 Les données des carottes	77
Conclusion	79
Conclusion générale	80
Bibliographiques et Références	

Liste des figures

Chapitre I : Réservoirs compacts dits « Tights »

FIGURE I- 1 Réservoir Anticlinal (Forme De Dome).	4
FIGURE I- 2: Réservoir Contre Faille.....	5
FIGURE I- 3: Réservoirs Dome De Sel.	5
FIGURE I- 4: Réservoir En Biseau.	6
FIGURE I- 5: Lentille Sableuse.	6
FIGURE I- 6: Systeme Petrolier (Ifpen).....	7
FIGURE I- 7: Les Réservoirs Conventionnels Et Non Conventionnels.....	8
FIGURE I- 8: Réservoirs Conventionnels Et Non Conventionnels	10
FIGURE I- 9: A - Triangle Des Ressources, B - Comparaison Entre Les Différents Types De Ressources.....	11
FIGURE I- 10: Sections Des Réservoirs Greseux. A- Réservoir Greseux Conventionnel. B- Réservoir Greseux Compact (G.C. Naik, 2010).	12
FIGURE I- 11: Bassins A Tights Et Shale Gas En Algérie	13
FIGURE I- 12: A - Exemple Illustrant Les Différents Types De Sedimentation Fluviales. 15	
FIGURE I- 13: Exemple De Constituants Mineralogiques D'un Gre Compact.	16
FIGURE I- 14: A- Surcroissance Des Grains De Quartz. B- Diffusion De La Silice Due A La Pression De Dissolution. C & D- Ciment Hematitique & Pyriteux.	17
FIGURE I- 15: Cette Figure Nous Montre L'impact De La Diagenese Des Argiles Sur La Porosite.	17
FIGURE I- 16 : Relation Entre La Taille Des Grains Et La Porosite.....	18
FIGURE I- 17: Exemples Sur Les Mecanismes De Deformation A L'echelle Des Grains. ..	19
FIGURE I- 18: Exemples De Deformations A L'echelle Des Grains.....	19
FIGURE I- 19: Photo D'une Lame Mince Montrant La Difference Entre Un Gre Compact (B) Et Un Gre Non Compact (A)	20
FIGURE I- 20: Schema Montrant La Relation Entre La Porosite Et La Permeabilite Des Réservoirs.	21
FIGURE I- 21: Les Différents Types De Porosite.....	22
FIGURE I- 22: Diagramme Explicite L'impact De La Saturation En Eau Sur La Permeabilite Relative.....	23

Chapitre II : Cadre géologique de la région

FIGURE II- 1: Situation Du Champ De Hassi Dzabat 26

FIGURE II- 2: Situation Du Champ De Hassi Dzabat 27

Chapitre III : Evaluation pétrophysique conventionnelle de réservoir Quartzites de Hamra

FIGURE III- 1: Log Composite Au Niveau Du Reservoir Quartzites de Hamra de Puits-1 . 42

FIGURE III- 2: Log Composite Au Niveau Du Reservoir Quartzites de Hamra de Puits-2. 44

FIGURE III- 3: Porosite Inter-Granulaire..... 47

FIGURE III- 4: Porosite Intra-Granulaire (Secondaire). 48

FIGURE III- 5: Methode De Determination Des Parametres Matriciels Pma Et Δt_{ma} 51

FIGURE III-6 : Determination R_w Par La Methode De Salinite Gen-6.....56

FIGURE III- 7: Resultats D'évaluation Petrophysique Au Niveau Du Reservoir Quartzite De Hamra Puits-1.....58

FIGURE III-8: Resultats D'évaluation Petrophysique Au Niveau Du Reservoir Quartzites De Hamra Puits-2 60

Chapitre IV : Impact de paramètre de formation sur les calculs de la saturation en eau S_w

FIGURE IV-1 : Les Resultats De Saturation En Eau S_w (%) De Puits-1 Lorsque : $a=1$67

FIGURE IV-2 : Les Resultats De Saturation En Eau S_w (%) De Puits-1 Lorsque : $a=1.1$...68

FIGURE IV-3: Les Resultats De Saturation En Eau S_w (%) De Puits-1 Lorsque : $a=1.2$...69

FIGURE IV-4 : Les Resultats De Saturation En Eau S_w (%) De Puits-2 Lorsque : $a=1$70

FIGURE IV-5 : Les Resultats De Saturation En Eau S_w (%) De Puits-2 Lorsque : $a=1.1$...71

FIGURE IV-6: Les Resultats De Saturation En Eau S_w (%) De Puits-2 Lorsque : $a=1.2$...72

Liste des tableaux

Chapitre I : Réservoirs compacts dits « Tights »

TABLEAU I- 1: Types Des Hydrocarbures Non Conventionnels (Ifpen)..... 9

TABLEAU I- 2: Les Ordres De Grandeur Des Donnees De Base Des Reservoirs Compacts - (Notice Technique, Total 2006). 15

Chapitre II : Cadre géologique de la région

Hassi D'zabat Quartzites de Hamra

TABLEAU II- 1: Colonne Stratigraphique Type Du Bassin D'amguid Messaoud.	32
--	-----------

Chapitre III : Evaluation pétrophysique conventionnelle de réservoir Quartzites de

Hamra

TABLEAU III- 1: Les Echelles Conventionnelles Des Diagraphies.	40
TABLEAU III- 2: Delimitation Des Reservoirs.....	50
TABLEAU III- 3: Les Parametres Matriciels.	51
TABLEAU III- 4: Les Parametres D'argile.	52
TABLEAU III- 5: Les Porosites D'argile.	52
TABLEAU III- 6: Les Porosites Effectives.....	55
TABLEAU III- 8: Les Resultats D'interpretation Des Diagraphies Classiques.	61
TABLEAU III- 9: Resultats Du Test Dst.	61

Chapitre IV : Impact de paramètre de formation sur les calculs de la saturation en eau

Sw

TABLEAU VI- 1 : Variation Du Facteur De Cimentation En Fonction Du Degre De Consolidation Du Milieu.....	66
TABLEAU VI- 2: Representation Des Resultats De La Saturation En Eau Moyenne S_w (%) En Fonction Du Facteur De La Lithologie (a) Et De Cimentation (m).	73
TABLEAU VI- 3: Representation Des Resultats De Porosite En Fonction De Saturation	75
TABLEAU VI- 4: Representation Des Resultats De La Resistivite En Fonction De Saturation.	75
TABLEAU VI- 5: Representation Des Resultats Du Vsh En Fonction De Saturation.....	76
TABLEAU VI- 6: Representation Des Donnees De La Carotte Des Puits-1 Et Puits-2.	77
TABLEAU VI- 7: Representation De Saturation En Eau Par L'utilisation Des Donnees Carottes.	77
TABLEAU VI- 8: Les Resultats Des Test Dst Du Puits-1 Et Puits-2 Confirme L'interpretation Des Diagraphies En Integrant Les Donnees Carottes.....	78



Introduction Générale

Introduction Générale :

Etant la première source d'énergie dans le monde et particulièrement en Algérie, les hydrocarbures occupent une large place dans l'économie mondiale, et ce depuis le début du 20^{ème} siècle.

La découverte des gisements d'hydrocarbures suscite un grand intérêt de la part des compagnies pétrolières. Dans ce contexte plusieurs méthodes d'exploitation, de développement et de production ont été mises en place.

Ces méthodes sont continuellement améliorées pour atteindre une fiabilité élevée. Parmi toutes ces techniques, les diagraphies classiques occupent une place incontournable dans l'évaluation des réservoirs et la prospection pétrolière. Leurs apports aident à mieux définir les paramètres réservoir les plus importants.

Caractérisé par des roches peu poreuses et peu perméables, les réservoirs compacts et fissurés constituent un véritable défi dans l'évaluation des paramètres pétrophysique et dans la production.

Dans ce contexte, nous avons établi une évaluation du réservoir tight sand oil des Quartzites de Hamra au niveau des deux puits (puits-1 et puits-2) situés dans le périmètre de Hassi D'zabat (bassin Amguid Messaoud) en exploitant les données des diagraphies conventionnelles. L'objectif de ce travail est de montrer l'impact du choix des paramètres de formation (**a** et **m**) dans l'estimation de la saturation en eau (**Sw**).

Un test de formation **DST (Drill Stem Test)** est indispensable dans ce type de réservoir pour remédier aux aléas rencontrés lors de l'utilisation des outils de diagraphies, en déterminant la pression du réservoir, la nature des fluides présent dans le réservoir ainsi que leur débit.

Afin d'atteindre l'objectif souhaité, quatre chapitres ont été élaborés :

- Le premier chapitre a été consacré à la théorie des réservoirs compacts et leurs caractéristiques lithologiques et pétrophysiques.
- Un bref aperçu sur la région d'étude a été présenté dans le deuxième chapitre.
- Le troisième chapitre est composé de deux parties :
 - ✓ La première partie est dédiée à la présentation et l'analyse des différentes diagraphies enregistrées au niveau des réservoirs Quartzites de Hamra de deux puits (puits-1 et puits-2) dans la région d'étude.
 - ✓ La deuxième partie représente une évaluation des paramètres pétrophysiques avec

une interprétation conventionnelle des données enregistrées dans les deux puits (puits-1 et puits-2), en insérant les paramètres de formation usuellement utilisés.

Les résultats obtenus ont été confirmés par les résultats de test de formation DST.

- Le quatrième chapitre montre l'impact du choix des paramètres de formation dans le calcul de la saturation en eau (S_w) dans le but d'améliorer l'évaluation pétrophysiques des réservoirs tight des Quartzites de Hamra. Dans ce cas les résultats des données carottes ont été exploités, En fin une conclusion et des recommandations ont été présentées.

Chapitre I

Réservoirs compacts dits « Tight »

Pendant ces dernières décennies, les hydrocarbures non conventionnels ont pris une place incontournable dans l'approvisionnement mondial des hydrocarbures.

Mais, Que ce soit une production d'hydrocarbures conventionnels ou non conventionnels, il s'agit des mêmes types d'hydrocarbures.

Ces hydrocarbures proviennent de la transformation d'une roche riche en matière organique (**la roche-mère**), par augmentation de la température et de la pression, lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques.

Les trois étapes d'identification, d'évaluation et de production classiques pour l'industrie pétrolière dans les réservoirs conventionnels, se transforment en trois défis dès qu'il s'agit des réservoirs non conventionnels notamment les « **tight réservoir** ».

Dans ce chapitre, on donnera un aperçu sur les deux notions des réservoirs conventionnels et non-conventionnels en mettant en évidence leurs similitudes et leurs différences.

I.1 Généralités sur les réservoirs :

Le plus souvent il arrive que l'on rencontre dans la succession des formations traversées, des zones ou des intervalles présentant des caractéristiques des réservoirs.

L'étude des séries-réservoirs à partir des diagraphies différées nous mène à la localisation des réservoirs, la caractérisation du contenu des réservoirs, le calcul des réserves en place et déplaçables, l'épaisseur apparente et réelle du réservoir, ainsi le calcul des paramètres pétrophysiques, la détermination de la productivité du puits et la lithologie du faciès et de l'environnement de dépôt, afin d'avoir une idée sur l'extension ou l'évolution des caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

I.1.1 Définition :

Un réservoir pétrolier est un ensemble de dépôt sédimentaire interconnecter contenant des hydrocarbures et de l'eau, ces dépôts sont constitués des roches poreuses et perméables, à l'intérieur desquelles les fluides peuvent circuler, une barrière imperméable piégeant les fluides complète le réservoir, les réservoirs pétroliers sont en général des milieux très hétérogènes, qui peuvent être fracturés et chenalisés.

I.1.2 But d'étude des réservoirs :

L'étude des séries-réservoirs à partir des diagraphies différées a pour objectifs essentiels :

- La localisation des réservoirs, tant verticalement dans la série traversée ; donc en profondeur que dans l'espace c-à-d détermination des coordonnées (**x, y, z**) du toit et de mur de du chaque réservoir.

- La caractérisation du contenu ; c-à-d la détermination de la nature des fluides imprégnant les réservoirs.
- Le calcul des réserves en place et déplaçable ; c-à-d l'épaisseur apparente et réelle du réservoir ainsi le calcul des paramètres pétrophysiques.
- Détermination de la productivité du puits ; c-à-d le débit optimal pour une récupération optimisée des hydrocarbures en place.
- Détermination de la lithologie, du faciès et de l'environnement de dépôt, afin d'avoir une idée sur l'extension ou l'évolution des caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

I.2 Types des pièges :

Les réservoirs de pétrole sont généralement classés en fonction de leur structure géologique, car ils existent en plusieurs et différentes tailles et formes.

Il convient de classer les réservoirs en fonction des conditions de formation comme suit :

I.2.1 Les anticlinaux :

Ils se forment suite à des phénomènes tectoniques, qui ont pour effet le plissement des couches géologiques et création des anticlinaux et synclinaux, le dôme de l'anticlinal est circulaire dans le plan horizontal, et l'anticlinal long, incliné et limité, (**Figure I- 1**).

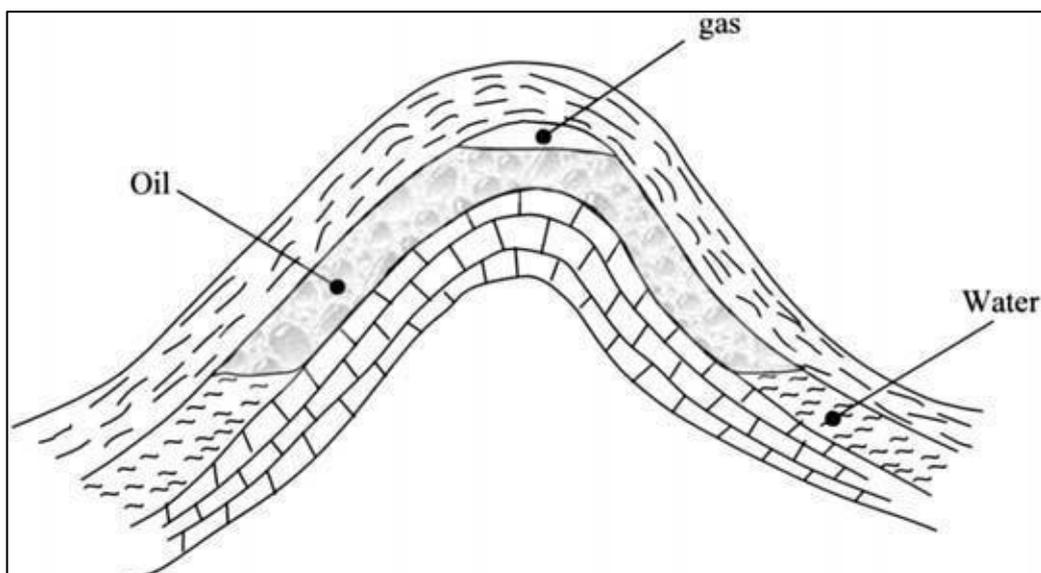


Figure I- 1 réservoir anticlinal (forme de dôme).

I.2.2 Piège contre faille :

Ces réservoirs sont formés suite à des mouvements tectoniques qui mènent à la création des failles, et le mouvement des roches non poreuses vont s'opposer aux roches poreuses comme la (Figure I- 2) :

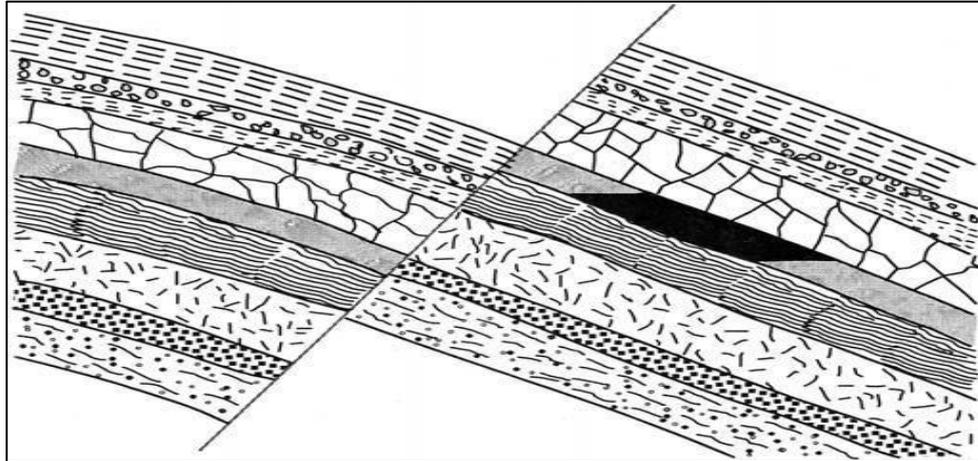


Figure I- 2 : réservoir contre faille.

I.2.3 Les dôme de sel :

Ce sont des réservoirs formés suite au dépôt des couches imperméables sur les surfaces des couches érodées, on appelle ce phénomène la discordance, (Figure I- 3).

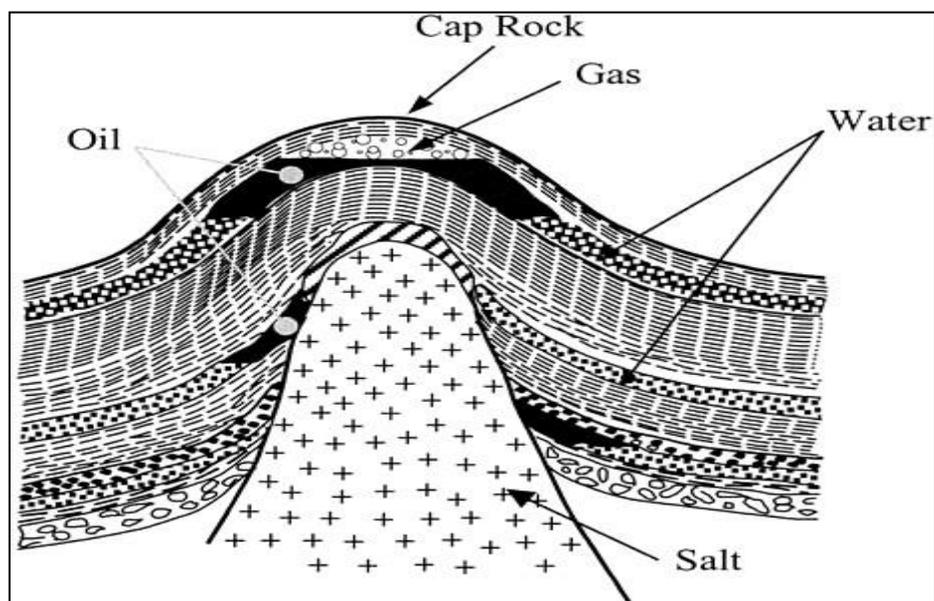


Figure I- 3 : réservoirs dôme de sel.

I.2.4 Les issus des discordances (biseaux) :

Ce sont des réservoirs formés suite au dépôt des couches imperméables sur les surfaces des couches érodées, on appelle ce phénomène la discordance, (Figure I-4) :

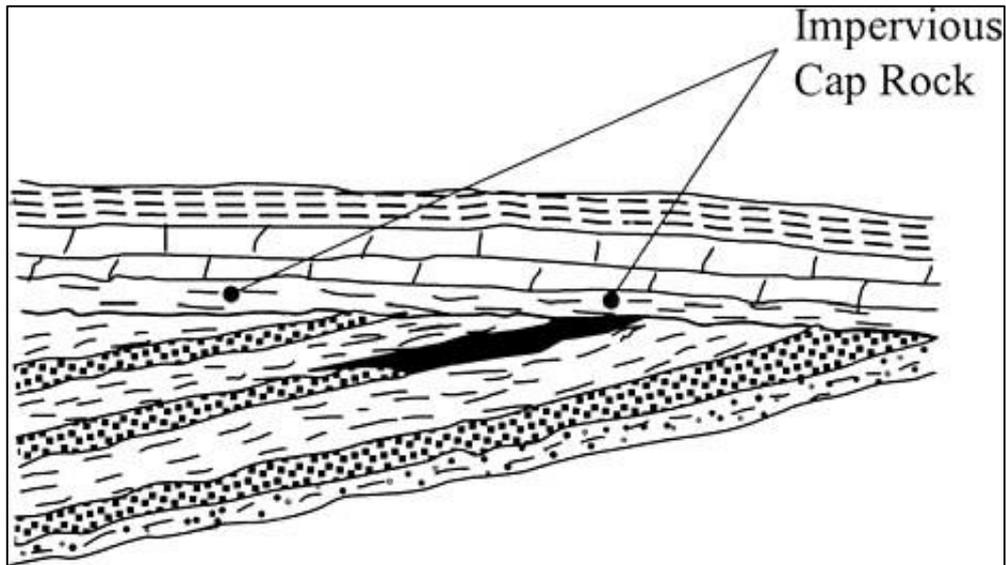


Figure I- 4 : réservoir en biseau.

I.2.5 Les lentilles gréseuses:

Ce type est formé suite à des phénomènes diagenétiques complexes, et la déposition irrégulière des sédiments et des argiles au même temps à cause de la haute énergie de dépôt, qui va créer des formations poreuses sous forme de lentilles recouvertes par des dépôts imperméables, La (Figure I-5) montre la structure des lentilles.

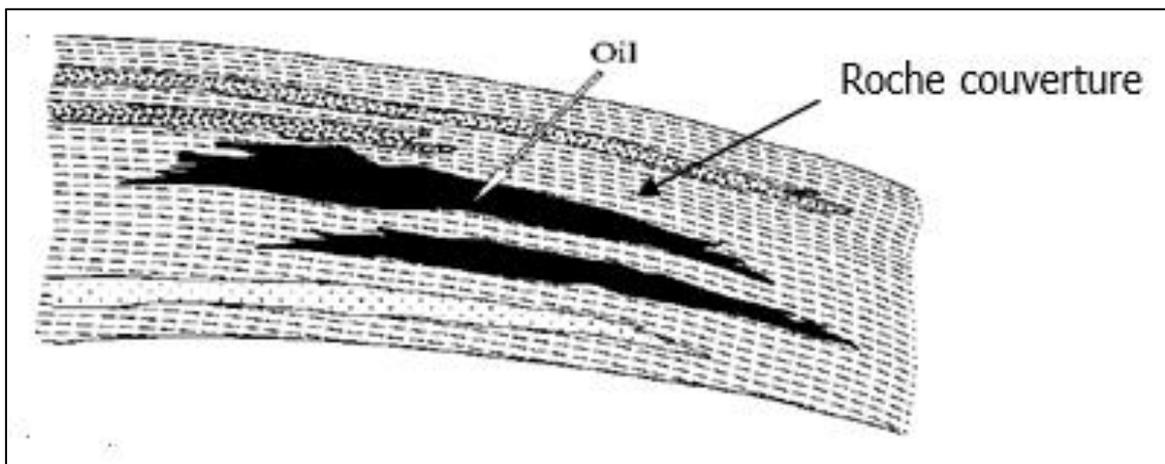


Figure I- 5 : lentille sableuse.

I.3 Les réservoirs conventionnels et non conventionnels :

I.3.1 Réservoirs conventionnels :

Les hydrocarbures conventionnels sont naturellement trouvés dans une roche poreuse et perméable (réservoir) et concentrés dans un piège ; ils forment des gisements qu'il est possible d'exploiter avec un nombre limité de puits verticaux.

Il faut donc que quatre conditions soient réunies dans une même région, (Figure I-6) :

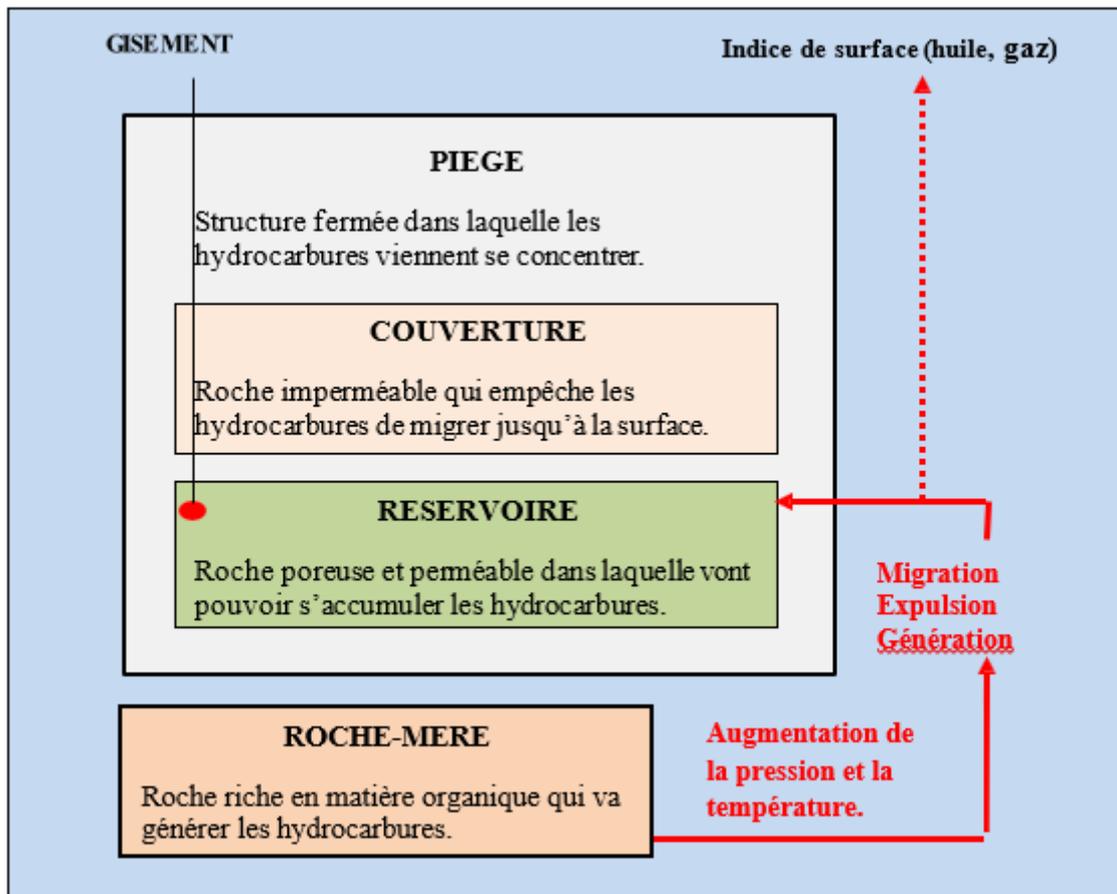


Figure I- 6 : Système pétrolier (IFPEN).

- Une couche riche en matière organique (**la roche-mère**), qui va par augmentation de pression et de température, se transformer en hydrocarbures, lorsque la température et la pression augmentent, la matière organique se transforme d'abord en pétrole puis en gaz (**principalement du méthane**).
- Une couche poreuse et perméable (le réservoir) dans laquelle les hydrocarbures vont se concentrer et pouvoir être produits.
- Une couche imperméable (**la couverture**) qui empêche la migration des hydrocarbures vers la surface.
- Un piège dans lequel les hydrocarbures vont se concentrer.

- Les hydrocarbures se trouvant dans une roche poreuse et perméable et concentrés dans un piège (**gisement**), ils sont relativement faciles à produire.

I.3.2 Réservoirs non conventionnels :

A. Définition :

Il n'existe pas de définition stricte de la notion d'hydrocarbures non conventionnels, par contre, on peut dire qu'il s'agit des hydrocarbures issus de systèmes pétroliers particuliers, (Figure I-7).

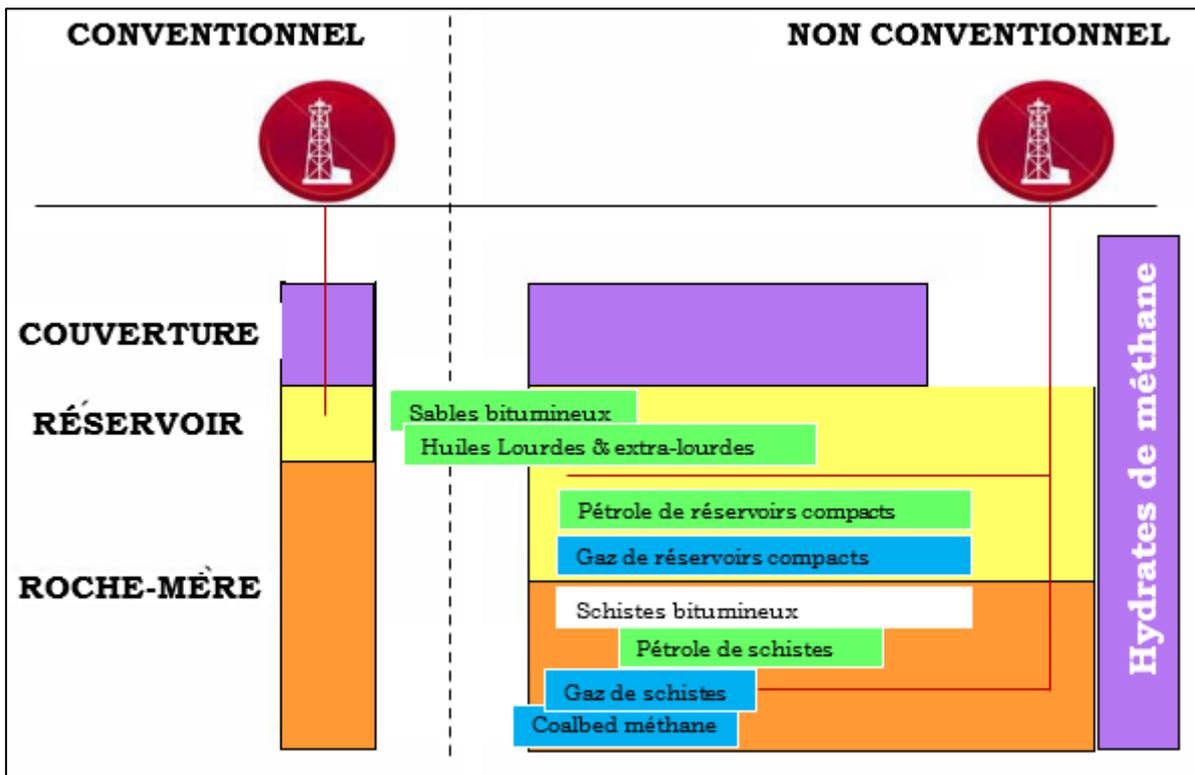


Figure I- 7 : Les réservoirs conventionnels et non conventionnels (IFPEN).

Dans le cas des hydrocarbures non conventionnels, on cherche à produire des hydrocarbures qui sont très difficiles à extraire, soit parce qu'ils se trouvent dans des couches très peu perméables, soit parce que la nature même de ces hydrocarbures les rend peu ou pas mobilisables.

Les hydrocarbures sont sous forme plus diffuse dans des couches peu poreuses et peu perméables, il faut alors stimuler la roche encaissante pour produire des hydrocarbures de manière économiquement rentable.

I.3.3 Différents types des hydrocarbures non conventionnels :

Les hydrocarbures se situent dans de très mauvais réservoirs ou même restent piégés dans la roche-mère, les hydrocarbures sont donc disséminés dans la roche encaissante de façon diffuse (Tableau I-1).

Dans d'autres cas (**sables bitumineux, pétrole lourd ou extra-lourd**) c'est la qualité du pétrole qui ne permet pas une exploitation classique.

Contenus dans un réservoir	Réservoir compact à l'huile
	Pétroles lourds & Extra lourds
	Les sables bitumineux
Contenus dans la roche mère	Schistes bitumineux
	Pétroles de schistes (Shale oil)
Contenus dans un réservoir	Réservoir compact à gaz
Contenus dans la roche mère	Gaz de houille (coalbed methane)
	Gaz de schiste (Shale gas)
	Hydrates de méthane (methane hydrates)

Tableau I- 1: Types des hydrocarbures non conventionnels (IFPEN).

Les gisements d'hydrocarbures non-conventionnels sont donc exploitables à des profondeurs différentes, souvent situés dans les mêmes régions que les hydrocarbures conventionnels et souvent, aussi plusieurs types d'hydrocarbures non-conventionnels sont situés dans les mêmes régions.

On représente la distribution de la ressource sur un triangle dont la hauteur est l'axe des perméabilités, au sommet on trouve les réservoirs de gaz de haute qualité, peu nombreux, et à la base, le grand nombre de réservoirs de gaz de faible qualité, nécessitant des moyens d'extraction sophistiqués pour être économiquement rentables (**Figure I-8**).

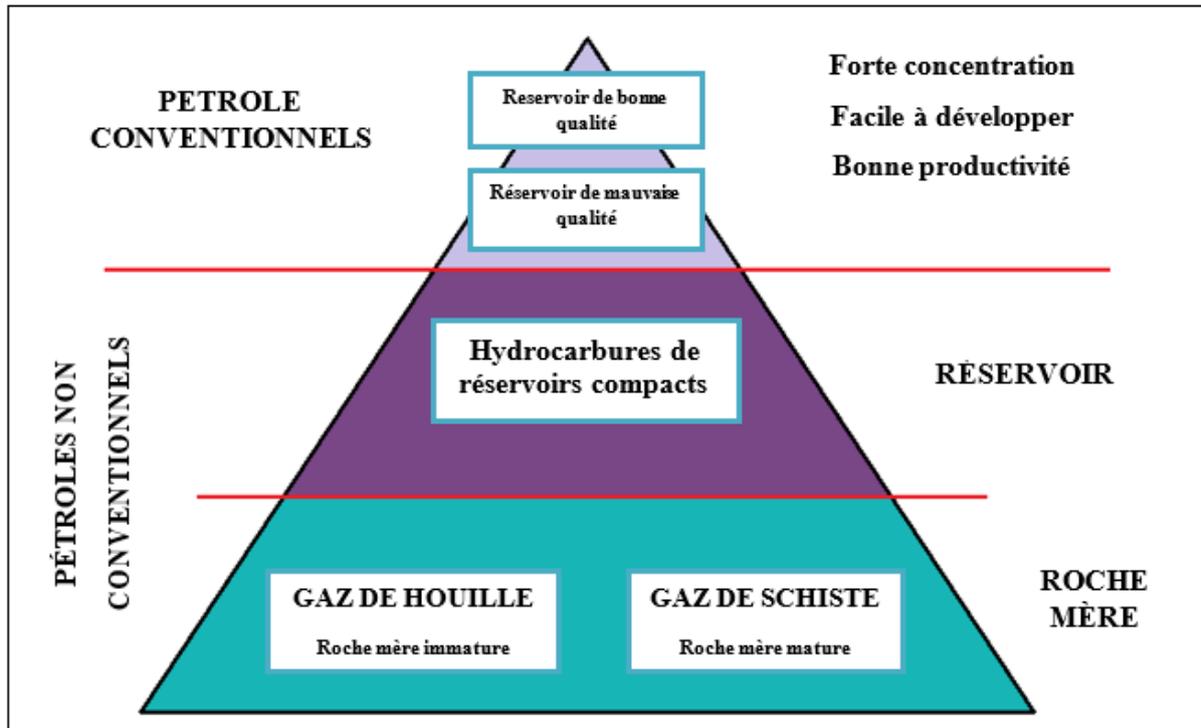


Figure I- 8 : Réservoirs conventionnels et non conventionnels (IFPEN)

Parmi les réservoirs non conventionnels on peut citer :

- Les réservoirs profonds
- Les réservoirs compacts à gaz (ou à Huile).
- L'hydrate de méthane.
- Le gaz de schistes (ou à Huile).
- Les réservoirs à huile Lourdes.
- Gaz de charbon.

Le schéma suivant (**Figure I-9**) illustre le triangle des ressources des différents types des réserves.

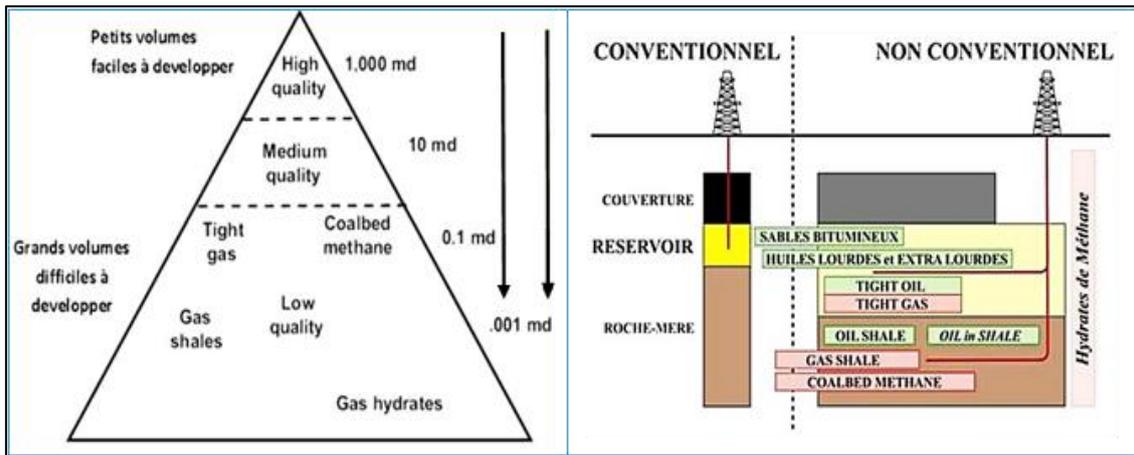


Figure I-9 : A - Triangle des ressources, B - Comparaison entre les différents types de ressources.

Notre étude porte sur l'évaluation des réservoirs compacts à savoir le Quartzite de Hamra qui est lithologiquement Quartzitiques compacts.

I.4 Les réservoirs gréseux compacts :

I.4.1 Historique :

C'est dans le bassin de San Juan, au sud-ouest des Etats-Unis qu'a débuté à la fin des années 1960 la production à grande échelle des réservoirs compacts. Dès **1970** et grâce aux progrès rapides des techniques de fracturation hydraulique, le réservoir compact était extrait des gisements Américains.

Aujourd'hui portés par les prix du gaz **40000** puits, forés sur **900** champs, assurant le drainage de **1600** réservoirs compacts, totalisant un volume de production de près de **70 Gm³** à ce jour.

Afin qu'on puisse comprendre le phénomène de la compaction « **Tight** », dans les réservoirs, un ensemble d'aspects sera abordés ci-dessous.

I.4.2 Définition des réservoirs compacts :

Les réservoirs gréseux compacts dit « **Tights** », sont des réservoirs non conventionnels qui contiennent un pourcentage significatif de réserves d'huile et de gaz, qui représentent un potentiel énorme pour la production d'hydrocarbure au futur.

Ils sont assez proches d'un hydrocarbure conventionnel (il s'agit d'un hydrocarbure qui a bien effectué sa migration primaire), la seule différence étant que la roche qui la contient est

très peu perméable (les pores sont très petits, et surtout il y a eu une cimentation du réservoir sous l'effet d'action géologique qui a supprimée la communication entre les pores ou elle a rendu très difficile).

Ils présentent des perméabilités inférieures à **0.1 mD** et des valeurs de porosité qui ne dépassent rarement les six pourcent (**6%**).

Leur perméabilité est contrôlée par un certain nombre de paramètres tels que : la taille des pores, leur arrangement, leur connectivité et la saturation en fluide. (**Figure I- 10**)

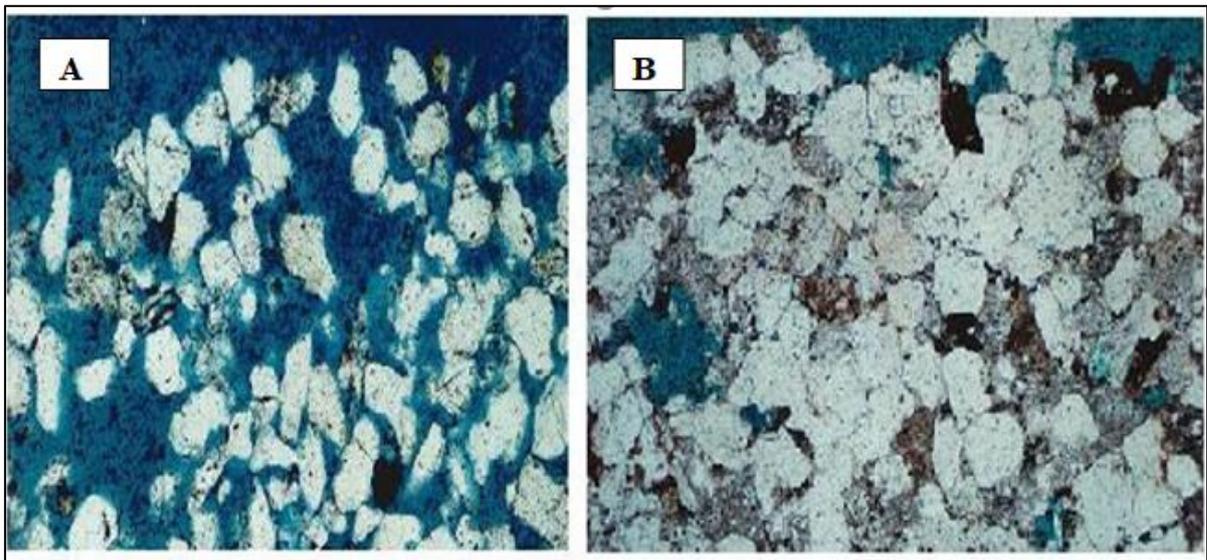


Figure I- 10 : Sections des réservoirs gréseux. **A-** Réservoir gréseux conventionnel. **B-** Réservoir gréseux compact (NAIK G.C, 2010).

I.4.3 Situation des réservoirs compacts en Algérie :

En Algérie, le Paléozoïque comprend l'essentiel des réservoirs gréseux compacts.

Ces derniers sont distribués régulièrement dans tous les bassins de la plateforme Saharienne, ils constituent une partie importante des réserves du Sahara Algérien.

Les principaux bassins contenant les réservoirs compacts en Algérie sont les bassins de : Berkine, Gourara (Timimoun), Ahnet, Illizi et Amguid Messaoud, (**Figure I-11**).

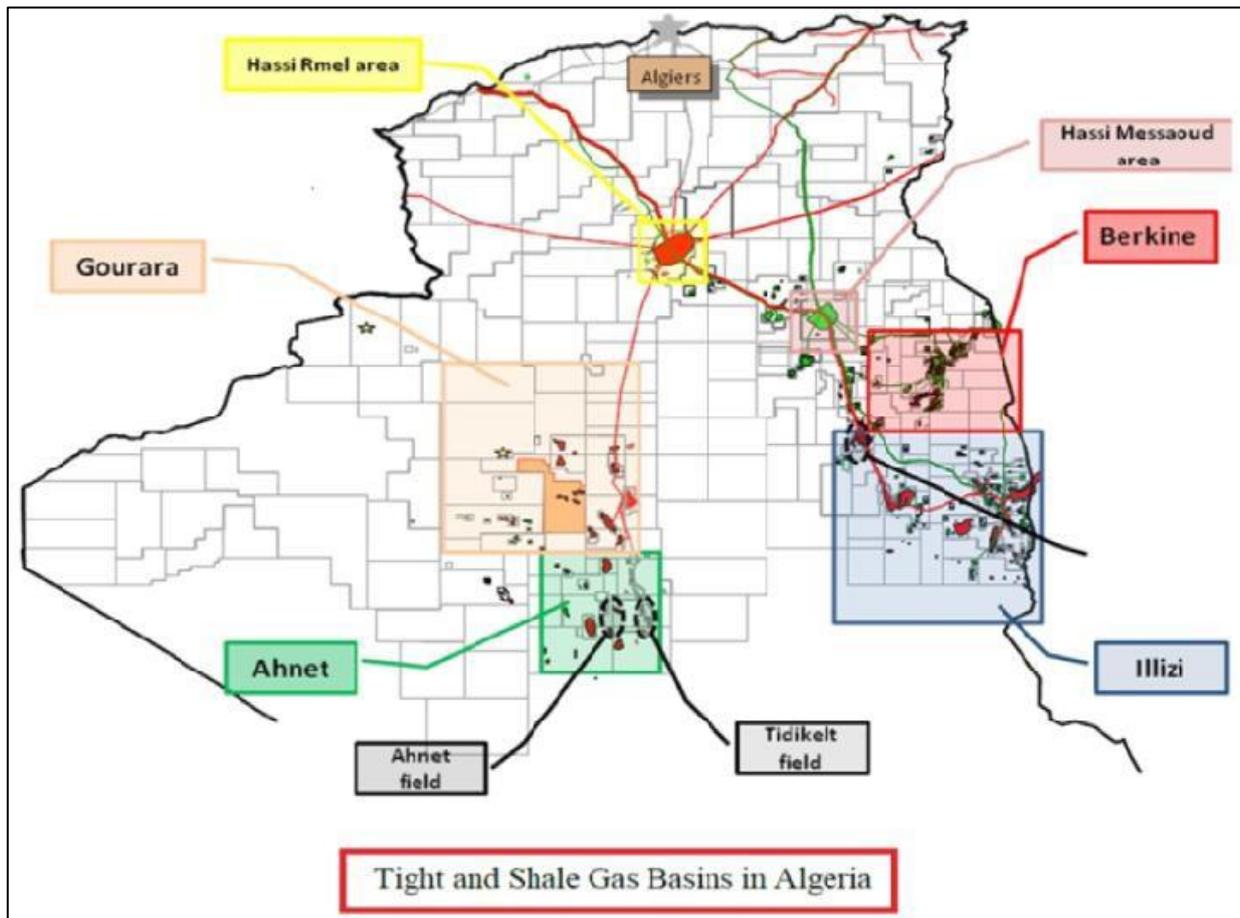


Figure I- 11 : Bassins à tights et shale gas en Algérie (Document Sonatrach).

Les principales caractéristiques des réservoirs tights en Algérie sont :

- Les porosités intergranulaires sont de l'ordre de **2% à 10%**.
- Les sables sont principalement constitués de quartz (**80% à 95%**), mais les anciennes formations de grès ont des grains feldspathiques occasionnels avec de l'argile illite kaolinite, jusqu'à **5%** de mica et jusqu'à **1%** de minéraux lourds tels que le zircon.
- La morphologie des pores est dominée par la diagenèse extensive, qui a entraîné une réduction de la porosité par cimentation principalement de silice, mais aussi avec certains ciments argileux, carbonatés et pyritiques.
- Les formations sont fortement sollicitées par des forces tectoniques qui varient d'une région à l'autre et d'un puits à l'autre.

- L'évaluation des fractures ouvertes près du puits est donc une priorité.
- Les formations à faible perméabilité rendent difficile à déterminer la pression et le gradient de fluide.

I.5 Géologie des réservoirs compacts :

Dans cette partie on va réaliser une description de l'architecture géologique à l'échelle du bassin, afin de donner une définition lithologique et d'identifier les processus de dépôt qui contrôlent la géométrie et l'orientation des corps gréseux.

Les réservoirs compacts ne sont pas formés des grés de mauvaise qualité, mais également par des grés représentatifs de haute énergie de dépôt, ils se trouvent toujours dans des conditions géologiques complexes.

Donc pour les identifier il faut avoir une idée sur l'origine des sédiments, qui dépendent à la fois de leurs sources, leurs compositions du matériel transporté, et du contexte de dépôt.

Les processus géologiques associés aux types de sédiments mise en place ; interprétés en termes d'environnement de dépôt, nous aidant à comprendre l'architecture de réservoir et la distribution des roches productives. (**News Ham K-E, 2001**).

I.5.1 Aspect sédimentologique des réservoirs compacts :

Les processus sédimentaires des réservoirs compacts dépendent des environnements de dépôts (**figure I-12**) qui peuvent être continentaux (fluviaux), deltaïques ou marins, et l'origine des sédiments.

Les réservoirs compacts sont caractérisés par des conditions de températures et de pressions élevées (**Tableau I-2**).

L'intensité des transformations dépend de la nature minéralogique de départ des sédiments, et du taux d'enfouissement du bassin.

Les données de base	Nature et ordre de grandeur
Roche 'réservoir'	Principalement des grès
Type de piège	Stratigraphique ou structural ou accumulation continue de type « basin centered gas » (fig.4a)
Effluents	Hydrocarbure gazeux, mais parfois présence de CO ₂ , d'H ₂ S et d'H ₂ O
Enfouissement	Généralement de 1200m à 3500m, et jusqu'à 6000m
Température du réservoir	60° à 120°C, et jusqu'à 180°C
Pression du réservoir	75 bars à 400 bars, et jusqu'à 800 bars
Perméabilité (Fig.1)	0.1 mD à 1 μD
Porosité (Fig.1)	5% à 15% (par fois inférieure à 3% ; rarement supérieur à 20%)

Tableau I- 2: Les Ordres de grandeur des données de base des réservoirs compacts - (Notice technique, Total 2006).

En général, un réservoir compact est constitué principalement de quartz, est soumis à une compaction mécanique favorisant la surcroissance et la pression dissolution de grains de quartz. Alors que les grès proximaux riches en feldspaths sont plutôt affectés par des dissolution et recristallisations. Tous ces processus vont favoriser la création des fractures importantes, et réduire la perméabilité et la porosité de ces réservoirs.

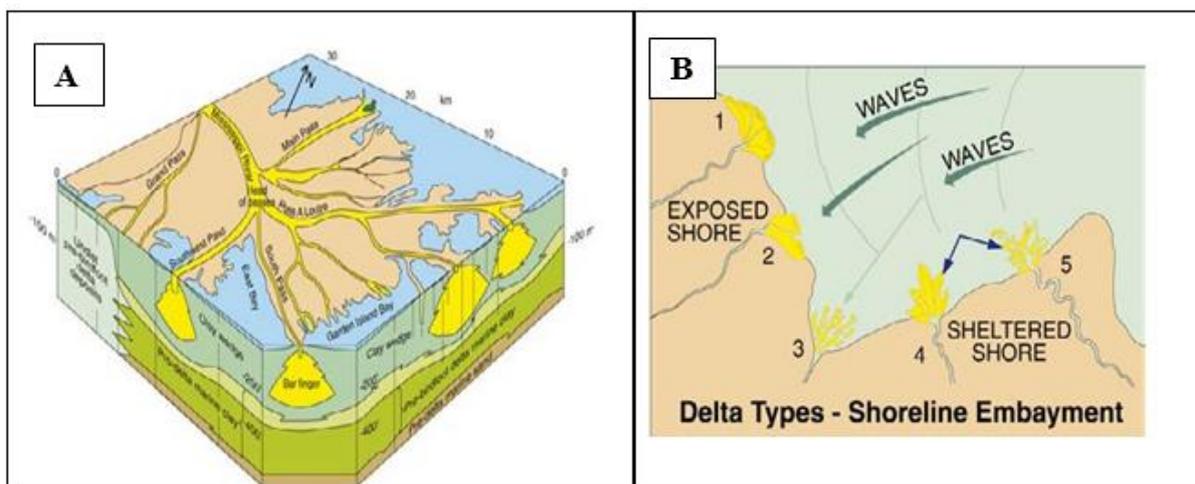


Figure I- 12: A - Exemple illustrant les différents types de sédimentation fluviales.

B - Exemple des types de dépôts deltaïques.

I.5.2 Aspect minéralogique des réservoirs compacts :

Les réservoirs gréseux compacts sont majoritairement constitués de quartz (80-95%), mais les anciennes formations de grès présentent des grains feldspathiques occasionnels avec des argiles de type Illite-Kaolinite jusqu'à 5% de mica, et 1% de minéraux lourds comme le Zircon, (Figure I-13).

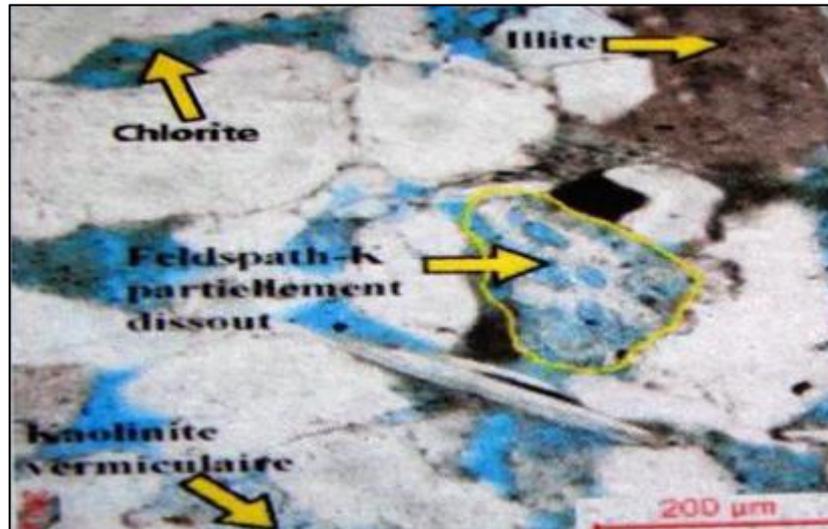


Figure I-13 : Exemple de Constituants minéralogiques d'un gré compact.

I.5.3 Processus de cimentation :

La cimentation consiste à lier les particules de dépôt les uns sur les autres, par précipitation du ciment dans les vides présents entre les particules.

Le type et la qualité sont très importants pour affirmer la cohérence de la roche sédimentaire, la couleur aussi peut différencier les ciments ; par exemple le ciment de silice ou de calcium carbonaté apparaît avec une couleur grise, par contre un ciment ferreux-carbonaté apparaît orange à rouge.

Fréquemment, les roches sédimentaires sont cimentées par plusieurs ciments différents.

Le matériel du ciment dérive à partir des solutions interstitielles des grains qui peuvent être introduites dans les espaces poreux à l'extérieur vers l'intérieur par circulation d'eau.

Généralement, les ciments présents dans les roches des réservoirs compacts sont quartziques-siliceux ou des carbonates de calcium (**DUTTON et al 1993**) ayant des formes de surcroissance de quartz (**Figure I-14-A**), ce sont des ciments résultants de la pression dissolution entre les grains de quartz, qui implique la diffusion de la silice ou les carbonates de calcium, augmentant ainsi leurs concentrations dans l'espace poreux, et favorisant la réduction de la porosité et la perméabilité (**Figure I-14-B**).

Des études récentes montrent que les réservoirs compacts à gaz présentent parfois des ciments argileux (Chamosite), Hématitique, Pyriteux ou Sédiritique.

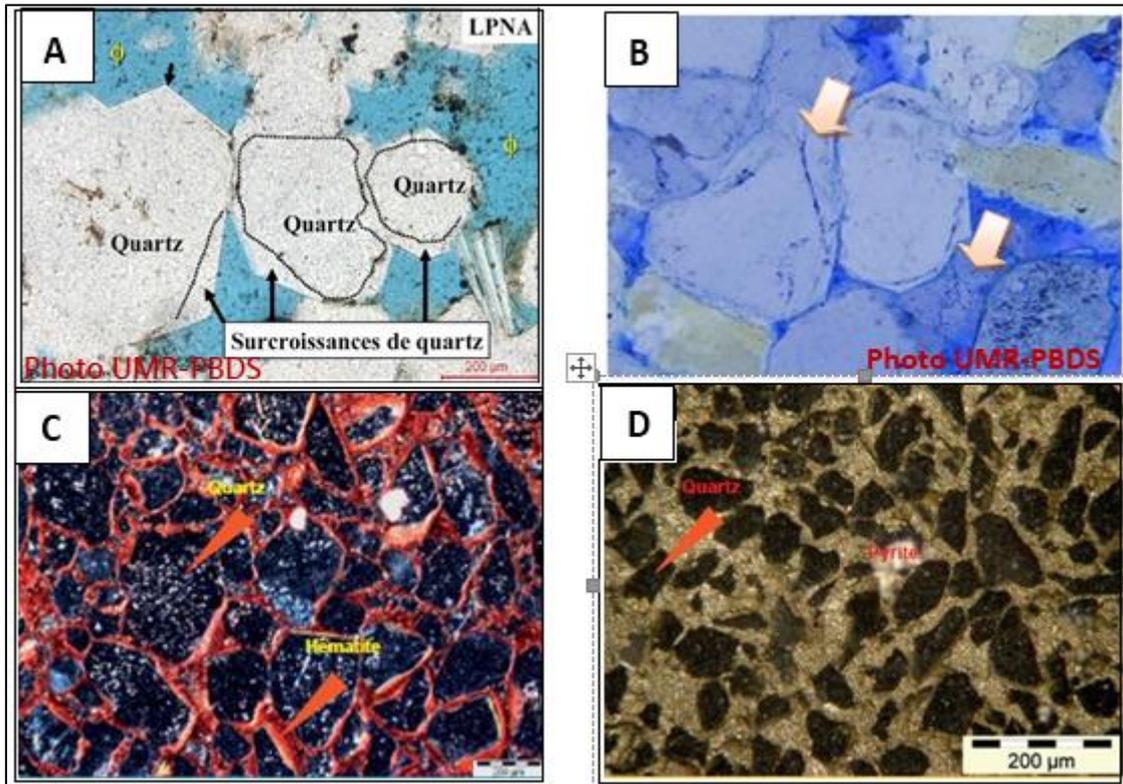


Figure I-14 : A- Surcroissance des grains de quartz. B- Diffusion de la silice due à la pression de dissolution. C & D- Ciment Hématitique & Pyriteux (Document SONATRACH, 2019).

I.5.4 Diagenèse :

La diagenèse dans les réservoirs compacts se fait par plusieurs facteurs : la compaction, la cimentation par la silice, et la dissolution des minéraux.

Pendant l'enfouissement, les minéraux argileux, sous l'effet de compaction et le changement des conditions de pression et de température, ont tendance à se transformer en d'autres minéraux, tels que le chlorite et l'illite qui ont un impact très important sur la porosité exemple (Figure I-15).

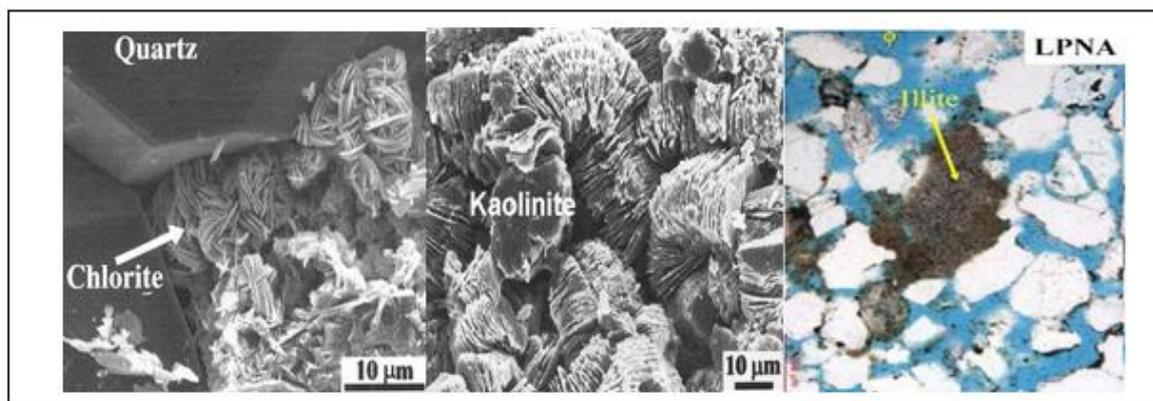


Figure I-15 : Cette figure nous montre l'impact de la diagenèse des argiles sur la porosité.

I.5.5 Granulométrie et texture :

La granulométrie est l'étude de la géométrie des grains ainsi que leurs arrangements dans la matrice, leurs tailles, et leurs formes ; afin de pouvoir extraire le maximum d'informations sur le milieu de dépôt, et la connectivité des pores, car la taille des grains influe beaucoup sur la connectivité des pores, c'est-à-dire : si les grains sont petits la connectivité est détériorée, par contre si les grains sont grossiers ; la connectivité est bonne.

Mais dans les réservoirs compacts il n'y a pas une relation directe entre la porosité, la taille et l'arrangement des grains, à cause de la diagenèse tardive qui est due aux effets de la compaction. L'attribution texturale permet d'évaluer la taille des grains, leur classement, ainsi que leur géométrie. La texture est affectée non seulement par les propriétés initiales au moment du dépôt, mais aussi par la vitesse et le degré de la diagenèse. La taille des grains et leur arrangement influent sur la valeur de la porosité de la roche.

L'attribution texturale permet d'évaluer la taille des grains, le classement, et la géométrie, et le type de porosité. La texture est affectée non seulement par les propriétés initiales au moment du dépôt, mais aussi par la vitesse et le degré de la diagenèse. La taille des grains et leur arrangement influent sur la valeur et le type de porosité de roche (**Figure I-16**).

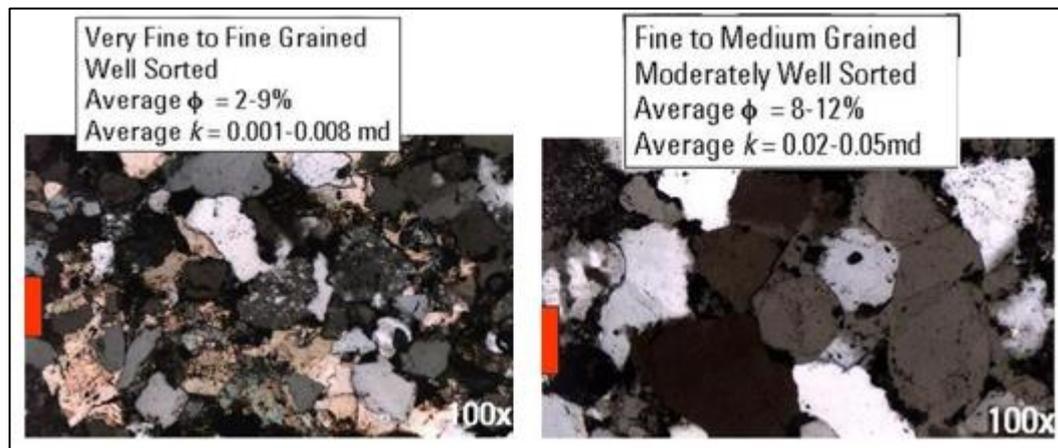


Figure I- 16 : Relation entre la taille des grains et la porosité.

I.5.6 Compaction :

La compaction dans les réservoirs compacts est marquée par un réarrangement de grains, surtout par des contacts concavo-convexes traduisant la pression dissolution des grains de quartz. La compaction est le premier phénomène responsable à la réduction du volume des pores et par la suite la réduction de perméabilité.

A. Les effets de compaction :

A partir des observations au microscope pétrographique et électronique à balayage

(MEB) d'échantillons de grés présentant des compositions et des propriétés pétrophysiques différentes. Quarts types de mécanismes de déformation (**Figure I-17**) auront lieu lors de la compaction à l'échelle des grains peuvent être distingués :

- Les glissements et rotation de grains (**Figure I-17-A**).
- La fracturation inter-granulaire (**Figure I-17-B**).
- La fracturation trans-granulaire (**Figure I-17-C**).
- La pression dissolution (**Figure-I-17-D**).

Les paramètres majeurs contrôlant l'occurrence de ces mécanismes sont la porosité, la cimentation, le champ de contraintes, la proportion d'argile et la température. (**Figure I-18**).

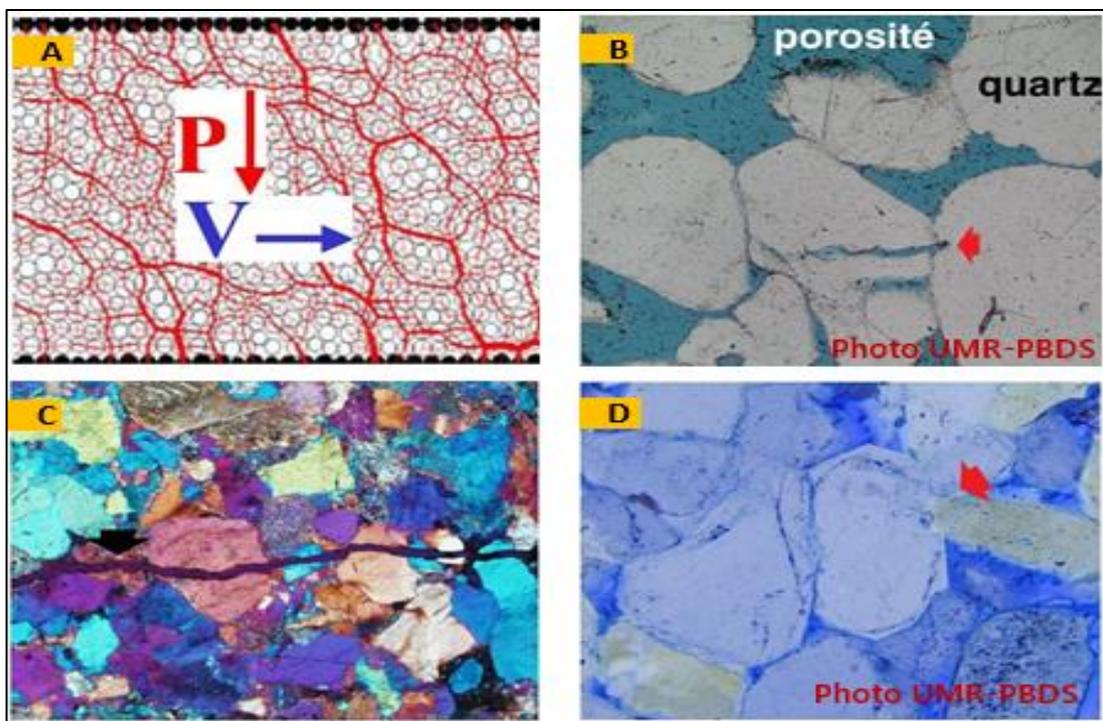


Figure I-17 : Exemples sur les mécanismes de déformation à l'échelle des grains.

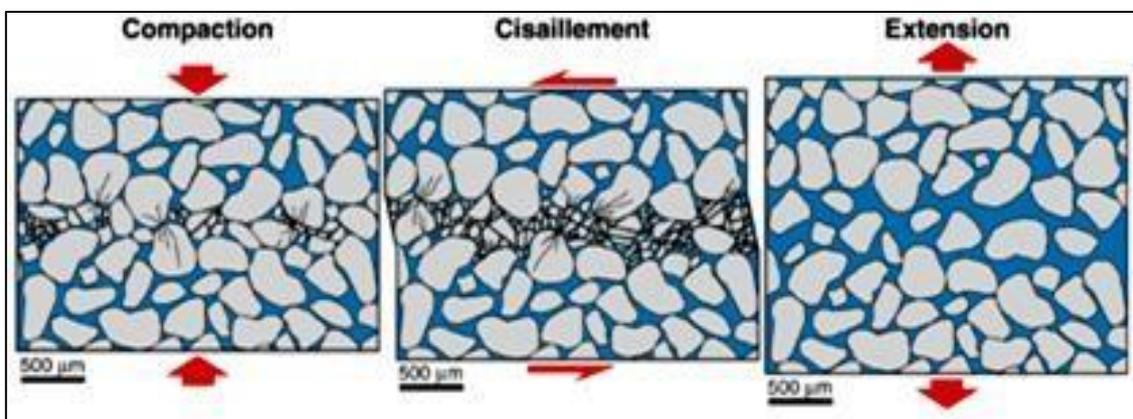


Figure I-18 : Exemples de Déformations à l'échelle des grains.

I.5.7 Stratigraphie :

La séquence stratigraphique est l'étude des roches sédimentaires et leurs relations avec la chrono-stratigraphie ou le temps géologique.

Elle est basée sur l'identification des surfaces de strates, et les limites de facies et leurs relations avec le milieu de dépôt ; afin de construire une fiche chrono-stratigraphique, toute en changeant l'axe des profondeurs par une du temps géologique, sur laquelle on trouve les limites et la nature des couches (lithologie) ainsi que leur histoire géologique.

I.6 Caractéristiques pétrophysique des réservoirs compacts :

Les réservoirs compacts sont des réservoirs généralement fracturés, ayant subi une très grande transformation physico-chimique.

Leurs caractéristiques pétrographiques sont celles d'un grès fortement affecté par les processus diagenétiques, présentant des grains jointifs à très faible porosité, généralement faiblement connectés. (Figure I-19)

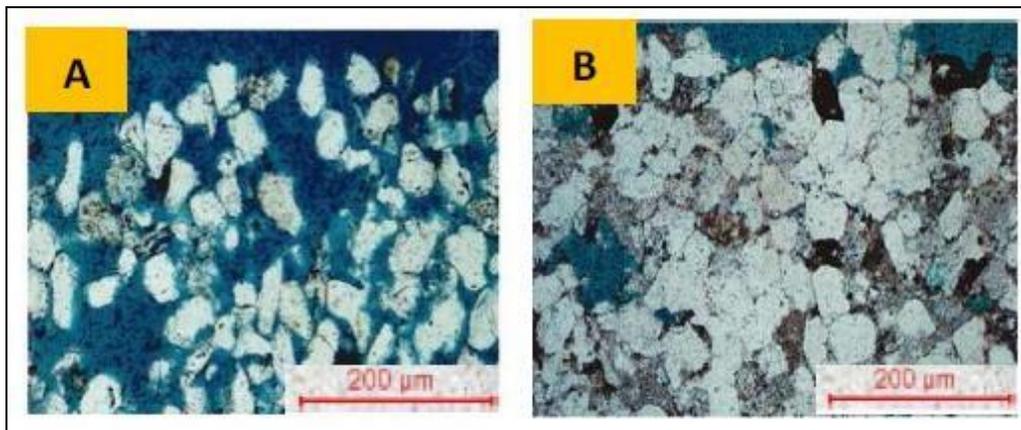


Figure I-19 : Photo d'une lame mince montrant la différence entre un gré compact (B) et un gré non compact (A).

Les zones bleutées montrent la distribution irrégulière des pores à travers la roche réservoir.

Les propriétés pétrophysiques des réservoirs gréseux compacts, sont très complexes puisqu'elles demandent une compréhension détaillée de tous les processus géologiques à différentes échelles, ils présentent des perméabilités inférieures à **0.1 md** et des valeurs de porosité qui ne dépassent pas **15%**. (Figure I-20)

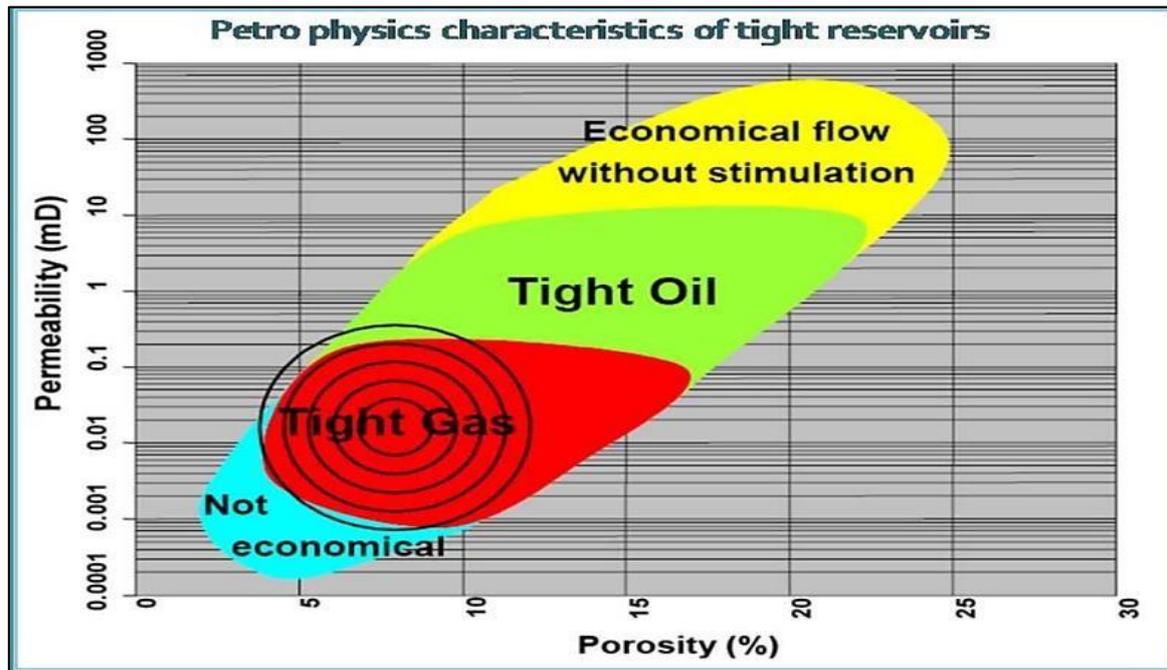


Figure I-20 : schéma montrant la relation entre la porosité et la perméabilité des réservoirs.

(Notice de Total, 2006).

I.6.1 La porosité totale et effective :

La porosité, qui est une mesure de la capacité de stockage de la roche, est affectée non seulement par les premiers processus au moment de dépôt mais aussi par tous les processus diagénétiques affectant le réservoir.

Elle est classée en deux types fondamentaux qui sont : la porosité effective et la porosité totale.

La porosité effective quantifie seulement les volumes poreux connectés par contre la porosité totale est la mesure de tous les volumes poreux.

Dans les réservoirs gréseux conventionnels, la porosité effective est légèrement plus faible que la porosité totale, alors que dans les réservoirs gréseux compacts cette porosité est souvent, beaucoup inférieure à la porosité totale.

Les réservoirs gréseux compacts peuvent présenter plusieurs types de porosité dont la porosité intergranulaire (primaire et secondaire) est le principal représentant mais aussi de la porosité de fracture (Figure I-21).

La microporosité qui caractérise ces réservoirs est quelquefois associée à la présence des argiles. La porosité de fracture est généralement très faible, inférieure à la porosité

intergranulaire, malheureusement ces différents types de porosité ne peuvent pas être distingués à partir des mesures de laboratoire.

Cependant, l'utilisation des analyses pétrographiques permet d'estimer leur pourcentage relatif (Newsham K.E and Rushing J 2001).

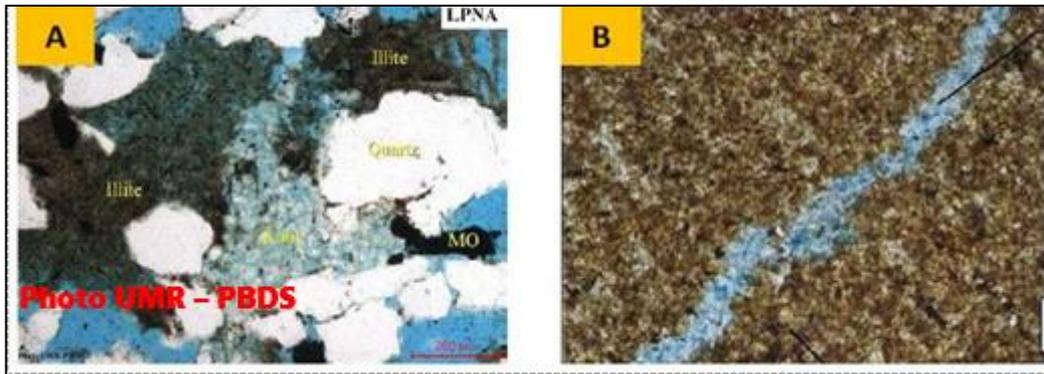


Figure I- 21 : Les différents types de porosité.

A - porosité secondaire inter-granulaire (Grès de la Mer du Nord).

B - Exemple de la porosité de fracture (TFT, 2006)

I.6.2 Perméabilité effective et relative des réservoirs compacts :

La perméabilité effective, qui est définie comme une perméabilité d'un fluide quand la roche est complètement saturée par ce même fluide, dépend de la mouillabilité de la roche, de la géométrie des pores et de la saturation en eau.

Comme les réservoirs ordinaires, la perméabilité effective des réservoirs compacts est typiquement présentée comme étant une perméabilité relative, qui est définie par le rapport de la perméabilité effective d'un fluide sur la perméabilité de ce même fluide à **100%** de saturation.

La plupart des réservoirs compacts sont très fortement mouillables dont les conditions de mouillabilité ne sont pas généralement mesurées.

Par conséquent, la géométrie des pores et la saturation en fluide ont un impact très important sur la perméabilité relative et effective.

Les réservoirs compacts sont caractérisés par des systèmes poreux très complexes qui affectent la capacité de la roche à laisser circuler les fluides, la mesure de la perméabilité effective des réservoirs compacts dépend donc de degré de saturation en eau de la roche car la présence d'eau affecte la capacité de circulation du gaz.

Le diagramme de (Figure I-22) illustre la dépendance de la perméabilité relative avec le degré de saturation en eau dans les roches, on constate que la perméabilité effective du gaz diminue significativement quand la saturation en eau atteint des valeurs plus élevées

I.7 Difficultés dans les réservoirs compacts :

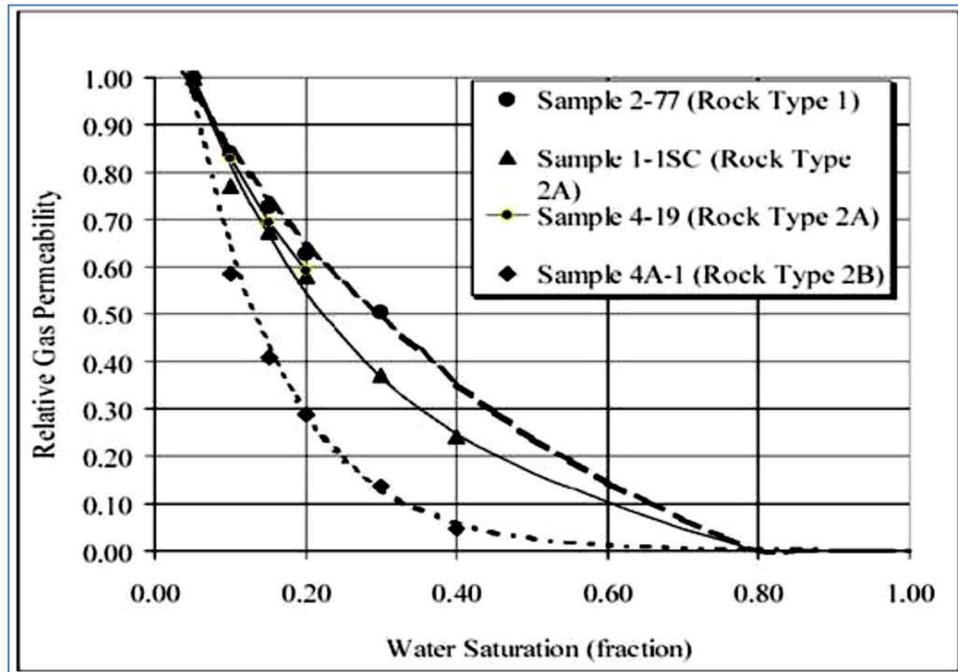


Figure I-22 : Diagramme explicitant l'impact de la saturation en eau sur la perméabilité relative. (Newsham K.E and Rushing J.A, 2001)

En Algérie, les cibles d'exploration présentent une gamme de difficultés dans l'évaluation des réservoirs compacts, ce qui rend problématiques les procédés conventionnels de diaggraphie, de carottage et d'interprétation.

- Comme nous avons cité précédemment, la morphologie des pores est dominée par la diagenèse extensive, qui s'est traduite par une réduction de la porosité par cimentation.
- Les formations sont fortement contraintes par des forces tectoniques qui varient beaucoup d'une région à une autre et d'un puits à un autre.
- Les contraintes sur le puits de forage provoquent une ovalisation à partir du grand axe du puits de forage.
- Cette ovalisation et la rugosité induite ont un impact significatif sur les diaggraphies avec contact par patins, comme la diaggraphie neutron et densité. Donc la plupart des diaggraphies nécessitent une correction d'effet de trou.
- Les zones à faible porosité renfermant des hydrocarbures se traduisent par des résistivités élevées, généralement autour de **300 $\Omega.m$** mais atteignant parfois **1 000 $\Omega.m$** ou plus, lors

du forage avec des boues à base d'huile, les diagraphies à induction sont en difficulté dans cet environnement à faible conductivité.

- Les formations à faible perméabilité rendent difficile la détermination de pressions de formation et de gradients de fluides fiables.
- Comme nous avons vu précédemment, la géologie montre plusieurs contraintes, spécialement dans les formations compactes, où les paramètres pétrophysiques sont médiocres, en effet, pour une meilleure caractérisation du réservoir dans ce type de formation, des enregistrements des outils d'imagerie et de pressions sont indispensables pour une meilleure prise de décision.

Conclusion :

Les réservoirs gréseux compacts sont généralement fracturés, ayant subis une très grande transformation diagénétique.

Leur perméabilité est contrôlée par un certain nombre de paramètres tels que : la taille des pores, leur connectivité, la viscosité, la saturation en fluide, la pression capillaire et le régime de contrainte, et Ils peuvent présenter plusieurs types de porosité dont la porosité primaire, secondaire et la porosité de fracture.

La dépendance de leur perméabilité avec la pression de confinement est contrôlée fondamentalement par la géométrie des pores et en particulier par la taille et la forme des ouvertures et qui permettent la connexion entre les pores.

Les résultats d'interprétation des réservoirs compacts par les diagraphies conventionnelles sont plus ou moins imprécises souffrant des mesures diagraphiques, et des procédés d'interprétation

La mise en valeur des réservoirs gréseux compacts est un défi lancé à toute l'industrie pétrolière. Ils constituent un pourcentage significatif pour l'augmentation du potentiel de production d'hydrocarbure.

Plusieurs explorations très actives, des recherches, et des technologies de pointes, sont utilisées dans des contextes géographiques et techniques très diversifiés, afin de développer une stratégie de valorisation durable des hydrocarbures et la mise en production de gisements non conventionnels.

Chapitre II

Cadre géologique de la région
Hassi D'zabat Quartzites de
Hamra

Introduction

D'une superficie totale de **157 793 km²**, le môle d'Amguid-Messaoud se distingue par différents éléments tectoniques délimitant un bassin où la colonne stratigraphique est plus ou moins complète.

II.1 Situation Géographique

Le domaine minier algérien est subdivisé en trois provinces : Est, Ouest et Nord. La province Est englobe les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya et le môle Amguid- Messaoud. C'est au sein de cette province, que se trouve la région où se situent les puits de notre étude. Elle se situe dans la partie Sud-Est du Sahara algérien précisément dans la Wilaya de Ouargla, à l'Ouest du champ de Hassi Messaoud et au Nord-Ouest du champ de Rhourde Chegga (Figure II-01)

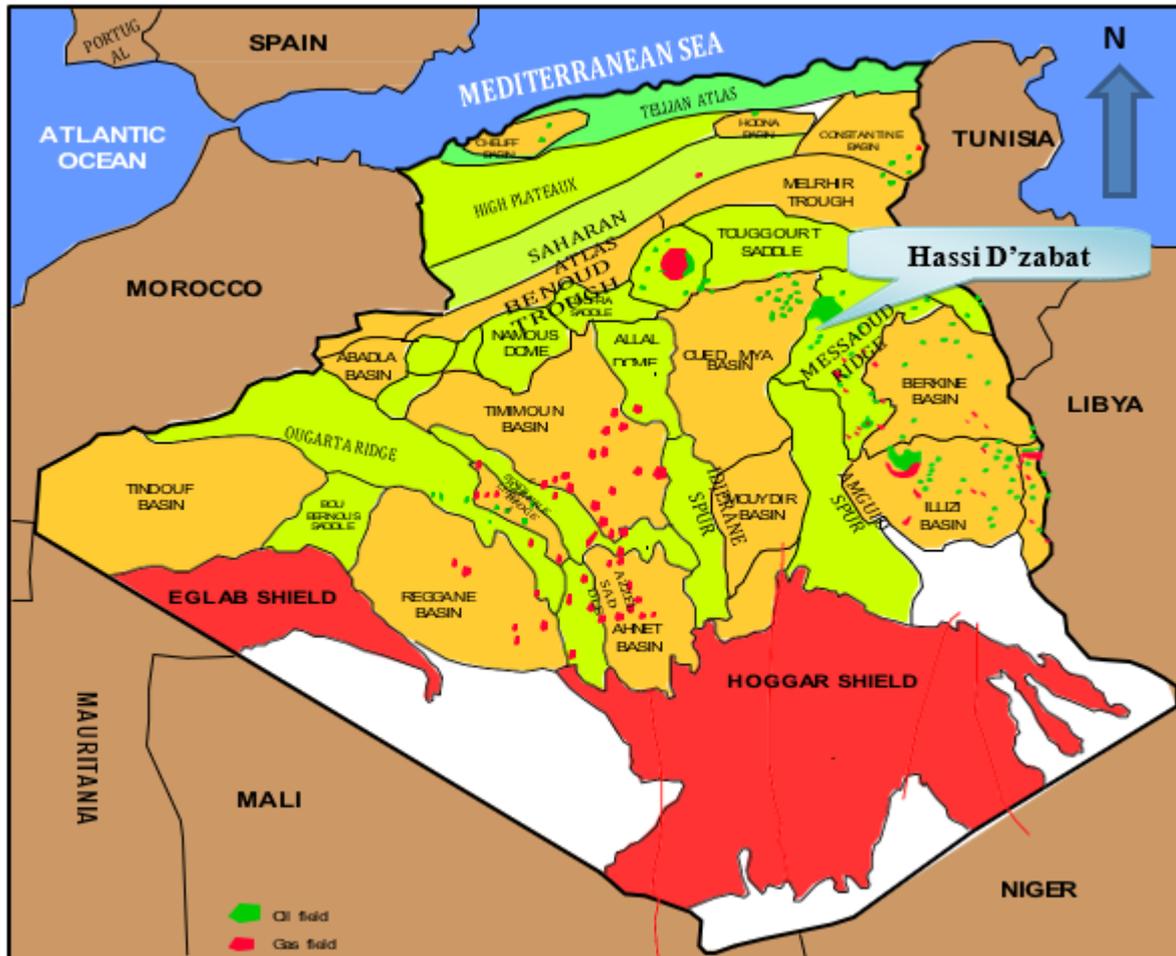


Figure II- 1: situation du champ de Hassi DZABAT (Dép. EXP/SONATRACH, 2009)

II.2 Cadre régional

II.2.1 Cadre géographique

Le champ de Hassi D'zabat est un champ périphérique de Hassi Messaoud (**Figure II.2**). Il se trouve à environ **15 km** au sud de HASSI MESSAOUD et s'étend sur une superficie de **7462.60 km²**.

Il couvre les blocs **427 – 439**, limité par les coordonnées géographiques suivantes :

Longitude : **50° 30' Ouest** **50° 30' Est**

Latitude : **30° 00' Sud** **31° 00' Nord**

La structure de Hassi D'zabat est située dans le bassin d'Amguid-Messaoud limité par :

- Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord.
- Le champ d'El-Gassi vers le Sud.
- Le Bassin de Berkine vers l'Est.
- Le bassin d'Oued Mya vers l'Ouest.

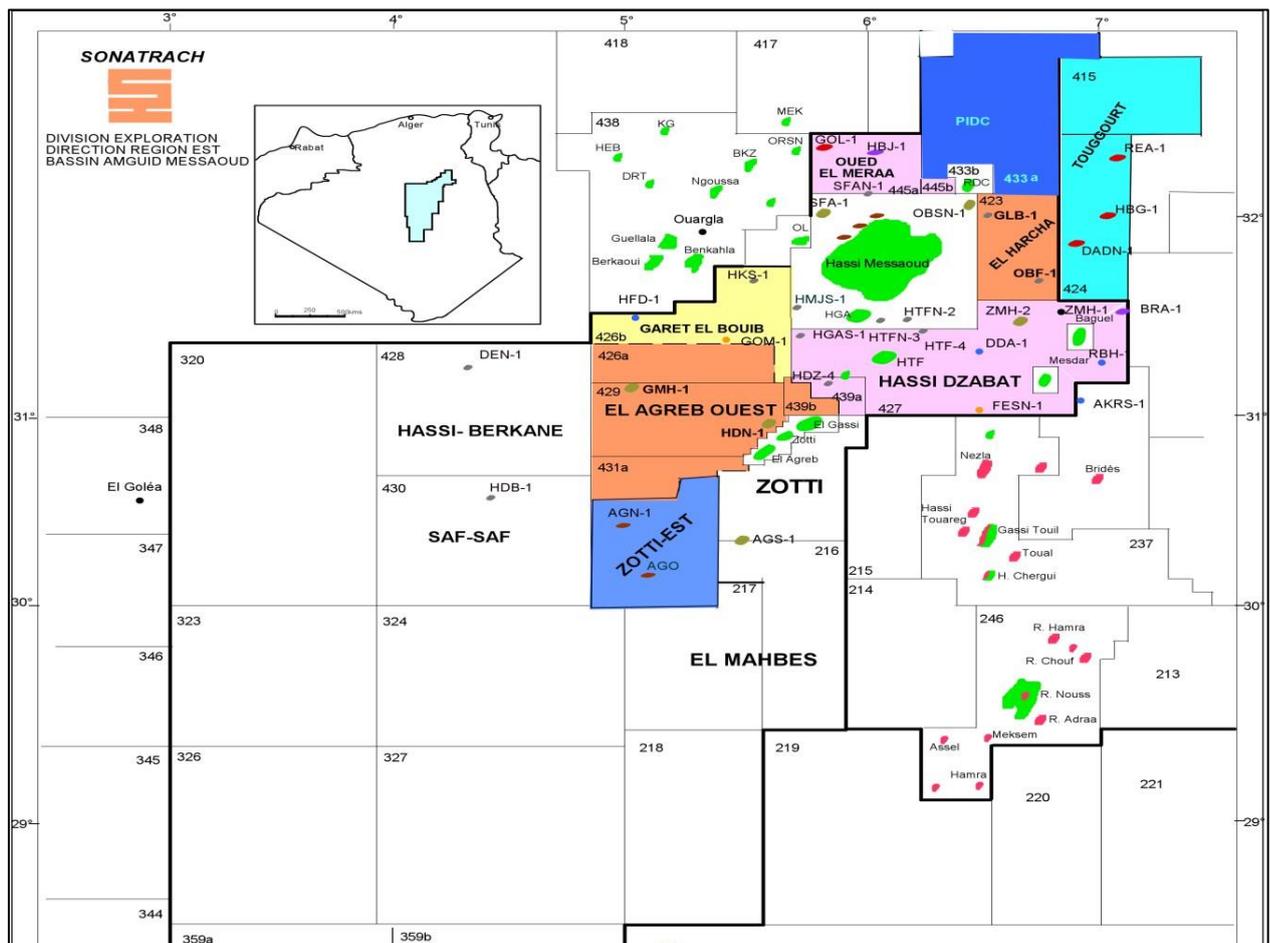


Figure II- 2: situation du champ de Hassi D'zabat (Document Sonatrach/ EXP- DES).

II.2.2 Cadre Géologique

L'intérêt pétrolier de la région de Hassi D'zabat est intimement lié à sa position dans un environnement pétrolier très favorable où le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) constitue l'objectif primaire dans la partie centrale de Hassi D'zabat. Les découvertes d'huile obtenues dans les gisements de Hassi Guettar, Hassi Terfa et Hassi D'zabat rendent cette zone-là plus potentielle du permis de Hassi D'zabat.

Certes, les réservoirs du cambrien sont l'un des principaux réservoirs des gisements de Hassi Messaoud, El Agreb et El Gassi, mais ils ne constituent pas un objectif pétrolier vu leur caractère compact et aquifère.

II.3 Aspect Lithostratigraphique :

L'analyse des puits forés dans la région a permis de dégager une colonne stratigraphique type, montrant une couverture sédimentaire représentée par des dépôts paléozoïques et mézo-cénozoïque (**Figure II-03**).

Les dépôts mézo-cénozoïques reposent en discordance sur les différents étages du paléozoïque qui sont très affectés par l'érosion hercynienne. Cette dernière a été très active dans la région mettant en contact le trias sur l'ordovicien.

Le paléozoïque transgressif sur le socle précambrien est constitué de dépôt détritique. Le cénozoïque est formé de dépôt calcaire et détritique.

II.3.1 Le Paléozoïque

A. Cambrien

Il est représenté par des dépôts transgressifs essentiellement gréseux d'origine continentale, reposant en discordance sur le socle cristallin. Ces dépôts s'épaississent vers l'Ouest où leur épaisseur moyenne est de **500m**. Cet ensemble est subdivisé en trois unités à savoir :

- **L'unité R3** : Est composé d'empilement des bancs de grés moyen à grossier très argileux et très mal classés, d'épaisseur moyenne de **200m**.
- **L'unité R2** : Représentée par des grés anisométriques argileux d'épaisseur moyenne de **100m**. Elle est considérée comme un réservoir secondaire.
- **L'unité R1** : Elle comprend deux sous unités :
 - **Ra** : qui est formée par des grés quartzitiques anisométriques, dont l'épaisseur moyenne est de **120m** ;
 - **Ri** : qui correspond aux grés quartzitiques isométrique, massifs, de granulométrie fine à moyenne. L'épaisseur moyenne est de **50m**.

- **La Zone des Alternances** : Ce sont des intervalles de grés et d'argiles qui se déposent en discordance sur les grés de Cambrien. L'épaisseur moyenne est de **25m**

B. Ordovicien

Il est constitué principalement par des grés. On y distingue de bas en haut les formations suivantes :

- **Argiles d'El – Gassi** : C'est un ensemble homogène d'argiles noire à gris sombre, silteuse, tendre à indurée, pyriteuse et rarement glauconieuse, l'épaisseur moyenne est de **85m**.
- **Grés d'El-Atchane** : Cette formation est caractérisée par une alternance d'argiles et d'argilites analogues aux argiles d'El Gassi, des grés et de quartzites fins à moyens, les roches contiennent des graptolites et on note aussi la présence de glauconite. L'épaisseur moyenne est de **20m**.
- **Quartzites de Hamra** : C'est un ensemble de quartzites particulièrement propre à granulométrie fin à moyenne, rarement grossière, à classement variable et à feldspath peut fréquent ou absent. L'épaisseur moyenne est de **75m**.
- **Les Grés d'Ouargla** : La série est représentée par des grés par fois quartzitiques avec des passées argilo-silteuses fréquent dans la partie supérieure, parfois glauconiques, on rencontre quelque graptolites et trilobite, L'épaisseur moyenne est de **50m**.
- **Les Argiles d'Azzel** : Ce membre est constitué par des argiles noires et des argilites renfermant de fin passée de silstone fortement argileux, des grés et des grés quartzitiques. Des sédiments gréseux-conglomératiques existent par fois à la base. De nombreux restes organiques rencontrés à ce niveau sont composés de graptolites, trilobites et bivalves. L'épaisseur moyenne est de **25m**.
- **Les Grés d'Oued Saret** : Ce sont des grés argileux parfois quartzitiques légèrement feldspathiques gris clairs avec des passées d'argiles noires silteuses. La granulométrie augmente progressivement de très fin à moyenne avec des passées conglomératiques au sommet, dont l'épaisseur moyenne est de **50m**.
- **Les Argiles micro-conglomératiques** : Cette formation correspond à une argile micro-conglomératique noire (à grains de quartz grossiers arrondis à sub-arrondis), indurée, micacée, souvent pyriteuse admettant parfois à la base des grés argileux feldspathiques à quartzites appelées **Grés d'El Goléa**. L'épaisseur moyenne est de **65m**.

II.3.2 Dépôts Mésozoïques

A. Trias

Il repose en discordance sur le cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure, c'est un faciès très varié résultant de la transgression qui fut à caractère laguno-marin, accompagné par des coulées éruptives.

- **Trias roches éruptives** : roches éruptives gris-brun à gris-vert, intercalés d'argile brune-rouge à brune et de gris blanc fin à très fin dont l'épaisseur varie entre **0** et **180m**.

B. Jurassique

- **LIAS** : Il est subdivisé en cinq niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur une épaisseur moyenne de **810m**.
 - **Lias argileux** : il est composé d'argile brun-rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.
 - **Lias S3 (équivalent Trias)** : Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun-rouge plastique.
 - **Lias S1 et S2 (équivalent Trias)** : Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun-rouge plastique.
 - **Lias Horizon « B »** : Calcaire gris argileux et argile grise à brune.
 - **Lias salifère** : Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d'anhydrite blanche, d'argile brun-rouge de marne et de dolomie.
 - **Lias Anhydritique** : Alternance d'anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d'argile brune plastique.
- **Dogger** : D'une épaisseur moyenne de **250m**. Il est subdivisé en deux unités.
 - **Dogger Lagunaire** : Anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marne.
 - **Dogger Argileux** : Alternance d'argile versicolore, silteuse de grés gris-blanc fin à moyen, siliceux à silico-carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.
- **Malm** : Alternance de grés gris-blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; Passées de dolomie beige, de calcaire gris-beige et d'anhydrite.

C. Le Crétacé

Il comprend les formations suivantes :

- **Néocomien** : Argile grise à brun-rouge tendre intercalé de grés gris-blanc à beige, dont

l'épaisseur moyenne est de **200m**.

- **Barrémien** : Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris-blanc. L'épaisseur moyenne est de **280m**.
- **Aptien** : Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure. L'épaisseur moyenne est de **25m**.
- **Albien** : Grés fins à moyens argileux à intercalations d'argile plastique et de sable grossier à la base. L'épaisseur moyenne est de **300m**.
- **Cénomaniens** : Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure, l'épaisseur moyenne est de **120m**.
- **Turonien** : Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées d'argile gris-vert, légèrement carbonatée, l'épaisseur moyenne est de **80m**.
- **Sénonien salifère** : Sel blanc massif, translucide intercalé de marne dolomitique, d'argile et d'anhydrite, dont l'épaisseur moyenne est de **120m**.
- **Sénonien Anhydritique** : Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalation irrégulière d'anhydrite. L'épaisseur moyenne est de **220m**.
- **Sénonien Carbonaté** : Alternance du calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile, carbonaté. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base. L'épaisseur moyenne est de **100m**.

II.3.3 Dépôts Cénozoïque

- **Éocène** : Calcaire blanc crayeux, avec inclusions de silex. Passées de dolomie blanche et fines passées d'argile grise. L'épaisseur moyenne varie entre **0** et **150m**.
- **Mio-Pliocène** : L'épaisseur moyenne est de **150m**.

II.4 Aspect Structural

La structure de Hassi D'zabat appartient au trend El Agrab El-Gassi, Hassi Messaoud, elle se situe sur l'axe haut de ce trend, elle est de forme allongée, orientée Est- Ouest et contrôlée par des failles majeures de direction NE-SO. Elle s'étend sur une superficie de 60 km² avec une amplitude de 90 m au toit de la discordance Hercynienne.

Cette structure a pris naissance lors des mouvements compressifs Hercyniens qui ont décapé presque tous les termes Paléozoïque tout en épargnant le cambrien et les termes inférieurs

de l'ordovicien, et par la suite la phase autrichienne qui a achevé l'essentiel de l'édifice structural de ce trend.

		Lithologie	Epaisseur (m)	Discordance	Roche mère	Roche couverture	Roche réservoirs	
Tertiaire	Mio-pliocène		150	Pyrénienne				
	Éocène		0-150					
Crétacé	Sénonien carbonaté		100					
	Sénonien anhydritique		220					
	Sénonien salifère		120					
	Turonien		80					
	Cénomanién		120					
	Albien		300					
	Aptien		25					
	Barrémien		280					
	Néocomien		200					
	Jurassique	Malm		220	Autrichienne			
Dogger argileux			250					
Dogger lagunaire								
Lias anhydritique			200					
Lias salifère			50					
Lias horizon B			50					
Lias S1 + S2			450					
Lias S3								
Lias argileux			85					
Trias	Trias salifère		0-100	Hyrçiniénne				
	Trias argileux		0-20					
	TAGS		0-120					
	Trias carbonaté		0-150					
	TAGI		0-50					
Silurien	Argiles radio-actives		50	Taconique			BRA-1, BRA-3, BRS, Raa-1, Raa-2	
Ordovicien	Dalle de M'kratta		25					
	Argiles micro		65					
	Grès d'Oued Saret		50					
	Argiles d'Azzel		25					
	Grès d'Ouargla		50					
	Quartzites de Hamra		75					
	Grès d'El-Atchane		20					
	Argiles d'El-Gassi		85					
Cambrien	Zone des alternances		25		Panafricainne			
	Ri		50					
	Ra		120					
	R2		300					
	R3							
Précambrien	soacle							MED, REB, MD, R, ElAgreb, ElGassi, DAD-1, RBL-1, ZMHS, REB

Tableau II- 1: Colonne Stratigraphique type du bassin d'Amguid Messaoud.

(Dép. EXP/ SONATRACH)

II.5 Système pétrolier

II.5.1 Roche mère

▪ Silurien

Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plateforme saharienne.

Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de **20 à 70m**.

La matière organique est de nature amorphe, la présence de tasmanacée confirme l'origine de cette matière et son apport pétrolier est évident.

Actuellement, on peut dire qu'après la dismigration des hydrocarbures générés au paléozoïque il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du crétacé suite à la diminution de la subsidence.

II.5.2 Roche réservoir

Le réservoir principal est l'Ordovicien, (Quartzites de Hamra).

Lithologie : Ce sont des grés quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massif, compacts et durs. Présence de fissures subverticales à subhorizontales semi ouvertes à fermées.

- Résultats pétroliers : Le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) productif d'huile dans les gisements de Hassi Guettar, Hassi Terfa, Hassi D'zabat et Hassi Toumiet, avec des débits qui varient de **3 à 12,23m³/h** d'huile constituera l'objectif principal du forage. (Rapport d'implantation).

▪ Cambrien :

Le réservoir cambrien (Ri + Ra) au niveau du puits, s'est révélé compact à aquifère (**d'après les diagraphies**).

II.5.2 Couvertures

La couverture régionale est assurée par les séries argilo - salifères du Trias et du Lias pour les réservoirs ordoviciens, localement les argiles d'El Gassi constituent une couverture pour le réservoir Cambrien (**Ri + Ra**).

II.5.3 Roche mère et Migration

La principale roche mère connue sur toute la plate-forme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien, dont le potentiel pétrolier est assez important. Cette roche mère est à l'origine du remplissage des réservoirs cambro - ordoviciens et triasiques de la région.

La migration des hydrocarbures dans cette zone est essentiellement de longue distance à travers la surface de la discordance hercynienne, les failles ainsi que les drains triasiques et cambriens.

Chapitre III :

Evaluation pétrophysique des
réservoirs « Quartzites de Hamra »

Introduction :

De nos jours on ne peut plus concevoir une exploration et production des ressources découvertes sans une bonne connaissance de la géologie de sous-sol qui elle-même n'est obtenue qu'à partir d'une exploitation exhaustive des données diagraphiques.

Les caractéristiques qui sont enregistrées, et qui seront utilisées lors des interprétations des données des diagraphies, sont généralement des paramètres physiques des formations traversées, mesurés par des sondes (appelées outils) soit descendues au bout d'un câble dans le trou de forage.

La connaissance des paramètres pétrophysiques d'une formation géologique joue un rôle très important pour interpréter les diagraphies, cela facilite la détermination de type du réservoir (nature des fluides et l'estimation des réserves en place).

Dans ce chapitre nous allons procéder une évaluation pétrophysique pour cela nous avons présenté les données des diagraphies enregistrées dans la région de Hassi D'Zabat.

Ce chapitre est subdivisé en deux parties sont :

- La première partie est dédiée à la présentation des données des diagraphies enregistrées dans notre région d'étude, et leurs applications au niveau de réservoir Quartzites de Hamra.
- La deuxième partie comporte des notions sur les paramètres pétrophysiques et lithologiques avec une évaluation pétrophysique de ces derniers par une interprétation conventionnelle des données de diagraphies (en prenant les valeurs des paramètres de formation **a=1** et **m=2**) des deux puits (puit-1 et puit-2), afin d'obtenir les résultats d'interprétation et les confirmer par les résultats de test **DST**.

Partie 01 :

**Présentation des données
des diagraphies
enregistrées dans la région
de Hassi D'Zabat**

III.1 Diagraphies enregistrées

III.1.1 Diagraphies nucléaires

Les diagraphies nucléaires font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. Les logs nucléaires ont en effet un grand avantage, ils peuvent être enregistrés en trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide (boue).

Ces diagraphies enregistrées en trou ouvert ainsi qu'en trou tubé, puisque les rayons γ ou les neutrons traversent suivant leur énergie une épaisseur plus ou moins importante d'un matériau en fonction de sa nature (densité).

On regroupe sous le nom de diagraphies nucléaires :

A. Diagraphies de Gamma naturelle globale

Les rayonnements gamma naturels sont des photons à haute énergie émis par des éléments radioactifs suite à la désintégration de leurs noyaux atomiques.

Il faut savoir que toutes les roches peuvent à priori être radioactives du fait de la dissémination très générale de ces éléments. Les seuls éléments radioactifs ayant une concentration notable dans les matériaux naturels sont : le Potassium, l'Uranium et le Thorium.

L'outil de diagraphie gamma naturelle utilisé dans notre évaluation pétrophysique est **GR** (Gamma Ray).

Le log **GR** est la mesure de la radioactivité naturelle totale de la formation. Dans les formations sédimentaires, le log reflète le contenu de cette formation en argile, étant donné que les éléments radioactifs sont généralement concentrés dans les argiles et schistes,

(**Figure III-1 et Figure III-2 Track A**).

➤ **Application des diagraphies gamma naturelles :**

- Détermination de la lithologie (argile, sels d'évaporite, minéraux lourds radioactifs).
- Etude minéralogique des argiles.
- Estimation du pourcentage d'argile dans les formations gréseuses.
- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- Les recalages en profondeur.

➤ **Les facteurs affectant les diagraphies gamma naturelles :**

- Variations statiques.
- Vitesse d'enregistrement.
- Conditions du trou (Influence de la boue, tubage et Influence du ciment).

B. Diagraphies de densité (GAMMA-GAMMA)

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives pour émettre des rayons gamma (γ).

Ces derniers entrent en collision avec la matière, et produit trois types d'interaction avec une perte d'énergie qui sont :

- Production Paire.
- Effets Compton.
- Effets photo électrique.

Les sources de rayonnement γ les plus utilisés sont : **Cobalt 60, Césium 137.**

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique de faible énergie qui intéresse les diagraphies de densité. Le premier permet de mesurer la densité globale de la formation et le second de mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique.

L'outil densité mesure l'intensité du rayonnement γ diffusé, cette intensité sera d'autant plus faible que le nombre de collision sera grand c'est-à-dire la densité de la formation sera élevée, (**Figure III-2 Track D**).

➤ **Applications des diagraphies (GAMMA-GAMMA)**

- Calcul de la porosité.
- Détermination de la lithologie.
- Détermination de la zone à gaz (en la combinant aux diagraphies neutrons).
- Détection des minéraux lourds.
- Détermination de la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité.

C. Diagraphie Neutron (indice d'hydrogène)

C'est aussi une diagraphie nucléaire provoquée. Il s'agit dans ce cas de bombarder la formation par un neutron rapide, d'énergie initiale comprise entre **4 et 6 MeV**.

Grâce à leur vitesse initiale élevée (**10 000 km/s**), les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration.

Ils vont entrer, de ce fait, en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre progressivement de leur énergie.

Le rayon d'investigation de diagraphie neutron dépend de la concentration de la formation en atomes d'hydrogène.

Plus elle est forte, plus le rayon de la sphère de pénétration est petit, puisque les neutrons sont ralentis et capturés très vite et très près de la source inversement, plus elle est faible, plus la pénétration est grande, (**Figure III-2 Track D**).

➤ **Application des diagraphies Neutron**

- Mesure de la porosité.
- Différenciation des zones à gaz, des zones à huile ou à eau.
- Définition de la lithologie en combinant avec d'autres diagraphies.
- Les corrélations entre puits.

D. Spectrométrie de rayonnement Gamma naturelle

Elle permet l'enregistrement, en plus de l'énergie totale, les concentrations spécifiques des pics des éléments radioactifs **K40**, **Th232** et **U238**, ainsi que l'énergie de radiation du **Th+K**. C'est ainsi, que cinq courbes sont mesurées. Ils s'agissent du **SGR** (énergie totale en API), **CGR** (énergie de Th+K), **U** (concentration en thorium en ppm) et en fin, **K** (concentration en potassium en %), (**Figure III-1 Track G et F**).

III.1.2 Diagraphie de résistivité

Les diagraphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en éléments solides et des fluides contenus.

Le principe de cette diagraphie est basé sur une source émettrice (électrode) envoie un signal (courant électrique, champ électromagnétique), et un dispositif de mesure (récepteur) situé à une certaine distance de la source, appelée espacement, enregistre les réactions du terrain (différence de potentiel), plus la distance entre émetteur et récepteur est grande, plus l'investigation est profonde, (**Figure III-1 et Figure III-2 Track C**).

Ainsi que selon l'espacement et donc l'ordre de grandeur du rayon d'investigation, on distinguera :

- Les macrodispositifs : pour mesurer la résistivité de la zone vierge (**Rt**).
- Les microdispositifs : pour mesurer la résistivité de la zone lavée (**Rxt**).

➤ Applications Diagraphie de résistivité

Les diagraphies de résistivité sont utilisées dans :

- La détermination des limites des couches.
- L'évaluation de la saturation en fluide des formations.
- L'étude de la compaction.
- La détermination de l'épaisseur des bancs.
- La corrélation entre les puits.
- Détecter la présence d'hydrocarbure dans les réservoirs (distinction entre zone à eau et zone à hydrocarbure).

Selon le type de la boue on distingue les diagraphies latérolog et les diagraphies d'induction, dans notre cas les diagraphies latérolog ont été enregistrées,

(**Figure III-1 et Figure III-2 Track C**).

III.1.3 Diagraphie sonique

La diagraphie acoustique (Sonic log) est une méthode de géophysique de puits visant à mesurer la vitesse de propagation des ondes acoustiques des formations géologiques le long du puits. Elle est largement utilisée dans de nombreuses applications notamment pour faire une vérification de la cimentation, réaliser des films synthétiques afin de caler la sismique réflexion, estimer la porosité et appréhender la perméabilité, étudier la fracturation et bien d'autres. L'utilisation conjointe des diagraphies acoustiques avec les diagraphies de neutron et de densité permet d'avoir non seulement un ordre de grandeur sur la porosité totale mais aussi une idée de la porosité secondaire, (**Figure III-1 Track E**).

III.1.4 Mesure de diamètre de trou (caliper) :

Les dispositifs caliper font une partie intégrante de la plupart des outils de diagraphie standard, car la mesure de l'axe de forage est un paramètre extrêmement utile pour la correction de l'environnement, l'interprétation quantitative et le calcul du volume de ciment.

Si le trou est circulaire et uniforme, tous les calipers lisent la même valeur.

Dans un trou elliptique, le caliper a un seul bras généralement aligné avec l'axe long, et les trois bras du caliper indique un diamètre plus grand que le petit axe, mais inférieure à l'axe long.

Actuellement, une nouvelle génération du caliper a été mise au point qui contient six bras. (**Figure III-1 et Figure III-2 Track A**).

➤ **Application**

- La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de mud-cake).
- Calcul de l'épaisseur de mud-cake.
- La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume de ciment.
- La localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage des packers d'essai de formations.
- La correction des mesures des différentes diagraphies pour effet de trou ou de mud car en vue d'une interprétation plus précise.

III.2 Les échelles conventionnelles :

Les échelles conventionnelles de toutes les diagraphies doivent être respectées, afin de faire une très bonne interprétation qualitative.

Diagraphies	Type d'échelle	Variation d'échelle
Gamma Ray	Linéaire	0 à 150 API
Bit size et Caliper	Linéaire	6 à 16 in (phase 8 ½in) 4 à 12 in (Phase 6in)
Résistivités	Logarithmique	0.2 à 2000 Ohm.m
Densité	Linéaire	1.85 à 2.85 g/cc
Neutron	Linéaire inversée	-0.15 à 0.45 pu
Sonique	Linéaire inversée	40 à 140 µs/ft

Tableau III- 1: les échelles conventionnelles des diagraphies.

III.3 Diagraphies enregistrées et validation des données

Il s'agit dans un premier temps de vérifier la validité des données brutes. A partir des données numériques chargées à l'aide du logiciel Techlog, on établit notre log composite (**Figure III-1**) et (**Figure III-2**) avec lequel on valide nos données, les enregistrements sont en général de bonne qualité qui sont :

- Pour le puit-1 :
 - **Track A**: enregistrement Gamma Ray (API), bit size (inch) et le caliper (inch).
 - **Track B** : profondeurs (m).
 - **Track C** : les 5 courbes de résistivité ($\Omega.m$).
 - **Track D** : carottes de puit-1.
 - **Track E** : temps de transit de l'onde de compression DT ($\mu s/ft$).
 - **Track F** : concentration en Uranium URAN (ppm).
 - **Track G** : concentration en Thorium THOR (ppm) et en Potassium POTA (%).
 - **Track H** : Tops de puit-1.

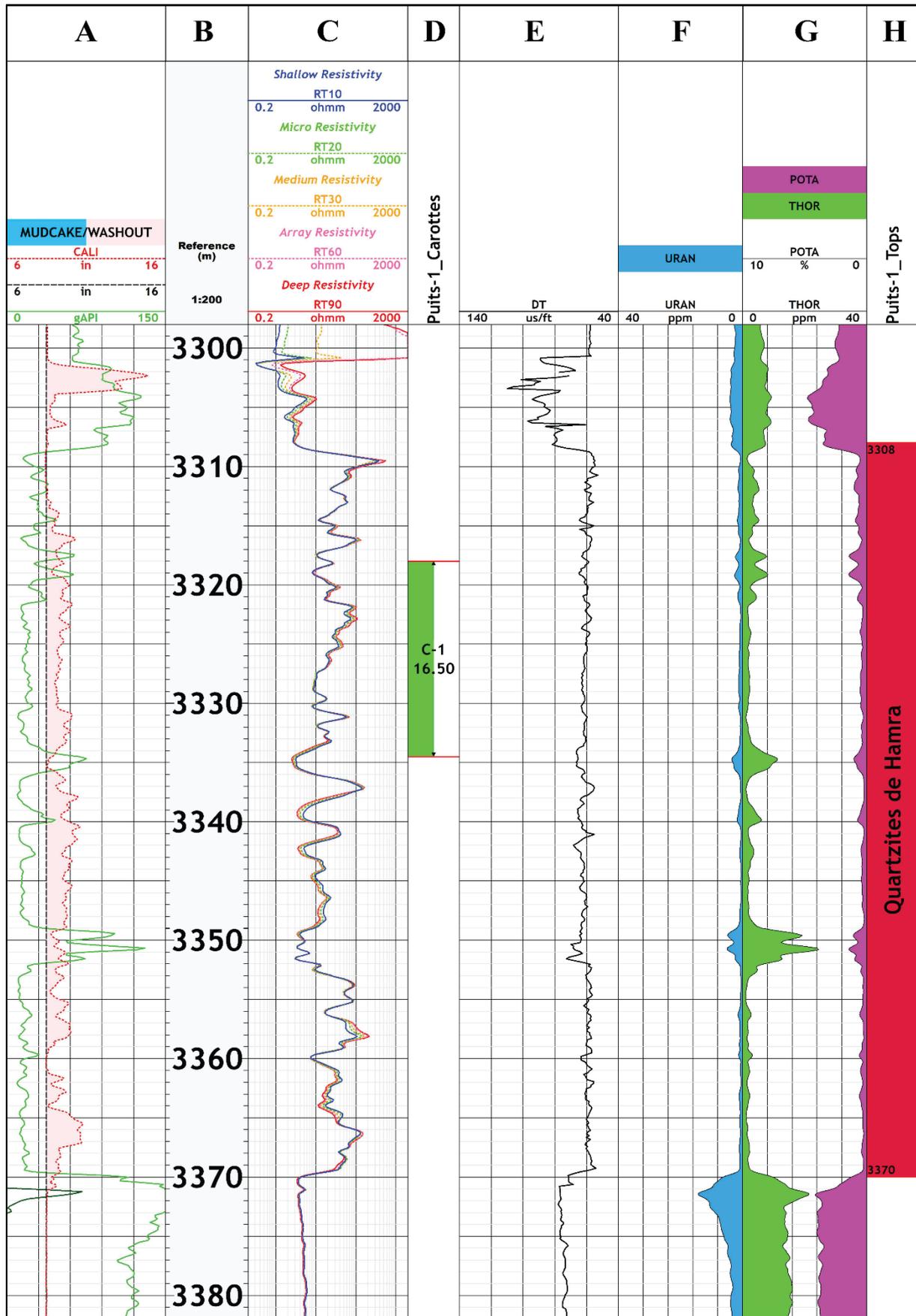


Figure III- 1: Log composite au niveau du réservoir Quartzites de Hamra de puits-1

➤ Pour le puit-2 :

- **Track A:** enregistrement Gamma Ray (API), bit size (inch) et le caliper (inch).
- **Track B :** profondeurs (m).
- **Track C :** les 5 courbes de résistivité ($\Omega.m$).
- **Track D:** porosité neutron TNPH(m^3/m^3), Densité global RHOZ (g/cm^3).
- **Track E :** Tops de puit-2.

Conclusion :

Après avoir des connaissances sur les données des diagraphies enregistrées dans la région de Hassi D'Zabat et leurs applications pour le but de définir les logs composites des deux puits (puits-1 et puits-2).

Cela nous permet de procédés une évaluation des paramètres pétrophysiques par une interprétation classique (en prenant les valeurs des paramètres de formation **a=1** et **m=2**).

Partie 02

Evaluation des paramètres
Pétrophysiques et interprétation
classique des données
enregistrées

III.4 Les paramètres pétrophysique d'une formation :

III.4.1 Roches réservoirs :

L'existence et l'exploitabilité des gisements d'hydrocarbures sont directement liées aux propriétés physiques des roches réservoirs (Porosité et perméabilité).

Les roches réservoirs doivent être à la fois poreuses pour contenir des hydrocarbures et perméable pour permettre la circulation des fluides ainsi que leur extraction.

Un gisement est constitué d'un ou plusieurs réservoirs, superposés (multicouches) ou proches latéralement les uns des autres.

On distingue deux types de réservoir :

A. Réservoirs gréseux :

Ce sont des roches sableuses ou gréseuses, formées principalement des grains de quartz (silice SiO_2) plus ou moins cimentés entre eux.

B. Réservoirs carbonatés :

Constitués principalement de nombreux types de calcaires (CaCO_3) et de dolomies (CaCO_3 , MgCO_3).

Remarque : Certaines roches, ni poreuses, ni perméables primitivement peuvent devenir réservoir par fracturation ou altération. Ce sont les schistes, les granites etc...

III.4.2 La Matrice :

C'est l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche, À partir de ces éléments, on distingue trois (03) déférentes types de matrice :

A. Matrice simple :

Si ses éléments et le ciment les reliant sont constitués du même minéral.

B. Matrice complexes :

Si ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente.

C. Matrice propre :

Si elle ne renferme pas d'argile.

III.4.3 Les Argiles :

Ce sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteux aluminosilicates hydratés. Selon leur mode de distribution dans la roche, on distingue trois (03) types d'argiles :

A. Argiles laminées :

Correspondent aux argiles déposées en fins lits entre deux couches de réservoirs, elles n'affectent en rien la porosité utile, ainsi que la saturation et la perméabilité des réservoirs.

B. Argiles dispersées :

Elles appartiennent à la catégorie des argiles qui occupent particulièrement les pores ou adhèrent aux grains affectant le rétrécissement des pores, donc à diminuer la perméabilité.

C. Argiles structurales :

Elles se présentent sous forme de grains manipulant le même rôle que les autres grains de la matrice, Elles réduisent sensiblement la perméabilité.

III.4.4 La porosité Φ :

La porosité (Φ) est définie comme étant le rapport du volume des vides de la roche au volume total de celle-ci exprimé en pourcentage.

La porosité d'une roche dépend de sa texture, elle est proportionnelle à la taille des grains (si la taille augmente la porosité augmente) , on distingue plusieurs types de porosité :

A. La porosité totale :

Φ_t est égale au rapport du volume total des espaces vides (pores, canalicules, vacuoles...) existant entre les éléments minéraux de la roche, au volume totale de la roche. La porosité totale englobe :

- La porosité primaire Φ_1 (inter-granulaire) : Dépend largement de la forme et la taille des éléments solides, ainsi que leur classement (**Figure III.1**).

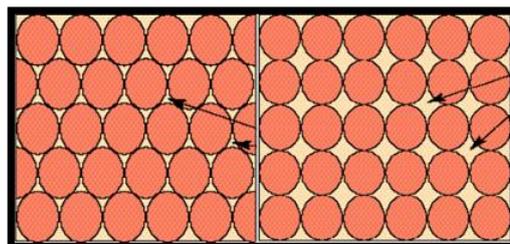


Figure III-3 : Porosité inter-granulaire.

- La porosité secondaire Φ_2 (intra-granulaire) : C'est la porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et la porosité de fissures et de fractures, acquise mécaniquement (**Figure III.2**).

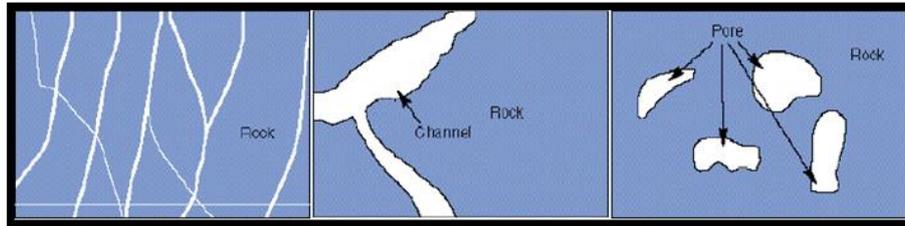


Figure III- 3: Porosité intra-granulaire (secondaire).

La porosité totale est donc donnée par la relation suivante :

$$\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2 = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t}$$

B. La porosité connectée :

Φ_c est égale au pourcentage dans la roche du volume total des vides reliés entre eux.

Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés.

C. La porosité effective :

Φ_e est la porosité accessible aux fluides libres, à l'exclusion de la porosité non connectée, et l'espace occupé par l'eau adsorbée et de l'eau liée aux argiles.

Remarque :

- La porosité est sans unité, elle est généralement donnée en pourcentage (0 à 100%) ou l'unité de porosité (**0 à 1 P.U**).
- On peut classer la porosité comme suit :
 - ✓ Faible si : $\Phi \leq 5\%$.
 - ✓ Médiocre si : $5\% \leq \Phi \leq 10\%$.
 - ✓ Moyenne si : $10\% \leq \Phi \leq 20\%$.
 - ✓ Bonne si : $20\% \leq \Phi \leq 30\%$.
 - ✓ Excellente si : $\Phi \geq 30\%$.

III.4.5 La perméabilité K :

La perméabilité mesure la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser. Elle dépend fortement de la taille des grains dans la roche. Elle est exprimée en milli-darcy (**mD**).

Si le fluide est homogène, et n'a aucune action chimique important sur le milieu encaissant, la perméabilité est dite absolue.

III.4.6 La saturation :

C'est l'aspect quantitatif du volume d'huile, de gaz ou de l'eau contenu dans une formation. Par définition, la saturation est le rapport du volume occupé par le fluide au volume total des pores, noté **S (%)**.

On a plusieurs types de saturation :

- Saturation en eau dans la zone vierge : $S_w = V_w / V_p$.
- Saturation en huile : $S_h = V_h / V_p$.
- Saturation en gaz : $S_g = V_g / V_p$.

III.4.7 La résistivité :

La résistivité d'une formation exprime son degré d'opposition au passage d'un courant électrique. Son unité est le (**$\Omega \cdot m$**). Elle dépend dans le cas d'un milieu rocheux de :

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

III.5 Evaluation Pétrophysique :

III.5.1 Détermination du volume d’argile

La connaissance du volume d’argile permet d’identifier les bancs propres, les bancs argileux et de corriger la porosité de l’effet d’argile.

Il existe plusieurs méthodes pour déterminer le volume d’argile, dans notre cas on a utilisé la méthode de gamma naturel, en appliquant la formule suivante :

$$V_{Sh} = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

Afin d’identifier les zones réservoir, le volume d’argile limite (V_{sh} cutoff) est considéré **15%**. Au-delà de cette valeur, la formation n’est plus considérée comme un réservoir.

Puits	GR _{min} (API)	GR _{max} (API)	V _{sh} cut-off (%)
Puit-1	10	150	15
Puit-2	8	150	15

Tableau III- 2: Délimitation des réservoirs.

Les résultats de **V_{sh}** calculé des puits **-1** et puits **-2** sont respectivement représenter dans les figures (**Figure III-7** et **Figure III-8**).

III.5.2 Estimation des paramètres matriciels

Les paramètres matriciels (**ρ_{ma}**, **ΔT_{ma}**) sont utiles pour le calcul de la porosité. Ils sont déterminés à partir des données de la zone aquifère propre (**<10% d’argile**) en utilisant un report graphique (**Figure III-5**).

La densité matricielle **ρ_{ma}** est déterminée par la pointe (**1/R_t**, **ρ_b**). Les points résultants sont reliés par une droite à caractère aquifère, l’intersection de cette droite avec l’axe des abscisses donne la valeur de la densité matricielle **ρ_{ma}**.

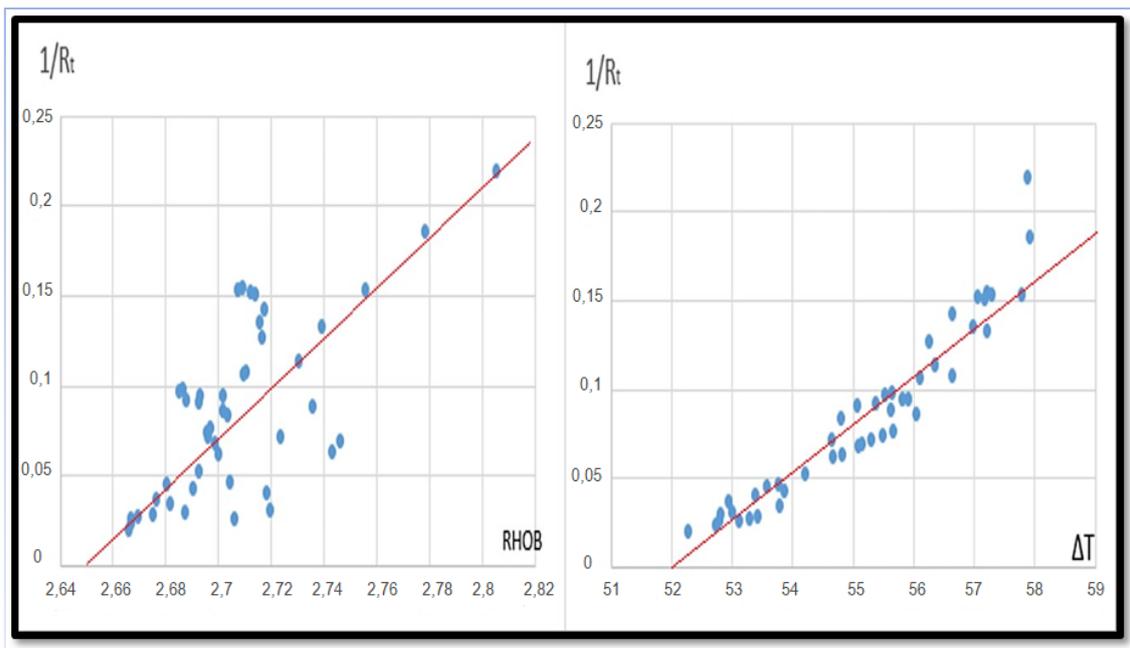


Figure III- 4: Méthode de détermination des paramètres matriciels ρ_{ma} et ΔT_{ma} .

Le cross plot ($1/R_t, \Delta T$) permet de déterminer la valeur du paramètre matriciel ΔT_{ma} suivant le même procédé que celui de cross plot ($1/R_t, \rho_b$).

Les paramètres matriciels du réservoir Quartzites de Hamra sont illustrés dans le tableau suivant :

Formation		ρ_{ma} (g/m ³)	ΔT_{ma} (us/ft)
Ordovicien	Puit-1	2.65	52
	Puit-2		

Tableau III- 3: Les paramètres matriciels.

III.5.3 Détermination des paramètres d'argile :

Les paramètres d'argile (GR_{max} , ρ_{sh} , Φ_{Nsh} et ΔT_{sh}) ont été définis en procédant à une lecture des courbes diagraphiques en face le banc d'argile le plus épais, le moins cavé et le plus proche de réservoir (Tableau III-4).

Le tableau ci-dessus montre les lectures des paramètres d'argile :

Puits	Φ_{NSh} (%)	ρ_{Sh} (g/cc)	ΔT_{Sh} ($\mu s/ft$)
Puit 01	-	-	74
Puit02	12	2.59	-

Tableau III- 4: les paramètres d'argile.

A partir de ces paramètres, on calcule la porosité sonique et porosité densité des argiles.

Les résultats sont dans le tableau suivant :

Puits	Φ_{NSh} (%)	Φ_{DSh} (%)	Φ_{SSh} (%)
Puit-1	-	-	16
Puit-2	12	9	-

Tableau III- 5: Les porosités d'argile.

III.5.4 Détermination de la porosité :

A. Les porosités d'argile.

Les enregistrements que nous avons à notre disposition, nous ont permis de calculer trois porosités pour chaque niveau réservoir, à partir du sonique, neutron et densité.

B. Porosité densité Φ_D :

La porosité dérivée des outils de densité est calculée puis corrigée à partir de la relation :

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{sh} * \Phi_{Dsh}$$

Dans :

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

Et :

$$\Phi_{Dsh} = \frac{\rho_{lsh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Avec :

ρ_b : densité global lue devant le niveau étudié, donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : densité de la matrice (grès : 2.65g/cc, carbonate : 2.71g/cc, dolomie : 2.85g/cc).

ρ_f : densité du fluide de forage (boue douce : 1g/cc), (boue salée : 1,1g/cc)

(Boue salée saturée : 1,2g/cc).

Φ_D : porosité densité.

V_{sh} : le volume d'argile.

Φ_{Dsh} : la porosité densité des argiles.

ρ_{lush} : la densité lu devant le banc argileux le plus épais, le moins cavée et le plus proche de réservoir.

C. Porosité neutron Φ_N :

L'outil neutron fournit un enregistrement direct de la porosité neutron. Cet outil est calibré dans les calcaires, une simple correction en échelle compatible en grès est indispensable :

$$\Phi_N(\text{grés}) = \Phi_N(\text{calcaire}) + 3\%$$

Pour la formation non propre, la valeur de Φ_N (La porosité neutron) doit être corrigée de l'effet des argiles. Elle est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_{Nc} = \Phi_N - V_{sh} * \Phi_{Nsh}$$

Avec :

Φ_{Nsh} : porosité neutron lue devant le banc d'argile le plus épais, le moins cavée et le plus proche de réservoir.

D. Porosité sonore Φ_S :

Willie et al. (1956)^[24] ont proposé une relation empirique, basé sur plusieurs essais en laboratoire, sur des formations propres. Elle permet de passer directement du temps de parcours Δt à la porosité, en admettant que le temps de trajet total est égal à la somme des temps de trajet dans les grains de la matrice et dans le fluide des pores.

La porosité sonore est calculée puis corrigée à partir de la relation :

$$\Phi_{SC} = \Phi_D - V_{sh} * \Phi_{Ssh}$$

Dans :

$$\Phi_S = \frac{\Delta t_b - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Et

$$\Phi_{Ssh} = \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Avec :

Δt : temps de parcours de l'onde sonore lu devant des niveaux étudiés.

Δt_{ma} : le temps de parcours dans la matrice (grès : 52 μ s/ft, carbonate : 47,5 μ s/ft et dolomie : 43 μ s/ft).

Δt_f : le temps de parcours dans le fluide (si la boue douce ou boue à huile : 189 μ s/ft boue salée et boue saturée salée : 200 μ s/ft).

V_{sh} : volume d'argile.

Φ_{Ssh} : porosité sonore des argiles, qu'est donné par la formule précédent

E. Détermination de la porosité utile Φ_u :

Dans le puits-1, une seule diagraphie de porosité a été enregistré. Il s'agit de diagraphie sonore. Dans ce cas, la porosité utile est égale à la porosité sonore corrigée de l'effet d'argile.

$$\Phi_u = \Phi_{SC}$$

Cependant, deux diagraphies de porosité ont été enregistrées dans le puits-2. Il s'agit de la diagraphie neutron et densité. Dans ce cas, La porosité effective est déduite par la combinaison des porosités « neutron – densité » corrigées de l'influence des argiles.

$$\Phi_u = \frac{(7 \cdot \Phi_{DC}) + 2 \cdot \Phi_{NC}}{9} \quad \text{Si} \quad |\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| > 5\%$$

Ou bien :

$$\Phi_u = \frac{(\Phi_{DC}) + \Phi_{NC}}{2} \quad \text{Si} \quad |\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| < 5\%$$

A partir de ces équations, on calcule la porosité effective (moyenne), Les résultats sont dans le tableau suivant :

Puits	Φ_{eff} -moyenne (%)
Puit-1	6%
Puit-2	7%

Tableau III- 6: Les porosités effectives

Les résultats de la porosité utile (Φ) obtenus est représenté dans les figures (**Figure III-7** et **Figure III-8**).

III.5.5 Détermination de la résistivité de l’eau de formation de R_w :

La résistivité de l’eau de formation R_w utilisée pour interprétation de réservoir Quartzites de Hamra, est déduite à partir de la salinité régionale $S=300000$ ppm et la température du fond 125°C , en utilisant l’abaque **GEN-6 (Ex GEN-9)** de Schlumberger (**Figure III-6**).

La valeur de R_w obtenue est **0.011** Ohm.m.

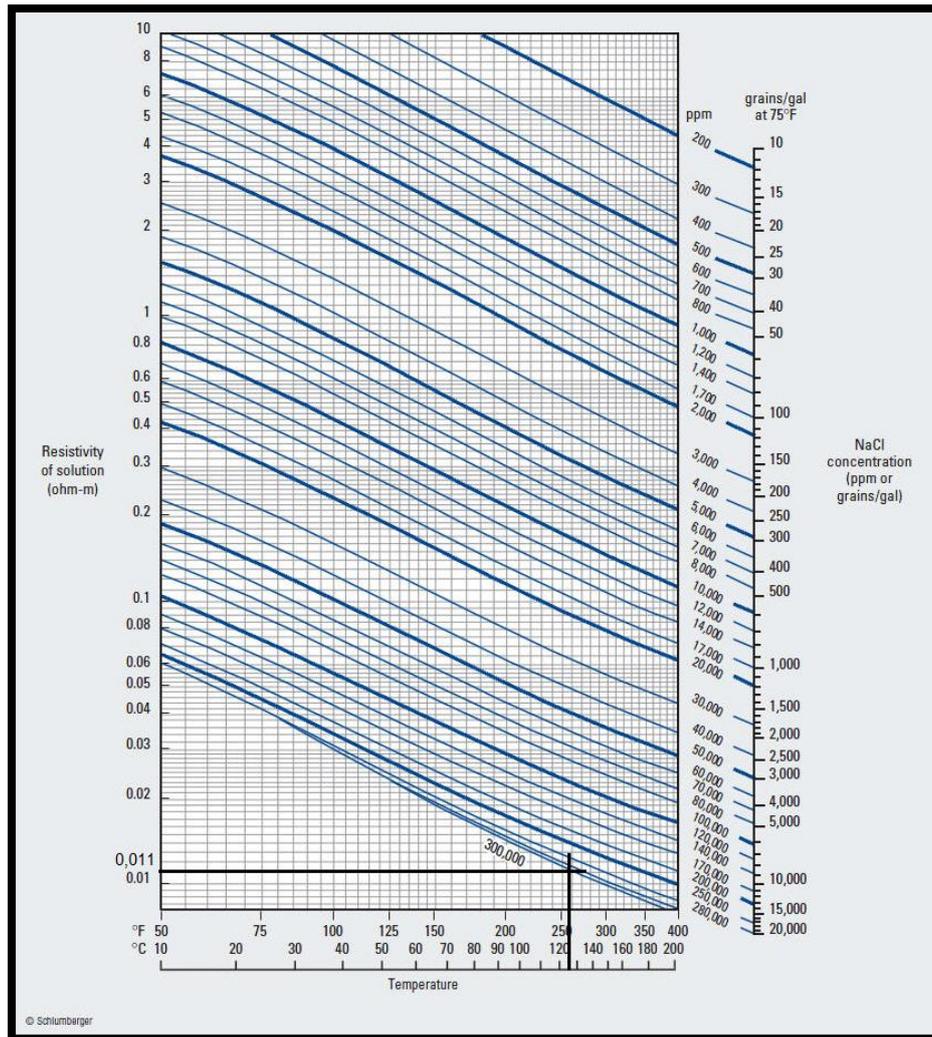


Figure III-6 : détermination R_w par la méthode de salinité Gen-6 (Document Schlumberger)

▪ La résistivité de la zone vierge R_T :

La résistivité de la zone vierge est prise comme étant la résistivité profonde mesurée à **90 in** du trou de forage. Dans notre cas, elle est représentée par la courbe **RT90**.

III.5.6 Détermination de la saturation en eau S_w :

Dans notre cas nous avons utilisés la relation d' Archie :

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi \cdot R_t}$$

Dans notre cas, et comme nous avons cité précédemment, nous allons procéder à une évaluation manuelle classique avec des paramètres de formation prise à partir des données conventionnelles (**a=1** et **m=2**).

III.5.7 Distinction des zones à Hydrocarbures :

La connaissance de la saturation en eau **S_w** , nous permet de distinguer entre le réservoir à hydrocarbure et un réservoir en eau, car :

- Si **$S_w < 50\%$** : le réservoir en question est à hydrocarbure avec une saturation **S_h** .
- Si **$S_w > 50\%$** : le réservoir est aquifère.

III.6 Interprétation des résultats :

III.6.1 Interprétation de résultat de Puits-1 :

L'interprétation des diagraphies du puits-1 montre que le réservoir « Quartzites de Hamra » est à hydrocarbure, dont la porosité moyenne et la saturation en eau moyenne sont respectivement **6%** et **40%**. Dans ce cas la hauteur utile **H_u** serait **33m**.

La carotte prélevée au niveau de ce réservoir a montré une fluorescence blanchâtre avec présence des fissures.

- Les résultats d'évaluation présenter dans la **(Figure III- 7)**.

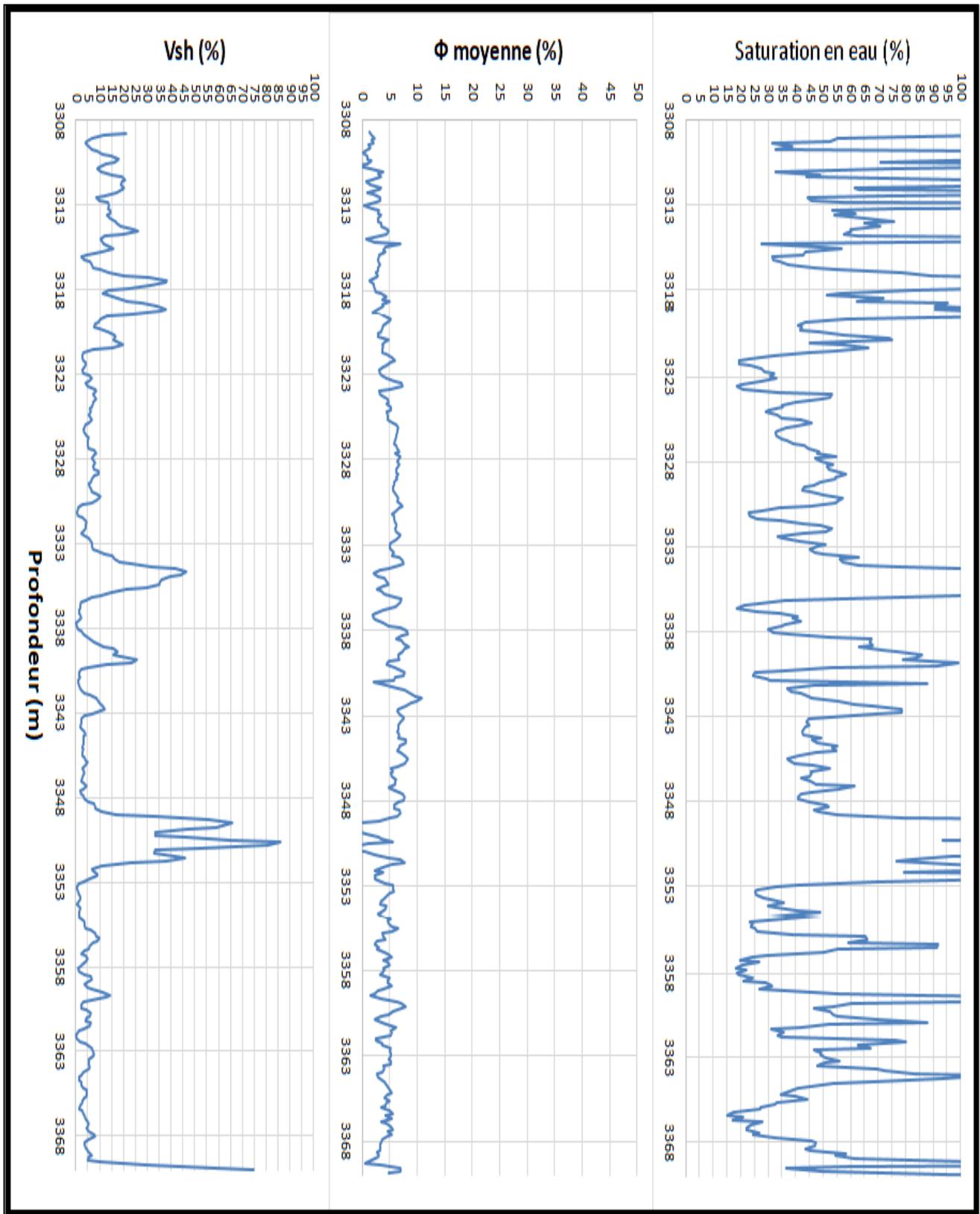


Figure III-7: Résultats d'évaluation pétrophysique au niveau du réservoir Quartzites de Hamra puits-1

III.6.2 Interprétation de résultat de Puits-2 :

L'interprétation des diagraphies du puits-2 montre que :

- La partie sommitale de ce réservoir (**3241-3299m**) est à hydrocarbure sur une hauteur utile de **27m**, dont la porosité moyenne et la saturation en eau moyenne sont respectivement **7%** et **33%**.

- Le contact **HC/Eau** est observé à la profondeur **3299m**.

Les résultats d'évaluation présenter dans la **figure III-8**

Pour rappel, la carotte prélevée dans cet intervalle présente une fluorescence jaune pale.

De plus la courbe de gaz totale enregistrée lors du forage montre un indice (GT max=8%).

- La partie basale de ce réservoir présente une porosité moyenne de **7%** et une saturation en eau moyenne de **57%**. Cette partie est aquifère.

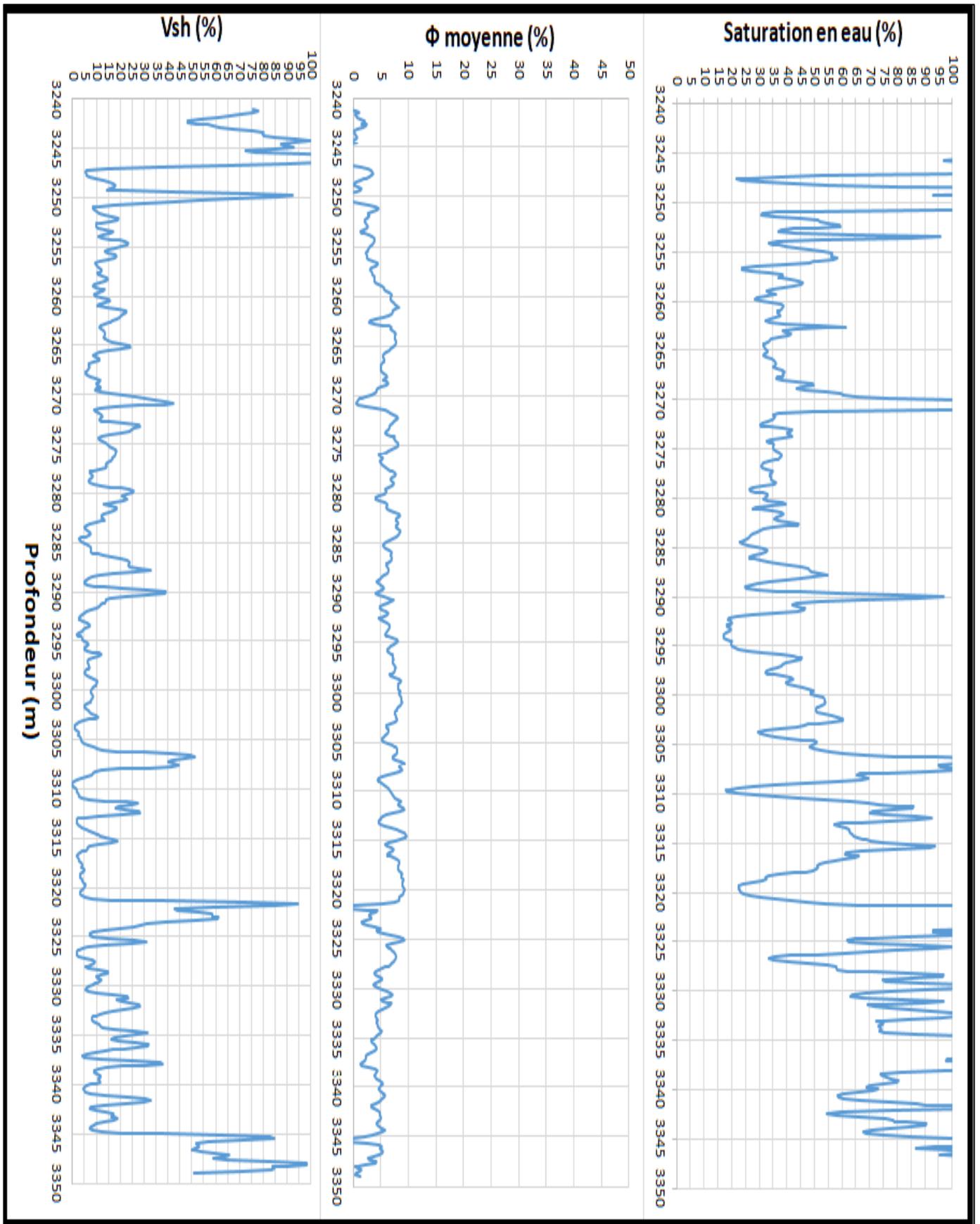


Figure III-8: Résultats d'évaluation pétrophysique au niveau du réservoir Quartzites de Hamra puits-2

III.6.3 Synthèse des résultats :

Réservoir	Puits	Intervalle (m)	Φ moyenne (%)	Sw moyenne (%)	Hu (m)	Fluide
Quartzites de Hamra	Puits-1	3315 - 3369	6	40	33	HC
	Puits-2	3241 - 3299	7	33	27	HC
		3299 - 3344	7	57	-	Eau

Tableau III- 7: Les résultats d’interprétation des diagraphies classiques.

III.6.4 Résultats du test DST :

Pour confirmer les résultats d’interprétation des diagraphies, des tests de formation **DST** ont été effectués, en face du réservoir « Quartzites de Hamra » dans les puits-1 et puits-2, afin de mesurer la pression de formation et identifier la nature des fluides in situ ainsi que leurs débits.

Les résultats sont illustrés dans le tableau suivant :

Réservoir	Puits	Intervalle testé (m)	Résultats	Fluide
Quartzites de Hamra	Puits-1	3301 – 3400	Production d’eau salée dont la salinité égale à 250g/l	Aquifère
	Puits-2	3250 – 3285	0.68m ³ /h d’huile et 139 m ³ /h du gaz	HC

Tableau III- 8: Résultats du test DST.

Conclusion :

D'après l'interprétation conventionnelle des diagraphies et les résultats de test de formation **DST**, on conclut que lors de test **DST** du puits-2, le réservoir Quartzites de Hamra a produit du gaz et de l'huile, confirmant ainsi l'interprétation des diagraphies. Cependant, les résultats du test dans le puits-1 ne concorde pas avec l'interprétation des diagraphies.

Ceci montre la difficulté de l'évaluation pétrophysique des réservoirs « **tight** ». Pour cela nous allons tenter d'expliquer cette contradiction à travers l'impact des différents paramètres de formation (**a** et **m**), en se basant sur les caractéristiques des réservoirs compacts dans le but d'effectuer le bon choix de ces paramètres.

Chapitre IV

Impact des paramètres de formation
sur le calcul de saturation en eau

« S_w »

Introduction :

Dans cette partie d'interprétation des données de diagraphies du puits-1 et puits-2, on a subdivisé notre évaluation de notre réservoir « Quartzites de Hamra » en deux sous-parties :

- **Etape I :** Une évaluation manuelle avec un jeu de paramètres de formation (**a** et **m**), en se basant sur les caractéristiques d'un réservoir compact pour effectuer notre choix. Le but de cette démarche est d'affiner le mieux possible nos paramètres dans ce genre de réservoir.
- **Etape II :** Une évaluation manuelle avec les paramètres de formation (**a** et **m**) obtenu à partir des données carotte.

Beaucoup des auteurs ont été présenter des modèles des paramètres de formation (**a** et **m**) dans la littérature pétrophysiques, Des nombreuses études expérimentales qui décrivent les variations de facteur de la lithologie (**a**) et le facteur de cimentation (**m**) en fonction des caractéristiques géométriques des matériaux poreux, composition de la matrice, type d'argile, etc

Les principaux résultats sont brièvement présentés ci-dessous.

IV. Paramètres de formation :

IV.1.1 L'exposant de saturation (n) :

La valeur de (**n**) dépend de la mouillabilité. Après l'examen des effets de la mouillabilité sur l'exposant de saturation il a été conclu que : « lorsque la mouillabilité est à eau la valeur de (**n**) est au voisinage de **2**, cela reste constant quand la saturation de l'eau est abaissée à sa valeur irréductible. Un autre fait à signaler, la majorité des roches réservoirs gréseuses sont mouillées à l'eau. (Djebbar & Donaldson, 2004)

Dans notre cas, l'exposant de la saturation **n=2**

IV.1.2 Facteur de lithologie a :

Ce facteur dépend de la lithologie (degré de consolidation de la roche). Selon Archie, le facteur de lithologie (**a**) varié entre **0.62** pour les formations modérées (peu consolidées) à **1** pour les formations bien cimentées (Les roches à porosité intergranulaires). Pour les réservoirs bien consolidés à porosité intragranulaire (de fractures), ce facteur est supérieur à **1** comme les Carbonates et les Quartzites.

Dans notre cas, les Quartzites de Hamra sont des réservoirs gréseux compacts et fissurés. Du coup, le facteur de la lithologie (**a**) est varié de **1** à **1.2**.

IV.1.3 Facteur de cimentation m :

Comme nous avons cité précédemment, plusieurs études ont été réalisées afin de comprendre les paramètres influençant sur la variation du facteur de cimentation (m).

A. Selon Archie (1942) :

La valeur du facteur de cimentation m varie de **1,3** pour les sables non consolidés jusqu'à **1,8** à **2** dans le cas de grès consolidés.

B. Selon Jackson et al. (1978) :

En réalisant des mesures sur des sables marins non consolidés dont le facteur de formation peut être décrit par la loi d'**Archie, Jackson et al** ont montré que la valeur de (m) dépend fortement de la forme des particules résistives. Leurs résultats témoignent d'une augmentation de (m) lorsque la sphéricité des grains diminue, (m) variant de **1.2** pour des grains sphériques à **1.9** pour des fragments de coquilles aplatis.

Les auteurs expliquent cette augmentation de (m) par une augmentation de la tortuosité du milieu.

Les données expérimentales de **Jackson et al** ont mis en évidence une très faible sensibilité de (m) à la taille moyenne des grains résistifs du matériau, ainsi qu'à l'étalement de sa granulométrie. Les auteurs observent qu'une granulométrie étalée provoque une légère augmentation de **F** (le facteur de formation) due à un arrangement optimal des grains dans les échantillons donc à une diminution de la porosité.

C. Selon Sen et al (1981) :

Suite à des mesures réalisées sur des échantillons de roches poreuses artificielles, obtenues par la fusion de billes de verre, **Sen et al** ont attribué à (m) une valeur de **1.5**, en parfait accord avec le modèle théorique qu'ils proposent.

D. Selon Revil et al (2002) :

Dans le cas des roches volcaniques, **Revil et al** ont montré que la valeur du facteur de cimentation (m) augmente avec le degré d'altération de la roche. Les valeurs de (m) évoluent de **1.5** pour des échantillons de lave non altérée à **2.5** pour des matériaux volcaniques modérément altérés, et jusqu'à **3.5** pour des roches formées par des débris de verre volcanique (volcano-clastites) en cours de diagénèse.

E. Selon la méthode de « Shell Oil » :

Pour les réservoirs carbonatés non fracturés, le facteur de cimentation s'écrit comme suit :

$$m = 1.87 + 0.0019/\Phi$$

Φ : dérivée des outils Neutron-Densité ou celle des carottes.

F. Selon la méthode de « Schlumberger – W.O. Winsauer et al » :

En basant sur plusieurs expériences pour des formations compactes à porosité intergranulaire, l'illustration des graphes (F Vs Φ) et les chartes d'interprétation, **W.O. Winsauer et al** ont proposé que : $m=2.15$ et $a=0.62$.

G. Selon Humble :

Pour des formations modérées (consolidées et non-consolidées), Humble a proposé que : $m=2$ et $a=0.81$.

Dans notre cas, les Quartzites de Hamra sont des réservoirs gréseux compacts et fissurés. Du coup, le facteur de la lithologie (a) est varié de **1 à 1.2**, et l'exposant de la saturation $n=2$ a cause que les réservoirs gréseux mouillé à eau.

Mais, L'exposant (m), appelé facteur de cimentation, reflète l'arrangement géométrique des pores dans la formation. Les différentes valeurs pouvant être attribuées à (m) seront discutées dans ce qui suit.

Un constat observé dans plusieurs travaux sur le facteur de cimentation varie en fonction de plusieurs facteurs.

- m augmente en fonction de la consolidation du milieu.
- m augmente lorsque la sphéricité des grains diminue.
- m augmente avec le degré d'altération de la roche.
- m augmente si la tortuosité du milieu augmente.
- m est lié à la perméabilité K et la porosité Φ .

Donc, la description de la lithologie de notre réservoir (Quartzites de Hamra) est nécessaire pour estimer la valeur de facteur de cimentation.

Nous avons trouvé plusieurs variations de ce facteur dans la littérature.

Type de formation	Facteur de cimentation
Très peu compacte	$1.3 < m < 1.5$
Peu compacte	$m = 1.5$
Moyennement compacte	$1.6 \leq m \leq 1.7$
Compacte à dur	$1.8 \leq m \leq 2$
Quartzitiques	$m > 2$

Tableau VI- 1 : Variation du facteur de cimentation en fonction du degré de consolidation du milieu.

En se basant sur les informations des différents auteurs en la matière trouver dans la littérature citée ci-dessous, on pourrait orienter nos valeurs de facteur de cimentation (m) dans notre réservoir à des valeurs supérieures et inférieures à 2, donc on est dans le cas d'une compaction.

IV.2 Interprétation qualitative :

Afin d'améliorer l'évaluation pétrophysique des réservoirs tight, Nous allons procéder à tenté pour faire un choix des paramètres de formation (a et m), On peut orienter approximativement nos valeurs de facteur de cimentation (m) dans notre réservoir à des valeurs supérieures et inférieures à 2 afin de s'avoir l'impact de facteur de cimentation dans le calcul de la saturation en eau (S_w).

Comme nous avons cité précédemment, les Quartzites de Hamra sont des réservoirs gréseux compacts et fissurés. Du coup, le facteur de la lithologie (a) est varié de 1 à 1.2.

Dans notre cas, l'exposant de la saturation $n=2$ car il s'agit d'un réservoir gréseux mouillé à eau.

IV.3 résultats des différents cas étudiés :

Les résultats de la saturation en eau moyenne S_w (%) en fonction du facteur de la lithologie (a) et de cimentation (m) sous forme des logs est représenté dans les figures ci-dessous :

- Pour le puits-1 (Figure IV-1, Figure IV-2, Figure IV-3).
- Pour le puits-2 (Figure IV-4, Figure IV-5, Figure IV-6).

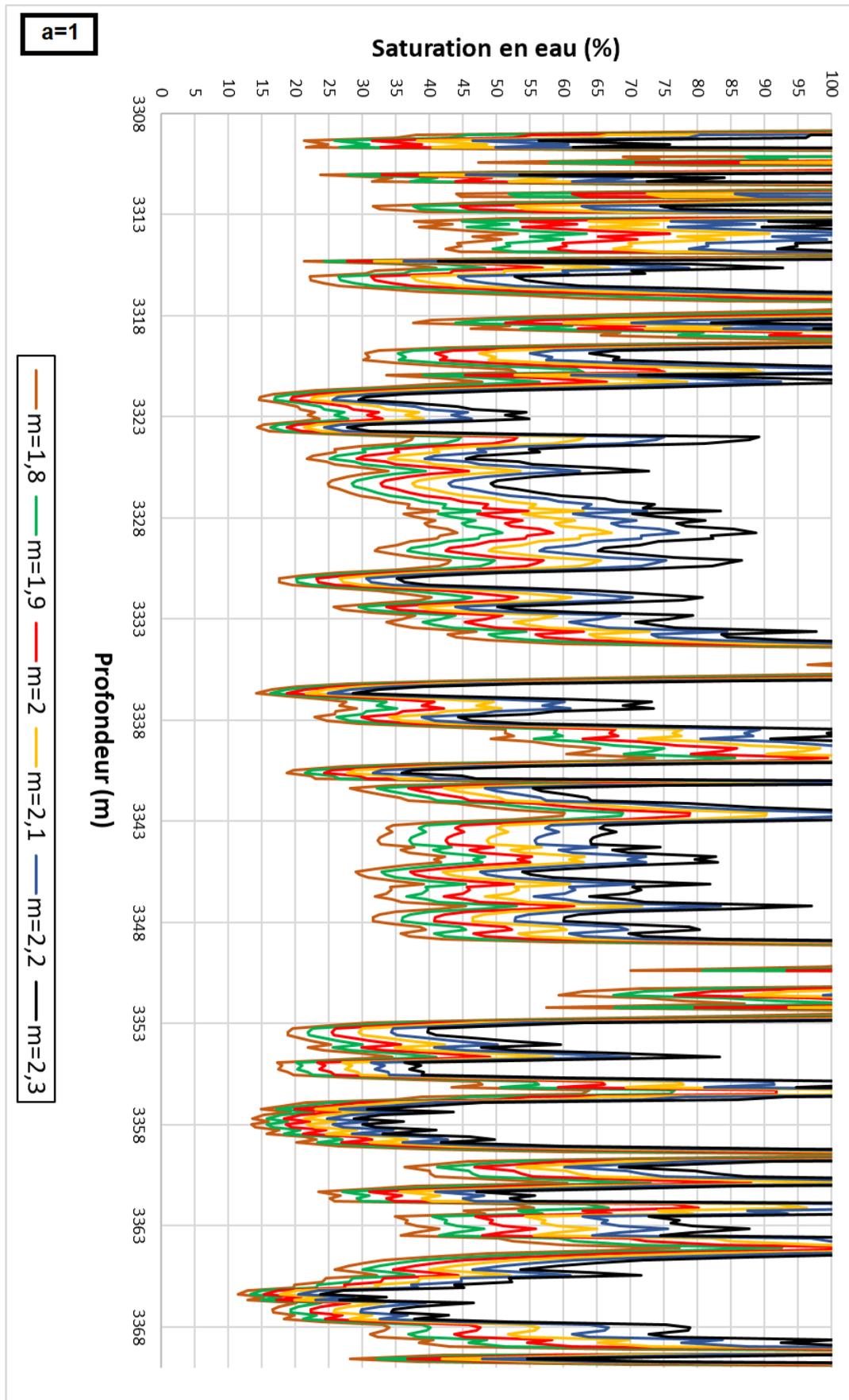


Figure IV-1 : les résultats de saturation en eau S_w (%) de puits-1 lorsque : $a=1$

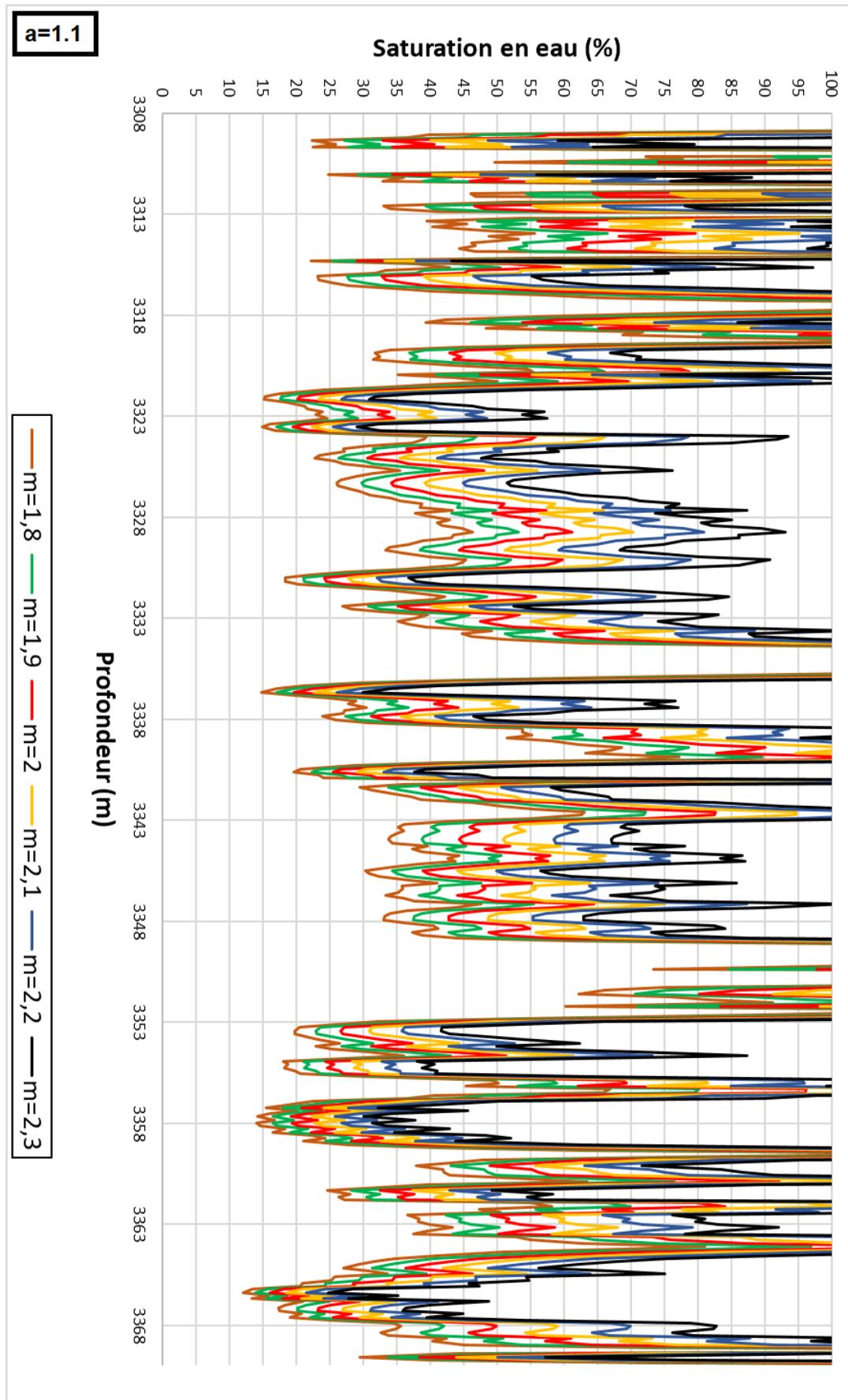


Figure IV-2 : les résultats de saturation en eau S_w (%) de puits-1 lorsque : $a=1.1$

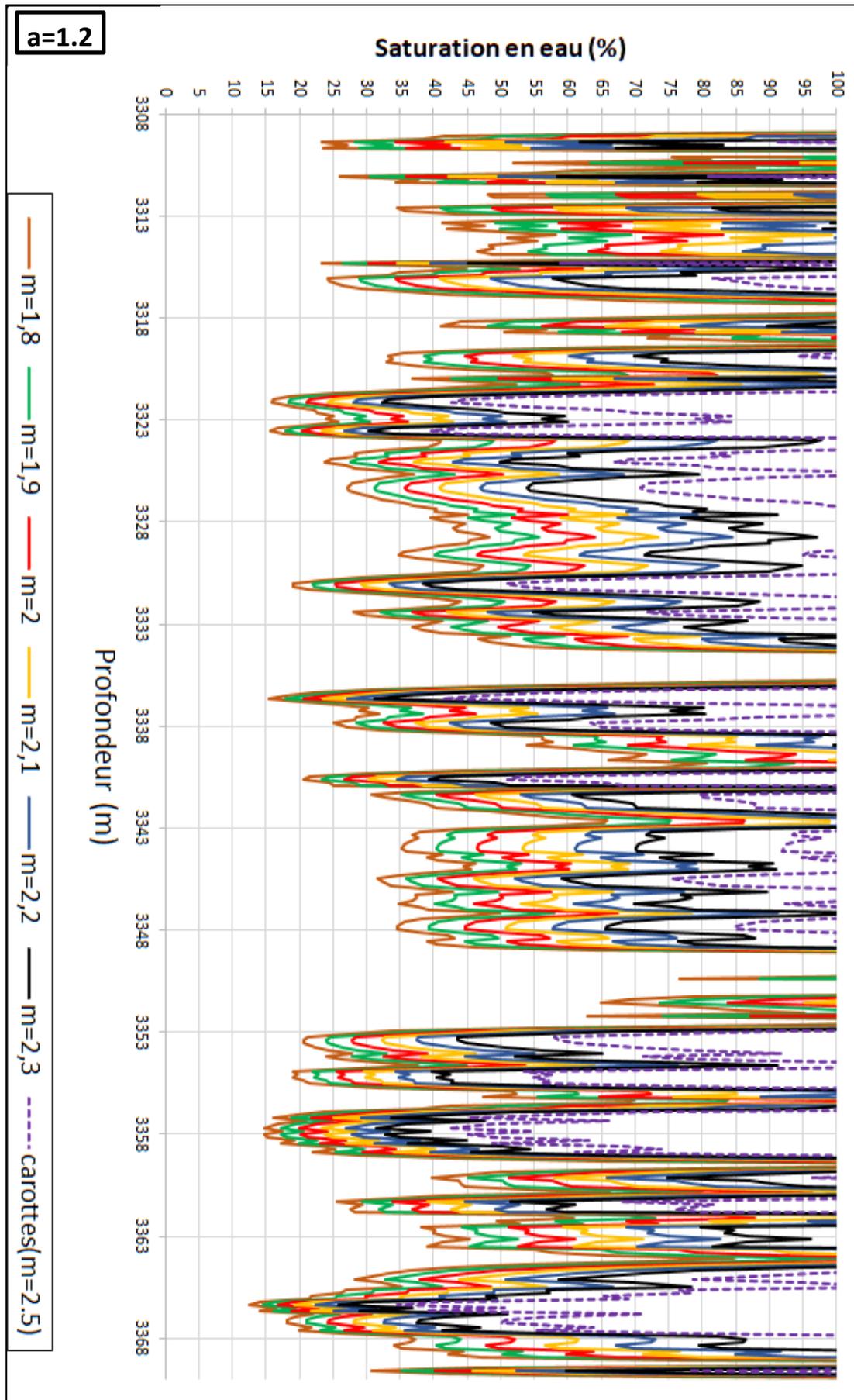


Figure IV-3 : les résultats de saturation en eau Sw (%) de puits-1 lorsque : a=1.2

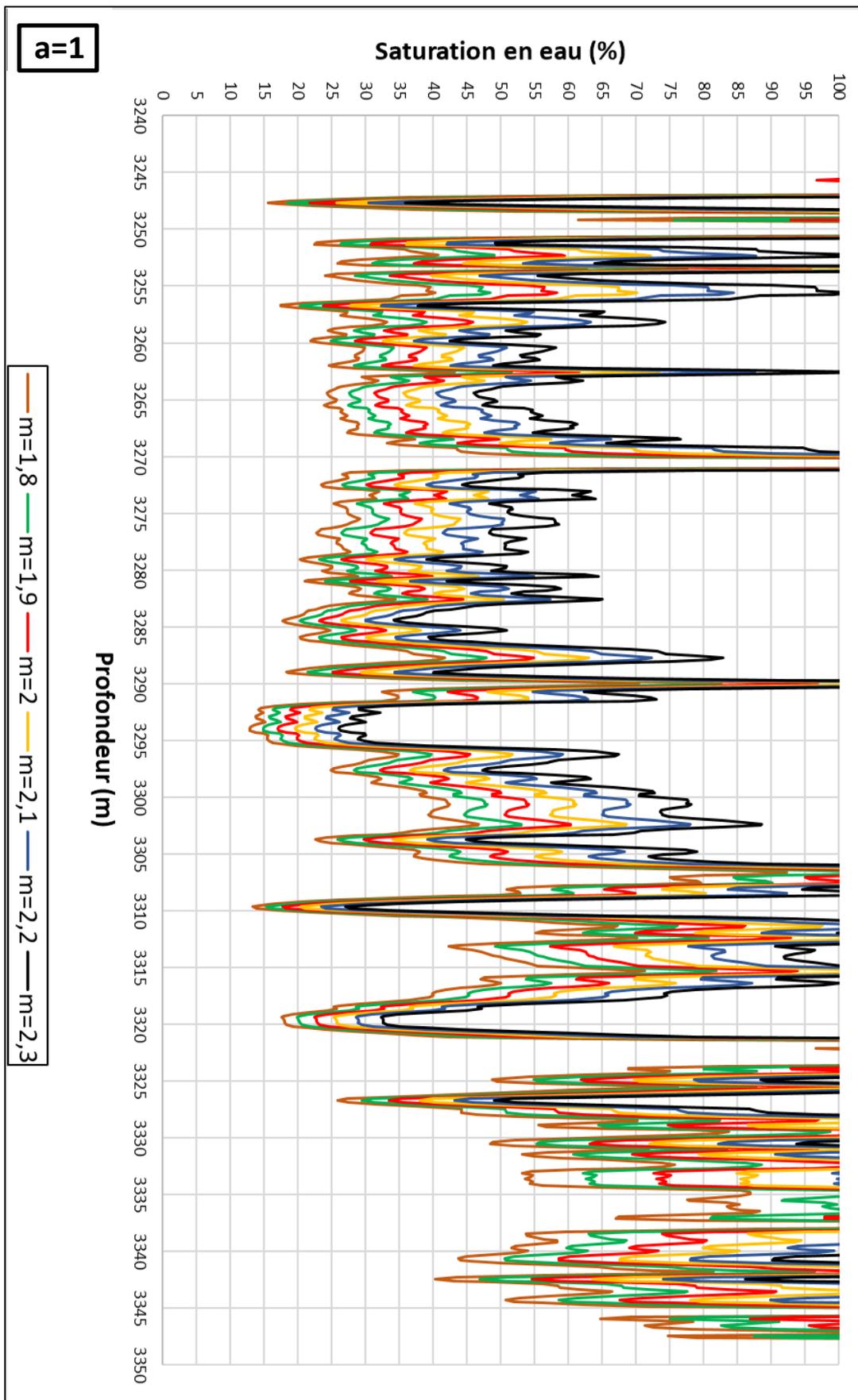


Figure IV-4 : les résultats de saturation en eau S_w (%) de puits-2 lorsque : $a=1$

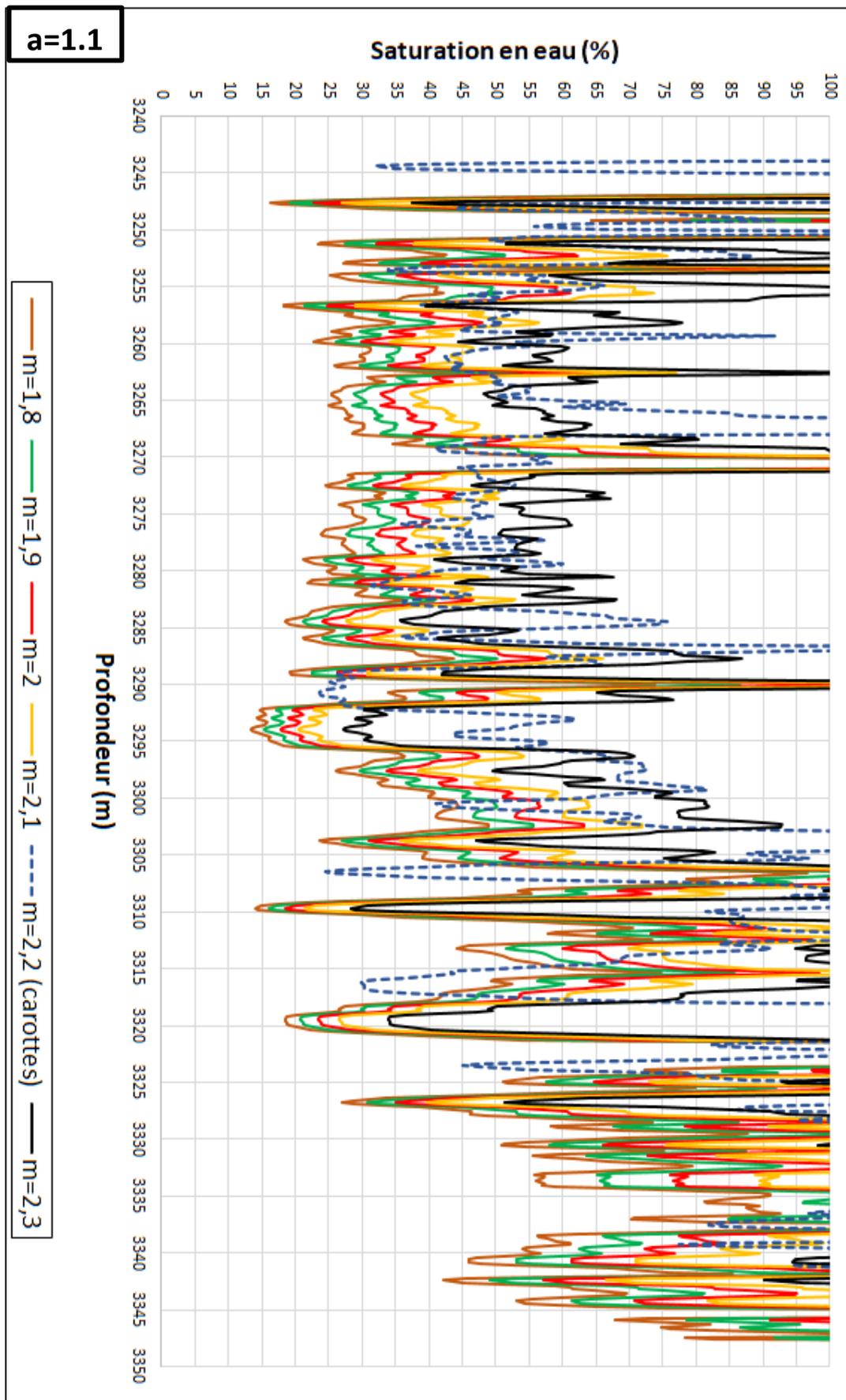


Figure IV-5 : les résultats de saturation en eau S_w (%) de puits-2 lorsque : $a=1.1$

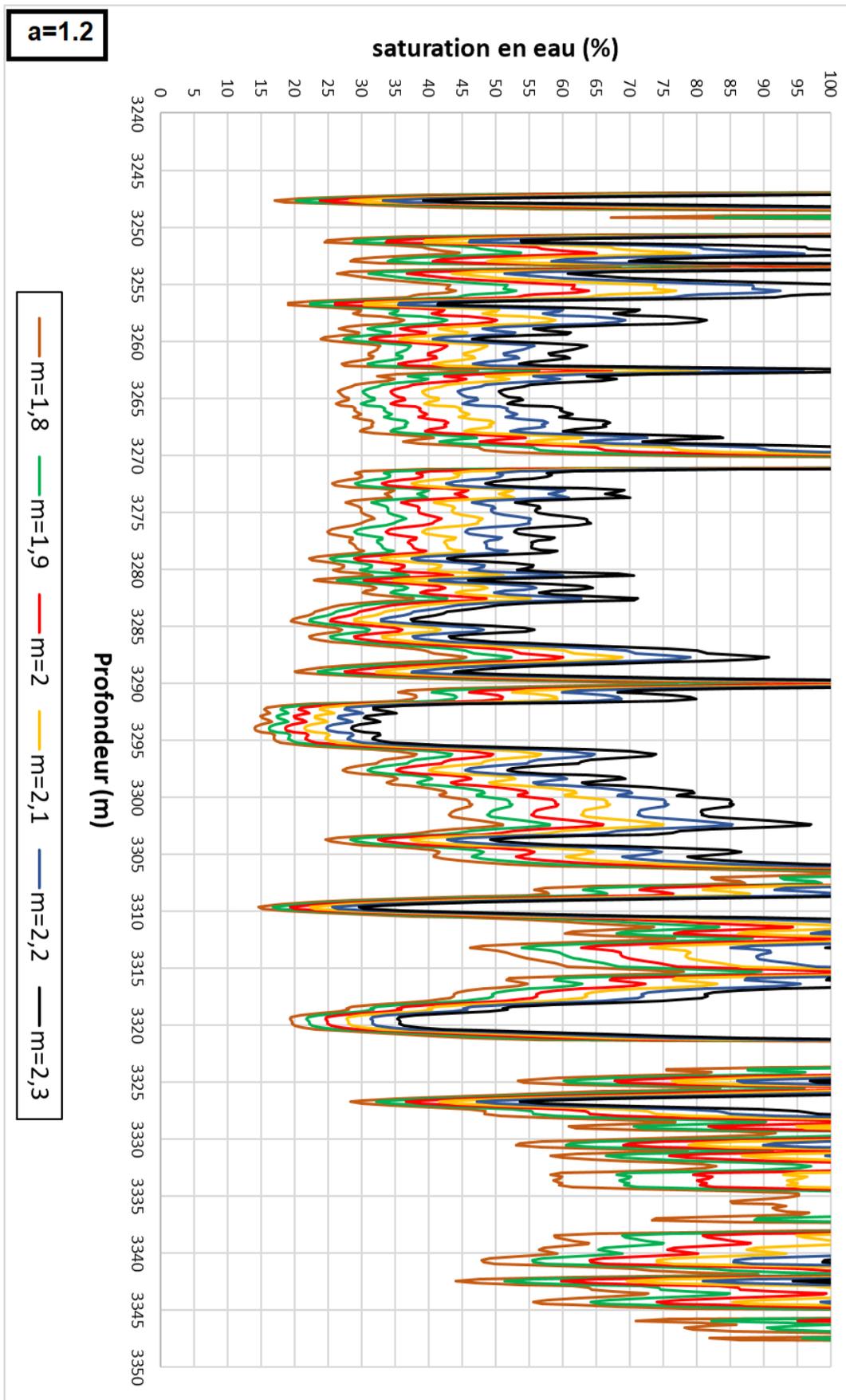


Figure IV-6: les résultats de saturation en eau Sw (%) de puits-2 lorsque : a=1.2

La récapitulation des résultats est représentée dans le tableau ci-dessous : (Tableau VI- 2).

Paramètres de formation		Saturation en eau moyenne $S_w(\%)$		
a	m	Puits-1	Puits-2	
		3308 – 3370m	3241 - 3299m	3299 - 3344m
1.0	1.8	30	26	44
	1.9	35	29	51
	2.0	40	33	58
	2.1	45	38	65
	2.2	54	44	74
	2.3	62	50	80
1.1	1.8	32	27	46
	1.9	37	31	53
	2.0	43	35	60
	2.1	49	40	68
	2.2	56	46	76
	2.3	65	53	83
1.2	1.8	34	28	48
	1.9	39	32	55
	2.0	45	37	63
	2.1	51	42	71
	2.2	59	49	79
	2.3	68	55	84
	2.5	91	-	-

Tableau VI-2 : Représentation des résultats de la saturation en eau moyenne $S_w(\%)$ en fonction de la variation du facteur de la lithologie (a) et de facteur de cimentation (m) les valeurs encadrées en bleus correspondent aux valeurs utilisées dans l'évaluation conventionnelle et les valeurs encadrées en verts correspondent aux résultats carottes.

IV.4 Interprétation des résultats :

IV.4.1 L'impact de facteur de lithologie (a) dans le calcul de la saturation en eau

La contribution du facteur de la lithologie (**a**) n'a pas beaucoup d'incidence dans le calcul de la saturation **S_w** sur notre réservoir ; l'écart est de **1 à 3%** dans l'ensemble des résultats en allant de (**a=1**) jusqu'à (**a=1.2**), donc une variation minime.

Afin de commenter les résultats trouvés en faisant varier le facteur de cimentation (**m**) ; on a développé une analyse en deux parties, une interprétation pour le puits-1 et la deuxième pour le puits-2.

Puits-1 : Pour ce puits, la contribution du facteur de cimentation (**m**) a beaucoup d'importance dans le calcul de la saturation en eau (**S_w**), un écart major de **30%** environ a été observé. Donc, la nature de fluide en place change en fonction de l'accroissement de degré de consolidation (compaction).

Puits-2 : L'apport de facteur de cimentation (**m**) a beaucoup d'impact dans le calcul de la saturation **S_w** dans ce réservoir. Pour la profondeur (**3241m-3299m**) l'écart dans l'estimation de (**S_w**) est médiocre (**35%**) en prenant les mêmes valeurs prises du facteur de cimentation (**m=1.8 à m=2.2**), cela est expliqué par l'accroissement de la résistivité de formation **R_t** qui est due à la compaction.

Une variation de **70%** environ a été observée pour la profondeur (**3299 m-3344 m**) en allant de (**m=1.8 à m=2.2**) ; La nature de fluide in situ change avec le changement du facteur de cimentation (**m**).

Finalement on peut dire que le facteur de cimentation (**m**) a grande influence sur la nature de fluide.

IV.4.2 L'impact de la porosité dans le calcul de la saturation en eau S_w :

À la profondeur **3323m**, la saturation en eau **S_w** est égale à **20%** dont la porosité moyenne est de **7%**. Cependant, cette valeur de saturation en eau **S_w** a augmenté jusqu'à **100%** à la profondeur **3309m**, dont la porosité moyenne est égale à **0.6%** (0.006 pu).

On conclut que dans les formations compactes à faible porosité (inférieure à **4%** ~ 0.04pu), le calcul de la saturation en eau **S_w** est affecté. Du coup, la nature de fluide in situ change avec la diminution de la porosité.

Puits	Profondeur	Porosité ϕ (%)	Saturation S_w (%)
Puits-1	3309	0.6	100
	3323	7	20

Tableau VI-3 : Représentation des résultats de porosité en fonction de saturation

IV.4.2 L'impact de la résistivité R_t dans le calcul de la saturation en eau S_w :

À cause de l'effet de compaction, les résistivités sont élevées aux profondeurs **3309.67m** et **3309.82m**.

L'impact de la résistivité dans le calcul de la saturation en eau S_w est très significatif à la profondeurs **3309.67m** ($R_t=453 \text{ Ohm.m}$, $S_w =35\%$). Donc, la saturation en eau est diminuée à cause de la compaction.

Cependant, à la profondeur **3309.82m**, la saturation en eau S_w augmente jusqu'à **100%** malgré que la résistivité soit très élevée ($R_t=231 \text{ Ohm.m}$) ; l'impact de la porosité dans le calcul a été plus influençant que la résistivité.

On conclut que la nature de fluide change en fonction de la résistivité élevée due à l'effet de compaction.

Profondeur (m)	Résistivité R_t (ohm.m)	Porosité (%)	Saturation S_w (%)
3309.82	231	0.6%	100
3309.67	453	1.5%	35

Tableau VI-4 : Représentation des résultats de la résistivité en fonction de saturation.

On a deux boues compactes ; à partir des résultats du tableau on remarque que ; lorsque la résistivité augmente la saturation diminue donc ; on conclure que la résistivité impact sur la saturation donc elle influence sur la nature de fluide.

IV.4.3 L'impact de volume d'argile dans le calcul de la saturation en eau S_w :

Profondeur (m)	VSH	Rt	Porosité	$S_w(\%)$
3340.15	12	11	6	41
3340.30	5	19	7	28

Tableau VI-5 : Représentation des résultats du VSH en fonction de saturation

Dans notre cas et d'après le tableau ci-dessous, la saturation en eau S_w augmente proportionnellement avec le volume d'argile.

Les argiles sont des formations poreuses et imperméables. Donc, Elles sont capables d'emprisonner l'eau saline (Argile conductrice). Ce dernier a une influence sur les résistivités et par conséquent dans le calcul de la saturation en eau S_w

IV.5 Synthèse des résultats de l'étape I.

D'après tous ce que nous avons vu précédemment dans l'étape I, le volume d'argile V_{sh} , la porosité Φ , la résistivité R_t , le facteur de lithologie (a) et le facteur de cimentation (m) ont un impact direct dans le calcul de la saturation en eau S_w .

La courbe de résistivité n'est que la résistivité totale de la formation enregistrée lors de logging. De plus, la porosité et le volume d'argile V_{sh} sont calculés à partir des diagraphies densité-neutron-sonique et Gamma Ray respectivement, enregistrées aussi lors de logging.

Du coup, on ne peut pas éliminer l'influence de ces paramètres dans le calcul de la saturation en eau (S_w) car il s'agit de réponse physique réelle de notre réservoir.

En revanche, le facteur de lithologie (a) et le facteur de cimentation (m) ont été pris à partir des résultats trouvés dans la littérature et non pas à partir des mesures effectuées sur des échantillons de notre réservoir.

Afin de confirmer ou infirmer l'impact de ces deux facteurs dans le calcul de la saturation en eau (S_w), une interprétation des diagraphies en utilisant les données carottes est indispensable.

IV.6 Les données des carottes :

Dans cette partie, nous allons procéder à une interprétation des diagraphies en utilisant les données carottes. Ces données ont été reçues suite aux essais laboratoires effectuées sur des plugs prélevés à partir des carottes.

Les résultats de ces essais sont illustrés dans le tableau ci-dessous :

Puits	Facteur de lithologie (a)	Facteur de cimentation (m)
Puits-1	1.2	2.5
Puits-2	1.1	2.2

Tableau VI-6 : représentation des données de la carotte des puits-1 et puits-2.

Les résultats de l'intégration de ces données dans l'interprétation des diagraphies du puits-1 et puits-2 sont illustrés dans le tableau suivant :

Puits	L'intervalle (m)	Porosité (%)	La saturation en eau (%)
Puits-1	3308 - 3370	6	91 %
Puits-2	3241 - 3299	7	46%
	3299 - 3344	7	76%

Tableau VI-7 : représentation de saturation en eau par l'utilisation des données carottes.

Les résultats de l'intégration de ces données dans l'interprétation des diagraphies montrent que :

- **Puits-1 :** le réservoir Quartzites de Hamra présente une saturation en eau moyenne de **91%**. Ce qui fait que ce réservoir est aquifère.
- **Puits-2 :** la partie sommitale de notre réservoir (**3241 – 3299m**) présente une saturation en eau (**Sw**) moyenne de **46%**. Ce réservoir est à hydrocarbure.

La partie basale de ce réservoir (**3299 – 3344m**) est aquifère dont la saturation en eau moyenne est égale à **76%**.

Le contact **HC/Eau** est observée à **3299m**.

Les résultats de l'interprétation conventionnelle des diagraphies ainsi que celle en intégrant les données carottes, sont illustrés dans le tableau ci-dessous :

Puits		Puits -1	Puits - 2	
Intervalle (m) (quartzites de hamra)		3308 - 3370	3241 - 3299	3299 - 3344
La saturation en eau SW (%)	D'après l'interprétation conventionnelle (a=1, m=2)	40 (Hc)	33 (Hc)	57 (Eau)
	En intégrant les données carottes Puits 1 : a=1.2 m=2.5 Puits 2 : a=1.1 m=2.2	91 (Eau)	46 (Hc)	76 (Eau)
Résultats du test DST		Production d'eau salée dont la salinité égale à 250g/l	0.68m ³ /h d'huile et 139 m ³ /h du gaz	-

Tableau VI-8 : Les résultats des test DST du puits-1 et puits-2 confirme l'interprétation des diagraphies en intégrant les données carottes.

Conclusion :

Les paramètres influençant sur les calculs de saturation en eau (**S_w**) sont :

Le volume d'argile (**V_{sh}**), le facteur de lithologie (**a**), la porosité (**ϕ**), la résistivité (**R_t**) et le facteur de cimentation (**m**).

Le facteur de cimentation (**m**) et la résistivité de formation (**R_t**) ont un impact très important dans les calculs de la saturation en eau (**S_w**) par rapport aux autres paramètres.

L'intégration des données carottes dans l'interprétation des diagraphies a confirmé l'importance des paramètre de formation (**a** et **m**) dans le calcul de la saturation en eau (**S_w**), pour déterminer la nature de fluide in situ dans le réservoir.



Conclusion Générale

Conclusion générale :

La caractérisation des réservoirs non conventionnels, notamment les réservoirs gréseux compacts dits « **tight** » montrent un potentiel très prometteur, malgré leurs propriétés pétrophysiques médiocres, cela rend difficile l'évaluation de ce type de réservoir par les outils conventionnels des diagraphies.

Une éventuelle évaluation des réservoirs gréseux compacts a été faite dans la présente étude, essentiellement dans le réservoir Quartzites de Hamra des puits (puits-1 et puits-2) situés dans le périmètre de Hassi D'zabat.

Bien que les résultats d'interprétation conventionnel de notre réservoir aient montré une existence des hydrocarbures dans le puit-2 et cela a été confirmé par les résultats de **DST**, par contre les résultats obtenus de l'interprétation conventionnelle du puits-1 ne concorde pas avec les résultats de **DST**, Cela nous a amené à faire une étude sur l'impact des paramètres formation (**a** et **m**) sur l'estimation de la saturation en eau (**Sw**).

L'intérêt de notre étude consistait à démontrer l'impact des paramètres de formation sur l'estimation de la saturation en eau (**Sw**) par une variation de ces derniers.

Nos résultats d'étude montrent que la contribution du facteur de cimentation (**m**) et la résistivité de formation (**Rt**) ont une grande influence sur la nature de fluide in situ dans la formation.

Cependant, le facteur de la lithologie (**a**), la porosité (**ϕ**), Le volume d'argile (**Vsh**) peuvent être influencés sur les calculs de la saturation en eau (**Sw**) mais de façon moins importante que le facteur de cimentation (**m**) et la résistivité de formation (**Rt**).

De plus, l'intégration des données carottes a confirmé l'importance de la précision des valeurs du paramètres de formation sur l'estimation de la saturation en eau (**Sw**).

Pour conclure, nous recommandons de faire une étude régionale en utilisant un nombre suffisant des puits qui nous permettra de réaliser des cartes isovaleurs pour les paramètres de formation, qu'on utilise en absence des carottes dans les puits en cours d'exploitation.



Bibliographie
et
Références

Bibliographiques et Références

AUDREY N, 2009 Caractérisation des réservoirs pétroliers par les données sismiques, avec l'aide de la géomodélisation. Géophysique [physics.geo-ph]. Université de Pau et des Pays de l'Adour.

ARCHIE G.E(1942), the Electrical Resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics.

Baker Atlas, CHAABANI, S. (2014), Completion Methods for Unconventional Resources.

Baker Atlas (2003), Dtailed reservoir characterization utilizing Oil-based Micro- Resistivity Image log.

Baker Atlas document, Reservoir Characterization explorer (RCX) Service.

Baker Atlas, ELAROUCI, F. 2010, Presentation: RCI Straddle Packer – Module & Applications-, Algiers.

Baker Atlas, RAJASINGAM, R and BENHAMMADI, Z. 2006, Formation Testing and Sampling for Reservoirs Characterizations–Reservoir Characterization Instrument (RCI), Algiers.

CHAPELLIER D & MARI JL 2000 Université de Lausanne, Principe de base – Cours de géophysique.

Document SONATRACH 2019, Surcroissance des grains de quartz.

DUTTON et ALL 1993, Processus de cimentation.

EARTH Imager, STAR Imager, CBIL, Borehole Imaging Services and Applications.

IFPEN Avril 2011, Energies Nouvelles.

NEWSHAM K.E et Rushing J.A (2001), l'impact de la saturation en eau sur la perméabilité relative.

NEWSHAM K.E et Rushing J.A (2001), An integrated workflow model to characterize unconventional gas resources.

KECILI & TAIBI. (INH_UMBB, Géophysique, 2009), Evaluation des paramètres pétrophysiques des argiles à gaz (Shale Gas) et des réservoirs gréseux compacts (Tight Sand), étude de cas des Etats-Unis et de l'Algérie.

NAIK GC 2002, Tight Gas Reservoirs. An Unconventional Natural Energy Source for the Future. Society of Exploration Geophysicists.

Notice technique Total 2006, Les Ordres de grandeur des données de base des réservoirs

SERRA. O, (1979), DIAGRAPHIES DIFFEREES, Acquisition des données diagraphiques –Tome1- .

SERRA. O, DIAGRAPHIES DIFFEREES (1985), Base de l'interprétation des données diagraphiques –Tome2-.

Revil et al. (2004), Mechanical compaction of sand / Clay mixtures

Sonatrach Exploration. (2010), RAPPORT D'IMPLANTATION DU SONDAGE PUITTS-1 Bassin Amguid Messaoud / Périmètre Hassi D'zaabat / Bloc 427- 439.

Sonatrach Exploration. (2013), RAPPORT D'IMPLANTATION DU SONDAGE PUITTS-2 Bassin Amguid Messaoud / Périmètre Hassi D'zaabat / Bloc 427- 439.

Sen et al. (1981), Electrical conduction in clay bearing sandstones at low and high salinities.

Shlumberger – W.O. Winsauer et al (1952), Resistivity of brine-saturated in relation to pore geometry.

Djebbar T & Donaldson E.C (2004), Petrophysics.

Vially R 2012, Hydrocarbures Non Conventionnels. IFP Energie nouvelle.

Wyllie et al. (1956), Geophysics.