



République Algérienne Démocratique et Populaire



Ministère De l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Djilali Bounaama de Khemis Miliana

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département des Sciences de la Matière

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention d'un diplôme de Master en Physique du Globe

Spécialité : Sciences de la Matière

Thème :

Etude comparative entre les réservoirs conventionnels et non conventionnels.

Devant le jury composé de :

- Mr. BENTRIDI Salah-Eddine président
- Mr. SID Mohamed Examineur
- Mr. HACINE Rachid Encadreur

Réalisé par:

- Laissaoui soumia
- Kherchaoui karima

Année universitaire: 2019/2020.

REMERCIEMENTS

Nos premiers remerciements vont au bon Dieu le tout puissant, nous le remercions de nous avoir guidées dans le droit chemin et de nous avoir donnés la force, le courage et la patience d'arriver jusqu'ici et d'accomplir notre travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre cher promoteur **Mr Hacine Rachid** enseignant à l'IAP, pour nous avoir orientés et dirigés tout au long de notre travail et pour ses précieuses informations et son soutien.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à **Monsieur BENTRIDI** qui a contribué à notre formation en master physique du globe. Nos remerciements vont aussi à l'ensemble des membres du jury qui ont accepté de juger notre travail.

Nous tenons à remercier nos parents pour leur soutien, leur aide et leurs efforts.

Merci à toutes les personnes qui nous ont soutenus moralement de loin ou de

Près à la réalisation de ce travail.

Nous remercions infiniment l'ensemble des enseignants de la faculté des sciences et technologie de l'université Djilali Bounaama et

Nous tenons à remercier tous les ingénieurs qui travaillent au sein du CRAAG,
Qui ont contribué au développement de nos connaissances

Dans ce domaine, plus particulièrement.

Dédicace

Je dédie ce travail en premier à « ma mère », la plus belle créature que dieu a créé sur terre, à cette source de tendresse et de patience, c'est grâce à elle que je suis arrivée là où je suis.

A mon père que j'aime beaucoup, ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.

A mon fiancé **Mohammed**, qui m'a encouragé et m'a aidé dans tous les moments difficiles.

A mon amie et mon binôme **soumia** avec qui J'ai passé des moments inoubliables. A toutes mes chers amis sans oublier mes camarades de classe

Et toutes les familles ****kherchaoui****.

Karima

Au nom d'Allah, le tout miséricordieux, le très miséricordieux tout d'abord, je tenais à remercier Dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour arriver à ce stade, afin de réaliser ce travail que dédié

A Mon cher papa **Mohammed** qui est toujours à mes cotés. Merci
Cher papa pour vos conseils, votre écoute, vos encouragements et
Surtout votre patience qui m'ont aidé à donner un sens à ma vie, de
Trouver mon chemin, et d'atteindre mes objectifs ** rabbi yahfdek **

A l'âme de Ma mère **Louiza** ** rabbi yerhama **

A mes chers sœurs **Iman** et **Faiza**, Mes chers frères **Mourad**, **Omar**,
Hamza, **Fayçal** et tous mes proches.

A Mon cher promoteur **Hacine Rachid**Merci beaucoup

Et a toute la famille ** **Laissaoui** **

Et à tous ceux qui ne sont pas nommés sur cette liste.

Soumia

Résumé

L'économie du monde se base en partie sur les richesses pétrolières, pour cela notre pays cherche toujours à trouver de nouvelles accumulations d'hydrocarbures, ainsi que le développement des gisements qui sont en cours d'exploitation, ce développement exige une bonne connaissance de l'extension des réservoirs.

Dans ce mémoire nous avons voulu montrer la différence entre les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels en Algérie et aux USA. Il est également important de comprendre et d'en étudier les caractéristiques géologiques et pétrophysiques. Ceci nous permettant de distinguer un gisement conventionnel d'un gisement non conventionnel et d'après l'étude des caractéristiques de trois régions différentes. Les deux premières régions sont situées dans le Sahara oriental d'Algérie : OHANET, HASSI DZABAT et BARNETT SHALE (USA).

Mots clés : Barnett, Ohanet, pétrophysiques, Dzabat, conventionnel, hydrocarbures

Abstract

The world's economy is based in part on oil wealth, for this our country is always seeking to find new accumulation of hydrocarbons, as well as the development of deposits That are currently being exploited, This development requires a good knowledge of expansion of reservoirs. In This we wanted to show the difference between conventional and unconventional hydrocarbons in Algeria and the USA . It is also important to understand and study its geological and petrophysical characteristics. This allows us to distinguish a conventional deposit from an unconventional deposit and after studying the characteristics of three different regions. the first two regions are located in the eastern sahara of Algeria : OHANET ,HASSI DZABAT and BARNETT SHALE (USA).

Key Words: Barnett, Ohanet, Petrophysics, dzabat, hydrocarbon, conventional

تلخيص

يعتمد الاقتصاد العالمي في جزء منه على الثروة النفطية ، لذلك تسعى بلادنا دائماً إلى إيجاد تراكمات جديدة من الهيدروكربونات ، وكذلك تطوير الودائع التي هي في طور الاستغلال ، وهذا التطور يتطلب معرفة جيدة توسيع الخزانات. أردنا في هذه الرسالة توضيح الفرق بين الهيدروكربونات التقليدية وغير التقليدية في الجزائر والولايات المتحدة الأمريكية ، ومن المهم أيضاً فهم ودراسة خصائصها الجيولوجية والبتر و فيزيائية. يتيح لنا ذلك التمييز بين الإيداع التقليدي والإيداع غير التقليدي واستناداً إلى دراسة خصائص ثلاث مناطق مختلفة تقع أول منطقتين في الصحراء الشرقية بالجزائر: أوهانيت وهاسي دزابات وبارنيت شيل (الولايات المتحدة الأمريكية).

الكلمات المفتاحية: بارنيت ، أوهانيت ، فيزياء البترول ، دزعات ، تقليدية ، هيدروكربونات

Table de Matière :

Introduction Générale	14
Chapitre I : théorie des réservoirs Tight	16
I. Introduction.....	17
II. Notions de réservoir conventionnel/non-conventionnel.....	18
II.1.Réservoir conventionnels.....	18
II.2.Réservoir non-conventionnel.....	19
II.2.1.Gaz non-conventionnel.....	20
a.Coalbed méthane (CBM) ou "gaz de charbon"	20
b.Shale gas ou "gaz de schiste".....	20
c.Tight gas ou "gaz de réservoir compact".....	20
d.Hydrates de méthane	20
III. Tight Gas Réservoir	20
III.1.Définition.....	21
III.2.Répartition des Tight Gas à travers le monde.....	21
III.3.Caractéristiques et propriétés.....	23
III.3.1.Matrice.....	23
3.1.1. Matrice simple.....	23
3.1.2. Matrice complexe.....	23
3.1.3. Matrice propre.....	23
III.3.2.Porosité.....	24
3.2.1. Classification des porosités.....	24
III.3.3.Perméabilité.....	25
III.3.4.Relation entre porosité et perméabilité.....	26
IV. Compaction des Réservoirs Tight.....	27
IV.1.Texture.....	27
IV.2.les Processus Diagénetiques.....	28
a. La compaction.....	28
b .Cimentation par le quartz.....	28
V. Etapes d'étude des réservoirs compacts.....	29
V.1.Identification des ressources.....	29
V.2.Evaluation des réservoirs.....	29
V.3. Production des réservoirs.....	30

VI. Conclusion.....	30
Chapitre II : présentation des régions.....	31
1. Introduction.....	32
2. Notion de roche mère et de roche réservoir.....	32
2.1. La roche-mère.....	32
2.2. La roche réservoir	32
3. Réservoirs conventionnels	32
3.1. Définitions.....	32
3.2. La migration des hydrocarbures	33
3.2.1. Migration primaire.....	33
3.2.2. Migration secondaire.....	34
3.3.L'exploitation des hydrocarbures conventionnels	34
4. Les Réservoirs non conventionnels.....	34
4.1. Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels	35
4.1.1. Les pétroles lourds ou extra-lourds.....	35
4.1.2. Sables bitumineux	36
4.1.3. Schistes bitumineux.....	36
4.1.4. Huile de roche-mère (pétrole de schiste).....	36
5. Les gaz non-conventionnels.....	36
5.1. gaz de houille.....	36
5.2. gaz de schiste	36
5.2.1. Les réserves internationales de gaz de schiste.....	38
5.2.2. Classement des réserves importantes	38
5.3. Fonctionnement technique.....	40
5.3.1. Les techniques L'exploration du gaz de schiste.....	40
5.3.2. Les techniques d'exploitation du gaz de schiste.....	40
5.4.Le fluide de fracturation.....	40
6. Les gaz non-conventionnels contenus dans une roche réservoir (Tight gas).....	41
6.1. Gaz de réservoir compact (tight gas).....	41
6.2. Les hydrate de gaz (Gas hydrate).....	42
7. Exploitation du pétrole et du gaz.....	43
7.1Notion de réserve et de ressource	43

7.2 Gisement conventionnel et non conventionnel.....	43
7.2.1. La première.....	44
7.2.2. La seconde,	44
8. Etude comparative entre les réservoirs conventionnel et non conventionnel.....	44
8.1. Les roches impliquées dans un système pétrolier conventionnel.....	44
8.2. Les propriétés pétrophysiques conventionnelles.....	44
8.2.1. La fracturation hydraulique.....	44
8.2.2. Le forage	44
8.2.3. La production	45
9. Bassin l'Ahnet Gourara.....	45
9.1. Cadre géologique.....	46
9.2. Stratigraphie de la région d'étude	47
9.2.1. Au plan tectonique.....	47
9.2.2. Au plan stratigraphique.....	47
9.2.3. Le Paléozoïque.....	47
9.2.4. Le Méso-cénozoïque.....	48
9.3. Systèmes pétroliers.....	48
9.4. Roches mères et charge.....	48
9.5. Réservoirs.....	46
9.6. Piège.....	46
10. Barnett shale.....	50
10.1. La région de Barnett shale.....	50
10.2. Le cadre géologique de la région.....	51
10.3. Stratigraphie de la région.....	52
10.4. Exploitation des schistes de Barnett et potentiel de contamination des eaux souterraines.....	53
11. Hassi Dzaabat.....	54
11.1. Situation géographique.....	54
11.2. LITHOSTRATIGRAPHIE.....	55
11.2.1. Le Paléozoïque.....	55
11.2.2. Le Mésozoïque.....	55
11.2.3. Cénozoïque	55
11.3. La structure de Hassi Dzaabat.....	56
11.4. STRATIGRAPHIE.....	56

11.5. CADRE STRUCTURAL LOCAL de Hassi Dzaabat (HDZ-15).....	56
11.6. SYSTEME PETROLIER DU CHAMP DE HASSI DZABAT.....	57
11.6.1. Piège.....	57
11.6.2. Réservoirs.....	57
11.6.3. Ordovicien.....	57
11.6.4. Couvertures.....	57
11.6.5. Roche mère et Migration.....	57
11.7..SITUATION DE PUIITS HDZ-15.....	57
Chapitre III : partie pratique.....	59
1. Introduction	60
2. Interprétation des résultats des paramètres pétrophysique des puits étudiés d'Ohanet	60
.2.1. Puits1 (Ohanet 139) Application de diagrapie sur le puits 1	60
2.1.1.Étude lithologique	62
2.2. Puits 2 (Barnett shale) Application de diagrapie sur le puits 2	75
2.2.1. Étude lithologique	76
2.3. Puits 3 (Hassi Dzaabat) Application de diagrapie sur le puits 3	78
2.3.1.Étude lithologique	80
3. Comparaison des résultats des trois régions (Ohanet et Barnett et Dzaabat).....	94
3.1. Comparaison en terme lithologique	95
Conclusion générale	95
Bibliographique	96
Liste d' Abréviations	97
Liste des figures :	
<i>Figure I.1</i> : consommation mondiale du Gaz de 1970-2010.....	17
<i>Figure I.2</i> : Configuration d'un Système pétrolier.....	18
<i>Figure I.3</i> :Réservoirs conventionnels d'hydrocarbures.....	19
<i>Figure I.4</i> : Réservoirs Non-Conventionnels d'Hydrocarbures.....	20
<i>Figure I.5</i> : Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.....	21
<i>Figure I.6</i> : Sections des réservoirs gréseux.....	22
<i>Figure I.7</i> : Ressources Mondiales de Gaz.....	23
<i>Figure I.8</i> : Bassins à Tight et shale Gas en Algérie.....	24
<i>Figure I.9</i> : Différents types de matrices.....	25

Figure I.10: Relation entre la taille des grains et la porosité.....	26
Figure I.11: Classification des réservoirs selon leur Perméabilité.....	26
Figure I.12 : Caractérisation des Réservoirs selon la Porosité et Perméabilité.....	28
Figure I.13 : Constituants minéralogiques d'un gré compact.....	29
Figure I.14: Processus de Compaction et Cimentation.....	30
Figure II.1 : réservoir conventionnel et non conventionnel.....	34
Figure II.2 : Représente Réservoirs non-conventionnels d'hydrocarbures.	36
Figure II.3 : Représenter une Chatillon de gaz de schiste.....	38
Figure II.4: Localisation des réserves internationales de gaz de <i>schiste</i>	39
Figure II.5 : Exemple d'utilisation de la fracturation hydraulique dans le cas d'une exploitation de gaz de schiste.....	42
Figure II.6 : Le tight gas est actuellement la source principale de gaz aux USA.....	43
Figure II.7: Synthèse des différents types de gaz non conventionnels (Mirova, 2012).....	44
Figure II.8 : Situation géographique du bassin de l'Ahnet-Gourara (d'après LEGRAND, 1985).....	47
Figure II.9: Colonne sédimentaire et stratigraphique du bassin de l'Ahnet-Gourara.....	48
Figure II.10: la matière organique des roches mères du Silurien et du Givétien-Frasnien....	50
Figure II.11 : type de piège de Bassin l'Ahent Gourara.....	51
Figure II.12: Emplacement géologique et limite de la formation du schiste de Barnett.....	52
Figure II.13: Bassins producteurs A dominante pétrolières et gazière.....	53
Figure II.14: Illustration of a Horizontal Well for Hydraulic Fracturing.....	54
Figure II.15: situation du champ de Hassi Dzaabat	55
Figure II.16 : colonne litho-stratigraphie de Hassi Dzaabat (SONATRACH, DP, 2005)	56
Figure II.17 : Carte en isopaches du réservoir Quartzites de Hamra, champ HDZ (SONATRACH).....	57
Figure II. 18: Plan de position de puits HDZ-15.....	59
Figure III.1 : les logs de diagraphies (GR, SW, SHC, TOC, DT, NPHI.....) montrant les zones susceptibles d'être réservoirs (carré rouge).....	62
Figure III.2 : résultats des logs de diagraphies du puits 01.....	62
Figure III.3 : Cross-plot de (RHOZ) en fonction de (NPHI) dans l'intervalle de réservoir, montrant une tendance gréseuse de la zone 1.....	63

Figure III. 4: Cross-plot de RHOZ-RT en montre un milieu gréseux de la zone 1.....	64
Figure III. 5 : Cross-plot TOC-RT du la zone01	65
Figure III. 6 : Cross-plot TOC-RT du la zone01.....	66
Figure III. 7 : MID-PLOT de RhoMatApp- DT MatApp de la zone 1.....	67
Figure III.8 : abaque QCD (quartz – calcaire – dolomies) RhoMatApp-UMatApp qui montre un milieu gréseux pour la zone 1.....	68
Figure III.9 : Cross-plot de (Perm) en fonction de (SW) dans l’intervalle réservoir, dans la zone 1.....	69
Figure III.10 : Cross-plot perméabilité en fonction saturation hydrocarbure(SHC) de la zone1.....	70
Figure III.11 : cross-plot de (Perm) en fonction de (SW) dans l’intervalle réservoir de la zone2.....	71
Figure III.12 : Cross-Plot lithologique RHOZ – NPHI de la zone 2.....	72
Figure III. 13 : Cross-plot –DT-RHOZ dans intervalle réservoirs de la zone 2.....	73
Figure III.14 : Cross-plot de (Perm) en fonction de (SHC) d’un intervalle réservoir. Avec un nuage de points mettant en évidence la nature lithologique complexe de ce réservoir de la zone 2.....	74
Figure III.15 : Résultats d’interprétation pétrophysique du puits 2.....	76
Figure III.16 : Nature lithologique.....	77
Figure III.17 : Cross-plot de DT en fonction logR d’un intervalle réservoir.....	78
Figure III.18 : les logs de diagraphies (GR, CAL, Perm, CNC, Δt ...ect) montrant les zones susceptibles d’être réservoirs.....	79
Figure III.19 : Les logs de diagraphies (GR, CAL, Perm, CNC, Δt ...etc.) montrant les zones susceptibles d’être réservoirs.....	79
Figure III. 20: résultats d’évaluation des logs de diagraphies (GR, Porosity, resistivity, salinity, matrix, saturation) et découpage en séquences lithologiques avec mise en évidence des zones réservoirs.....	80
Figure III. 21: M-N plot dans l’intervalle réservoir de la zone 1.....	81
Figure III. 22 : MID-plot de RhoMatApp-DTMatApp dans la zone 1 , indiquant une matrice quartzitique.....	82
Figure III. 23: MID-plot de RhoMatApp-UMatApp de la zone 1.....	83
Figure III. 24: cross plot de (ZDEN) en fonction de (CNC) dans l’intervalle de réservoir, montrant une tendance argileuse de cet intervalle de la zone 1.....	84
Figure III.25: Cross-plot de (Perm) en fonction de porosité (PHIE) dans un intervalle réservoir de la zone 1.....	85

Figure III. 26: Cross-plot de (Perm) en fonction de (SW) d'un intervalle réservoir homogène de la zone 1.....	86
Figure III. 27: Cross-plot de perméabilité (Perm) en fonction de la Saturation hydrocarbure (SHC) dans l'intervalle réservoir montrant une tendance de formation homogène gréseuse de la zone 1.....	87
Figure III. 28: cross-plot de DTC en fonction ZDEN de la zone 1.....	88
Figure III.29 : M-N plot dans l'intervalle réservoir de la zone 2.....	89
Figure III.30 : cross-plot de RhoMatApp-DTMatApp d'un intervalle réservoir de la zone 2.....	90
Figure III.31: cross-plot de (ZDEN) en fonction de (CNC) d'une l'intervalle de réservoir, montrant la nature gréseuse du réservoir de la zone 2.....	91
Figure III.32 : MID-PLOT de RhoMatApp-UMatApp dans milieu argilo de la zone 2.....	92
Figure III.33 : cross-plot de (Perm) en fonction de (SHC) dans l'intervalle réservoir de la zone 2.....	93
Figure III.34 : cross-plot de (Perm) en fonction de (Sw) dans l'intervalle réservoir homogène de la zone 2.....	94

Liste des tableaux :

Tableau I.1 : Propriétés des Tight Gas Réservoirs.....	27
Tableau II.1 : Liste des plus grandes ressources de gaz de schiste	40
Tableau III.1 : Valeurs moyennes de quelques paramètres pétrophysiques d'Ohanet.....	75
Tableau III.2 : Valeurs moyennes de quelques paramètres pétrophysiques de Barnett Shale.....	78
Tableau III.3 : Valeurs moyennes de quelques paramètres pétrophysiques de Hassi Dzaabat.....	95
Tableau III. 4 : les résultats des paramètres pétrophysiques de trois régions Région (Barnett Shale et Ohanet et Dzaabat).....	95

Introduction Générale :

Le pétrole et le gaz naturel, appelés fréquemment hydrocarbures par analogie avec leurs constituants essentiels, sinon exclusifs, sont issus de la transformation de la matière organique. Généralement nés dans les argiles, qu'on nomme souvent roche mère. Ces fluides sous l'effet de la pression géostatique, sont expulsés de la roche mère et migrent vers d'autres roches ayant une porosité et une perméabilité qui leurs permettent alors de s'y déposer.

Cette histoire des hydrocarbures en Algérie est retracée à travers cette rubrique qui se propose de donner des repères datés aux étapes clés de l'épopée des hydrocarbures. La création de SONATRACH en 1963, constitue dans cette grande aventure, un moment fondateur, puisque la Société est depuis cette date, le moteur du développement des richesses du sous-sol algérien. Après chaque découverte d'un gisement à potentiel d'hydrocarbures, les ingénieurs spécialistes se dirigent vers les techniques d'exploration et exploitation, qui dépendent des caractéristiques en même temps de la formation et des fluides qu'elle contient, cela contribue à déterminer la valeur et l'intérêt de cette découverte du point de vue de la rentabilité économique.

Le forage du puits pétrolier est l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage de puits pétrolier est décidée suite à des études géologiques et géophysiques de surface, effectuées sur un bassin sédimentaire. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la présence et la nature des fluides contenus dans la roche. Les domaines d'études géologiques s'articulent essentiellement autour de quatre disciplines :

- La sédimentation ou étude des roches sédimentaires.
- La stratigraphie ou organisation temps /espace des roches sédimentaires.
- La géologie structurale ou l'étude des déformations, fracturations.
- La géochimie organique ou étude du potentiel des roches à emmagasiner – entre autres – des hydrocarbures.

Les catégories générales de données obtenues en surveillance géologique incluent les informations géologiques, de réservoir, de production, et de lithologie de ce type de formations. Ce travail est composé de trois chapitres

❖ Dans le premier chapitre nous présenterons une approche qui est relative aux généralités sur les hydrocarbures.

❖ le second chapitre, concerne la présentation des régions. On y présente la situation géologique et stratigraphique des trois régions (OHANET et BARNETT et DZAABAT) .

❖ Le troisième chapitre est un essai de caractérisation pétrophysiques des réservoirs des puits ,L'objectif principal de ce chapitre, est de faire une étude pétrophysiques et diagraphique des données des trois régions (OHANET et BARNETT et DZAABAT) ensuite on établira une

comparaison des résultats obtenue son termine par une conclusion générale et une recommandation.

Chapitre I : Théorie des réservoirs Tight

I. Introduction

Le gaz naturel s'est avéré être un excellent combustible propre, puisqu'il émet 43% moins de CO₂ que le charbon et 30% moins que l'huile pour chaque énergie délivrée. La demande globale en gaz naturel augmente de jour en jour, c dû à la croissance rapide des pays développés. En addition de plus en plus de nations sont en train de passer à des combustibles plus propres pour l'environnement, afin de maintenir la croissance économique et réduire l'impact de la hausse du prix de l'huile.

Mais avec la baisse des réserves des ressources conventionnelles et la hausse de la demande (**Figure. I.1**), les compagnies doivent trouver de nouvelles ressources. Parmi les pistes de recherche, la valorisation des ressources non conventionnelles, à l'instar des « tight gas » qui s'avère être une cible potentielle afin de garantir la croissance globale du marché des hydrocarbures.

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

Au cours de ce chapitre, on donnera un aperçu sur les deux notions des réservoirs conventionnels et non-conventionnels en mettant en évidence leurs similitudes et différences. On abordera essentiellement le cas des réservoirs compacts à gaz dits «**tight gas réservoirs**».

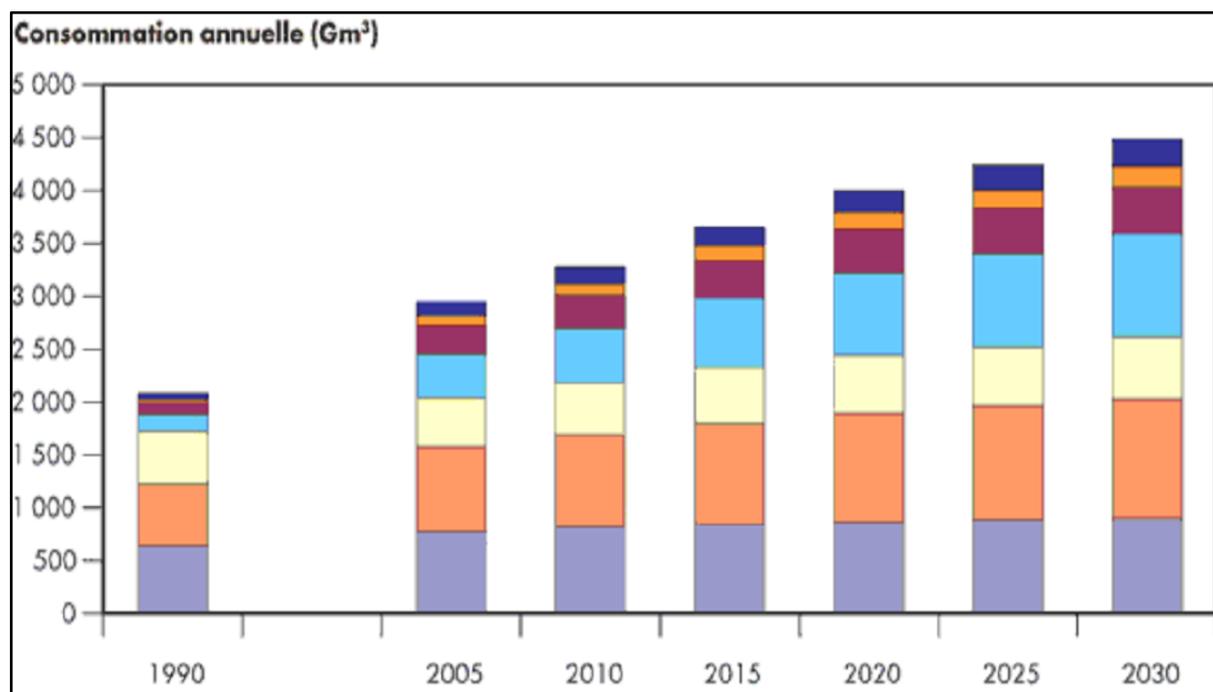


Figure I.1 : consommation mondiale du Gaz de 1970-2010

Source : IFP Energies nouvelles, Avril, 2011

II. Notions de réservoir conventionnel/non-conventionnel

Que ce soit des Hydrocarbures conventionnels ou non-conventionnels leur provenance est la même ; la transformation de diverses matières organiques (algues, végétaux, animaux...) déposées dans une roche mère et exposées aux hautes valeurs de température et de pression lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques. (Figure I.2)

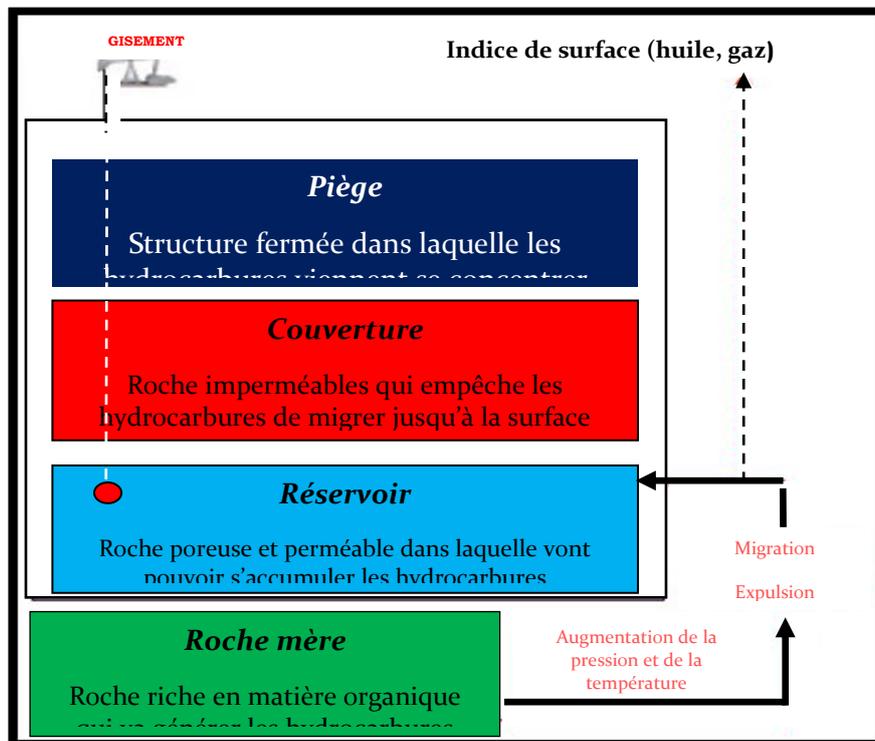


Figure I.2 : Configuration d'un Système pétrolier

II.1. Réservoir conventionnels :

Dans ce cas les hydrocarbures ainsi formés suivent une trajectoire classique du point de vue géologique, ils migrent vers une roche poreuse et perméable (réservoir) où ils seront piégés (pièges structuraux ou stratigraphiques) (Figure I.3). On a donc des gisements dans lesquels les hydrocarbures sont concentrés occupant le petit volume de réserves compris entre les grains de la roche. Puisque la roche est perméable, ce type de gisement est donc facile à développer.

Il peut produire des volumes économiques d'huile et de gaz sans avoir recours à de larges traitements de stimulation ou à d'autres procédés de recouvrement.[1]

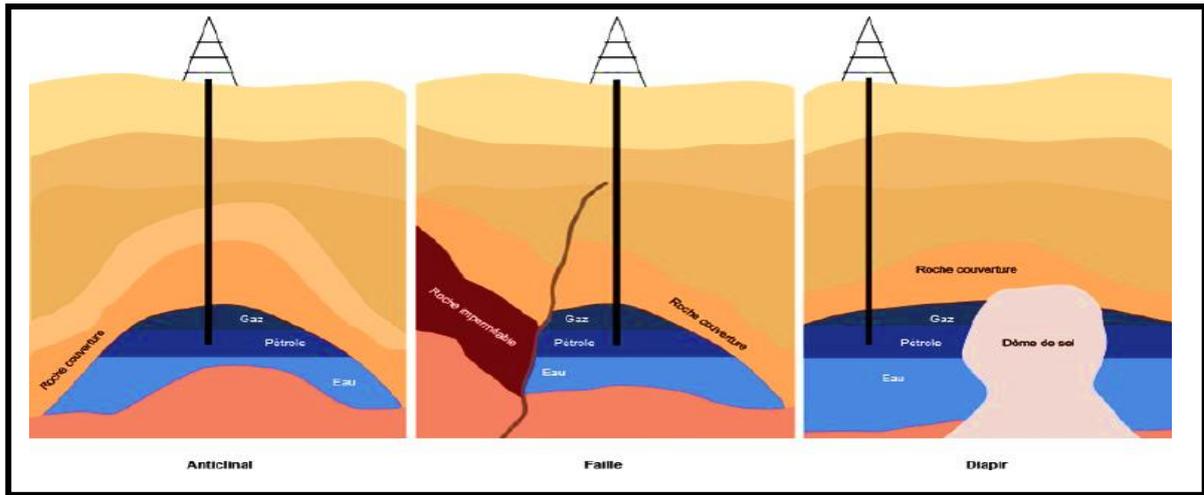


Figure I.3: Réservoirs conventionnels d'hydrocarbures

Source : IFP Energies nouvelles, Avril, 2011

II.2. Réservoir non-conventionnel :

Par contraste avec le cas conventionnel, les hydrocarbures se situent dans des roches réservoirs, dont la nature géologique est particulière, ou même dans certains cas restent dans la roche mère. Les hydrocarbures sont donc disséminés dans la roche encaissante de façon diffuse (**figure I.4**). Contrairement aux réservoirs conventionnels qui ont des perméabilités supérieures au milli-darcy, les réservoirs non conventionnels ont des perméabilités très inférieures, qui se mesurent en micro ou même en nano-darcy. Dans d'autres cas (sables bitumineux, pétrole lourd ou extra-lourd) c'est la qualité du pétrole qui ne permet pas une exploitation classique. Les fluides contenus dans les sources non-conventionnelles existent en large quantité mais ne s'écoulent pas aisément vers les puits existant pour un recouvrement économique.[2]

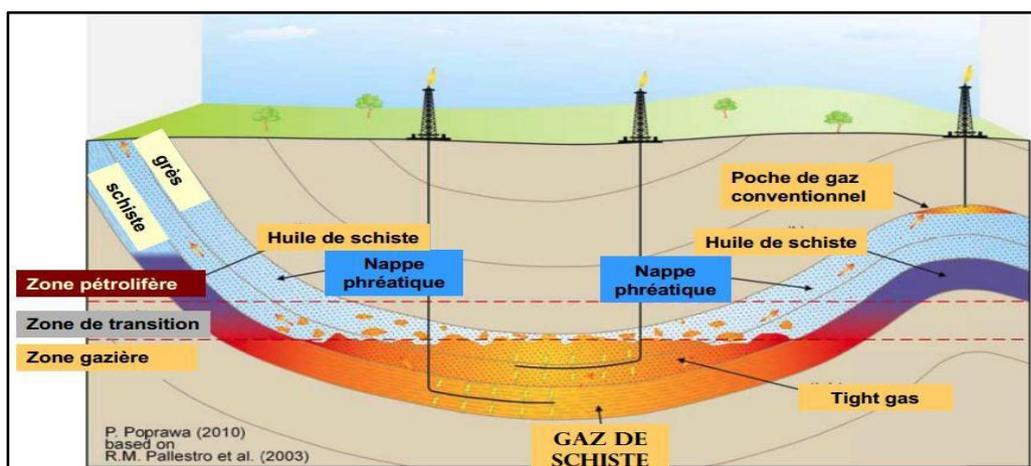


Figure I.4 : Réservoirs Non-Conventionnels d'Hydrocarbures

Source : P.Poprawa 2010

II.2.1. Gaz non-conventionnel :

Les gaz non conventionnels sont de natures très variées, leur point commun est le fait qu'ils soient peu mobiles et donc pas très facile à exploiter. Cependant une fois amenés à la surface, ils ont une composition similaire au gaz naturel des gisements conventionnels (essentiellement du méthane).

Aujourd'hui on distingue quatre grands types de gaz non conventionnels :

- a. **Coalbed méthane (CBM) ou "gaz de charbon"** : gaz qui est resté emprisonné dans le charbon qui s'est formé, le charbon jouant alors le rôle de roche mère.
- b. **Shale gas ou "gaz de schiste"** : gaz qui est resté dans la roche mère où il s'est formé.
- c. **Tight gas ou "gaz de réservoir compact"** : gaz qui a normalement migré dans une roche réservoir, puis cette dernière a perdu sa perméabilité à cause d'un processus géologique.
- d. **Hydrates de méthane** : composé organique naturellement présent dans les fonds marins, sur certains talus continentaux, ainsi que dans le permafrost des régions polaires. C'est un des réservoirs d'hydrocarbures planétaires.[1]

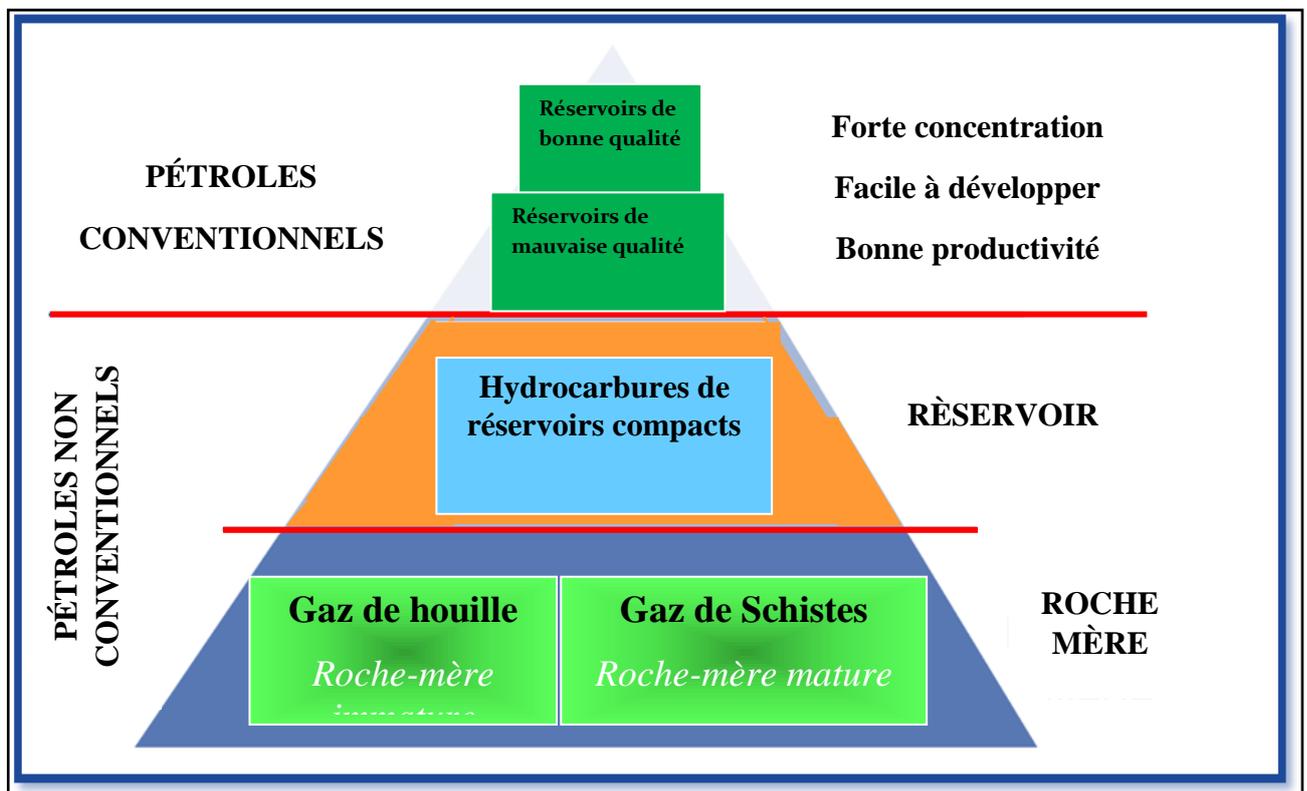


Figure I.5 : Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels

Source : IFP Energies nouvelles, Avril, 2011

III. Tight Gas Réservoir :

Les réservoirs compacts à gaz ou (tight gas réservoirs) sont des réservoirs non conventionnels qui contiennent un pourcentage significatif de réserves de gaz et qui

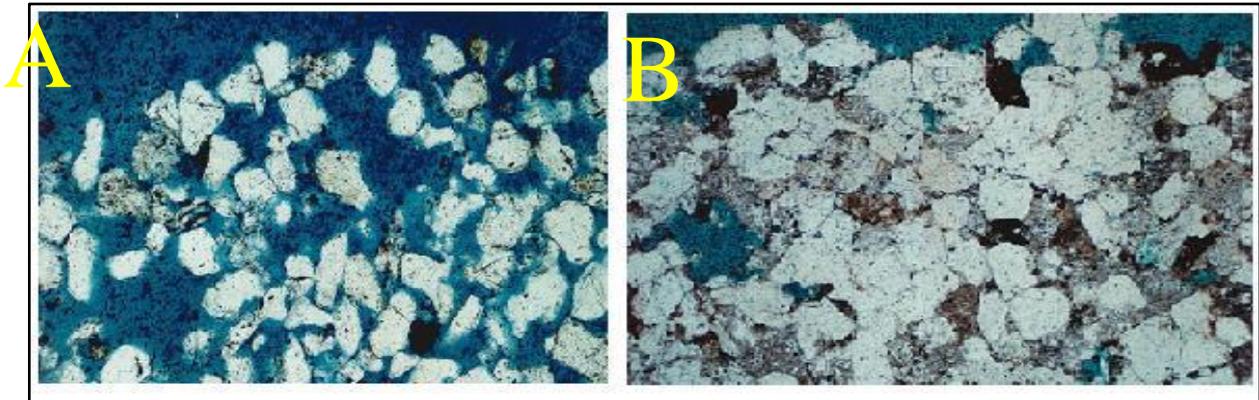
représentent un potentiel équivalent à celui des ressources classiques. Compte tenu de la nature gréseuse de la plupart de ces gisements, ces réservoirs sont parfois appelés (tight gas Sand).

III.1. Définition :

Il n'existe pas une définition formalisée pour les réservoirs compacts, et l'utilisation du terme varie considérablement d'un auteur à un autre. *Law et Curtis(2002)* définissent les réservoirs compacts (tight) comme étant des réservoirs ayant une perméabilité inférieure à 0.1 milli darcy.

De ce fait le terme « tight gas » désigne un gaz assez proche d'un gaz conventionnel (il s'agit en particulier d'un gaz qui a bien effectué sa migration primaire). La seule différence étant que le « tight gas » est confiné dans des formations rocheuses gréseuses ou calcaires très profondément enfouies à haute pression et haute température qui ont la particularité d'avoir une faible porosité mais surtout une perméabilité extrêmement faible, se mesurant en micro ou même en nano-darcy (**Figure I.6**). En d'autres mots, les pores de la formation dans laquelle le gaz est piégé ont ou bien une distribution irrégulière ou sont mal connectés par des capillaires très étroits, faisant ainsi baisser la perméabilité et la capacité du gaz de se déplacer à travers la roche.

Les formations de tight gas sont plus âgées, déposés depuis environs 248 million d'années. Les tight gas sont typiquement trouvés dans les formations du paléozoïque. Au cours du temps, les formations ont été compactées sous l'effet de la cimentation et de la recristallisation.[3]



*Figure I.6 : Sections des réservoirs gréseux. (A) Réservoir gréseux conventionnel.
(B) Réservoir gréseux compact.*

Source : G.C.NAIK, 2010

III.2. Répartition des Tight Gas à travers le monde :

Les réservoirs compacts, parfois associés à des accumulations de gaz classique ont longtemps représenté une cible secondaire .Cependant, avec un volume en place de gaz naturel estimés à plus de 7,400 Tcf, le potentiel des tight gas demeure considérable. Bien que ces volumes soient répartis sur l'ensemble de la planète, deux pôles géographiques majeurs

concentrent les accumulations les plus importantes: l'Amérique du Nord, d'une part, la Russie et la Chine, d'autre part (**Figure I.7**). [4]

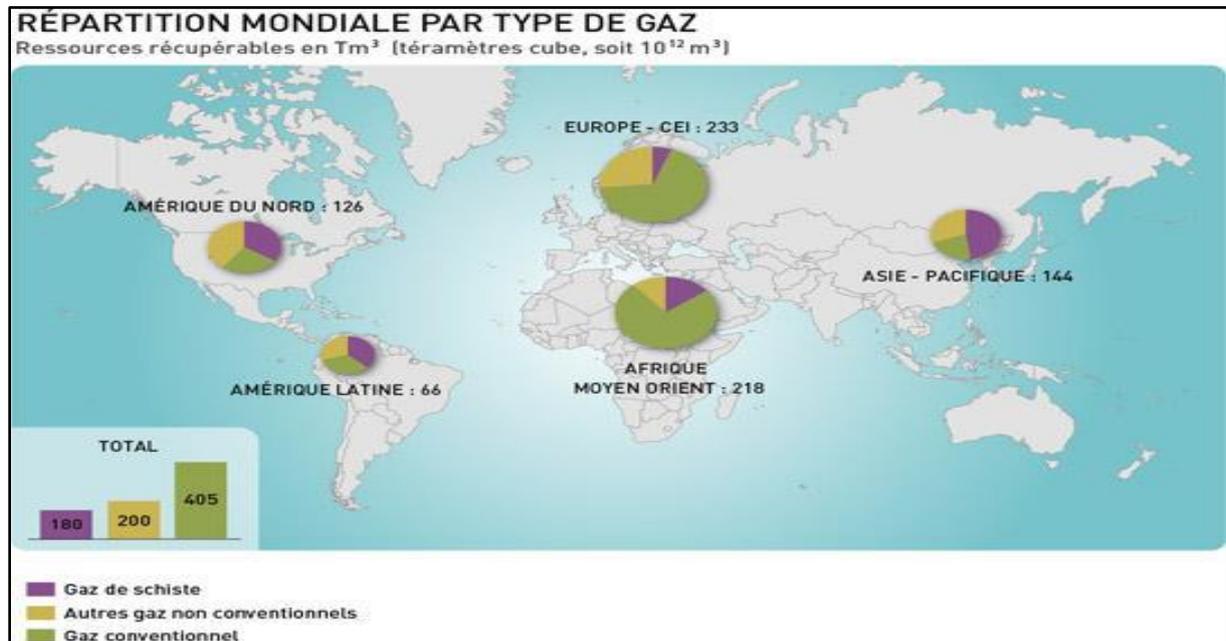


Figure I.7 : Ressources Mondiales de Gaz

Source : World Energy Outlook, 2009

Dans le monde, l'AIE (**Agence internationale de l'énergie**) évalue le volume des réserves techniquement recouvrables de gaz des réservoirs compacts à 76 000 milliards de mètres cubes (m³) de gaz, soit l'équivalent de 23 ans de consommation gazière mondiale.

En Algérie, c'est le paléozoïque qui comprend l'essentiel des réservoirs compacts. Ces derniers sont distribués régulièrement dans tous les bassins de la plate-forme Saharienne. Ils constituent une partie importante des réserves du Sahara Algérien.

Les principaux bassins de tight gas en Algérie sont les bassins de: Gourara (Timimoune), Ahnet, Illizi, et Hassi Messaoud (**Figure I.8**).[5]

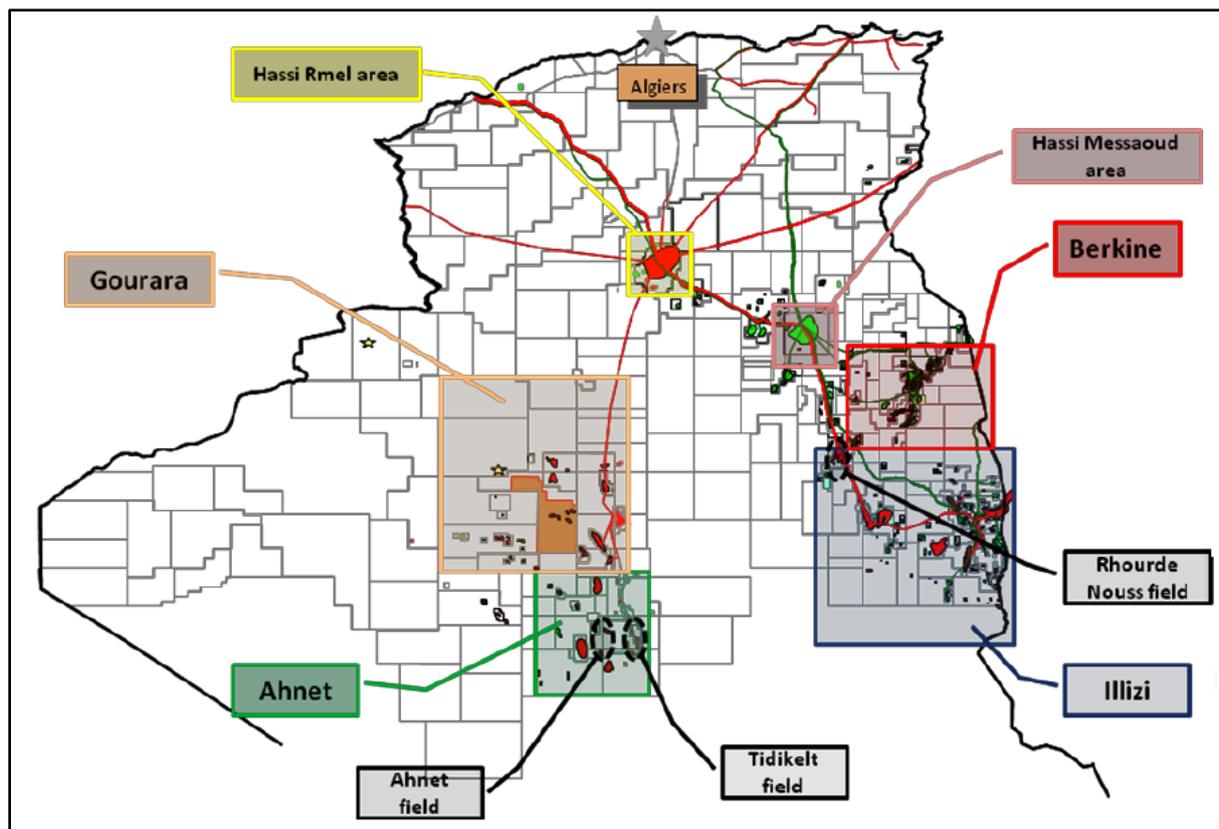


Figure I.8 : Bassins à Tigt et shale Gas en Algérie

Source : Tigt Gaz Réservoirs, TOTAL, 2007

III.3. Caractéristiques et propriétés :

Afin de mieux comprendre les caractéristiques des tight-gas réservoirs, on se doit de définir les quelques notions suivantes.

III.3.1. Matrice :

On appelle matrice l'ensemble des éléments solides qui constituent la roche (grains, ciment) mis à part l'argile qui n'en fait pas partie.

On distingue plusieurs types de matrices (**Figure I.9**).

3.1.1. Matrice simple : elle est appelée simple lorsque les grains et le ciment qui les relie sont de même nature (exemple : Quartz, Calcaire) ;

3.1.2. Matrice complexe : elle est dite complexe lorsque la minéralogie de ses éléments est variable ou lorsque la nature du ciment diffère (exemple : Grés à ciment calcaire..) ;

3.1.3. Matrice propre : elle est dite propre si celle-ci ne contient pas d'argile.



Figure I.9 : Différents types de matrices

III.3.2. Porosité :

La porosité est définie comme étant la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides c'est-à-dire que c'est le rapport entre le volume de vides sur le volume total de la roche. Elle est exprimée en pourcentage et dépend essentiellement de la distribution et de la taille des grains.

Les propriétés pétrophysiques d'une roche sont essentiellement liées à sa porosité et à sa perméabilité. Ce sont ces paramètres qui conditionnent le potentiel économique d'un réservoir donc il est fondamental de les déterminer.

3.2.1. Classification des porosités :

Généralement les porosités sont considérées comme :

- Bonnes si $\emptyset > 15\%$;
- Intermédiaires si $8\% < \emptyset < 15\%$;
- Médiocres si $\emptyset < 4\%$.

Les porosités deviennent plus faibles lorsque les particules du sédiment ne sont pas de taille uniforme, par exemple, un mélange de petites et de grosses particules, ou encore lorsque la charge sur un sédiment due à l'accumulation est suffisamment élevée pour déformer les particules (**Figure I.10**).

En généralisant, on peut dire que la compaction liée à l'accumulation des sédiments diminue progressivement la porosité. Les phénomènes de la cimentation durant la diagenèse viennent aussi boucher progressivement la porosité.[6]

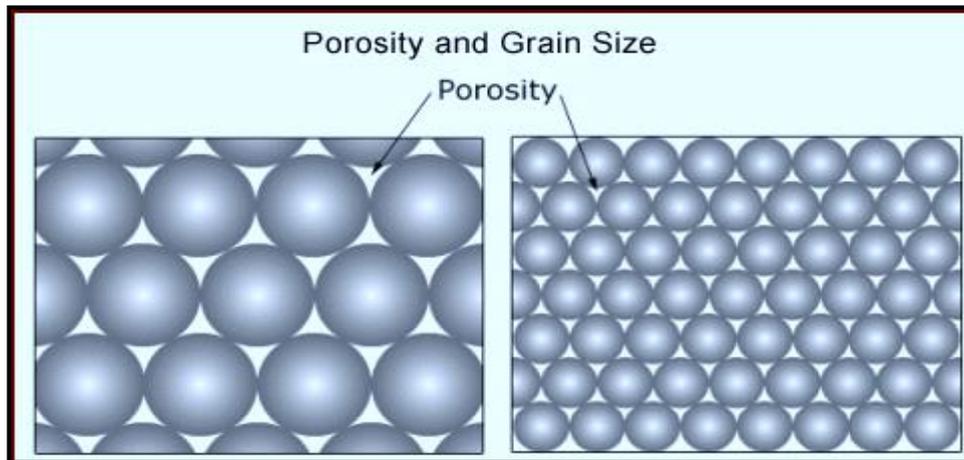


Figure I.10: Relation entre la taille des grains et la porosité

Source: Total, EBN, TNO Tight Gas Symposium

III.3.3. Perméabilité :

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux lorsqu'un gradient de pression est appliqué. En d'autres termes, pour qu'un sédiment ou une roche soit perméable, il faut que les pores soient connectés entre eux.

Selon la taille et l'agencement de leurs particules ou des fractures qui les affectent, les matériaux du sous-sol seront plus ou moins perméables (**Figure I.11**).

La perméabilité est désignée par la lettre « K » et elle s'exprime en « milli darcy ».

Il existe plusieurs relations pour l'estimation de la perméabilité. En pratique la perméabilité peut être estimée à partir des analyses de carottes au laboratoire ou même pendant le pré-test lors d'une prise de mesure de pression (Sondes : MDT, RDT, RCI).[7]

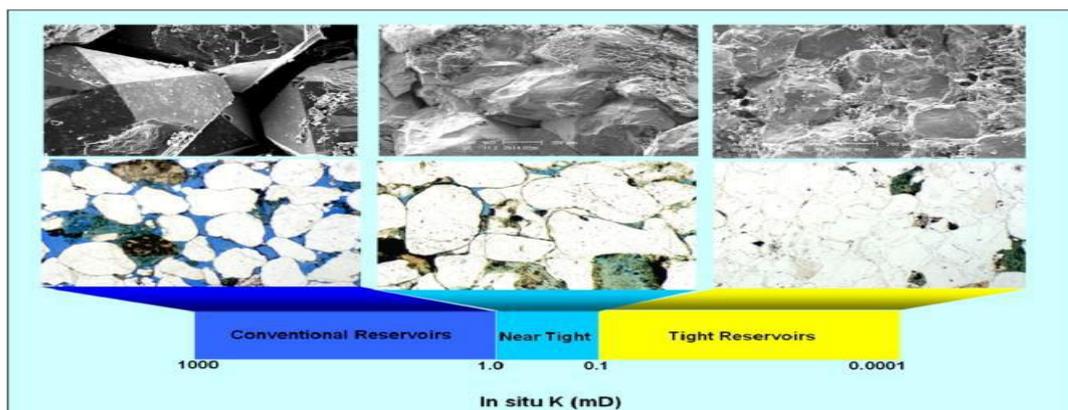


Figure I.11: Classification des réservoirs selon leur Perméabilité

Source: Victor Hein, P.E. Scott Company June 14, 2009

Les « Tight Gas » réservoir partagent un nombre de caractéristiques, mais ces derniers peuvent ne pas réunir tous dans un même réservoir.

- ✓ Une perméabilité ultra faible inférieure à 0.1 md, généralement dans des grès qui ont été soumis à des régimes variés de contraintes ;
- ✓ Une porosité inter granulaire qui se situe dans la plage de 5% à 10% ;
- ✓ Une très mauvaise circulation du fluide, ce qui le rend inexploitable avec des techniques conventionnelles, et demande alors plus d'effort pour l'extraire ;

Une haute à très haute pression capillaire qui dans certains cas peut atteindre plus de 1000 psi, ce qui suggérerait que la plus part des gorges des pores font moins de 0,1 micromètre de diamètre.[6]

Propriétés des Tight Gas	
Perméabilité de la matrice	1 μ D to 0.1 Md
Porosité	3-5% to 15-20 % (effective)
Pas d'écoulement ou écoulement limité	L'écoulement initial avant stimulation est inférieur à 0.5 MMscfd (~15.000 Sm ³ /d)

Tableau I.1 : Propriétés des Tight Gas Réservoirs

Source: Total, EBN, TNO Tight Gas Symposium

III.3.4. Relation entre porosité et perméabilité :

Si ϕ est un bon indicateur du volume d'hydrocarbures que peut contenir une roche, k délivre une information sur la mobilité des fluides. Cependant il n'y a pas une relation quantitative directe entre la porosité et la perméabilité. On peut en effet avoir une forte porosité tout en ayant les pores isolés les uns des autres, empêchant donc toute circulation. Le facteur important n'est donc pas la quantité de pores mais aussi leurs tailles et leur connexion. Dans le cas des tight gas réservoirs, les roches sont à la fois faiblement poreuses et peu perméables (**Figure I.12**).

Même le gaz, qui possède une faible viscosité, s'y déplace difficilement. Pour exploiter ces gisements, il faut alors créer des zones plus perméables, fractures connectées au puits, qui permettront aux hydrocarbures de circuler.[5]

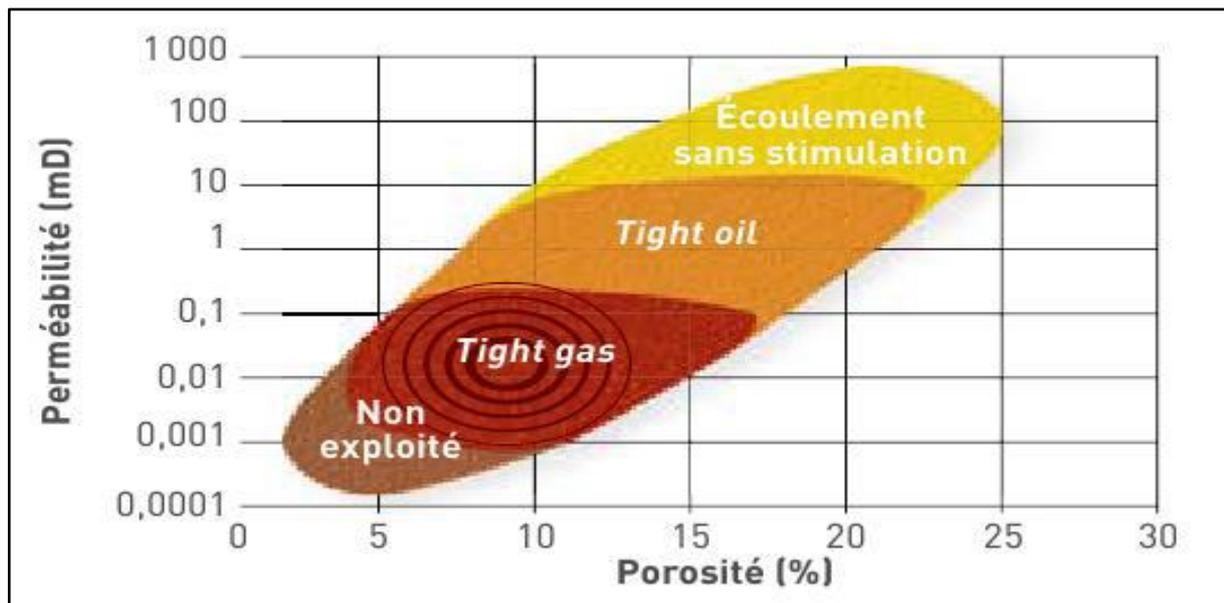


Figure I.12 : Caractérisation des Réservoirs selon la Porosité et Perméabilité

Source : Tight Gaz Réservoirs, TOTAL, 2007

IV. Compaction des Réservoirs Tight :

Il peut y avoir plusieurs raisons pour lesquelles un réservoir est compact (tight). Concrètement lié à la perméabilité qui détermine la facilité avec laquelle un fluide peut circuler dans un réseau poreux est contrôlée par plusieurs paramètres dont la porosité effective, la viscosité, la saturation en fluide et la pression capillaire.

Ces derniers sont contrôlés par les environnements de dépôt et de post-dépôt aux quels le réservoir est sujet. L'ultra faible porosité et perméabilité des tight sont principalement les résultats de la sédimentation, la diagenèse, et la compression tectonique

IV.1. Texture :

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. Les sables sont majoritairement constitués de quartz (80% à 95%), mais les anciennes formations de grès présentent des grains feldspathiques occasionnels avec de l'argile de type illite-kaolinite, jusqu'à 5% de mica et jusqu'à 1% de minéraux lourds comme le **zircon**. L'attribution texturale permet d'évaluer la taille des grains, leur classement et leur géométrie ainsi que le type de porosité (**Figure I.13**).[8]

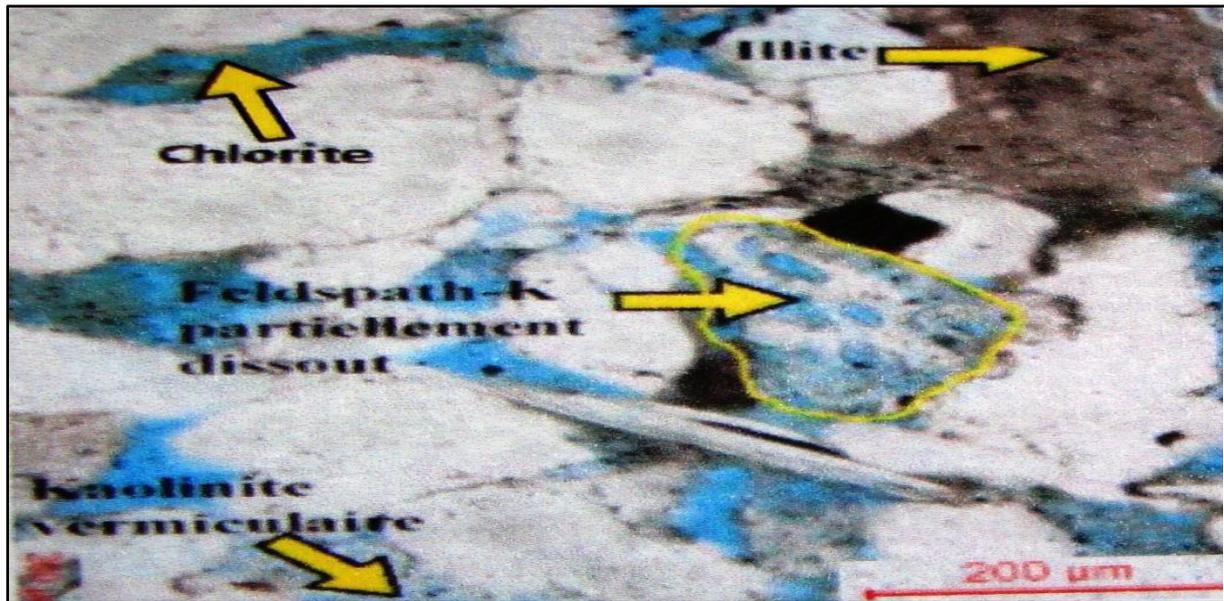


Figure I.13 : Constituants minéralogiques d'un gré compact

Source : SIH Gaz, 2006

IV.2. les Processus Diagénétiques :

La morphologie des pores est dominée par la diagenèse, elle est considérée comme l'un des facteurs majeurs qui affecte un grès après son dépôt en modifiant la minéralogie, la chimie et la texture et qui se traduit par la réduction de la porosité primaire.

La diagenèse dans les réservoirs gréseux compacts se présente sous les formes suivantes :

a. La compaction :

Sous l'effet de la pression des sédiments sus-jacents il y a départ d'eau ; dans un premier temps, l'eau tend à fuir en grande quantité sous l'effet de la charge supportée ; dans un second temps, ce sont les grains qui se réarrangent de façon à supporter cette charge. La compaction est le premier phénomène responsable à la réduction des volumes des pores et donc de la réduction de la perméabilité. [8]

b. Cimentation par le quartz:

Majoritairement par la silice, mais également avec de l'argile, du carbonate et des ciments pyrite.

Les ciments siliceux sont le résultat de la pression élevée exercée aux points de contact entre les particules de quartz d'un sable qui amène une dissolution locale du quartz, ce qui implique souvent la diffusion de la silice et sa ré-concentration dans les espaces poreux, favorisant ainsi la diminution de la porosité et de la perméabilité (**Figure I.14**).[8]

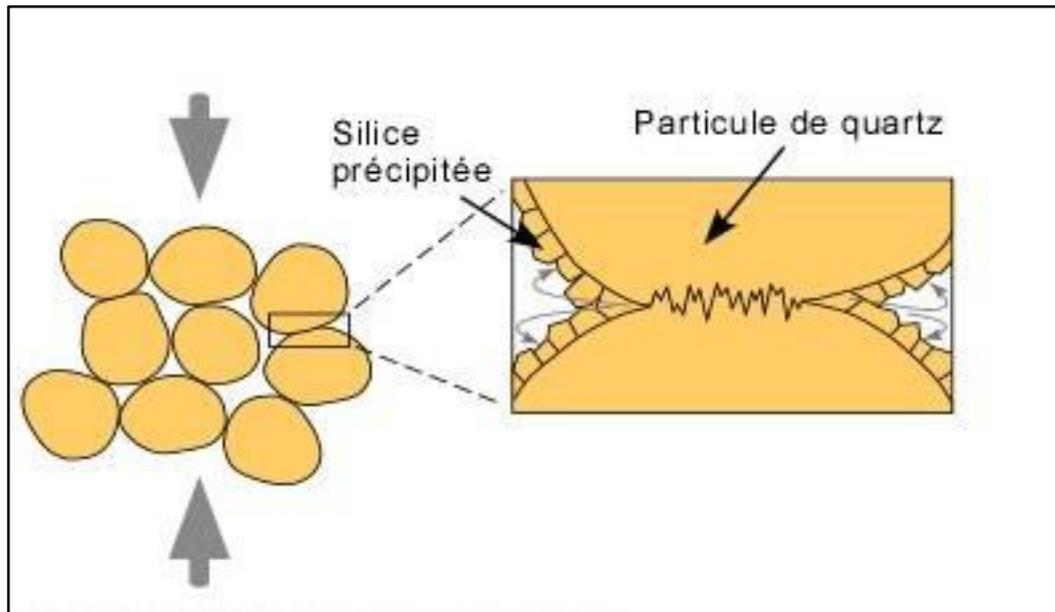


Figure I.14: Processus de Compaction et Cimentation

Source : SIH Gaz, 2006

V. Etapes d'étude des réservoirs compacts :

V.1. Identification des ressources :

Dans le cas d'un gisement conventionnel, l'identification des réservoirs est fondée sur la discrimination entre les roches poreuses contenant les hydrocarbures et l'encaissant agissant comme barrière de perméabilité.

Pendant, de nombreux réservoirs tight ont été découverts dans des contextes géologiques complexes et parfois à des profondeurs importantes, deux paramètres dégradant très sensiblement l'imagerie sismique ce qui rend leurs identification extrêmement difficile.

Les géophysiciens sont parvenus à partir de nouvelles techniques telle que la sismique 3D multi azimutale à repérer les zones où les caractéristiques des réservoirs sont, a priori, les plus favorables au sein du gisement.

V.2. Evaluation des réservoirs :

Afin de mesurer les paramètres de porosité et de perméabilité de la formation, des carottes de roche sont prélevées. Ces échantillons, seront ensuite replacer dans les conditions in situ du réservoir. Cette étape est particulièrement surveillée : une petite erreur dans les contraintes entraîne d'important es différences dans les mesures, faussant ces paramètres cruciaux pour l'exploitation. Cette phase délicate est complétée par les informations issues des diagraphies acquises dans les puits et par les calculs conventionnels de porosité sur des bases des diagraphies neutroniques, soniques ou de densité.

V.3. Production des réservoirs :

Les faibles perméabilités des réservoirs gréseux compacts rendent leurs mises en production délicate et complexe. Ils peuvent requérir plusieurs puits afin de drainer le terrain du tight gas mais la faible productivité naturelle de ces puits, est généralement insuffisante pour dépasser le seuil économique.

L'enjeu est donc de connecter le maximum de volumes de la roche au puits pour un coût dé quât et de diminuer ainsi le nombre de puits à forer pour produire les réserves associées.

Mais ce n'est pas suffisant, il faut aussi stimuler la roche afin de provoquer des fractures artificielles qui vont servir à l'augmentation de la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits qui aura une perméabilité supérieure à celle de la matrice et qui permettra au gaz de se déplacer en direction du puits d'exploitation

VI. Conclusion :

La caractéristique essentielle des réservoirs non conventionnels, en particulier les Tight Gas, est relative à leurs faible perméabilité et porosité primaires, qui rendent délicat et complexe leurs mise en production.

L'amélioration des techniques de production à l'instar de la fracturation Hydraulique, permet aujourd'hui de produire économiquement certains gisements, contribuant ainsi à garantir une partie des approvisionnements futurs en énergie et assurer une expansion rapide du marché gazier.

Chapitre II :

Présentation des

régions

1. Introduction :

Pour déterminer la présence des hydrocarbures dans une couche profonde, il est nécessaire de connaître les paramètres pétrophysiques. Dans ce chapitre on présente les méthodes l'identification et de caractérisation des réservoirs à hydrocarbures. Qui sont les paramètres pétrophysiques et géochimiques.

2. Notion de roche mère et de roche réservoir :

2.1. La roche-mère : désigne la roche où se forment les hydrocarbures. Ceux-ci sont issus de la transformation de sédiments riches en matière organique qui se déposent généralement sur les fonds océaniques.

*À l'échelle des temps géologiques, les sédiments marins s'enfoncent et se solidifient tandis que la matière organique (sous l'effet de l'enfouissement et de la température géothermique) se décompose en hydrocarbures liquides et gazeux.

*Généralement, une roche mère contenant du pétrole s'est déposée dans un bassin anoxie, dépourvue d'oxygène, ce qui explique les conditions favorables à la préservation de la matière organique dans les sédiments. [16]

2.2. La roche réservoir : celle – ci se définit comme une roche où les hydrocarbures s'accumulent. Sous l'effet de la pression, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires. Au cours de cette migration, ils peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent alors piégés en dessous de ce « toit » (appelé roche-couverture), au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz conventionnels. [16]

3. Réservoirs conventionnels :

3.1. Définitions : Les hydrocarbures conventionnels formés au niveau de la roche mère migrent vers une roche poreuse et perméable appelée réservoir, ils s'y accumulent et forment des gisements dont l'exploitation se fait par simple forage.

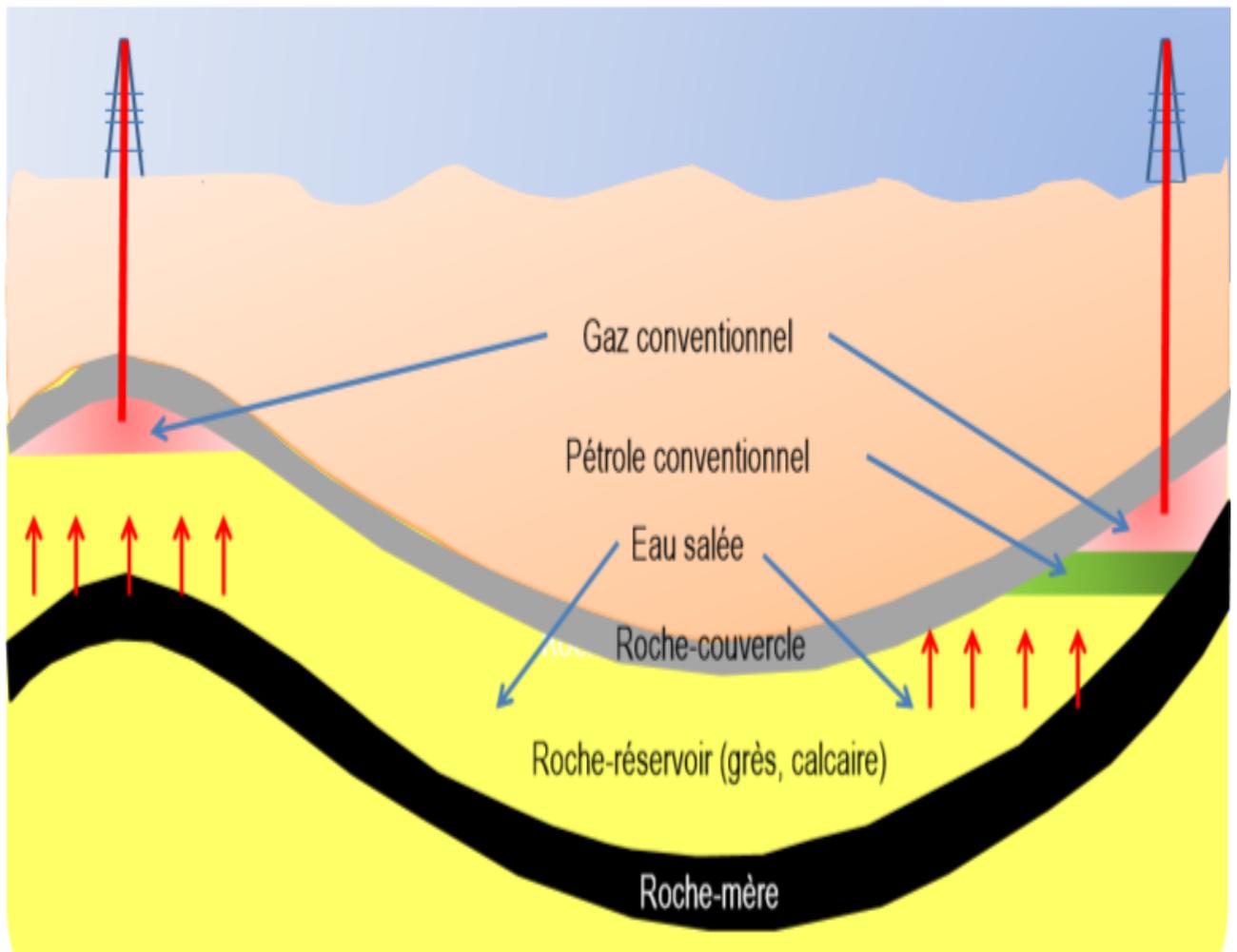


Figure II.1 : réservoir conventionnel et non conventionnel.

Source:modifiedfrom U.S. Geological Survey Fact Sheet 0113-01

3.2. La migration des hydrocarbures : La migration des hydrocarbures est l'ensemble des mouvements de déplacement auquel sont soumis les hydrocarbures générés, on distingue deux migrations successives.[17]

3.2.1. Migration primaire :

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère par un mécanisme lié certainement à une augmentation de pression au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène, peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant éventuellement vers un futur emplacement qui est la roche-réservoir.[17]

3.2.2. Migration secondaire :

De faible densité, le pétrole expulsé (mêlé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère :

- En général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries.
- Parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, ou d'argile, appelée « roche-couverture » (également qualifiée de « roche imperméable »). Une accumulation de pétrole associé à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente, créant ainsi un réservoir en dessous de la roche-couverture. [17]

3. 3. L'exploitation des hydrocarbures conventionnels :

Après une phase d'exploration qui vise à identifier les réservoirs d'hydrocarbures conventionnels arrive l'étape de l'exploitation. Un forage suffira souvent à les libérer afin qu'ils puissent remonter et être récupérés. Cependant, le pourcentage d'hydrocarbure effectivement récupéré en surface varie entre 30 et 80 %, selon la forme de l'hydrocarbure : huile ou gaz.

4. Les Réservoirs non conventionnels :

Les hydrocarbures restent dispersés dans les couches peu poreuses et peu perméables du bassin sédimentaire et peuvent même être piégés dans la roche mère (schistes bitumineux, gaz et pétrole de schiste).

Les caractéristiques physiques du pétrole ne permettent pas une exploitation classique. Les techniques d'extraction du pétrole non conventionnel s'avèrent plus complexes en ayant

recours notamment à la fracturation hydraulique. :

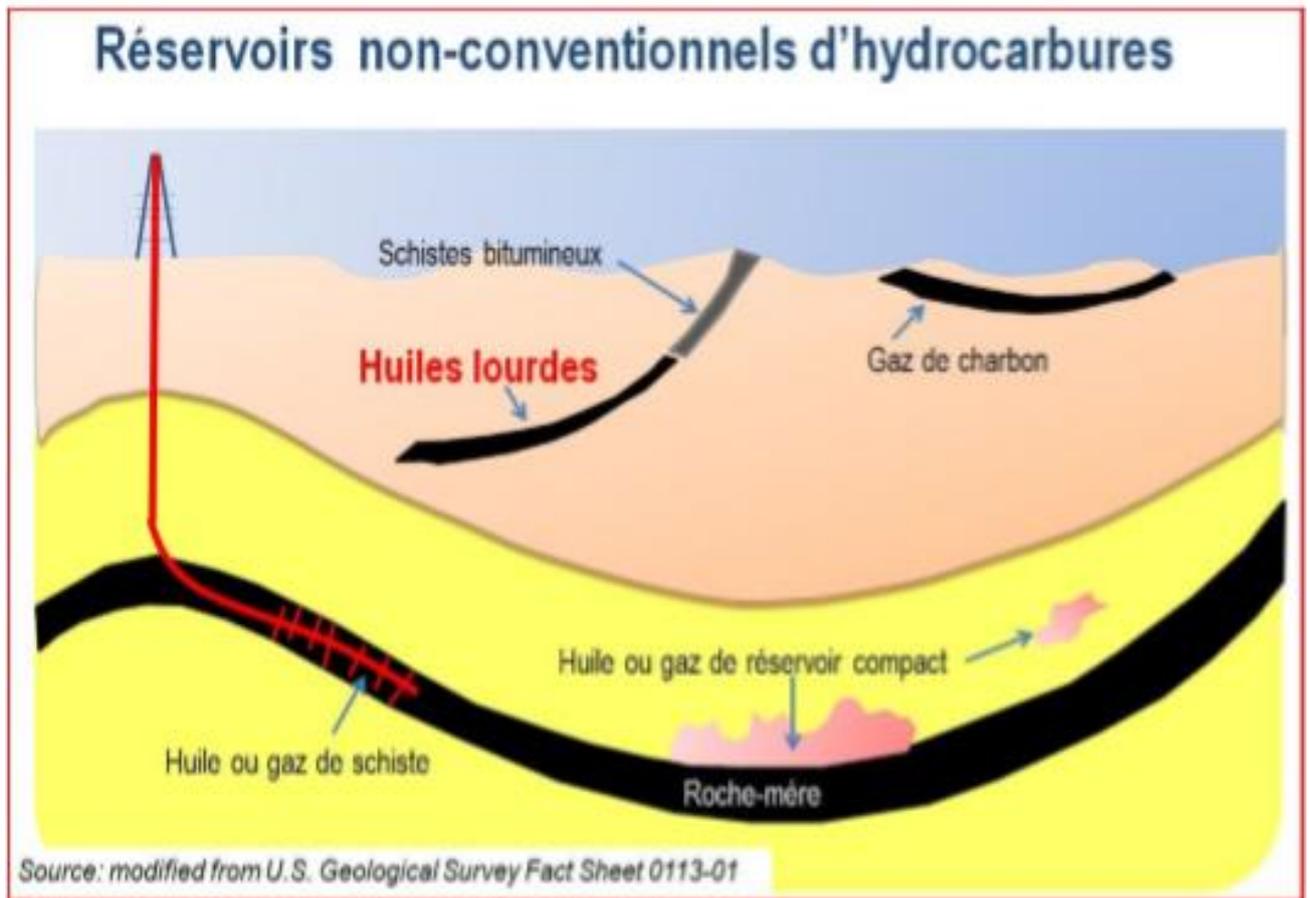


Figure II.2 : Représente Réservoirs non-conventionnels d'hydrocarbures.

Source: modified from U.S. Geological Survey Fact Sheet 0113-01

4.1. Les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels :

Pétrole non conventionnel :

Plusieurs types d'hydrocarbures liquides, ou pétroles, sont dits non conventionnels :

* les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir (Tight oil, pétroles lourds ou extra lourds, sables bitumineux) ;

4.1.1. Les pétroles lourds ou extra-lourds : Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et de leur très forte viscosité qui rend impossible une extraction classique, et cela même s'ils sont contenus dans des réservoirs de bonne qualité. Dans la majorité des cas, il s'agit de gisements autrefois conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne. (IFPEN, 2012) Les principales réserves de pétroles lourds ou extra-lourds se situent au Venezuela. [16]

4.1.2. Sables bitumineux : Les sables bitumineux sont composés de sable et de bitume ; ils forment un mélange d'hydrocarbures très visqueux, voire solide à température ambiante. Là encore, on peut penser qu'il s'agit d'un gisement conventionnel qui a été porté en surface par l'érosion ou par des mouvements tectoniques. L'altération bactérienne est encore plus importante que pour les pétroles lourds ou extra-lourds. [16]

***les pétroles non conventionnels contenus dans une roche mère (schistes bitumineux, pétrole de schiste,**

4.1.3. Schistes bitumineux : Les schistes bitumineux sont abondants, mais produire son pétrole peut être compliqué. Depuis 1800, ces roches ont été exploitées dans des installations de surface où les hydrocarbures sont extraits.

- Le schiste bitumineux est le terme donné à cette roche sédimentaire, ayant une très fine granulométrie, contenant des quantités relativement importantes de matière organique immature (kérogène).
- C'est essentiellement une roche-mère qui aurait dû générer des hydrocarbures si elle avait été soumise durant l'enfouissement géologique aux températures et pressions nécessaires pendant un temps suffisant. [16]

4.1.4. Huile de roche-mère (pétrole de schiste) : Comme le gaz de schiste, ce pétrole est resté piégé dans la roche mère pour former un gisement de pétrole «non-conventionnel».

•On a obligatoirement recours au forage horizontal et à la fracturation hydraulique pour l'extraire.

•En France, ce type de pétrole est surtout localisé dans le bassin parisien. [16]

5. Les gaz non-conventionnels :

Plusieurs types de gaz sont dits non-conventionnels :

Les gaz non-conventionnels contenus dans une roche mère : gaz de schiste, gaz de houille ;

5.1. Gaz de houille : La production par forage vertical des couches de charbon souterraines

(VCBM) est actuellement la plus courante. La technique consiste à réduire la pression dans le filon de charbon pour libérer le gaz par pompage de l'eau qu'il faudra ensuite séparer du gaz et «recycler».

•Même si la roche est naturellement fissurée, celle-ci peut nécessiter une fracturation hydraulique pour stimuler la production de gaz. [16]

5.2. Gaz de schiste : Ce type de gisement où la couche de «schiste» est à la fois roche-mère et roche-réservoir est

Celui du bassin du Sud-est de la France et du bassin Parisien. A ce jour, seule la fracturation hydraulique permet de libérer une fraction du volume d'hydrocarbure contenu dans la roche-mère (20% maxi).

- ✓ Gaz de schiste c'est du gaz, essentiellement, méthane contenu dans sa roche mère (des argiles et des marnes litées, dont le feuillage n'est pas le résultat de la tectonique) très peu poreuses voire imperméables.
- ✓ Gaz de schiste. Cette roche très riche en matière organique génère, tout au long des temps géologiques, un méthane contenu dans des micropores ne communiquant pas entre eux. Par l'augmentation de la pression et de la température ; la roche mère est donc restée en fouie, riche en gaz.
- ✓ Gaz de schiste En Algérie, l'une des formations potentiellement riche en gaz se trouve dans les argiles noires à graptolites du Silurien du Sud-ouest du Sahara.[16]



Figure II.3 : Représenter un échantillon de gaz de schiste

5.2.1. Les réserves internationales de gaz de schiste: La figure II.4 montre la localisation de ces bassins et les régions analysées. La légende de la carte indique deux couleurs différentes sur la carte du monde qui correspondent à l'étendue géographique de cette évaluation figure II.4 (EIA, 2013):

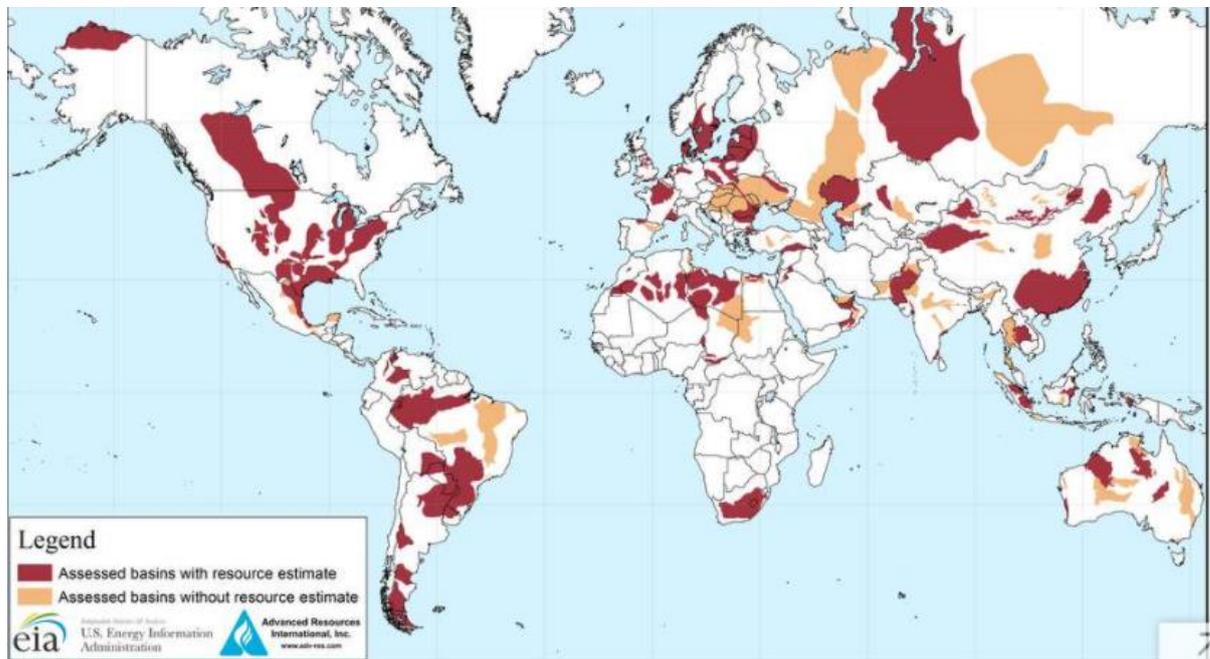


Figure II.4: Localisation des réserves internationales de gaz de schiste

- ✓ zones colorées rouges représentent l'emplacement des bassins avec des formations de schiste pour les quels des estimations des ressources techniquement récupérables ont été fournis. Formations de schiste potentiels couvrent rarement un bassin entier.
- ✓ zones colorées jaune représentent l'emplacement des bassins qui ont été examinés, mais pour lequel les estimations de ressources n'ont pas été fournies, principalement en raison de l'absence de données nécessaires pour effectuer l'évaluation.
- ✓ Les zones de couleur blanche n'ont pas été évaluées.

5.2.2. Classement des réserves importantes : le tableau II.1, donne une liste des 10 pays détenant les plus grandes Ressources de gaz de schiste sur la base d'évaluation des ressources de gaz de schiste.

-Tableau II.1 : Liste des plus grandes ressources de gaz de schiste (EIA, 2013)

Rank	Country	Schalegas
1	China	1.115
2	Argentina	802
3	Algérie	707
4	U.S.A	665(1.161)
5	Canada	573
6	Mexico	545
7	Australia	437
8	South Africa	390
9	Russia	285
10	Brazil	245
	World Total	7.299(7.795)

5.3. Fonctionnement technique :

La valorisation du gaz de schiste nécessite des techniques spécifiques. Elle se subdivise en deux étapes :

5.3.1. Les techniques L'exploration du gaz de schiste:

Les techniques d'exploration utilisées pour rechercher les gisements de gaz de schiste sont comparables celles utilisées pour les gisements de gaz conventionnel. Géologues et géophysiciens étudient le sous-sol, sa composition et sa structure grâce à des techniques de cartographie et de sismographie. Le gaz de schiste est généralement présent dans les zones souterraines composées d'argile litée : c'est une argile schisteuse contenant des sédiments à grain fin. [17]

5.3.2. Les techniques d'exploitation du gaz de schiste :

Le principe théorique d'exploitation des gaz de schiste est très simple : puisque la roche contenant le gaz est imperméable, il est nécessaire de créer cette perméabilité. La technique utilisée, actuellement, c'est la fracturation hydraulique (parfois associée à des explosifs), couplée à des forages horizontaux sur une distance de plus de 2000 à 3000 m. Cette technique consiste à injecter dans le gisement un mélange en grande quantité d'eau et d'agents de soutènement (sables ou billes de céramique, de métal, de verre ou de résine) et, de produits chimiques à une pression supérieure à la pression lithostatique. Alors ce liquide aura tendance à s'insinuer dans la moindre fracture, à écarter les bords de cette fracture, ce qui la propagera latéralement, et donc de rendre la roche perméable. [17]

5.4. Le fluide de fracturation :

Le fluide de fracturation est composé de près de 95% d'eau, de 4.5% de sable et d'approximativement 0.5% d'additifs chimiques. Cette composition peut varier d'un industriel à un autre. L'eau douce est privilégiée pour dissoudre les sels contenus dans la roche et faciliter l'accès aux hydrocarbures. Notons que, d'un point de vue bibliographique , actuellement, ce sont les États-Unis qui nous fournissent une littérature

Précise sur le sujet. [17]

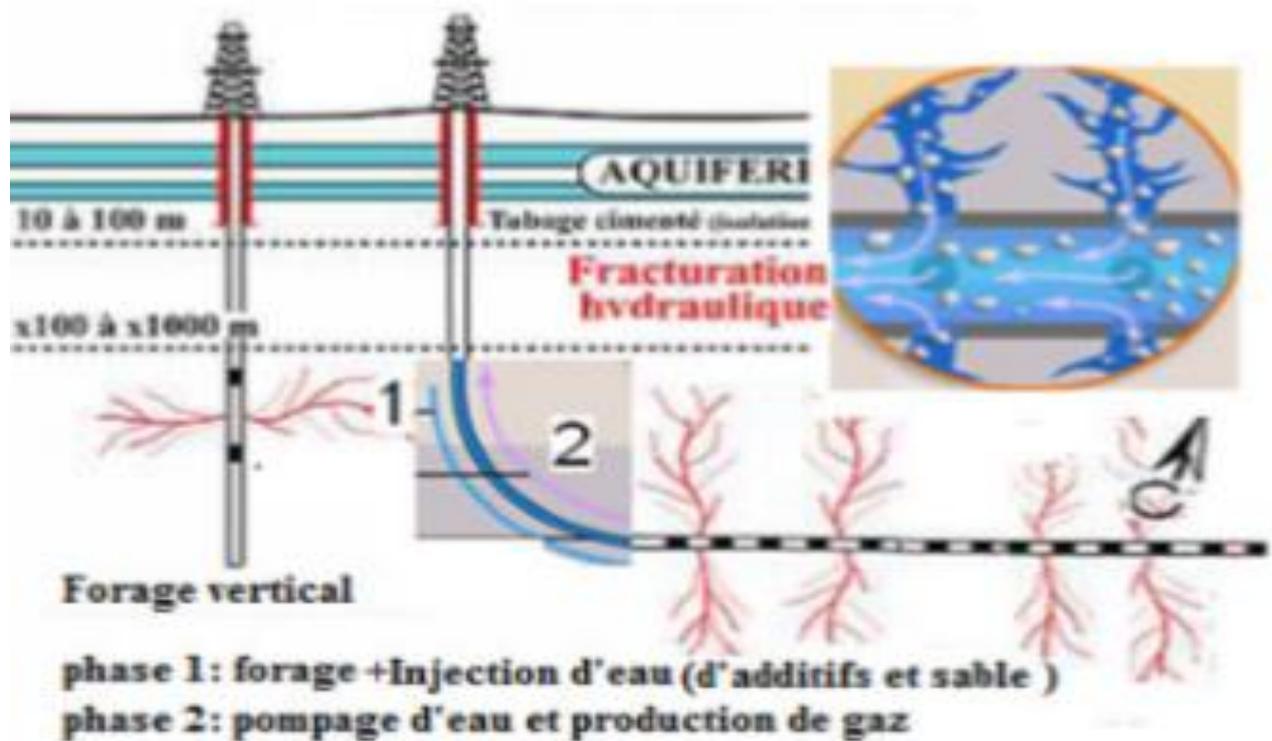


Figure II.5 : Exemple d'utilisation de la fracturation hydraulique dans le cas d'une exploitation de gaz de schiste.

6. Les gaz non-conventionnels contenus dans une roche réservoir (Tight gas) :

6.1. Gaz de réservoir compact (tight gas) : Le tight gas a migré de la roche-mère et a été piégé dans des réservoirs ultra-compacts de grès ou de craie, dont la porosité et la perméabilité sont très faibles souvent liées à une cimentation naturelle (bactéries) postérieure à l'accumulation. Les pores de la roche réservoir contenant le gaz sont minuscules, et la compacité de la roche est telle que le gaz ne peut s'y mouvoir que très difficilement.

- On a obligatoirement recours au forage horizontal et à la fracturation hydraulique pour le libérer. [16]

U.S. dry gas

trillion cubic feet per year

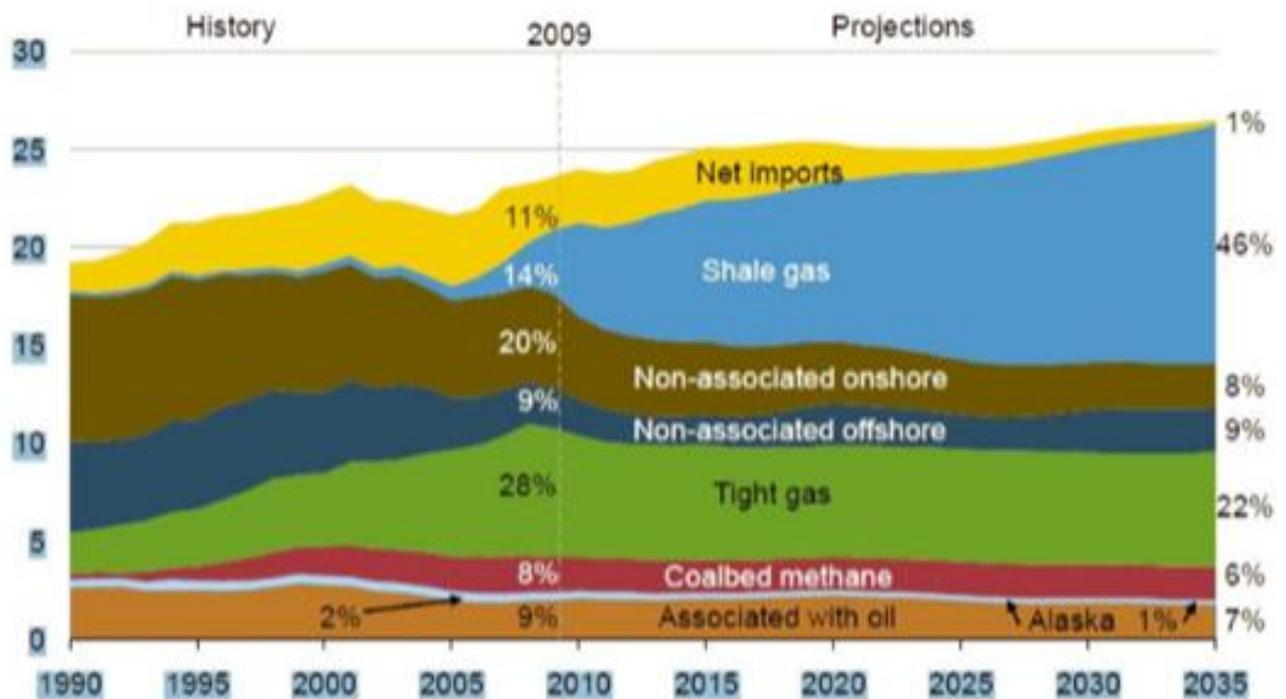


Figure II.6 : Le tight gas est actuellement la source principale de gaz aux USA

Source: EIA. Annual Energy Outlook 2011

6.2. Les hydrates de gaz (Gas hydrate): les hydrates de méthane qui sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallisent pour former un solide.

- Un hydrate de méthane est un composé organique naturellement présent dans les fonds marins, sur certains talus continentaux, ainsi que dans le permafrost des régions polaires. C'est un des réservoirs d'hydrocarbures planétaires.
- Les conditions nécessaires pour se situer dans le domaine de stabilité des hydrates de méthane se trouvent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température - faible pression) ou dans la partie supérieure des

sédiments en offshore profond (forte pression température faible) **figure II.7.**[16]



Figure II.7: Synthèse des différents types de gaz non conventionnels

- Les volumes de méthane en place sous forme d'hydrates dans les sédiments sont certainement considérables, mais il est difficile d'en évaluer actuellement l'intérêt potentiel en termes de production de gaz.

7. Exploitation du pétrole et du gaz : Cette section vise à distinguer les notions de réserve et de ressources, de même qu'un gisement conventionnel d'un gisement non conventionnel.

7.1. Notion de réserve et de ressource : Il est fondamental de différencier les expressions réserve et ressource lorsqu'il est question d'hydrocarbures. D'un côté, la notion de ressource correspond à une quantité absolue, soit celle qui est disponible à cause des connaissances actuelles ou encore suite aux inférences faites à partir de ces connaissances à une échelle planétaire .[18]

7.2. Gisement conventionnel et non conventionnel : Il est également important de comprendre les caractéristiques permettant de distinguer un gisement conventionnel d'un gisement non conventionnel. L'enfouissement et la compaction de multiples couches de matières organiques à des températures et des pressions de plus en plus importantes, il y a plusieurs centaines de millions d'années, a permis la fabrication de pétrole et de gaz au sein de la roche. Ultiment, les hydrocarbures ont été générés dans les roches mères sous les deux formes susmentionnées et décrites ci-après. [18]

7.2.1. La première, soit le gisement conventionnel, nécessitait « la présence d'une roche mère, d'une roche réservoir et d'une roche couverture ». Les hydrocarbures se sont formés dans la roche mère puis ont migré vers la roche-réservoir, qui se caractérise par un haut degré de perméabilité et de porosité.

7.2.2. La seconde, soit le gisement non conventionnel, requérait également une roche mère, mais pas de roche réservoir ni de roche couverture. En effet, la roche mère maintient les hydrocarbures emprisonnés, étant donné son faible degré de porosité et de perméabilité.

8. Etude comparative entre les réservoirs conventionnels et non conventionnel :

8.1. Les roches impliquées dans un système pétrolier conventionnel :

- Pour que le système pétrolier fonctionne, les roches doivent avoir des propriétés physiques particulières
- Pour la roche-mère –il faut une roche riche en matière organique (Total Organique Carbone, i.e. $TOC \geq 3\%$ et une maturation thermique adéquate)
- Pour les roches réservoir et couverture, ce sont les propriétés physiques de porosité et de perméabilité, qui sont, importantes. [16]

8.2. Les propriétés pétro physiques conventionnelles : Typiquement, on cherche à estimer: la saturation envide correspondant à la fraction de l'espace du pore occupé par un fluide; le volume d'argile, soit le pourcentage d'argile sur un volume complet de roche; la porosité, la quantité d'espace poreux(ou d'espace occupé par un fluide)dans une roche; la perméabilité, la capacité d'une roche à laisser s'écouler les fluides, en fonction du temps et de la pression. Ces différentes propriétés, une fois reconstituées nous permettent d'évaluer le volume d'huile ou de gaz en place

8.2.1. La fracturation hydraulique : est une « action de pression massive sur la roche, pour récupérer des hydrocarbures (gaz ou pétrole) qui ne pourraient pas l'être autrement en raison de leur grande profondeur ou de leur dispersion dans la roche ». À cette fin, des fluides composés d'eau, de sable et de substances chimiques sont injectés sous haute pression dans la roche. [17]

8.2.2. Le forage :

Un forage est une cavité, approximativement tubulaire, ayant un diamètre nominal défini par l'outil de forage. Le diamètre peut varier énormément, on parle de forage petit diamètre pour des diamètres allant jusqu' à 04 pouces puis de forages à gros diamètres. Le forage est généralement rempli d'un fluide qui peut être de nature variable : boue à bentonite, eau, mousse, boue à l'huile ou à air. Le fluide qui remplit le trou de forage a des rôles multiples qui sont :

- Le nettoyage du trou, les déblais (cuttings) sont remontés à la surface où ils sont partiellement récupérés et étudiés par les géologues.
- Le maintien des parois du trou et des fluides contenus dans les formations. Le fluide exerce sur les formations une contre-pression. Cette contre-pression a bien évidemment une influence sur l'état des contraintes au voisinage du trou.
- La lubrification et le refroidissement des outils de forage.

- La consolidation des parois du forage en déposant en face des zones perméables un dépôt de boue que l'on appelle mud-cake ou gâteau de boue.

Ce dernier finit par empêcher toute circulation de fluide entre le trou de forage et la formation. [15]

8.2.3. La production : Une fois les étapes de forage, de fracturation et de reflux effectuées, le puits est mis en production. La production initiale des puits non conventionnels est élevée - cette période dure de l'ordre de quelques mois à une ou deux années - pour ensuite baisser jusqu'à un certain niveau de productivité stable durant le reste de la vie du puits. Cette évolution est due au fait que la productivité d'un puits est limitée par la géométrie de la zone accessible (au maximum la zone fracturée). Par la quantité d'hydrocarbures contenus, par l'efficacité de leur mobilisation et notamment l'efficacité de l'opération de fracturation. De plus, il faut considérer l'affaissement des fractures et leur obstruction progressive. L'étape de production comprend le traitement et la pressurisation du gaz.

Remarque :

En fait, le caractère **conventionnel** ou **non** est souvent dû à la composition de la roche-mère. L'**hydrocarbure conventionnel** quitte la roche-mère pour s'accumuler dans une roche poreuse et perméable. Il forme ainsi un réservoir. A l'inverse, le pétrole **non conventionnel** ne se trouve pas dans un réservoir classique, mais soit dans des roches compactes (tight Sand) ou des schistes. La détection, l'étude et l'exploitation de ces réservoirs est très différente et peut être très coûteuse pour les hydrocarbures non – conventionnels

9. Bassin l'Ahnet Gourara:

Bassin de l'Ahnet Gourara Le bassin de l'Ahnet Gourara, situé dans la partie centre-occidentale du Sud algérien, couvre une superficie de 121 164 km² et constitue l'un des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne les plus prometteurs en gaz sec. C'est dans cette partie de la plate-forme saharienne que le premier forage d'exploration Berga-1 a été réalisé.

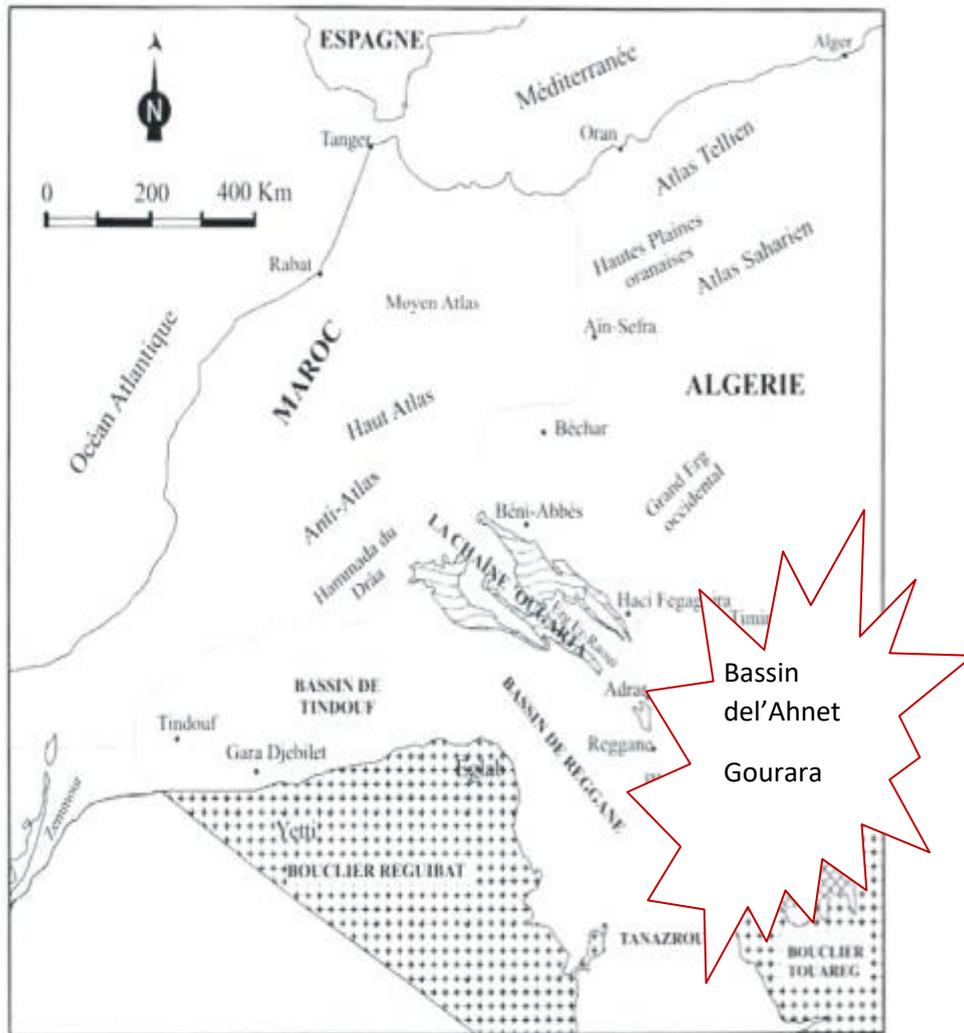


Figure II.8 : Situation géographique du bassin de l'Ahnet-Gourara (d'après LEGRAND, 1985).

9.1. Cadre géologique : Le bassin de l'Ahnet Gourara constitue l'un des bassins paléozoïques productifs de gaz qui longent le flanc nord du craton ouest-africain. Il préserve une épaisse série sédimentaire allant du Cambro-ordovicien au Carbonifère, représentée essentiellement par des sédiments clastiques et partiellement carbonatés dans la partie basale du Silurien et dans le Dévonien moyen et supérieur figure II.9.[14]

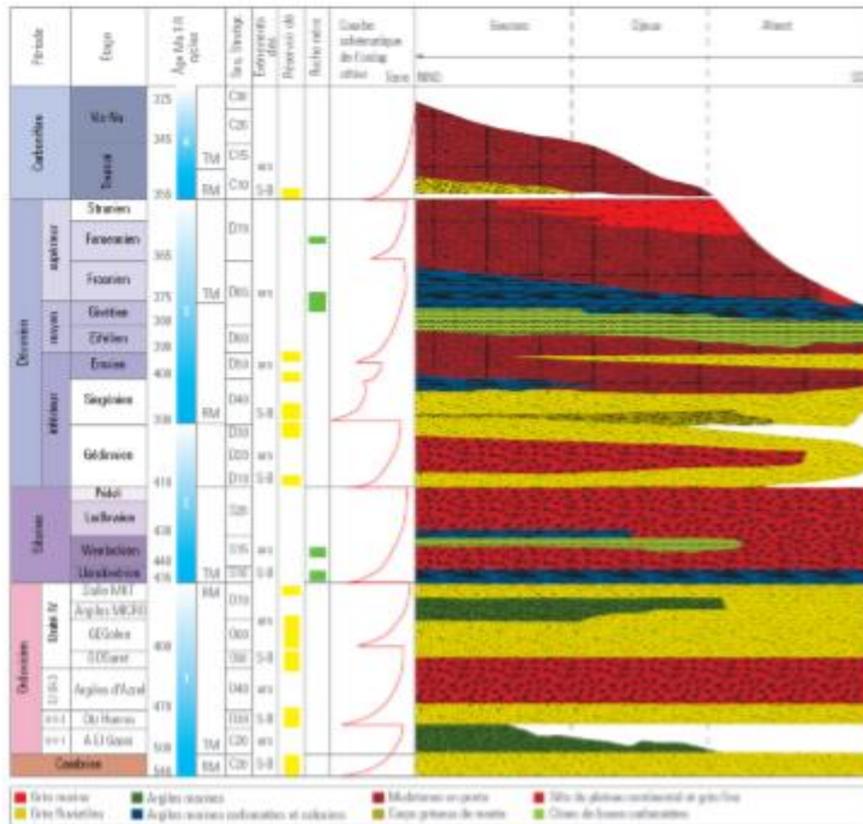


Figure II.9: Colonne sédimentaire et stratigraphique du bassin de l'Ahnet-Gourara.

9.2. Stratigraphie de la région d'étude :

9.2.1. Au plan tectonique :

Faisant partie de la plate-forme saharienne, le bassin de l'Ahnet-Gourara apparaît comme un sillon étroit intra – or atonique, allongé selon une direction générale NWSE (SONATRAÇH et SCHLUMBER3ER, 2007). Sur le plan tectonique, ce bassin très accidenté, se distingue par la présence de nombreuses failles, sur tous inverses, liés à la phase hercynienne, et parfois normales, multidirectionnelles qui se rencontrent à de faibles profondeurs (MEZLAH, 2006).

9.2.2. Au plan stratigraphique :

Le bassin de l'Ahnet-Gourara, objet de cette présente étude est caractérisé par une série sédimentaire pouvant atteindre 8000 m d'épaisseurs (ALIEV et al. 1971 ; BEUF et al., 1971 ; FABRE, 1976, 1988 ; LEGRAND, 1985), discordante sur un socle granitique infracambrien.

9.2.3. Le Paléozoïque :

Les séries sédimentaires sont essentiellement détritiques. Elles sont affectées par les déformations de la phase calédo-no-varis que (FABRE, 1988 ; DONZEAU et al., 1981; ZAZOUN, 2001).

9.2.4. Le Méso-cénozoïque :

La plate-forme saharienne se distingue par des dépôts peu épais (< 850 m) non déformés, reposant en discordance angulaire sur le Paléozoïque. Dans le bassin de l'Ahnet Gourara, le Mésozoïque est représenté généralement par des dépôts anhydriques attribués au Lias, auxquels font suite des dépôts essentiellement détritiques du Crétacé. Cet ensemble est surmonté par des formations rapportées stratigraphiquement au Mio-pliocène. Il s'agit de faciès sableux, argileux gypseux. La série Cénozoïque se termine par une série appelée «Continental terminal». Notons que le Quaternaire est constitué de sables et de sables argileux.

En somme, on distingue généralement deux grands ensembles séparés par la discordance dite « discordance hercynienne »

9.3. Systèmes pétroliers :

Les données de forages réalisés dans le bassin de l'Ahnet Gourara ont mis en évidence trois systèmes pétroliers productifs en gaz, indépendants sur le plan hydrodynamique.

- Le système cambro-ordovicien, productif de gaz sec dans plusieurs accumulations dont les plus importantes sont Bahar El Hammar et Garret El Guefoul, composés de trois unités, les quartzites de Hamra, recouvertes par les argiles d'Azzel et Tiferouine, les grès d'Oued Saret et d'El Goléa recouverts par les argiles du Silurien. L'alimentation en hydrocarbures se fait probablement à partir des argiles radioactives du Silurien et accessoirement par les argiles du même âge dont le caractère roche mère se conserve vers la partie supérieure.
- Le second système, Dévonien inférieur, est composé essentiellement de trois unités, le Gédinnien, le Siegénien et l'Emsien. Ces niveaux réservoirs, qui contiennent plus de 65 % des réserves du bassin, sont recouverts par l'épaisse série argileuse du Dévonien moyen et sont alimentés en hydrocarbures par les argiles du même âge et par celles du Silurien.
- Le troisième système, au nord du bassin, est composé des grès du Tournaisien recouverts et probablement alimentés par les argiles du même âge.[14]

9.4. Roches mères et charge :

L'analyse des données géochimiques des différents puits du bassin a révélé que toutes les argiles du Paléozoïque possèdent des qualités roches mères, dont les principales sont les argiles à graptolites noires et radioactives, à la base du Silurien, et la série argilo-carbonatée du Givétien-Frasnien.

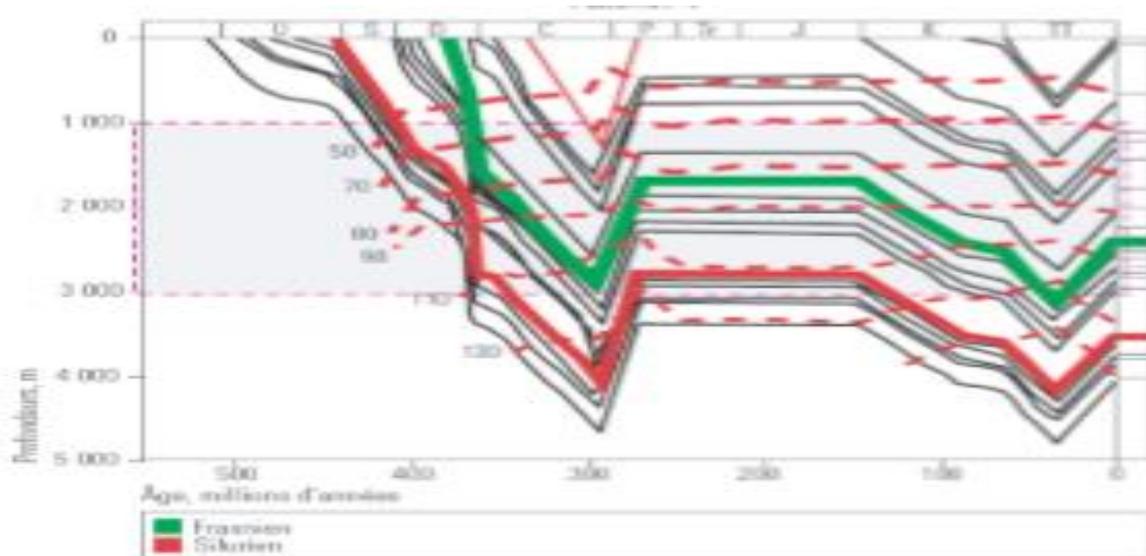


Figure II.10: la matière organique des roches mères du Silurien et du Givétien-Frasnien.

La principale phase de génération des hydrocarbures correspond à cette période, qui a vu l'essentiel du potentiel pétrolier réalisé.[14]

9.5. Réservoirs :

Tous les grès du Paléozoïque peuvent être considérés comme des roches réservoirs potentielles dont les principaux niveaux productifs de gaz sont décrits ci-après.[14]

- Réservoirs de l'Ordovicien
- Réservoirs du Gédinnien
- Réservoirs du Siegénien
- Réservoir de l'Emsien
- Réservoir du Tournaisien
- Couvertures et préservation

9.6. Piège :

L'exploration du bassin de l'Ahnet Gourara s'est concentrée dans sa totalité sur les structures de type anticlinal ou anticlinal faillé. Mais les travaux les plus récents ont montré que les pièges peuvent être aussi du type combiné. Ces pièges combinés peuvent être liés aux vallées incisées (**fig. III.11**), biseaux « pinch out » ou barrières de perméabilité. Les pièges à barrières de perméabilité sont possibles mais non encore prouvés à ce jour. Des pièges plus complexes, comme ceux associés aux blocs affaissés « foot fall », sont possibles mais très peu explorés. Ce type de piège est très fréquent à la périphérie des dépressions, notamment dans l'ensellement de Djoua.[14]

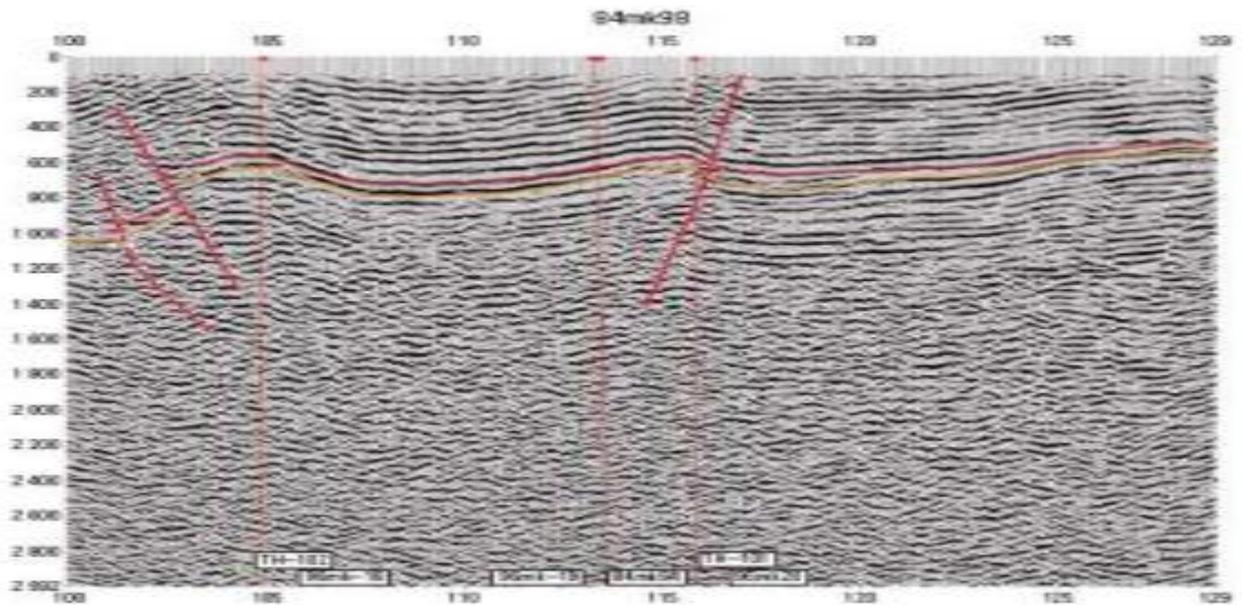


Figure III.11 : type de piège de Bassin l'Ahent Gourara

10. Barnett shale :

10.1. La région de Barnett shale :

Le Barnett Shale est une formation géologique située dans le bassin de Bend Arch-Fort Worth au nord du Texas. La formation sous-tend la ville de Fort Worth et sous-tend 13 000 km² (5 000 km²) et au moins 17 comtés. En raison des différents intérêts et objectifs de recherche, la limite géologique du schiste de Barnett est définie de différentes manières. Sur la base des objectifs de ce projet, la limite de Barnett Shale est tirée du fichier de formes fourni par l'u.S. Energy Information Administration. (US EIA) [1], illustre par la figure II.11. [11]

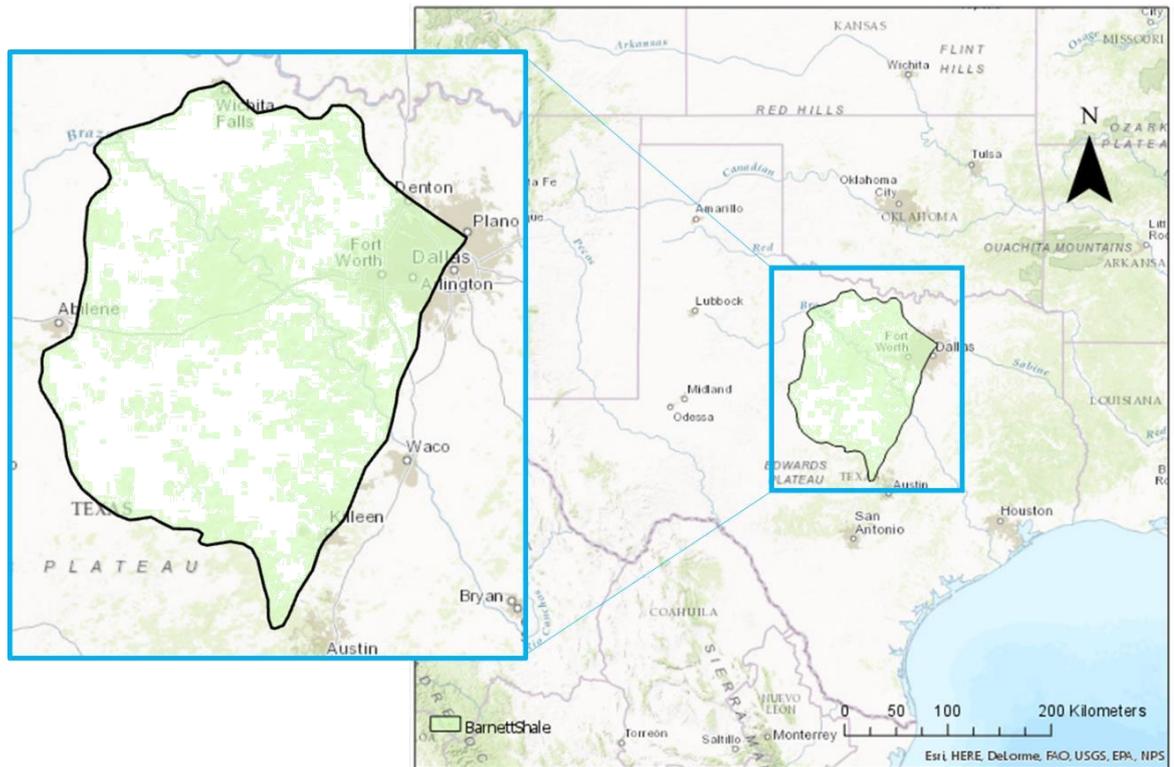


Figure II.12: Emplacement géologique et limite de la formation du schiste de Barnett

10.2. Le cadre géologique de la région : Le bassin de Fort Worth est un bassin peu profond allongé Nord-Sud dans le centre du Texas, c'est l'un de nombreux bassins de l'avant-pays formé par le front de Ouachita (d'âge pennsylvanien), le bassin est à peu près parallèle à ce front à l'est.

- Au Nord, les marges sont délimitées par des arcs de la rivière rouge de Munster qui est formée par une faille remontant du sous-sol, vers l'Ouest. Le Fort Worth bassin peu profond contre une série de structures positives douces, y compris l'arc de courbure, du plateau oriental et de la plate-forme du Conchos. Vers le sud elle est délimitée par les soulèvements de Llanos, une structure précambrienne qui expose des roches d'âge paléozoïque. [12]

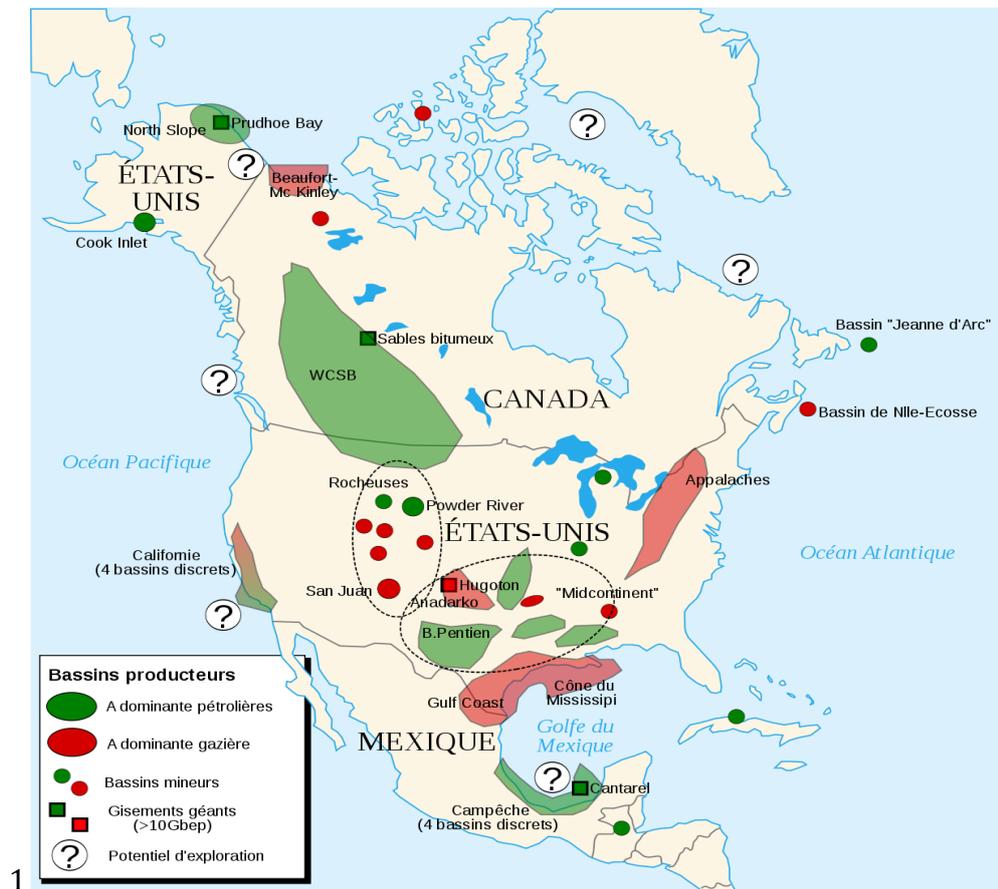


Figure II.13: Bassins producteurs A dominante pétrolières et gazière.

10.3. Stratigraphie de la région :

La stratigraphie du Bassin de Fort Worth est formée pendant l'ère Paléozoïque totale, elle peut être divisée en trois intervalles :

- La plateforme cambro-ordovicienne supérieure, strates déposées sur une marge continentale passive. Les roches sont confinées dans la partie Nord –est du bassin et composées principalement de calcaire cristallin et de dolomies calcaires.
- Les formations moyennes supérieures du Mississippien, déposé au cours des premières phases d'enfouissement liées à la tectonique le long de l'Oklahoma. Les gisements Mississipiens se traduisent par une série alternative très épaisse de calcaire et de schiste noir, riche en matière organique, juste au sud de Munster où les schistes de Barnett est épaisse de plus de 1000 pied (305 m) contrairement au côté ouest de la série, où le schiste de Barnett est très mince (carbonate de Chappell).
- La formation pennsylvanienne représente la phase principale d'enfouissement et de remplissage du bassin, liée au front structural d'Ouachita. [13]

10.4. Exploitation des schistes de Barnett et potentiel de contamination des eaux souterraines :

Les schistes de Barnett connaissent une croissance rapide de l'exploitation ces dernières années. Selon le système de requête des données de production de la Texas Railroad Commission, la production moyenne de pétrole dans Barnett Shale de 2008 à 2015 était de plus de 2500 barils par jour, la production totale moyenne de gaz naturel était supérieure.

4500 millions de pieds cubes par jour de 2008 à 2016. Il a été estimé que plus de 15 000 puits de pétrole et de gaz ont été forés et fracturés hydrauliquement dans les schistes de Barnett d'ici 2007.

L'augmentation de la production du pétrole et du gaz de Barnett Shale peut être attribuée au développement du forage de puits horizontal et de la fracturation hydraulique. La fracturation hydraulique est une technique de stimulation de puits dans laquelle un liquide sous pression est pompé dans un puits et fracture la formation de schiste dans le puits latéral, ce qui aide à libérer le pétrole et le gaz de schiste, augmentant ainsi considérablement le taux de production. Mais la formation de Barnett Shale (en fait n'importe laquelle des formations de schiste) est plus profonde dans l'aquifère peu profond, de sorte que les puits de production de pétrole / gaz forés doivent être correctement tubés pour protéger les ressources en eaux souterraines, illustré à la **figure II.14**. De plus, le fluide utilisé dans l'hydraulique la fracturation consiste en des produits chimiques susceptibles de contaminer les ressources en eau souterraine lorsqu'ils restent et se répandent sous terre, en raison d'une fuite de puits ou d'une mauvaise manipulation des fluides. Ces produits chimiques peuvent être des antibiotiques, des tensioactifs organiques, etc., qui sont toxiques pour l'homme, les autres créatures vivantes et nocives pour l'environnement.

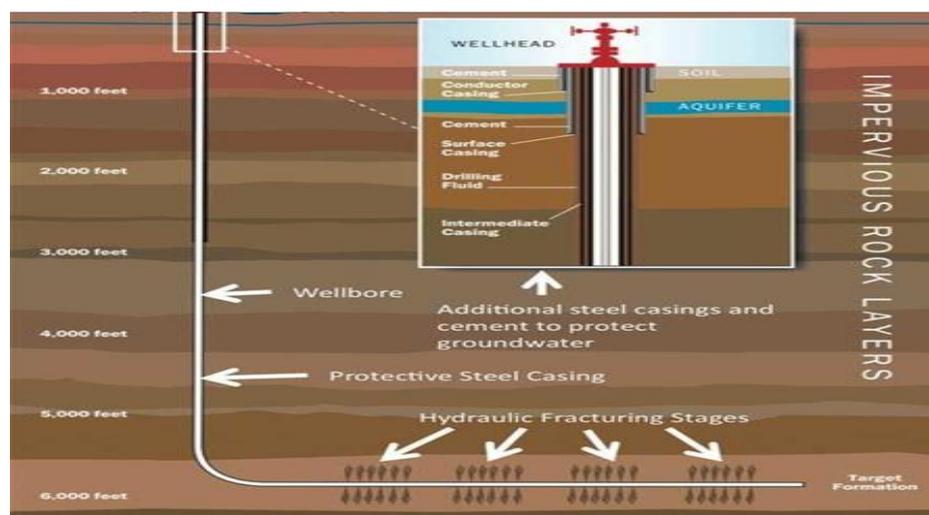


Figure II.14: Illustration of a Horizontal Well for Hydraulic Fracturing.

Donc les deux régions sont de même âge généralement composé par des roches réservoirs de bonne qualité, en terme lithologie se sont des réservoirs à gas qui signifie que les deux régions sont des ressources importantes des hydrocarbures.

11. Hassi Dzaabat :

11.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Dzaabat est un champ périphérique de Hassi Messaoud (Fig. II.15). Il correspond à une structure satellite qui s'étend vers le sud, occupant globalement la partie de transition du permis de Hassi tarfa et le champ de Hassi Messaoud. Les coordonnées géographiques :[9]

Latitude : 31° 25' 30".26593 N .Décimal coordinats : 31.4250 6.0225

Altitude: 160 m. Longitude : 08° 41' 31".18771 E.

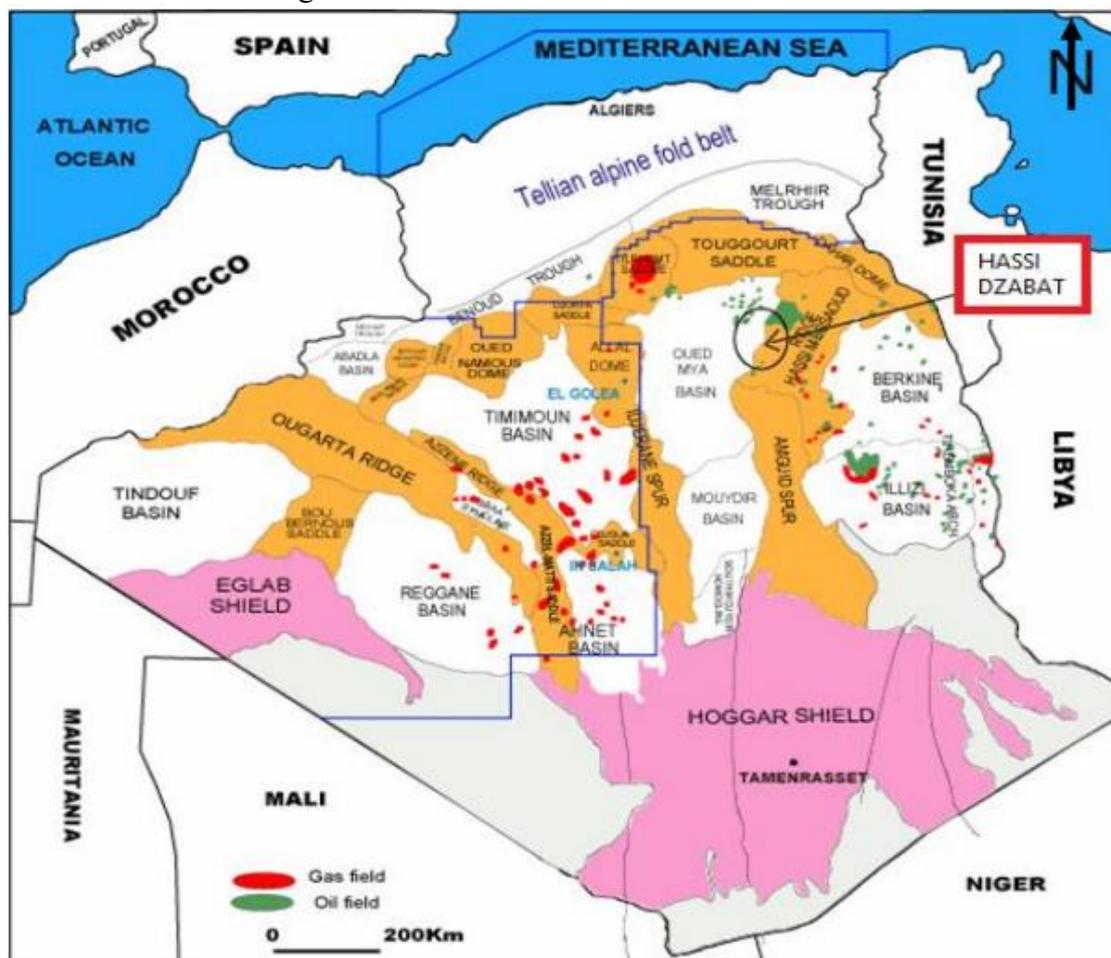


Figure II.15: situation du champ de Hassi DZABAT (Dép. EXP/SONATRACH, 2009)

11.2. Lithostratigraphie:

11.2.1. Le Paléozoïque : Le passage Trias – Grès d’Ouargla (discordance hercynienne) est à surveiller avec précaution. Le prélèvement d’une carotte de confirmation est recommandé. Les toits des différents intervalles du Dogger lagunaire, Lias argileux, du Trias éruptif et des Quartzites de Hamra sont à surveiller avec une très grande attention pour la pose des tubages 9" 5/8 et 7". [10]

11.2.2. Le Mésozoïque : Durant la phase de forage du Mésozoïque, un log d’avancement sera établi. Les profondeurs de différents étages seront confirmées par l’examen des cuttings, ". Le prélèvement de déblais se fera tous les mètres à partir du Lias argileux (G10). La possibilité de la présence d’une vallée d’érosion à roches andésitiques est envisageable, l’épaisseur des roches volcaniques peu variée de 0 à 40m. [10]

Ere	Stade	ETAGES	LITHO	Eg (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	SOUS	MIO-PLIOCENE		239	Accroissement subface avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sulfureuses	
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex	
	OBTU	CARBONATE		107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie	
		ANHYDRITEQUE		209	Anhydrite, marnes, dolomie	
		SALIFERE		149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes	
		TURONNIEN		112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée	
		CENOMANIEN		147	Anhydrite, marnes, dolomie, calcaire et argile	
		ALBIEN		362	Grès à intercalations d'argiles siliceuses. Nappe d'eau douce	
		APTIEN		24	Dolomies cristallines et calcaires	
		BARREMIEN		276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de marnes d'argiles	
		NEOCOMIEN		182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomique, grès à passées argileux	
		MAILM		226	Argiles et marnes intercalées de calcaires, dolomie et grès	
	MESOZOIQUE	DOGGER	ARGILEUX		107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à marnes passées grises fines
			LAGUNAIRE		211	Anhydrite, dolomie, et argiles tendres à marnes grises
		LIAS	L1D1		66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires
			L1S1		90	Argiles plastiques brunes sulfurees à passées de sel et d'anhydrite
			L1D2		55	Dolomies à passées marnes grises
			L1S2		58	Sels transformés à quelques passées de marnes grises
			L1D3		31	Marnes grises à passées de dolomies
		TRIAS	T1S1		40	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie
T1S2				189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile	
T1S3				202	Sel massif avec traces d'argiles	
ARGILEUX			113	Argiles rouges dolomitiques ou Sables injectés de sel et anhydrite		
GRESSEUX			0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux		
PALEOZOIQUE	OBTU	ERSUTIF		0 à 52	Andésite	
		Quartzites d'El Hamra		75	Grès quartzitiques fins prélevant de la glauconite et de l'anhydrite	
	CUBITE	Grès d'El Andalous		25	Grès fins, feldspathiques et glauconieuses	
		Argiles d'El Gassi		50	Argile verte ou noire à graptolites	
		Zone des Alternances		18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et silexites	
		R. Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites, présence de rigolites	
		R. Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques et entrocostrées	
		R. 2		100	Grès moyens à grossiers pacifiés métrés à ciment argileux siliceux	
		R. 3		370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux	
		Sélie Cambrien		45	Grès argileux rouges	
SOCLE			Granite porphyroïde rose			

Figure II.16 : colonne litho-stratigraphie de Hassi Dzaabat (SONATRACH, DP, 2005)

11.2.3. Cénozoïque : Durant le Tertiaire les dépôts de type plateforme épicontinentale et lagunaire persisteront durant le Paléocène et l’Eocène, cette période est caractérisée par l’orogénèse alpine et ses phases compressives. . [10]

11.3. La structure de Hassi Dzabat :

Qui constitue le prolongement s Les puits HDZ ont pour objectif principale réservoir Quartzites d'El Hamra (QZH), Les puits traversent la discordance hercynienne (Grés de Ouargla) entre 3105m et 3251m, et le réservoir Quartzites de Hamra entre 3153m et 3301m.

-Les Quartzite de Hamra avec des réserves récupérables de 4,74 108 m³ présentent un intérêt économique très important

-Le milieu de dépôt de Quartzite de Hamra correspond à un milieu marin peu profond dans la zone infra tidale entre le bas niveau marin et la zone d'action des vagues (shore face).

11.4. STRATIGRAPHIE :

L'intérêt pétrolier de cette région est extrêmement lié à sa position dans un environnement pétrolier très favorable et où le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) constitue l'objectif principale (Figure II.16). [10]

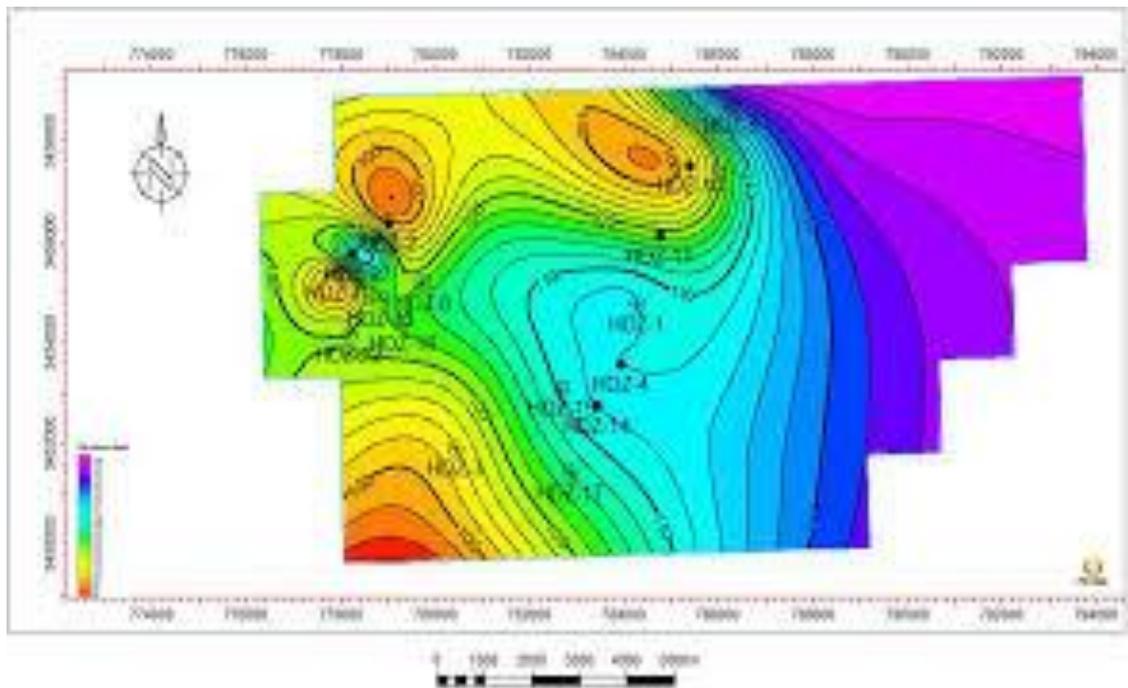


Figure II.17 : Carte en isopaches du réservoir Quartzites de Hamra, champ HDZ (SONATRACH).

11.5. Cadre structural local Le Hassi Dzabat (HDZ-15) : est situé dans la zone Sud-est de l'axe structural de Hassi Dzaabat, il constitue un horst anticlinal d'orientation NE/SO, délimité par des failles de même direction.[10]

11.6. Système pétrolier du champ de Hassi dzabat:

11.6.1. Piège Le forage Hassi Dzabat -15 (HDZ-15), est implanté sur un des compartiments Nord Est du Mini trend de Hassi Dzabat Est, délimité par un réseau de failles NE-SO et NO-SE. Cette structure est définie comme étant un piège de type structural (Horst anticlinal faillé). Comme elle présente une structuration similaire à celle des HDZ, à savoir une structuration hercynienne avec une composante mésozoïque (Autrichienne) de moindre importance. Le top du réservoir Quartzites de Hamra à HDZ-15 se situerait à -3241m soit 110m plus bas par rapport à HDZ-4 (au Sud-ouest) ; et 45m plus haut par rapport à HTF-6 (Nord-est).[10]

11.6.2. Réservoirs : Seul l'objectif Ordovicien a été exploré et évalués au niveau des puits HDZ-4

11.6.3. Ordovicien :(Quartzites de Hamra) L'Ordovicien est représenté par des grès quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massives, compact et durs, présence de Tigillites et de Skolithos, présence de fissures subverticales à sub horizontales semi ouvertes à fermées. Le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) productif d'huile dans les gisements de Hassi Terfa, Hassi Dzabat et Hassi Guettar, avec des débits qui varie de 6 à 11 m³ / h d'huile, constituera l'objectif principal du forage HDZ-15.[10]

11.6.4. 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 constitue une couverture pour le réservoir Cambrien (Ri + Ra).[10]

11.6.5. Roche mère et Migration La principale roche mère connue sur toute la plate-forme saharienne reste les argiles 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. Le remplissage de la structure de Hassi Dzabat (HDZ - 15) se fera selon les mêmes mécanismes qui ont régies la mise en place des huiles dans les structures de Hassi - Messaoud de HTF et HDZ.[10]

11.7. SITUATION DE PUITTS HDZ-15 : Le forage HDZ-15 est implanté dans le cadre du plan de développement du champ Hassi Dzabat. Il est situé dans la partie Sud - Est du gisement de Hassi Dzabat, à une distance de 2323.5 m et de 1341 m au Sud - Ouest de HDZ1 et HDZ4 respectivement, 2535 m au Nord - Est de HDZ3 et 3611.6m au Sud - Est du puits HDZ8 (**Fig5**). Ce forage permettra une meilleure approche sur le réservoir Quartzites de Hamra et surtout de l'extension de la structure secondaire de Hassi Dzabat vers le Sud de ce

périmé.[10]

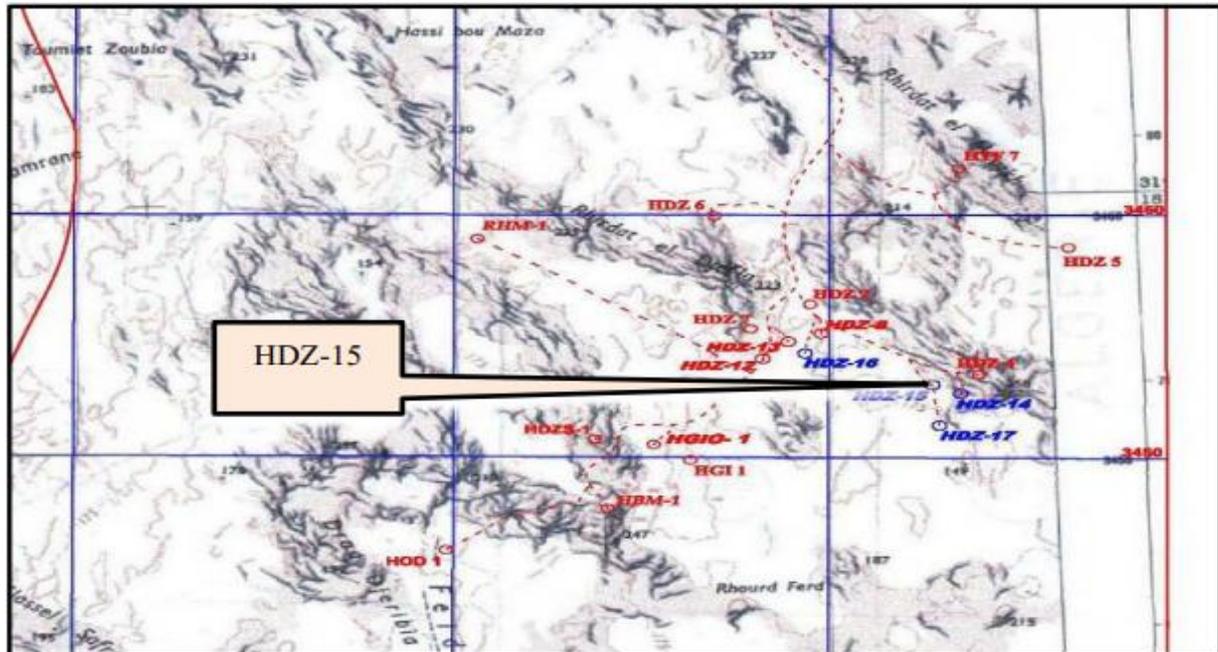


Figure II. 18: Plan de position de puits HDZ-15

Remarque : D'une manière générale, le réservoir de Quartzite de Hamra dans le champ HDZ possède des caractéristiques pétrophysiques faibles, cela est dû à la diagenèse qui donne le caractère compact à un tel réservoir. Comme la porosité, la perméabilité prend généralement des valeurs très faibles dues à la compacité de ce type de réservoir

Chapitre III: Partie Pratique

1. Introduction :

Ce Chapitre, relatif à la détermination des caractéristiques diagraphiques et enfin pétrophysiques des réservoirs détectés ainsi que de leurs natures géologiques. Cela consiste aussi en une comparaison des différents puits appartenant aux trois régions d'étude (Ohanet et Barnett shale, ainsi que Hassi Dzabat), ensuite on passera par une comparaison entre les résultats obtenus.

2. Interprétation des résultats des paramètres pétrophysiques des puits étudiés d'Ohanet:

Le log diagraphique a été représenté sur logiciel IP nous avons présenté les différents logs de diagraphie et les cross - plot suivants qui sont basées sur quelques paramètres enregistrés des diagraphies (GR, RHOZ, SW,SHC, TOC, Perm, DT, PHIN.....)

L'objectif principal de l'interprétation des diagraphies des données de trois régions différentes (Ohanet et Barnett shale et Hassi Dzabat), est de localiser l'éventuel réservoir, déterminer sa nature (minéralogie, lithologie), calculer ses paramètres pétrophysiques, le calcul de la saturation en eau et en hydrocarbures, qui sont les données de base permettant d'évaluer la qualité d'un réservoir ...

2.1. Puits1 (Ohanet 139) : Application de diagraphie sur le puits 1 :

Les logs diagraphiques du puits Ohanet 139 sont représentés sur diverses pistes, il s'agit de :

Piste 1 : le Gamma Ray (en unités API)

Piste 2 : les courbes de résistivité microsonde R_{xo} et macrosonde R_t (en Ohm.m).

Piste 3 : les courbes de résistivité microsonde R_{xo} .

Piste 4 : saturation SW (*sansunités*) et la saturation hydrocarbure SHC (*sansunités*)

Piste 5 : la saturation hydrocarbures SHC (*sansunités*)

Piste 6 : la perméabilité Perm (md)

Piste 7 : la teneur en matière organique, i.e. le TOC (*sansunités*)

Piste 8: la densité globale RHOZ (eng/cm^3) et temps de transit DT ($\mu s/ft$)

Piste 9 : la densité globale RHOZ (eng/cm^3) et la porosité neutron NPHI (*sansunités*)

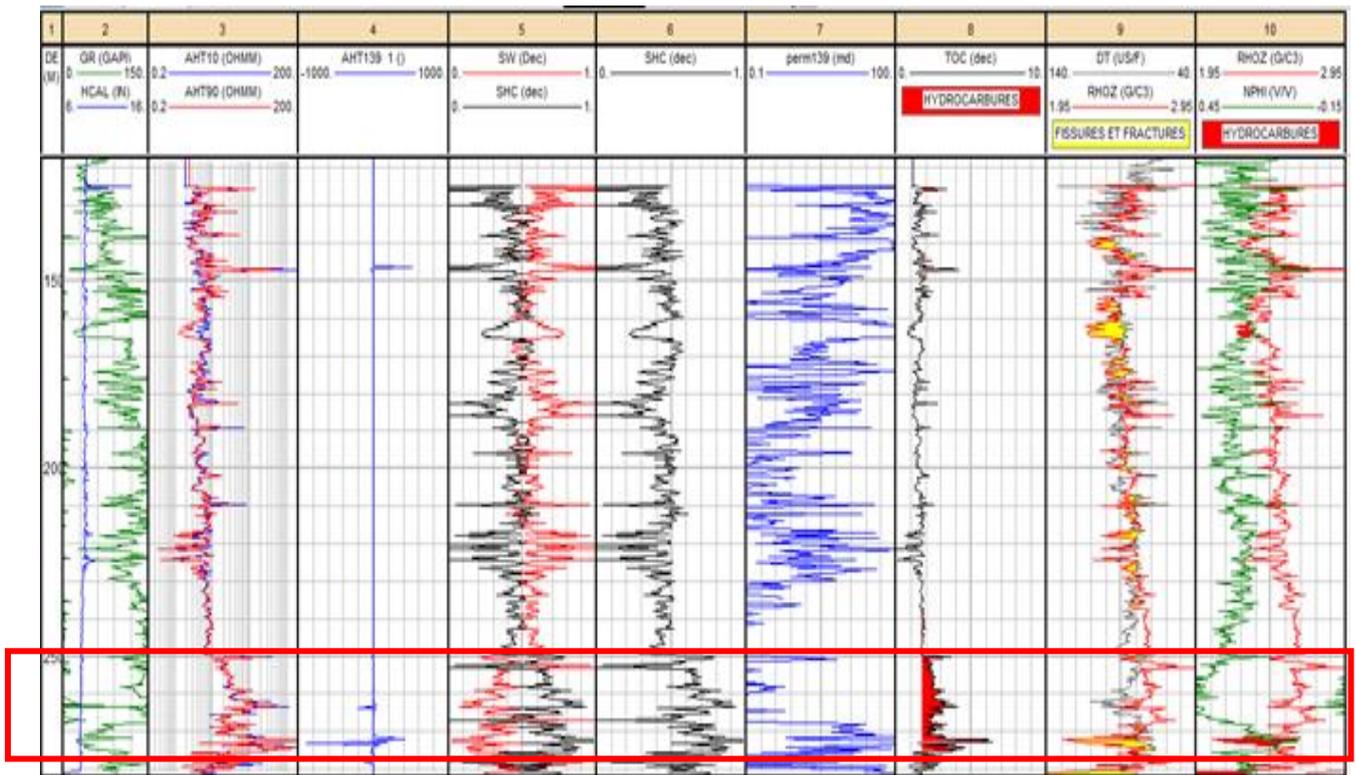


Figure III.1 : les logs de diagraphies (GR, SW, SHC, TOC, DT, NPHI.....) montrant les zones susceptibles d'être réservoirs (carré rouge)

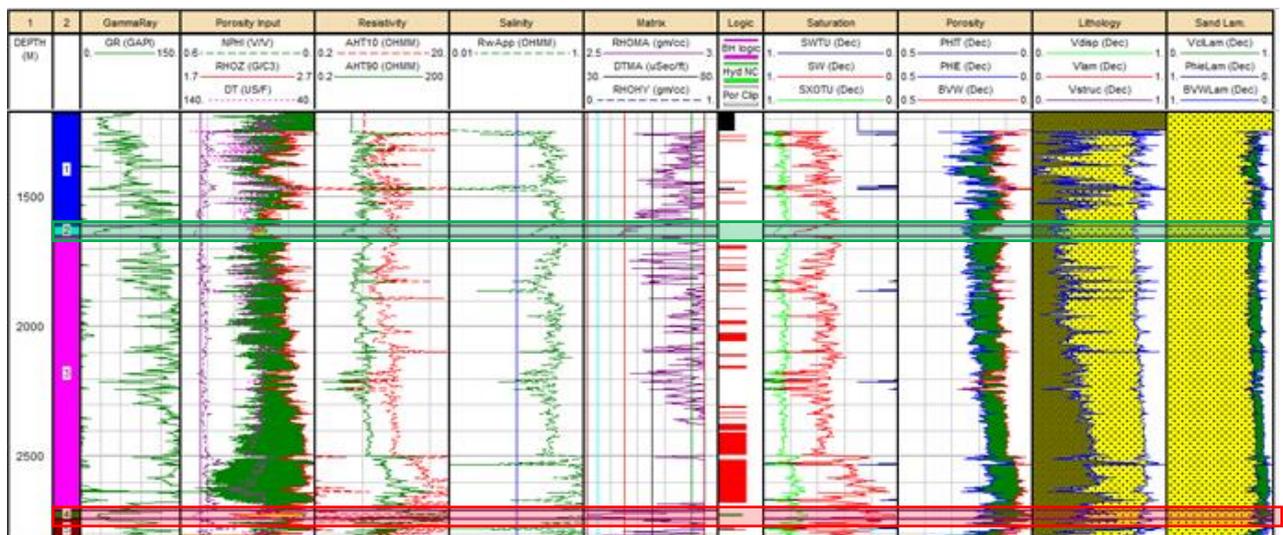


Figure III.2 : résultats des logs de diagraphies du puits 01.

- ✓ Cette figure représente évaluation à partir des logs diagraphies (la résistivité, la porosité et salinité, GR, saturations, Matrix, lithologieetc.)

- ✓ On remarque qu'il ya une cohérence marquée à la fois la résistivité et salinity par rapport au GR
- ✓ L'analyse du log composite de puits 1 (**figure III.2**), révèle que ce dernier est montre deux réservoirs
 - La 1° zone (en verte) située à une profondeur comprise entre 1640 et 1650 .
 - La 2° zone (en rouge) située à une profondeur comprise entre 2710 et 2735.

La zone 01 :

D'après l'enregistrement et le cross-over densité delta – T, on remarque que cette zone est fissurée fracturée.

2.1.1.Étude lithologique :

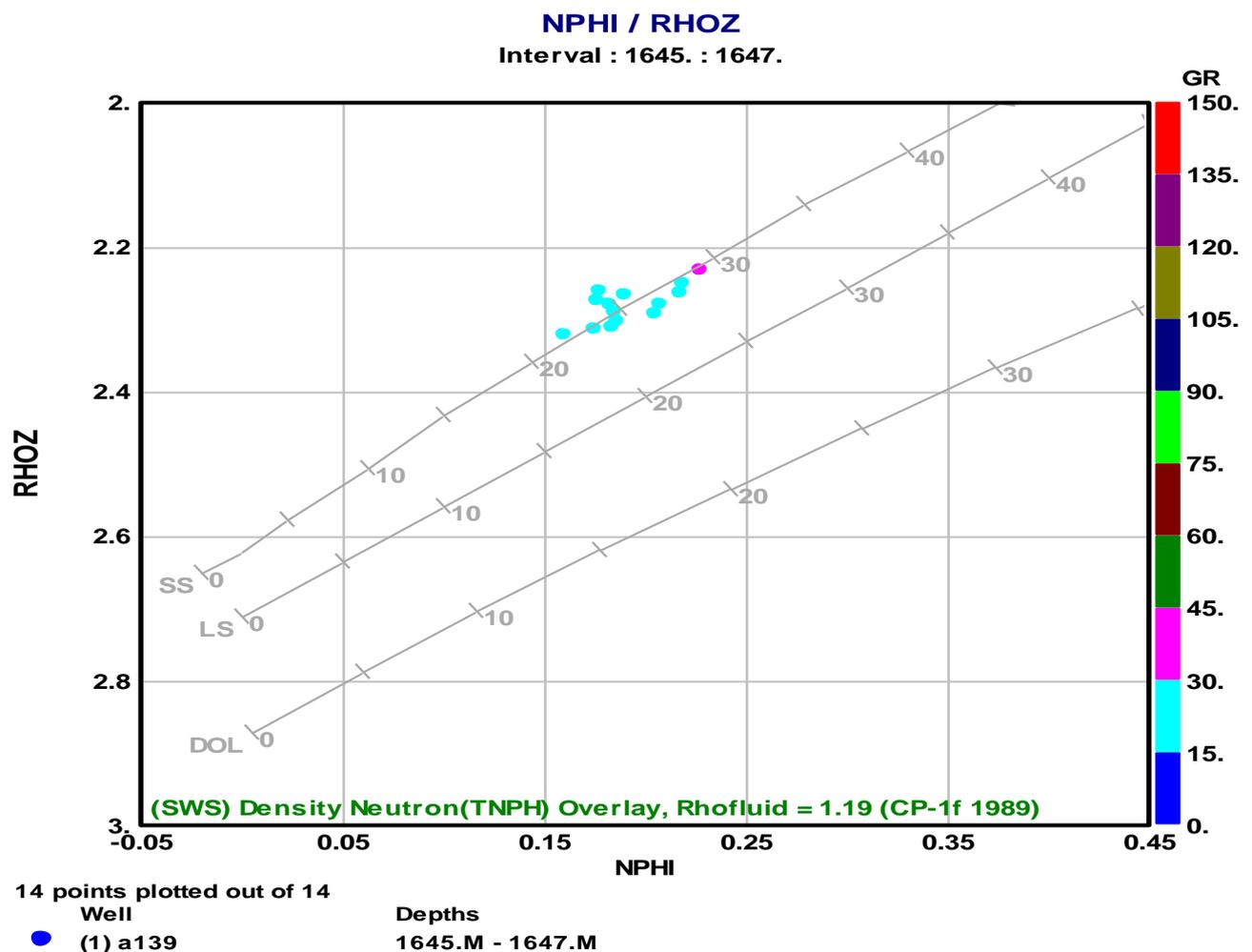


Figure III.3 : Cross-plot de (RHOZ) en fonction de (NPHI) dans l'intervalle de réservoir, montrant une tendance gréseuse de la zone 1.

- Cette figure représente la lithologie dans l'intervalle [1645 – 1647]
- On remarque que le nuage de points bleu – ciel sont situés sur la ligne des grés ce qui montre que notre réservoir est une formation gréseuse. Avec une porosité vraie de 25%, avec une valeur de GR de 30 API.
- Le point rose signifie que notre réservoir n'est pas un réservoir pur et est affecté par une teneur en argile.

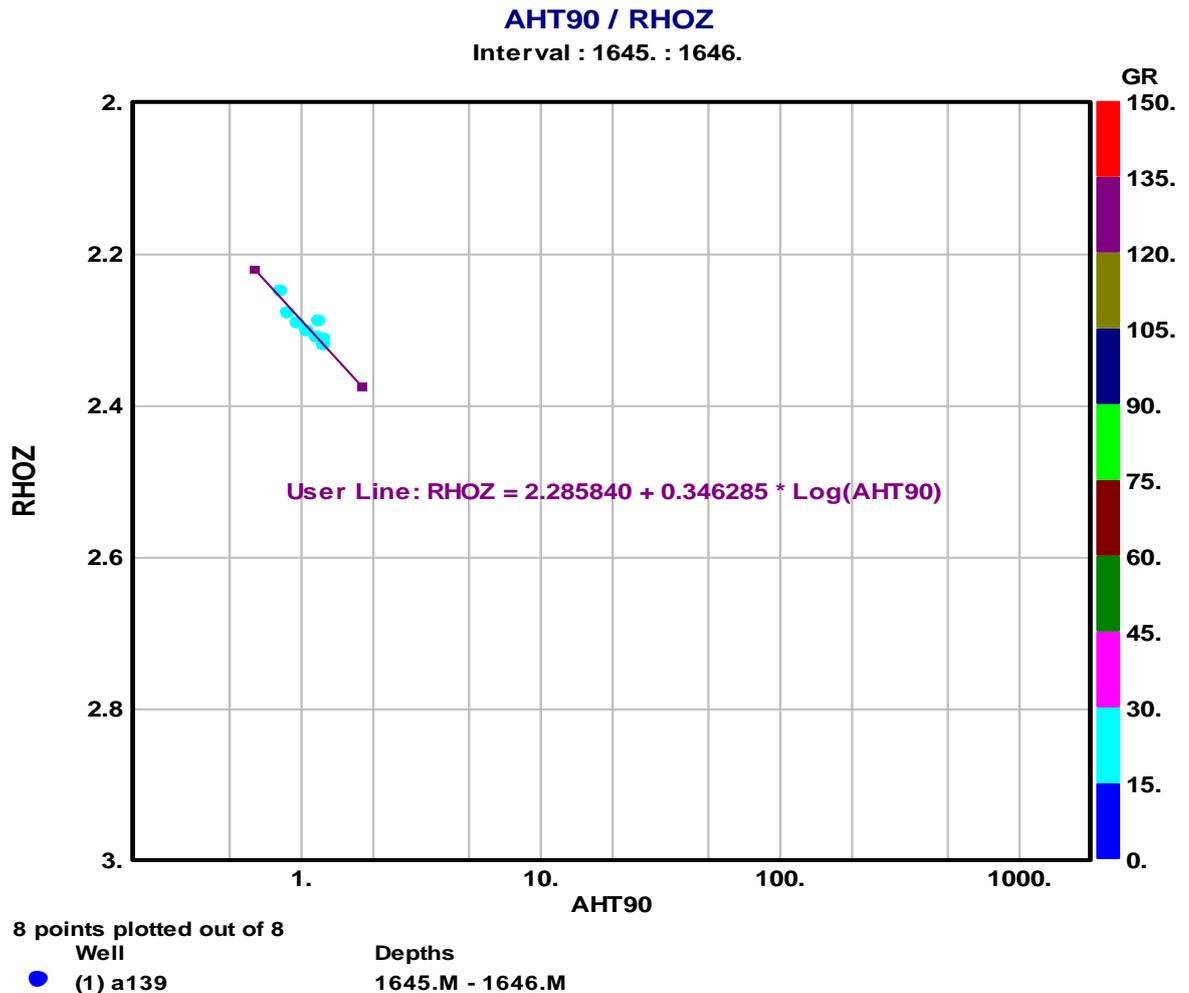


Figure III. 4: Cross-plot de RHOZ-RT en montre un milieu gréseux de la zone 1.

La figure III.4 représente la variation de densité RHOZ en fonction de résistivité AHT90 dans le milieu réservoir [1645-1646].

On remarque que plus la résistivité augmente plus la densité augmente .

Les points sont de couleur bleu ciel avec un GR de 30 API ce qui montre que le milieu est gréseux avec un certain pourcentage d'argile.

On peut ainsi donner une dépendance entre ces deux paramètres pour notre réservoir et qui est :

$$\text{RHOZ} = 2.285840 + 0.346285 * \log(\text{AHT90}) \dots \dots \dots \text{(III.1)}$$

On peut montrer une dépendance entre Rt et le TOC par la figure ci – après (figure III-5)

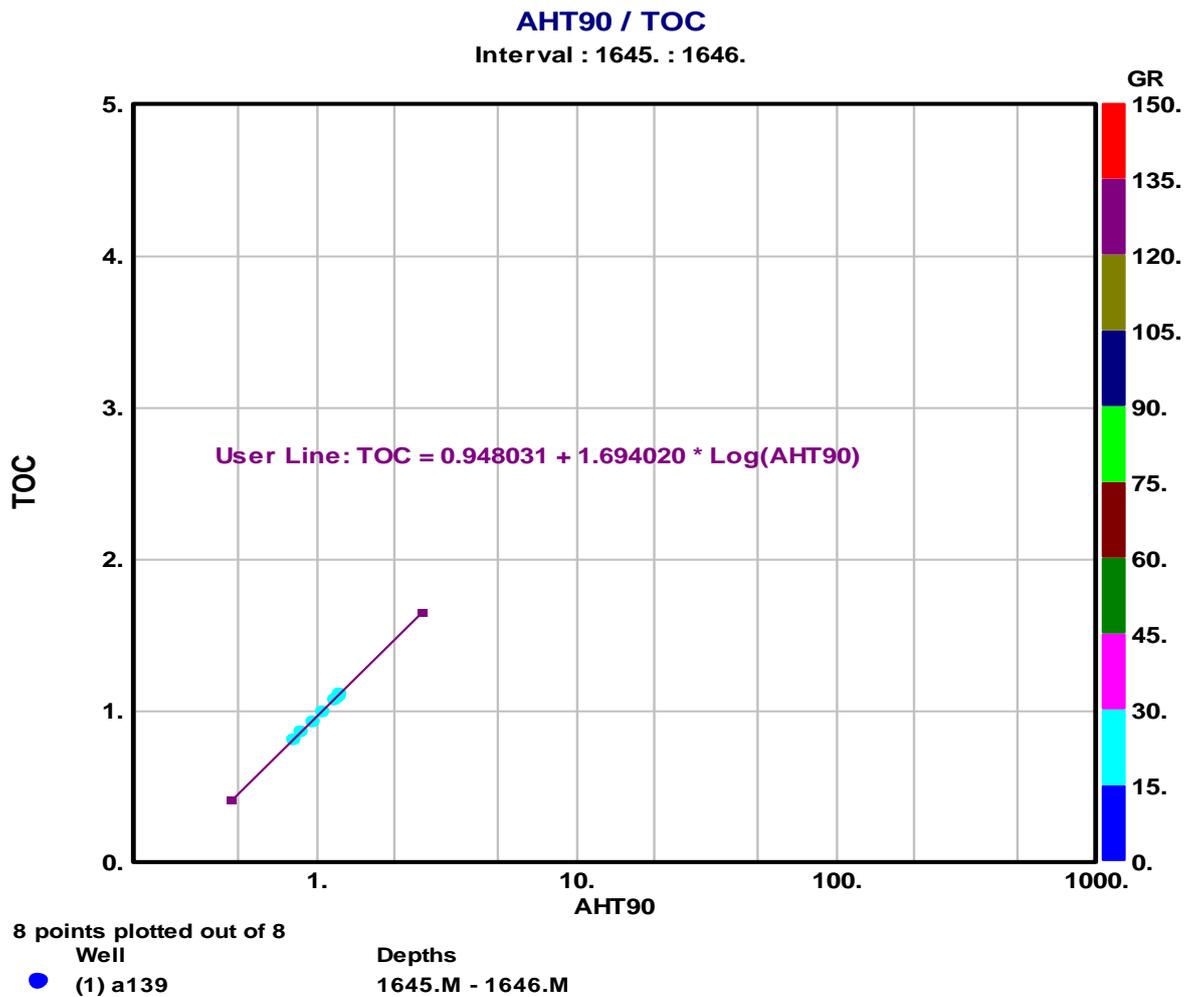


Figure III. 5 : Cross-plot TOC-RT du la zone01.

- D’après la figure ci-dessus, on remarque que plus la résistivité AHT90 augmente plus la teneur en TOC augmente sur dépendance linéaire de l’équation qui relie ces deux paramètres est :

$$\text{TOC} = 0.948031 + 1.694020 * \log(\text{AHT90}) \dots \dots \dots \text{(III.2)}$$

- D'après la couleur bleu des points montrent que la valeur de GR est faible de 30 API, la réponse radioactive est un indicateur qualitatif de la teneur en argile.

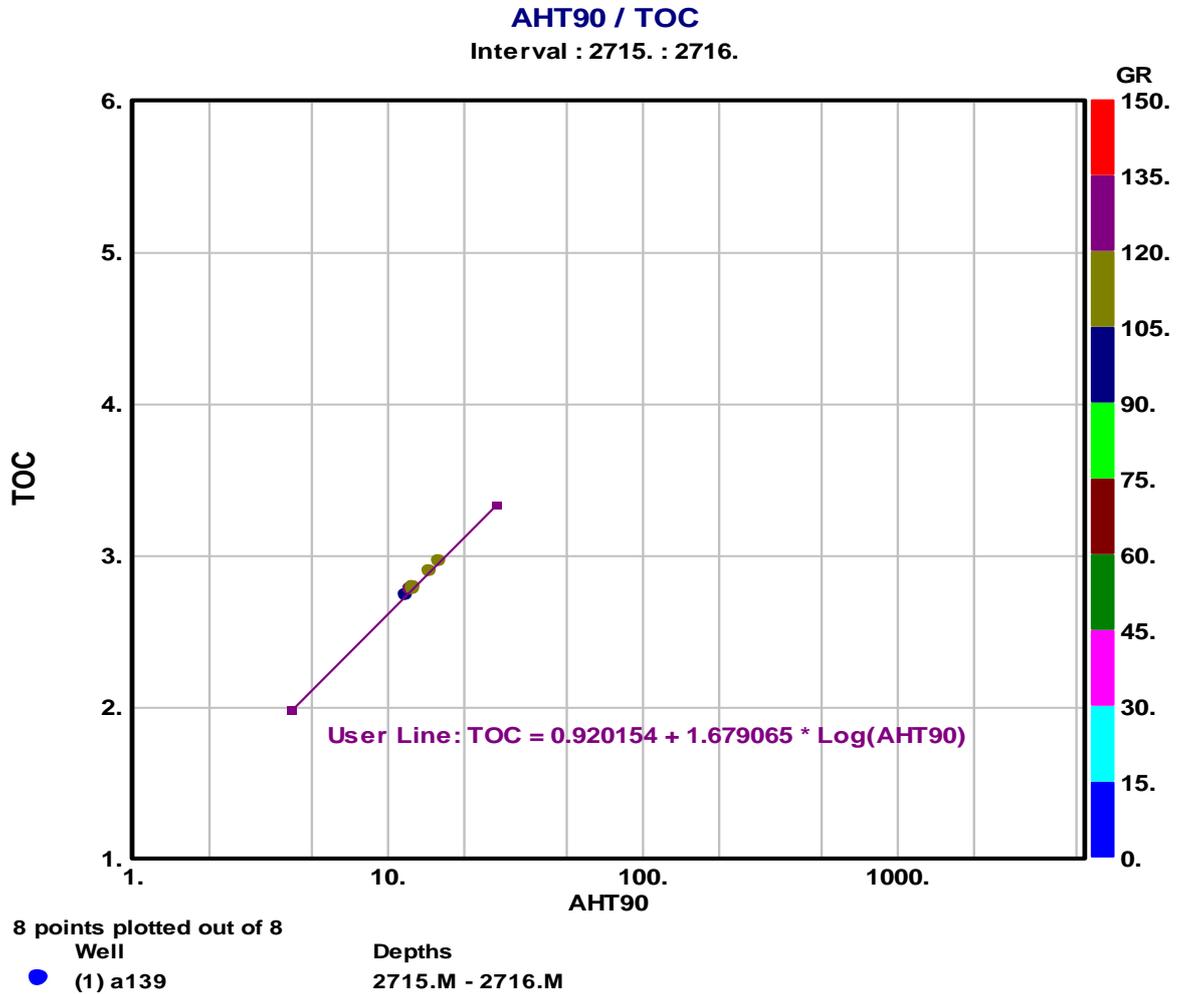


Figure III. 6 : Cross-plot TOC-RT du la zone01.

On remarque que les points évoluent sur la même droite linéaire dans l'intervalle [2715-2716], ce qui montre un intervalle homogène dont l'équation du TOC peut être donnée ainsi :

$$TOC = 0.920154 + 1.679065 * \log(AHT90) \dots \dots \dots (III.3)$$

Le TOC est croissant en fonction de AHT90, les points sont de couleur verte avec GR plus élevée 120 API indiquant ainsi que nous sommes dans une formation argileuse, les valeurs de résistivité plus élevées ce qui montre que le milieu est soit compact et consolidé ou saturé en hydrocarbures.

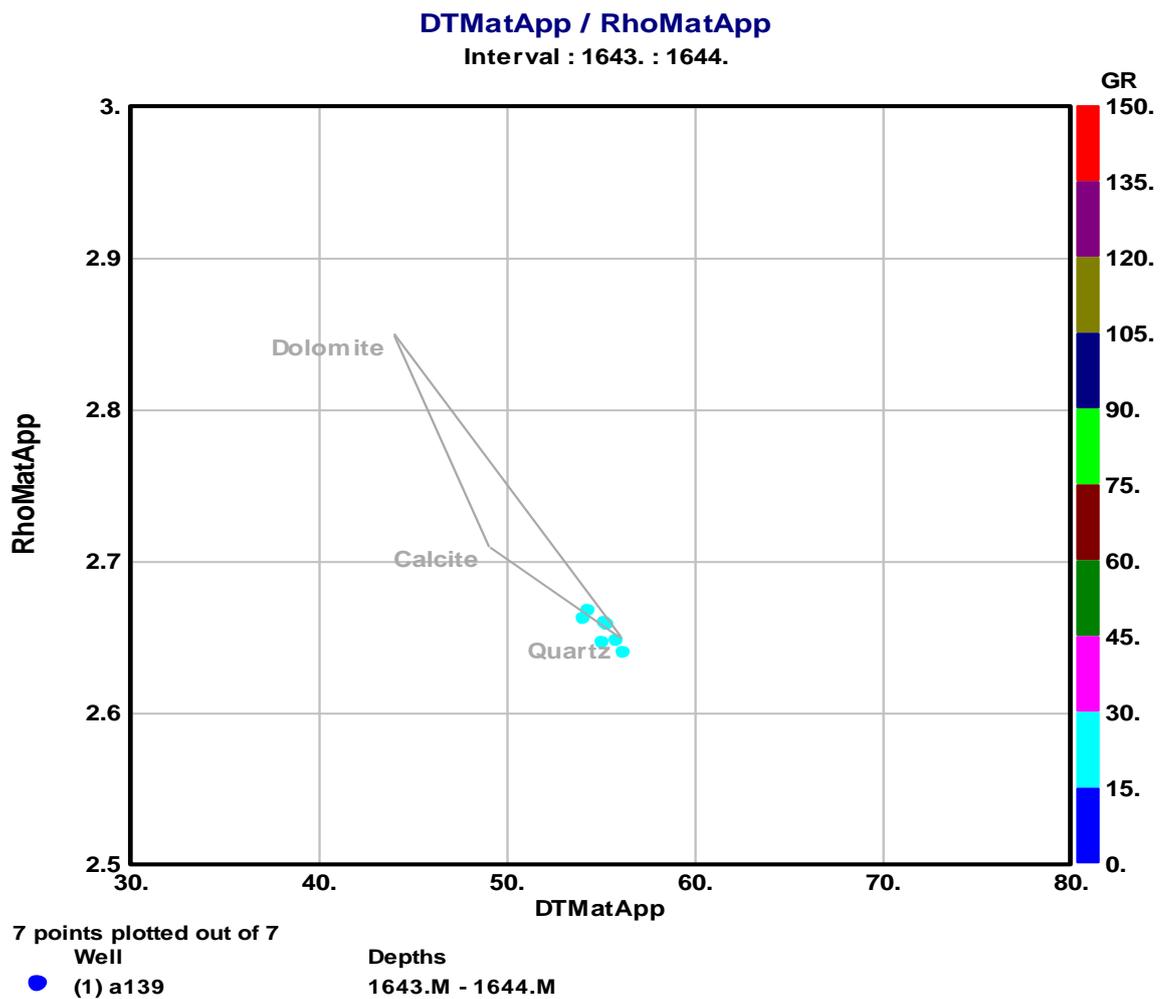


Figure III. 7 : MID-PLOT de RhoMatApp-DTMatApp de la zone 1.

- Cette figure représente le MID-PLOT (matrix identification), destiné à l'identification de la nature de la matrice de la formation étudiée (Densité matrice apparente (RhoMatApp) en fonction du temps de transit - matrice apparente (DTMatApp), dans l'intervalle [1643-1644])
- On remarque que les points sont situés dans la zone quartz, la matrice est donc quartzitique confirmant que cette formation est gréseuse.

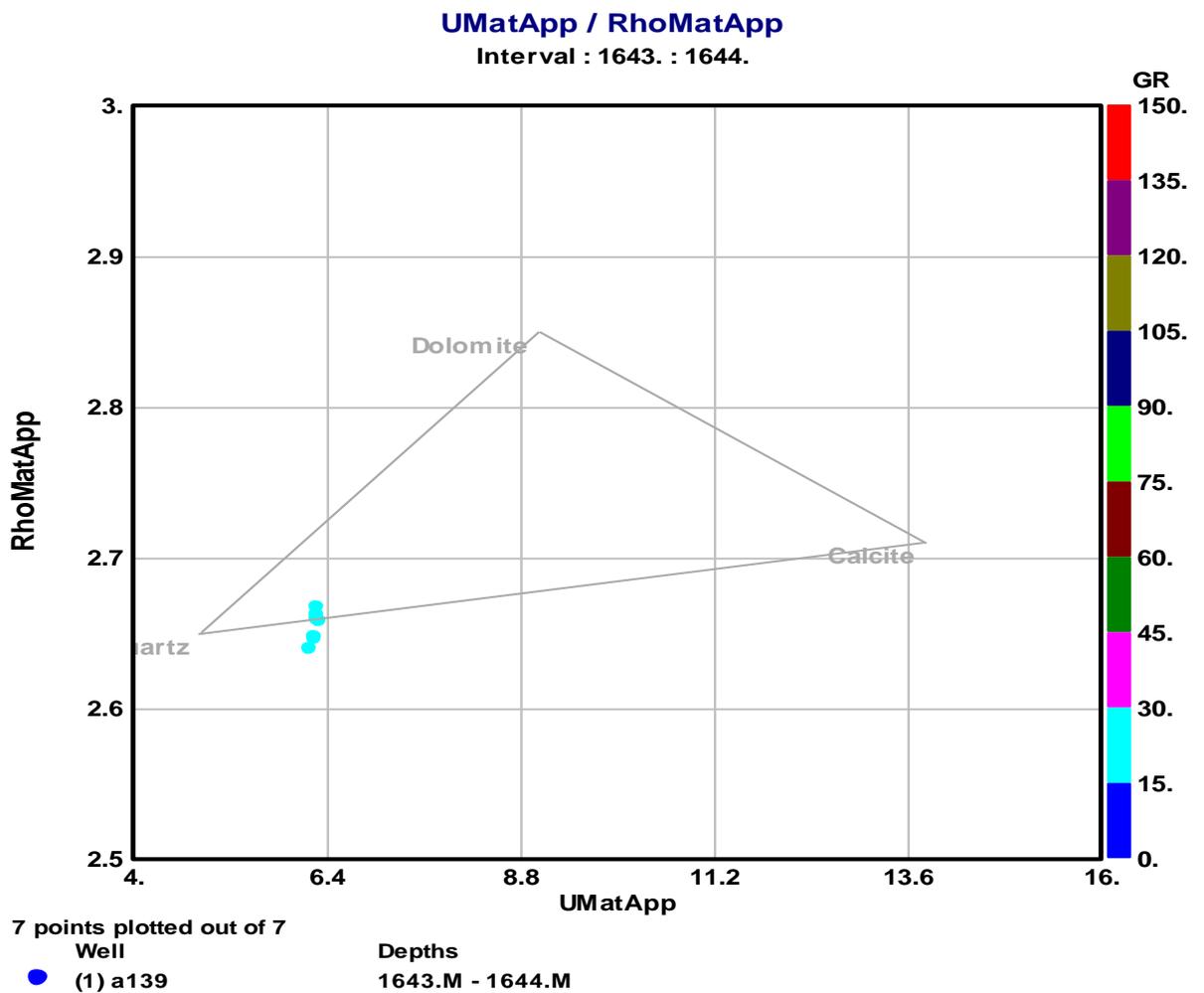


Figure III.8 : abaque QCD (quartz – calcaire – dolomies) RhoMatApp-UMatApp qui montre un milieu gréseux pour la zone 1.

- Densité matrice apparente en fonction du coefficient d'absorption des rayons gamma μ apparent / μ (U) de la matrice
- Cette figure montre que la nature lithologique de cette matrice est quartzitique parce que la majorité des points sont au voisinage de la tendance quartz, Ce qui prouve que cette formation est gréseuse. Avec faible valeur de GR 30 API, donc ayant une faible teneur en argile.

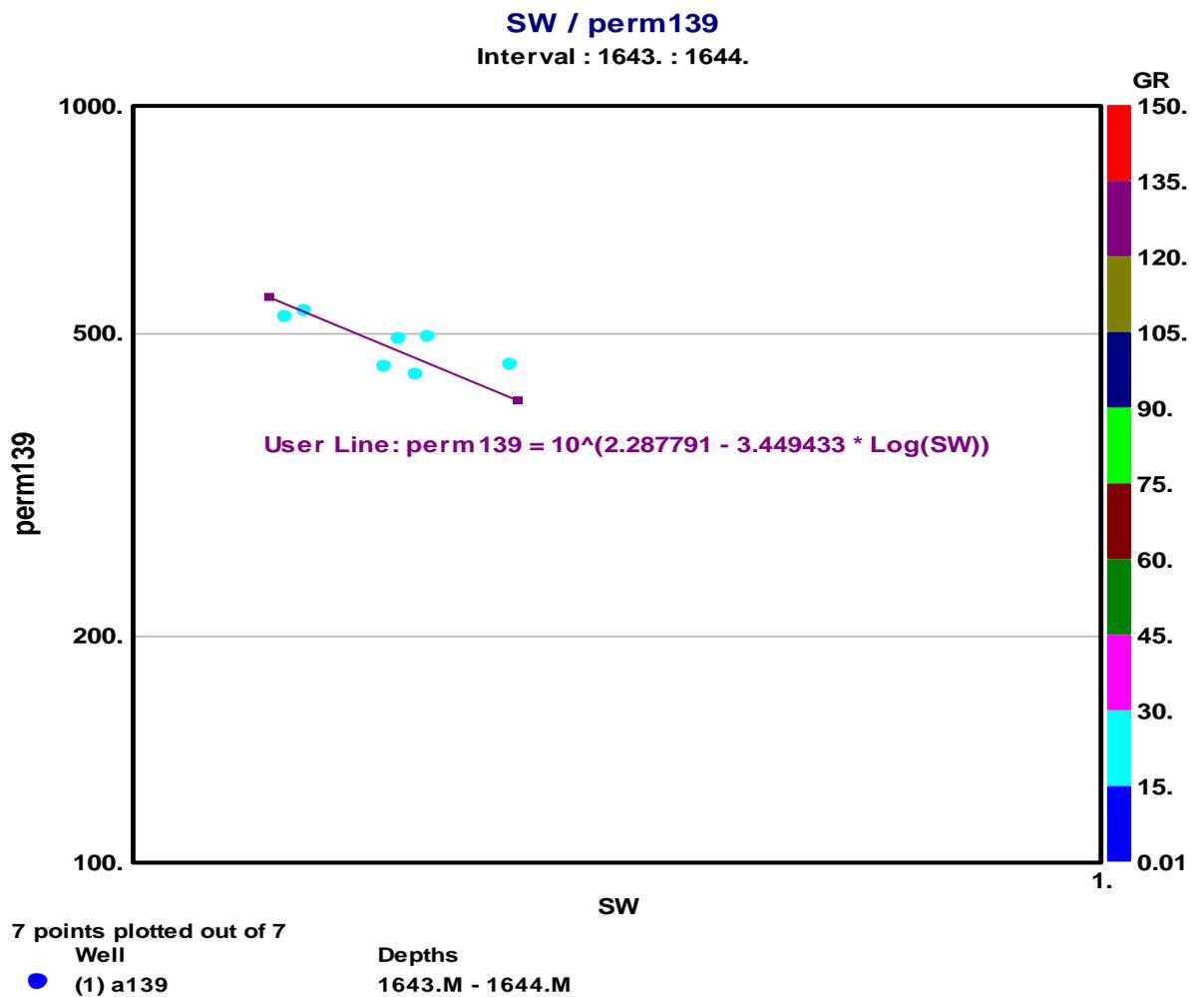


Figure III.9 : Cross-plot de (Perm) en fonction de (SW) dans l'intervalle réservoir, dans la zone 1.

- Cette figure représente la perméabilité en fonction de la saturation en eau dans l'intervalle [1643-1644].
- On remarque que plus la saturation d'eau l'augmente plus la perméabilité est décroissante. Les point bleus ciel indiquent moins d'argile avec GR faible de 30 API. Ce qui montre que ce réservoir est homogène.

La dépendance ainsi de duite permet d'établir l'équation :

$$Perm139=10^{(2.287791-3.449433*\log(SW))}..... (III.4)$$

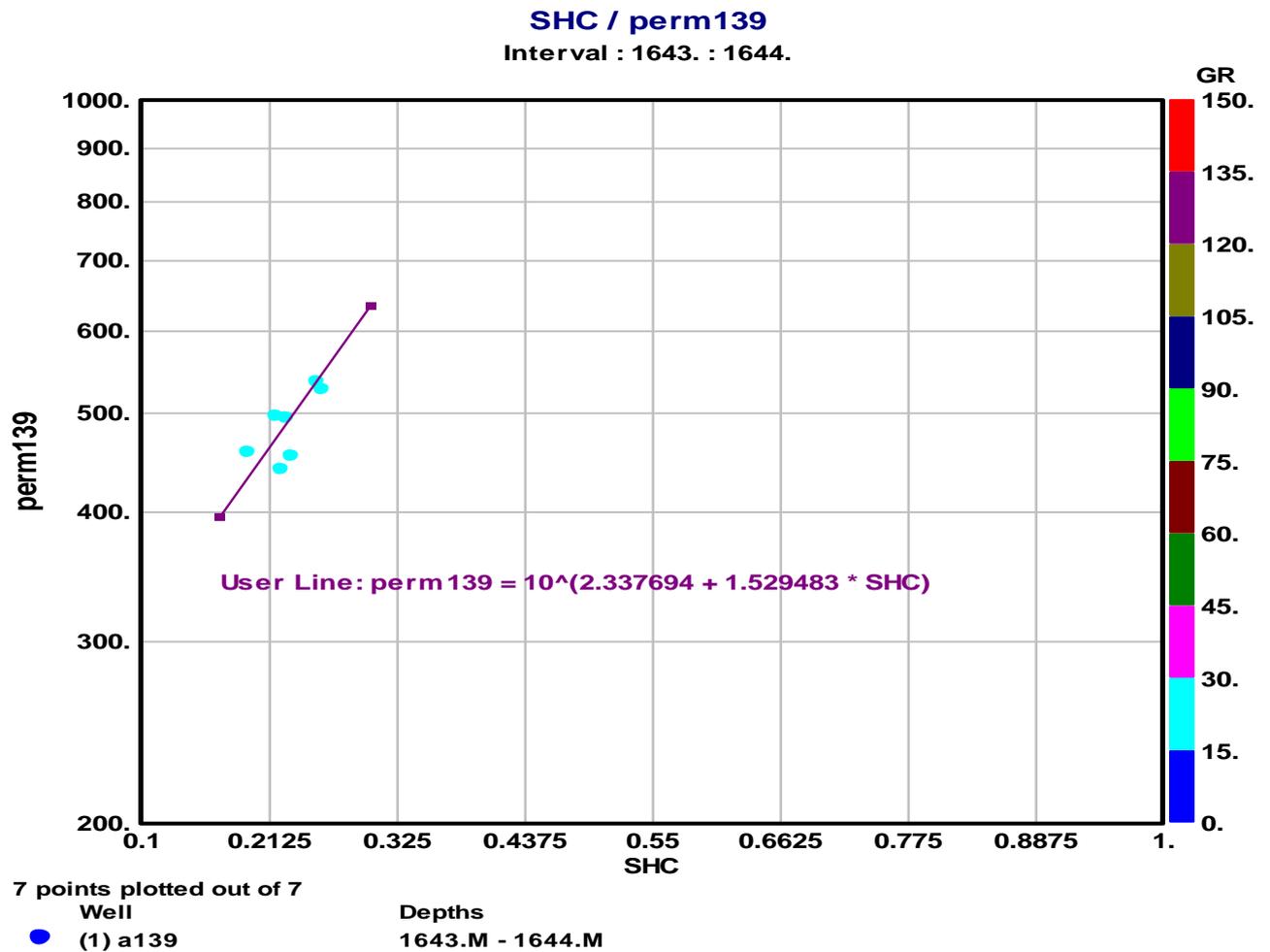


Figure III.10 : Cross-plot perméabilité en fonction saturation hydrocarbure(SHC) de la zone 1.

- La figure représente perméabilité en fonction de saturation en hydrocarbures(SHC)
- On remarque que plus la saturation hydrocarbure augmente , plus la perméabilité relative à l'huile est croissante .
Le GR étant de 30 API montre notre réservoir dans un milieu géseux avec faible teneur en argile .

L'equation de cette tendance est une droite dont l'equation est :

$$\text{perm139} = 10^{(2.337694 + 1.529483 * \text{SHC})} \dots \dots \dots \text{(III.5)}$$

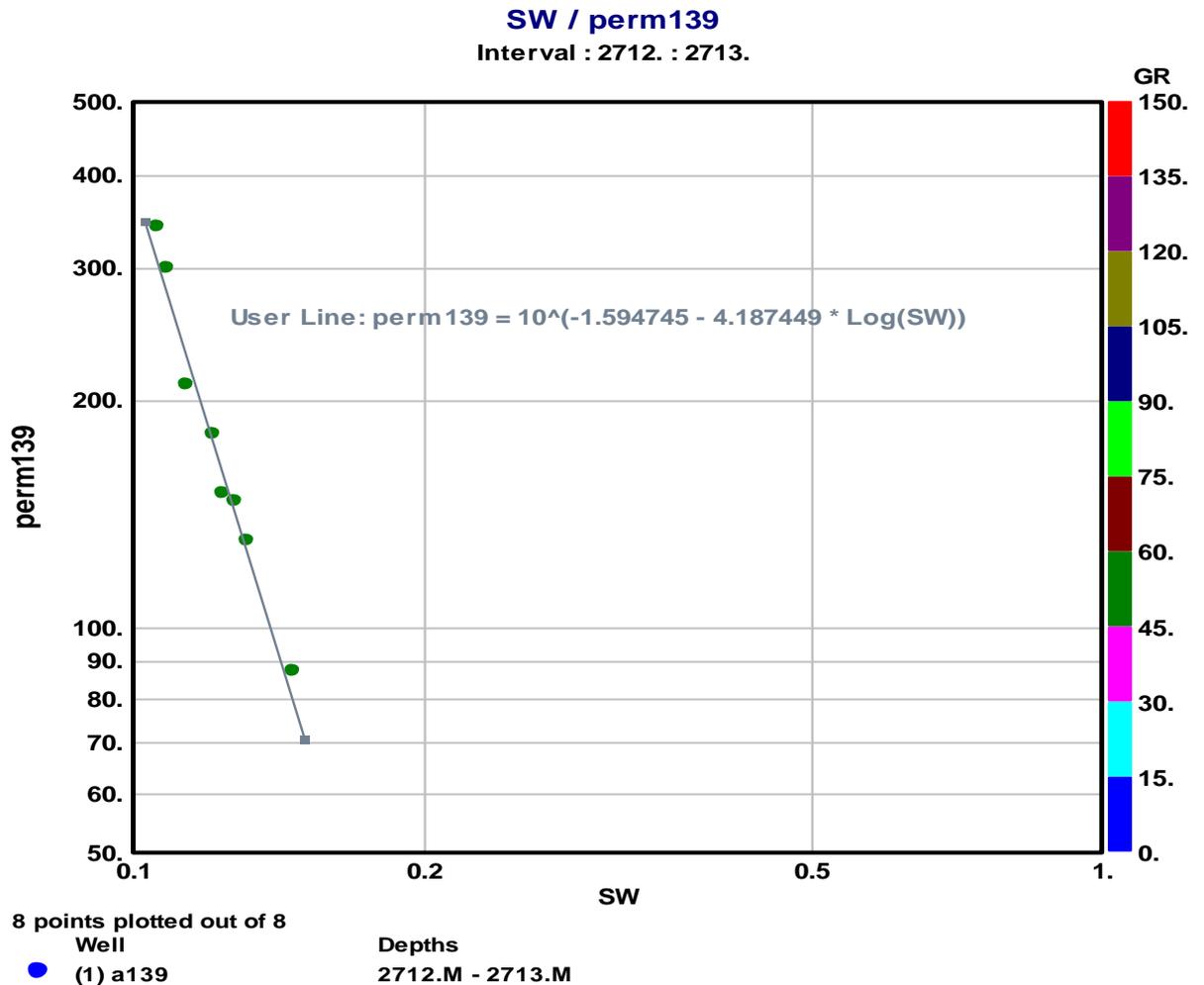


Figure III.11 : cross-plot de (Perm) en fonction de (SW) dans l'intervalle réservoir de la zone 2.

- Cette figure représente la perméabilité en fonction de la saturation de l' intervalle de [2712-2713] Cet intervalle réservoir présente une certaine homogénéité.
- On constate que la perméabilité est toujours décroissante en fonction de la saturation. D'eau Les points sont de couleur vert avec GR plus élevée 60 API ce qui monte que le milieu est argileux.
Tous les points collent à la dépendance qui est :

perm1329=10^(-1.594745-4.187449*log(SW))..... (III.6)

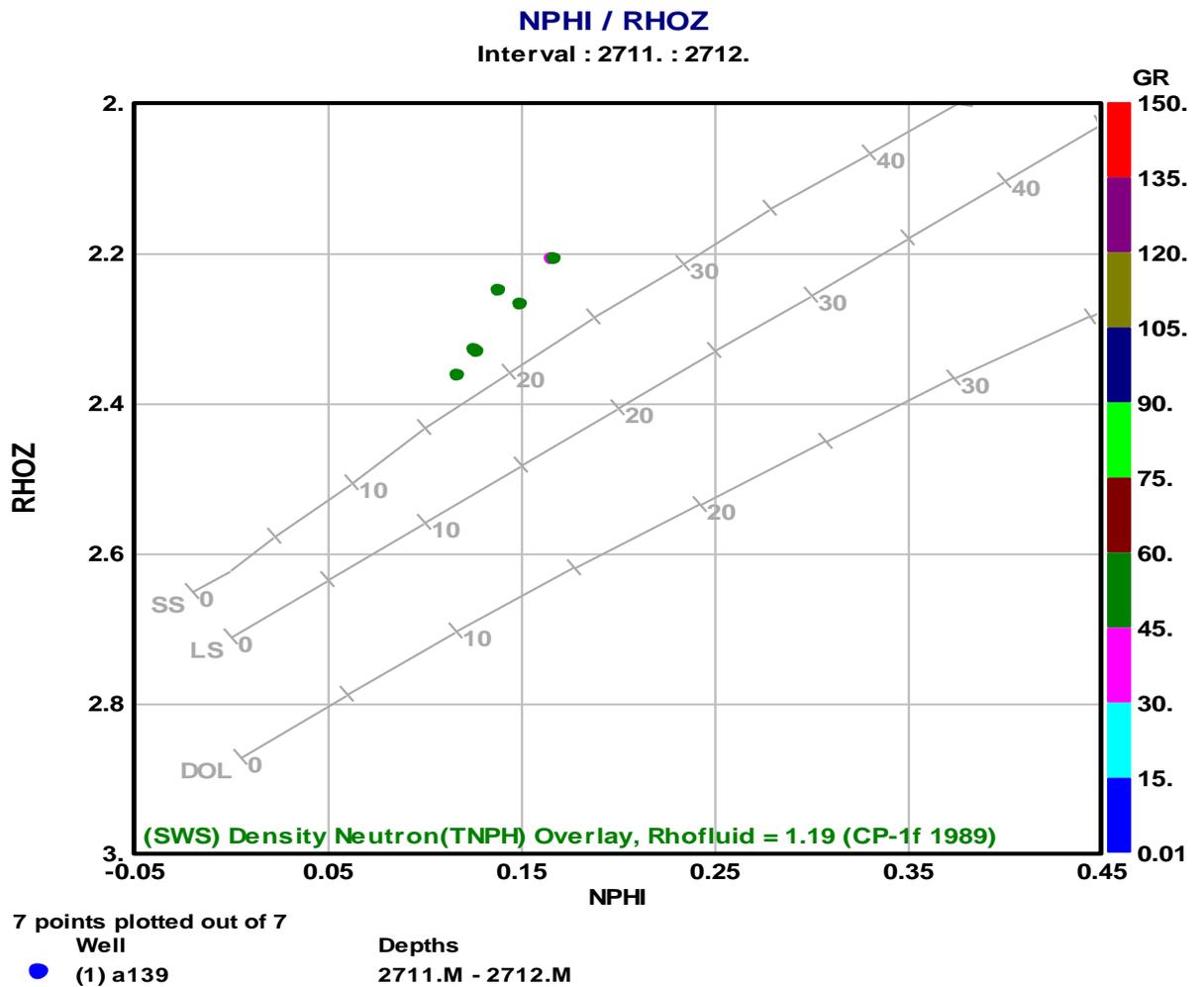


Figure III.12 : Cross-Plot lithologique RHOZ – NPHI de la zone 2.

Cette figure montre la densité en fonction de la porosité de la zone réservoirs dans l'intervalle [2711-2712] .La distribution des points se situe au-dessus de la tendance grés, Ce qui prouve que cette formation est gréseuse avec GR 60 API, avec porosité vraie de 22 %, ce qui est une bonne porosité.

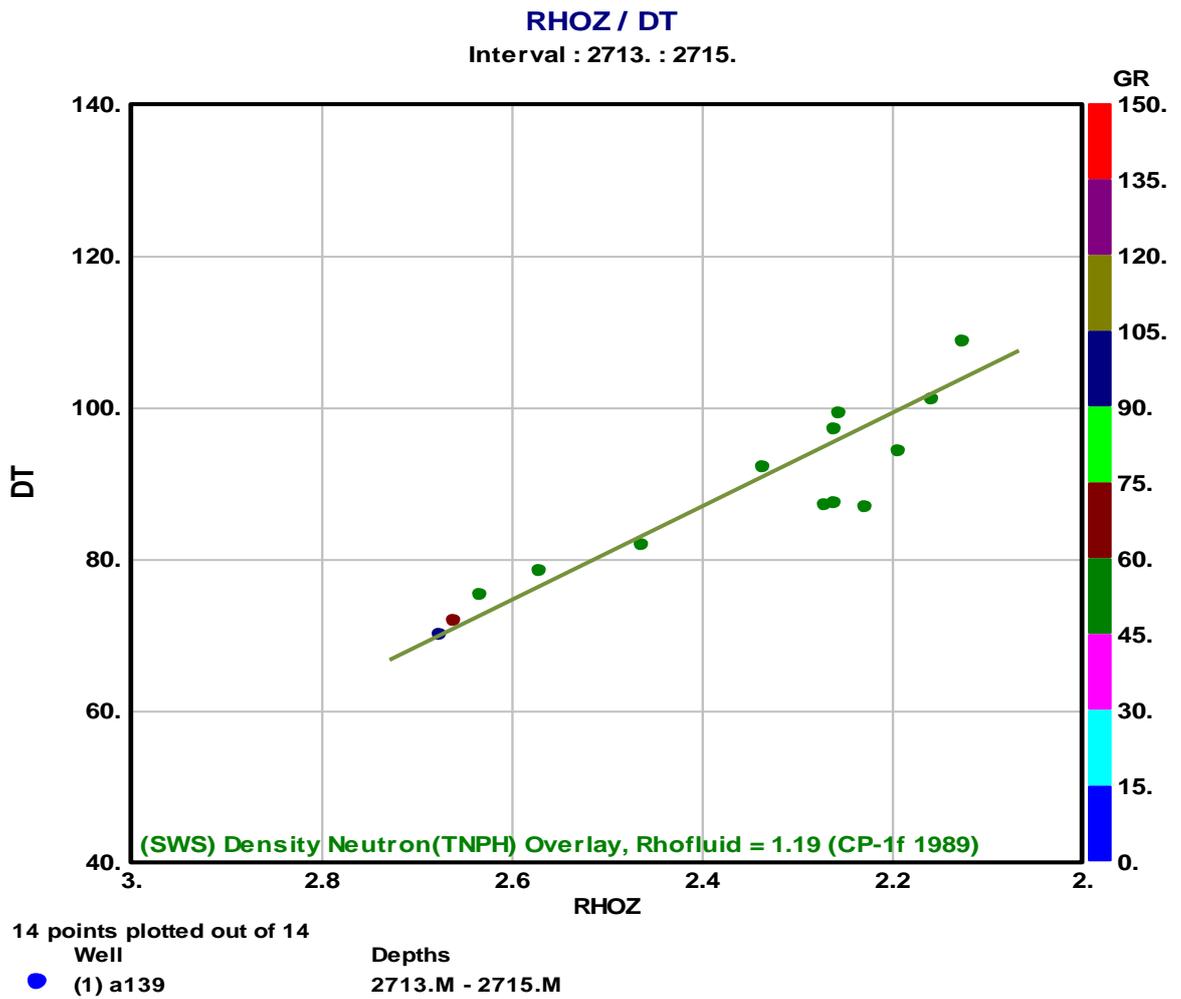


Figure III. 13 : Cross-plot –DT-RHOZ dans intervalle réservoirs de la zone 2.

Cette figure représente DT en fonction de la densité RHOZ dans l'intervalle [2713-2715]
On observe que DT est croissant, plus part des points sont de couleur vert avec GR 60 API Ce qui prouve la formation est argilo - gréseuse.

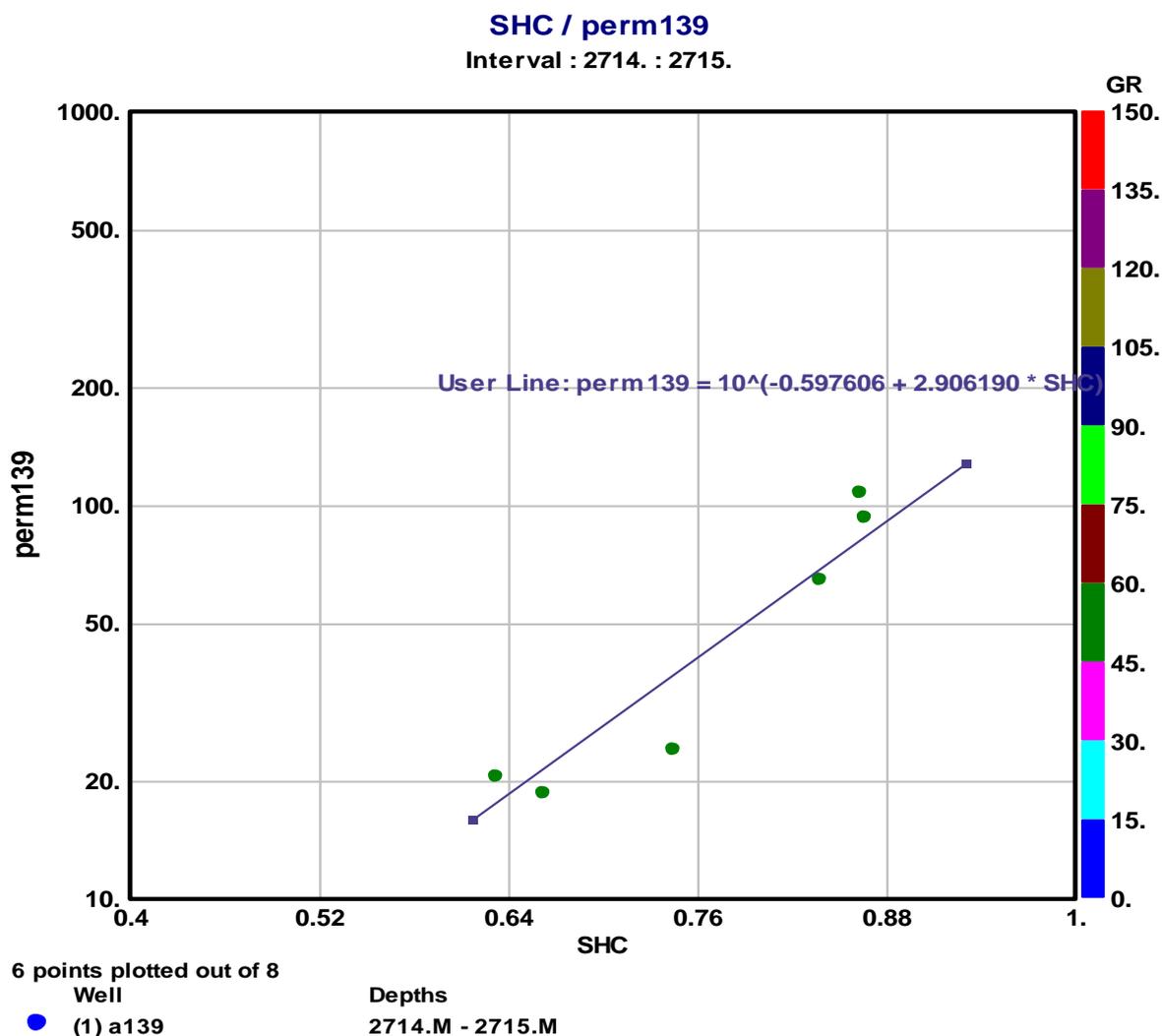


Figure III.14 : cross-plot de (Perm) en fonction de (SHC) d'un intervalle réservoir. Avec un nuage de points mettant en évidence la nature lithologique complexe de ce réservoir de la zone 2.

- ✓ Cette figure représente la perméabilité en fonction saturation hydrocarbure dans la zone réservoir sur l'intervalle [2714-2715].
- ✓ On remarque que plus la perméabilité croissante plus la saturation hydrocarbure augmente, les points sont de couleur verte avec GR 60 API .ce qui montre que notre formation est grés-argileuse.
- ✓ La droite est d'équation :

$$\text{perm139} = 10^{(-0.597606 + 2.906190 * \text{SHC})} \dots \dots \dots \text{(III.7)}$$

Tableau III.1: les résultats obtenus d'après les abaques en zone 01 et zone 02 de Ohanet

Les Niveaux	PHIE(Dec)	PHIT(Dec)	AHT90 (Ohm.m)	SHC(Dec)	SW(Dec)	Perm
1640-1650	0.242	0.269	1.01	0.374	0.626	La valeur erronée
2710-2715	0.173	0.217	24.458	0.844	0.163	La valeur erronée

Tableau III.1 : Valeurs moyennes de quelques paramètres pétrophysiques d'Ohanet.

2.2. Puits 2 (Barnett shale) Application de diagrapie sur le puits 2 :

Le log composite obtenu contient les enregistrements suivants :

Piste 01 : Rayons gamma (GR) en (API).

Piste 02 : la vitesse de l'onde P (V_p) en (m/s)

Piste 03 : la vitesse de l'onde S (V_s) en (m/s)

Piste 04 : densité (ρ) en (g/cm³)

Piste 05 : porosité ($\emptyset N$) en fraction.

Piste 06 : COT et saturations en eau SW, gaz SG et huile So en fraction.

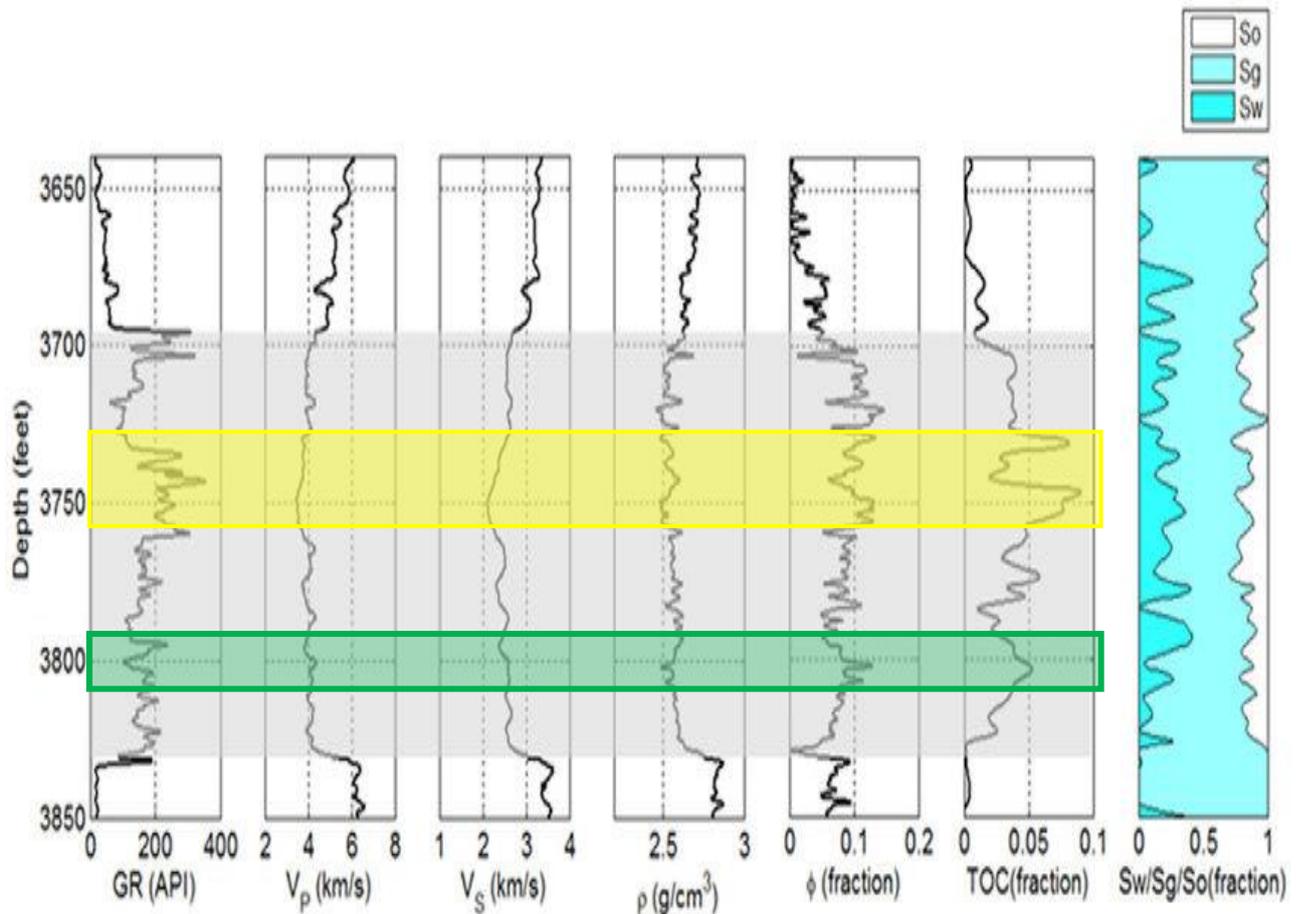


Figure III.15 : Résultats d'interprétation pétrophysique du puits 2

Cette figure représente un traitement des données pétrophysiques de ces puits nous permettant de détecter deux zones réservoir :

La première zone (jaune) était dans un intervalle de profondeur compris entre [3735-3758] (ft)

La deuxième zone (vert) était dans un intervalle de profondeur compris entre [3790-3810] (ft)

On remarque que pour cette formation il y a deux niveaux réservoirs détectés par le log Gamma ray vu que sa radioactivité est importante, en parlant de réservoirs schisteux.

2.2.1. Étude lithologique :

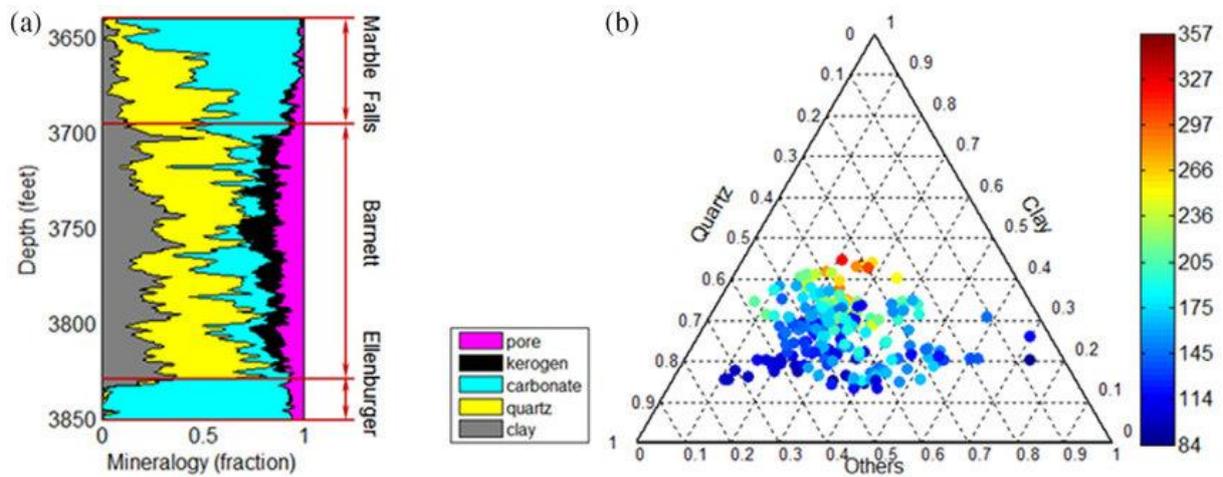


Figure III.16 : Nature lithologique

Cette figure montre que la nature lithologique de cette zone est de nature complexe, parce que la majorité des points sont entre la tendance Quartz et autres (Others), la majorité des points sont de couleur bleu avec GR variant de 84 API à 205 API, ce qui témoigne d'une teneur en argile conséquente.

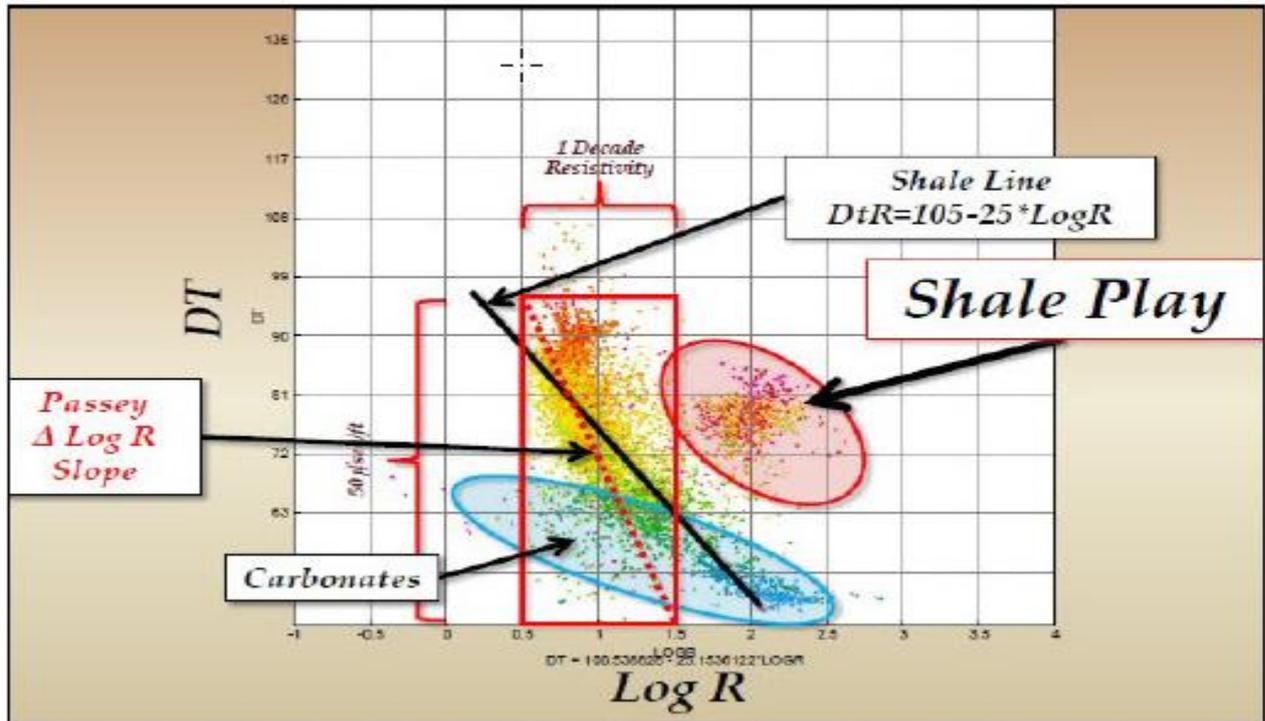


Figure III.17 : Cross-plot de DT en fonction logR d'un intervalle réservoir.

Cette figure représente DT en fonction log R .on observe que les nuages des points sont de différentes couleurs, les points bleu et vert sont des carbonates, les point de couleurs rose et jaune sont des schistes (shale Play) et les point jaunes sont à tendance argile. Nous observons que la variation de DT sur carbonates est décroissante en fonction de Log R avec une variation de shale Play et décade Résistivité est croissante ce qui signifie que ce milieu est compact. Tel que la relation de shale line obtenue est :

$$DtR = 105 - 25 * \log R \dots \dots \dots (III.8)$$

Tableau III.2: les résultats obtenus d'après les abaques en zone 01 et zone 02 de Barnett shale

Les Niveaux	profondeur	DT	GR	ϕ_T	ϕ_e	ρ_b	SW	NPOR	TOC
Zone01	3739	Pas de donné	230	0.085	0.06	2.6	22	0.13	7.8
Zone02	3809	Pas de donné	190	0.138	0.13	2.54	19	0.115	5

Tableau III.2 : Valeurs moyennes de quelques paramètres pétrophysiques de Barnett Shale

2.3. Puits 3 (Hassi Dzabat) Application de diagraphie sur le puits 3 :

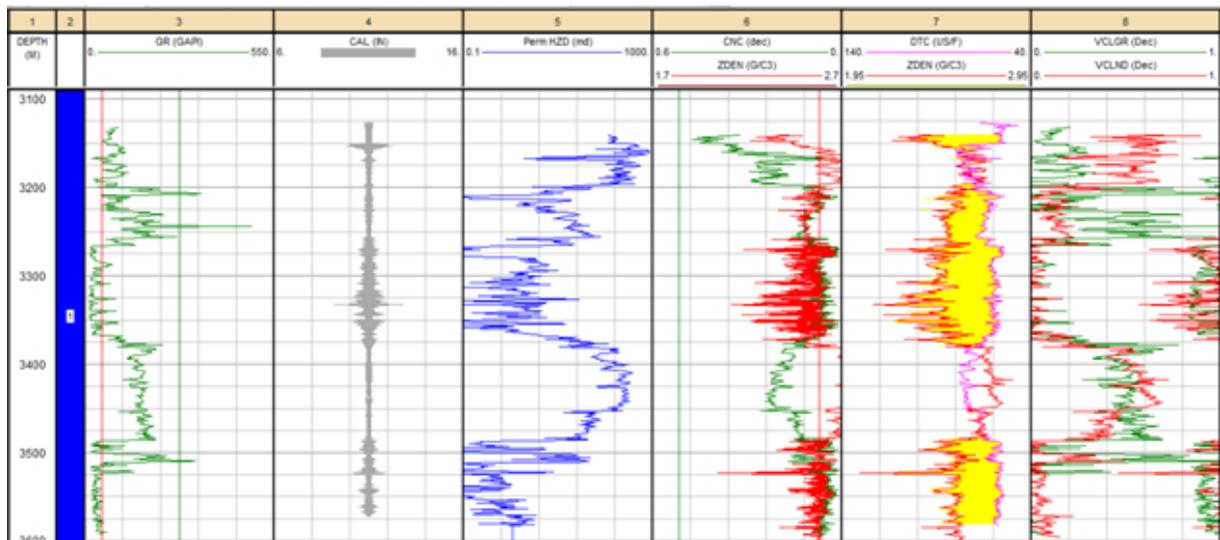


Figure III.18 : les logs de diagraphies (GR, CAL, Perm, CNC, Δt ...ect) montrant les zones susceptibles d'être réservoirs.

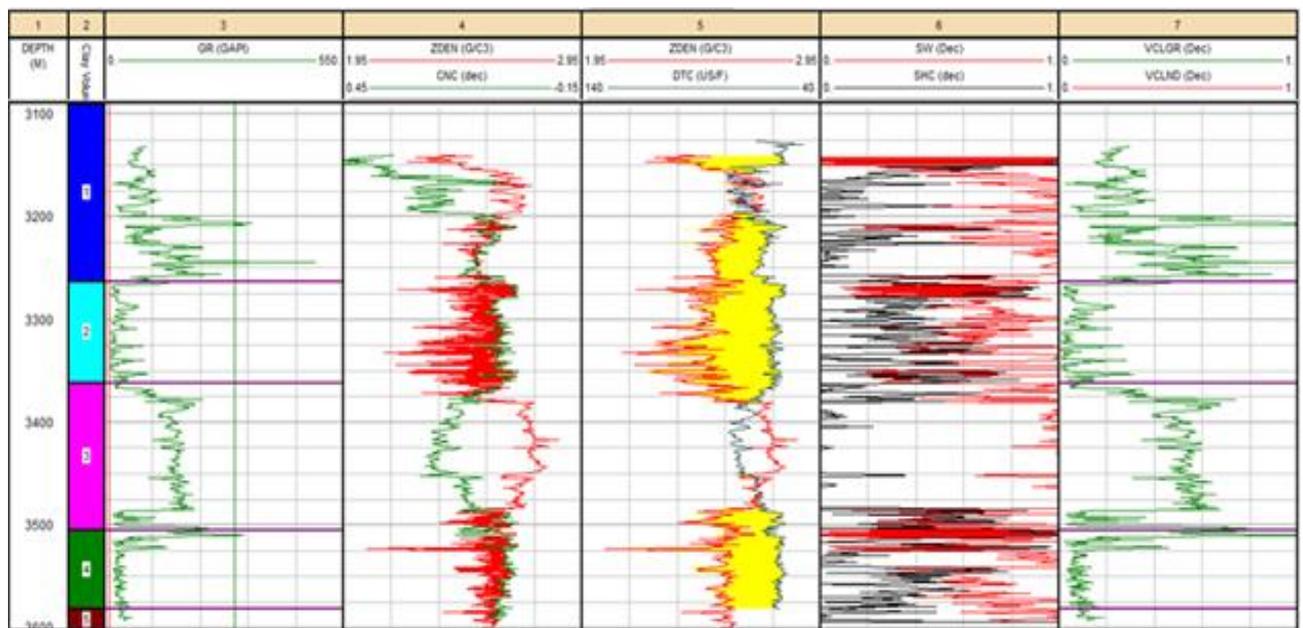


Figure III.19 : les logs de diagraphies (GR, CAL, Perm, CNC, Δt ...etc.) montrant les zones susceptibles d'être réservoirs.

Les résultats de l'analyse diagraphique de cette figure avec 7 piste successives : GR, Cal, profondeur,, ZDEN et Δt et saturation ,VCLGR permettent de bien comprendre et de situer

les niveaux productifs, comme de déterminer les endroits où on peut faire l'opération de perforation pour une future production d'hydrocarbures..

D'après le cross-over ZDEN – DTC, on voit que les zones réservoirs sont fracturées et fissurées.

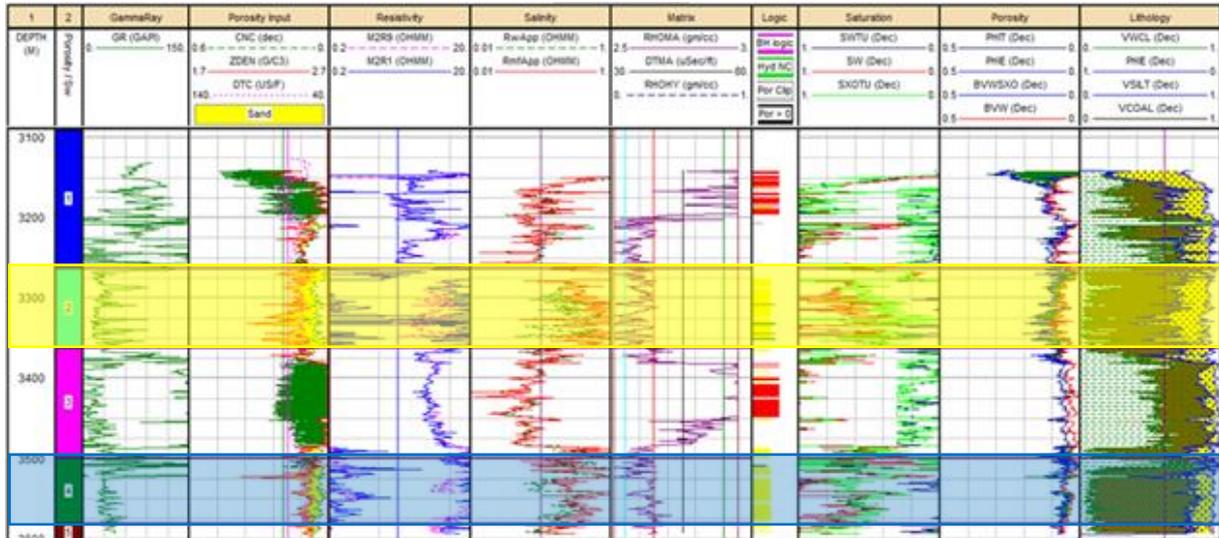


Figure III. 20: résultats d'évaluation des logs de diagraphies (GR, Porosity, resistivity, salinity, matrix, saturation ...) et découpage en séquences lithologiques avec mise en évidence des zones réservoirs.

Cette figure montre des résultats des logs de diagraphies (GR, Porosity, resistivity, salinity, matrix, saturation ...) avec découpage en séquences lithologiques et mise en évidence des zones réservoirs.

- On a mis en encadré les zones réservoir la première zone est jaune, la deuxième en bleu.

2.3.1. Étude lithologique :

***La Zone 01 :[3266 / 3363]**

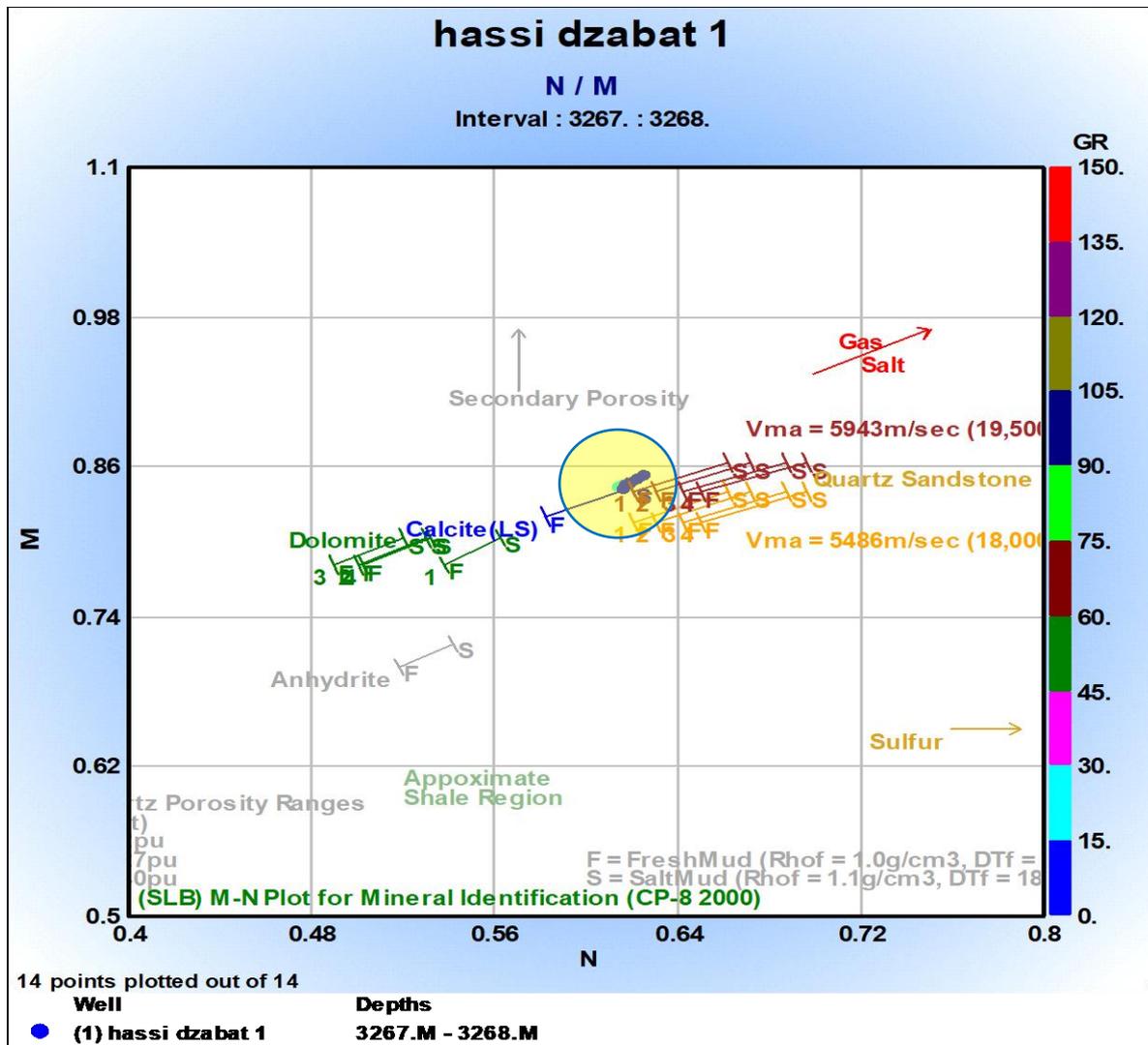


Figure III. 21: M-N plot dans l'intervalle réservoir de la zone 1.

- Cette figure représente M-N plot de la zone réservoir dans l'intervalle [3267-3268]
- On remarque que le nuage de points est proche de la zone quartz. La majorité des points sont de couleur bleu avec GR 15 API ce qui montre que la formation est gréseuse.

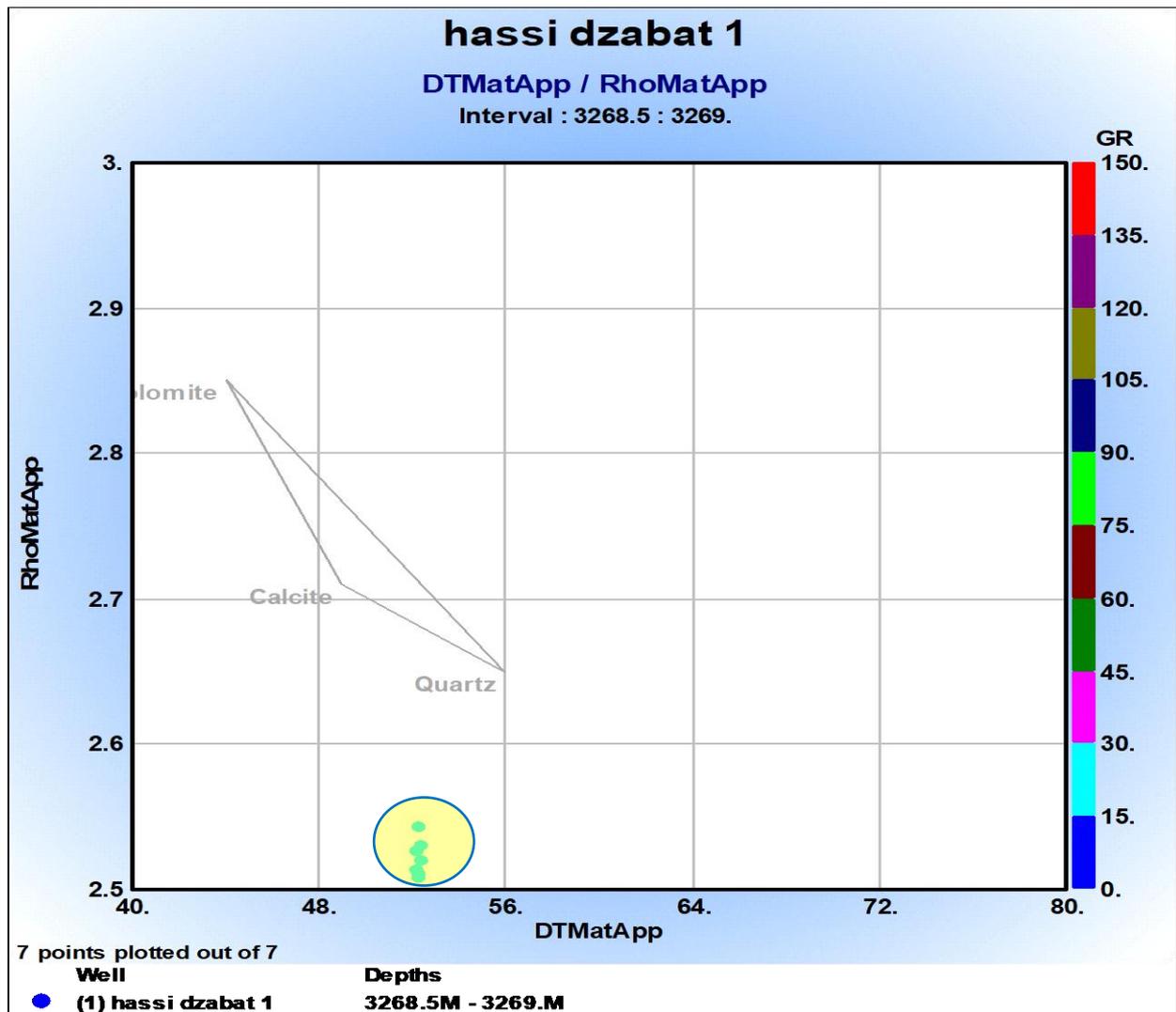


Figure III. 22: MID-plot de RhoMatApp-DTMatApp dans la zone 1 , indiquant une matrice quartzitique.

- Cette figure représente la densité matrice apparente en fonction de temps de transit matrice apparent
- Cette matrice est quartzitique car les distributions des points est au voisinage de la tendance quartz, points de couleur bleu ciel avec un GR de 30API
- On voit que la formation est gréseuse.

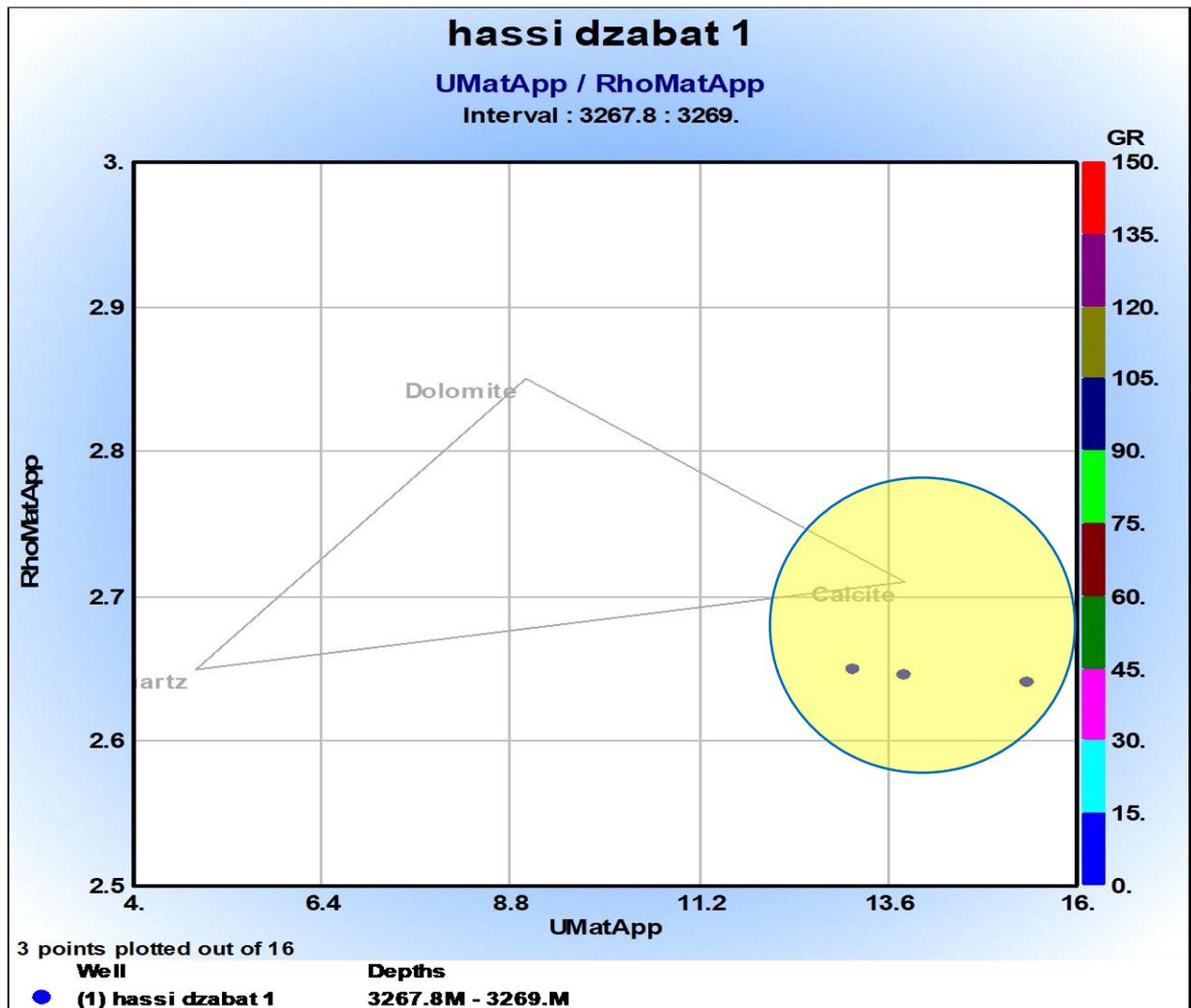


Figure III. 23: MID-plot de RhoMatApp-UMatApp de la zone 1.

- La figure ci - dessus représente un log de la densité matrice apparente(RhoMatApp) en fonction de UMatApp de l'intervalle de puits 3[3267.8-3269].
- on remarque qu'il y a des points de couleurs bleu ciel, la couleur des points définit des valeurs de GR de 15 API donc la formation est à tendance calcaire.

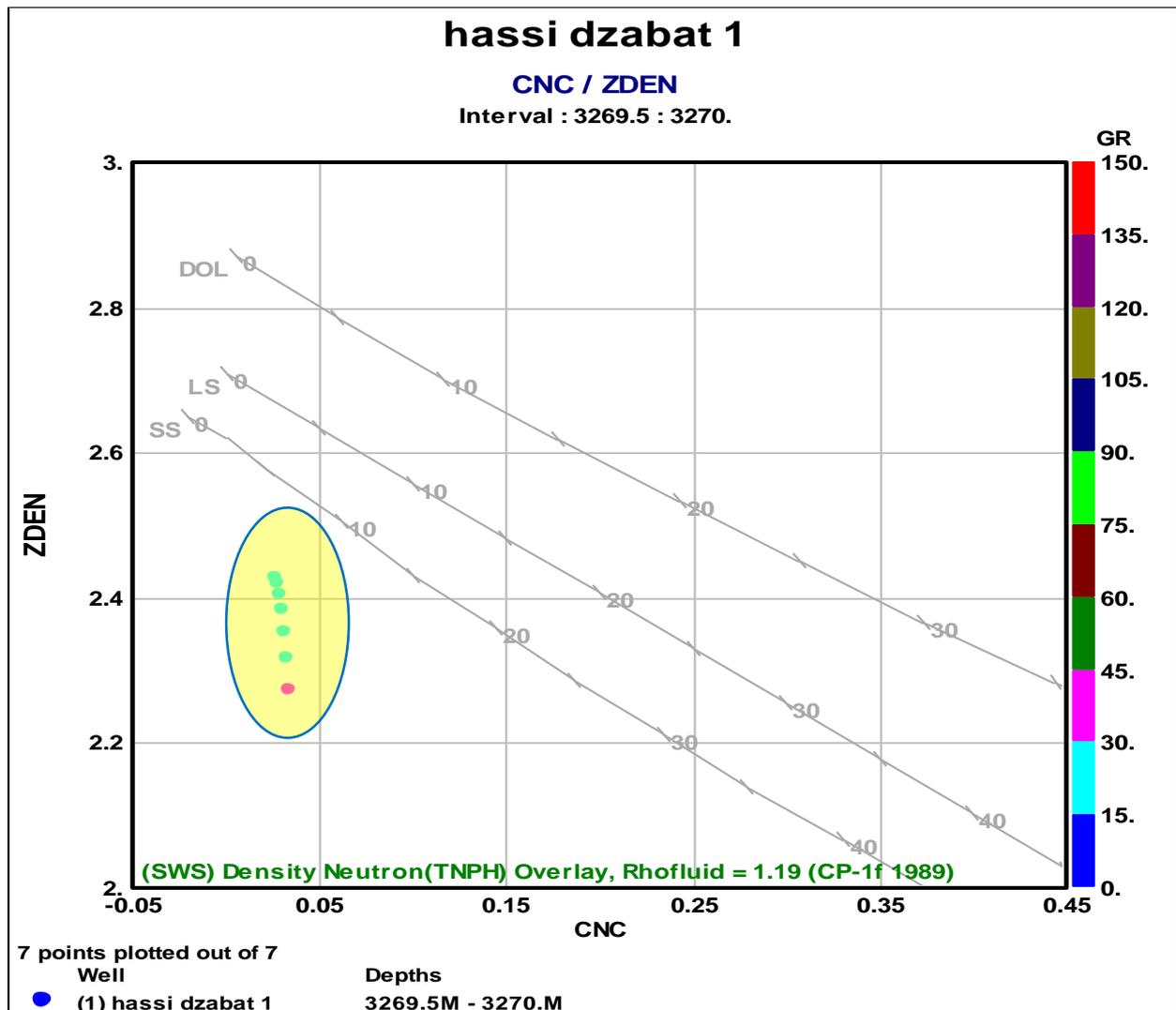


Figure III. 24: cross plot de (ZDEN) en fonction de (CNC) dans l'intervalle de réservoir, montrant une tendance argileuse de cet intervalle de la zone 1.

- Cette figure représente cross plot de densité (ZDEN) en fonction de la porosité (CNC) dans l'intervalle [3269.5-3270] de réservoir montrant une tendance argileuse.
- La porosité vraie est de 13% ce qui montre qu'on a un bon réservoir.

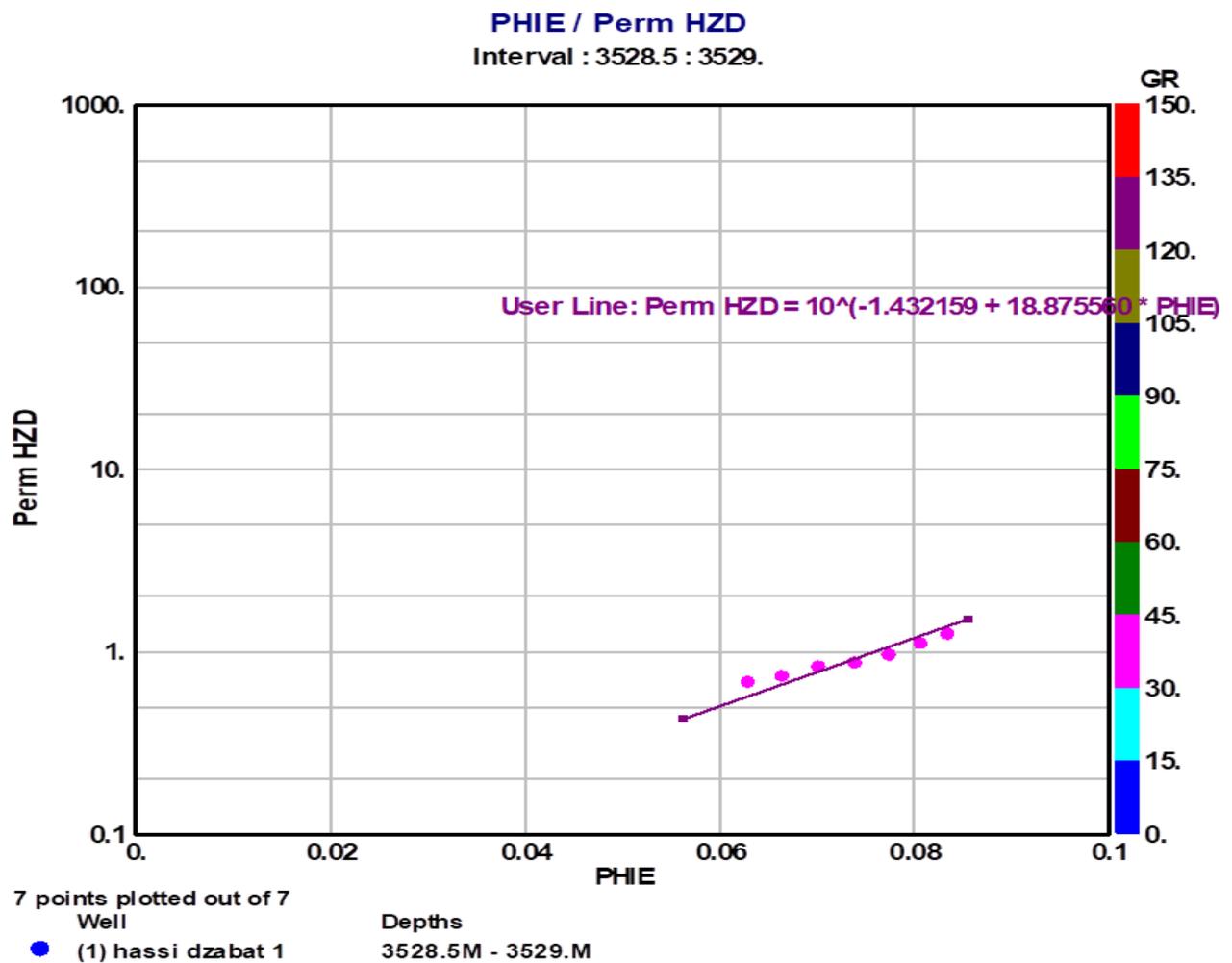


Figure III.25: Cross-plot de (Perm) en fonction de porosité (PHIE) dans un intervalle réservoir de la zone 1.

On observe que cette figure représente la perméabilité en fonction de la porosité effective dans l'intervalle [3528.5-3529] tel que la relation de perméabilité obtenu est de la forme :

$$\text{PermHDZ} = 10^{(-1.432159 + 18.875560 * \text{PHIE})} \dots \dots \dots \text{(III.9)}$$

La couleur des points est rose et est définie par des valeurs de GR de 45 API, donc la formation est argileuse.

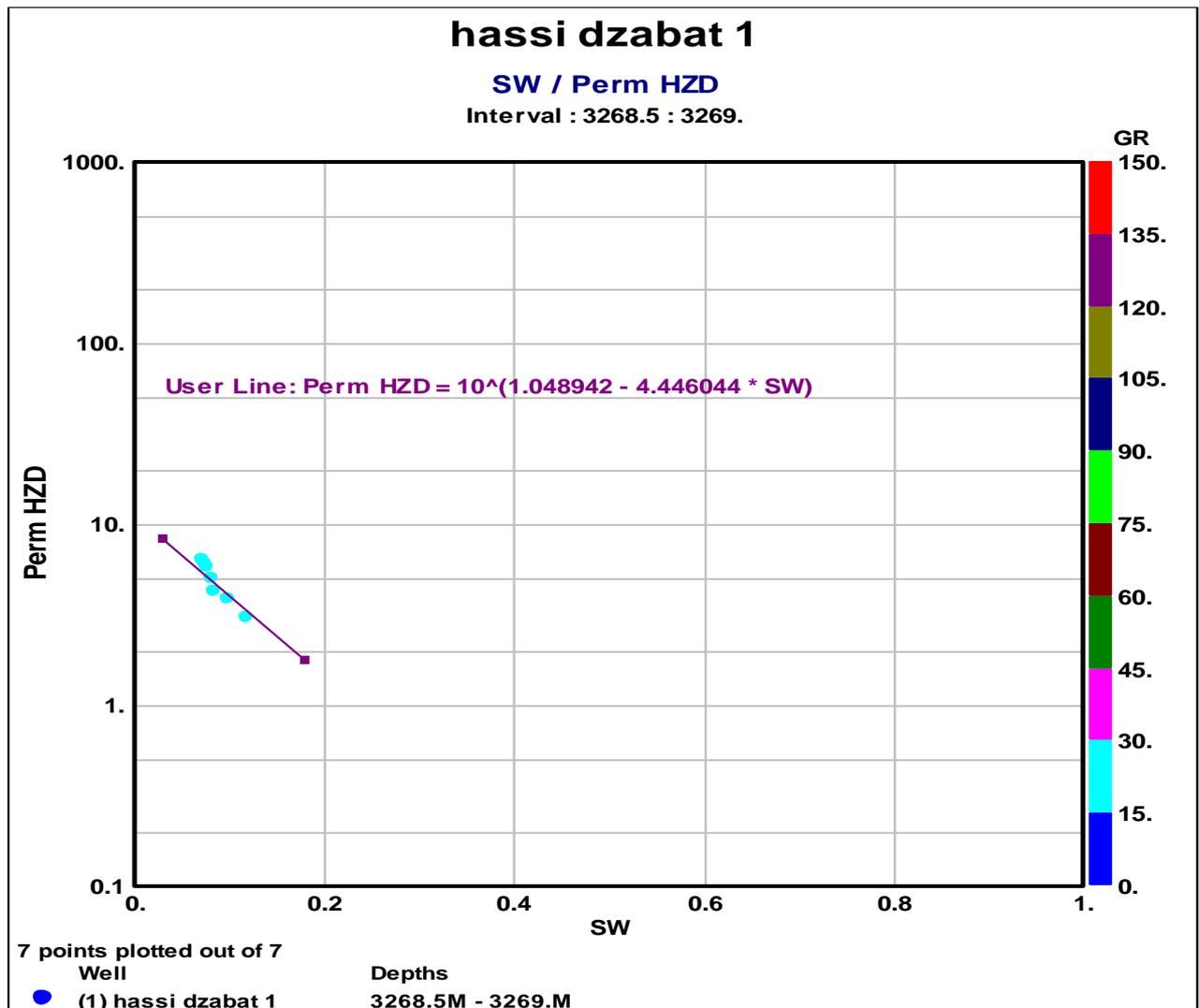


Figure III. 26: Cross-plot de (Perm) en fonction de (SW) d'un intervalle réservoir homogène de la zone 1.

- Cette figure représente la perméabilité en fonction de la saturation d'eau dans la zone réservoir sur l'intervalle [3268-3269].
- On remarque qu'il y a un nuage de points tel que les points bleus indiquent des grés avec un GR égal à 30API, ce qui montre que la formation est gréseuse.
- ON constate que la perméabilité est toujours décroissante en fonction de la saturation d'eau, vu qu'il s'agit de la perméabilité relative à l'huile.

Il faut préciser que les perméabilités calculées d'après la formule suivante :

$$\text{PermHDZ} = 10^{(1.048942 - 4.446044 * \text{SW})} \dots \dots \dots \text{(III.10)}$$

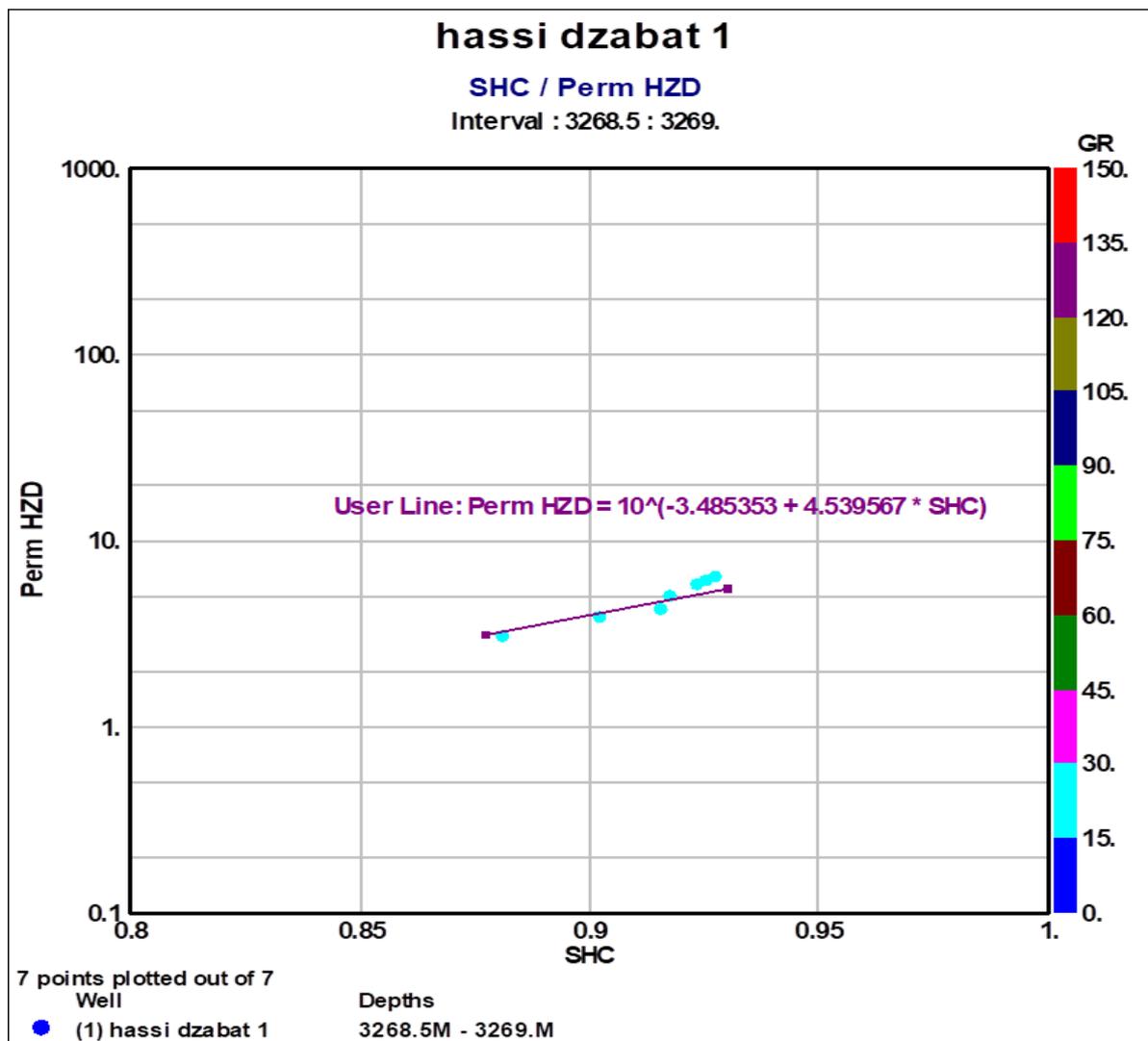


Figure III. 27: Cross-plot de perméabilité (Perm) en fonction de la Saturation hydrocarbure (SHC) dans l'intervalle réservoir montrant une tendance de formation homogène gréseuse de la zone 1.

- La figure représente la perméabilité en fonction de la saturation en hydrocarbures(SHC)
- On remarque que plus la saturation hydrocarbure augmente, plus la perméabilité est croissante. Les points sont de couleur bleu ciel avec un GR faible 30 API ce qui montre que notre réservoir est gréseux.
L'équation de la droite obtenue est :

$$\text{Perm HZD} = 10^{(-3.485353+4.539567*\text{SHC})} \dots \dots \dots \text{(III.11)}$$

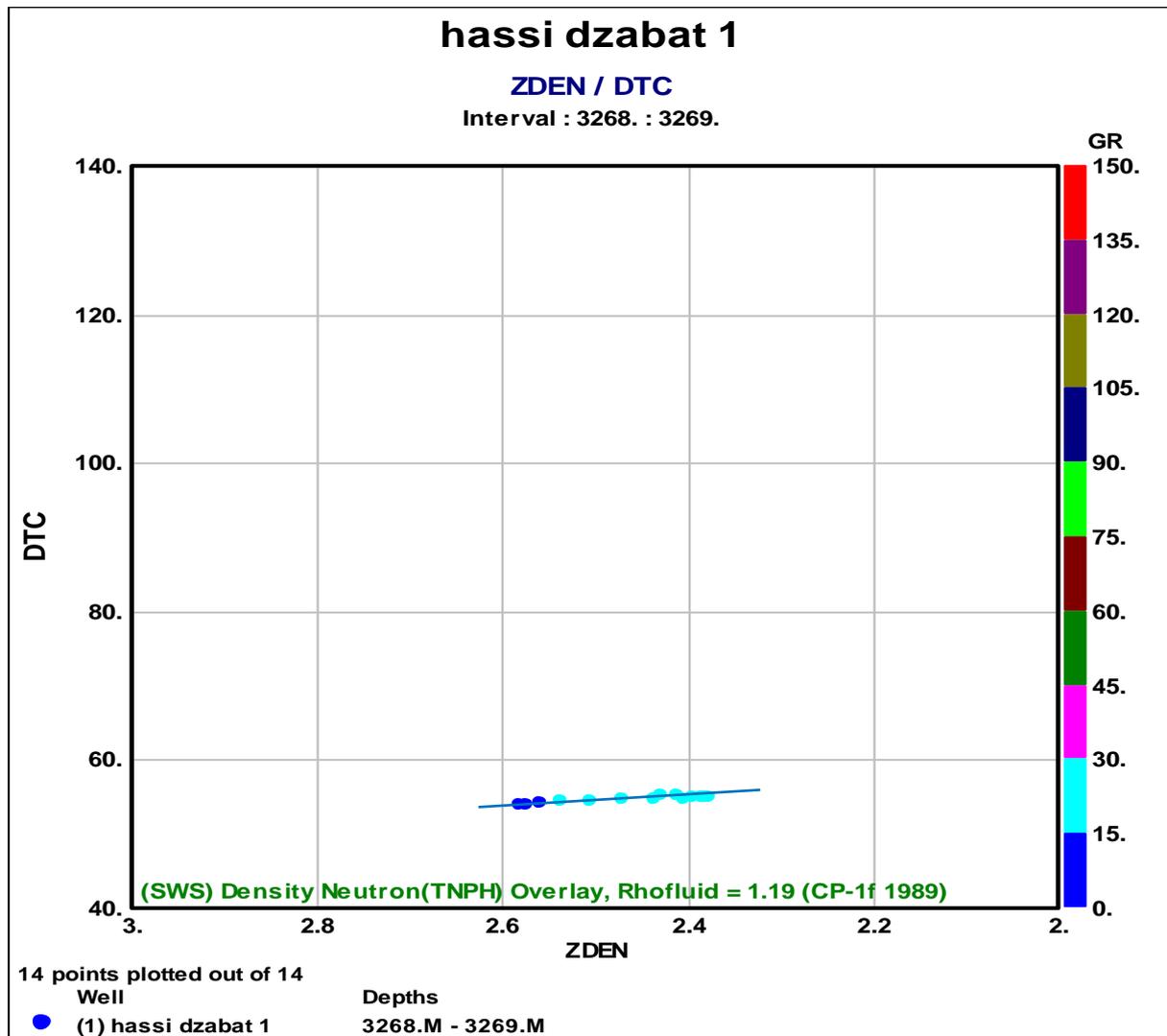


Figure III. 28:cross-plot de DTC en fonction ZDEN de la zone 1.

- La figure ci - dessus représente un DTC en ZDEN de l'intervalle de puits : 3 [3268, 3269]
- On remarque qu'il y a une ligne de points de couleur bleu avec GR de 0 à 30 donc le milieu est argileux-gréseux
- On remarque DTC est faible en fonction ZDEN.

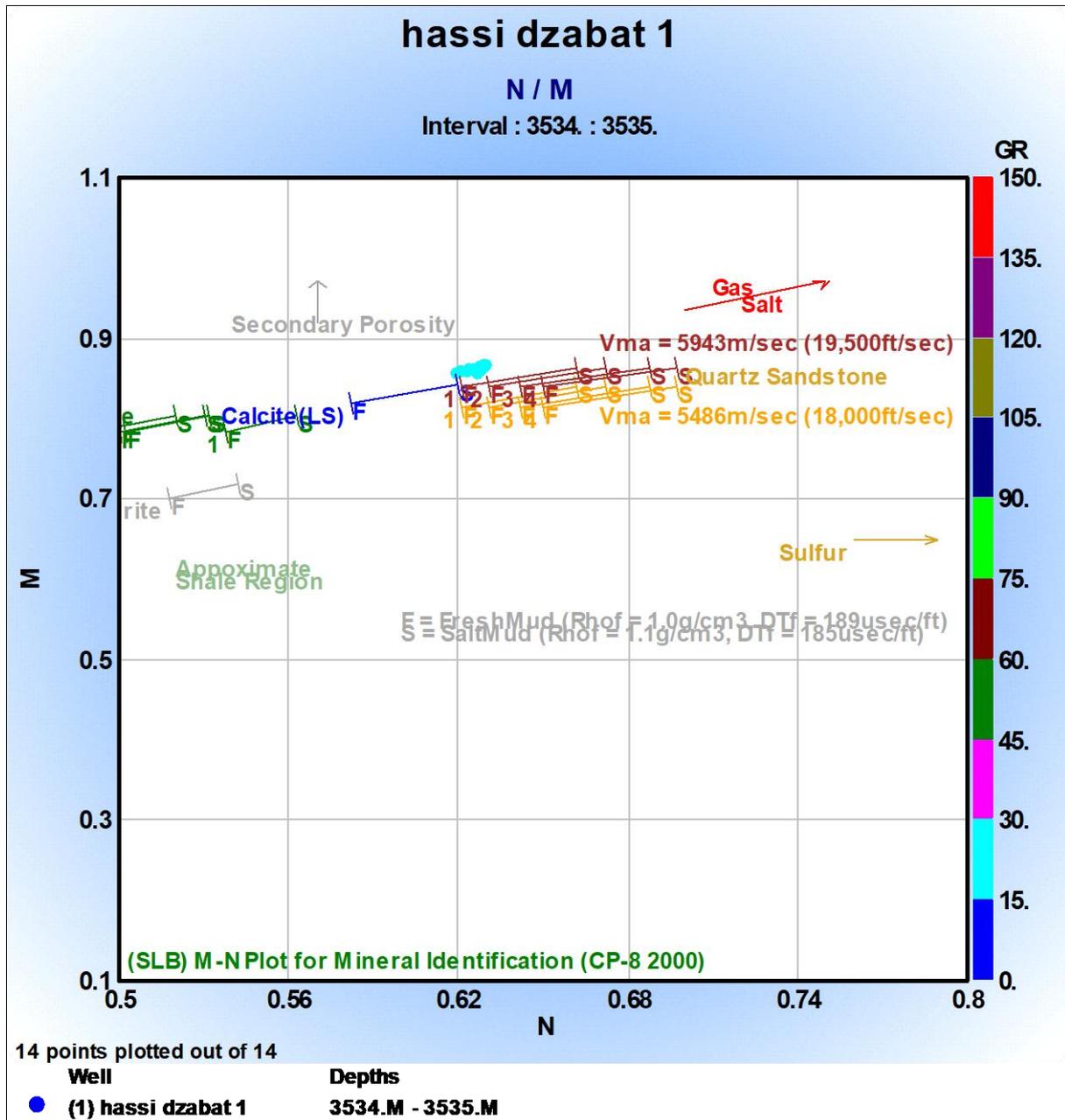


Figure III.29 : M-N plot dans l'intervalle réservoir de la zone 2.

Cette figure représente M-N PLOT de la zone réservoir dans l'intervalle [35354-3535]

On remarque que le nuage de points est situé entre calcite et grés c. la majorité des points sont de couleur bleu avec GR de 30 API ce qui prouve que la formation est gréseuse à ciment calcitique.

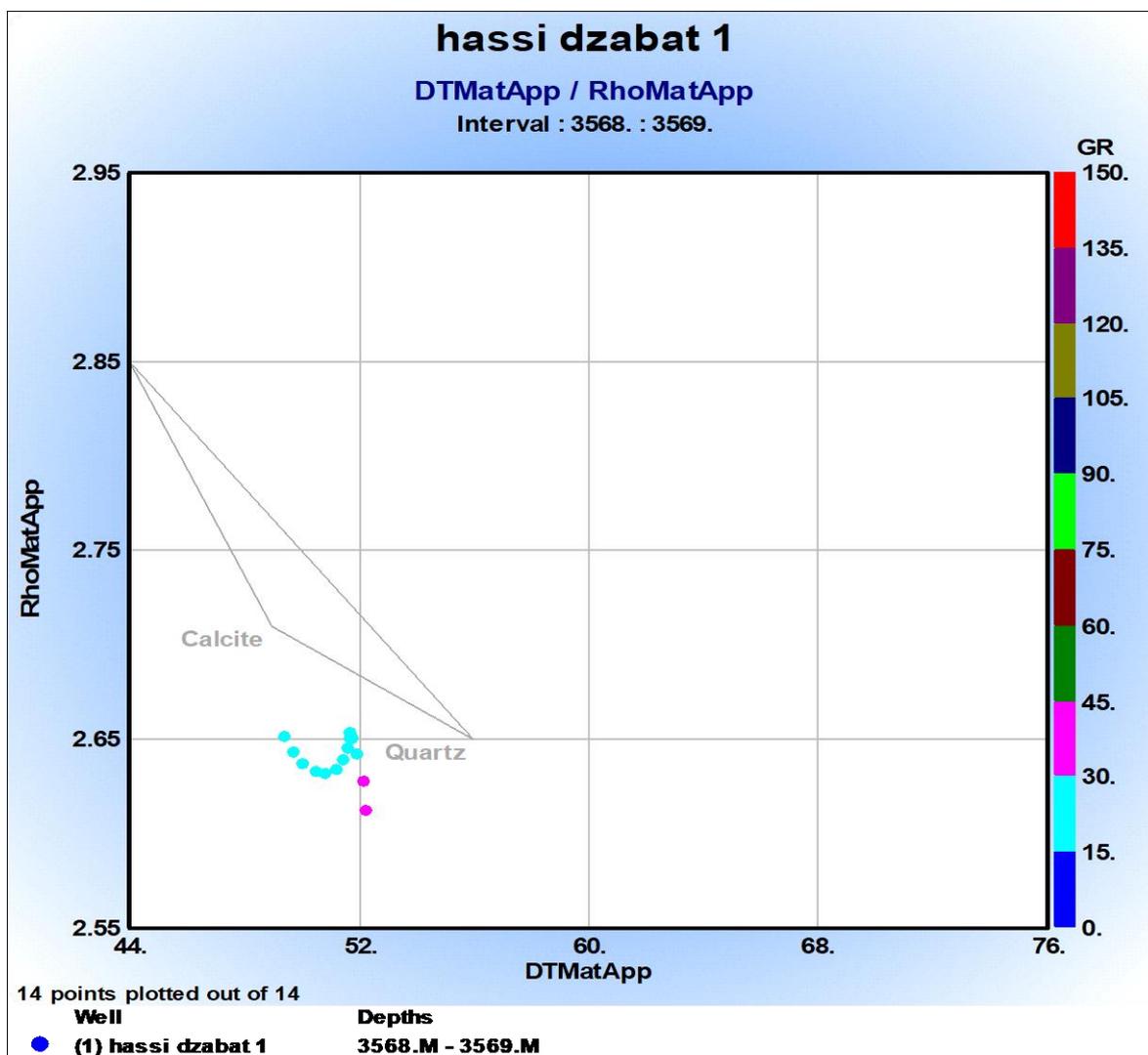


Figure III.30 : cross-plot de RhoMatApp-DTMatApp d'un intervalle réservoir de la zone 2.

Cette figure représente la densité matrice apparente (Rho_{MatApp}) en fonction du temps de transit matrice apparent (DT_{MatApp}) dans l'intervalle [3568-3569] et toujours Rho_{MatApp} est décroissant en fonction de la DT_{MatApp} .

On remarque donc que cette zone est argilo-gréseuse.

La plupart des points. Sont de couleur bleu ciel avec un GR de 30API ce qui prouve cette formation est gréseuse.

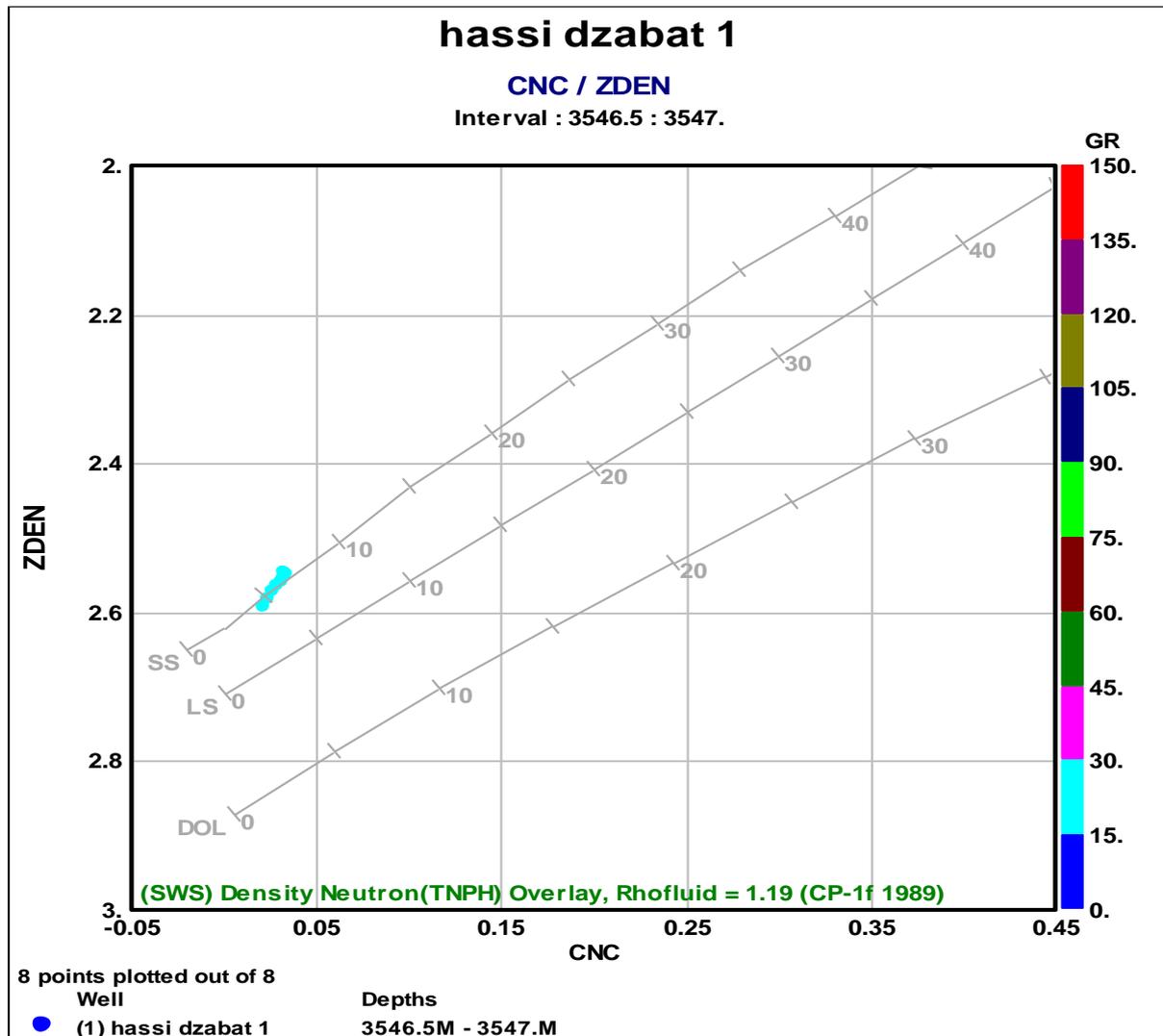


Figure III.31: cross-plot de (ZDEN) en fonction de (CNC) d'une l'intervalle de réservoir, montrant la nature gréseuse du réservoir de la zone 2.

On remarque que les point bleu sont situés dans la ligne de grés avec GR 30 API avec une porosité vraie assez faible de 6 %, on peut dire que ce sont des valeurs normales pour des réservoirs non conventionnels.

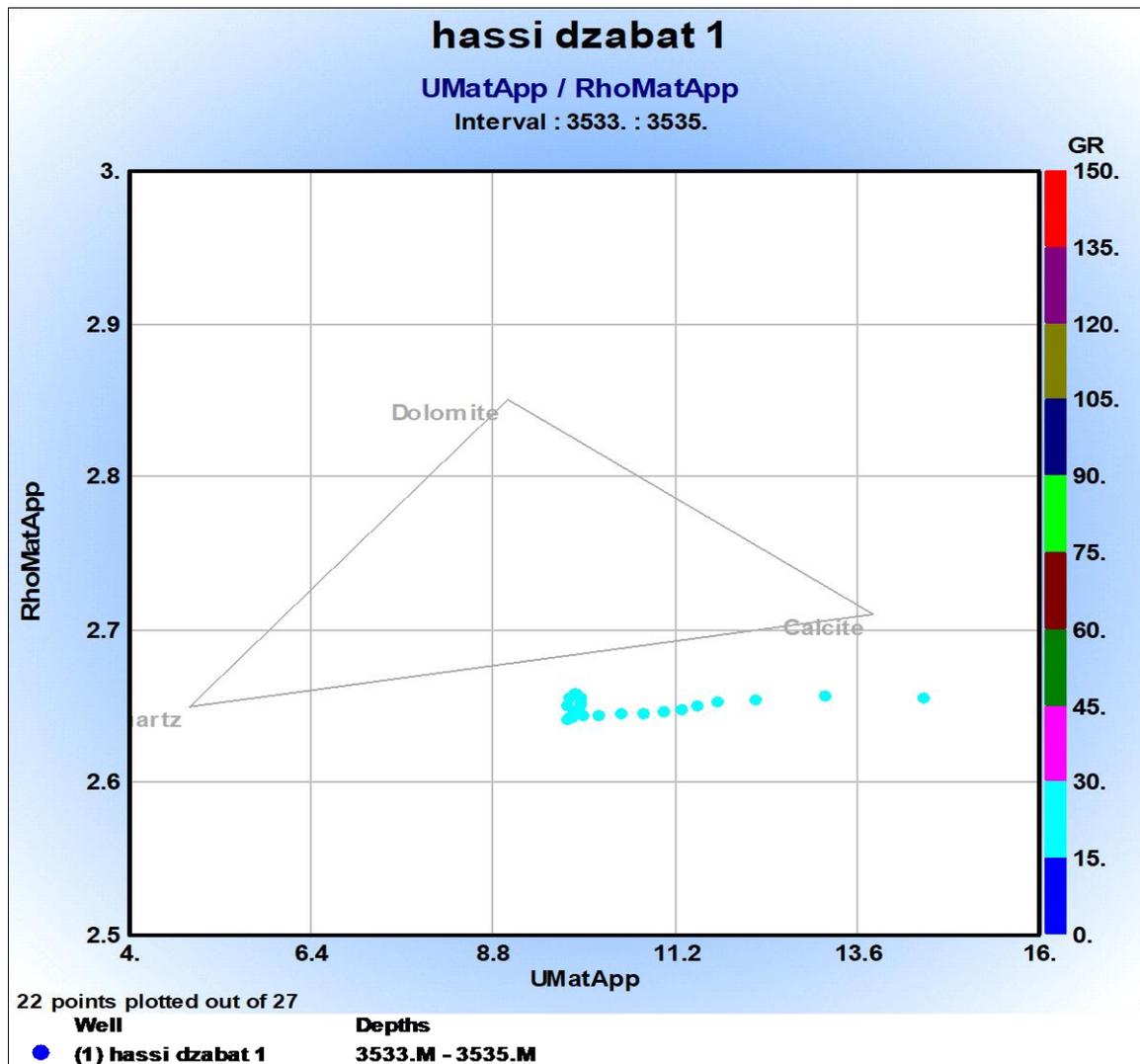


Figure III.32 : MID-PLOT de RhoMatApp-UMatApp dans milieu argilo de la zone 2.

Cette figure représente les caractéristiques de la densité matrice apparente (RhoMatApp) et UMatApp dans l'intervalle [3533-3535] et toujours la densité matrice apparente RhoMatApp est décroissante en fonction de la UMatApp.

On remarque une tendance fréquente des argiles.

La plupart des points sont de couleur bleu avec un GR de 30 API.

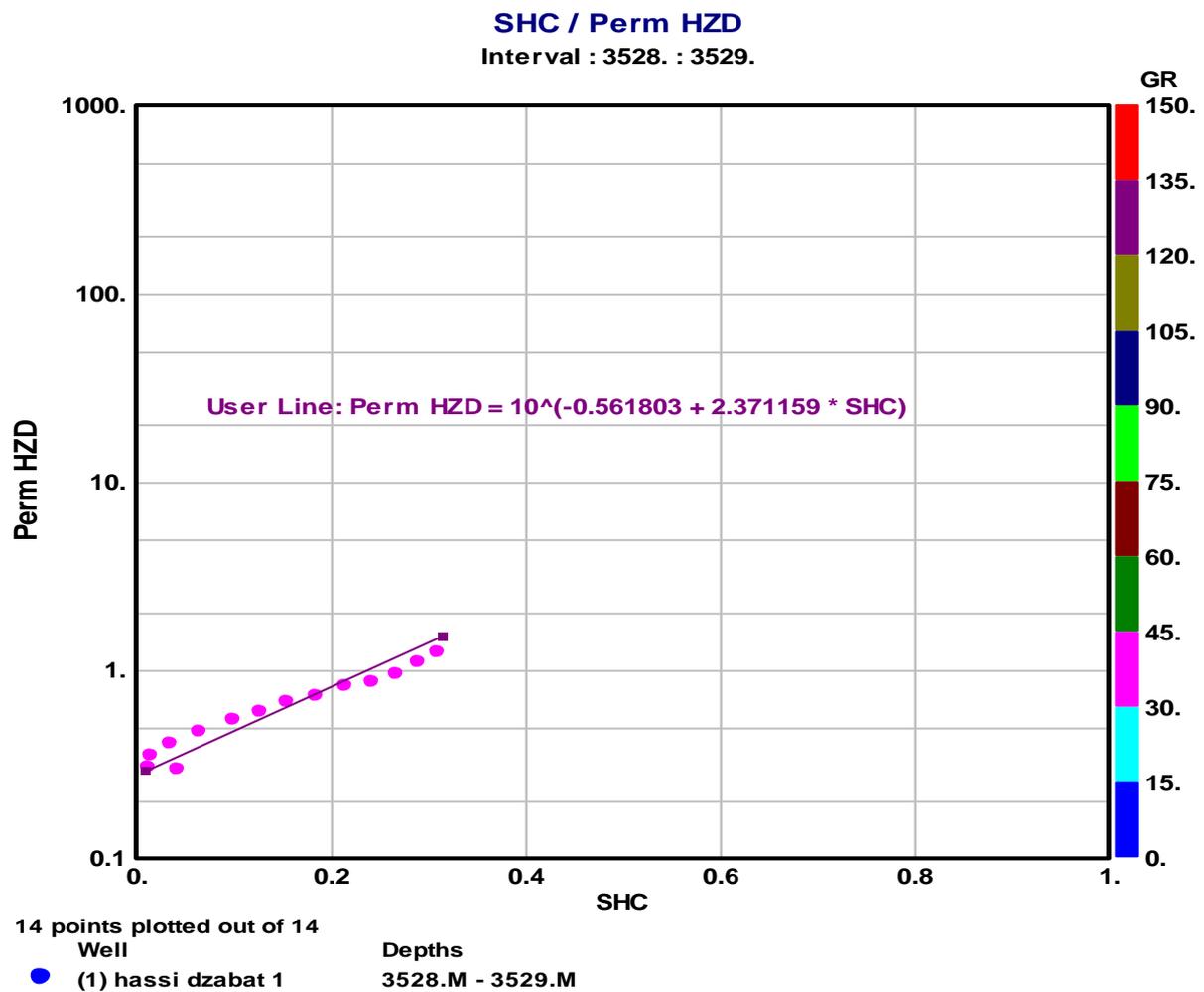


Figure III.33 : cross-plot de (Perm) en fonction de (SHC) dans l'intervalle réservoir de la zone 2.

Cette figure représente un graphe de perméabilité en fonction de la saturation en hydrocarbures dans l'intervalle [3528-3529].

Les points sont de couleur rose avec GR à 45API ce qui prouve que la formation est argileuse.

L'équation de la droite obtenue est :

$$\text{PermHDZ} = 10^{(-0.561803 + 2.371159 * \text{SHC})} \dots \dots \dots \text{(III.12)}$$

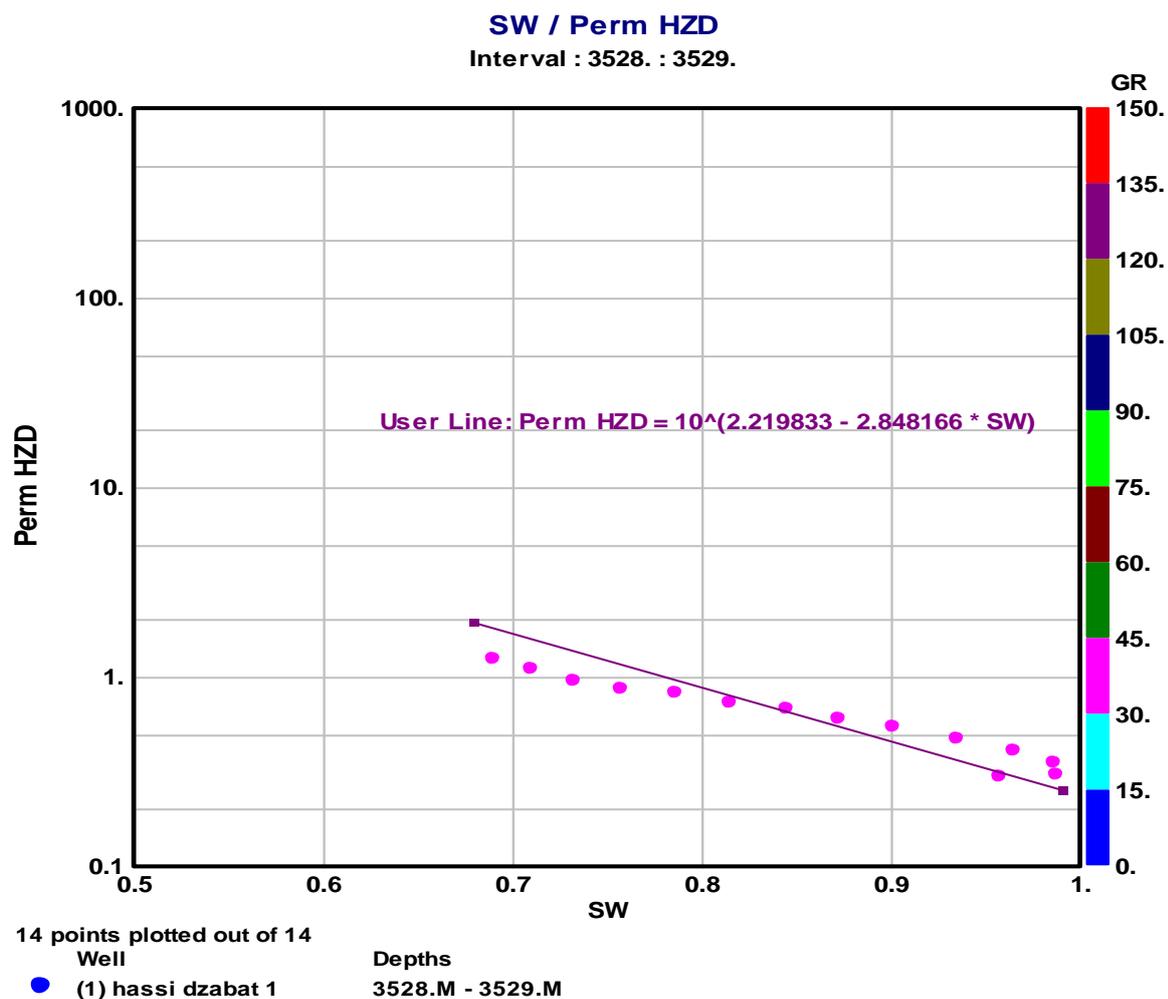


Figure III.34 : cross-plot de (Perm) en fonction de (SW) dans l'intervalle réservoir homogène de la zone 2.

On remarque la perméabilité est toujours décroissante en fonction de saturation d'eau.

La plupart des points sont de GR à 45 API donc la formation argileuse.

La relation obtenue pour la perméabilité est:

$$\text{Perm HZD} = 10^{(2.219833 - 2.848166 * SW)} \dots \dots \dots \text{(III.13)}$$

Tableau III.3: les résultats obtenus d'après les abaques en zone 01 et zone 02 de Hassi Dzabat

Les Niveaux	M2R9 (Ohm.m)	PHIT (Dec)	PHIE (Dec)	SW (Dec)	SHC (Dec)	Perm (md)
Zon01	7.368	0.104	0.104	0.625	0.376	14.143
Zon02	15.403	0.067	0.067	0.673	0.327	2.055

Tableau III.3 : Valeurs moyennes de quelques paramètres pétrophysiques de Hassi Dzabat.

3. Comparaison des résultats des trois régions (Ohanet et Barnett et

Dzabat) : d'après l'étude pétrophysique et diagraphie pour les trois régions de Barnett Shale, États Unis et du bassin d'Ohanet au sud d'algérien et Hassi Dzabat au sud algérien, nous comparons entre les résultats obtenu en se basant sur les paramètres pétrophysiques, diagraphiques et les diagrammes que nous avons trouvé MID-Plot et Cross-Plot, la comparaison entre les résultats montre qu'il y a des similitudes et des différences entre les divers caractéristiques des trois régions.

Tableau III.4 : ce tableau représente les résultats des paramètres pétrophysique des trois régions étudiées

Paramètre puits	L'intervalle	PHIE	PHIT	SW	SHC	Perm
Puits1 Zone1	1640-1650	0.242	0.269	0.626	0.374	La valeur erronée
Zone2	2710-2735	0.173	0.217	0.163	0.844	La valeur erronée
Puits2 Zone 1	3735-3758	0.06	0.085	0.22	0.78	Pas de donné
Zone2	3790-3810	0.13	0.138	0.19	0.81	Pas de donné
Puits 3 Zone1	3266-3363	0.138	0.13	0.625	0.376	14.143
Zone2	3514-3583	0.067	0.069	0.673	0.327	2.055

- La perméabilité pour Ohanet : Les Valeurs de perméabilité calculée sont erronées à cause du fait que nos réservoirs sont fracturés et fissurés, dans ce cas il n'existe pas de loi de calcul de ce paramètre k. Il faut alors utiliser les carottes ; ce dont on ne dispose pas
Sinon on utilise l'outil XPT dans le puits, est plus grand variant entre (2.06 à 14.14mD) pour le cas de Barnett shale nous n'avons pas des résultats de perméabilité pour pouvoir les comparer
- On remarque que la porosité dans le bassin d'Ohanet (0.17 à 0.24) est plus grande par rapport à la porosité dans le Barnett shale variant entre (0.06 à 0.13) et Hassi Dzabat variant entre (0.07 à 0.10) ce qui signifie que la formation de Barnett et Dzabat est plus compacte par rapport à celle de l'Ohanet. Le Bassin Ohanet et Hassi Dzabat sont caractérisés par des réservoirs conventionnels et non conventionnels par contre la Barnett est une région caractérisée par des réservoirs non-conventionnels
- D'après les résultats de saturation en hydrocarbure des trois régions on remarque les valeurs SHC de Barnett shale sont très grandes ce qui montre que la région est plus riche en matière organique. Le Bassin Ohanet est riche en hydrocarbure pour les deux zones et aussi Hassi Dzabat est une zone riche en hydrocarbures
- Les régions d'Ohanet et de Hassi Dzabat, sont des régions possédant de bons réservoirs conventionnels et non conventionnels
- D'après l'analyse des résultats des logs diagraphiques des trois régions on voit que. Les profondeurs des niveaux contenant un réservoir atteignent les 3500 m à Dzabat et Barnett Shale, par contre ceux d'Ohanet sont situés à des profondeurs inférieures à 3500 m.

3.1. Comparaison en terme lithologique :

D'après les études lithologiques des trois régions

- D'après les cross- over les trois régions ont des niveaux réservoirs compacts (tous fracturés et fissurés)
- La plupart des formations des zones réservoir sont de nature argilo gréseuse ou bien gréseuse ceci est valable pour les trois régions (Barnett et Ohanet et Dzabat)

Conclusion générale :

Dans notre recherche, nous avons étudié les caractéristiques des réservoirs conventionnels et non conventionnels pour les comparer, pour cela nous avons étudié les caractéristiques pétrophysiques et lithologiques de trois régions différentes : Ohanet et Hassi Dzaabat (Algérie), Barnett Shale (USA).

D'après l'analyse des diagraphies et leurs traitements, à partir des données de trois puits sur les sites d'études, nous avons obtenu comme résultats la lithologie et les paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation) pour but de la qualité de réservoir.

Après l'interprétation des paramètres pétrophysiques des réservoirs des zones études nous avons comme conclusion :

Puits 01 :(Ohanet 139)

- Est relativement un réservoir grés- argileux et riche en matière organique
- Zone possédant de bons réservoirs conventionnels et non conventionnels exploitables

Puits 02 : (Barnet Shale)

- Est représenté par un réservoir plus compact et plus riche en matière organique.
- Caractérisé par des hydrocarbures non conventionnels. (gaz de schiste)

Puits 03 : (Hassi Dzabat)

- Une zone de bon réservoir conventionnel et non conventionnel.
- Un réservoir de bonne qualité exploitable.

Enfin une bonne analyse et un bon traitement des diagraphies joue un rôle essentiel dans la caractérisation pétrophysique des réservoirs et le bien comparer c'est ce qu'on a réalisé.

Bibliographie :

[1]- IFP Energies nouvelles, Avril, 2011

[2]- P.Poprawa - Edition - 2010

[3]-G.C.NAIK -Tight Gas Réservoirs 2010 .

[4]- international Energy Agency, World Energy Outlook, 2009

[5]-Tight Gaz Réservoirs, TOTAL, 2007

[6]-Total, EBN, TNO - Tight Gas Symposium - Septembre 2006

[7]-Victor Hein - P.E. Scott Company - June 14, 2009

[8]-SIH Gaz, 2006

[9] -Documents Sonatrach (SH - EXPLO, 2009)

[10] -Documents Sonatrach (SH - DP, 2005)

[11] -D Underground Representation of Barnett Shale, TX. Pdf

[12] -Gas-Shale Play with Multi-Trillion Cubic Foot PotentialFact Book Kent Bowker-2009

[13]-Matthew Loren Cope- Stratigraphic Caractérisation and Depositional History of the Barnett Shale within the Fort Worth Basin in Denton Count, Texas--May 2015

[14]-Document 2-Bassin de l’Ahnet Gourara - Sep 2014

[15]- -Chapellier D. Diagraphie pétrole. Cour online de géophysique. Université de Lausanne, Institut Français du pétrole .Pdf diagraphies aquifères – LIEU EDITION – ANNÉE

[16]-related:www.ufip.fr/uploads/documents/_IFPEN_Hydrocarbures-de-roche-mère_etat-des-lieux. 2013_01_22

[17]- IFP Energies nouvelles issue de l’étude « Hydrocarbures de roche-mère », janvier 2013

[18]- Madame Chantal S. exploitation non conventionnel : analyse critique du règlement sur la protection Par Élise. Mémoire de fin d’étude Juin 2015 .

Liste d’Abréviations :

Φ : La porosité

φt : La porosité totale

φU : La porosité utile

φr : La porosité résiduelle

φD : La porosité de densité

φe : La porosité effective

φN : La porosité Neutron

φs : La porosité sonique

Δt : Lecture sur le log sonique

Δma : Temps de transit dans la matrice

Δtf : Temps de transit dans le fluide

ρma : Densité de la matrice

ρb : Densité lue sur le log

$Vpores$: Volume des pores entre les grains

$VTotal$: Volume totale de la roche

Vs : Volume réel des grains

TOC : Matière organique Totale

K : Perméabilité

ΔP : différentiel de pression (Pascal)

μ : viscosité du fluide (Centpoise)

sw : Saturation en eau

vh : Volume d'huile

ve : Volume de gaz

F : Facteur de formation.

Rt : Résistivité de la formation (Ohm.m)

Rw : Résistivité de l'eau de formation (Ohm.m)

Rxo : Résistivité de la zone lavée (Ohm.m)

GR : Le Gamma Ray (en unités API)

RHOB ou RHOZ: La densité globale de la formation

NPHI ou NPOR: La porosité neutron

DTC ou DT : Le temps de transit des ondes de compression

PHIE : La porosité effective.

Perm : La perméabilité (md)

RT ou AHT90 : La résistivité de la zone vierge

