

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolière

THEME

**Caractérisation de la fracturation naturelle des Quartzites de Hamra -
Rhourde Nouss (Sud algérien): Apports de l'analyse des carottes, de
l'Imagerie, des tests aux puits et implications sur la production**

Présenté par

HAMOUI Badreddine

Soutenu publiquement le 22/06/2019

Devant le jury :

Président :	Dr. BELKSIER Med Salah	M. C. A Univ. Ouargla
Promoteur :	Dr. KECHICHED Rabah	M. C. A Univ. Ouargla
Examineur :	M. AMEUR-ZAIMECHE Ouafi	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Dédicaces

À mes chers parents , source de tendresse et d'affection en signe de reconnaissance et d'obéissances de la part de leur fils qui a toujours prié pour leurs santés et bonheur.

À mon épouse Nacira et mes trésors (Fils) Yahia Heithem ,Amine(Ninou) et Ziad (Zizou) en signe d'amour , de fidélité et de reconnaissance de leurs sacrifices, celle et ceux avec lesquels j'ai goûté le sens et la beauté de la vie.

À mes chers frères et sœurs toujours attentifs et dont le respect et la fierté à mon égard m'a donné envie de réussir .

الملخص

الهدف من هذه الدراسة هو توصيف وتقييم تأثير التكسير الطبيعي على إنتاجية وربحية خزان الكوارتز الحمراء في منطقة رود النوس (هيكل رود النوس المركزي). يتكون من الأحجار الرملية الكوارتزية السميكة والمدمجة التي تم ترسبها في بيئة من النوع الساحلي (قبل الشاطئ). خضعت هذه الرسوبات الكوارتزية لتشوهات عميقة ومعقدة مما أدى إلى تدهور كلي لخصائصها البتروفيزيائية (المسامية = 2 % إلى 5 % ، نفاذية = ميلي دارسي 0.1 mD 0.1).

من أجل الوصول إلى الهدف ، تم استخدام عدة طرق وهي: فحص العينات الصخرية ؛ التحاليل

الخاصة بصور الحواف الداخلية للبئر تحليل نتائج العمليات التجريبية وتطبيق طريقة المياه الغامرة .

أظهر الفحص الأساسي وجود كسور صغيرة مفتوحة وكسور صغيرة نصف مفتوحة تساعد على تحسين وتنشيط الإنتاج في حالة عدم انسدادها بمادة السيلاكس أو البيريث.

الخاصة بصور الحواف الداخلية للبئر أن ما يقرب من 63 % من جميع الكسور مفيدة

علاوة على ذلك ، كشف تطبيق وجود طبقة مياه جوفية نشطة في أقصى الشمال الشرقي والجنوب الغربي الحد الأقصى لهيكل غرد النوس المركزي. في طبقة المياه الجوفية هذه ، زاد كسر الهيكل من تسرب المياه أثناء الاستغلال حيث أدى ذلك إلى غمر المياه للمستويات الصخرية المنتجة مما تسبب في إغلاقها تماما وخاصة تلك التي تقع بالقرب من محاور الفوالق أو الكسور .

أظهرت هذه الدراسة أنه لا يمكن استغلال خزان الكوارتز الحمراء إلا من خلال شبكة الكسور و الفوالق الطبيعية المفتوحة و المتشابكة .

من جهة ثانية لقد أفادت النتائج التي تم الحصول عليها في إطار هذه الدراسة بوجود شبكة مكثفة من الكسور والفوالق من مختلف الأشكال وأنواع مختلفة..

الكلمات المفتاحية: الكوارتزية الحمراء ، الخزانات المدمجة ، التكسير ، رود النوس،

RESUME

L'objectif de cette étude se focalise sur la caractérisation et l'évaluation de l'impact de la fracturation naturelle sur la productivité et la rentabilité du réservoir Quartzite de Hamra de la région Rhourde Nouss (structure RN centrale). Ce réservoir consiste à des grès quartzitiques compacts et épais qui ont été déposés dans un environnement de type shoreface (avant plage). Ces quartzites ont subi une diagenèse longue et complexe entraînant une dégradation totale des paramètres pétro-physiques (porosité = 2 % à 5% ; perméabilité = 0.1mD).

Afin d'arriver à l'objectif, plusieurs méthodes ont été employées à savoir : un examen de carottes ; l'imagerie de puits, l'analyse des tests de formation (Welltest) et l'application de la méthode *WaterCut*. L'examen des carottes a montré l'existence des stylolites et des micro-fractures ouvertes à semi-ouverte qui améliorent la production si elles ne sont pas colmatées par la silice et la pyrite. L'analyse de l'imagerie sur le puits RN114 a permis de confirmer qu'environ 63% de la totalité des fractures sont favorables. D'autant plus, l'application du *WaterCut* a révélé initialement l'existence d'un aquifère actif au niveau de la limite extrême Nord-est et Sud-ouest de la structure RN centrale. Dans cet aquifère, la fracturation de la structure a augmenté l'échappement d'eau au cours de l'exploitation conduisant à l'inondation rapide de certains puits (RN110, RNZ130 et RN120) qui sont situés à la proximité des axes de failles ou fractures.

Cette étude a montré que les quartzites de Hamra ne peuvent être exploités qu'à travers un réseau de fracturation naturelle bien développé. Les résultats obtenus dans le cadre de cette étude ont permis de mettre en évidence l'existence d'un réseau intense de fractures de différentes formes et différents types.

Mots clés : Quartzite Hamra, réservoirs compacts, fracturation, imagerie, *WaterCut*.

ABSTRACT

The objective of this study is focused on the characterization of the Quartzite reservoir of Hamra in the Rhourde Nouss region (central RN structure) and it aims also at evaluating the impact of natural fractures on the reservoir productivity and profitability. This last consists in compact and thick quartzitic sandstones that have been deposited in a shoreface type environment (before the beach). These quartzites were experienced by long and complex diagenesis that conduct to a degradation of the petrophysical parameters (porosity = 2% to 5%, permeability = 0.1mD).

In order to reach the goal, several methods were used namely: a core examination; Borehole imagery, Welltesting analysis together with the application of the WaterCut method. Core examination shows the existence of open-stylolites and micro-fractures which can improve production if they are not filled up with silica and pyrite. Borehole Imagry analysis in the RN114 well has confirmed that approximately 63% of all fractures are favorable. Moreover, the application of the WaterCut initially revealed the existence of an active aquifer at the extreme north-east and south-west limit of the central RN structure. In this aquifer, the fracturing of the structure has increased the escape of water during the exploitation leading to the rapid flooding of some wells (RN110, RNZ130 and RN120) that are located near the faults or fractures.

This study highlights that Hamra Quartzites can only be exploited through a well-developed natural fracturing network. The obtained results in the framework of this study evidence the existence of an intense network of fractures of different shapes and different types.

Keywords: Quartzite Hamra; Compact reservoirs; fracturing; imagery; WaterCut.

AVANT PROPOS

A l'achèvement de ce modeste travail de mémoire , c'est avec un immense plaisir et un grand honneur que je voudrais remercier tous ceux qui m'ont aidé de quelque manière que ce soit , pour l'emmener à sa terme et le rendre une réalité .

Tous d'abord je rendrais grâce à ELLAH , le tout puissions qui a éclairé mon chemin et m' a donné , la santé , le courage et la patience sans quoi , ce travail n'aurais jamais vu le jour .

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude et mes plus vifs remerciements envers les responsables des deux Structures ; Sonatrach et l'Université de Ouargla , à leurs tête Mr CHEDDANI Rachid , Directeur Régional SH-Rhourde Nouss ; Mr BELKSIR Mohamed Salah et Mr CHETTI Djameleddine, respectivement Chef Département de Géologie – et vice Doyen de la faculté des Science de la Terre - Université Ouargla, pour m'avoir donnés cette opportunité et poursuivre mes études universitaires dont j'ai tant rêvé et convoité .

J'aimerais adresser mes remerciements les plus affectueux et ma haute considération à mon encadreur Mr KECHICHED Rabah , en sa qualité de Docteur chercheur et adjoint chef Département Géologie , responsable de la poste graduation , pour m'avoir accordé sa confiance et accepter de m'assister durant une période très particulière , malgré ses lourdes taches et ses préoccupations quotidiennes . Je reconnu , que c'est grâce à son savoir et manière de faire, sa rigueur , ses compétences avoués son assistance et insistance et son soutiens morale surtout que j'ai pus poursuivre, avancer, rebondir pour finalement aboutir à terme de mon travail .

Mes gratitudes et remerciements vont également envers les membres de Jury :

Mr BELKSIR Mohamed Salah entant que président , pour m'avoir encore une fois honorer en acceptant d'évaluer la qualité de mon travail . Je pense que les mots ne suffisent pas à décrire ma reconnaissance envers ce grand Monsieur pour tout ce qu'il a fait pour moi avant et durant mon passage si-bénéfique dans le département de Géologie ;

Mr AMEUR ZEIMECH Ouafi, l'un de mes professeurs adorables pour m'avoir assisté et orienté dans mon parcours avec des discussions riches qui m'ont énormément éclairé le thème du mémoire et avoir aussi accepté d'être mon examinateur le jour de soutenance.

Je me dois de remercier et adresser mes reconnaissances à tout mes professeurs de la promotion Master 2 /GP pour leur efforts, leurs persévérance et complaisance pour nous enseigner malgré les conditions difficiles de cette année.

J'adresse mes remerciements les plus cordiales et amicales envers mes collègues de Sonatrach de la division EP /Rhourde Nouss, plus particulièrement, Mr HARKAT Ismail et HADJAJ Abdelhafed, Ing. géologues; pour leur aide précieux, et leur soutiens depuis mon inscription jusqu'au jour de la soutenance.

ainsi que ceux de la promotion GP/GH 2019, je cite en particulier MM, BERREGUI Saad et SAKHRI Idriss pour leur amabilité et tout ce qu'il ont fait pour me permettre d'intégrer dans le groupe GP.

Je me dois enfin de remercier chaleureusement les gents de l'administration notamment ceux du Département géologie pour la facilité que j'ai trouvée et la bienveillance avec laquelle on m'a accueillie au sein du Département.

B. Hamoui

LISTE DES FIGURES

Figure.1 :Situation géographique de du Champs de RhourdeNouss (WEC, 2007).....	5
Figure.2 :Localisation du Champs de RhourdeNouss (WEC, 2007).....	6
Figure.3 :Principaux Bassins Sédimentaires de la plate forme Saharienne, (Sonatrach Exploration, 2009).....	8
Figure.4 :Carte montrant le cadre géologique de la région de RhourdeNouss (Beicip / SONATRACH.PED, 2002).....	9
Figure.5 : Principaux gisement du champsRhourdeNouss découvert au cours de la phase exploration,(Beicip , 2002).....	11
Figure.6 : Schéma illustratif des structures et réservoirs de la région RhourdeNouss (Sonatrach /Beicip , 1995).....	13
Figure.7 : Colonne stratigraphique type de la région de RhourdeNouss Beicip/SonatrachPED, 2002. Modifié).....	17
Figure.8 : Récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d' Illizi et province triasique (In Boudjemaa,1987 et Beicip ,1957).....	23
Figure.9 : Principaux gisement et réservoirs d'hydrocarbure de RhourdeNouss (Sonatrach/ Beicip, 2002).....	29
Figure.10 : Carte isopaque régionale des QH , Bassin Berkine (Beicip,2007).....	33
Figure.11 : Profile de Corrélacion inter-puits schématisant l'aspect régional des QH (Sonatrach/ PED ,2009).....	33
Figure.12 : Découpage séquentiel du réservoir QH (Beicip, 2007).....	36
Figure.13 : Ciment siliceux et Trace de pyrite , LPA , HGA26)(sonatrach, 2012).....	37
Figure.14 : Quartzite à ciment siliceux fracturé ,LN (RN104 , 3673.6 (sontrach, 1996)	37
Figure.15 : Ciment carbonatée du QH à LPA (puits ,HGA26),(Document sonatrach,2014).....	38
Figure.16 : Quartzite ciment siliceux micro fracturé (puits RNNE2,@ 3592.5 (sonatrach, 2002.	38
Figure.17 : Ciment kaolinite du QH à LPA (puits ,HGA26) Document sonatrach ,2014.....	38
Figure.18 : Ciment Illitique du QH à LPA (puits ,HGA26) Document Sonatrach ,2014.....	38
Figure.19 : Carte au toit et de l'épaisseur du Quartzite Hamra des champs complexe de RhourdeNouss (DMN, 2005).....	39
Figure.20 : Trends structuraux majeurs du Champs RhourdeNouss(Beicip, 2002).....	39
Figure.21 : Coupe géologique Est –Ouest : Môle D'AHRA – Môle DELBIOD /(Beicip, 2002)	40
Figure.22 : Carte structurale du ComplexeRhourdeNouss ,(SH/ PED,2007).....	40
Figure.23 : Principales structures du complexe RhourdeNouss, (Sonatrach, PED,2005	41
Figure.24 : Découpage du réservoir QH en électro faciès (Sonatrach/PED,2005).....	42
Figure.25 : Corrélacion inter-puits du réservoir QH complexe RhourdeNouss (Beicip2007).....	43
Figure.26 : Section sismique structure central de RhourdeNouss(Sonatrach/PED,1990).....	45
Figure.27 : Faille décrochante sur section sismique structure RN central (SH/ PED,1990).....	45
Figure.28 : Carte au toit des QH Structure RN centrale (sonatrach-PED).....	45
Figure.29 : Section sismique au centre de la structure RN centrale(Beicip, 2007).....	46
Figure.30 : Corrélacion inter-puits au toit du QH Structure RN centrale, (Beicip,2007.....	47
Figure.31 : Types destylolithe au niveau du réservoir de quartzite Hamra à RhourdNouss	55
Figure.32 :Types de fractures colmatées du réservoir de quartzite Hamra à Rhourd Nouss.....	56

Figure.33 :Types des fractures ouvertes du réservoir QH / RN.....	56
Figure.34 : Représentation géométrique des fractures sur image.....	58
Figure.35 : Principe de fonctionnement d'un Outils d'imagerie électrique.....	59
Figure.36 : Principe de fonctionnement de l'outil électrique	59
Figure.37 : Configuration de l'outils OBMI.....	60
Figure.38 : Configuration de l'outil UBI.....	61
Figure.39 : Schéma illustre la forme du test d'un réservoir naturellement fracturé.....	66
Figure.40 : Plan d'implantation de RN103 et RN104 ,(Beicip,2005).....	66
Figure.41 : Différente type de fracture sur carotte réservoir QH Puits RN103 (Sonatrach/Reposol, 2005).....	67
Figure.42 : Différentes types de fractures visualisé sur carottes (puits RN104)Sonatrach / Repsol, 2005).....	67
Figure.43 : Distribution de porosité et de perméabilité sur Carotte 1 et 2 , RN110.....	69
Figure.44 : Courbe de variation verticale de la porosité et de la perméabilité données de carotte 1, puits RN110).....	70
Figure.45 : Situation du puits RNZ114.....	71
Figure.46 : Statistiques sur les fractures conductrices à partir de l'analyse de l'OBMI.....	72
Figure.47 : Statistiques des fractures à haute amplitude acoustique déduites de l'UBI.....	72
Figure.48 : Statistiques sur les fractures résistives tirées de l'analyse de l' OBMI.....	73
Figure.49 : Statistiques sur les fractures conductrice tirées de l'analyse de l' OBMI.....	73
Figure.50 : Coupes transversales / fractures du Puits RNZ-114 ,Section de coupe : N060 ° -N240 ° (parallèle à la trajectoire du puits).....	74
Figure.51 : Statistiques des familles directionnelles de fracture du puits RNZ114.....	75
Figure.52 : Position du puits RNZ126 (Structure RN centrale).....	76
Figure.53 : Courbe représentative de P et de Qg en fonction du temps « calculée et observée » du puitsRNZ126.....	77
Figure.54 : Courbe représentative de la pression en fonction de log « temps superposé » (semi- log) « calculée et observée » DST (RNZ126).....	78
Figure.55 : Courbe log-log représentative de le Dérivée de pression en fonction du temps « calculée et observée » DST (RNZ126).....	82
Figure.56 : Carte d'implantation des puits QH (structure RN centrale).....	84
Figure.57 : Etat du WaterCut Réservoir QH (Structure RN centrale) pendant l'année 2015, 2016)...	84
Figure.58 :Etat du WaterCut du Réservoir QH ;(Structure RN centrale) pendant l'année 2017/18..	85
Figure.59 : Evolution du WaterCut après la 1 ^{ère} et 2 ^{ème} année d'exploitation Réservoir QH (Structure RN centrale) (2016 - 2015)(2017 - 2016).....	86
Figure.60 : Evolution du WaterCut après la 3 ^{ème} année d'exploitation Réservoir QH (Structure RNcentrale) (2018 - 2017).....	87

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Analyse de la fracturation sur carottes du puits RN103 (Sonatrach /Repsol,2005) 67

Tableau 2 : Analyse de la fracturation sur carottes du puits RN104 (Sonatrach /Repsol, 2005..... 68

Tableau 3 : Récapitulatif d’analyse de la fracturation sur carottes, puits (RN103 et RN104) 68

Tableau 4 : Interprétation statistiques des familles directionnelles des fractures du puits RNZ114..... 74

Tableau 5 : Tableau représentatif des données petro-physique et PVT utilisée..... 77

Tableau 6 : Données des performances du test par les duses..... 77

Tableau 7 : Résultats d’interprétation de test du puits RNZ126..... 79

TABLES DES MATIERES

Résumé
 Abstract
 Avant Propos

INTRODUCTION GENERALE.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre-1

GENERALITE SUR LA REGION DE RHOURE NOUSS

1.Situation et limites géographiques	5
2.Provinces pétrolières et localisation de la région de Rhourd Nous.....	7
3.Historique d’exploration et d’exploitation.....	9
3.1.Principales phases d’exploration de la région	10
3.2.Principales phases de développement.....	11
4.Intérêt pétrolier.....	12
5.Conclusion.	13

Chapitre-2

CONTEXTE GEOLOGIQUE ET SYSTEM PETROLIER

1.Lithostratigraphie de la région de Rourid Nous	16
1.1. Le socle.....	16
1.2. Le Paléozoïque	16
1.3. Le Mésozoïque.....	20
1.4.Le Cénozoïque.....	22
2. Cadre structurale.....	22
2.1. L'orogénèse panafricaine.....	22
2.2.La distension du Cambro-Ordovicien.....	22
2.3.La compression Taconique (Caradoc- Ashgill.....	24
2.4. La compression Siluro-Dévonienne ou calédonienne.....	24
2.5. La distension de Frasnien.....	24
2.6. La phase Hercynienne.....	25
2.7. Les phases de rifting du Trias.....	26
2.8. La phase dite autrichienne (Crétacé inférieur)	26
2.9. Les phases tertiaires :.....	26
3. Système pétrolier des champs de Rhourd Nous.....	27

3.1. Les roches mères	27
3.2. Les roches couvertures.....	27
3.3. Les Pièges.....	27
3.4. Les roches réservoirs.....	27
4. Conclusion	29

Chapitre-3

GEOLOGIE DU RESERVOIR DE QUARTZITE HAMRA

1. Introduction :.....	32
2. Aspect sédimentologique et structurale régional	32
3. Architecture interne et limite des Quartzites de Hamra	34
4. Stratigraphie séquentielle et paléo-environnement.....	35
5. Pétrographie et minéralogie type des Quartzites Hamra.....	37
6. Présentation des Quartzite Hamra du Champs de Rhourde Nouss.....	39
6.1. Aperçu sédimentologique et structurale des Quartzites de Hamra.....	40
6.2. Découpage électro- faciès des Quartzite Hamra	42
6.3. Corrélacion entre les puits du complexe Rhourde Nouss	43
6.4. Le réservoir Quartzite Hamra de la structure RN centrale.....	44
6.4.1. Particularité structurale et tectonique	44
6.4.2. Carte au toit du réservoir QH /RN centrale	45
6.4.3. Corrélacion inter-puits au Top du réservoir Quartzite Hamra.....	46
7. Conclusion.....	47

Chapitre-4

MATERIEL ET METHODES

2. Impact de la fracturation sur les propriétés pétro-physiques.....	50
3. Théorie de la fracturation des réservoirs.....	50
3.1. Origine et rôle de la fracturation.....	51
3.2. Définition de la fracturation.....	52
3.3. Les types de fractures	53
3.3.1. Les fractures naturelles.....	53
3.3.2. Les fractures induites :.....	53
3.3.3. Les fractures provoquées :.....	53
3.3.4. Système de fracture associé aux failles :.....	53

3.3.5. <i>Système de fractures associées au pli</i> :.....	53
4. Méthodologie de caractérisation des fractures	54
4.1. Analyse des carottes :.....	54
4.2. Imagerie des parois du puits :.....	57
4.2.1. Développement de l'image :.....	57
<i>a) Standard des Outils et principe de fonctionnement</i>	58
<i>b) Principe de fonctionnement de l'outil électrique</i>	58
4.2.2. Exemple d'outils imagerie électrique <i>OBMI (OIL-BASE MICRO IMAGER) de Schlumberger</i>	59
4.2.3. Exemple des outils utilisés en imagerie ultrasonique (<i>OUTIL UBI(ULTRASONIC BOREHOLE IMAGER) de Schlumberger</i>).....	59
4.2.4. Procédure d'interprétation	61
4.3. Test de formation (WELLTEST) :.....	61
4.3.1. Principe des essais des puits :.....	62
4.3.2. Interprétation de la courbe de test :.....	62
5. Conclusion :.....	63

Chapitre-5

RESULTATS ET DISCUSSION : ETUDE DE CAS

1. Introduction	65
2. Evaluation pratique de la fracturation	65
2.1. Evaluation de la fracturation par analyse de carottes.....	65
2.1.1. Analyse de la fracturation des carottes (puits RN103 et RN104).....	66
2.2. Analyse des paramètres pétro-physiques des carottes.....	68
2.2.1. Profil vertical de la porosité et perméabilité :	69
2.3 Analyse de l'imagerie	71
2.3.2. Analyse et Interprétation	71
2.4. Evaluation de la fracturation par test des puits.....	76
2.4.1. Résultats de l'analyse du test du puits RNZ126	76
2.4.2. Discussion des résultats	78
3. Impact de la fracturation sur la productivité du réservoir	80
3.1. Evaluation du (WaterCut) du réservoir Quartzite Hamra (structure RN centrale).....	81
3.2. Evolution du Water Cut du réservoir Quartzite Hamra (structure RN centrale).....	82

4. Conclusion 88

CONCLUSION GENERALE..... 90

ANNEXES

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

INTRODUCTION GÉNÉRALE

La quasi-totalité des réservoirs conventionnels sont devenus matures qui s'ajoute à la rareté notable de nouvelles découvertes des gisements pétroliers conventionnels. Afin d'assurer la production des hydrocarbures ; la tendance actuelle à travers le monde, c'est d'investir davantage dans les réservoirs non conventionnels à potentiel prometteur mais peu exploités à ce jour. À l'instar de toutes les compagnies actives dans le secteur d'hydrocarbure, les tight réservoirs occupent depuis des années, une préoccupation majeure dans la stratégie de Sonatrach. Cherchant à tous prix de valoriser ses réserves non conventionnelles, la compagnie nationale des hydrocarbures a lancé un important projet de recherche et d'exploration en partenariat et en effort propre, à travers son domaine minier au niveau des provinces pétrolières de la plate-forme saharienne.

Durant cette phase d'exploration, d'importantes découvertes ont été signalées particulièrement au niveau des réservoirs gréseux compactes du Cambro-ordovicien. C'est le cas notamment des champs satellites aux alentours de Hassi Messaoud (Hassi Dzabat, Hassi Tarfa et Hassi Guettar) et des autres bassins tels que l'Ahnet (province centrale) et du bassin de Berkine (province orientale) où des potentiels y ont été signalés au niveau de l'Ordovicien inférieur plus précisément dans les Quartzites de Hamra. Ces grès quartzitiques compacts fracturés de l'ordovicien inférieur, renferment un système pétrolier secondaire d'une importance considérable.

En effet c'est dans la région de Rhourde Nouss, vers l'extrême sud du bassin de Berkine qu'en a été annoncée pour la première fois, la découverte du réservoir des Quartzites de Hamra (QH) en 1958 au niveau du puits HR2, lors des opérations d'exploration de cette région. Son potentiel a été par la suite confirmé sur d'autres gisements de Rhourde Nouss, mais restait pendant longtemps non développé à cause de sa particularité (non conventionnel).

Caractérisé par une perméabilité matricielle très faible de l'ordre de 0.1md et une porosité allant de 2 à 5%, les Quartzites de Hamra (QH) forment régionalement une unité massive dont l'épaisseur peut atteindre les 350m dans certains endroits (GTL) mais varie latéralement. Cette unité réservoir (QH) produit essentiellement grâce à la fracturation

naturelle qui pallie aux faibles propriétés matricielles nécessitant des techniques d'exploitation complexe jusque là non maîtrisées. L'effort devrait être porté en premier lieu sur l'identification du réseau de fracture à différentes échelles pour comprendre le rôle et l'impact du réseau de fracture dans le comportement hydraulique du réservoir.

Dans un souci de porter une contribution utile sur la valorisation et la compréhension du système de fracturation de ce tight réservoir (QH) de Rhourde Nouss (structure RN centrale), nous avons choisi le thème de ce mémoire et qui porte sur l'étude du rôle et l'impact de la fracturation naturelle en se basant sur l'apport de l'examen des carottes, de l'interprétation de l'imagerie, ainsi que l'analyse des tests de formation (Welltest).

L'objectif étant de contribuer à l'amélioration de sa productivité par la mise en évidence des anomalies et contraintes géologiques et pétrophysiques, ayant un impact direct sur le rendement des puits, mener un diagnostic sur les paramètres qui pourront améliorer davantage la récupération (réseau de fracture), formuler des consignes techniques notamment pour le forage de nouveaux puits (type, profondeur, azimut) et proposer de nouvelles zones offrant du potentiel compte tenu des résultats sur lesquels aboutira notre diagnostic.

En se basant sur les données des puits, des études antérieures, des renseignements recueillis et des logiciels d'évaluation, notre démarche s'articule sur cinq chapitres, à savoir :

- Le 1^{ier} chapitre sera dédié à la présentation de la région Rhourde Nouss de part sa position et ses limites géographiques, sa situation géologique avec l'historique de son exploration / exploitation.
- Le 2^{ème} chapitre présentera le contexte géologique de la structure de Rhourde Nouss avec l'identification de son système pétrolier, description sommaire des réservoirs et leurs potentiels respectifs.
- Le 3^{ème} chapitre sera consacré pour illustrer l'aspect géologique régional et local du réservoir Quartzites de Hamra et sa particularité au niveau de la structure RN centrale.
- Le 4^{ème} chapitre présentera une synthèse bibliographique relative aux moyens et matériels qui seront utilisés pour l'évaluation et la caractérisation de la fracturation naturelle du réservoir QH.

- Le 5^{ème} chapitre représente l'ossature de notre étude, il consiste à l'évaluation pratique de la fracturation au niveau de certain puits mais aussi à l'échelle du réservoir par l'application des méthodes énoncées dans le chapitre 4 en vue d'optimiser la productivité du réservoir QH au niveau de la structure RN centrale .

Nous clôturons enfin par une conclusion dans laquelle seront résumés les résultats finaux et les recommandations en guise de perspectives.

Chapitre-1

GENERALITE SUR LA REGION DE RHOURDE NOUSS

1. Situation et limites géographiques.
2. Provinces pétrolières et localisation de la région de Rhourd Nous
3. Historique d'exploration et d'exploitation.
4. Intérêt pétrolier.
5. Conclusion.

CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LA REGION DE RHOURE NOUSS

Ce chapitre est consacré pour la présentation de la région de Rhourd Nouss, qui fait l'objet de cette étude. Il s'agit de définir sa situation et ses limites géographiques. Ce chapitre va aborder les provinces pétrolières de la plate forme saharienne et la position de la structure de Rhourd Nouss par rapport à ce contexte générale. D'autant plus, l'historique de l'exploration et de l'exploitation des réservoirs de Rhourd Nouss sera présenté en détail en mettant sous la lumière l'intérêt pétrolier de la zone en question.

1. Situation et limites géographiques

La région de Rhourde Nouss se situe dans la wilaya d'illizi, distant d'environ 850 km d'Alger à 230 km au Sud Sud-Est du champ de Hassi Messaoud et 350km au nord ouest de Ain amenas. Elle est limitée au Nord par la région de Gassi-Touil, au Sud par la région Tin- Fouyé Tabenkourt (TFT) (Fig. 1).

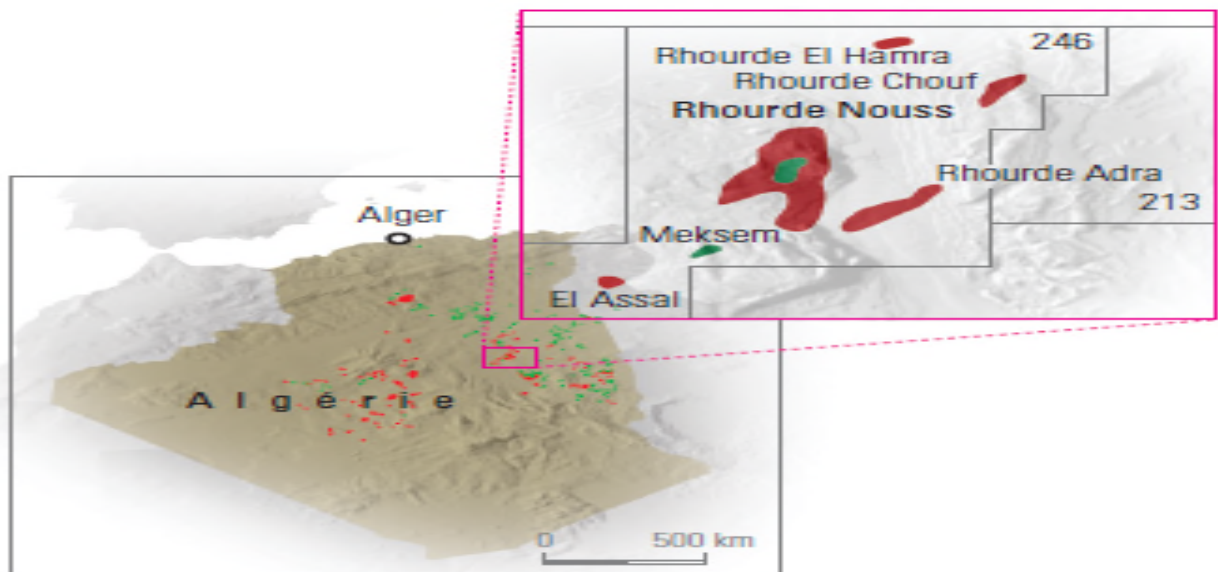


Fig.1: Situation géographique de du Champs de Rhourde Nouss (WEC, 2007).

Elle s'étend, entre les longitudes 06°24' E et 07° E et les latitudes 29°16'' N et 30° N couvrant pratiquement tout le bloc 246 depuis la Rhourde El Hamra au nord jusqu'au Champs de Hamra au Sud sur une superficie de 10 000 km² (WEC, 2007) (Fig.2).

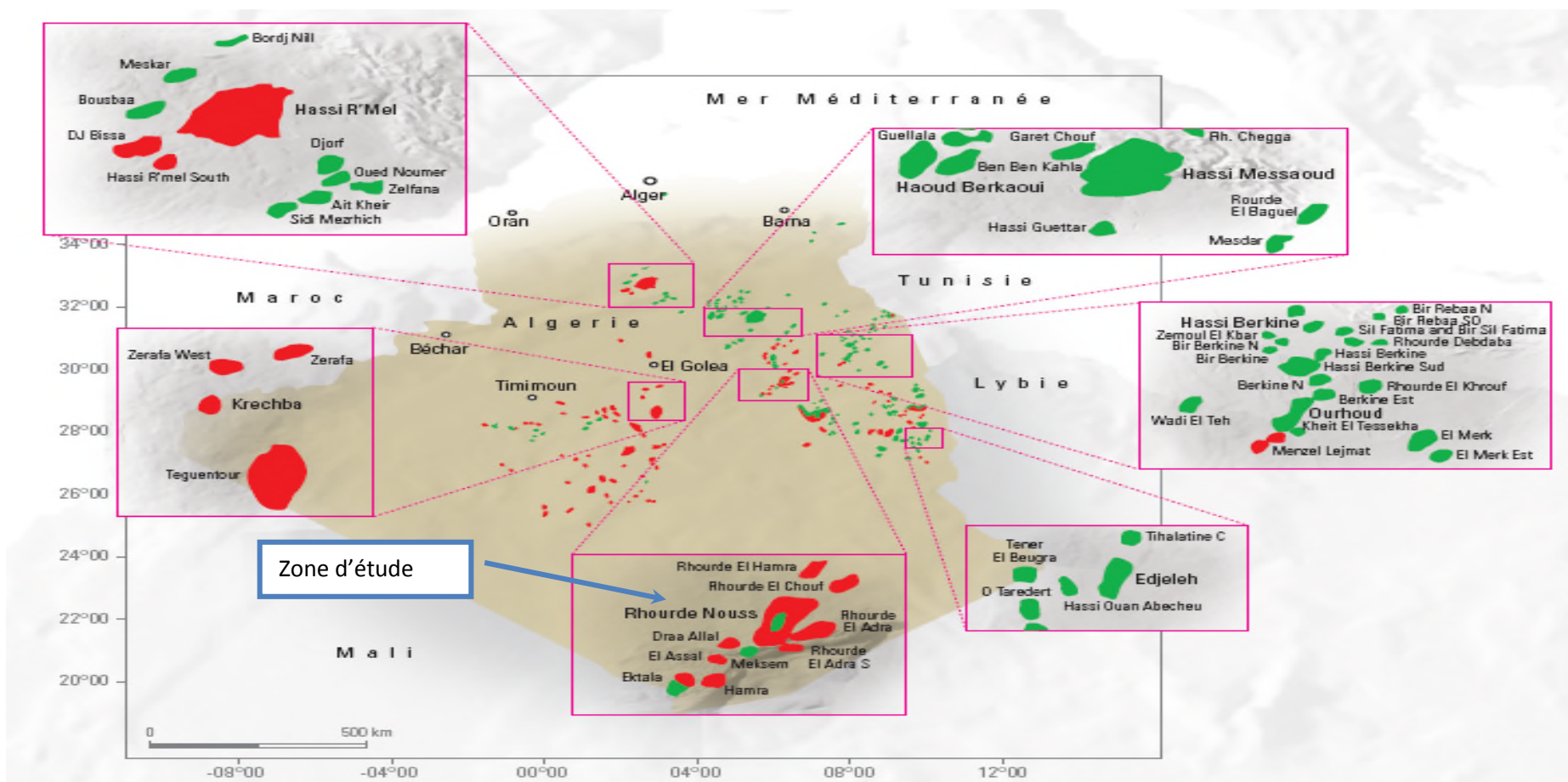


Fig.2 : Localisation du Champs de Rhourde Nous (WEC, 2007).

2. Provinces pétrolières et localisation de la région de Rhourd Nouss

La région Rhourde Nouss, objet de cette étude, se situe dans la plate forme saharienne, une partie intégrante du Craton Nord Africain, situé au sud de l'Algérie alpine. La plate forme saharienne comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes regroupés en trois grandes provinces d'Ouest en Est comme suit :

➤ La province occidentale :

La province occidentale comprend les bassins de Béchar, Tindouf, Reggane, Ahnet, Mouydir, Timimoun et Sbaa. Ces dépressions sont à remplissage paléozoïque, Cambrien à Namurien. Le Mésozoïque y est peu développé. La puissance des séries varie de 3500 à 8000 m. Les bassins de Tindouf et de Reggane sont des dépressions dissymétriques situées sur les bordures N et NE du massif des Eglab. Les sédiments paléozoïques atteindraient 8000m dans le bassin de Tindouf et 6000m dans celui de Reggane. Le bassin de Béchar est limité au nord par le Haut Atlas, au sud et à l'ouest par la chaîne de l'Ougarta et à l'est par le haut fond de Meharez. La puissance des séries est de l'ordre de 8000 m. Le bassin de l'Ahnet-Timimoun est limité au nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'ouest par la chaîne d'Ougarta, au sud par le bouclier Touareg et à l'est par les dorsales de Foug Belrem

➤ La province triasique ou centrale :

Située dans la partie septentrionale de la Plate-forme Saharienne, la province triasique est un anticlinorium de direction Est -Ouest où les éléments majeurs suivants ont été individualisés:

- la voûte de Tilrhemt et le haut fond de Talemzane;
- le système structural de Djemâa-Touggourt;
- le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud;
- le môle de Dahar.

Ces éléments sont séparés par des dépressions (Oued M'ya) où l'on rencontre les séries types de la province triasique. Les dépôts paléozoïques sont souvent très érodés, aussi profondément que l'Ordovicien ou le Cambrien. Le Mésozoïque, discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé. Le Cénozoïque est représenté par une série détritique du Miopliocène.

➤ **La province orientale :**

Cette province, appelée synéclyse Est Algérie, se compose des bassins d'illizi et de Ghadamès séparés par le môle d'Ahara. La série sédimentaire type est en discordance sur le Précambrien, présente tous les termes, du Cambrien à l'Actuel. Une série sableuse d'âge Miopliocène recouvre localement les formations terminales du Mésozoïque.

Cette synéclyse d'illizi-Ghadamès, est limitée à l'ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod et à l'est par le môle de Tihemboka et les confins tuniso-libyens. Dans le bassin de Ghadamès (Berkine actuellement), la couverture sédimentaire (supérieure à 6000 m), renferme des gisements d'hydrocarbures dans le Paléozoïque et le Trias dont ceux de du champs gazier de Rhourde Nous dans lequel est localisé le gisement objet de cette étude.

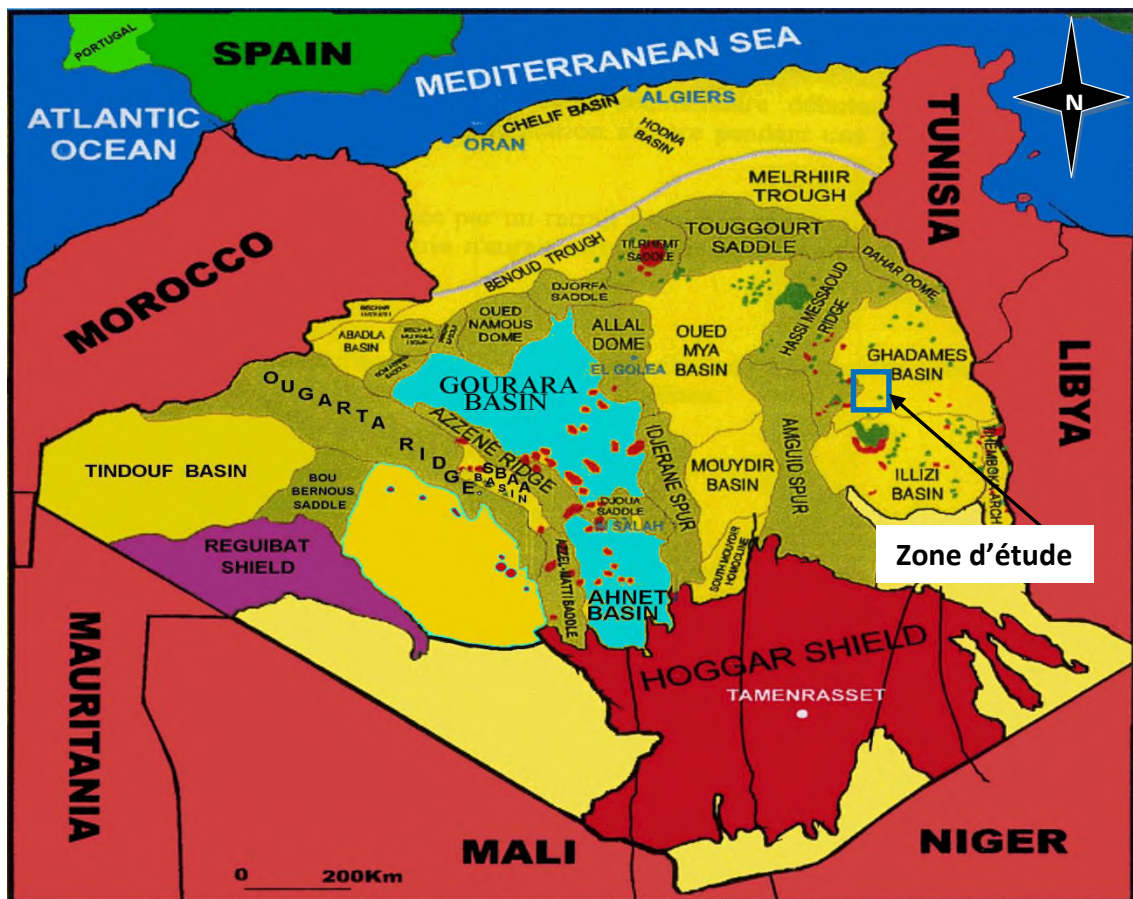


Fig.3 : Principaux Bassins Sédimentaires de la plate forme Saharienne, (Sonatrach Exploration, 2009)

S'étendant sur environ 10.000km² (80km x 130 km), le champs de Rhourde Nous se trouve sur la bordure sud du bassin triasique . Il est limité (Beicipe, 2002) :

- A l'Ouest par le môle Amguid Elbioud au niveau de la faille de Ramade ;
- Au Sud-Est, par le Bassin d'Illizi (partie occidentale du Môle d'Ahara ;
- Au Nord-Est par le Bassin Berkine (Ghadamès) vers lequel s'énoient les axes SO-NE des structures Rhourde Hamra et de Rhourde Chouf ;
- Vers l'ouest, un sillon fortement subsidant au Paléozoïque, et au Mésozoïque, le sillon d'El Marfag, l'isole du Môle d'Amguid–El Biod, par une vaste zone positive d'orientation subméridienne, très érodée à l'Hercynien (Fig. 4).

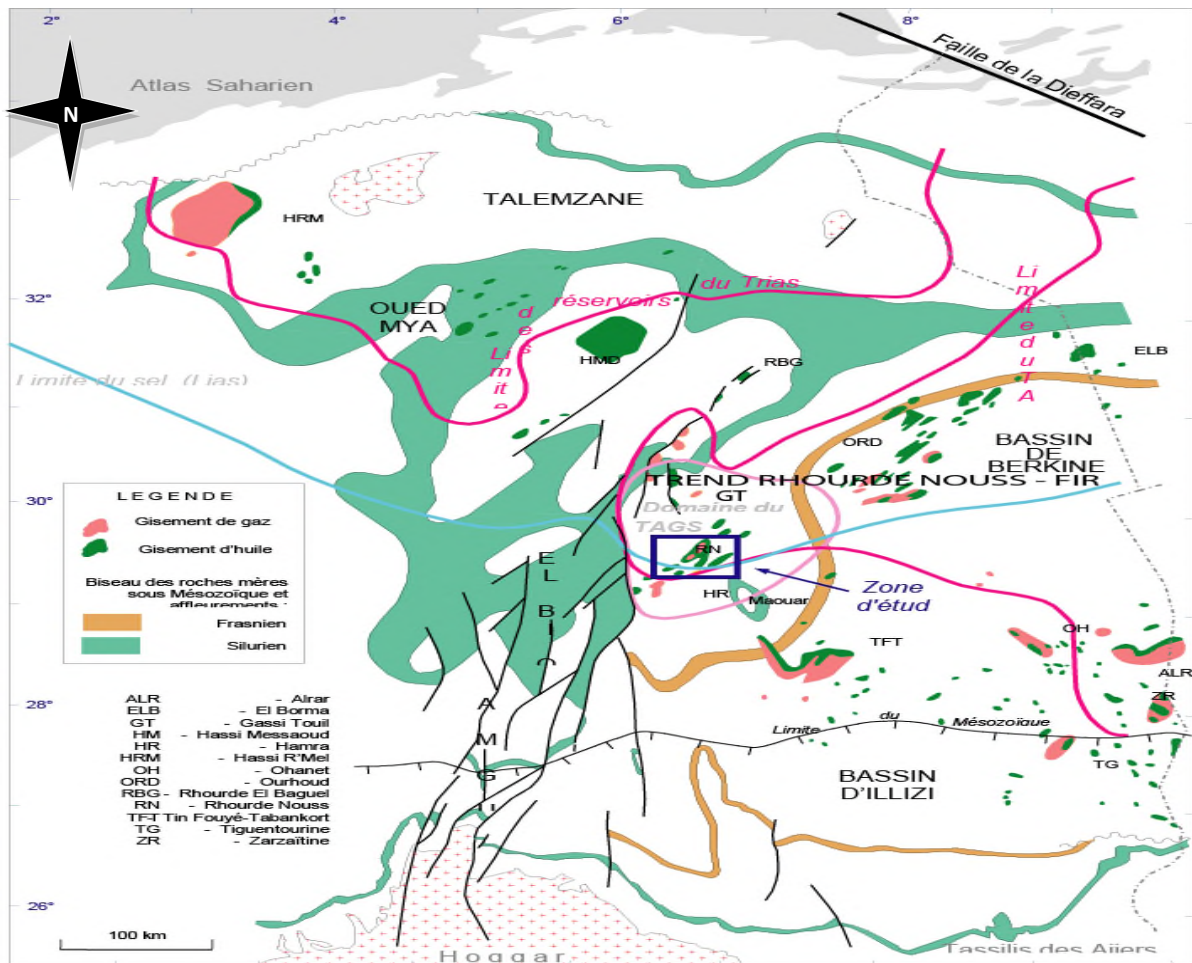


Fig.4 : Carte montrant le cadre géologique de la région de Rhourde Nous (Beicip/SONATRACH.PED, 2002).

3. Historique d'exploration et d'exploitation

De nombreux travaux gravimétriques, magnétométriques et sismiques, effectués sur toute la province triasique, ont permis la mise en évidence de nombreuses structures pouvant contenir des hydrocarbures (Fig 5) . La chronologie des études sur ce secteur est la suivante :

3.1. Principales phases d'exploration de la région

En 1946 : premiers travaux sismiques d'exploration réalisés par les compagnies pétrolières SN- REPAL et CPA.

En 1948 : vaste compagnie gravimétrique a été installée dans la partie septentrionale du Sahara.

En 1954 : Après les résultats encourageants ; des travaux de reconnaissance portés sur le bassin triasique et les travaux ultérieurs de la sismique de réflexion détaillés ont été concentrés sur les zones hautes de Hassi Messaoud, Hassi R'MEL, Rhourde El Baguel et Rhourde Nous.

En 1956 : Le début des recherches dans la région de Rhourde Nous, effectués par la compagnie EL PASO (France-Afrique) ; le forage du puits HR-1 au sommet de la structure Hamra, permis d'effectuer le premier test au niveau des réservoirs d'âge Barremo-Neocomien.

En 1958 : Le forage HR-2 sur la même structure a révélé la présence du gaz dans les réservoirs triasiques.

En 1959 : Les travaux d'exploration ont été orientés vers l'Ouest, où la structure de Ramade a fourni des résultats négatifs.

En 1961 : Implantation et forage du puits d'exploration RN-1. Ce dernier a mis en évidence, du gaz dans le Trias Argilo-gréseux supérieur avec un débit de 480000 m³/j. L'ensemble des tests réalisés dans le Silurien Argilo-gréseux a montré qu'il était saturé en gaz.

Août 1963 : Le forage RN-4, implanté sur le flanc de la structure, avait mis en évidence l'existence d'un anneau d'huile dans le Trias Argilo-gresex supérieur, avec un débit de 120 m³/J. La découverte de cet anneau d'huile dans le Trias Argilo-gresex supérieur, avait beaucoup encouragé l'exploration des hydrocarbures dans la région.

Février 1970 : Un autre anneau d'huile dans le Silurien a été mis en évidence par le forage RN-101. Alors que celui foré en Juin a révélé la présence du gaz à condensât dans les quartzites de Hamra.

En 1972 : Le forage du puits RNSE-1, dans la structure Sud Est a mis en évidence du gaz à condensât et de l'huile dans le Trias Argilo-gréseux supérieur et dans le Silurien Argilo-gréseux.

En 1974 : Le forage du puits RNSW-1, sur la structure Sud Ouest a mis en évidence du gaz à condensât et de l'huile dans le Trias Argilo-gréseux supérieur, les réservoirs révélés tous aquifères.

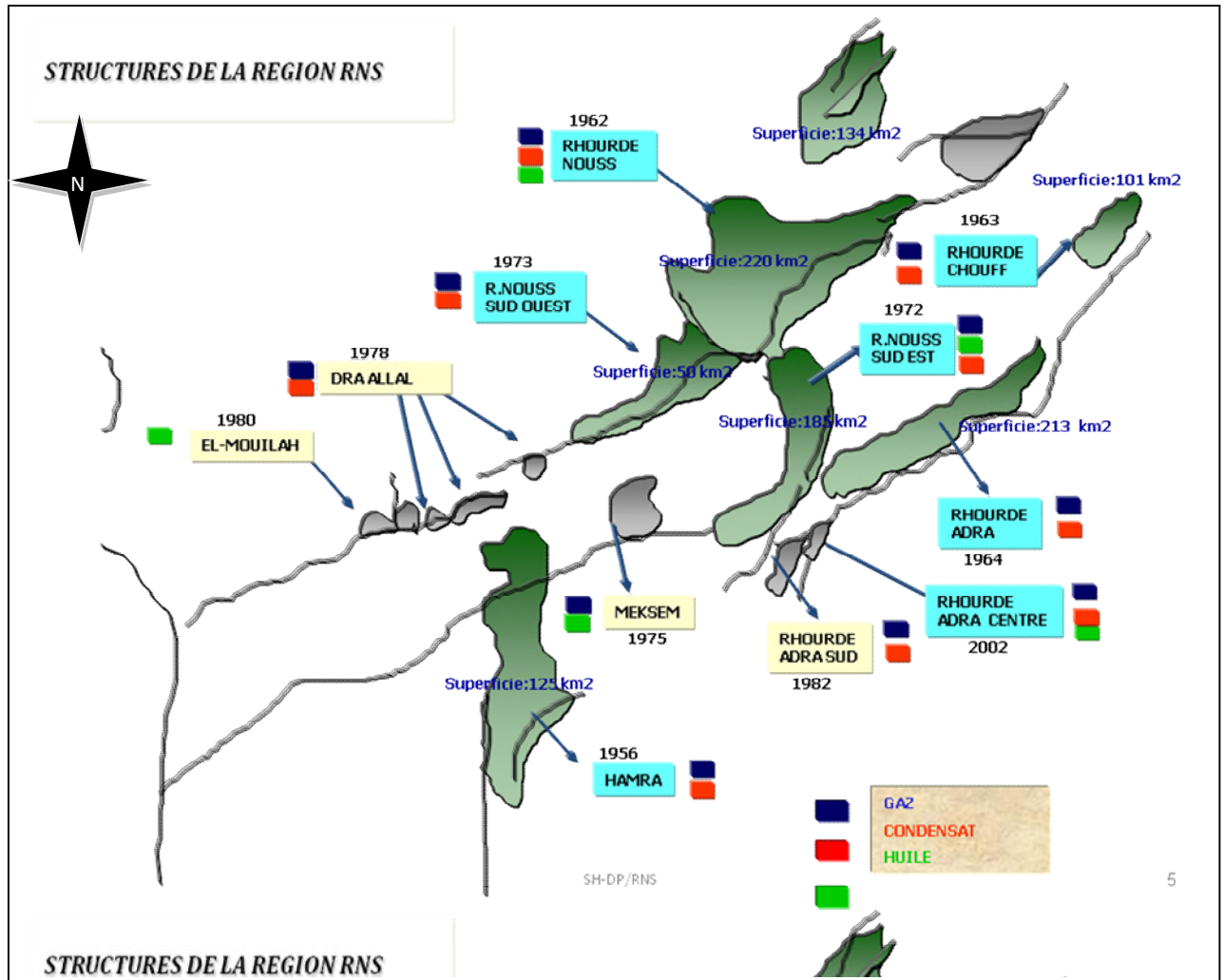


Fig.5 : Principaux gisement du champs Rhourde Nouss découvert au cours de la phase exploration,(Beicip , 2002)

3.2. Principales phases de développement :

En 1983 : Plus de 80 puits ont été forés sur l'ensemble de la région, dont des douzaines ont atteint la discordance hercynienne et dix ont atteint les quartzites de Hamra (RN-11, RN-42 et RN-101,...).

En 1987 : La mise en production du champ de Hamra permet le classement de la région, comme le deuxième champ gazifière dans le pays après celui de Hassi R'MEL.

En 1990 : Mise en production du gaz à condensât du Trias Argilo-gréseux supérieur (phase A)

En 2000 ; Mise en production de l'unité du GPL (Phase B).

De 1998 ; débute effective de développement du réservoir Tigh de quartzite de Hamra

2008 à 2013 ; Développement intense du reservoir Quartzites de Hamra avec le forage de plus de 40 nouveaux puits .

En 2014 , Mise en production du centre de traitement du gaz à condensat de Quartzite Hamra (CPF).

En 2017, Début développement des champs satellites, ou périphérie de Rhourde Nouss dont les travaux sont en cours pour la mise en exploitation des réservoir du Silurien Argilo-gréseux (SAG) de la périphérie GTL au niveau des unités de traitement de RNS.

5. Inétriêt pétrolier

Depuis la phase d'exploration et jusqu'au développement de la région Rhourde Nouss , plusieurs découvertes y ont été mise en évidence . Au total le champs pétrolier de Rhourde Nouss renferme actuellement , 13 structures , 10 réservoirs et 36 accumulations tel qu'il est démontré sur la figure illustratives ci-dessous (Fig.6) .

Les hydrocarbures reconnus sont :

- De l'huile et du gaz a condensât dans le TAGS et l'infra-TAGS de Rhourde Nouss
- Du gaz à condensât dans le TAGS et l'infra-TAGS de Rhourde Adra ;
- De l'huile et du gaz à condensât dans le TAGS de Rhourde Nouss Sud Est et Rhourde Nouss Sud Ouest ;
- De l'huile dans l'infra-TAGS de Rhourde Nouss Sud Est (Trias et Silurien A) ;
- Du gaz à condensât dans les Quartzites de Hamra de Rhourde Nouss Centre Rhourde Nouss Sud Est et de Rhourde Adra
- Peu d'huile dans les Quartzites de Hamra ; Rhourde Nouss Sud Ouest et Meksem.

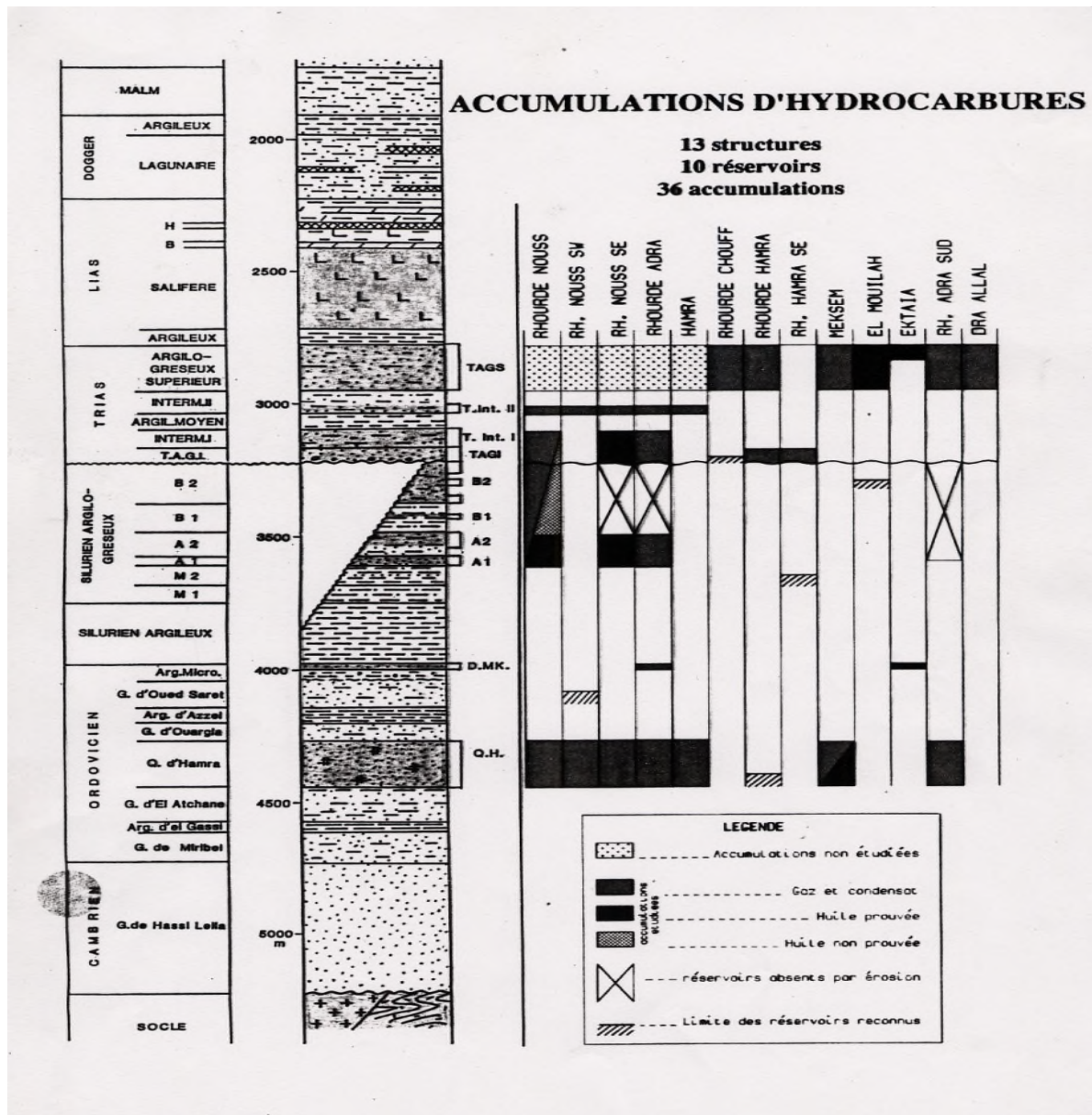


Fig.6 : Schéma illustratif des structures et réservoirs de la région Rhourde Nouss (Sonatrach /Beicipe , 1995).

5. Conclusion :

La région de Rhourde Nouss , objet de cette étude , se localise vers l'extrême sud de la province triasique , entre la partie méridionale du bassin de Berkine et le nord du bassin d'Ilizi ,d'une superficie totale d'environ 10.000 km² (80km X130km) couvrant complètement le Bloc 246 .

Environ 13 structures renfermant 10 réservoirs et 36 accumulations y ont été mise en évidence dont les plus importants se trouvent au niveau des 05 structures principales répartis sur un couloir relativement étroit NE-SO : le complexe RNS (Centrale , Sud Est et Sud- Ouest) Rhourde Adra , Rhourde Chouf , Rhourde EL hamra au Nord et Hamra au Sud . Vers les bordures de petites accumulations ont été découverts , connus par le terme « champs satellites » ou périphériques dont ; Meksem Elmouileh , Dra Allala, Elassel

Les hydrocarbures reconnus sont principalement du gaz à condensat pour la plupart des structures à l'exception de quelque anneaux d'huile au niveau de RN central et Elmouilah pour le TAGS et RN Sud Ouest et Meksem pour les quartzites de Hamra.

Chapitre- 2 :

CONTEXTE GEOLOGIQUE ET SYSTEM PETROLIER

1. Lithostratigraphie de la région de Rourd Nous.
2. Cadre structural.
3. Système pétrolier de la région de Rourd Nous.
4. Conclusion.

CHAPITRE 2

CONTEXTE GEOLOGIQUE ET SYSTEM PETROLIER

Ce chapitre va présenter le cadre géologique de la région de Rhourd Nouss avec sa lithostratigraphie. L'ensemble des phases de transformations qui ont affecté la structure de Rhourd Nouss seront aussi détaillées dans ce chapitre. Elles vont être exploitées dans la partie spéciale pour interpréter les fractures des réservoirs. Les éléments du système pétrolier de la région de Rourd Nouss vont être présentés également dans ce chapitre.

1. Litho-stratigraphie de la région de Rhourd Nouss

Sur la base des travaux de Beicip/SONATRACH. PED, 2002, cette synthèse a été faite. La figure 7 montre que la série stratigraphique de la région de Rhourde Nouss est composée des ensembles suivants :

- Le Paléozoïque
- Le Mésozoïque
- Le Cénozoïque.

1.1. Le socle

Il est représenté par un complexe granitique et /ou métamorphique plissé et faillé. Il est très peu connu dans la région Rourd Nouss, en raison du nombre limité de puits qui l'ont atteint.

1.2. Le Paléozoïque

Les premiers dépôts paléozoïques sous la discordance hercynienne sont datés Silurien, ils sont constitués d'un ensemble Argilo-gréseux. Le Dévonien et le Carbonifère sont eux érodés. En revanche, on marque la présence de toutes les séries de l'Ordovicien et du Silurien, où l'épaisseur maximale est estimée 4000 mètres, notamment dans le sillon de Marfag qui se situe dans la partie ouest de la région.

➤ *Le Cambrien*

Il est représenté par les grés de Hassi Leïla, constitué dans sa partie basale par des grés quartzitiques fins à grossiers mal classés et dans sa partie sommitale par des quartzites fins. L'épaisseur moyenne est estimée 104 m.

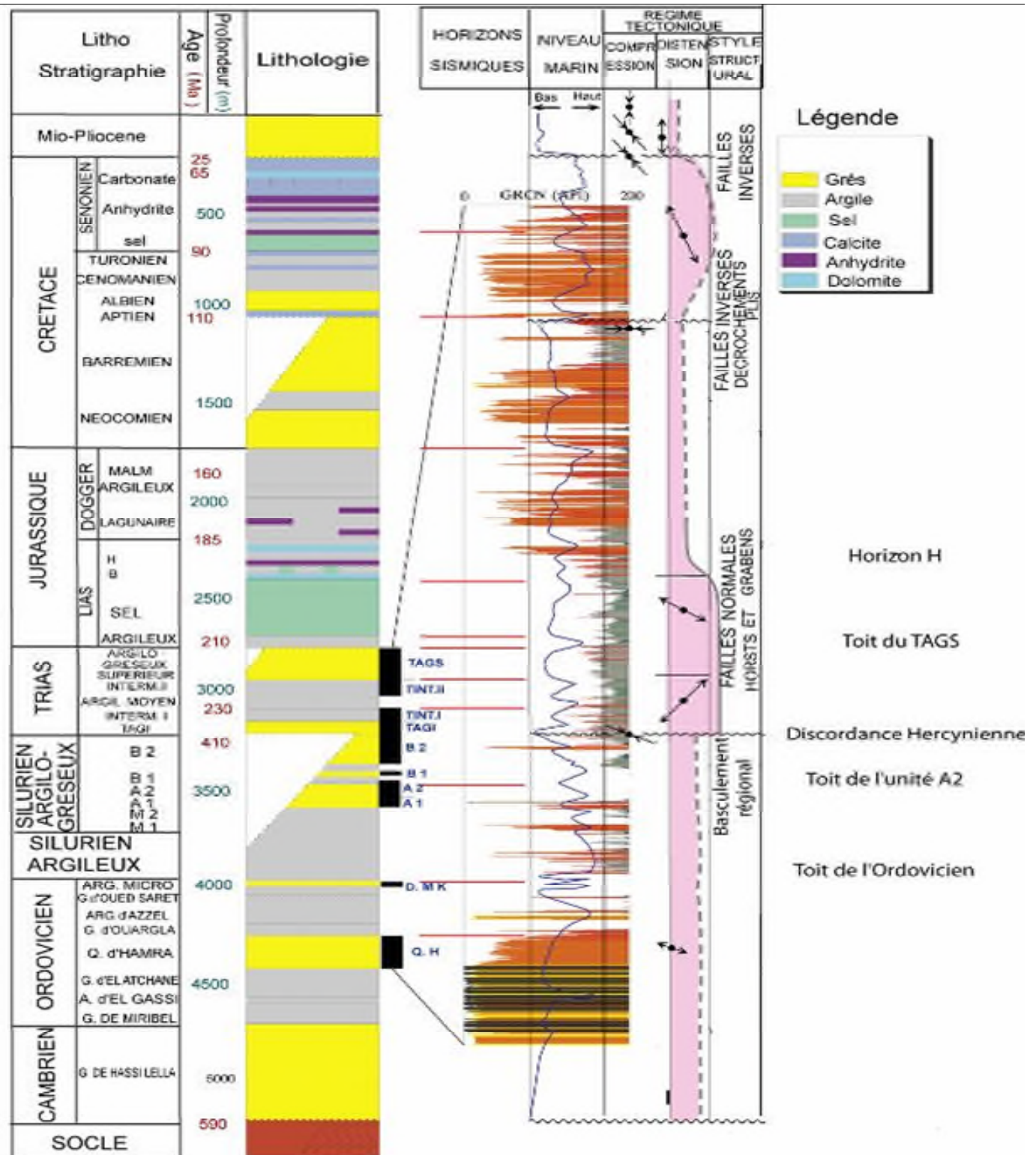


Fig.7: Colonne stratigraphique type de la région de Rhourde Nous (Beicip/Sonatrach - PED, 2002. Modifié).

➤ *L'Ordovicien*

C'est un terme très complexe, constitué par des alternances de grés quartzitiques et d'argiles. Son épaisseur moyenne varie de 750 à 1250 m et se compose de plusieurs unités se succédant de bas en haut :

- **Grés de Méribel** : d'âge Tremadoc inférieur. Son épaisseur est de 180 m. Cette unité est constituée par des grés quartzitiques fins, avec des grés argilo-silteux et des passées d'argiles grises à noir
- **Argiles d'El Gassi** : d'âge Tremadoc moyen, avec une épaisseur de 268 m. Elles sont matérialisées par une alternance d'argile grise foncée, silteuse avec des passées gréseuses.
- **Grés d'El Atchane** : d'âge Arenig inférieur. Epais de 56 m; ils sont constitués d'une alternance de grés fins siliceux bien classés et d'argiles siliceuses. On note la présence de quartzites à la base.
- **Quartzites de Hamra** : d'âge Arenig moyen. Epais en moyenne de 80 à 232 m. Ils sont formés par des quartzites fins à moyens de couleur blanche, compactes, passant localement à des grés fins intercalés par quelques passées fines à la base.
- **Grés d'Ouargla** : d'âge Arenig supérieur. Son épaisseur varie de 91 à 100 m. Ce terme est représenté essentiellement par des grés fins à moyens, gris-bruns, quartzitiques avec des intercalations d'argiles noires.
- **Argiles d'Azzel** : d'âge Lanvrin son épaisseur est estimée entre 64 et 117 m, constitué d'argiles grises noires, siliceuses plus ou moins indures.
- **Grés d'Oued Saret** : d'âge Landeilo, avec une épaisseur moyenne variant de 103 à 137 m, il est composé de grés fins parfois quartzitiques.
- **Les Argiles Micro-Conglomératiques** : d'âge Caradoc, avec une épaisseur variant de 66 à 119 m, cette unité est constituée exclusivement d'argiles micro conglomératiques à grains de quartz.

- **Dalle M’Kratta** : d’âge Asghill, elle présente une épaisseur variant de 6 à 10 m. Elle est matérialisée par des grès quartzitiques allant de très fins à moyens jusqu’au grossiers.

➤ *Le Silurien*

Il est Constitué par deux séries : une épaisse série argileuse à la base, surmontée par une autre qui comprend un ensemble argilo-gréseux.

- **Silurien Argileux** : d’âge Llandovery-Taranon-Wenlock, et d’une épaisseur variant de 232 à 341 m. Il est constitué d’une série d’argiles noires micacées très riches en faunes (Brachiopodes, Gastéropodes et Graptolites).
- **Silurien Argilo-gréseux** : d’âge Ludlow. Il représente le réservoir F6, qui comporte six unités. De bas en haut on distingue :
 - L’unité M1 : Cette unité est représentée par des argiles siliceuses, indurées à quelques passées carbonatées à la base. Elle présente une épaisseur qui varie entre 32 et 37 m.
 - L’unité M2 : Elle est d’une épaisseur variant de 61 à 153 m. Elle est matérialisée par des argiles siliceuses, indurées, avec quelques passées de grès de Mederba.
 - L’unité A1 : Elle est représentée par des grès fins à moyens, bien consolidés à ciment siliceux, intercalés par des fines passées d’argiles grises, noires, son épaisseur varie entre 13 et 18 m.
 - L’unité A2 : Son épaisseur varie de 98 à 126 m, elle comporte des niveaux de grès fins, siliceux à passées argileuses à la base.
 - L’unité B1 : D’une épaisseur variant de 0 à 149 m. Elle est tronquée par l’érosion hercynienne surtout sur le flanc Sud-Est de la structure de Rhourde Nous. Cette unité est constituée par une succession de grès quartzitique compact et d’argiles grises noires, indurées et micacées.
 - L’unité B2 : Son épaisseur varie de 0 à 111 m, elle est affectée par l’érosion hercynienne dans la partie Sud Est et la partie Sud Ouest de la région d’étude. Elle présente une alternance de grès quartzitique et des argiles micacées.

Les termes du Dévonien, Carbonifère et Permien sont complètement érodés par l’érosion Hercynienne. Le Trias repose donc directement sur le Silurien lui-même partiellement touché par l’érosion.

1.3. Le Mésozoïque

➤ *Le Trias*

Il repose par l'intermédiaire de la discordance hercynienne sur le Silurien argilo- gréseux. Ce trias est composé de cinq unités représentées de la base au sommet par :

- **Le Trias argilo-gréseux inférieur** : d'âge Carnien, d'une épaisseur variant de 15 à 57 m. Il est formé de bancs de grés fins à ciment silico-argileux, intercalé par la présence de passées d'argiles silteuses. On note la présence de micro-conglomérats à la base.
- **Le Trias intermédiaire I** : d'âge Norien inférieur. Son épaisseur varie de 29 à 70 m. Il est constitué par des grés fins à tendance argileuse à la base et quartzitique au sommet.
- **Le Trias argileux moyen** : d'âge Norien moyen, son épaisseur varie de 33 à 53 m. Il est constitué d'argiles brunes, rouges, silteuses et dolomitiques, parfois indurées.
- **Le Trias intermédiaire I** : d'âge Norien supérieur. Il présente une épaisseur variant de 53 à 77 m. Il est constitué d'une alternance de grés fins et d'argiles rouges à vertes silteuses.
- **Le Trias Argilo-gréseux supérieur** : d'âge Rhétien, son épaisseur varie entre 100 et 198 m. Il est matérialisé à la base par des grés fins, gris blanc, parfois micro-conglomératiques surmontés par des argiles brunes, rouges, silteuses, légèrement carbonatées (dolomitiques). C'est le réservoir principal de la région de Rhourde Nouss.

➤ *Le Jurassique*

- Le Lias est subdivisé en cinq termes qui se succèdent de bas en haut comme suit :
 - **Le Lias Argileux** : Son épaisseur varie de 39 à 62 m. Il est représenté par des argiles versicolores avec des silts.
 - **Le Lias salifère S2** : Son épaisseur varie entre 202 et 443 m, et il se présente sous forme de sels massifs, intercalés par des bancs d'argiles brunes et des bancs d'anhydrites, marqueurs à la base.
 - **L'horizon B** : Son épaisseur varie de 14 à 42 m. Il est matérialisé par des dolomies graveleuses, vacuolaires ou silteuses, légèrement anhydritiques.
 - **L'horizon H** : Son épaisseur varie de 13 à 41 m, il est composé d'anhydrite blanche, compacte présentant un aspect crayeux, avec quelques passées de gypse rose maclé. Cet horizon est considéré comme un bon marqueur sismique à l'échelle régionale.

- **Le Lias argileux dolomitique** : Il présente une épaisseur variant de 140 à 220 m. Il est constitué par des argiles silteuses dolomitiques à passées anhydritiques.
- **Le Dogger** : Il est subdivisé en deux termes :
 - **Le Dogger lagunaire** : Son épaisseur varie de 0 à 322 m. Il s'agit d'une alternance d'argiles silteuses et des grès fins à moyens.
 - **Dogger argileux** : Son épaisseur varie de 55 à 228 m. Il est constitué d'argiles versicolores, intercalées par des bancs de grès fins.
- **Le Malm** : Son épaisseur varie de 0 à 232 m. Cette unité est composée d'argiles silteuses, tendres, parfois dolomitiques.

➤ *Le Crétacé*

- **Le Néocomien** : Son épaisseur varie de 46 à 345 m. Il s'agit d'argiles silteuses, dolomitiques avec une alternance de sables fins, à grossiers et de grès fins à très fins, ligneuse et pyriteuses par endroits.
- **Le Barrémien** : Il présente une épaisseur moyenne de 529 m. Il est formé par une alternance de sables fins à grossiers, de grès fins à très fins et d'argiles rouges briques sableuses, légèrement dolomitiques.
- **L'Aptien** : Son épaisseur varie de 0 à 22 m. Il est représenté par des marnes calcaro-dolomitiques.
- **L'Albien** : Son épaisseur varie de 30 à 216 m. L'Albien est constitué de sables fins à grossiers avec des grès argilo-dolomitiques.
- **Le Cénomaniens** : Il présente une épaisseur qui varie de 62 à 111 m. Il est constitué par des argiles carbonatées à passées d'anhydrite.
- **Le Turonien** : Son épaisseur varie de 69 à 113 m. Il est matérialisé par une alternance d'argiles versicolores plastiques et de calcaire blanc-beige parfois argileux avec des marnes calcaires.
- **Le Sénonien** : Il comprend trois termes :
 - Le Sénonien salifère : D'une épaisseur qui varie de 13 à 80 m. Il est constitué que de sel massif, blanc, parfois argileux.
 - **Le Sénonien anhydritique** : Son épaisseur varie de 111 à 233 m. Il s'agit d'une alternance d'anhydrite massive beige, et d'argiles carbonatées.
 - Le Sénonien carbonaté : Il présente une épaisseur variant de 0 à 194 m. Il s'agit d'un complexe micro-cristallin, dolomitique.

1.4. Le Cénozoïque

Il est représenté par le Mio –Pliocène. Les autres termes du Paléocène, de l' Eocène et de l'Oligocène ont été érodés ou non déposés suite à la phase Atlasique.

➤ Le Mio-Pliocène :

Son épaisseur varie de 154 à 677 m, il repose en discordance sur le Sénonien carbonaté, il est constitué de sable fin, moyen à très grossier à fines passées de calcaire sableux, parfois gréseux, avec des intercalations d'argiles sableuses à dolomitiques

2. Cadre structurale

L'évolution tectonique de la région d'étude s'inscrit dans le cadre de la tectonique globale de la plate forme saharienne dont l'héritage structural est à rechercher d'abord dans les phases tectoniques anté-Paléozoïque (Orogenèse Panafricaine..), puis dans les événements hercyniens et Alpains. D'après la synthèse structurale du Beicip-Franlab (1957); Boudjemaa (1987) et Saifi (2006), la plate forme saharienne aurait été soumise à plusieurs phases de déformation (Fig. 8) :

2.1. L'orogénèse panafricaine

La collision du craton Ouest Africain (C.O.A) à la zone mobile du Hoggar (Targui) durant l'orogénèse panafricaine (Kennedy, 1964; Bertrand et Caby, 1978; Black, 1978), selon le modèle Himalayen de Molnar- Tapponier, va résulter par la cratonisation du bouclier Targui et l'amalgame de 32 micro-continentes (Black et al., 1994). Cette dernière se manifeste de manière diachronique entre 750 et 550 Ma. Les traits structuraux majeurs de cet événement tectono-métamorphique sont représentés par les grands accidents subméridiens, auxquels sont associés un réseau de failles conjuguées (NE-SO dextres et NO-SE senestres).

2.2. La distension du Cambro-Ordovicien

L'événement majeur Panafricain est suivi d'une érosion importante aboutissant à une vaste pédiplaine dite infra-tassilienne (Beuf et al., 1971).

La sédimentation des séries cambro-ordoviciennes se caractérise par des perturbations tectoniques dues à des failles normales de direction NE-SO. Cette distension se manifeste par :

- D'importantes variations d'épaisseur et de faciès ;
- Les rejeux des accidents subméridiens hérités de l'orogénèse panafricaine ;
- La présence des roches éruptives intercalées dans les grès cambro-ordovicien et dans les argiles d'El Gassi, témoignant des phénomènes distensifs.




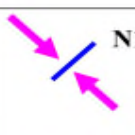
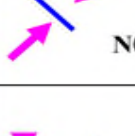

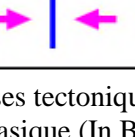

ERE	EPOQUE	PHASES	DIRECTION DES PHASES	EFFETS SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPINE TARDIVE TERTIAIRE TARDIVE N.O 60	 N060°	Jeu en compression	
	PALEOGENE EOCENE	ALPINE MOYENNE EOCENE N. 160	 N160°	Jeu en compression sur les accidents N-S et création de nouvelles structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE (ALPINE PRECOCE)	 N090°	Jeu en inverse sur les accidents N-S	
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N120°	Jeu inverse sur les failles NE-SO	
	CARBONIFERE VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 N040°	Jeu inverse sur les failles NO-SE	
	DEVONIEN	Supérieur	PHASE FRASNIENNE	 NO-SE	Jeu en failles normales sur les failles NE-SO (variation de faciès et d'épaisseur) (volcanisme)
		Moyen			
		Inferieur			
	SILURIEN ORDOVICIEN	PHASE CALEDONNIENNE	 E-O ??	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les môles subméridiens)	
750 – 550 Ma	PHASE PANAFRICAINE	 E-O	Tectonique cassante, réseau NE-SO et NO-SE		

Fig. 8 : Tableau récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d'Illizi et province triasique (In Boudjemaa, 1987 et Beicip ,1957)

2.3. La compression Taconique (Caradoc- Ashgill)

Cette phase de compression (Beuf & al., 1971) se traduit principalement par :

- Des soulèvements régionaux des anciens boucliers (le Reguibat et le Targui) ;
- Mouvements inverses le long des accidents sub-méridiens.

Zazoun et Mahdjoub (2003), dans leur étude de l'unité glaciaire de Tamadjert (Unité IV) dans les Tassili N'Ajjer et le bassin d'Illizi mettent en évidence l'existence d'une phase transtensive de direction NO-SE, synchrone de phase glacio-tectonique ashgillienne (Hirnantienne).

2.4. La compression Siluro-Dévonienne ou calédonienne

Les dépôts gréseux provenant notamment du Sud-Est annonce à nouveau un changement de régime tectonique à caractère compressif. Follet (1952), dans sa monographie consacrée à l'Ahnet et Mouydir, soulève pour la première fois la notion de la phase Calédonienne.

La littérature, souvent, par soucis de vouloir rapprocher les choses et de corréliser des événements tectoniques, impute à des lacunes ou à des érosions sédimentaires, des phases tectoniques observées sur d'autres continents (Zazoun & Mahdjoub, 2003).

Cette problématique a été abordée par Kazi Tani (1966) concernant la discordance Calédonienne. Selon cet auteur la présence d'une discordance à la limite Siluro-Dévonienne dans le bassin d'Illizi a été prouvée par les géologues pétroliers sahariens (C.R.E.P.S; Claracq et al, 1963, in Kazi Tani, 1966). Elle est imputée à la phase Ardennaise. Cependant, la question se pose de savoir dans quelle mesure l'Afrique a pu être concernée par un événement tectonique résultant d'une collision entre l'Amérique du Nord et l'Europe du Nord.

2.5. La distension de Frasnien

Elle correspond au dépôt de la formation de Hassi Tabenkort du bassin d'Illizi. Elle est caractérisée par d'importants événements tectono-sédimentaires et caractérisée notamment par :

- Des variations en terme d'épaisseur et de faciès, en particulier de part et d'autre de grands accidents orientés NE-SO;
- Un non dépôt et une érosion locale dans le mole d'Ahara ;
- Une intense activité volcanique, représentée par des écoulements de roches basiques représentées dans les parties orientales du Hoggar.

La période distensive qu'a connu le Dévonien inférieur a contribué dans l'existence de deux discordances majeures, la première post- Emsienne et la seconde dite intra- Dévonienne.

2.6. La phase Hercynienne

Les premières études relatives à l'orogénèse hercynienne remontent aux travaux de Follot (1952). Les travaux de géologie structurale réalisés par le Beicip-Franlab (1975) pour l'entreprise Sonatrach concernant cette tectogenèse mettent en évidence l'existence de deux phases de compression:

- **Une phase N040° Viséenne** : Les premiers mouvements tectoniques hercyniens ont eu lieu pendant la période allant du Tournaisien jusqu'au Viséen inférieur, perturbant fortement la sédimentation régionale et donnant naissance à des structures d'orientation NO-SE et des plis en échelons. Cette phase serait responsable du soulèvement de l'Ougarta et des érosions observées sur la Tihemboka.

- **Une phase N120°** (Carbonifère supérieur-Permien) : Les grands signes de l'orogénèse hercynienne au Carbonifère ont mis fin aux conditions de stabilité relative de la plate-forme saharienne. Le soulèvement hercynien s'est produit le long d'axes de socle, préexistants tels que l'axe Amguid El Biod, l'axe El Agreb-Hassi Messaoud-El Gassi. L'épaisse série sédimentaire anté-Cambrienne a été érodée dans les parties soulevées, notamment à Hassi Messaoud. Selon certains auteurs, cette érosion serait responsable dans l'amélioration des caractéristiques pétrophysiques des grès cambro-ordoviciens de Hassi Messaoud.

La collision du Gondwana et de la Laurasia vers la fin du Carbonifère va permettre l'édification d'un édifice orogénique hercynien. En Afrique du Nord, cette zone de collision est localisée au Nord-Ouest. Cette dernière va se manifester sous forme de surrection du bâti Paléozoïque et de chevauchements au Maroc et dans la partie du Sud-Ouest Algérien et avec une intensité de déformation qui décroît d'Ouest en Est. Des surrections et des phénomènes transpressifs sont observables dans la région de Hassi Messaoud où l'ampleur du phénomène érosif a atteint le Cambrien. En Algérie, des plissements et des érosions sont observables dans le bassin de l'Ahnet (Zazoun, 2001), la chaîne de l'Ougarta (Zazoun & al., 2003) et la cuvette de Sbâa. A l'intérieur du craton et plus loin vers l'Est, dans le bassin de Murzuk et le Sud-Ouest Libyen, la phase hercynienne va se manifester sous forme de discordances angulaires (in Lüning, 2005). Selon Zazoun (2001), l'orogénèse hercynienne pourrait être interprétée comme étant un continuum de déformation et non comme une déformation polyphasée

suggéré par les études du Beicip (1975) et Boudjemaa (1987). Il s'avère que seule la phase N040 est décelable. Selon Zazoun (2001), aucun argument structural ne milite en faveur d'un polyphasage.

Les études menées en Algérie, dans l'Ahnet Mouydir par Haddoum & al. (2001) et au Maroc par Hoepfner et al. (2006) et Bukhard et al. (2006) corroborent cette hypothèse.

2.7. Les phases de rifting du Trias (Carnien-Norien-Rhétien) Lias (Post-Hettangien)

Vers le Trias supérieur, une phase de rifting va avoir lieu au niveau de la plate forme saharienne, conséquence de l'ouverture de la mer thétysienne à l'Est. La propagation de ce rifting s'opère d'Est en Ouest avec une direction d'extension NO-SE et va être matérialisée par l'existence de failles normales NE-SO synsédimentaires et la mise en place d'un volcanisme basaltique fissurale. A cette phase de rifting, va succéder une phase de subsidence thermique datée de l'Hettangien contemporaine du dépôt de l'horizon dolomitique D2. Puis bien plus tard, durant le Jurassique moyen-début Crétacé (?), la plate forme saharienne serait le siège d'un nouvel épisode distensif, observable surtout dans la partie ouest, où un matériel éruptif de type doléritique à été daté jurassique.

2.8. La phase dite autrichienne (Crétacé inférieur) :

Une phase de compression Nord-Sud correspondant à la phase dite Autrichienne a été décrite dans les Alpes européennes par Guiraud & al. (1987). Cette phase serait la phase annonciatrice de l'orogénèse alpine sensu stricto. L'enregistrement de cette dernière va se matérialiser par une discordance intra-Aptienne, observable selon ces auteurs dans l'Atlas et le bassin de Ghadamès.

Selon Beicip-Franlab (1975) cette phase correspondrait à un raccourcissement Est-Ouest et aurait influencé le réservoir en exerçant, un jeu inverse et décrochements dextres le long des failles sub-méridiennes et une accentuation de la fermeture structurale des gisements de Rhourde Nouss. La mise en place des hydrocarbures aurait commencé au Lias et elle s'est poursuivie jusqu'à l'Albien et le Cénomani.

2.9. Les phases tertiaires :

Les phases compressives atlasiques d'âge début Lutétien et Miocène se traduisent par une érosion locale des terrains éocènes et une lacune du Miocène. Ces phases postérieures à la formation des hydrocarbures, seraient probablement à l'origine des barrières de perméabilité

due à un décalage des niveaux réservoirs ce qui a favorisé la création des barrières de perméabilité par des fractures colmatées.

3. Système pétrolier des champs de Rhourd Nouss

La figure 9 illustre les principaux gisements et réservoirs d'hydrocarbure de Rhourde Nouss. Les caractéristiques de chaque élément de gisement sont décrites ci-dessous :

3.1. Les roches mères

Le système pétrolier principal étant lié à l'association des roches mères du Silurien basal. Un système pétrolier secondaire est associé au réservoir profond des Quartzites de Hamra. Toutefois la seule roche mère potentielle de la région est le Silurien argileux, son potentiel varie fortement entre sa base, riche au niveau du pic radioactif mais de faible épaisseur alors que les parties médianes et supérieures, sont beaucoup plus épaisses mais médiocres à pauvres en matière organique (Rapport Beicipe, 1995). Pour les Quartzites de Hamra, une éventuelle alimentation par d'autres niveaux argileux de l'Ordovicien (Argile Elgassi) n'est pas à exclure (WEC, 2007).

3.2. Les roches couvertures

L'excellente couverture de l'ensemble, est constituée par les évaporites du Lias avec une parfaite extension sur l'ensemble des structures de Rhourde Nouss. Pour le réservoir des Quartzites de Hamra, la couverture est assurée par les Argiles d'Azzel.

3.3. Les Pièges

Les pièges de forte amplitude ont été générés par les mouvements dits autrichiens formant des fermetures structurales pour les réservoirs du Trias et du Silurien Argilo-Gréseux. Ces pièges sont supposés avoir été mis en charge par des migrations latérales à longue distance provenant de l'Ouest et du Nord et possiblement, verticalement à travers les failles (rapport Beicipe, 1995).

3.4. Les roches réservoirs

Les gisements de la zone d'étude produisent de l'huile et du gaz riche en condensat à partir de différents intervalles réservoirs pouvant être regroupés en trois ensembles bien distinctes :

- Le réservoir du Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) qui constitue le réservoir principal. Son épaisseur varie entre 100 et 200 mètres sur le secteur et il peut être

subdivisé en un ensemble inférieur constitué de grès grossiers et continus de type réseau de chenaux fluviaux en tresses et un ensemble supérieur plus discontinu et plus argileux de type réseau à tendance méandrique. La porosité est comprise entre 15 et 20 % avec des valeurs de perméabilité atteignant fréquemment 1 Darcy rapport (Beicipe, 2002 et WEC, 2007).

- Les réservoirs infra-TAGS présentent des caractéristiques moins homogènes et de moins bonne qualité liés à un réseau de chenaux fluviaux. Ils sont constitués par les réservoirs du Trias intermédiaire et du TAGI dont les porosités sont généralement comprises entre 5 et 15 % et les perméabilités sont inférieures à 10 md. Ces réservoirs sont transgressifs sur la discordance hercynienne et peuvent être absents par non dépôts comme sur la structure de Rhourde Adra. Par ailleurs, la discordance hercynienne assure la communication entre ces réservoirs triasiques infra-TAGS et les différentes unités du Silurien (B2, B1, A2, A1, M2, M1) dont le meilleur réservoir se situe dans le niveau A; lequel est constitué de barres gréseuses de plate forme marine (hauteur utile pouvant atteindre 50 m, porosité comprise entre 10 et 15 %) ;
- Les réservoirs profonds du Cambro-Ordovicien constitués par la dalle de M'Krata et surtout les quartzites de Hamra dont l'intérêt est lié à leur épaisseur importante (200 à 250 mètres) et à leur fracturation intense (Beicipe, 2002)

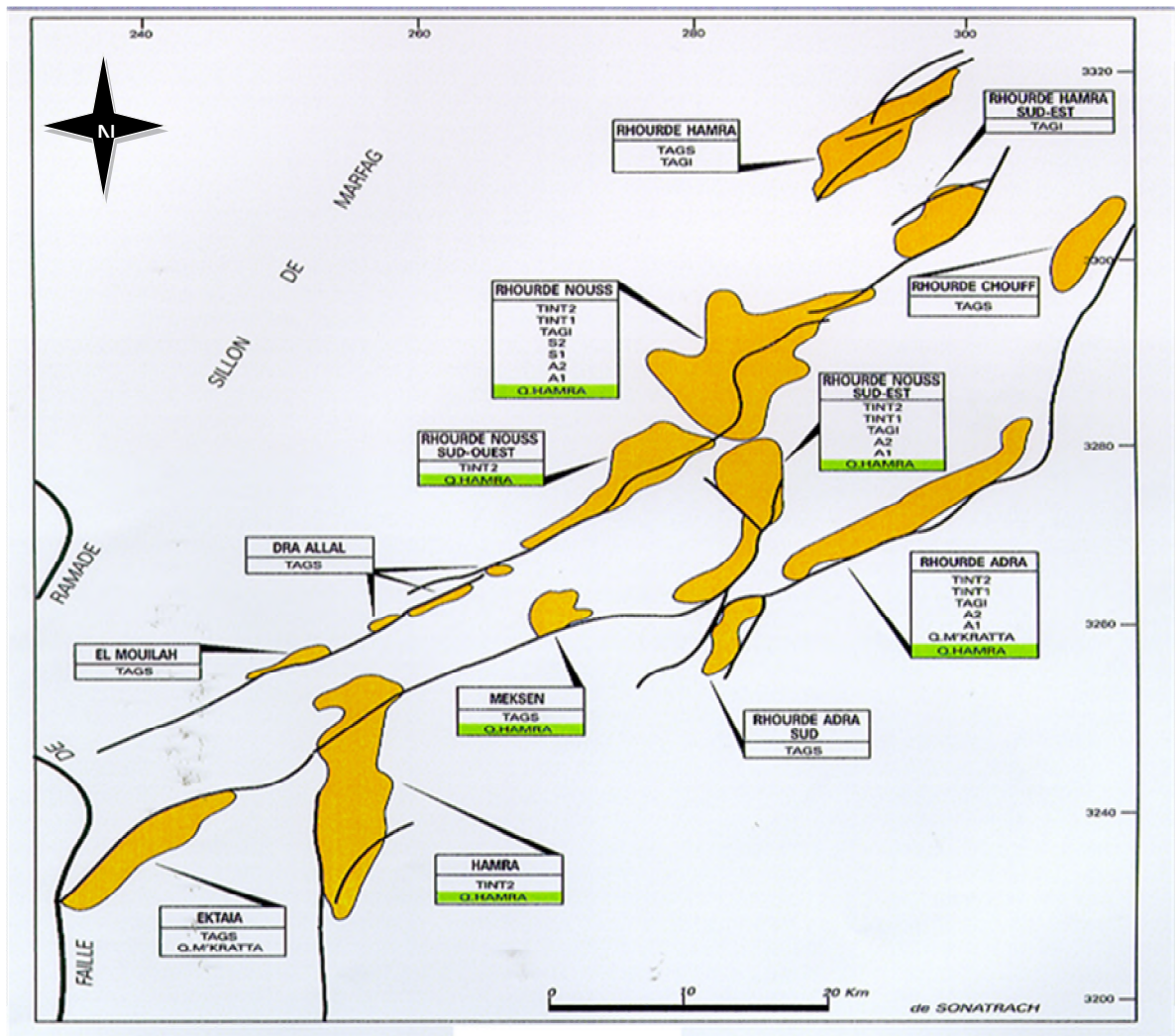


Fig.9 : Principaux gisement et réservoirs d'hydrocarbure de Rhourde Nouss (Sonatrach/ Beicpe, 2002).

4. Conclusion

La région de Rhourde Nouss est située dans une zone très particulière de la plate-forme saharienne caractérisée par une grande complexité structurale et la présence de trois trends anticlinaux, une forte subsidence au Paléozoïque inférieur et l'absence du Paléozoïque supérieur par l'érosion Hercynienne.

- A l'ouest, le trend NESO de DRA/RNSW/RNC/RNNE est associé à un accident majeur dont le jeu en décrochement dextre vers le Crétacé.
- Au centre de la zone d'étude, un trend subméridien est constitué par les plis de RAS/RNSE/RNC, dont le style structural correspond à des anticlinaux de compression associés à des failles inverses dont le jeu principal date du Crétacé.

- A l'Est, un trend positif relie l'anticlinal de Rhourde Adra, l'extension Sud de RNSE et la structure de Meksem.

La majorité des structures se trouve dans un couloir relativement étroit NE-SO interférent avec des directions N-S. Les failles sont fréquentes, certaines très importantes et ayant joué en normal, inverse et décrochement.

Les réservoirs sont régionalement présent partout, sauf dans le sud au niveau du biseau du Trias. Le plus important est le TAGS et les infra-TAGS lesquels correspondent à un réseau fluvial en tresse vers le bas et une tendance vers le méandrique plus haut. Les réservoirs du Silurien Argilo-gréseux sont étroitement liés à la discordance Hercynienne et y sont très dégradés (faciès argilo-silteux dominant).

les Quartzites de Hamra est le meilleur réservoir de l'Ordovicien qui atteint environ 250 m avec une extension d'environ 10.000Km² couvrant pratiquement tout le bloc 246.

Les quartzites de Hamra, bien qu'épaisses et continues, présentent des caractéristiques pétrophysiques matricielles très médiocres (porosité moyenne 3.5% et perméabilité matricielle de 0.1 md) dont seule la présence de fractures améliore la productivité. Ce réservoir fait l'objet de ce manuscrite et sera développé plus en détail dans ce qui suit.

Chapitre-3

GEOLOGIE DU RESERVOIR DE QUARTZITE HAMRA

1. Introduction.
2. Aspect sédimentologique et structurale régional.
3. Architecture interne et limite régionales des Quartzites Hamra.
4. Stratigraphie séquentielle et paléo-environnement.
5. Pétrographie et minéralogie type des Quartzites Hamra.
6. Présentation du réservoir Quartzite Hamra de Rhourde Nous.
7. Conclusion.

1. Introduction

Les réservoirs gréseux sont souvent le résultat d'une histoire longue et complexe de l'évolution géologique. Les processus combinés de dépôt, d'enfouissement, de compaction, de diagenèse et de déformations tectoniques propulsent un type de réservoir final dont la répartition des qualités réservoirs est souvent difficile à prévoir. Les caractéristiques réservoirs (porosité et perméabilité) acquises au moment du dépôt sont très variables (eg. selon les différents types d'environnement de dépôt, climat, composition des grés, arrangement des grains). Cependant, ces caractéristiques subissent des modifications au cours du temps géologique, elles sont souvent détériorées au cours de l'enfouissement (compaction, élévation de température et de pression d'une part et par les déformation structurale tectonique d'autre part.

Ce chapitre vise à présenter les principales caractéristiques du réservoir de Quartzites de Hamra de part l'aspect structural, la nature et l'environnement de dépôt, la pétrographie et minéralogie ainsi que les paramètres pétro physiques à l'échelle régional (bassin) et local (champs de Rhour Nouss).

2. Aspect sédimentologique et structurale régional

Les Quartzites de Hamra se sont déposées sur un vaste ensemble allant du bassin de l'Oued Mya à l'Ouest, au bassin de Berkine à l'Est (Fig.10). Au Nord, l'extension originelle est mal connue en raison de l'importante érosion ante-triasique (Phase Hercynienne). A l'Ouest et à l'Est, la disparition est liée à des érosions intra-ordoviciennes ou à des lacunes, en particulier dans la partie Nord Est du bassin. Les phases structurales hercyniennes ont contribué à l'érosion partielle ou totale comme dans la région d'El Gassi-Hassi Messaoud ou de Rhourde El Baguel. La carte régionale d'épaisseur portée sur la Fig.10, montre une épaisseur maximum de 350m dans la structure de Nezla (région GTL).

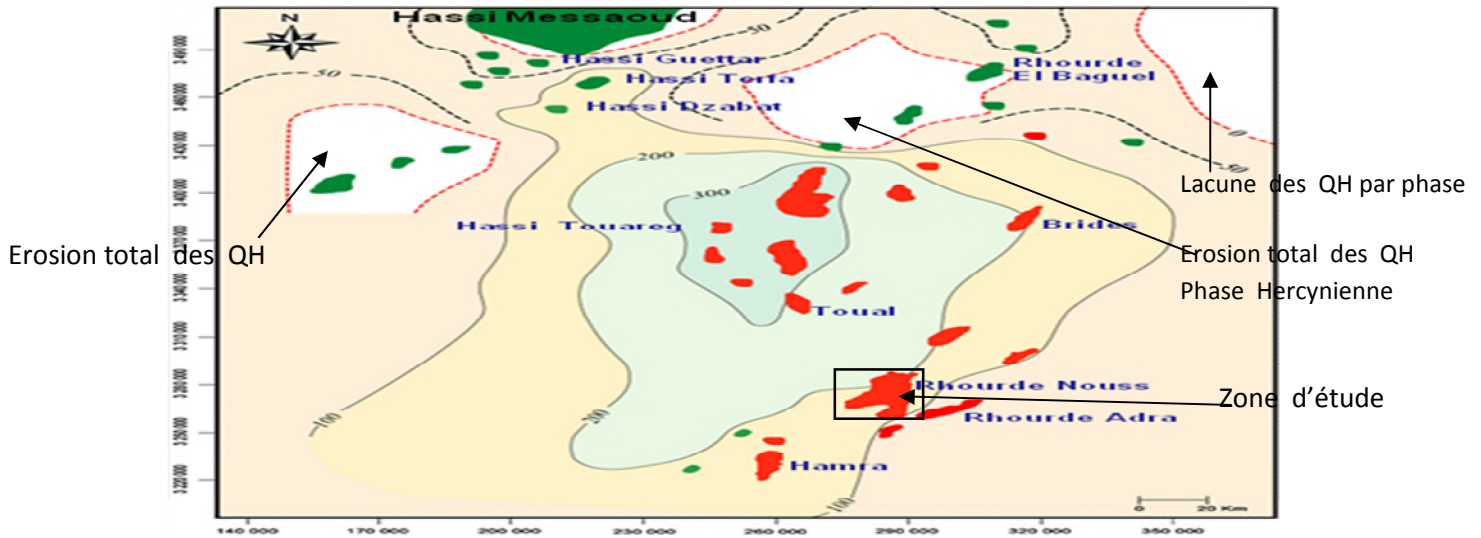


Fig.10 : Carte isopaque régionale des QH , Bassin Berkine (Beicip,2007).

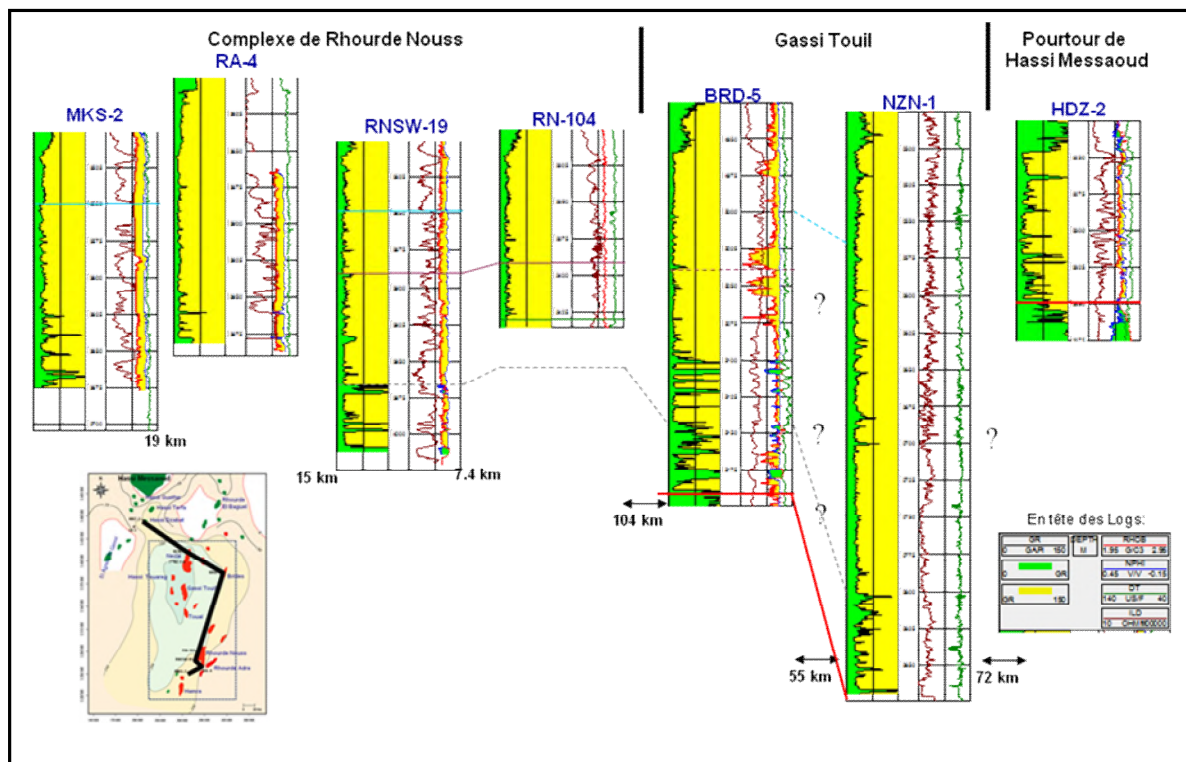


Fig.11 : Profile de Corrélation inter-puits schématisant l'aspect régional des QH (Sonatrach/ PED ,2009).

Ce dépôt traduit une différence dans le contexte morpho structural et une relation avec l'architecture interne des Quartzites de Hamra depuis l'axe haut d'El Agreb–Messaoud et dépression sur l'axe Nezla-Toulal-Rhourde Nouss. Dans la périphérie de Hassi Messaoud , l'épaisseur varie de 30 à 90 m seulement , a cause de l'ampleur de l'érosion

hercynienne. Dans la région de Gassi Touil, les puits atteints les Grès d'El Atchane, montrent des variations d'épaisseur dans les Quartzites de Hamra allant de 90 m à 350 avec un maximum de 374 à Nezla. Sur la région de Rhourde Nouss, plusieurs puits ont traversé entièrement la formation des Quartzites de Hamra. Son épaisseur varie entre 120m et 250m.

3. Architecture interne et limite des Quartzites de Hamra

Les quartzites montrent une architecture interne avec une succession verticale et une continuité latérale qui pourrait avoir une incidence sur la distribution des propriétés réservoir. D'un point de vue général, la formation des Quartzites de Hamra (QH) est située entre deux formations argileuses marines d'extension régionale :

- *Les Argiles d'El Gassi*, d'âge Ordovicien inférieur, **et les Argiles d'Azzel**, d'âge Ordovicien moyen.
- *Les Grès d'El Atchane et les Grès de Ouargla* sont intercalés entre ces deux formations argileuses et marquent un passage progressif vers les Quartzites de Hamra.

Les limites entre ces unités sont plus claires sur les diagraphies (signature GR) que sur les carottes.

- *Grès d'El Atchane* : La limite supérieure est bien définie par une rupture de Gamma Ray sur la plupart des puits. Cependant sur certains puits la présence de grès propres bien développés dans les Grès d'El Atchane et à l'inverse de niveaux argileux abondants à la base des Quartzites de Hamra, peut conduire à une incertitude même au niveau de l'analyse séquentielle.
- *Grès de Ouargla* : La signature diagraphique est généralement marquée par une rupture abrupte du Gamma Ray sur la plupart des puits du pourtour de Hassi-Messaoud.

Or dans les régions de Rhourde Nouss et Nezla (GTL), l'inflexion de Gamma Ray est progressive mais la limite reste bien définie. Les réponses diagraphiques, les descriptions de carottes et l'observation des lames minces ont conduit à définir des faciès sédimentaires qui ont confirmé une organisation des Quartzites de Hamra. Ces faciès sont définis principalement en fonction de :

- ✓ L'aspect,
- ✓ La granulométrie,
- ✓ Le type et l'abondance des bioturbations,
- ✓ Des structures sédimentaires et éléments associés.

Des éléments secondaires sont introduits tels que :

- ✓ La porosité apparente,
- ✓ La silicification,
- ✓ L'importance des joints stylolithés

4. Stratigraphie séquentielle et paléo-environnement

Sur la base de l'étude de la stratigraphie séquentielle menée par Beicip (2007) ; la formation des Quartzites de Hamra est associée à un cortège transgressif (TST, ou « Transgressive Systems Track » et localement de bas niveau (LST, ou « Lowstand Systems Track ») pour sa partie inférieure (Fig.12).

La base de cette formation, correspondant à une surface transgressive d'érosion confondue avec une limite de séquence Sequence Boundary / Transgressive Surface of Erosion , est individualisée par un contact abrupt sur les diagraphies Gamma Ray et Sonic, entre les Grés

d'El Atchane et les Quartzites de Hamra. Elle a été observée sur les carottes de plusieurs puits, mais la limite n'est pas soulignée par des figures sédimentaires érosives. Elle correspond essentiellement à un changement de la pétrographie (proportion d'argile et de feldspath) et à la diminution significative des laminations planes argileuses.

Lorsque la série est complète et que les Grés de Ouargla sont bien développés, la limite supérieure des Quartzites de Hamra est également bien individualisée en diagraphie. Elle correspond à une surface d'inondation majeure soulignée par le dépôt d'argile. La surface d'inondation maximum (ou « MFS ») est marquée par un maximum de radioactivité du Gamma Ray et se situe dans la partie inférieure des Grés de Ouargla.

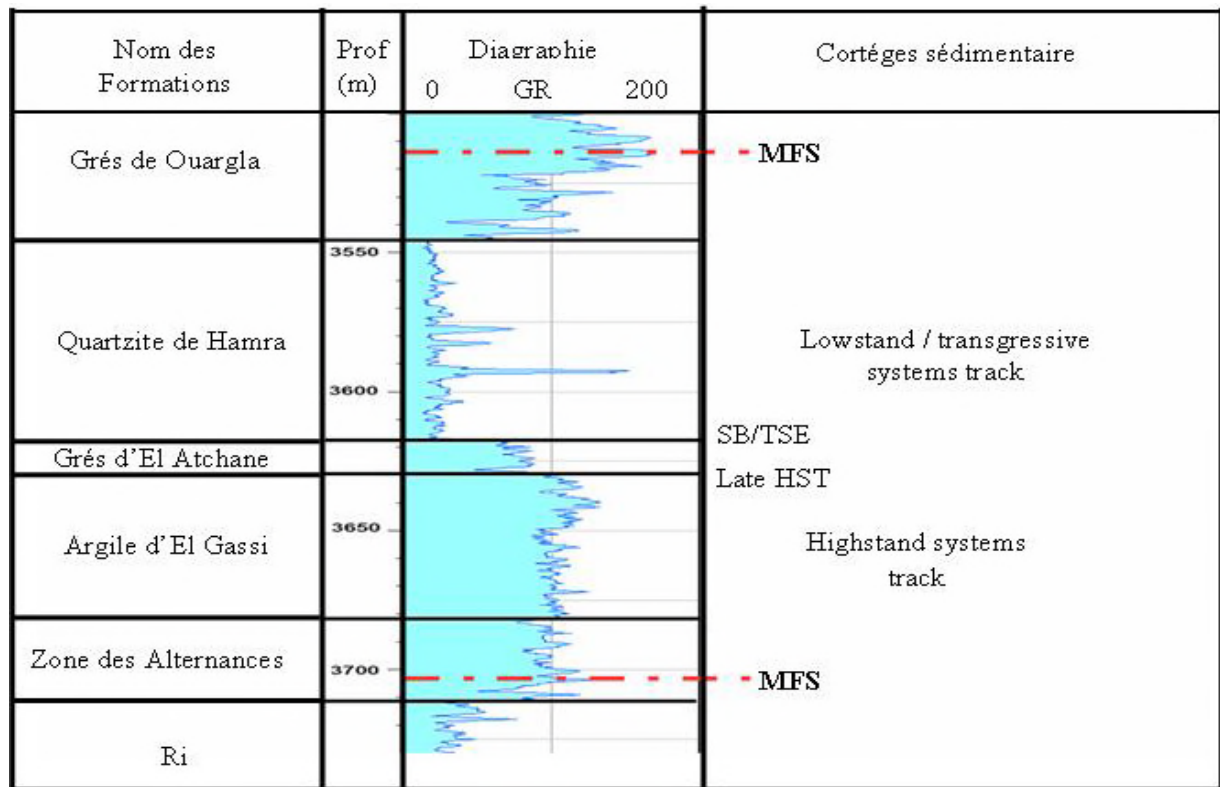


Fig.12: Découpage séquentiel du réservoir QH (Beicip, 2007).

Malgré un aspect globalement massif des quartzites, des différences de faciès peuvent être mises en évidence sur l'ensemble des carottes observées. Le regroupement en fonction de la proportion relative, de la position stratigraphique et du type de succession a permis de définir des lithotypes dans la région de Rhourde Nous .

L'organisation de ces faciès permet de confirmer l'environnement de dépôt. Il s'agit d'un environnement de type shoreface, ayant une tranche d'eau inférieure à 10m, à l'exception de la partie basale qui montre des influences plus proximales. (fig.13).

5. Pétrographie et minéralogie type des Quartzites Hamra

De multiples études sédimentologiques ont été menées par Sonatrach (eg. Sontarach, 1995 ; 1996 ; 2002 ; 2014) et par les chercheurs universitaires, sur les Quartzites de Hamra de la province triasique et celle orientale notamment , visant à identifier et caractériser leurs pétrographie et minéralogie . L'analyse spécifique de rayons X effectué sur plusieurs échantillons "lames minces" à l'échelle régionale , ont permis de caractériser la minéralogie des Quartzites de Hamra à l'échelle des bassins Oued Meya et Berkine (champs : Hassi Chegga ,Hassi Guettar ,Rhourde Nouss et Gassi Touil). Le résultat fait ressortir que les Quartzites de Hamra sont classés dans les quartzarinités (ou arénites quartzitique),c'est à dire des roches formées essentiellement de grain de quartz associés à quelques minéraux lourds résistants, et moins de 5% de feldspaths et de fragments de roches.

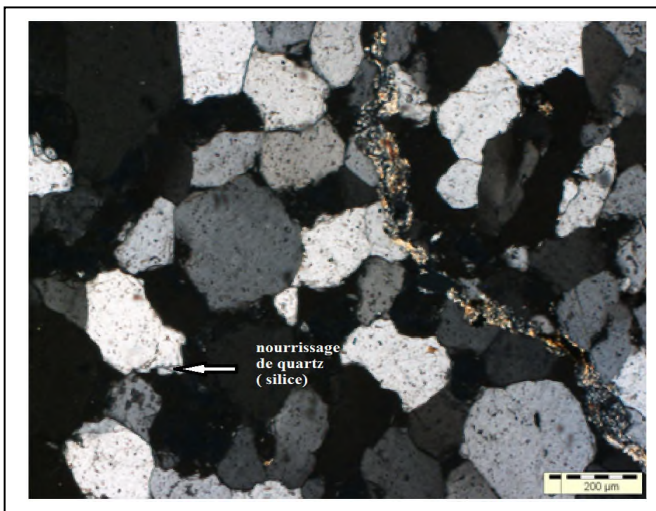


Fig.13: ciment siliceux et Trace de pyrite
LPA , HGA26)(sonatrach, 2012)

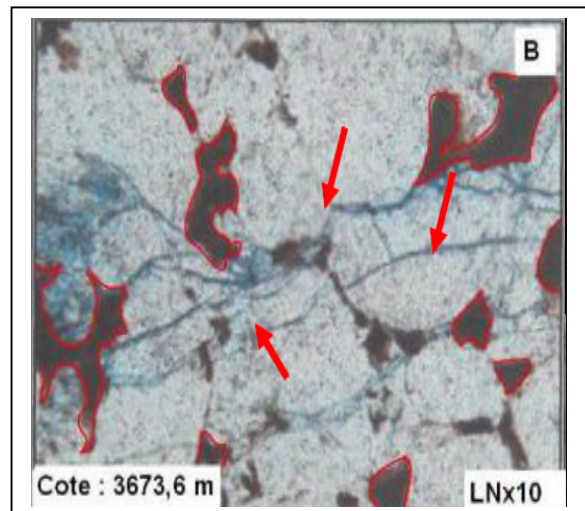


Fig.14: Quartzite à ciment siliceux fracturé
LN (RN104 , 3673.6 (sonatrach, 1996)

L'observation des minéraux authigéniques sur l'ensemble des quartzites met en évidence une forte proportion de quartz (21.6%) et une faible proportion d'argile (1.7%) constituée essentiellement d'illite (1.4%), avec des traces de chlorite (0.3%) et de kaolinite.

La dolomie est très faiblement représentée (dolomie non ferreuse : 0.5%, dolomie ferreuse : 0.1%) et les oxydes de fer représentent 0.3%. Les autres minéraux ne sont représentés qu'à l'état de trace.

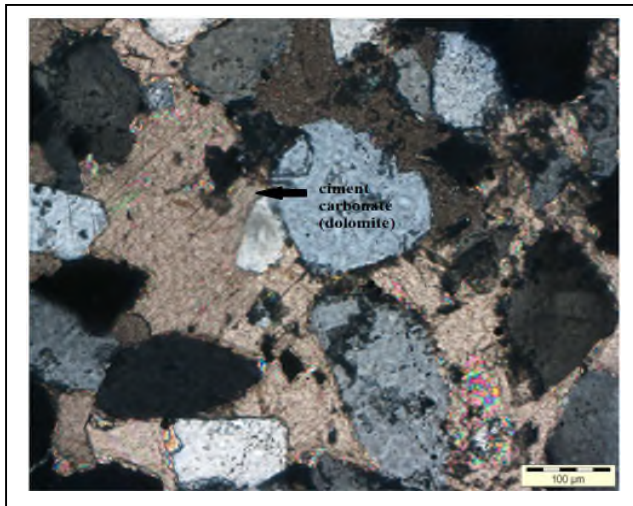


Fig.15: Ciment carbonatée du QH à LPA (puits ,HGA26)
(Document sonatrach, 2014)

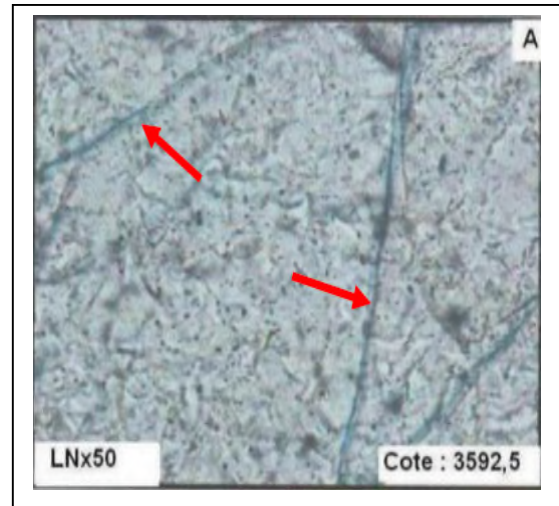


Fig.16: Quartzite ciment siliceux micro fracturé
(puits RNNE2,@ 3592.5 (sonatrach, 2002)

Dans les Quartzites de Hamra, l'argile est peu abondante. Elle peut se présenter en laminations ou niveaux centimétriques, voire décimétriques à la base de la série, ou bien être disséminée au sein de la matrice. Dans ce cas les descriptions de lames minces indiquent une proportion inférieure à 5%. Des analyses aux RX donnent une prépondérance à l'illite et en second lieu à des argiles de type inter stratifié riche en illite. Les niveaux centimétriques d'argiles sont détectés par signature diagraphique basée sur le Gamma Ray est forte, ce qui conduit à sous-estimer la hauteur utile en se basant uniquement sur cet indicateur.

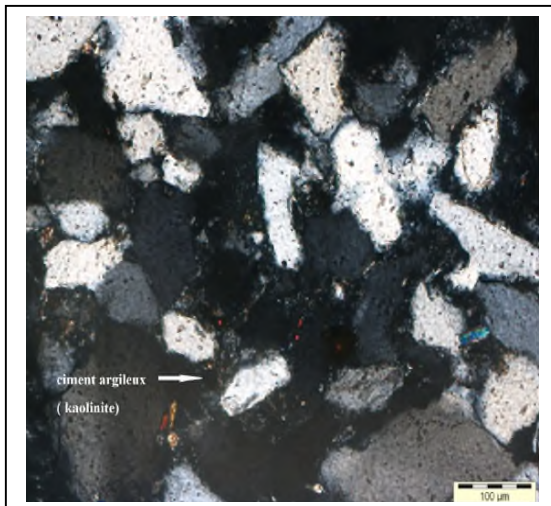


Fig.17: Ciment kaolinite du QH à LPA
(puits ,HGA26) Document sonatrach ,2014

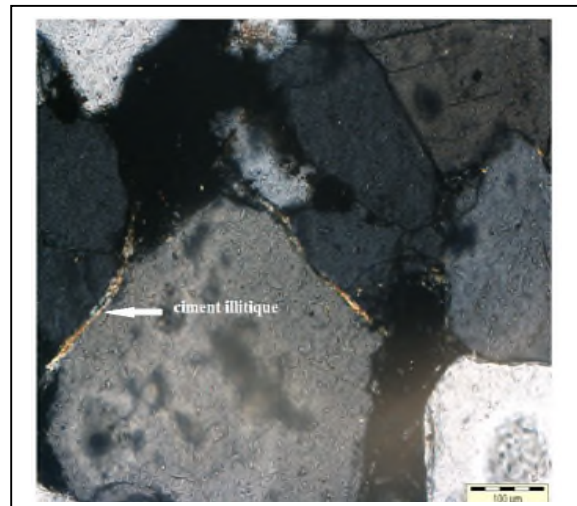


Fig.18: Ciment Illitique du QH à LPA
(puits ,HGA26) Document sonatrach ,2014

6. Présentation des Quartzite Hamra du Champs de Rhourde Nouss

Bien que la formation de Quartzites de Hamra présente une similitude régionale en terme de structure et texture du fait de leur aspect compacts "tight", néanmoins des particularités sont bien affichées d'une région à une autre au sein du même bassin sédimentaire.

Dépendant des particularités structurales par endroit, des distinctions sont parfois présentes à l'échelle de la même région (d'une structure à l'autre).

Notre étude est focalisé sur le réservoir Quartzite Hamra de la structure de Rhourde Nouss centrale, dont il faut le caractériser au sein du champs complexe de Rhourde Nouss (fig.19).

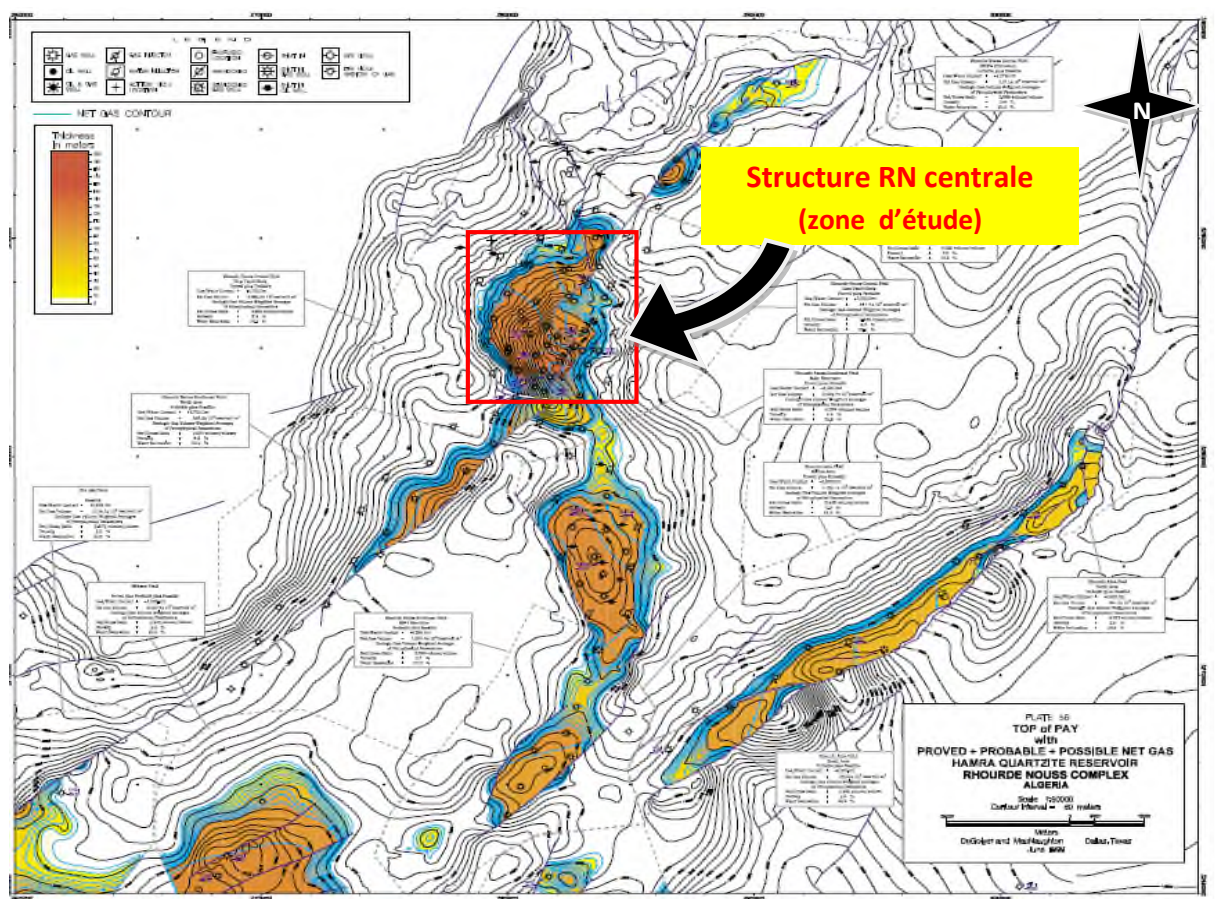


Fig.19 : Carte au toit et de l'épaisseur du Quartzite Hamra des champs complexe de Rhourde Nouss (DMN, 2005).

6.1. Aperçu sédimentologique et structurale des Quartzites de Hamra

Le champ de Rhourde Nous est situé entre deux éléments structuraux majeurs de la plate forme saharienne (Figs. 20 et 21). A l'ouest, le môle d'Amguid El Biod, vaste unité structurale subméridienne s'étendant d'Amguid au Sud à Rhourde Baguel au Nord. Ce môle s'individualise sur le plan structural par une intensité des déformations beaucoup plus accusée que dans les régions limitrophes (Mouydir à l'ouest et bassin d'Illizi à l'Est) et sur le plan sédimentaire par des anomalies d'épaisseur et de faciès et de nombreuses lacunes stratigraphiques. A l'Est, le haut de Maouar, d'âge anté-Mésozoïque, érodé jusqu'à l'Ordovicien; d'orientation NNO-SSE, ce môle couvre environ 20000 km².

La région de Rhourde Nous se présente alors comme une zone très structurée par des plis anticlinaux, très accusés et des synclinaux très profonds. La structuration actuelle est le résultat des effets des nombreuses contraintes tectoniques qui se sont succédé au cours des temps géologiques. L'importance des mouvements au Crétacé, traduit une grande mobilité de la zone. Les accidents ont joué à diverses époques, le rejeu compressif principal (dit autrichien) ayant tendance à masquer les rejeux secondaires. Les structures sont toutes polyphasées.

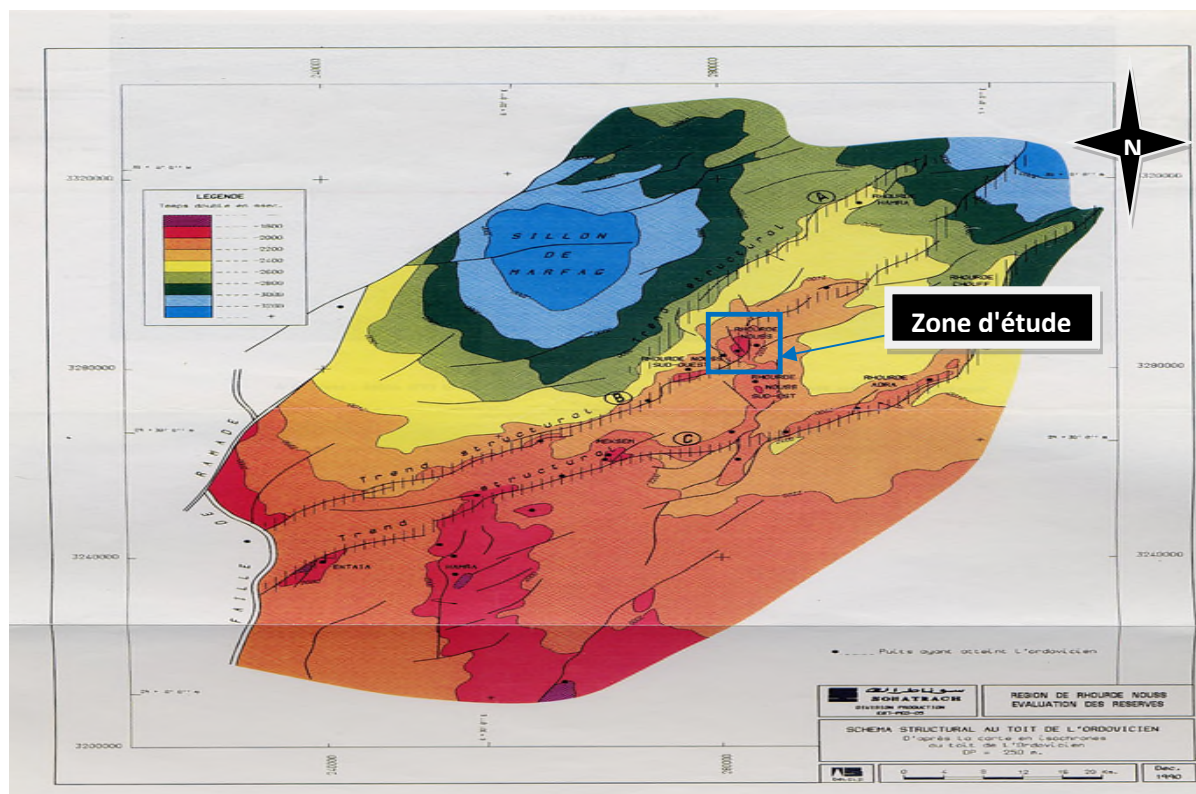


Fig.20 : Trends structuraux majeurs du Champs Rhourde Nous (Beicip, 2002)

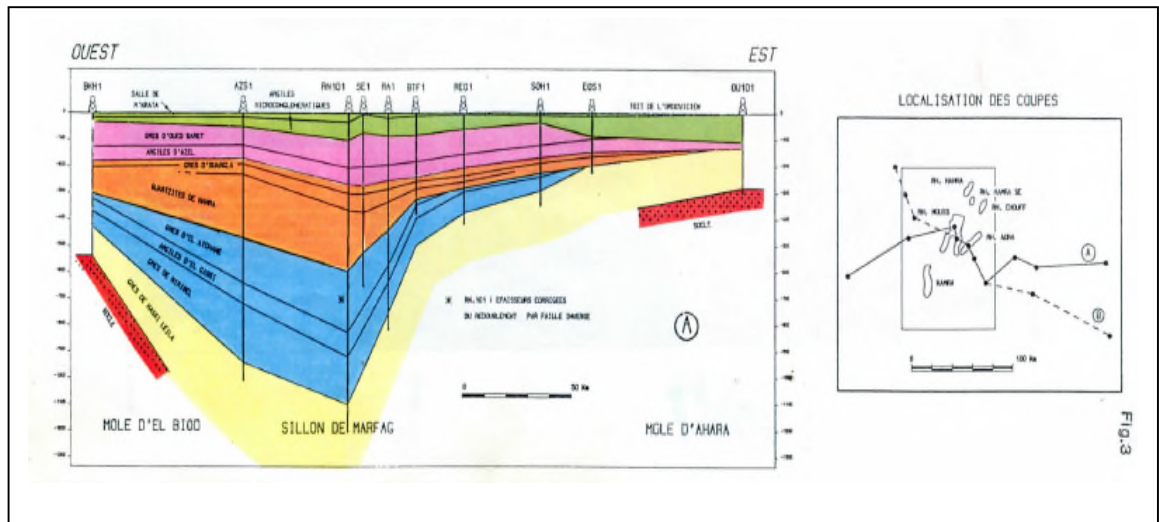


Fig.21: Coupe géologique Est –Ouest : Môle D’AHARA – Môle DELBIOD (Beicip, 2002)

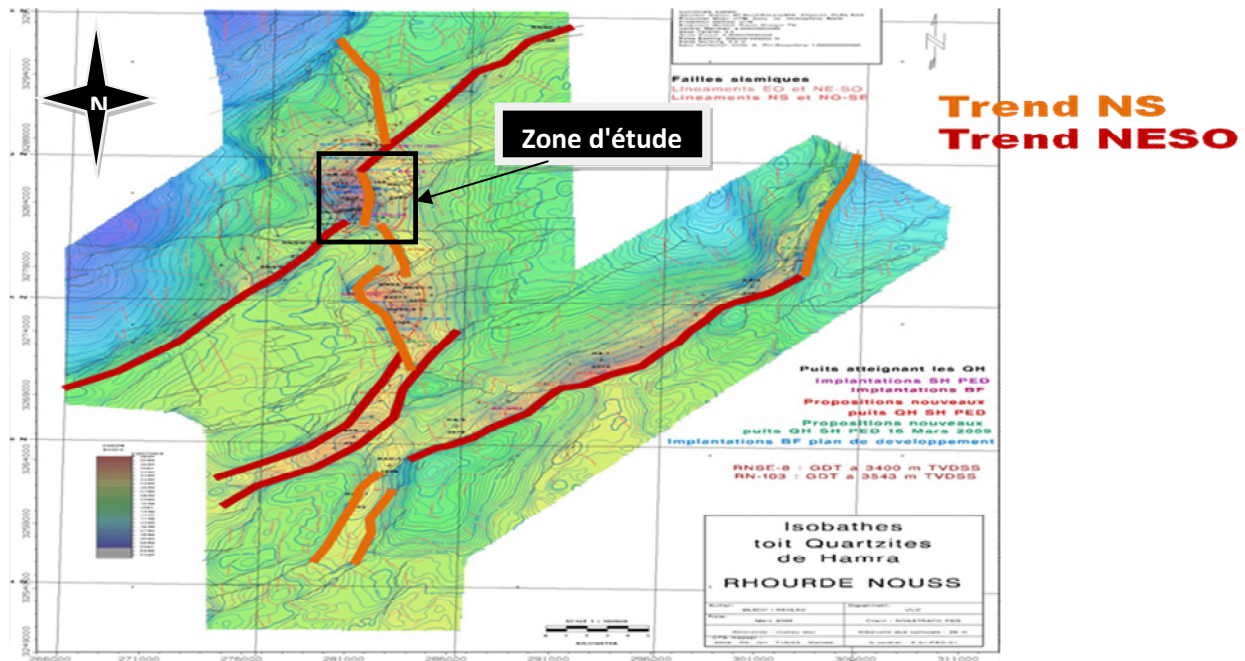


Fig. 22 : Carte structurale du Complexe Rhourde Nouss ,(SH/ PED,2007)

La structure du complexe Rhourde Nouss est composée de quatre structures principales bien distinctes de la région à savoir:(Fig.23):

- Rhourde Nouss Central (RN)
- Rhourde Nouss sud-est (RNSE et Lob RN3)
- Rhourde Nouss sud-ouest (RNSW)
- Rhourde El Adra (RA)

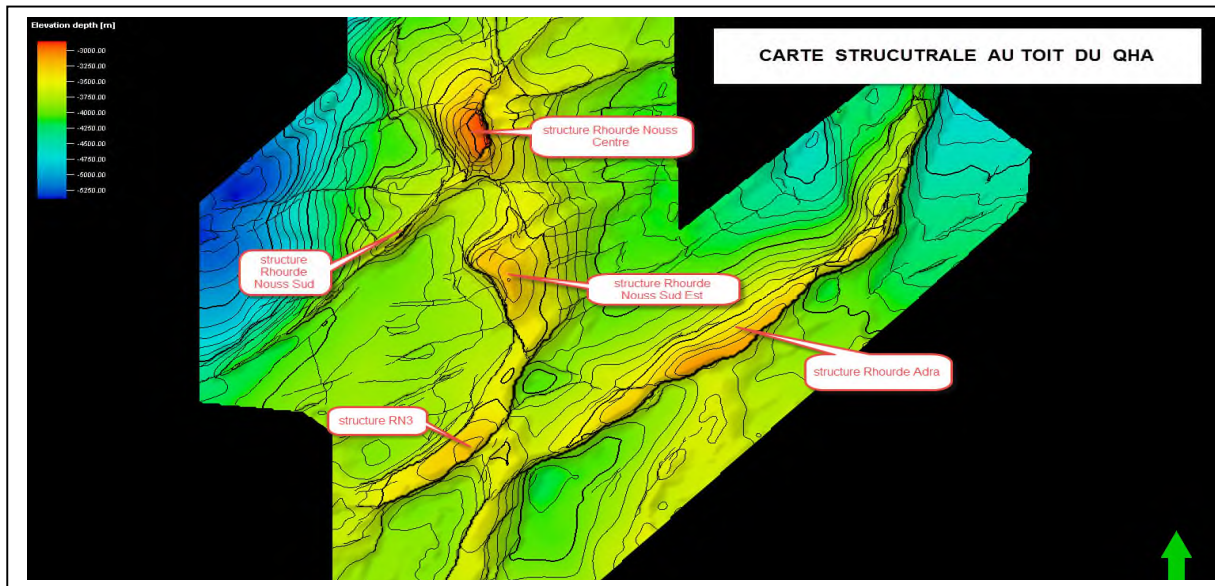


Fig 23 : Principales structures du complexe Rhourde Nouss, (Sonatrach, PED, 2005)

5.2. Découpage électro- faciès des Quartzite Hamra

Un découpage en quatre (04) électrofaciès du réservoir des Quartzites de Hamra dans la région de Rhourde Nouss a été établi par Beicip et repris par sonatrach /PED (Sonatrach, 2005) . Ce découpage est basé sur l'étude et l'analyse de carottes avec calage sur les log diagraphiques d'un certain nombre de puits répartis sur le champs de Rhourde Nouss,

Le marqueur QH1 est bien distinct et représente la déflexion minimale du GR à la base du Grès d'Ouargla et représente le Top réel du Quartzite Hamra.

Le marqueur QH-2 est bien affiché sur l'ensemble des puits et représente le repère le plus fiable du complexe de Rhourde Nouss. Dans la coupe présentée sur la figure24 ci-dessous ,

Les marqueurs QH-3 et QH4 sont consistants, toutefois une incertitude existe pour certains puits. Ceci est en partie liée au forage incomplet des Quartzites de Hamra.

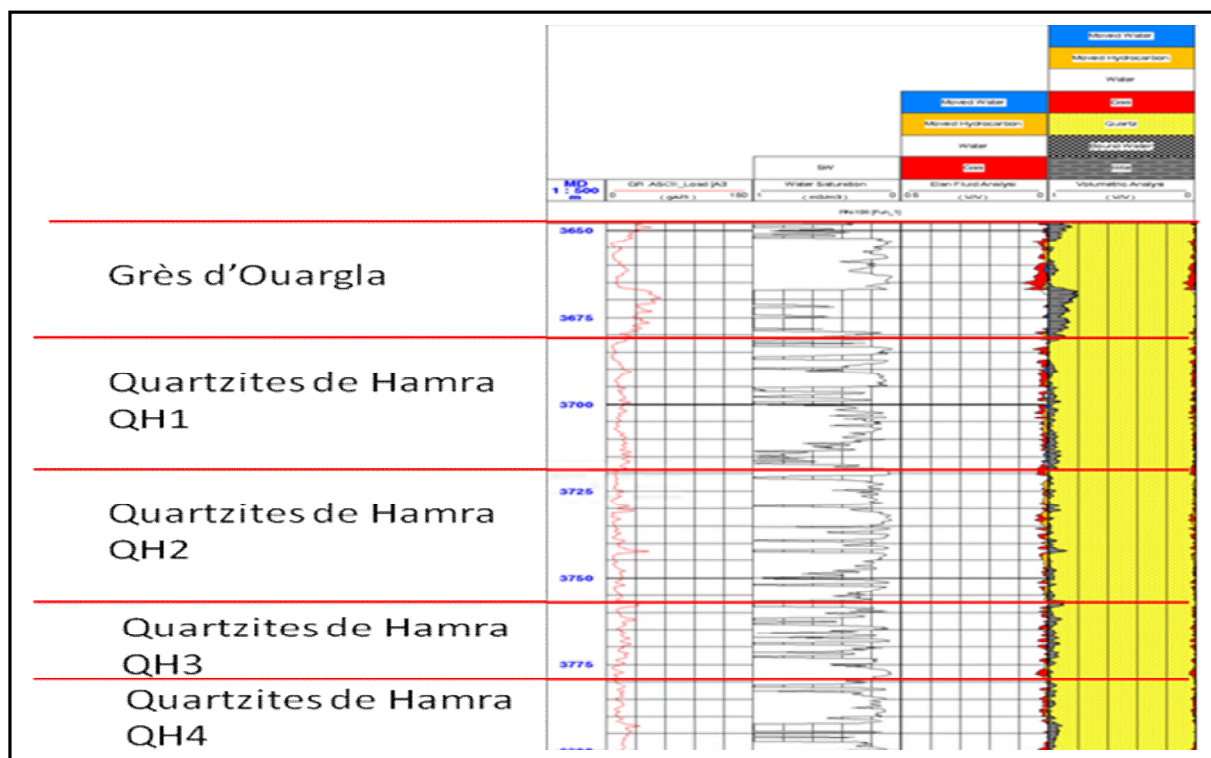


Fig .24 : Découpage du réservoir QH en électro faciès (Sonatrach /PED, 2005).

Ainsi, quatre unités ont été définies sur le complexe de Rhourde Nous. L'unité 1 (sommet), est caractérisée par un Gamma Ray variant très peu et des résistivités montrant des variations importantes. Le sommet de l'unité correspond à une zone à très faible Gamma Ray et forte résistivité (zone tight). Les unités 2 et 3 montrent une variabilité légèrement plus forte du Gamma Ray et des résistivités moyennes, la limite entre les deux correspond à un maximum de Gamma Ray. Enfin l'unité 4 présente des niveaux plus argileux et constitue la transition avec les Grès d'El Atchane. La limite n'est pas toujours aisée à localiser. Un découpage plus détaillé n'est pas justifié compte tenu de la difficulté de définir des séquences sédimentaires.

5.3. Corrélation entre les puits du complexe Rhourde Nous

Des corrélations ont été réalisées sur l'ensemble des puits du complexe de Rhourde Nous . Sur la Figure.25 sont reportés 4 puits représentatifs de chaque champ RA-4, RNSE-9, RNSW-19 et RN-104. L'équidistance des puits varie entre 7 et 10 km (Fig.25 ; Beicip , 2007). La figure montre dans l'ensemble , l'extension régional des 04 unités avec cependant des fluctuation en terme d'épaisseur d'une structure à l'autre .

De même les limites entre les unités ne sont pas identique, ce qui explique le changement latérale des faciès lequel dépend en partie du milieu de dépôt et /ou l'évolution dia génétique des formations Quartzites de Hamra.

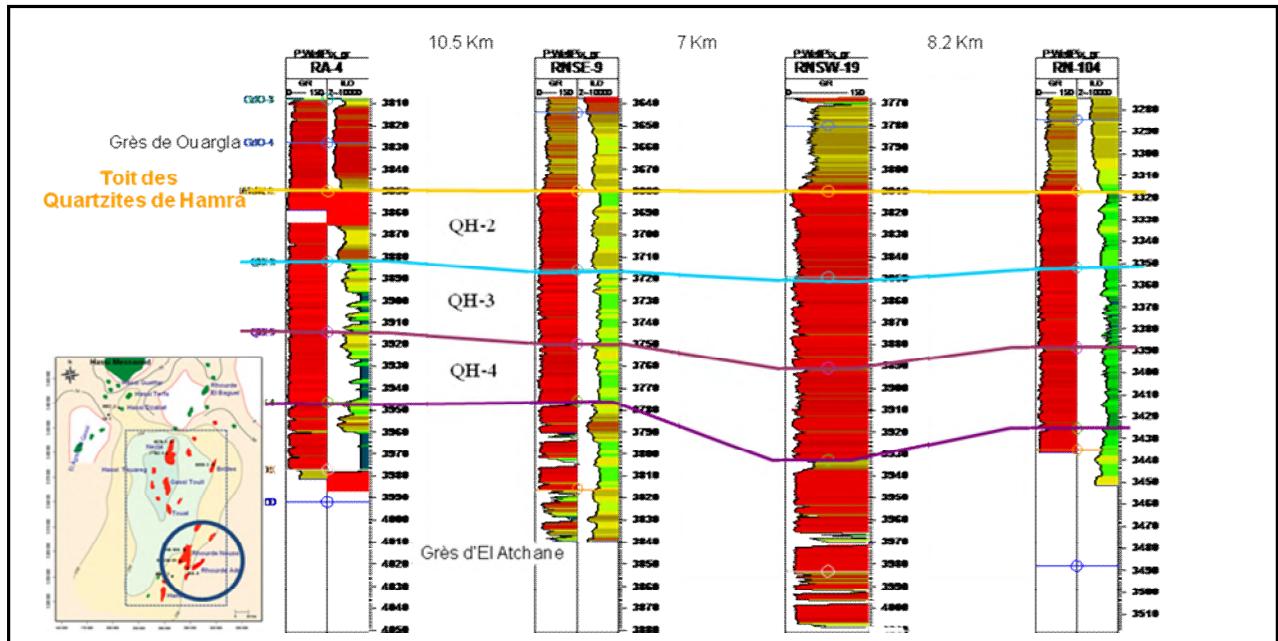


Fig.25 : corrélation inter-puits du réservoir QH complexe Rhourde Nouss (Beicip , 2007)

5.4. Le réservoir Quartzite Hamra de la structure RN centrale

5.4.1. Particularité structurale et tectonique

D'après l'interprétation sismique de plusieurs sections de la structure RN centrale (fig.26 et 27) on est en présence d'un réseau de faille à fort pendage parfois subvertical, orienté pour la plupart N-S formant une structure dite **en fleur** qui est le résultat de contraintes transpressives lors de la réactivation de l'héritage structurale panafricaine dans la phase autrichienne avec un jeu dextre. Ce type de structure est caractérisé par la complexité de son réseau de failles ; certaines failles ont été détectées par la sismique.

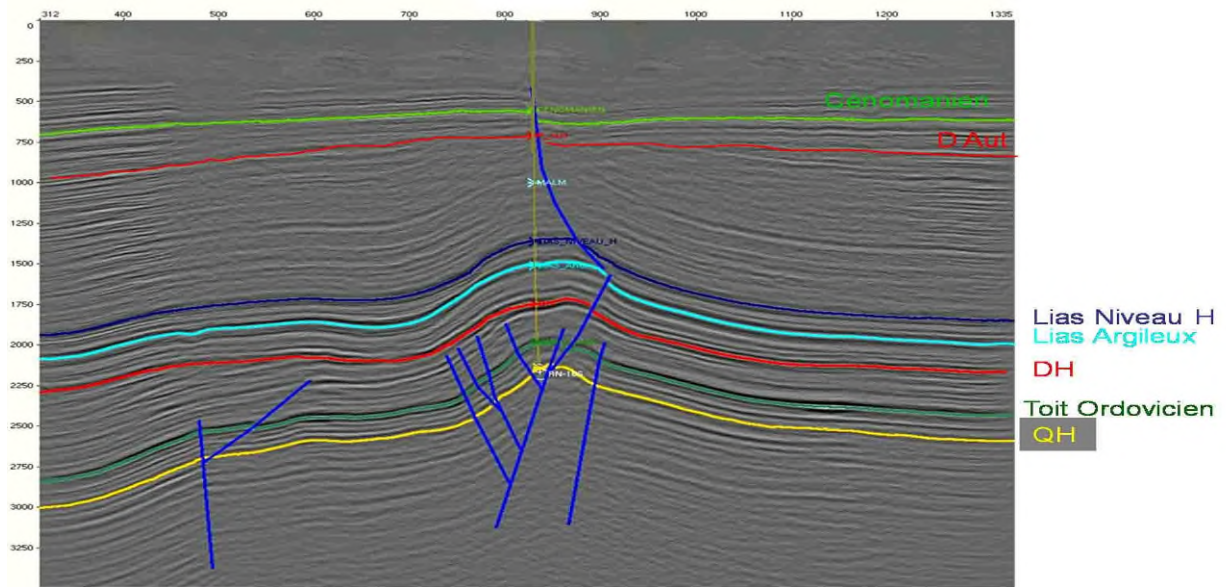


Fig.26 : Section sismique structure central de Rhourde Nous (Sonatrach/PED,1990)

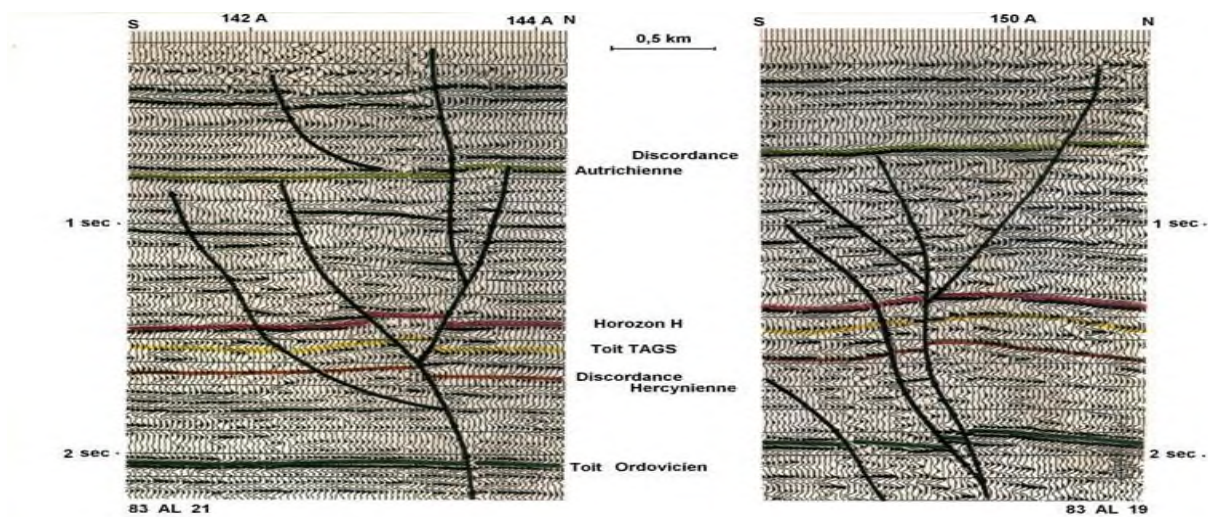


Fig.27 : Faille décrochante sur section sismique structure RN central (Sonatrach/PED,1990).

5.4.2. Carte au toit du réservoir QH /RN centrale

La carte du toit des Quartzites de Hamra (fig.28) montre une variation de la profondeur entre 2800m et 4000m, il y apparait un axe de symétrie central orienté N-S, la structure générale est en forme de voute allongée N-S qui s’élargie en allant vers le nord, traversée par un réseau de faille qui lui acquière une allure accidentée.

la zone haute occupe le centre de la région sur environ 3km de long et 1,5 km de large où se concentre la plupart des puits.

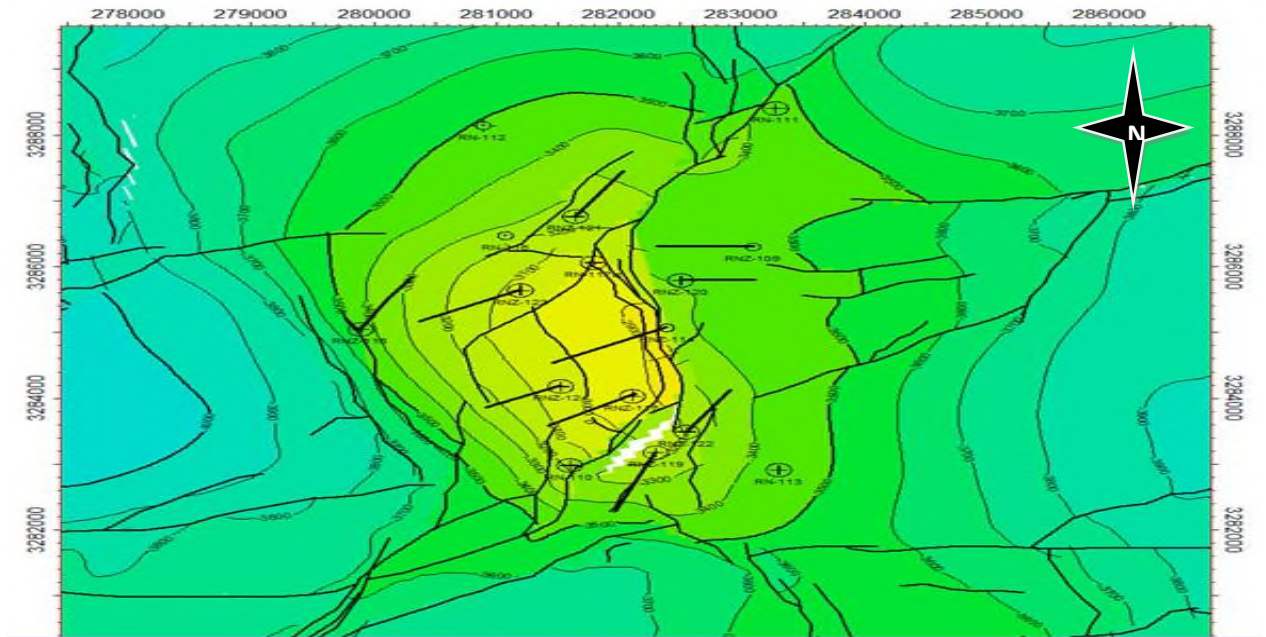


Fig.28 :Carte au toit des QH Structure RN centrale (sonatrach-PED, 1992).

Par contre on a une augmentation de profondeur lorsque on s'éloigne du centre vers les bords, avec des pentes faibles affectées par des falaises importantes, les zones les plus basses sont situées du coté Est et Ouest (Fig. 29).

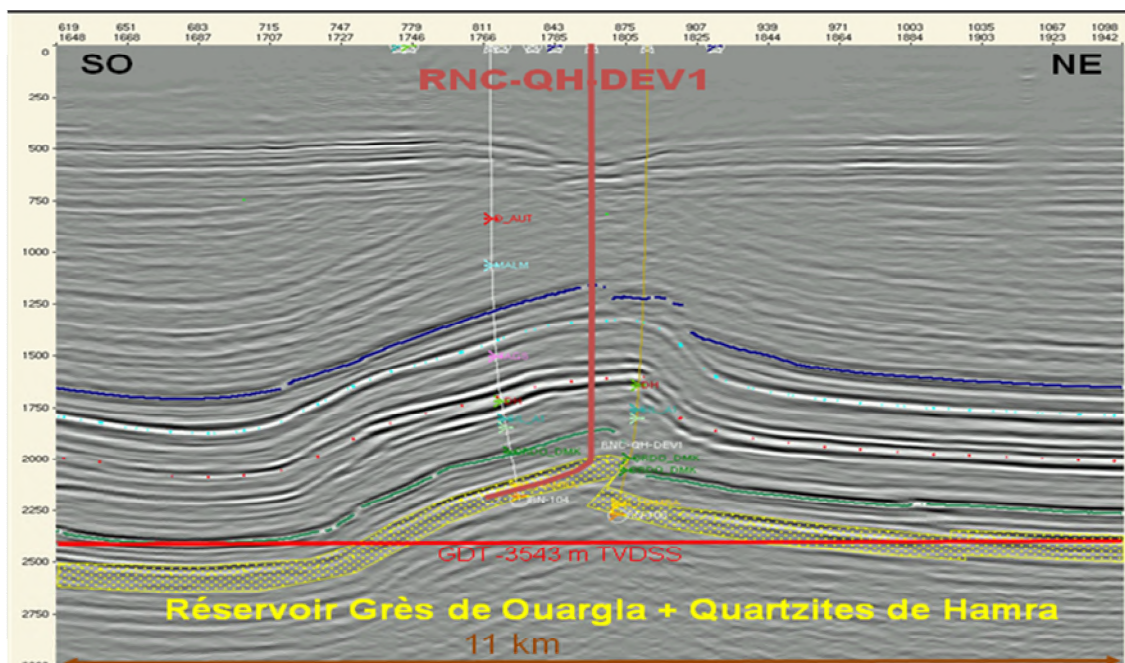


Fig .29 : Section sismique au centre de la structure RN centrale (Beicip, 2007)

5.4.3. Corrélation inter-puits au Top du réservoir Quartzite Hamra

La corrélation inter-puits de la structure Rhourde Nous centrale (Fig.30) confirme le caractère compartimenté de cette structure, ainsi que la forme en voute allongée N-S. Ainsi, le top du QH au puits RN101 au centre de la structure est le plus haut 3300 m (partie sommitale du réservoir) par contre celui de RN108, implanté vers le flanc Est, plus profond de 3680m (flan affaissé).

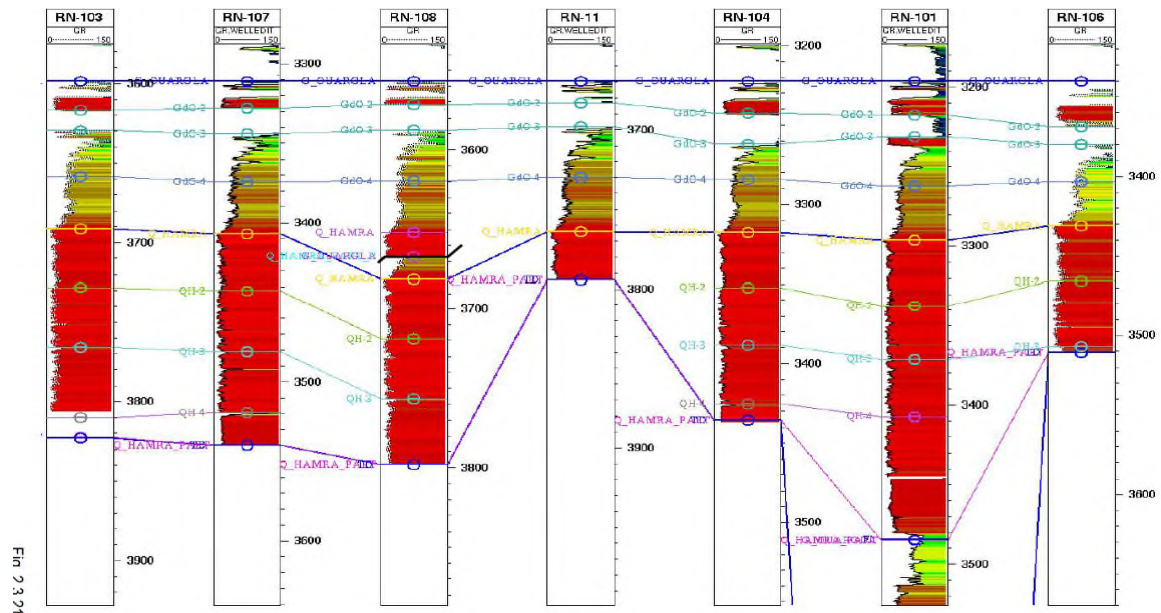


Fig.30 : corrélation inter-puits au toit du QH Structure Rhourde Nous centrale, (Beicp, 2007).

7. Conclusion

Dans la région Rhourde Nous et régions limitrophes, le réservoir Quartzite de Hamra se caractérise globalement par :

- Une extension régionale importante couvrant pratiquement toute la province orientale (bassins de Oued Meya et Berkine) et une épaisseur variée (30 à 370 m) avec cependant quelque lacunes de sédimentation causées par l'érosion hercynienne.
- Un environnement de dépôt de type shoreface (avant plage), se traduit par un LST (Low system track) transgressif globalité, dans sa limite à la base par une SB (Sequence Boundary) au top des Grès Elattchane, et une MFS (Maximum Flow System) représenté par le grand pic GR de l'argiles du Grès de Ouargla.
- Une minéralogie dominée par les silices (Quartz) jusqu'à 98 % notamment à Rhourde Nous, et une faible proportion d'argile (1.7%), essentiellement de l'illite (1.4%), (0.3%) de kaolinite et traces de chlorite ainsi que des traces de minéraux lourds (pyrite)

-Une architecture interne constitué de quatre principaux électro- faciès défini par GR et Résistivité, pour les QH(QH1 au QH4) ainsi que pour les GO (GO1 au GO4) dont les limites n'y sont pas totalement bien précises .

-De très faibles paramètres pétro-physiques matricielles avec des porosités variant verticalement surtout , de 2% à 6% et une perméabilité moyenne de 0.1 md., confirmant ainsi le caractère compact "Tight" de ce réservoir.

-Une fracturation intense résultant de la co-coexistence des facteurs contrôlant la fracturation et provoquant des structures complexes et particulières telle que la structure en fleur du gisement RN centrale à savoir ;

- l'aspect géo-mécanique de la formation quartzite "compactes" ;
- les multiples contraintes tectoniques multiphasiques , qui ont secoués la région.

De part son rôle déterminant dans la caractérisation de notre réservoir QH , la fracturation sera développé séparément dans le chapitre suivant .

Chapitre 4

MATERIEL ET METHODES

1. Introduction.
2. Impact de la fracturation sur les propriétés pétrophysiques.
3. Théorie de la fracturation des réservoirs.
4. Méthodologie de caractérisation des fractures.
5. Conclusion.

1. Introduction

L'étude des réservoirs compacts naturellement fracturés est différente de l'étude des réservoirs matriciels (conventionnels). Elle nécessite l'intégration des fractures dans toutes les étapes de l'étude du réservoir pour l'évaluer correctement (Nelson, 2001).

Un réservoir fracturé (fractured reservoir) est constitué de dépôts initialement continus, qui, sous l'effet du tassement, de la diagenèse et de la déformation, se sont fracturés. La fracturation est un paramètre très important dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier. Elle peut avoir plusieurs effets sur les performances de production.

Ce chapitre consiste à faire une description sommaire sur la fracturation des réservoirs de présenter la méthodologie et les techniques adoptées en vue d'une caractérisation macroscopique et microscopique des fractures affectant le réservoir « Quartzites de Hamra » au niveau de la structure centrale de Rhourde Nouss qui sera l'objet du chapitre 5 ultérieurement.

2. Impact de la fracturation naturelle sur les propriétés pétrophysiques

Le phénomène de fracturation naturelle a une influence considérable, positive ou négative, sur les propriétés pétrophysiques des roches, notamment la porosité et la perméabilité; (National Research Council, 1996; Nelson, 2001). Egalement, la variabilité de cette fracturation en nature (comportement conducteur ou barrière des fractures) et en intensité détermine fortement les capacités de stockage et de production d'un réservoir. L'effet de la fracturation sur la porosité et la perméabilité est présenté ci-dessous :

- *La porosité* gouverne notamment l'aptitude et la capacité volumique de stockage d'un réservoir. Deux principaux types de porosité peuvent être définis : une porosité matricielle dite primaire et une porosité de fracture dite secondaire (Warren et Root, 1963). Cette dernière régit fortement les capacités de stockage des fractures, qui sont généralement significativement inférieures à celles de la matrice environnante.
- *La perméabilité* détermine le comportement hydrodynamique du réservoir. Deux systèmes de perméabilité peuvent également être définis : la perméabilité de matrice et la perméabilité de fracture. Cette dernière est principalement fonction (Schôn, 2004) :
 - ✓ du degré de fracturation des roches,
 - ✓ de l'état d'ouverture des fractures,
 - ✓ de leur type de remplissage,
 - ✓ du réseau de fractures de la connectivité,
 - ✓ et de la porosité, bien que de moindre façon.

L'ouverture ou la fermeture des fractures modifient la continuité des propriétés pétrophysiques et affectent ainsi l'écoulement et le transport des fluides à travers la roche. En

conséquence, la perméabilité de fracture s'avère être plus faible que celle de la matrice poreuse environnante dans le cas de fractures barrières, et plus forte dans le cas de fractures conductrices (Kessler et Hunt, 1994). L'influence des fractures se traduit généralement par un contrôle des écoulements fluides au sein du réservoir.

3. Théorie de la fracturation des réservoirs

3.1. Origine et rôle de la fracturation

L'origine de la fracture dans le réservoir est en étroite relation avec les états des contraintes subies par les couches, leurs conditions de dépôts et les propriétés mécaniques de ces roches. Les diaclases sont des phénomènes de surface, par contre toutes les fractures en subsurface sont des fractures de cisaillement (Boddey, 1965).

Les mécanismes de formation des fractures ouvertes en profondeur restent encore mal connus. RIVES, en 1992 annonce plusieurs hypothèses en relation avec les mécanismes de rupture. Cependant en se basant sur la relation entre les fractures et les contraintes, GRENTENER, en 1994 définit trois types de fractures ouvertes dans les réservoirs :

- Dans le cas d'un relâchement dans trois directions, les fractures ouvertes sont orientées de façon aléatoire et multi directionnelles; (TERZAGHI, 1960).
- Dans le cas d'un relâchement dans deux directions, par exemple dans un dôme, on peut observer deux familles de fractures, l'une radiale et l'autre qui lui est perpendiculaire.
- Dans le cas d'un relâchement dans une seule direction, le plissement ou la déformation cassante sont des processus qui sont accompagnés d'une diminution de contrainte dans une direction (Fereidmant et sowers 1970), ce type de relâchement de contrainte peut se produire dans tous les bassins sédimentaires qui sont en extension.

Le dernier cas est le plus probable, les puits sont verticaux ainsi que les fractures aussi qui peuvent être recoupé par le forage, tandis que le forage horizontal est le plus efficace pour couper tout le réseau fracturé.

La notion de compartimentage des réservoirs qui est due à la fracturation expliquerait mieux dans certains cas, les débits aléatoires de certains puits dans un même réservoir. Il a été souvent reporté que des puits voisins dans des positions similaires structurales montrent clairement des débits différents pour des raisons non apparentes.

Les fractures ouvertes localisées sont un facteur majeur aussi bien pour l'hétérogénéité que pour l'anisotropie des réservoirs. La réussite de la technique de forage horizontal est principalement due à ce facteur et plusieurs auteurs décrivaient les avantages de puits horizontaux mentionnent d'abord l'intersection possible des fractures ouvertes.

Dans certains cas, il est souhaitable de forer en cherchant à intersectés le maximum de fractures ouvertes. En fait c'est la présence de ces fractures qui rendent le champ commercial donc il est nécessaire de les localiser afin d'optimiser le programme de forage en vue d'une meilleure exploitation des hydrocarbures.

3.2.Définition de la fracturation

La fracturation désigne toute cassure de roche, avec ou sans déplacement relatif des zones déformées. Une fracture dans une roche représente deux lèvres et une ouverture qui se mesure perpendiculairement aux lèvres. Ces fractures peuvent être associées à un évènement local, ou régional. Selon l'orientation, la distribution, et la morphologie des fractures, différents objets microtectoniques accompagnent les systèmes fracturés, tels que : les diaclases ; les paraclases, les stylolithes, les stries, les brèches. La description est donnée ci-dessous :

- **Les diaclases :** Ce sont des fractures de roches ou de terrain sans déplacement relatif des parties séparées, ces fractures sont parfois régionales, ou se présentent dans des zones de la croûte terrestre, elles sont utilisées plus spécialement pour des cassures perpendiculaires aux couches sédimentaires et possédant des espacements réguliers et relativement importants (Runes, 1992).
- **Les paraclases:** Le mouvement des paraclases se fait parallèlement au plan de la fracturation, elles sont souvent désignées aussi comme cisaillement.
- **Les stries :** Elle nous renseigne généralement sur la direction du mouvement, et leur pitch nous permet de définir le régime de déformation (mouvement décrochant ou non).
- **Les stylolithes:** Elles apparaissent généralement sous forme de dents et de scie, on distingue deux types :
 - ✓ Les stylolithes portées par des plans horizontaux, qui sont dus à la compaction des sédiments.
 - ✓ Les stylolithes portées par des plans verticaux, dus à la tectonique.
- **Les brèches:** Elles correspondent au remplissage des espaces dans la roche, elles sont généralement constituées par des éléments broyés. Se sont des indicateurs majeurs de failles.

3.3. Les types de fractures

3.3.1. Les fractures naturelles

Elles existent réellement dans la formation, on distingue trois types :

- *Fracture naturelles vides* : elles représentent plus de 50% de vide entre les deux lèvres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle bénéfique en participant au drainage des fluides dans le réservoir.
- *Fractures naturelles colmatées* : ce sont des fractures qui peuvent constituer des barrières de perméabilité bloquant le passage des fluides dans le réservoir.
- *Fractures partiellement ouvertes* : ce sont des fractures qui ont colmatées partiellement mais elles comportent encore du vide.

3.3.2. *Les fractures induites* : Ce sont des fractures provoquées involontairement par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit par l'extraction des carottes.

3.3.3. *Les fractures provoquées* : Elles sont provoquées artificiellement dans un réservoir à faible perméabilité, ou bien dans des formations fortement endommagés, dont la production est toujours faible.

Ces fractures servent à augmenter la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits améliorant la perméabilité qui deviendra supérieure à celle de la matrice dans le cas de réussite de l'opération elle même.

3.3.4. *Système de fracture associé aux failles* : Il s'agit de types à savoir :

- *Fractures tectoniques*: On regroupe dans cette classe toutes les fractures dont l'origine peut être attribuée ou associée a un événement tectonique local compte tenu de leur orientations, distributions et morphologie (failles ; normales, inverses, décrochantes, fente de tension).
- *Fractures régionales*: Les fractures régionales sont des fractures présentes dans de large zones de la croûte terrestre avec de faibles variations dans l'orientation ; elles ne présentent pas de rejet évident le long du plan de rupture et sont toujours perpendiculaires a la stratification. Elles se développent en géométrie très simple et possèdent des espacements réguliers relativement importants.

3.3.5. *Système de fractures associées au pli*

Pendant et durant le plissement d'une couche géologique, la morphologie des réseaux de fractures qui se développent est très complexe et fonction de la forme du pli. Les joints extrados constituent une des familles des fractures parallèles à l'axe de la courbure des couches. Ils se forment dans les zones en extensions associées à un plissement, ces fractures s'effectuent dans des couches les plus compétentes puis se propagent dans les couches voisines moins compétentes progressivement et de façon radiale par rapport au centre de la courbure.

Pour notre cas, et compte tenu de la disponibilité des data de quelques puits, nous sommes contents sur l'étude et l'évaluation de la fracturation naturelle sub-sismique (micro-fractures) détectée directement sur carottes ou interprétée via l'analyse des logs d'imagerie ainsi que l'analyse des tests de formation (DST).

Dans ce qui suit il sera question d'exposer ces méthodes et procédures d'interprétation avant de présenter les résultats et commentaires relatifs à leur application sur certains puits dans le dernier chapitre de ce manuscrite.

4. Méthodologie de caractérisation des fractures

L'évaluation adéquate des propriétés pétro physiques reflétant l'impact de la fracturation est primordiale dans le cadre de l'exploitation de réservoirs naturellement fracturés. La détection des fractures naturelles reste une étape très complexe malgré les progrès enregistrés avec les nouvelles technologies. Pour pouvoir donner une description adéquate de ces fractures, il y a lieu d'utiliser différentes techniques tel que : l'analyse des carottes, les diagraphies, les études dynamiques des essais de puits, la sismique du puits (VSP) et autres. A l'exception de la méthode sismique de puits, les trois méthodes fondamentales seront exposées ci-dessous, à savoir :

4.1. Analyse des carottes

Dans les réservoirs, gréseux et quartzitiques, principalement compact tel les Quartzites de Hamra, l'évaluation de la fracturation naturelle s'appuie sur une analyse du relevé des fractures de petite échelle (millimétrique à centimétrique), effectué sur des carottes et permettent d'obtenir des informations directes utiles sur l'ouverture insitu et le remplissage des fractures présente dans l'échantillons.

Ce réseau de fracture, peut être colmaté, semi colmaté ou non colmaté, compte tenu de circulation de fluides chargés en éléments chimiques.

Lors de l'analyse des carottes les objets structuraux observables qui peuvent être répertoriés sont : les stylolithes, les fractures (type, écartement et longueur) ainsi que les brèches.

- *Les stylolithes*

Les stylolithes sont des structures en forme de colonnettes, s'interpénétrant dans les roches en dessinant des joints irréguliers.

Ces figures correspondent à des surfaces de dissolution sous pression, et permettant notamment de déterminer la direction de la compression qui leur a donné naissance et qui est parallèle à l'allongement des colonnettes.

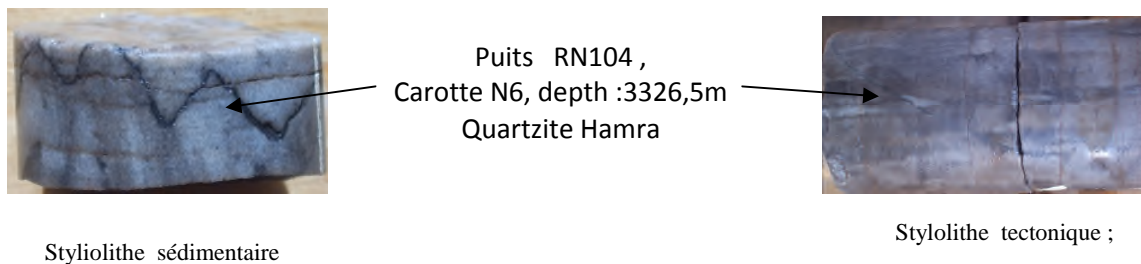


Fig. 31: types de stylolithe au niveau du réservoir de quartzite Hamra à Rhourd Nouss

Or les joints stylolithiques d'origine sédimentaires, parallèles à la stratification, sont abondants et bien marqués dans les niveaux les plus argileux.

- *Les fractures colmatées*

Ce sont des fractures fermées, remplies par différents colmatant, on y trouve :

La Silice : Elle colmate généralement les fractures fines représentées par des grains de quartz .

La pyrite : Sa présence indique généralement la circulation d'une eau sulfurée.

L'argile : Elle est difficile à identifier, les principaux ciments argileux sont la kaolinite et illite.

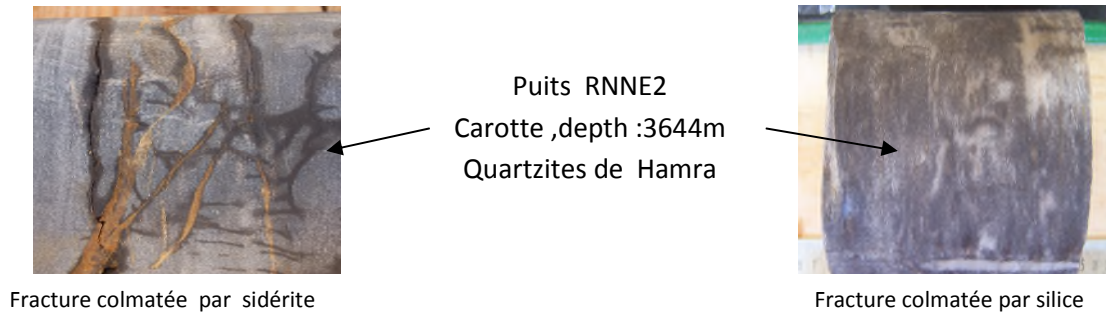


Fig.32 : types de fractures colmatées du réservoir de quartzite Hamra à Rhourd

L'écartement de ces fractures varie de 1 mm à 3 mm, par contre leur longueur est comprise entre quelques millimètres à plusieurs centimètres.

- *Les fractures ouvertes et partiellement ouvertes :*

L'écartement des fractures ouvertes et partiellement ouvertes varie de 1 à 5 mm, par contre leur longueur varie de quelque millimètre à plusieurs centimètres. Il est admis que la différence entre les fractures naturelles et les fractures induites est le fait que les fractures naturelles contiennent des traces de colmatant et présentent souvent des stries par contre les fractures induites ne présentent ni stries ni traces de colmatant.

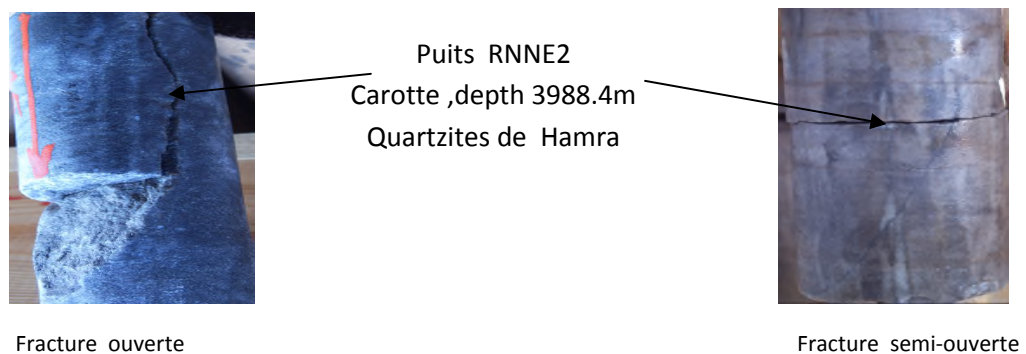


Fig.33 : Types des fractures ouvertes du réservoir QH / RN

Cette approche sera appliquée sur des carottes prélevé dans la formation des Quartzites de Hamra de la structure Rhourd Nouss centrale .

- *Les fractures liées à des zones bréchiques*

Les brèches sont engendrées aux endroits fortement tectonisés, on les rencontre dans les zones de broyage.

4.2. Imagerie des parois du puits

L'imagerie acoustique et électrique a fait un pas considérable dans le domaine de la reconnaissance des formations en subsurface tout en apportant des réponses aux questions qui bien souvent ont fait l'objet des polémiques dans l'interprétation des milieux de dépôts. Cet apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimuth) ainsi qu'une meilleure approche dans le domaine de la fracturation.

La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour une fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques tout au long de leur formation en corrélation avec les données des carottes (imagerie de surface).

Comparées aux diagraphies classiques, l'imagerie se base sur la multiplication des mesures dans le même endroit et en un temps réduit ; ce qui lui permet d'offrir une information détaillée de toute la paroi (couverte par fois jusqu'à 100%). Son avantage principal est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical, et au Top du trou dans un puits horizontal. L'imagerie est indispensable pour :

- La représentation complète du trou par image 360°.
- La détermination de pendage.
- La détection des fractures et les failles, ainsi que leurs types et leur orientation.
- La détermination de la limite grés/argile, des intervalles de stratification minces.
- Fournit des données du diamètre du trou avec une haute résolution acoustique.
- Donne une image sur la géométrie de la paroi du trou.
- Fournit une image détaillée du trou, avec une boue salée et une boue à base d'huile.
- Fournit l'orientation et la corrélation des carottes.

4.2.1. Développement de l'image

Au fond d'un trou, l'outil enregistre des événements géologiques (plan de stratification, faille, fracture, ...etc) représentés géométriquement par des plans dans les trois dimensions de l'espace ; ces mêmes événements seront représentés par une ligne dans une image à deux dimensions. Ce développement se fait selon le schéma ci-dessous.

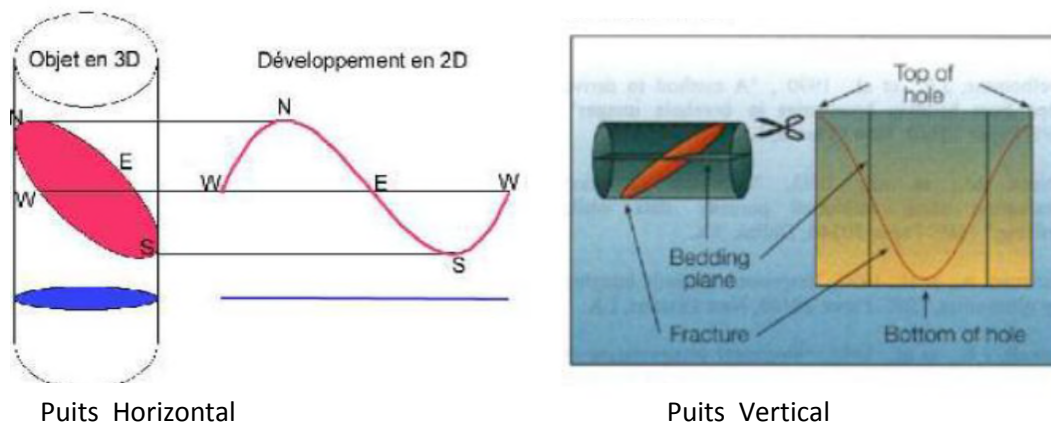


Fig. 34 : représentation géométrique des fractures sur image.

a) Standard des Outils et principe de fonctionnement

Il y a actuellement une grande variété d'outils d'imagerie disponibles sur le marché. Ces outils ont été développés par les différentes compagnies leader du domaine de logging "diagraphie" en particulier Schlumberger, Baker Atlas et Haliburton. Basée pratiquement sur le même principe de fonctionnement, les outils d'imagerie sont classés en deux catégories: outils d'imagerie de résistivité et outils d'imagerie acoustique.

Les outils d'imagerie, tout comme ceux des diagraphies classiques, se basent sur les mêmes principes fondamentaux de la physique :

- ✓ Mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.
- ✓ Propagation des ondes acoustique dans un milieu et enregistrement de la valeur temps et d'amplitude de l'onde réfléchi.

b) Principe de fonctionnement de l'outil électrique

Le corps inférieur de l'outil émet un courant appelé EMEX (pour Emettre-Exciter), dans la formation. Une très faible partie de ce courant passe par les électrodes et donne les courbes enregistrées, représentant les contrastes de micro-résistivité aux limites des couches ou aux fractures traversant le sondage (Fig. 35).

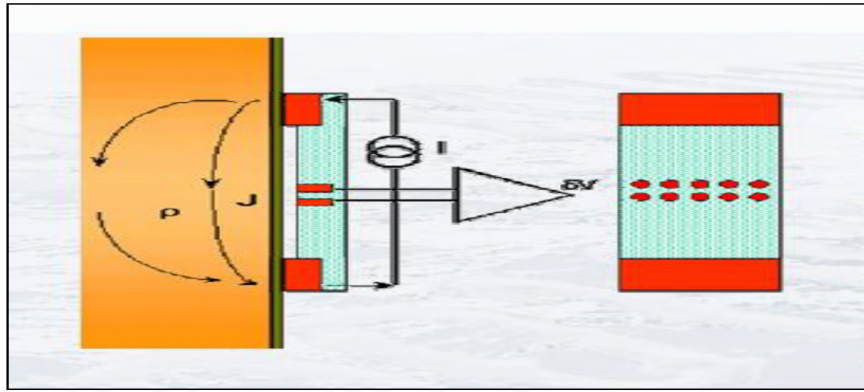


Fig. 35: Principe de fonctionnement d'un Outils d'imagerie électrique.

c) Principe de fonctionnement de l'outil ultrasonique

Lorsque l'impulsion acoustique frappe la paroi du trou une partie de l'énergie est réfléchiée et le reste passe par la formation, l'énergie réfléchiée dépend du contraste de l'impédance acoustique Z (Fig. 36).

$$Z = P.V$$

Où : Z = impédance acoustique ; P =densité ; V =vitesse

L'amplitude et la vitesse de l'onde sonore sont fonction de la lithologie, de la forme et de la taille de l'empreinte géologique rencontrée.

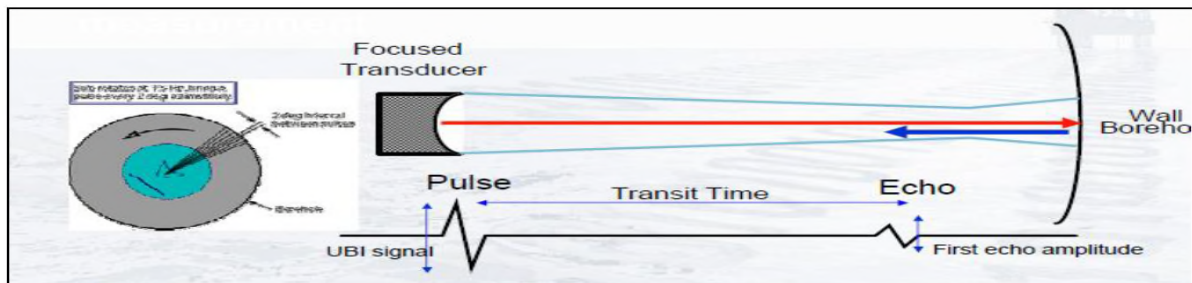


Fig. 36: Principe de fonctionnement de l'outil électrique.

4.2.2. Exemple d'outils imagerie électrique *OBMI (OIL-BASE MICRO IMAGER)* de Schlumberger

L'OBMI est la nouvelle génération des outils d'imagerie électrique de la compagnie internationale Schlumberger (Fig37), fournit des images de micro résistivité de la formation au voisinage immédiat de la paroi du puits pour une boue non conductrice.

Cet outil donne des images de micro résistivité assurent une sensibilité aux changements sédimentaires et une résolution verticale de 0.2 pouces pour des analyses très fines, ainsi que d'assurer une large couverture de la paroi du puits à plus de 80% dans un trou de diamètre de

6 ou 8 1/2 pouces, il est constitué de quatre bras ou chacun portant un patin qui transmet un courant dans la formation à travers des boutons électrodes.



Fig.37 : Configuration de l'outils OBM

4.2.3.Exemple des outils utilisés en imagerie ultrasonique (OUTIL UBI de Schlumberger ULTRASONIC BOREHOLE IMAGER)

L'UBI est caractérisé par un transducteur à grande résolution qui pourvoit des images acoustiques en trou ouvert (open hole) même en boue à huile où les mesures de micro-résistivités ne peuvent pas être enregistrées (Fig38). Les informations sur la stabilité et la fracturation du puits peuvent être dérivées des enregistrements faits par l'outil. L'outil est muni d'un transducteur rotatif qui fait à la fois fonction de transmetteur et de récepteur. Le transducteur existe en plusieurs dimensions, celles-ci sont sélectionnées en fonction du diamètre du trou pour minimiser le trajet de la pulse ultrasonique dans le fluide de forage, réduisant ainsi l'atténuation de l'amplitude de l'onde dans les fluides lourds et maintenant un bon rapport signal-bruit. Le transducteur rotatif envoie 156 pulses par rotation et fait 7 rps (rotations par seconde) assurant ainsi une couverture de 100% de la paroi du trou.

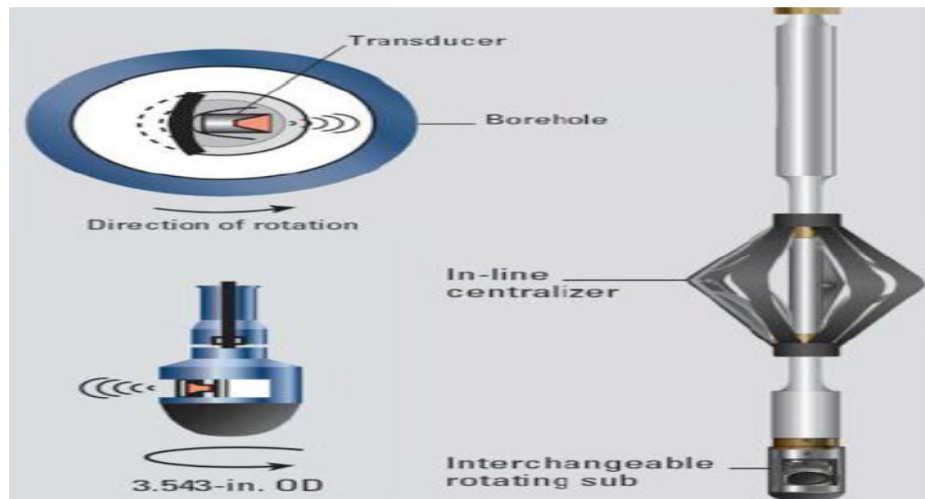


Fig.38 : Configuration d'utilisation de l'outil UBI.

4.2.4. Procédure d'interprétation

L'observation attentive d'une image de puits permet d'identifier et de classifier les éléments géologiques, ce qui était très difficile, voire impossible, à partir des seules courbes de pendagemétrie. Dans bien des cas, un géologue expérimenté détectera au moyen du log d'imageries, les caractéristiques d'un environnement de dépôt, d'un style tectonique, d'un type particulier de réseau de fracturation, etc. Autrement dit, il appliquera aux imageries de puits les méthodes basiques de l'observation d'affleurements réels. Le géologue compense l'étroitesse de cet affleurement virtuel en tirant avantage des outils de manipulation d'images de la station de travail (GeoFrame par exemple), tels que la compression d'échelle ou la manipulation des tables de couleurs. L'intégration de ces observations individuelles conduit, comme sur un affleurement, à l'établissement de Modèles sédimentaires et structuraux ou à la compréhension de la fracturation au voisinage du puits. Ce type de raisonnement, purement géologique, est illustré par différents exemples.

La combinaison des outils UBI et OBMI a montré de très bons résultats dans les puits concernant l'identification des fractures, la stabilité du trou, aussi bien que l'analyse sédimentaire et structurale. L'intégration de l'imagerie avec d'autres services comme le Sonic Scanner qui donne plus d'information sur les caractéristiques mécaniques de la formation, donnera beaucoup plus de valeur à leur interprétation.

4.3. Test de formation (DST & WT)

Il existe des techniques aidant à l'évaluation du débit et de la pression du réservoir pour la caractérisation du système de production comme l'essai des puits.

Les essais de puits sont l'une des méthodes répandues dans le domaine pétrolier. Ils assurent une information détaillée sur le gisement contrairement à la sismique qui donne une information globale et aux diagraphies qui donnent une information locale.

4.3.1. Principe des essais des puits

Le principe d'un essai de puits est de faire varier le débit du puits pour provoquer une perturbation de la pression, afin d'avoir ses paramètres tels que : la perméabilité, l'effet de skin (endommagement, capacité "wellbore storage" ; barrières (conditions aux limites).

4.3.2. Interprétation de la courbe de test

La Courbe log-log présente une réaction d'un réservoir à double porosité avec (:Le rapport de capacité entre la matrice et les fissures (fig 39) :

Le coefficient d'échange qui décrit la vitesse de transition d'écoulement dans les fractures vers l'écoulement fractures-matrice ;

1: écoulement radial aux abords de puits de pente =0(dans les fissures),

2: zone de transition (écoulement de la matrice vers les fractures et des fractures vers le puits)

3: écoulement radial aux limites de réservoir, Δt : variation de temps, ΔP : variation de pression.

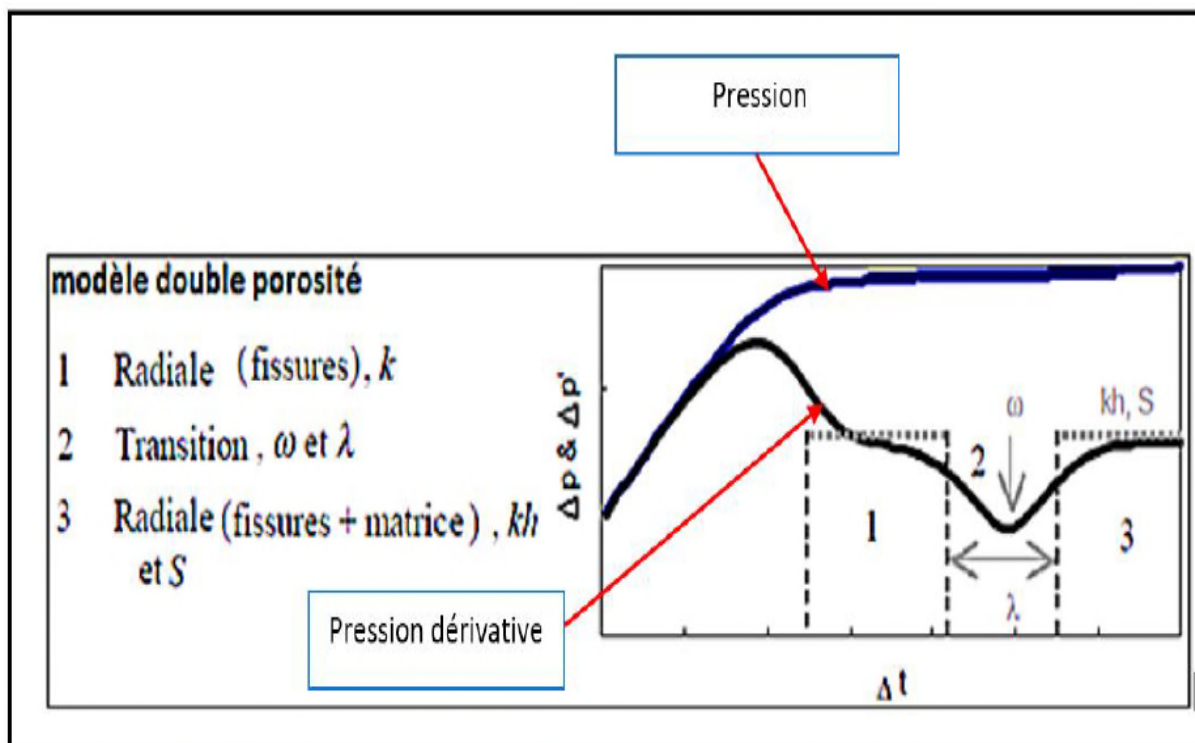


Fig.39. : Schéma illustre la forme du test d'un réservoir naturellement fracturé

5. Conclusion

Ce quatrième chapitre a permis surtout de passer en revue les méthodes théoriques et les moyens utilisées dans le cadre de la valorisation et l'évaluation de la fracturation des réservoirs fracturés naturellement toute en rappelons le rôle et l'impacte du réseau de fracture sur la productivité des réservoirs tight .

Compte tenu des data disponibles et de leurs efficacité , l'accent étant porté sur l'apport des trois (03) méthodes largement utilisées à savoir ;

L'analyse des carottes dont on a vu que cette méthode classique demeure d'actualité car permet de visualiser les fractures à l'œil nu et déterminer leur natures (colmatés , ouverte ou semis fermées) et de détecter le type de colmatant. Faut-il noter la possibilité d'analyser et quantifier même les micro et nano fracture par de traitement des carottes par le CTscan disponible actuellement à Sonatrach..

L'Imagerie des parois, permet surtout de schématiser les fractures dans leur état réels (in-situ) quelque soit leur type et /ou tailles (micro-fracture ou macro fracture) et leur orientation (dip et azimuth) .

L'analyse des tests de formation, cette méthode met le réseau de fracturé supposé à l'épreuve .Autrement dit , l'étude des débit et son évolution en relation avec la pression du réservoir atteste directement l'existence et le rôle de la fracturation avec estimation de la distance des barrières (boundary) .

En conclu en fin qu' il y a une complémentarité parfaite des trois méthodes . il faut passer actuellement à la phase pratique , à savoir l' application de ces techniques sur un cas réelle de notre réservoir Quartzite Hamra de la structure Rhourd Nouss centrale ,et voir le résultat de prêt dans le dernier chapitre suivant .

Chapitre 5

RESULTATS ET DISCUSSION : ETUDE DE CAS

1. Introduction.
2. Evaluation pratique de la fracturation
3. Impact de la fracturation sur la productivité du réservoir Quartzites de Hamra (Structure RN centrale).
4. Conclusion.

1. Introduction

Cette partie pratique consiste à examiner l'aspect des fractures et leur apport sur la productivité des puits implantés dans le réservoir QH de la structure RN centrale , ainsi que leur éventuel impact sur le comportement hydrodynamique de ce réservoir typiquement "tight " et naturellement fracturé. Cet examen des fractures sera illustré en deux parties :

La première partie à l'échelle des puits , et consiste à relever et évaluer les fractures par trois (03) différentes méthodes .

La seconde partie, consiste à évaluer l'impact du réseau de fracture à l'échelle du réservoir , par l'étude de l'évolution du WaterCut du réservoir QH au niveau de la structure RN centrale durant la période (2015 - 2018).

2. Evaluation pratique de la fracturation

Compte tenu de la disponibilité des datas et leur complémentarité ainsi que l'implantation des puits, les puits sélectionnés sont :

- RN103 et RN104 (pour l'analyse des carottes) ;
- RNZ114 (pour l'analyse de l'imagerie) ;
- RN126 (pour l'interprétation DST) ;
- RN110 (pour l'étude distribution vertical des paramètres pétrophysiques).

2.1. Evaluation de la fracturation par analyse de carottes

L'examen visuel de la carotte permet de relever et quantifier les fractures en fonction du nombre et type de fracture comme suit :

- ✓ Stylolithe .
- ✓ Fracture ouverte ; semi-ouverte :
- ✓ Fracture colmatées (type colmatant).

2.1.1. Analyse de la fracturation des carottes (puits RN103 et RN104)

Les deux puits utilisés ainsi que leurs détails de forage et de carottes sont présentés dans la figure (Fig. 40).

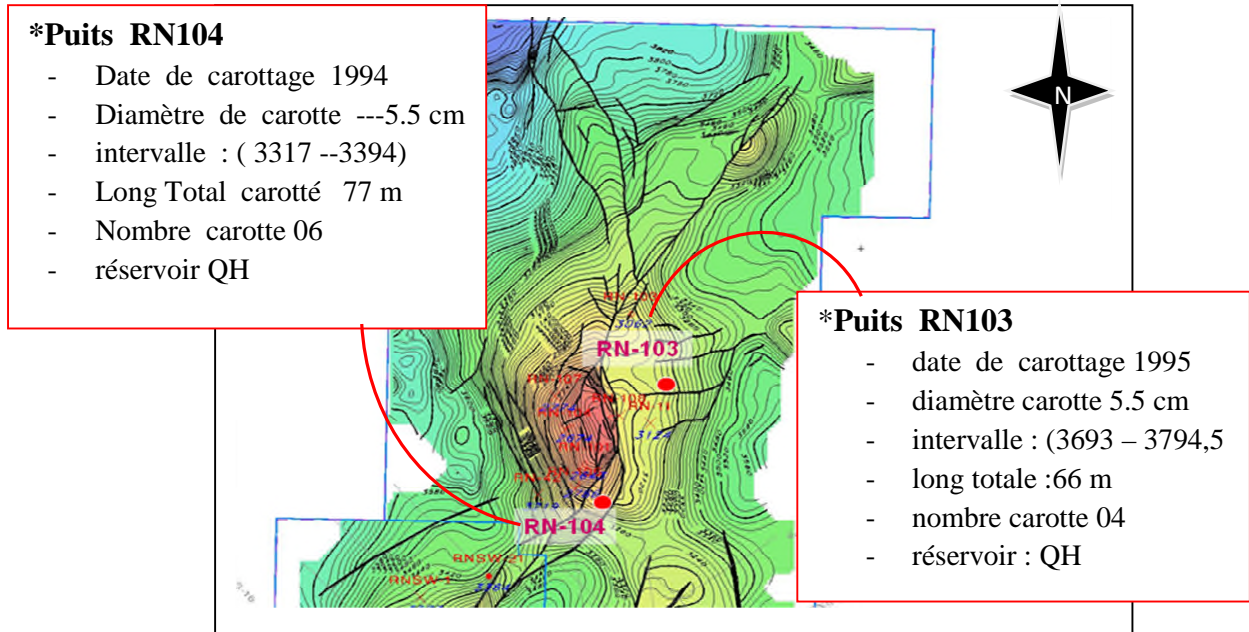


Fig.40 : Plan d'implantation de RN103 et RN104 ,(Beicip, 2005).

L'analyse de carottes du puits RN 103 montrée l'existence de trois types de fractures à savoir : (1) fractures partiellement colmatées par un matériel siliceux ; (2) Fractures en forme de stylolithes horizontale et (3) fractures ouvertes (Fig. 35). La synthèse des résultats sont présentés dans le Tableau 3.



Fig.41: Différente type de fracture sur carotte réservoir QH Puits RN103 (Sonatrach/Reposol, 2005)

Tab.01: Analyse de la fracturation sur carottes du puits RN103
(Sonatrach/ Repsol , 2005)

N° carotte	Top	Bott	Long Carotte (m)	Stylolithes		Nombre Fractures Ouverte			Nombre Fractures fermées	
				Nombr Stylolit	Long/ Fractu (cm)	Nbr ouverte	Nbr Semi-Ouverte	Dip	Nbr Colmat (fermé)	Type colmatant
01	3693,	3710.5	17.5	21	/	5	5	45/60	4	Silice
02	3711	3725.5	14.5	21	35	2	5	00/10	8	Sidérite silice
03	3726.5	3744.3	17.5	31	50	8	/	65/90	5	Silice Sidérite
04	3788	3794.5	16.5	04	/	/	1	/	/	/

Les carottes du puits RN104 et RN103 montrent des stylolithes horizontales et des fractures verticales colmatées parfois en sidérite. Parfois ces fractures sont discontinues ou semi-ouvertes. La figure 41 / 42 et le tableau 4-5 récapitule les types des fractures.

Stylolithe horizontale
(RN104 , 3330.5)

Fracture verticale colmatée
en sidérite
(RN104 . 3386m)

Fracture discontinues
(semi-ouverte)
(RN104 , 3324.5)

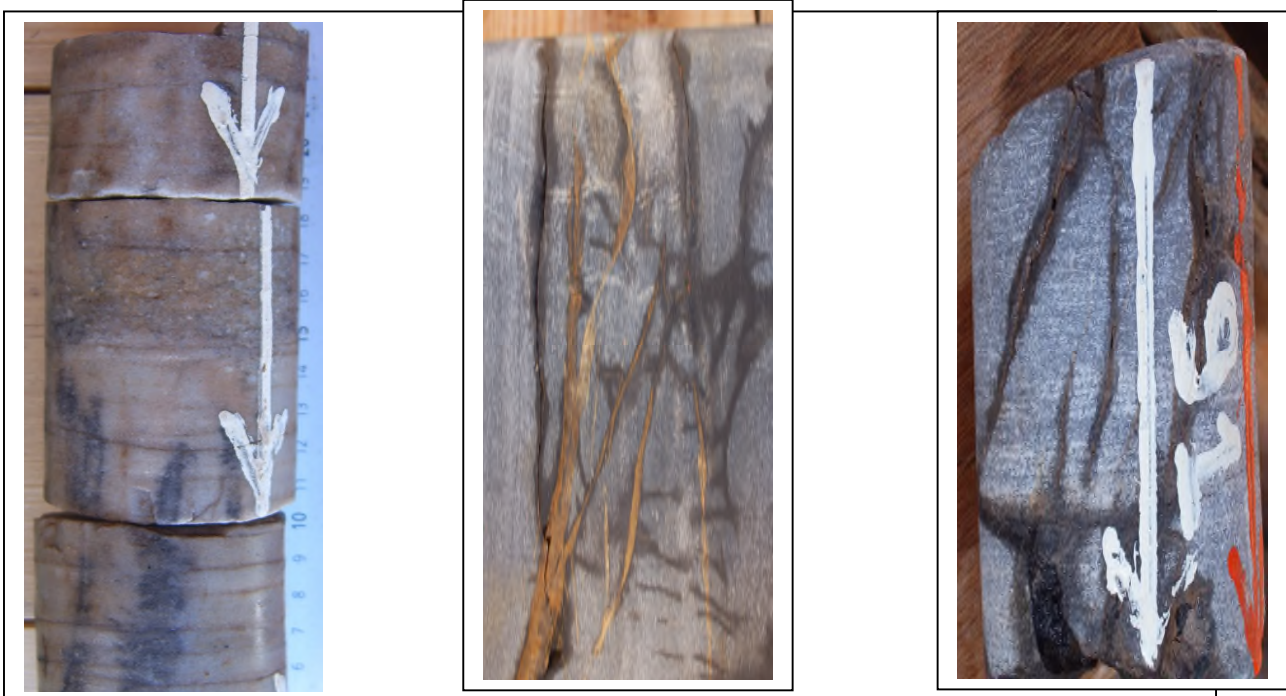


Fig.42 : Différents types de fractures visualisé sur carottes (puits RN104)
(Sonatrach / Repsol, 2005).

Tableau.2: Analyse de la fracturation sur carottes du puits RN104 (Sonatrach /Repsol, 2005).

N°	Top	Bottom	Long Carotte	Stylolithes		Fractures Ouvertes			Fractures fermées	
				Nombr Stylolite	Long /Frac (cm)	Nbr ouverte	Dip	Nbr Semi-ouverte	Nomb Colmaté (fermé)	Type colmatant
01	3317	3334.5	17.5	31	80	3	45	2	/	/
02	3335	3352.5	17.5	23	10	6	50/65	3	2	Silice
03	3353	3361.5	8.5	12	/	/	00	/	/	/
04	3372	3389.5	17.5	20	80	12	80	5	10	Sidérite
05	3390	3393.5	3.5	03	/	5	45/65	/	/	/
06	3394	3405.5	11.5	01	25	1	/	/	1	/

Tableau .3: Récapitulatif d'analyse de la fracturation sur carottes, puits (RN103 et RN104)

Types fractures	RN103	RN104	Ecart (104 -103)
Long total de carottes	66	76	10
Nbre total des stylolithes	77	90	13
Total des Fractures ouvertes	11	27	4
Total des Fractures S/ colmatés	11	10	-1
Nombre fractures fermés	17	12	-5
Pendage dominant	60° à 90°	45°/65°	/
Densité des fractures	0.28	1.27	/

2.2. Analyse des paramètres pétro-physiques des carottes

En plus de l'analyse de la fracturation, l'étude des carottes au laboratoire CRD , consiste à mesurer les paramètres pétrophysiques, principalement la porosité , la perméabilité et la saturation.

Cette analyse a été réalisée sur deux carottes du puits RN110 dont les résultats sont représentés sur les figures.43, ci-dessous :

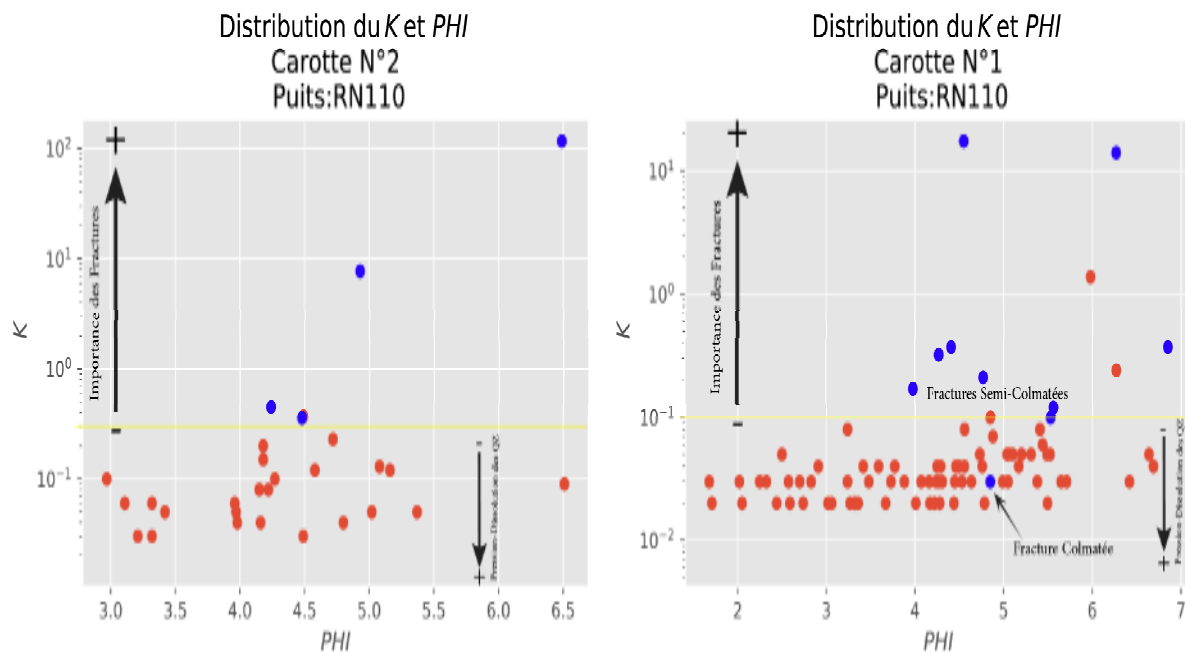


Fig .43 : Distribution de porosité et de perméabilité sur Carotte 1 et 2 , RN110

Il est à constater une distribution aléatoire du porosité et de la perméabilité pour les 02 carottes, représentée par deux population (points rouges : représentent la matrice ; points bleu : les fractures) dont la ligne jaune sépare le domaine matriciel du domaine fracturé .

- ✓ L'équation de la ligne jaune pour la carotte 1 est $k=0.1 \text{ mD}$ dont la séparation n'est pas parfaite (02 point rouge dans le domaine fracturé s'explique soit par la présence de trame dense des micro-fractures , ou par la présence des grains argileux qui freine la dissolution des quartz .)
- ✓ L'équation de la ligne jaune pour la carotte 2 est $K=0.3 \text{ mD}$ dont la séparation est parfaite .

2.2.1. Profil vertical de la porosité et perméabilité :

La courbe de variation verticale (fig.35) ci-dessous présente une hétérogénéité verticale mais relativement proportionnelle entre la porosité et la perméabilité. En

principe il n y a pas de relation directe entre la porosité et la perméabilité d'une roche dans un milieu poreux conventionnel .

Cependant dans notre cas (puits RN110) on voit bien une concordance entre les deux paramètres , ce qui signifie qu'en est en milieu discontinu (fissuré ou fracturé), dont la perméabilité dépendra directement de ce réseau de fracture interconnecté de même que la porosité , elle est importante en face des fracture représentées par les grands pic sur la courbe

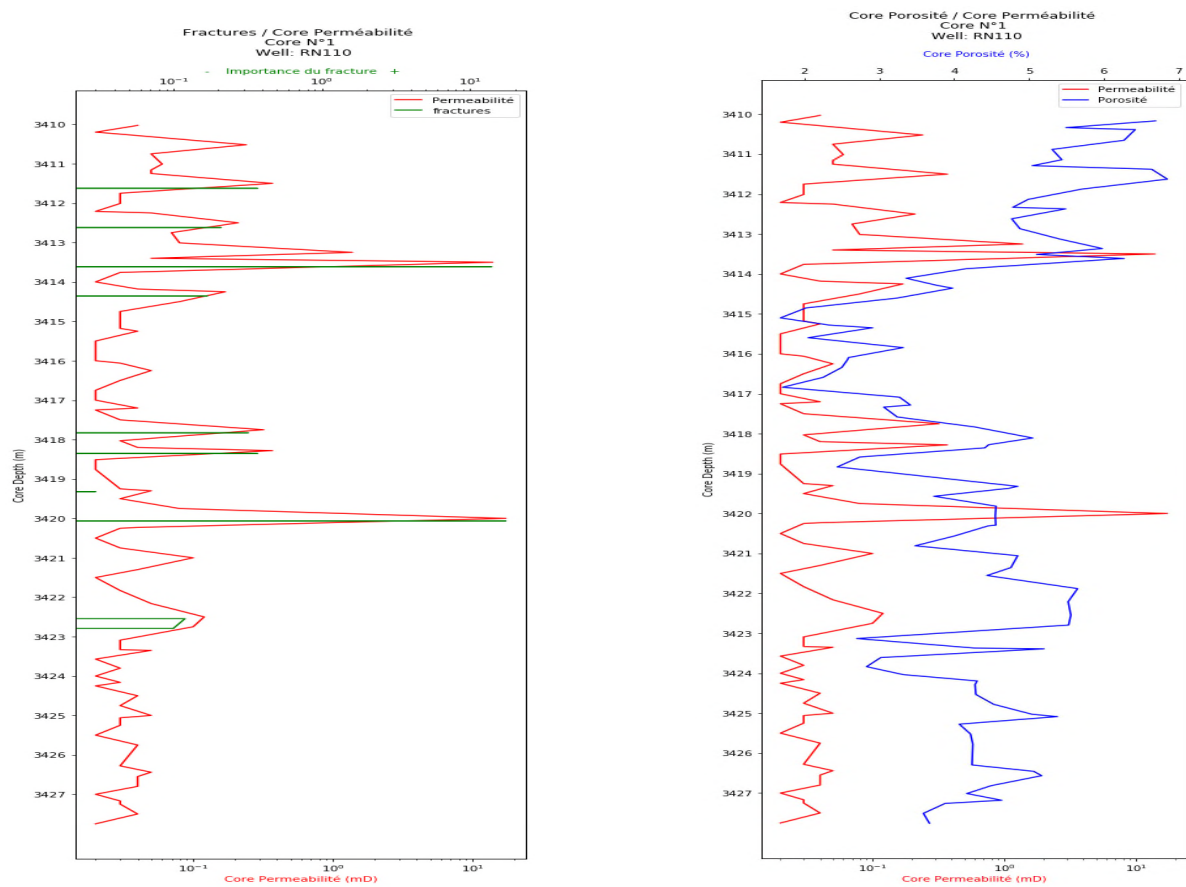


Fig.44 : Courbe de variation verticale de la porosité et de la perméabilité (données de carotte1, puits RN110)

2.3 Analyse de l'imagerie

2.3.1. Situation et conditions techniques de l'opération (cas du puits RNZ114)

La situation de puits avec les profondeurs d'intervention dans ce puits sont présentés dans la figure 45 :

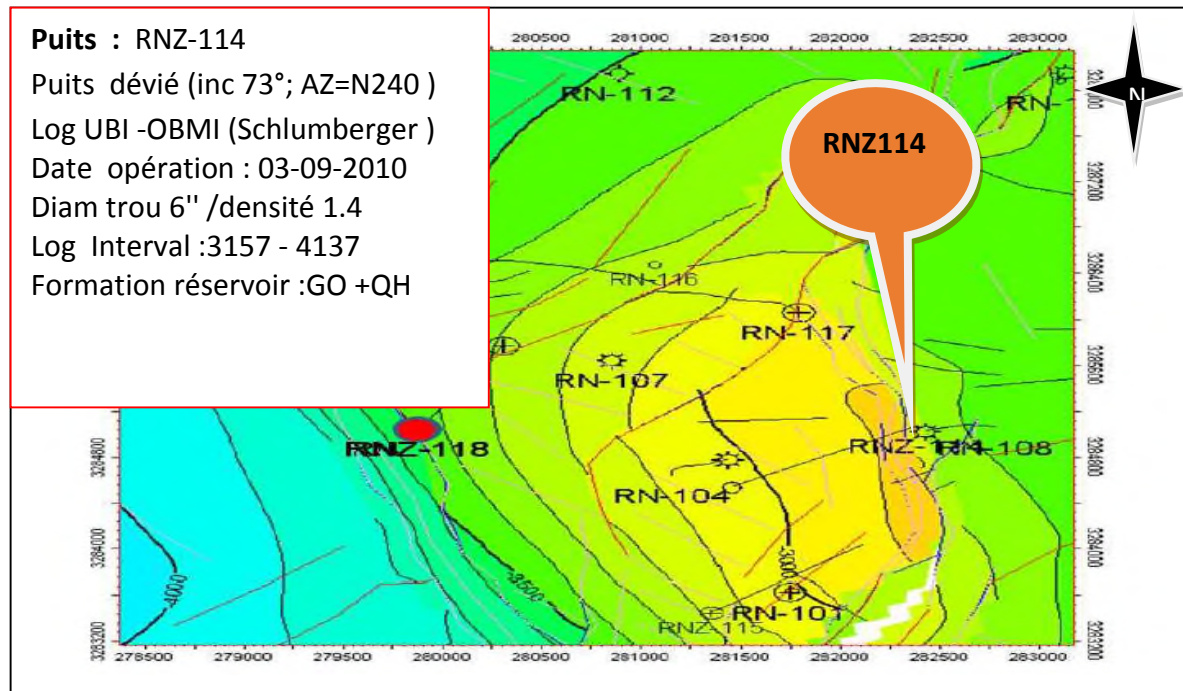


Fig. 45: Situation du puits RNZ114

d'amplitude acoustique et de rayons centrés (UBI) avec une résolution vertical de 0.2 pouces.

- ✓ L'imagerie a été interprétée dans l'intervalle 3157 à 4137 m (980 MD) dont :
 - 3157 - 3292 (soit 135 MD intervalle pour les Grés Ouargla (GO).
 - 3292 - 4137 (845 MD intervalle pour les Quartzite de Hamra.(QH)
- ✓ la qualité de l'imagerie est bonne.

2.3.2. Analyse et Interprétation

Au total 336 fractures naturelles ont été identifiées sur l'imagerie UBI et OBMI le long de l'intervalle étudié (980 m).

➤ **Pour l'imagerie UBI**

Un nombre total de 305 fractures naturelles ont été identifiés , dont 300 fractures de faible amplitude acoustique (potentiellement ouvertes) avec un pendage moyen de 71.8°,une direction majeure ONO-ESE et une direction mineure vers le NNE-SSO.

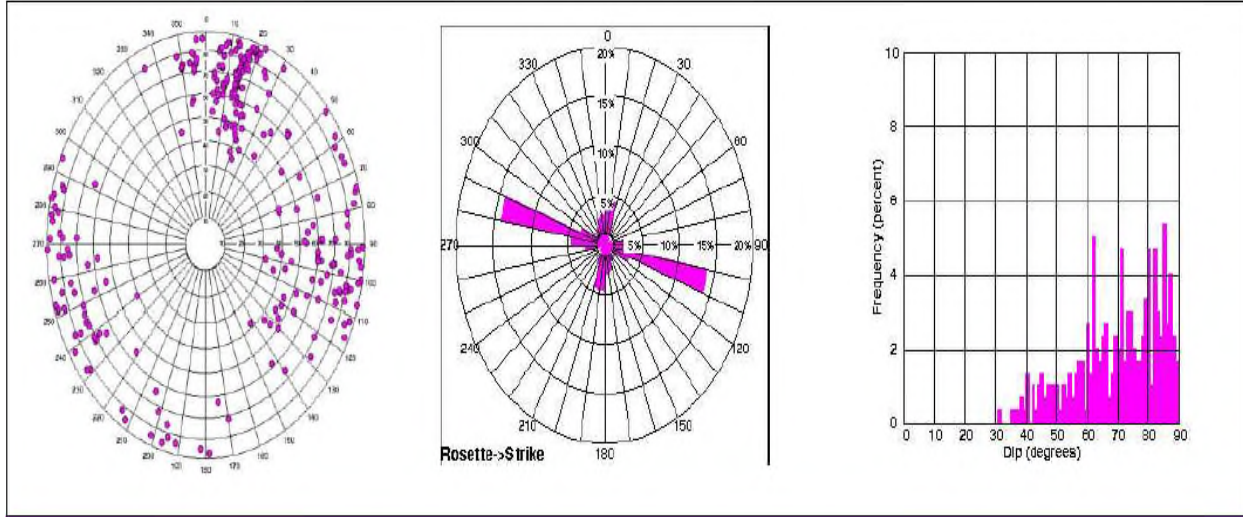


Fig.46 : Statistiques sur les fractures conductrices à partir de l'analyse de l'OBMI

Pour les fractures à haute amplitude acoustique, seulement 05 fractures de directions E-O et NO-SE ont été caractérisé par la projection stéréographique, ce qui signifie qu'elles sont cimentées et présentent des barrières de perméabilités.

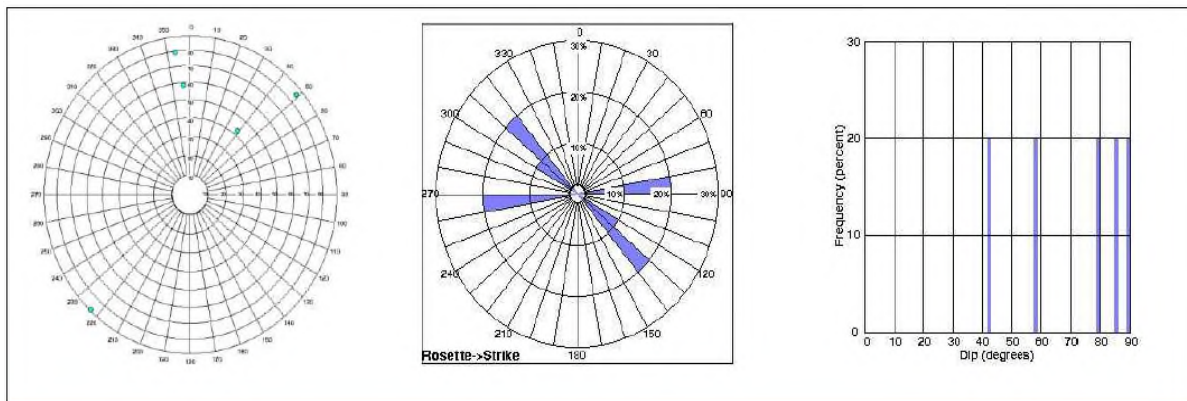


Fig. 47: Statistiques des fractures à haute amplitude acoustique déduites de l'UBI

Pour les fractures résistives (ouvertes ou cimentées par un ciment résistif) 16 fractures ont été enregistré et traité sur la rosace (Fig.48) avec un pendage moyen de 71.5° et de direction principale NNO-SSE, ses fractures ont été considérées comme des barrières de perméabilité.

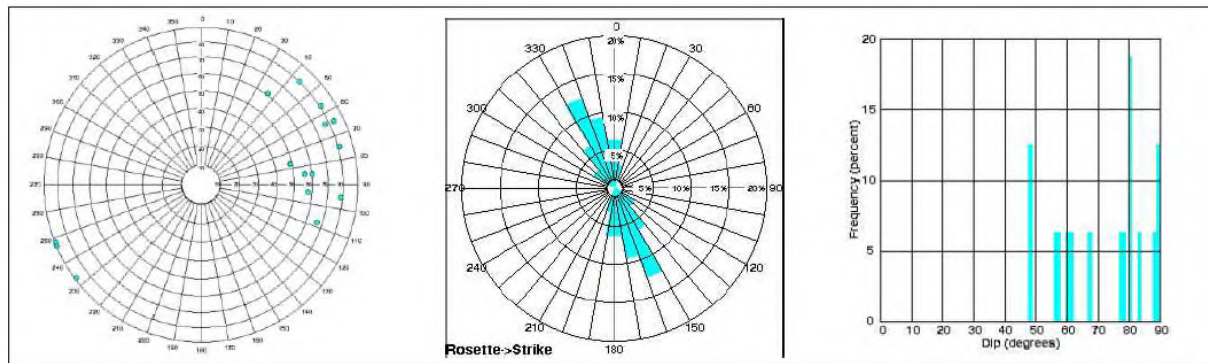


Fig.48 : Statistiques sur les fractures résistives tirées de l'analyse de l' OBMI

D’après l’analyse statistique tirée de l’OBMI, Quinze (15) fractures conductrices (cimentées par un ciment conducteur) ont été remarqués de direction majeure NNO-SSE, ses fractures qui influent directement sur la lecture des résistivités présentant le problème de basse résistivité connu dans les réservoirs compacts, qui nous fausse le bon repérage des réservoirs er le plan d’eaux de l’aquifère.

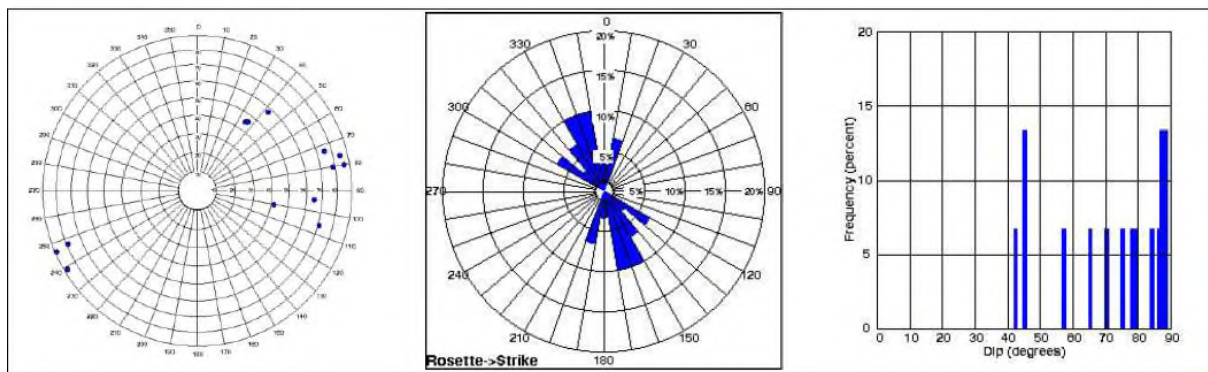


Fig.49: Statistiques sur les fractures conductrice tirées de l'analyse de l' OBMI

D’après le tableau 4 qui résume les familles directionnelles (directional set) des fractures à faible amplitude acoustique (ouverte ou semi ouverte) intercepté par le drain du puits RNZ114 et susceptible à améliorer la perméabilité secondaire (fracture) du réservoir (Fig. 49)

Tableau.4 : Interprétation statistiques des familles directionnelles des fractures du puits RNZ114

	famille-1 N-S	famille -2 NNE-SSW	famille -3 NE-SW	famille -4 ENE-WSW	famille -5 E-W	famille - 6 WNW-ESE	famille -7 NW-SE	famille -8 NNW-SSE
Fractures à faible Amplitude	52	37	9	2	49	106	13	32
Pourcentage (%)	17.3	12.3	3	0.6	16.3	35.3	4.3	10.6

Sur la base des 300 fractures de faible amplitude acoustique (éventuellement ouvertes) identifiées sur les images UBI, le réseau des fractures traversés par ce puits a été tracé .(Fig. 50) ci-dessous :

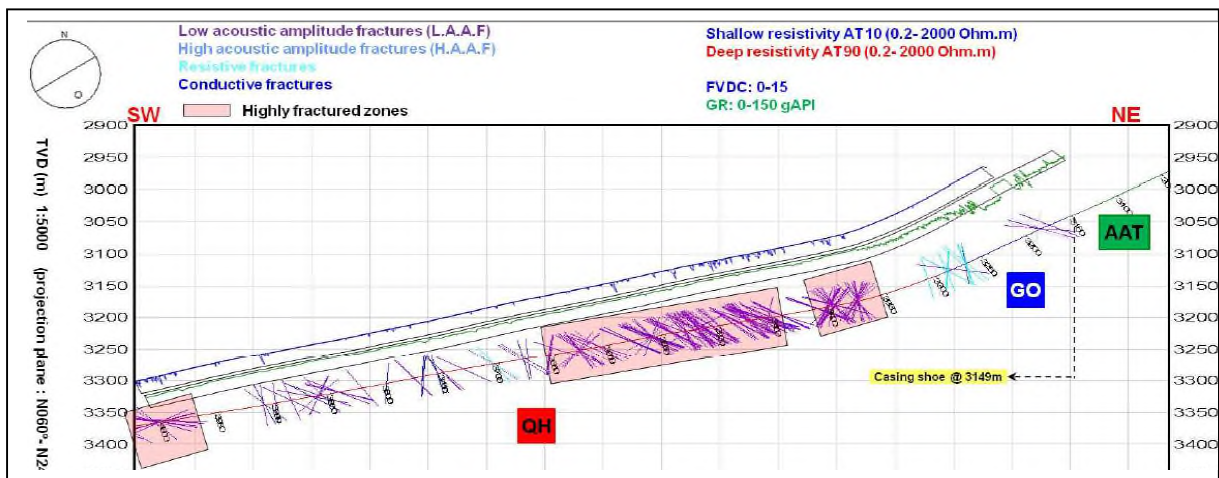


Fig.50 : coupes transversales / fractures du Puits RNZ-114

Section de coupe : N060 ° -N240 ° (parallèle à la trajectoire du puits)

➤ **Interprétation des directions de fractures le long du profil du puits**

La population totale de ces fractures a été tracé sur les rosasses afin d’identifier les principaux familles directionnelles de fractures et d’évaluer leur orientation par rapport à la contrainte maximale dans le champ Rhourde Nouss (Fig. 51).

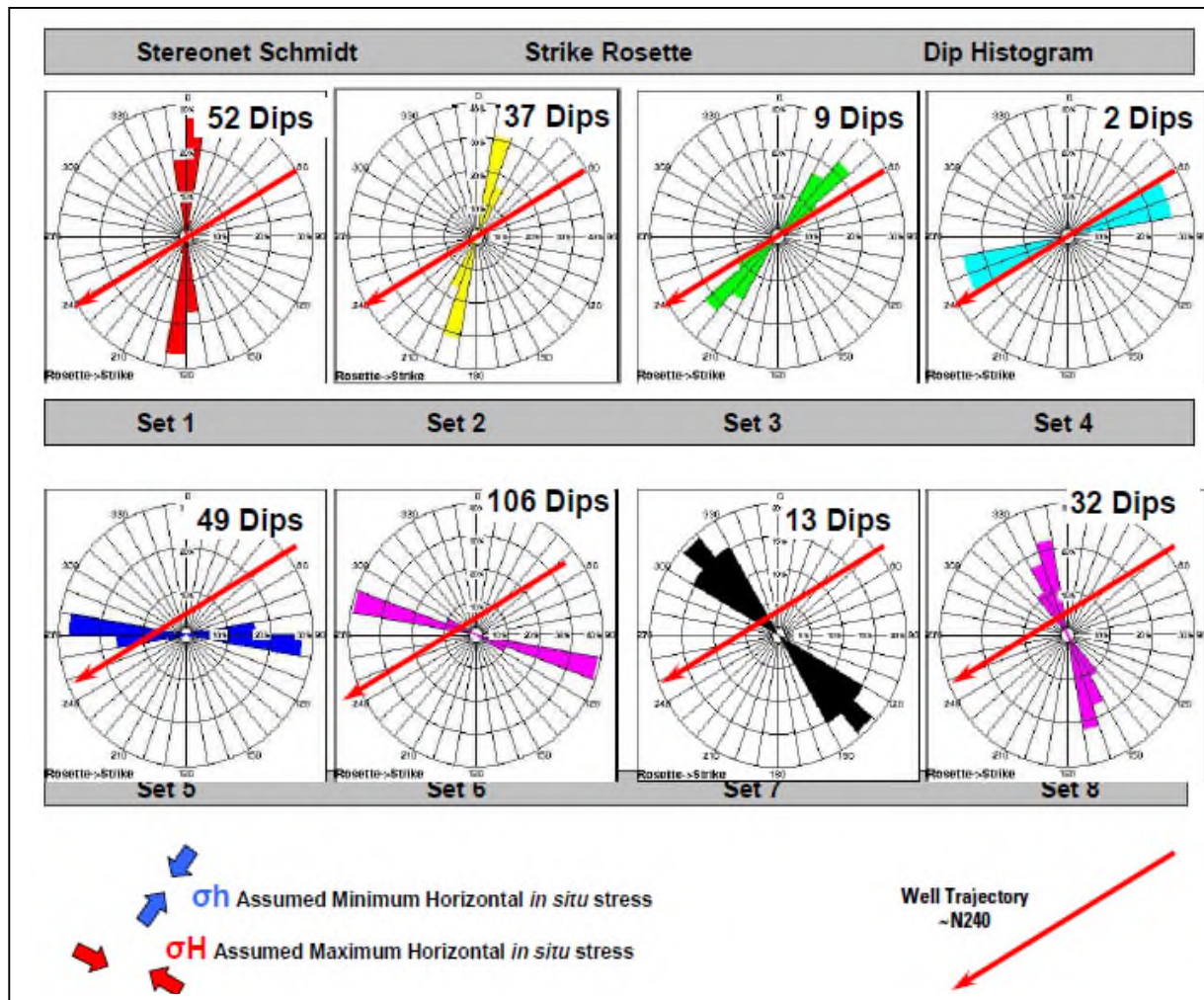


Fig.51 : Statistiques des familles directionnelles de fracture du puits RNZ114

A partir de l'analyse des familles directionnelles de fractures réalisée à l'aide du module de BorView (module du logiciel GEOFRAME pour l'interprétation de l'imagerie); et en supposant que la contrainte horizontale minimale régionale orientée **NE-SO**, la contrainte horizontale maximale régionale sera orientée **NO-SE**, alors on peut tirer les constatations suivantes:

- **66,5%** des fractures présentent une orientation favorable (parallèle ou légèrement oblique à la supposé sigma max H) et peuvent donc être une fracture ouverte ou partiellement ouverte.

- ✓ 16,3% du total des fractures sont orientés E-W (Set 5).
- ✓ 35,3% du total des fractures sont orientés WNW-ESE (Set 6),
- ✓ 4,3% du total des fractures sont orientés NW-SE (Set 7),
- ✓ 10,6% du total des fractures sont orientés NNW-SSE (Set 8),

En revanche, 33,5% des fractures présentent une orientation défavorable (perpendiculaire ou oblique à la contrainte horizontale maximale supposée régionale et donc ils pourraient être des fractures complètement ou partiellement fermées.

- 17,3% du total des fractures sont orientés N-S (ensemble 1),
- 12,3% du total des fractures sont orientés NNE-SSW (Set 2),
- 3% des fractures totales sont orientées NE-SW (Set 3),
- 0,6% des fractures totales sont orientées ENE-WSW (Set 4

2.4. Evaluation de la fracturation par test des puits

D'après les résultats de la fracturation il faut accomplir l'étude par les test de puits (DST ou Test Potentiel), étant la détermination des paramètres du puits (KH ; Skin) et celle du réservoir (model du réservoir et limites).

Le traitement et interprétation des données ont été fournis par les tests de puits et interprétés par des logiciels adéquats (**logiciel Kappa saphir**) voir (Annexe 3) basé sur le principe et les équations de la méthode de la dérivé.

2.4.1. Résultats de l'analyse du test du puits RNZ126

La position du puits RNZ126 qui a fait l'objet de ce traitement et les données techniques du Test sont présentées dans la figure (Fig. 52).

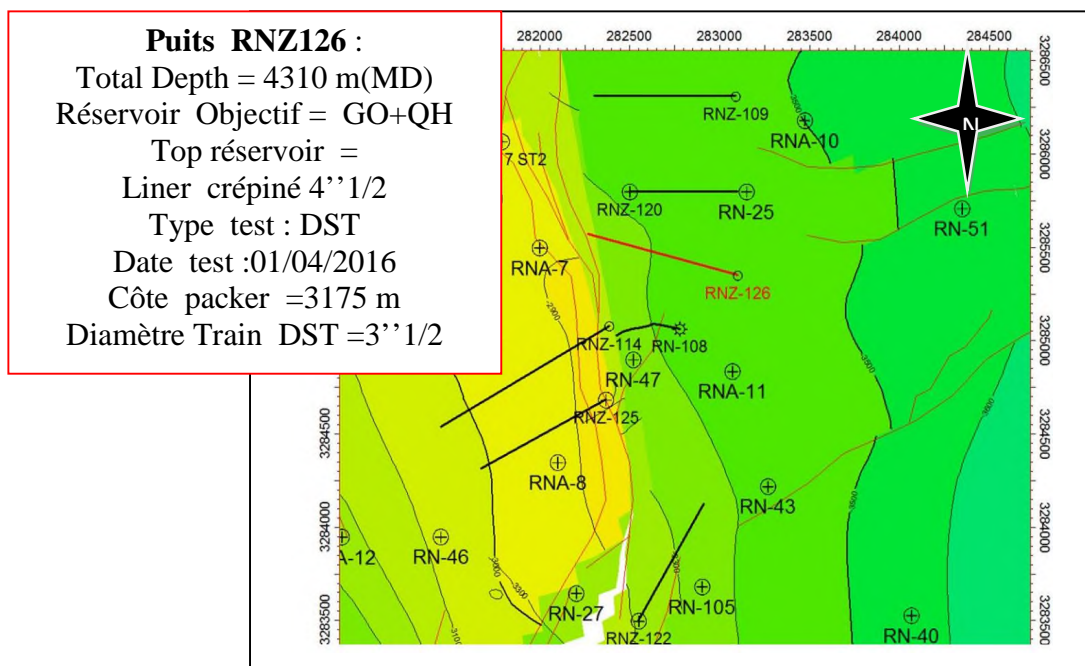


Fig.52: Position du puits RNZ126 (Structure RN centrale)

➤ **Données utilisées**

Les données nécessaires pour l'interprétation DST sont montrées aux tableaux 11-12

Tableau.5 : Tableau représentatif des données petro-physique et PVT utilisée

H utile	149.5 m
ϕ	0.05
Swi	20%
Volume Factor Bg	0.004 CF/SCF
Viscosité g	0.031 cp
Compr. Cg	13.58 E-5 Psi ⁻¹
P « rosée »	5760 psi
G.O.R	3204.33 m ³ /m ³
Densité g	0.737
Densité c	0.771

Tableau.6. données des performances du test par les duses

Duse	Pt (psi)	Qg (m ³ /j)	Qc (m ³ /j)
24/64	2335	163068	57.2
32/64	1800	210646	61.2
40/64	1333	233087	70.3

La courbe de séquence de test, semi-log représentative de P=f(log(téq)) et la courbe de la dérivative en fonction du temps sont présentées sur les (Figs. 53-54) comme suit :

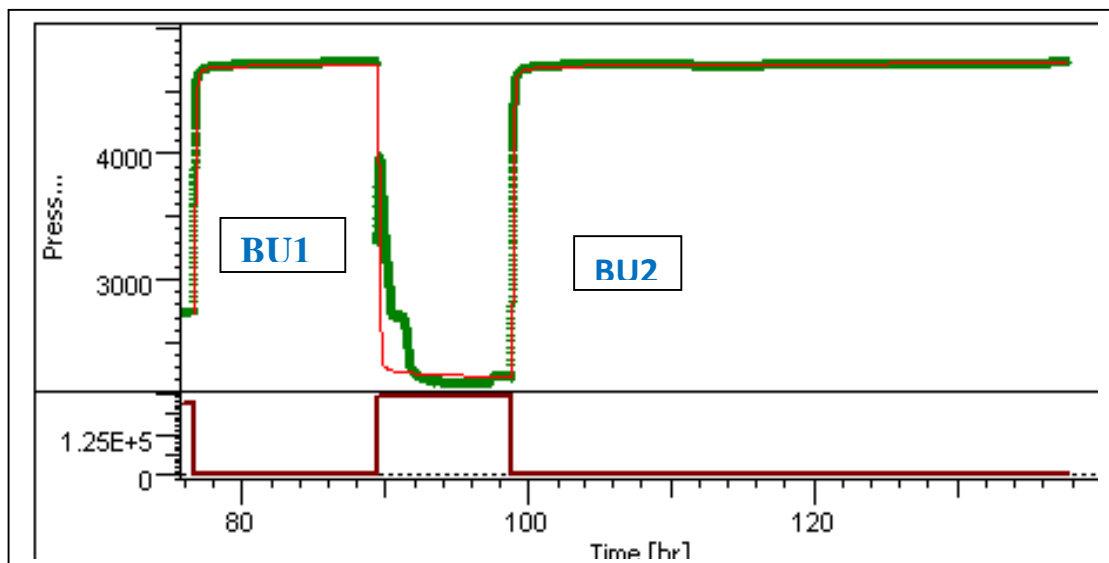


Fig.53 : Courbe représentative de P et de Qg en fonction du temps « calculée et observée » du puits RNZ126

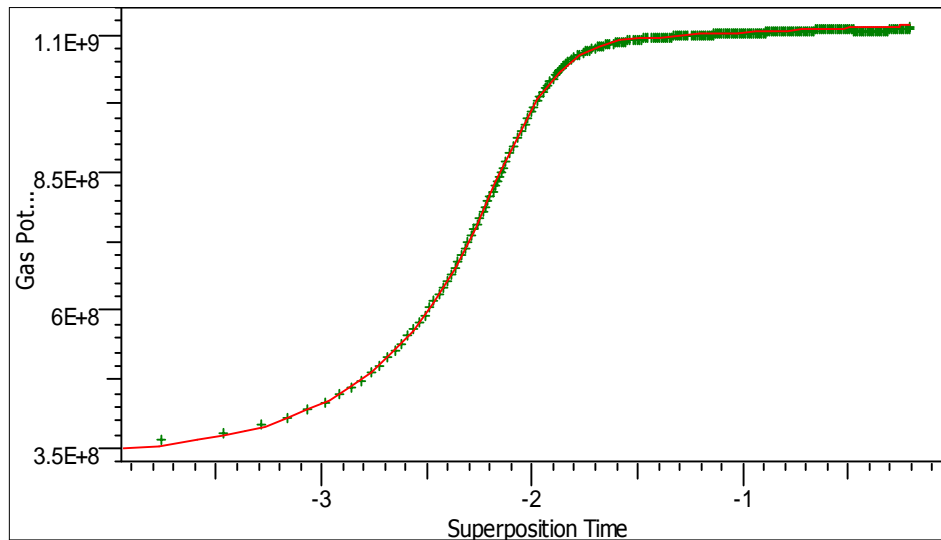


Fig.54 : Courbe représentative de la pression en fonction de log « temps superposé » (semi-log) « calculée et observée » DST (RNZ126).

Le courbe semi-log est caractérisé par une ligne horizontale dans la région, ceci nous montre un maintien de pression au niveau des limites du réservoir (Fig. 55).

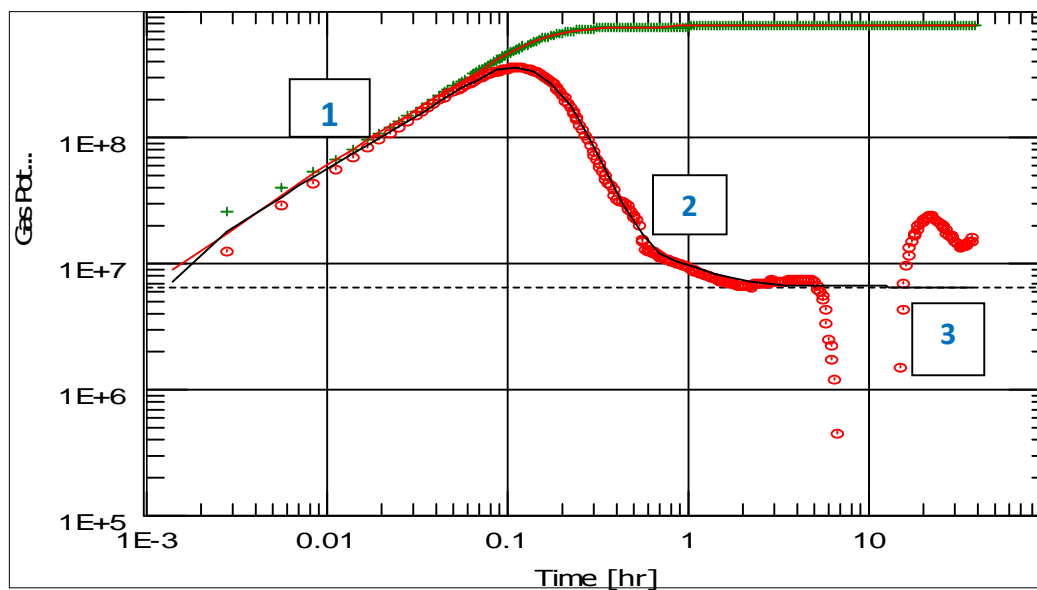


Fig.55 : Courbe log-log représentative de le Dérivée de pression en fonction du temps « calculée et observée » DST (RNZ126).

2.4.2. Discussion des résultats

La réponse de la pression en fonction du temps et sa courbe dérivée présentée ci-dessus nous indique :

➤ Identification de la géométrie d'écoulement

On constate que le graphe (Fig. 55) comporte plusieurs périodes d'écoulement

- **Early time:** Un changement de wellbore Storage suite à la ségrégation des phases ;
- Etranglement de la pression suite à un effet pariétale « Skin » ;
- **Medium time :** Un écoulement Hémisphérique identifié avec la pente de -1/2 indicatrice de la déviation du puits RNZ126 .
- Ecoulement radial « IARF »
- Une diminution anormale de la pression durant le build-up s'est produite et a provoqué une perturbation de la ΔP ainsi que de sa dérivée.

Le model sélectionné est le : Changed wellbore storage, Limited entry, skin effect, homogene

➤ **Calcul des paramètres :**

- **Early time :** (l'équation de Wellbore storage) :

$$\log dp = \log \frac{qB_0}{24C} + \log dt$$

$$k = -162.6 \frac{qB_0\mu}{mh} \quad s = \left(\frac{\Delta p_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 \right)$$

Les paramètres du model sélectionnés sont vérifiés avec la régression pour donner les résultats finaux, et qui sont présentés ci-dessous (Tableau.7) :

Tableau.7 : Résultats d'interprétation de test du puits RNZ126

Paramètres	Résultats (unité)
C	0.0154 m ³ cm ² /kg
Total Skin	49.7
Skin Géométrique	1.64
Skin mécanique	48.06
k.h, total	203.455 md.m
k, average	1.36 md
Pg "3157m"	4727.31 psi
"Pwf" "3157m"	2171 psia duse (40/64)
"PI"	2.69(m ³ /j)/(kg/cm ²) ²
AOF	478095 m ³ /j
dP "St"	2342 Psi

-C : (Wellbore storage)ou (capacité du puits) :

- Total Skin** : Endommagement total (mécanique + géométrique)
- PI** : Indice de productivité ‘débit/dP(pg-pfd)
- dP ‘St’** : Pression de fond statique
- AOF** : Absolute Open Flow

L’indice de productivité doit être calculé en utilisant les PVT du gaz à condensat à partir de l’équation ci-dessous :

$$PI = Qt / m(Pr) - m(P)$$

➤ Synthèse des résultats de test du puits

Sur la base de l’interprétation des résultats, les résultats de test du puits peuvent se synthétiser comme suit :

- Il est à noter que la durée du build-up est insuffisante pour déterminer les modèles du réservoir appropriés ainsi que les limites.
- Une perturbation survient au niveau de la remontée de pression et la dérivée, ceci peut être dû à des difficultés techniques du maintien de la stabilité du build-up ;
- Le puits RNZ126 présente une perméabilité très faible (1.36 md) «synonyme d’un réservoir compact» (voir classification des réservoirs compacts, en annexe)
- Le potentiel de ce puits est faible, ceci est expliqué par la différence de pression énorme entre le réservoir et le fond du puits **2556 psi (176 kg/cm2)**;
- Le puits présente un endommagement mécanique de **48.06** et un endommagement géométrique de 1.64;
- L’écoulement hémisphérique au niveau de la liaison couche-trou, peut se produire par la déviation ainsi que la pénétration partielle du puits dans la roche réservoir ;
- Les limites du réservoir ne sont pas manifestées vu la durée insuffisante du build-up.

3. Impact de la fracturation sur la productivité du réservoir

Après avoir illustré et prouvé la fracturation naturelle du réservoir QH par différentes méthodes d’analyse à l’échelle des puits (RN104 , RNZ114 ,RN103 ,RN110) de la structure RN centrale. Dans cette partie on a étudié l’impact et/ou l’apport de cette fracturation sur le fonctionnement et le comportement de ce réservoir. Pour comprendre le régime de la productivité en fonction de la fracturation il est nécessaire d’exploiter les données de production réelle du réservoir QH au niveau de la structure RN centrale durant une période d’environ 04 ans (soit du 2015 au 2018).

3.1. Evaluation du (WaterCut) du réservoir Quartzite Hamra (structure RN centrale)

➤ Problématique de l'arrivée d'eau

Le suivi du réservoir Quartzite Hamra depuis le début d'exploitation en 2015, montre une chute excessive du potentiel au niveau des puits du réservoir QH durant une courte période d'environ 04 ans.

Cette constatation étant bien affichée au niveau de tout le complexe RN (RN, RNSE et RA) se manifestant par la chute rapide de la richesse (Liquide /gaz) mais aussi et surtout l'arrivée d'eau de formation parfois en quantité inquiétante, provoquant malheureusement la fermeture de certains puits Quartzite Hamra alors qu'ils ne produisent au début de leur exploitation que peu ou pas d'eau.

Afin de mieux comprendre ce phénomène, on doit étudier l'évolution de la production de l'eau par rapport aux autres fluides (gaz et condensat) au niveau des puits QH de la structure RN centrale.

➤ Définition et objectif de l'étude du Water Cut

Connu par le terme « **WaterCut** » chez les producteurs est défini comme étant le rapport de volume d'eau produit par le volume total du liquide y compris l'eau (eau + condensat + huile). Etant donné que notre réservoir est un "tight gas" dont le fluide principal est du gaz à condensat, le Water Cut sera calculé comme suit :

$$\text{Water cut} = \text{volume d'eau} / \text{volume (eau + condensat)}$$

Les étapes de cette étude se présentent comme suit :

- Etablir des cartes de distribution et d'évolution du WaterCut dans le temps.
- Mettre en évidence le rôle du réseau de fracture dans l'évolution du WaterCut au niveau du réservoir ainsi que l'impact sur la productivité.
- Proposer les meilleures zones (non affectées) pour les futures investissements (implantation de nouveaux puits, reprise des puits fermés, au niveau de la structures RN central, etc.

- Formuler des consignes pour une meilleure exploitation des puits QH compte tenu de leurs paramètres réels et optimaux et de la schématisation du water Cut , en vue d'une exploitation rationnelle.

3.2. Evolution du Water Cut du réservoir Quartzite Hamra (structure RN centrale) :

➤ Données de base et procédure d'étude :

Les données de base de cette étude sont les résultats des welltests réalisés depuis le début de la mise en service d'environ 20 puits QH implantés sur la structure RN centrale (Fig. 56) (soit du 2015 jusqu'au 2018, voir liste puits en annexe).

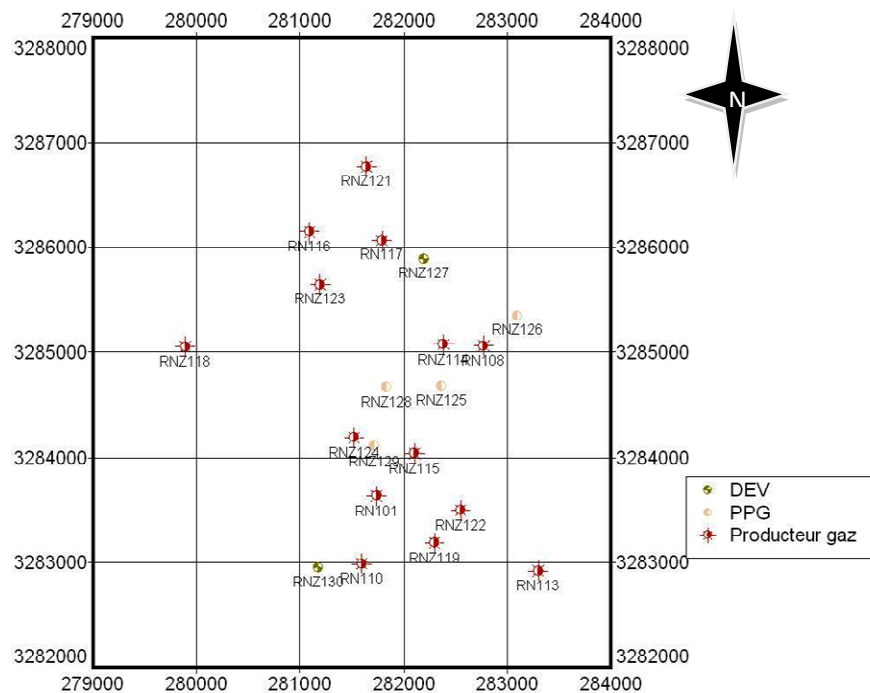


Fig .56 : Carte d'implantation des puits QH (Structure RN

Au cours des opérations Well Testing (DST, test potentiel ou jaugeage), avec séparateur, les principaux paramètres enregistrés pour chaque Duse sont :

- ✓ Le débit de chaque fluide (gaz, condensat, huile et eau),
- ✓ La pression du gisement.
- ✓ La pression de tête (surface).
- ✓ La densité des différents fluides.

Le WaterCut étant calculé pour les 17 nouveaux puits Quartzite Hamra en utilisant la formule simple suivante :

Débit d'eau divisé par le débit de la phase liquide (hydrocarbure liquide + eau) qui sont illustrés en cartes.

L'établissement de la situation initiale du Water Cut (année 2015) pour le réservoir QH est basé sur le débit initial de chaque puits (issus du DST ou de la première opération welltesting). Le suivi de l'évolution est annuel compte tenu des data disponibles de welltest et afin de constater l'évolution significative d'une année à l'autre (**Figs 58-60**).

➤ **Procédure :**

Deux principales étapes pour établir la carte de distribution du WaterCut ainsi que son évolution annuelle, à savoir :

- ✓ L'établissement d'abord de la cartes d'iso-WaterCut par le logiciel Arc-Gis par la méthode d'interpolation IDW [**Inverse distance weighting** ou **pondération inverse à la distance (PID)**]. C'est une méthode d'interpolation spatiale, permettant d'introduire le réseau de failles dans le processus pour assigner une valeur à un espace non connu à partir d'un semis de points connus.
- ✓ Etablir des cartes Delta WaterCut, basé sur la dérive du WC par rapport au temps en vue de cibler les zone touchées par un changement rapide et significative durant une année d'exploitation.
- ✓ Ce changement peut être exprimé par la formule :

$$\frac{\partial WC}{\partial t} = \frac{WC_{i+1} - WC_i}{t_{i+1} - t_i} \quad \Longrightarrow \quad \frac{WC_{2018} - WC_{2017}}{2018 - 2017}$$

- ✓ Les résultat obtenus représentent la distribution et l'évolution de WaterCut du réservoir QH de la structure RN centrale (fig 57), (fig 58) ; fig.(59) et (Fig.60), ci-dessous.

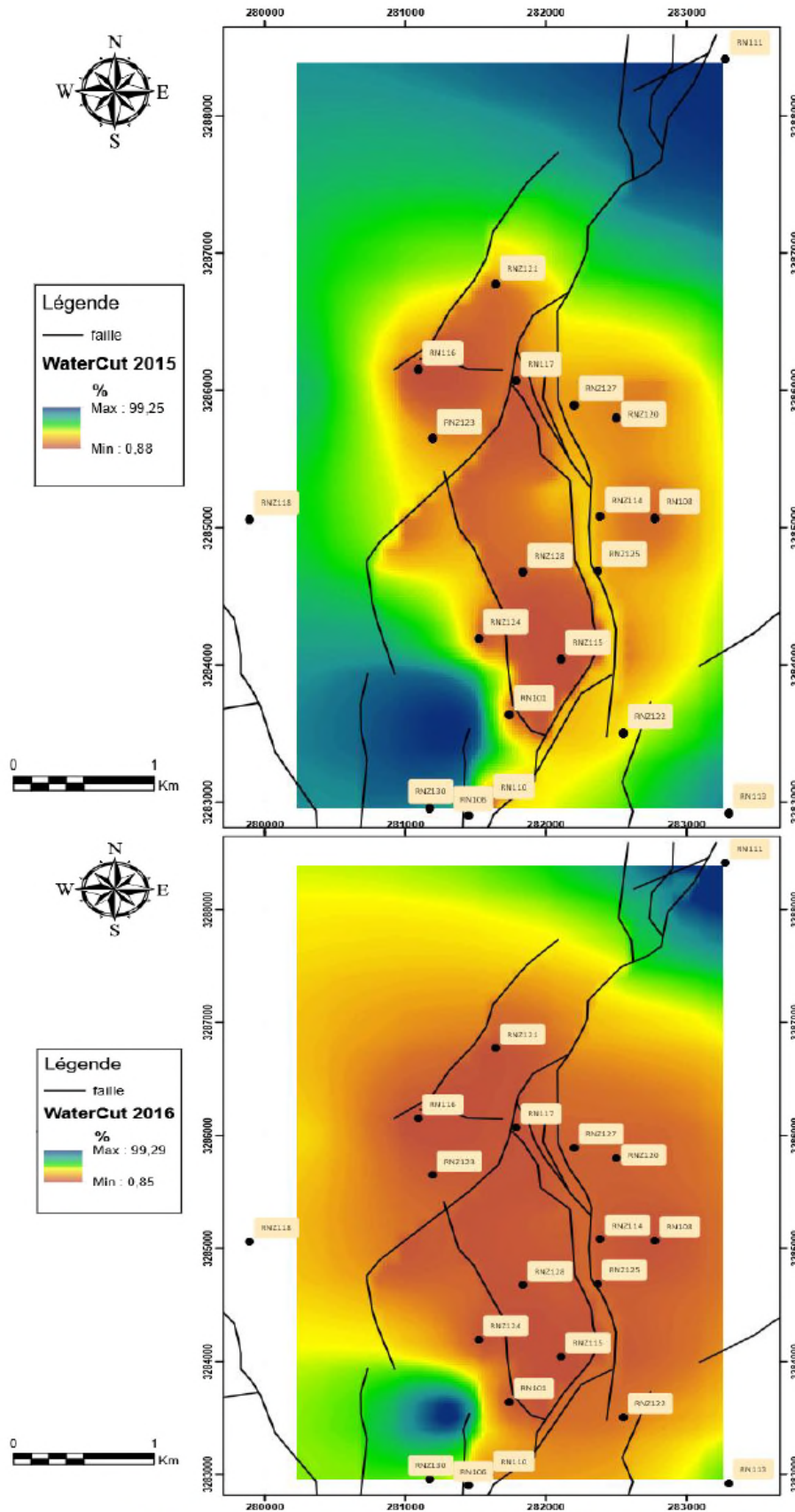


Fig.57 : Etat du WaterCut du Réservoir QH ; (Structure RN centrale) pendant l'année 2015, 2016.

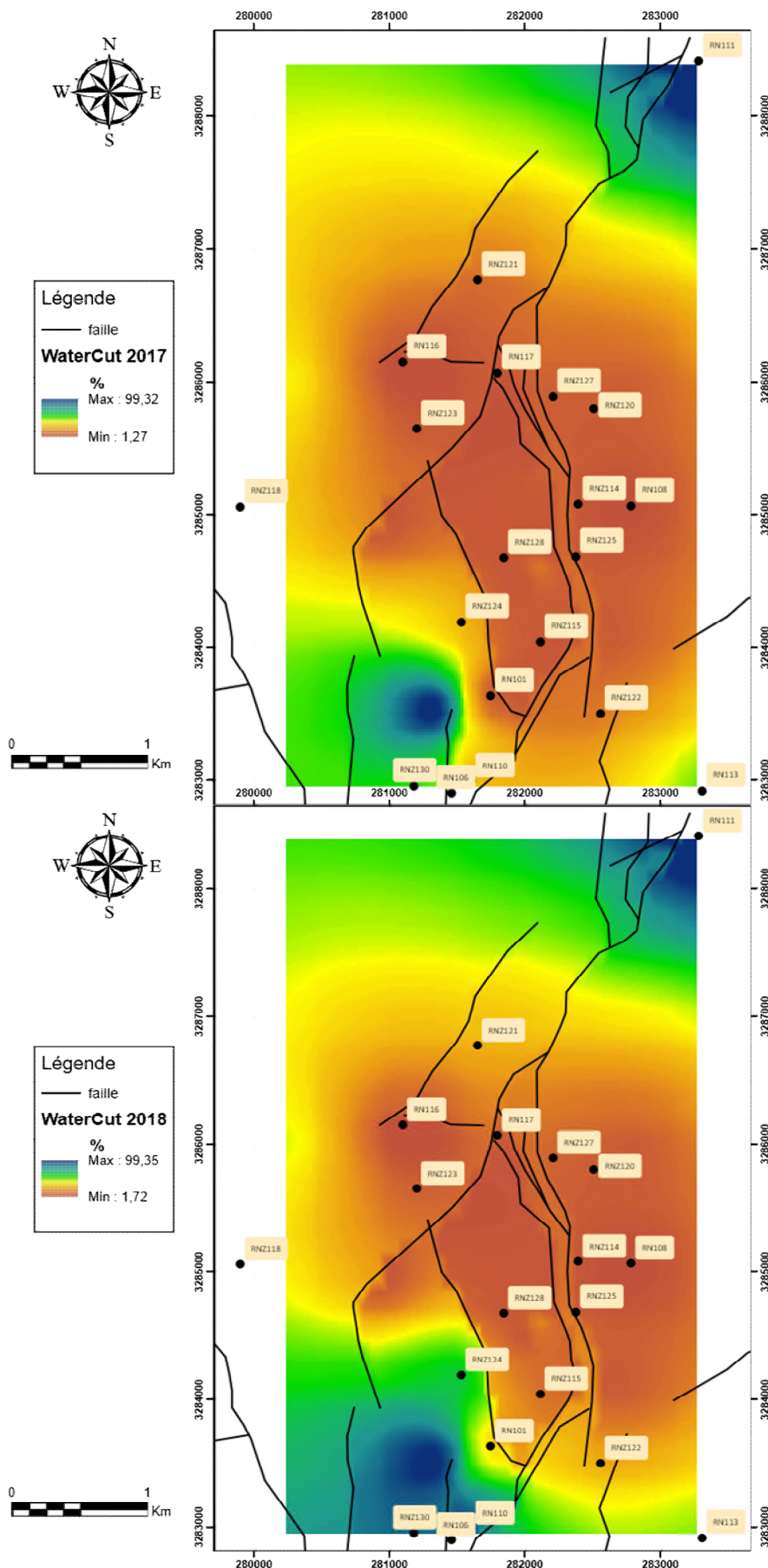


Fig.58 : Etat du WaterCut du Réservoir QH ; (Structure RN centrale) pendant l'année 2017, 2018.

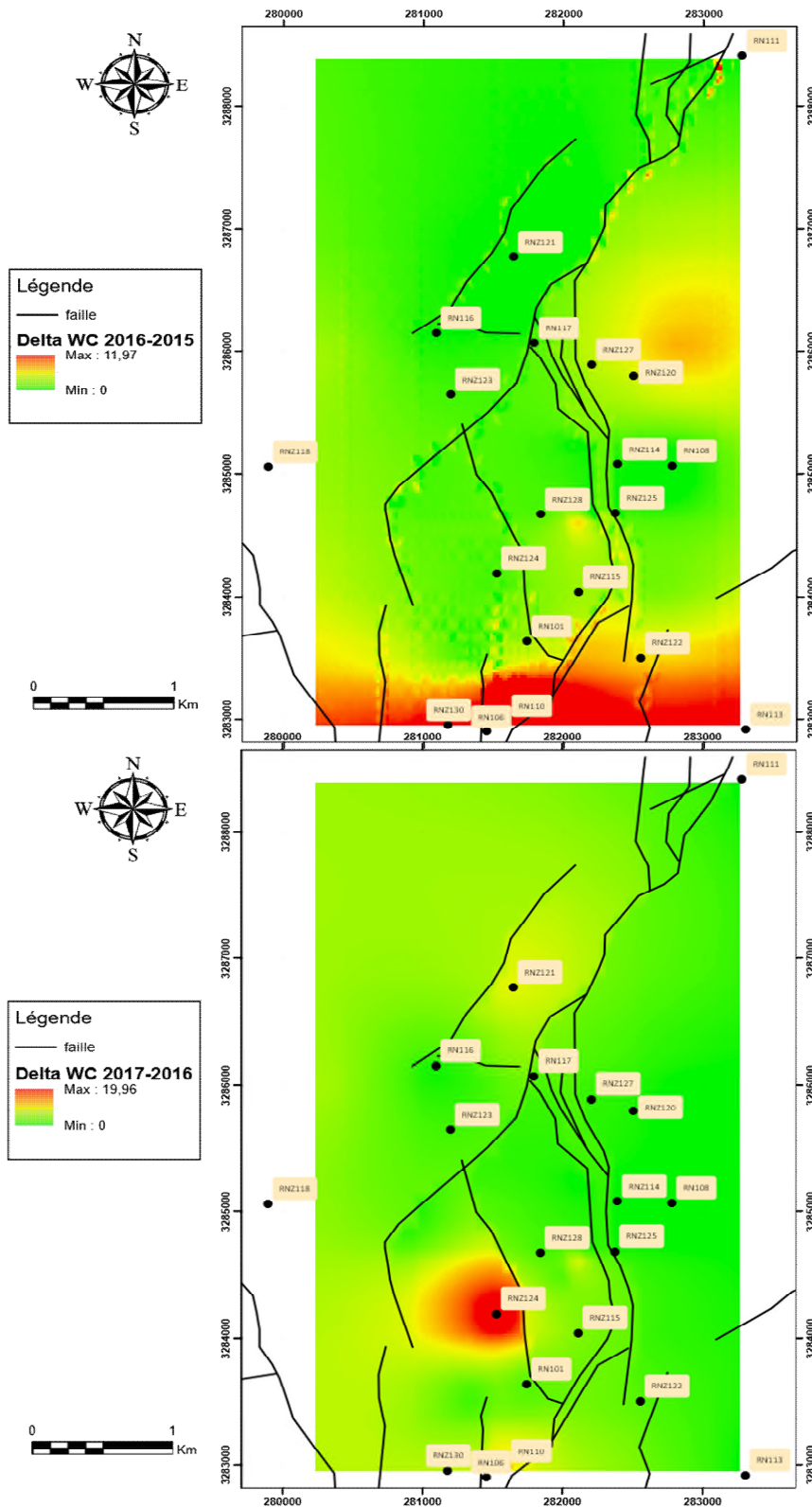


Fig.59 : Evolution du WaterCut après la 1^{ère} et 2^{ème} année d'exploitation Réservoir QH (Structure RN centrale) (2016 - 2015) (2017 - 2016)

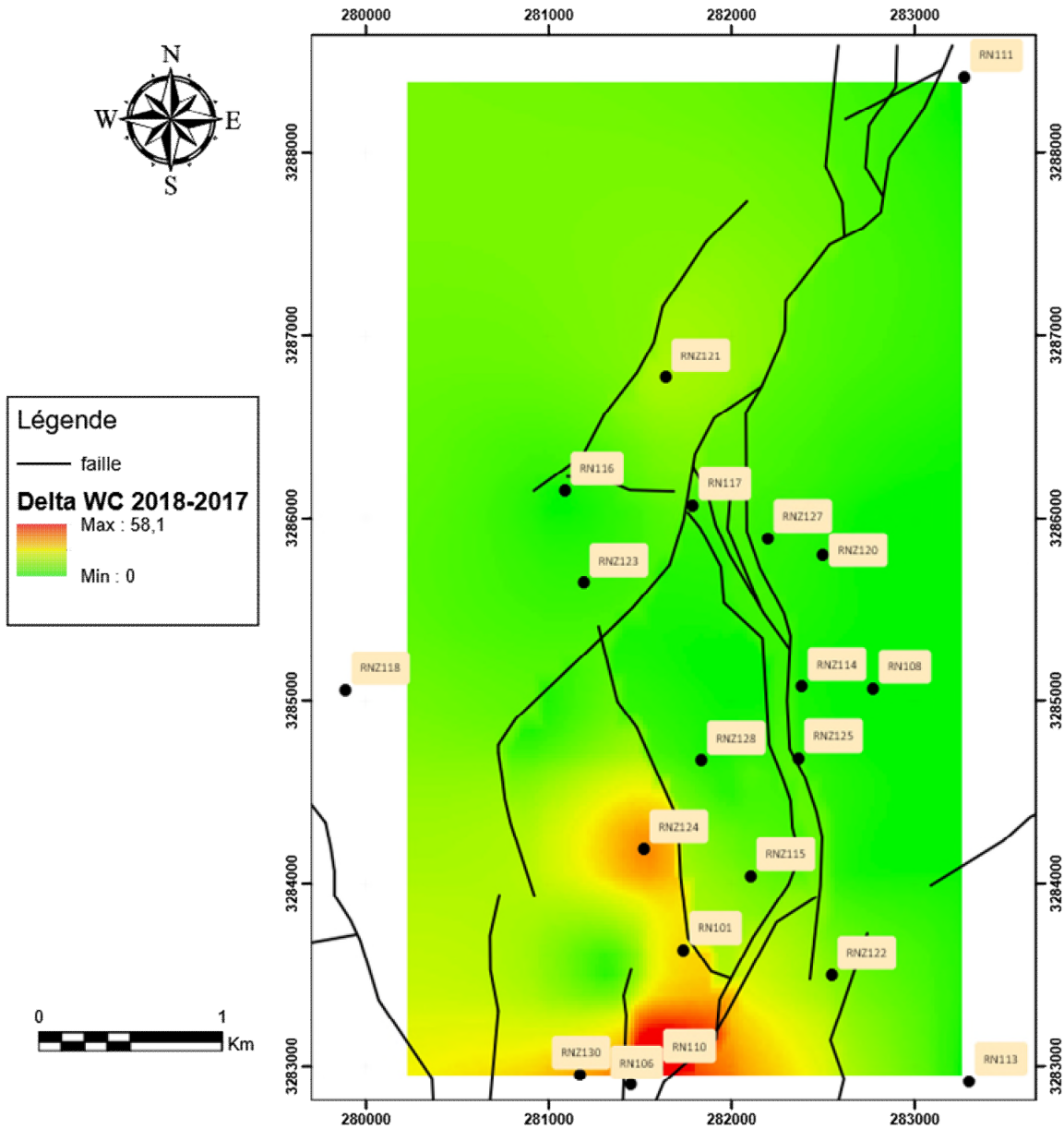


Fig.60 : Evolution du WaterCut après la 3^{ème} année d’exploitation
 Réservoir QH (Structure RN centrale) (2018 - 2017)

➤ **Interprétation des cartes du WaterCut**

A partir des cartes du WaterCut ci-dessus, on constate les principales remarques suivantes :
 Le réservoir QH de la structure RN centrale , présente un WaterCut initialement élevé au niveau des zone limitrophes au Nord-Est (puits RN111) et Sud Ouest (puits RNZ130). Ces deux zones représentent apparemment les limites de la structure , caractérisés par la présence d’un aquifère actif . Ainsi , du 2015 au 2018 , l’évolution peut être résumé en trois phases :

- En début d'exploitation 2015 , on remarque qu'il y a une stabilité légère du WaterCut , exception faite pour les zones extrêmes sud –Ouest et Nord-Est , qui affichent un WaterCut élevé .
- Vers la fin 2015 , se développe un WC remarquable de l'ordre de 11.9 % et a aux alentours du puits RNZ120 provoquant le percement de ce puits à cause de la salinité d'eau et conduisant à sa fermeture total .
- A partir de 2016 et 2017 le WaterCut c'est nettement augmenté vers le sud (RN110) et RN106 et RNZ130 jusqu'au RNZ124 , ce qui confirme que cette zone est affecté par un aquifère actif risque d'envahir toute la partie Sud-Ouest et Centre – Ouest du réservoir et est considéré comme la cause principale de l'arrivée précoce de l'eau dans les puits sus-cité. (RN110 et RNZ130) particulièrement.

➤ **Discussion et synthèse :**

De ce qui précède , il ressort qu'il y a initialement deux zones qui présentent un fort WaterCut liées principalement à la présence d'un aquifère actif .

Toutefois, étant donné que le réservoir Quartzite Hamra est tight dont la perméabilité matricielle est très faible (0.1 md) comme démontré plus haut, l'expansion de cette aquifère vers la zone centrale ne peut être favorisé que par le réseau de fracture naturel affectant la structure.

L'étude de la distribution spatiale des failles et fractures et l'établissement d'un modèle structurale du réservoir QH plus détaillé , est primordial dans l'avenir proche afin d'apporter plus de précision sur le comportement hydrodynamique (évolution du WaterCut de ce réservoir) et permettra le monitoring des différents paramètres pour une exploitation optimale .

4. Conclusion

Compte tenu de l'objectif tracé, ce chapitre a permis l'évaluation par différentes méthodes, de l'apport et l'impact de la fracturation à l'échelle du puits et du réservoir. A l'échelle du puits , l'analyse des carottes , appliquée sur les deux puits RN103 et RN104 , nous a permis d'examiner et quantifier visuellement les trois types

de fractures. Ainsi , un nombre important de stylolites généralement de type tectonique (pendage vertical), des fractures ouvertes , semis ouvertes et colmatées en silice ou en pyrite a été localisé sur les carottes des deux puits.

La densité de fracture moyenne est faible au niveau de RN103 (0.28 F/m par rapport à celle de RN104 (1.27 f/m) . l'interprétation de l'imagerie des parois du puits RNZ114 (dévié) a permis de révéler et de quantifier les fractures sur environ 980 m ,subhorizontal du réservoir GO et QH . Environ 360 fractures ont été identifiées par les deux outils UBI (acoustic log)et OBMI (résistiviy-log) .

Ces derniers sont classées en huit principales familles directionnelles dont la projection du profile du puits (N240) sur l'orientation des fractures permet de sélectionner deux catégories compte tenu de la contrainte maximale ($\sigma_{max H}$) à savoir ;

66,5% des fractures présentent une orientation favorable (parallèle ou légèrement oblique à la supposé $\sigma_{max H}$) et peuvent donc être une fracture ouverte ou partiellement ouverte. En revanche, **33,5%** des fractures présentent une orientation défavorable (perpendiculaire ou oblique à la contrainte horizontale maximale donc ils pourraient être des fractures complètement ou partiellement fermées.

L'analyse du test de formation du puits RNZ126 , à révéler une faible perméabilité de l'ordre de 1.36md synonyme d'un réservoir compact. A l'échelle du réservoir , l'étude de WaterCut à mis en évidence l'existence initial d'un aquifère actif au niveau de la limite extrême Nord- est et Sud –ouest de la structure RN centrale. La fracturation de la structure à jouer le rôle de chemin préféré et avantage de l'eau au cours de l'exploitation , ce qui a provoqué l'inondation de certains puits situé plus proche des axes de failles ou fractures tel que (RN110 ,RNZ130 et RN120) .

CONCLUSION GENERALE

A l'issue de cette étude qui s'est porté sur la contribution à la caractérisation et l'évaluation de la fracturation naturelle du réservoir de Quartzites de Hamra de la région RNS, les conclusions qu'il faut retenir sont :

Le réservoir de Quartzite de Hamra est formés par des grès quartzitiques très compacte d'âge Ordovicien inférieur , ayant une extension régionale et une épaisseur importante variant entre 30 à 90 m dans le bassin de Oued Mya (pourtour de Hassi Messaoud jusqu'à 350 m vers la zone de Nezla (GTL) avec des variations lithologiques , pétrographique et surtout structural aussi bien latéralement que littéralement .

Toutefois, bien qu'épaisses et continues, ses paramètres matriciels sont très faible (perméabilité de 0.1mD et une porosité de 2 à 5%) , ce réservoir ne peut être exploité qu'à travers un réseau de fracture naturel ou artificiel (fracturation hydraulique)

L'étude géologique régional de ce réservoir a révélé que les Quartzites de Hamra sont déposés dans un environnement de type shoreface (avant plage) caractérisé par une absence d'argile franche et une profondeur d'environ 10 m, ayant subis au cours des temps géologiques un processus de diagenèses long et complexe durant le quel leur structure initiale s'est grandement modifiés par phénomène de subsidence (enfouissement , compaction , solidification, dissolution, et précipitation des carbonates) ce qui a modifié les propriétés mécaniques de cette formation et entraîné la dégradation totale de sa porosité .

A cette histoire de la diagenèse, succède une histoire complexe de la déformation qui a affectée cette formation comme conséquence des multiples contraintes tectoniques multiphasiques (anti-hercynienne et post-hercynienne), qui ont secoués la région durant lesquelles il y a eu création des fractures microscopiques et macroscopiques.

L'étude pétrographique a montré que les « Quartzites de Hamra » sont classées dans les quartzarénites (ou arénites quartzitiques), c'est-à-dire des roches constituées essentiellement de grains de quartz associés à quelques minéraux lourds résistants (pyrite). Au niveau de la région Rhourde Nouss , il a été démontré que l'épaisseur des quartzites de Hamra varient entre 130 à 250 m caractérisés par une fracturation intense provoquant des structures complexes et particulières telle que la structure en fleur du gisement RN

centrale. Aussi , l' architecture interne constitué de quatre principaux électro- faciès défini par GR et Résistivité, pour les QH(QH1 au QH4) ainsi que pour les GO (GO1 au GO4) dont les limites n'y sont pas totalement bien précises .

Au niveau de la structure RN centrale , nous avons démontré que la particularité se résume surtout dans la complexité structurale confirmé par la carte du toit des Quartzites de Hamra et les sections sismiques . Ainsi le toit des QH vari entre 2800m et 4000m, avec un axe de symétrie central orienté N-S, la structure générale est en forme de voute allongée N-S qui s'élargie en allant vers le nord, traversée par un réseau de faille qui lui acquière une allure accidentée. La zone haute occupe le centre de la région sur environ 3km de long et 1,5 km de large où se concentre la plupart des puits exploitant actuellement ce réservoir via la faveur d'un réseau de fracture très dense mais qui n'est pas toujours profitables .

L'évaluation de ce réseau de fracture étant l'objet et l'objectif de notre mémoire , son évaluation a été réalisé a l'échelle du puits en profitant de l'apport des différentes méthodes pour examiner l'impact et l'apport réels de la fracturation sur la productivité et la rentabilité des puits.

L'analyse des carottes , appliquée sur les deux puits RN103 et RN104 , nous a permis d'examiner et quantifier visuellement les trois types de fractures. Un nombre important de stylolites généralement de type tectonique (pendage vertical), des fractures ouvertes , semis ouvertes et colmatées avec des colmatant siliceux ou pyriteux a été localisé sur les carottes des deux puits avec une densité de fracture variant entre 0.28 à 1.27 (F/m)

L'interprétation de l'imagerie des parois du puits dévié RNZ114 par les deux outils UBI (acoustic log)et OBMI (résistiviy-log) a permis de quantifier environ 360 fracture sur les 980 m, pour les deux réservoir de Grès de Ouargla (GO) et QH dont 300 fractures ont été identifiées par l'UBI . L'orientation des fractures par rapport à la contrainte maximale et le profile du puits a permis de sélectionner deux catégories à savoir ;

- ✓ **66,5%** sont des fractures orientés parallèle ou légèrement oblique à (σ_{max} H) et peuvent donc être une fracture ouverte ou partiellement ouverte (favorable)

- ✓ **33,5%** sont des fractures orientées perpendiculaire ou oblique à la contrainte horizontale maximale donc ils pourraient être des fractures complètement ou partiellement fermées (défavorable).

L'analyse du test de formation du puits RNZ126, à révéler une faible perméabilité de l'ordre de 1.36md qui pourrait être lié à une fracture semi ouverte non repérée par les conditions de test (Build up insuffisant).

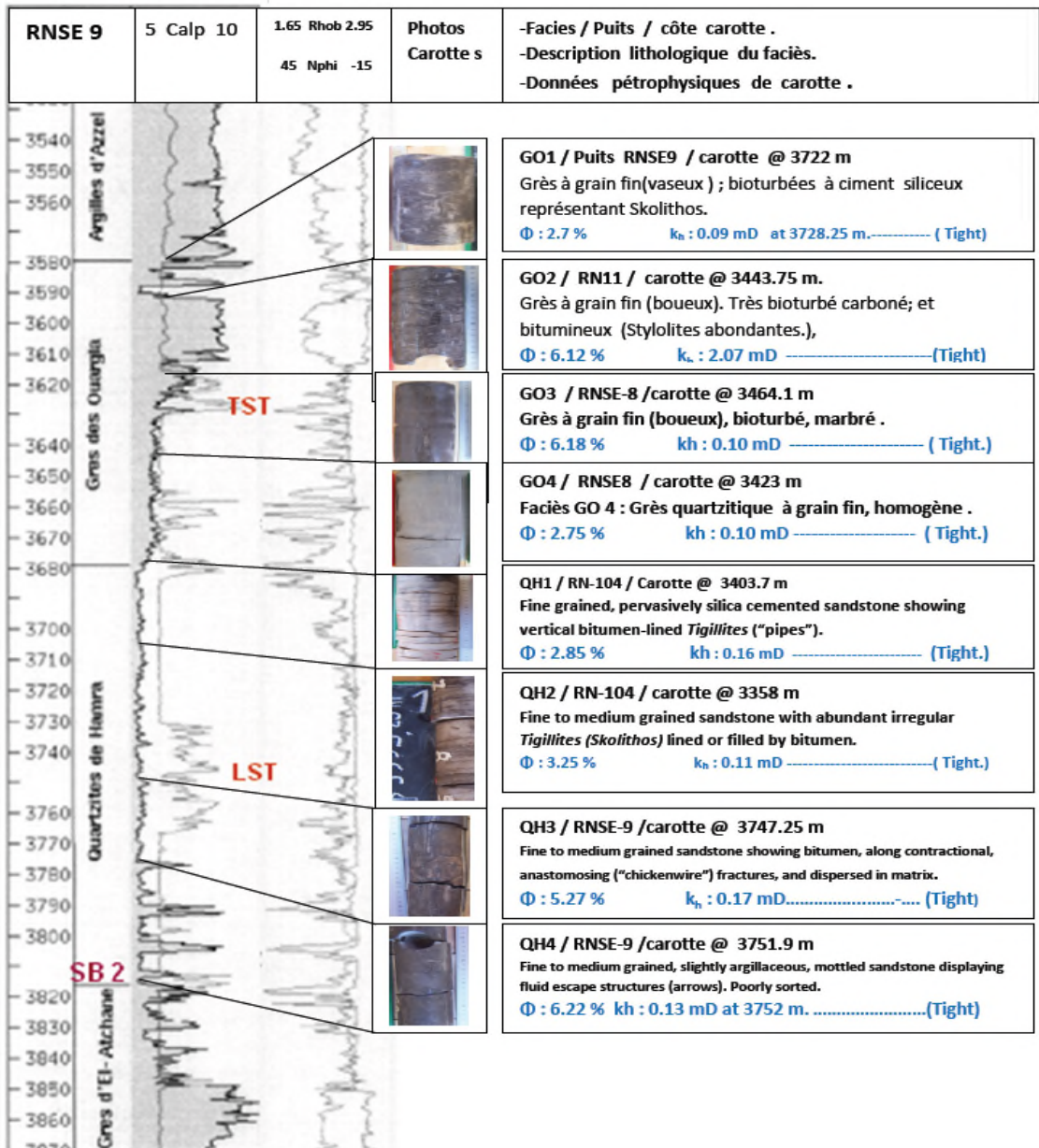
L'étude de WaterCut a mis en évidence l'existence initial d'un aquifère actif au niveau de la limite extrême Nord-est et Sud-ouest de la structure RN centrale. La fracturation de la structure à jouer le rôle de chemin préféré et avantage de l'eau au cours de l'exploitation, ce qui a provoqué l'inondation de certains puits (RN110, RNZ130 et RN120) situés plus proche des axes de failles ou fractures au bout d'une période assez courte.

En guise de perspective,

1. Il est recommandé d'effectuer une étude géostatistique de la distribution spatiale des failles et fractures et l'établissement d'un modèle structural conséquent du réservoir QH de la structure RN centrale. Cette étude va définir les échelles de régionalisation ainsi que les trends favorables.
2. L'implantation de nouveaux puits sur la structure RN centrale n'est pas favorisée actuellement avant la mise à jours du modèle de fracture recommandé plus haut, sachant que 07 puits parmi les 20 ont été fermés après la chute de leur potentiel alors que d'autres puits sont déjà noyés (effet du WaterCut).
3. Maintenir une exploitation rationnelle des puits notamment les plus géants par l'application stricte des résultats tracés par l'interprétation des Welltest.
4. Éviter la manipulation par l'ouverture ou la fermeture arbitraire et brusque des puits car provoque le déséquilibre du comportement des puits QH (considérés comme non conventionnels) et provoque la propagation rapide du WaterCut.
5. Un suivi rigoureux des paramètres d'exploitation des puits en service est crucial afin de permettre le monitoring du réservoir qui est le facteur clé de toutes les décisions postérieures.

Annexe

ANNEXE 1



**Fig.1 : Découpage électro-faciès vs environnement de dépôt
(Réservoir QH+GO / champs de RN)**

ANNEXE.2

Donnée d'Analyse pétro-physique des carotte 1 & 2 _ RN110

Classification des porosités et perméabilité (d'après Monicard)

Porosité d'une roche :

Est définie et exprimée comme le pourcentage du volume des vides par rapport au volume total de la roche. On distingue :

- **La porosité primaire :**

C'est le volume total des vides dans la roche obtenu juste après sédimentation.

- **La porosité secondaire :**

C'est le volume obtenu dans la roche après fissuration, fracturation, dissolution ou altération.

- **La porosité effective ou utile :**

C'est le volume des vides connectés entre eux.

Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoirs est :

- Faible si elle est inférieure à **5 %**.
- Médiocre si elle est comprise entre **5 %** et **10 %**.
- Moyenne si elle est comprise entre **10%** et **20 %**.
- Bonne si elle est comprise entre **20 %** et **30 %**.
- Excellente si elle est supérieure à **30 %**.

La Perméabilité d'une roche :

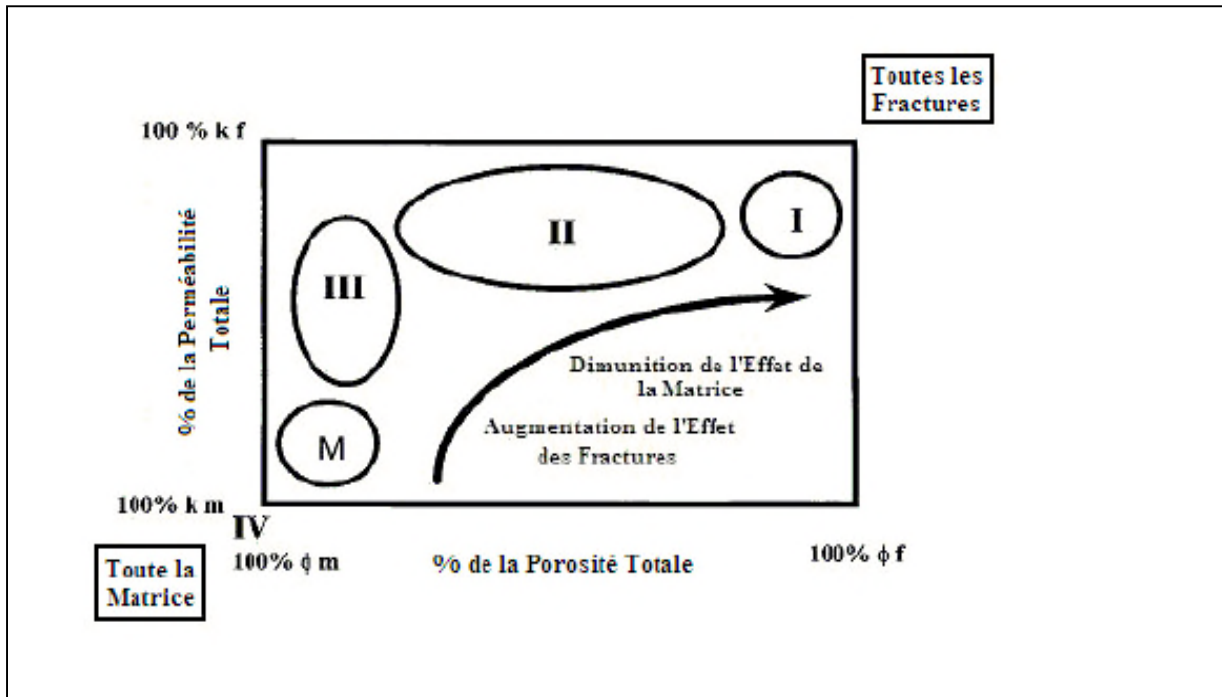
Est la facilité avec laquelle cette roche permet la circulation d'un fluide donné , elle dépend fortement de la taille des grains , de la porosité et de la saturation. La perméabilité est :

- Très faible si elle est inférieure à **1 md**.
- Faible si elle est comprise entre **1 md** et **10 md**.
- Médiocre si elle est comprise entre **10 md** et **50 md**.
- Moyenne si elle est comprise entre **50 md** et **200 md**.
- Bonne si elle est comprise entre **200 md** et **500 md**.
- Excellente si elle est supérieure à **1 md** et **10 md**.

Annexe.3

Classification des réservoirs fracturés naturels

Les réservoirs fracturés sont classés en fonction de la contribution des fractures dans la porosité et la perméabilité du réservoir en quatre types suivants (Fig.):



Types de réservoirs Fracturés , k_f =perméabilité de fracture ; ϕ_f : Porosité de fracture (d'après ; Nelson, 2001; Tiab et Donaldson,2004).

Type I :

Les fractures fournissent l'essentiel de la porosité et de la perméabilité du réservoir. Dans ce type de réservoir, le calcul de la porosité de fractures où le volume de fractures par puits a une importance primordiale. La connaissance précise de ce volume doit être acquise dès que possible pour évaluer les réserves totales obtenues par puits et de prédire si les débits initiaux élevés seront maintenus ou diminueront rapidement avec le temps. L'estimation de la largeur et l'espacement de la fracture sont essentiels. Parmi les réservoirs fracturés on trouve le champ d'Amal en Libye, Iapaz et Mara au Venezuela et les réservoirs précambrien dans l'est de la Chine.

Type II :

Les fractures fournissent l'essentiel de la perméabilité du réservoir à l'exemple des champs de Kirkuk en Iraq et Asmari en Iran.

Type III :

Les fractures aident à la perméabilité dans les réservoirs productifs : ce type de réservoir est rencontré dans le champ de Monterey en Californie et le réservoir Spraberry dans l'ouest du Texas.

Type IV :

La fracture ne fournit pas une porosité additionnelle ou une perméabilité supplémentaire, mais elle crée une importante anisotropie du réservoir (barrière de perméabilité). Ces champs sont parfois non rentables du point de vue économique pour pouvoir les développer.

Les calculs précis de la porosité de fractures dans les réservoirs fracturés de **Type II et III** sont moins importants parce que le système de fracture ne fournit que la perméabilité.

ANNEXE-4**Donnée d'Analyse pétro-physique des carotte 1 & 2 _ RN110**

DEPT	CNUM	K	Etat	PHI	DEN	DEPT	CNUM	K	Etat	PHI	DEN
3410	1	0,04		6,69	2,64	3417,5	1	0,03		3,24	2,65
3410,2	1	0,02		5,496	2,64	3417,75	1	0,32	F	4,27	2,65
3410,3	1	0,03		6,42	2,65	3418,03	1	0,03		5,05	2,65
3410,5	1	0,24		6,27	2,65	3418,2	1	0,04		4,462	2,64
3410,8	1	0,05		5,31	2,65	3418,28	1	0,37	F	4,41	2,65
3411	1	0,06		5,44	2,65	3418,51	1	0,02		2,74	2,63
3411,2	1	0,05		5,045	2,64	3418,76	1	0,02		2,44	2,64
3411,3	1	0,05		6,64	2,65	3419,25	1	0,03	F	4,85	2,65
3411,5	1	0,37	F	6,85	2,66	3419,3	1	0,05	C	4,732	2,64
3411,8	1	0,03		5,71	2,64	3419,5	1	0,03		3,73	2,65
3412	1	0,03		4,99	2,65	3419,75	1	0,08		4,56	2,65
3412,2	1	0,02		4,785	2,64	3420	1	17,38	F	4,55	2,65
3412,3	1	0,05		5,49	2,65	3420,23	1	0,04		4,557	2,65
3412,5	1	0,21	F	4,77	2,64	3420,25	1	0,03		4,45	2,65
3412,8	1	0,07		4,88	2,64	3420,5	1	0,02		4,01	2,64
3413	1	0,08		5,41	2,64	3420,75	1	0,03		3,48	2,64
3413,3	1	1,38		5,98	2,65	3421	1	0,1		4,85	2,65
3413,4	1	0,05		5,102	2,64	3421,3	1	0,04		4,759	2,64
3413,5	1	13,99	F	6,27	2,64	3421,5	1	0,02		4,44	2,63
3413,8	1	0,03		4,16	2,65	3421,83	1	0,03		5,65	2,65
3414	1	0,02		3,36	2,65	3422,16	1	0,05		5,524	2,65
3414,2	1	0,04		3,772	2,65	3422,5	1	0,12	F	5,56	2,65
3414,3	1	0,17	F	3,98	2,65	3422,75	1	0,1	F	5,53	2,65
3414,5	1	0,08		3,24	2,66	3423,09	1	0,03		2,7	2,64
3414,8	1	0,03		2,02	2,65	3423,33	1	0,03		4,27	2,65
3415	1	0,03		1,68	2,64	3423,35	1	0,05		5,202	2,65
3415,2	1	0,03		2,324	2,64	3423,57	1	0,02		3,02	2,64
3415,3	1	0,04	C	2,91	2,65	3423,8	1	0,03		2,83	2,64
3415,5	1	0,02		2,05	2,65	3424	1	0,02		3,32	2,64
3415,8	1	0,02		3,32	2,65	3424,16	1	0,03		4,308	2,65
3416	1	0,02		2,59	2,65	3424,25	1	0,02		4,28	2,64
3416,1	1	0,03		2,574	2,64	3424,5	1	0,04		4,29	2,64
3416,3	1	0,05		2,5	2,65	3424,75	1	0,03		4,53	2,64
3416,5	1	0,03		2,25	2,65	3425	1	0,05		5,04	2,64
3416,8	1	0,02		1,71	2,64	3425,06	1	0,03		5,38	2,65
3417	1	0,02		3,27	2,65	3425,25	1	0,03		4,07	2,64
3417,2	1	0,04		3,417	2,64	3425,5	1	0,02		4,22	2,64
3417,3	1	0,02		3,06	2,65	3425,75	1	0,04		4,25	2,64

DEPT	CNUM	K	Etat	PHI	DEN
3426,3	1	0,03		4,24	2,64
3426,4	1	0,05		5,064	2,64
3426,6	1	0,04		5,17	2,64
3426,8	1	0,04		4,5	2,64
3427	1	0,02		4,17	2,64
3427,2	1	0,03		4,637	2,65
3427,3	1	0,03		3,88	2,63
3427,5	1	0,04		3,59	2,64
3427,8	1	0,02		3,67	2,64
3797,2	2	0,13		5,08	2,65
3797,2	2	7,71	F	4,93	2,66
3798,3	2	0,06		3,96	2,64
3798,3	2	0,04		4,8	2,64
3798,5	2	0,12		5,16	2,64
3799,1	2	0,2		4,18	2,64
3799,3	2	0,05		3,42	2,64
3799,3	2	0,06		3,32	2,64
3799,5	2	0,04		3,98	2,64
3799,8	2	0,23	C	4,72	2,64

DEPT	CNUM	K	Etat	PHI	DEN
3800	2	0,08		4,22	2,64
3800,25	2	0,05		5,37	2,69
3800,39	2	0,05		3,97	2,64
3800,75	2	0,37		4,49	2,64
3801,27	2	116,5	F	6,49	2,64
3802,32	2	0,12		4,58	2,64
3808,04	2	0,1		4,27	2,64
3808,48	2	0,06		3,11	2,64
3808,75	2	0,05		5,02	2,64
3809,08	2	0,1		2,97	2,64
3809,3	2	0,08		4,15	2,64
3809,39	2	0,09		6,51	2,64
3810,37	2	0,15		4,18	2,64
3810,5	2	0,03		4,49	2,64
3810,75	2	0,03		3,32	2,64
3811,55	2	0,04		4,16	2,64
3811,77	2	0,36	F	4,48	2,64
3812	2	0,45	F	4,24	2,64
3812,25	2	0,03		3,21	2,64

ANNEXE -5

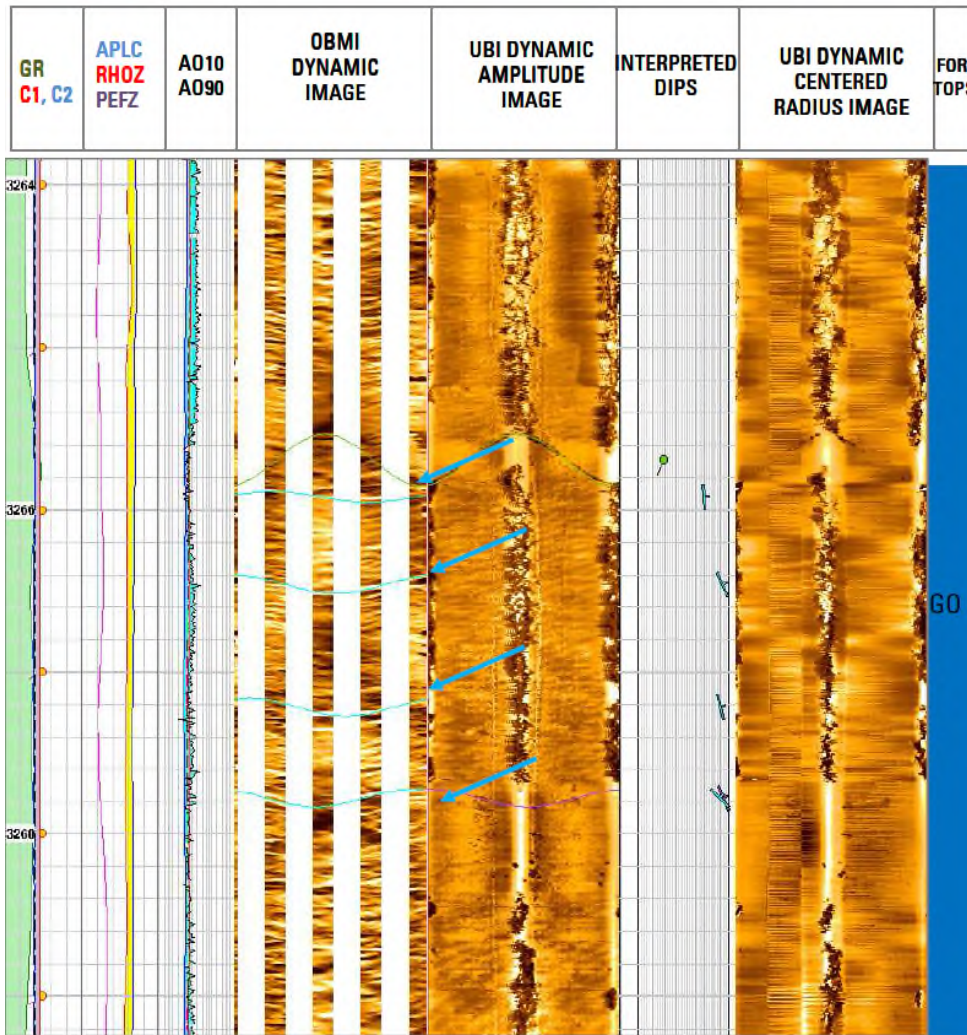
Image de l'Outils UBI _Trou Ouvert 6" _Puits RNZ114

Fractures résistives_réservoir GO (3260 -3268 m)



RNZ-114

Job Number: 101036



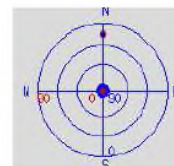
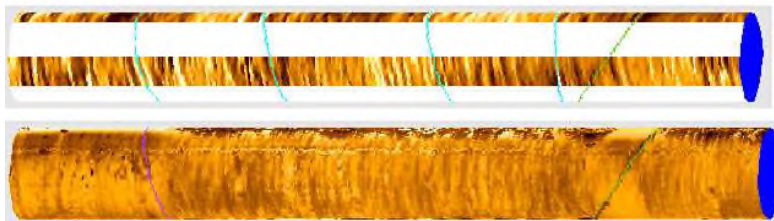
Legend

- Bed Boundary True Dip (Deg) -10 100
- LAA Fractures True Dip (Deg) -10 100
- HAA Fractures True Dip (Deg) -10 100
- Resistive Fractures True Dip (Deg) -10 100
- Conductive Fractures True Dip (Deg) -10 100

Area Shading

- Shaliness
- Invasion
- C1-C2
- Sand
- Shale

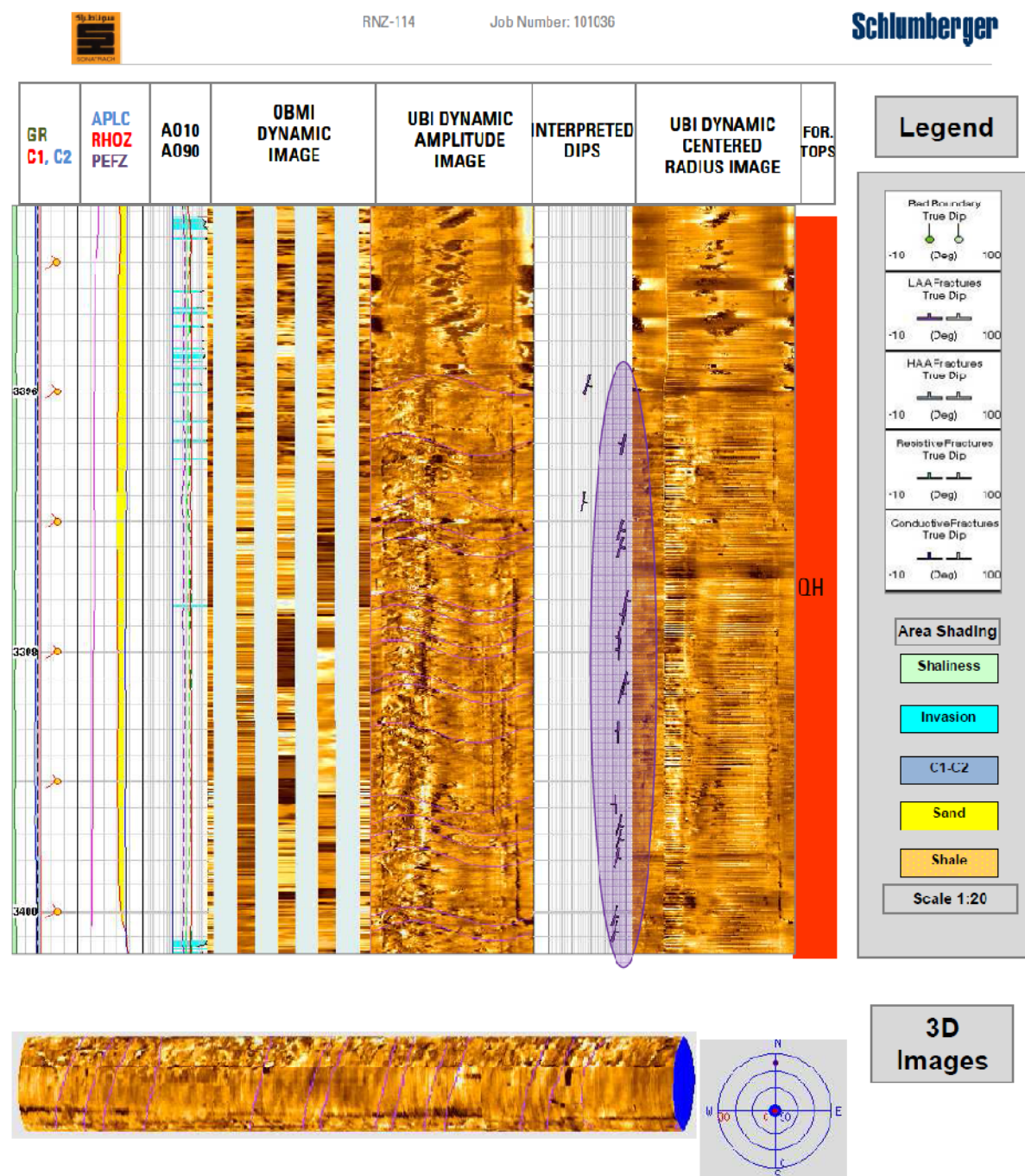
Scale 1:20



**3D
Images**

Image de l'Outils UBI _Trou Ouvert 6'' _Puits RNZ114

Densité de fracture _Réservoir QH (3396 – 3400)



ANNEXE.6

Donnée d'Analyse pétro-physique des carotte 1 & 2 _ RN110

Procédure du logiciel Saphir et data nécessaires

Interprétation du test de puits conformément à la procédure d'utilisation du logiciel Saphir :

- Préparer d'abord les données dans le format approprié, téléchargement des données, QC et choix d'une gauge pour l'analyse.
- Préparer les différents data du (PVT, pétrophysiques & puits)
- Synchroniser les données de pression et de débit & déterminer **T0** et **Pwf** correspondant.
- Saisir les données par ordre de priorité conformément à la l'interface du logiciel (fig.5) ci-dessous
- Extraire build-up period et généré les graphes log-log et semi-log
- Identifier l' **IARF** période de la courbe P et vérifier la période correspondante sur le graphe semi-log.
- Calculer les paramètres kh, skin et wellbore storage .

Enfin le logiciel va nous fournir ,les résultats en forme de graphes (pression en fonction de temps) , soit logarithmique, semi logarithmique).

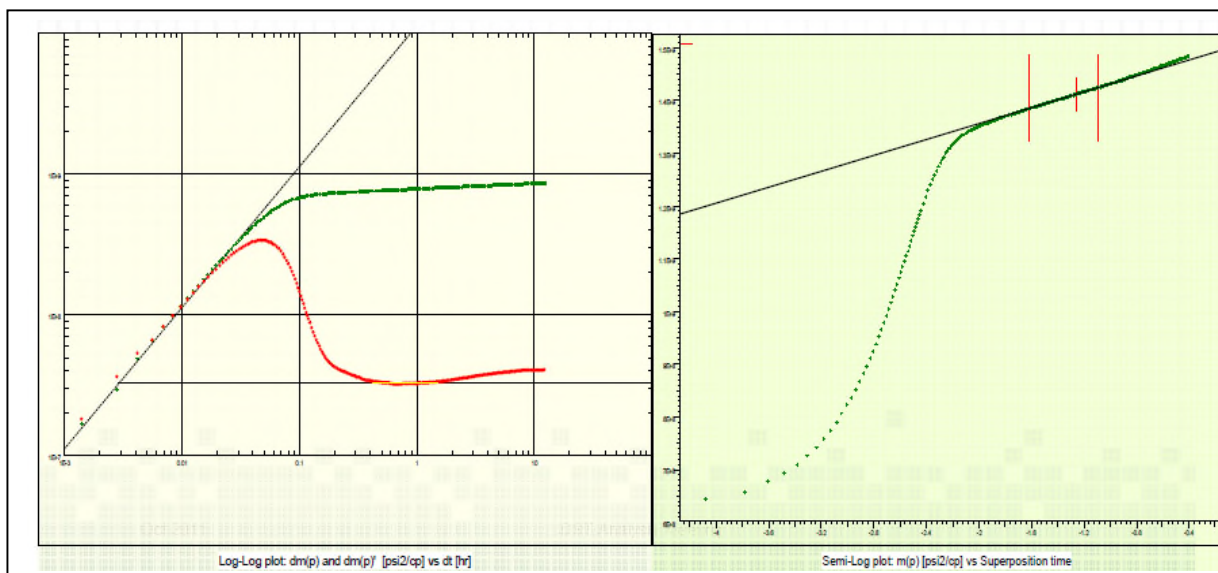
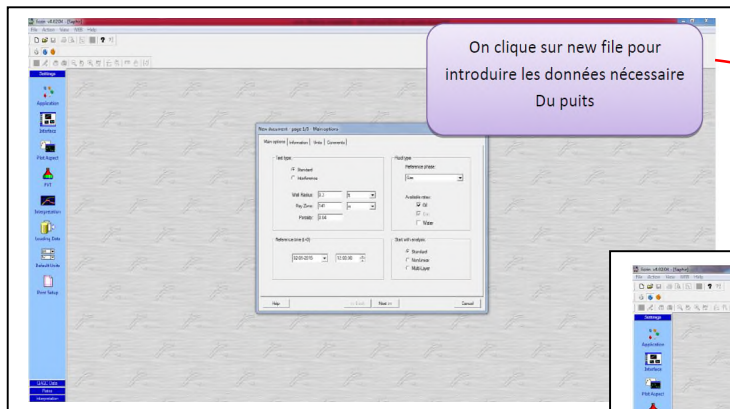
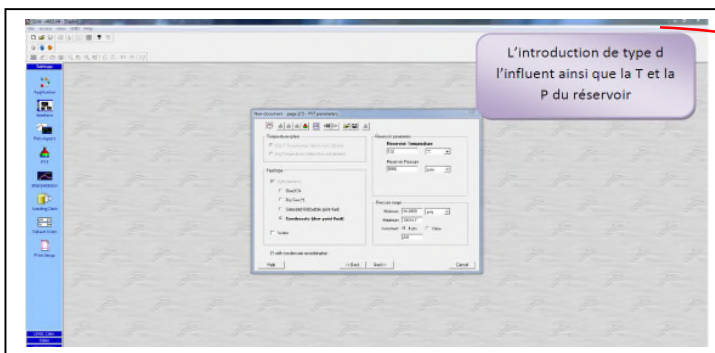
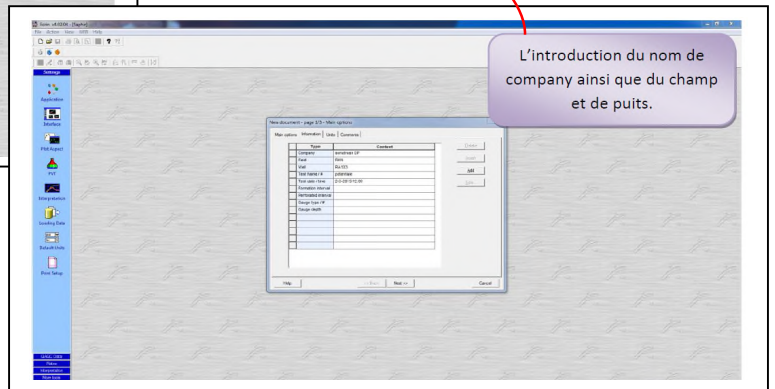


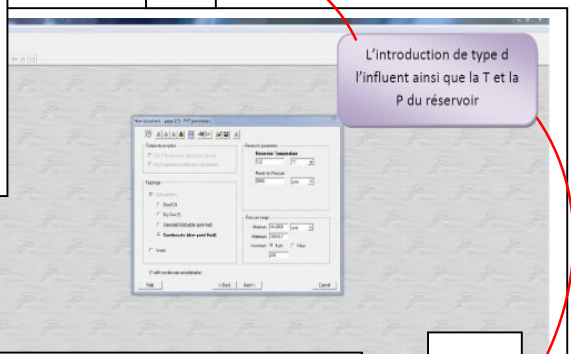
Fig.1 : Courbe de test type logarithmique et semi-logarithmique issus du logiciel Saphir



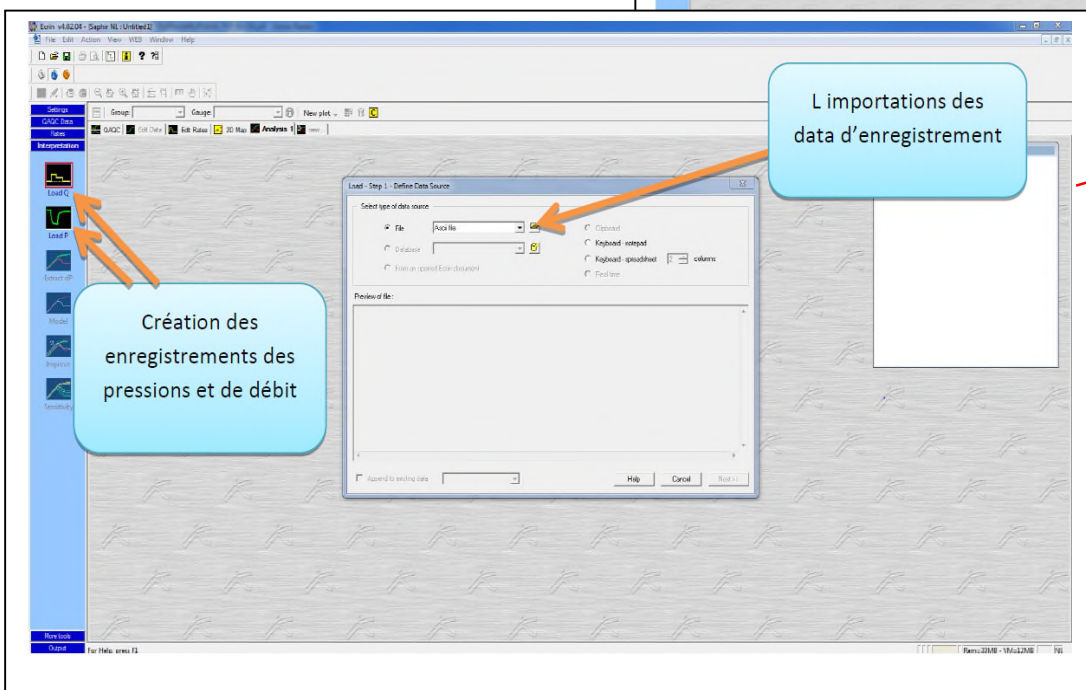
1



2



3



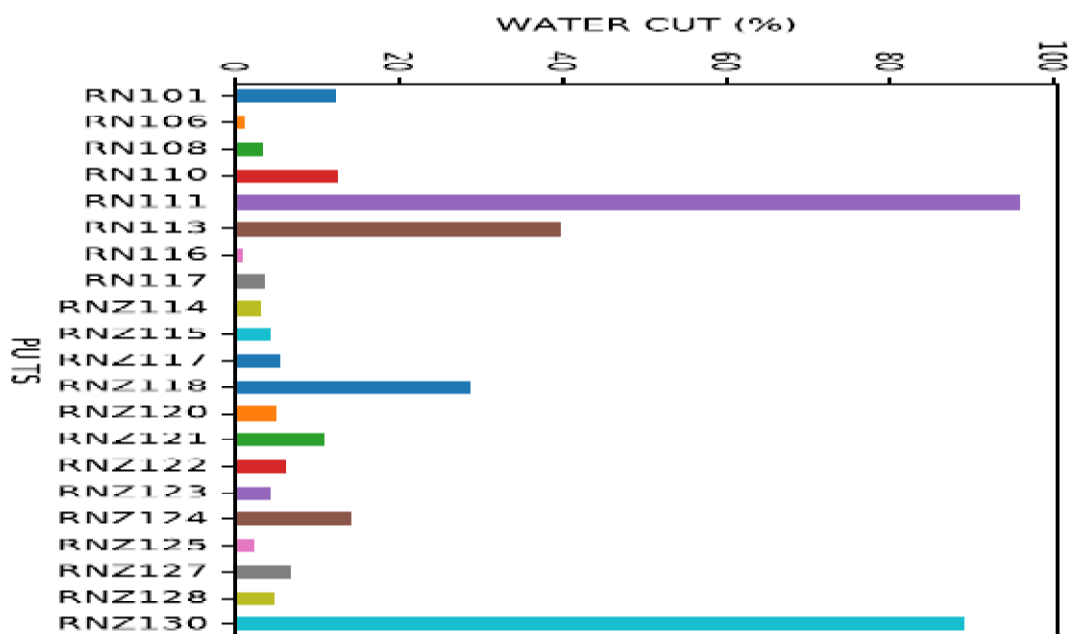
Procédure de saisi des data sur le logiciel « Kappa saphir » pour l'interprétation des tests de puits

ANNEXE.7_ Tableau des données de WaterCut

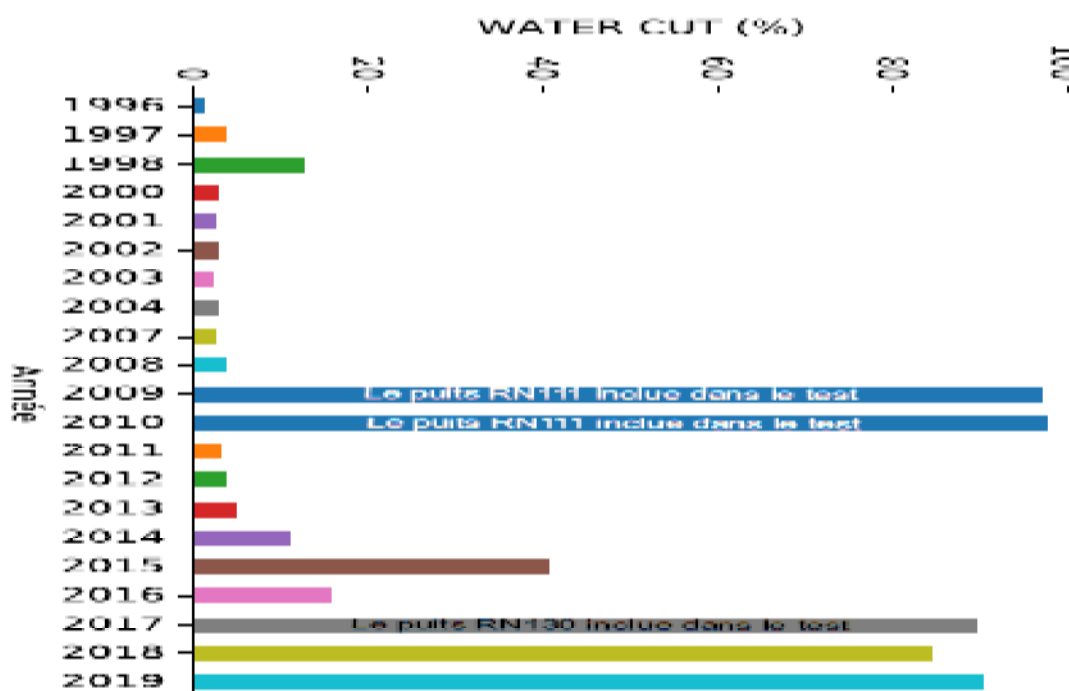
Wells	X	Y	WC_2015	WC_2016	WC_2017	WC_2018
RN101	281737,96	3283634,00	1,833483	3,12546	4,647942	29,99336
RN108	282774,28	3285065,45	3,566351	3,3320	3,275896	3,486
RN110	281595,81	3282990,08	2,277534	14,52066	24,45893	84,19892
RN111	283274,49	3288412,85	99,9695	100,00	100,00	100,00
RN113	283300,05	3282920,01	39,75292	45,00	45,00	45,00
RN116	281090,00	3286150,00	0,725862	0,725862	0,725862	0,725862
RN117	282008,63	3285441,27	3,279428	3,86255	4,391567	5,337052
RNZ114	282183,25	3284679,27	4,271975	3,6328	3,042497	4,81742
RNZ115	282115,78	3284595,93	2,99739	6,039	13,514	17,60
RNZ118	280222,69	3285977,06	28,64677	30,00	35,00	40,00
RNZ120	282802,38	3286032,62	4,741548	8,00	8,00	8,00
RNZ121	281641,05	3286771,41	3,748156	2,828097	10,57931	24,55518
RNZ122	282647,60	3284048,24	4,981078	5,7784	6,5583	7,32079
RNZ123	280885,47	3284929,30	4,123126	4,50	4,50	4,50
RNZ124	281521,81	3284190,88	2,753676	3,166541	24,46245	59,9989
RNZ125	281937,19	3284457,02	1,702667	2,9656	4,310954	5,5738
RNZ127	282056,25	3285278,56	7,186911	7,186911	7,186911	6,185779
RNZ128	281835,43	3284673,10	3,50	3,869233	4,802422	5,455399
RNZ130	281310,13	3283536,27	88,00	88,00	88,9484	90,00

ANNEXE - 8

Distribution du WaterCut par Puits (réservoir_QH_RN_Centrale)



Evolution annuelle du WaterCut (réservoir_QH_RN centrale)



Référence Bibilographique

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

1. **Beicip .Franlab ,1990** : Etude géologique de la région Rhourde Nous , Vol II, rapport Interne Sonatrach .
2. **Beicip. Franlab,1990** : Evaluation des réserves ,Vol III, Etude des accumulations, rapport interne Sonatrach.
3. **Beicip Franab ,2002** : étude sédimentologique du bassin de Berkin, rapport interne sonatrach
4. **Beicip, Franlab, 2007** : Caractérisation et évaluation des réservoirs ordoviciens du pourtour de Hassi Messaoud, Rapport interne Sonatrach.
5. **Beicip –franlab , 2008** : Etude et conseil pour le suivi du développement du projet Gassi Touil , rapport interne ,Sonatrach ,.40p.
6. **Beicip.Franlab,1995** : révision du model géologique du champs de Rhourde Nous
7. **BEICIP, 2009** :champ de rhourde nous,étude de la fracturation. document sonatrach P23
8. **Bekkouche D. ,1992** : Le Silurien supérieur - Dévonien inférieur du bassin de Ghadamès (Sahara oriental algérien) Lithostratigraphie, sédimentologie et diagenèse des réservoirs gréseux. Thèse doct. Univ. Grenoble, 255 p.
9. **BLACK, R., 1967** : Sur l'ordonnance des chaines métamorphiques en Afrique occidentale. Chronique des Mines et de la Recherche Minière 364, 225–238.
10. **BLES, J.L. (1969)** : Les relations des microfractures avec les plissements dans la région du Djebel Ben Tadjine et au „km 30“ (Chaines d'Ougarta-Sahara occidental- Algérie). Pub. Serv. Geol. Algérie 39, 193-204.
11. **BEUF et al, (1971)** : les grès de Paléozoïque inférieur au Sahara (sédimentation et discontinuité évolution structurale d'un Craton), Publ.: C.F.P. Coll. « sciences et technique du pétrole » N° : 18 P. 1-464, 357 fig., 30 Pl., 1 carte h.
12. **BIJU-DUVAL B. DE CHARPAL O., BEU S. & BENNACEF A. (1968)** : Lithostratigraphie du Dévonien inferieur dans l'Ahnet et le Mouydir (Sahara central). Publications du Service Géologique de l'Algérie, Nouvelle Série, Bulletin 38, 83–104.
13. **Boudjema A. ,1987** : Evolution structurale du bassin pétrolier « triasique » du Sahara Nord-Oriental (Algérie), Thèse doct., Univ. Paris-Sud Centre d'Orsay, France, 290 p.

14. **Bourgeois J., 1980** : A transgressive shelf sequence exhibiting hummocky cross stratification: The Cape Sebastian Sandstone (Upper Cretaceous), southwestern Oregon. *J. sedim. Petrol.*, v .50, p 681-702.
15. **Chikh B. et Amar Khodja D** : Etude Sédimentologique, Pétrographique, Diagenétique, et Modélisation géologique en 3D d'une partie du champ de Hassi Messaoud (Zone 13),
16. **DMN /SONATRACH , 1998** : REPORT on a RESERVOIR ENGINEERING STUDY of CERTAIN FIELDS of the RHOURE NOUSS REGION ALGERIA
17. **Fabre J. 1976** : Introduction à la géologie du Sahara algérien et des régions voisines. Soc. Nat. Ed. Diff. Alger. 422 p.
18. **Fabre J. 2005** : Géologie du Sahara occidentale et centrale. Musée royal de l'Afrique centrale (Ed), Tervuren, Belgique. 572p.
19. **Follot J. (1952)** : Ahnet et mouydir .19^{ème} Congr.Intern.géol,Alger .Monographie Régionale ,Série 1 ,Alger pp 1-80 -36fig
20. **HADDOUM H., GUIRAUD R. AND MOUSSINE-POUCHKINE A. (2001)** : Hercynien compressional deformations of the Ahnet-Mouydir Basin, Algerian Saharan platform: far-field stress effects of the Late Palaeozoic orogeny. *Terra Nova* 13,3, pp. 220-226.
21. **KAZI-TANI N. (1986)** : Evolution géodynamique de la bordure nord-africaine : le domaine intraplaque nord-algérien. Approche mégaséquentielle. Thèse Doc. -Sci., Univ. Pau, 784p.
22. **KHOUDJAOUI A. (2008)** : Le Dévonien inférieur de bassin de Reggane (Sahara occidentalAlgérie) : Sédimentologie, Bio-stratigraphie, et stratigraphie séquentielle. Th. Maj. Univ. Boumerdès. P.124. 27 fig., 5 tab.
23. **ECHIKH K. (1975)** : Géologie provinces pétrolifères de l'Algérie. Alger: Société Nationale d'Édition et de Diffusion, 173 pp.
24. **Massa, D. Ruhland, M., Thouvenin, J., 1972** : Structure et fracturation du champ de Hassi Messaoud (Algérie), *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, Edition Technip, v4, p 489- 534.
25. **Naouri M , 2015** : Evolution diagénétique et interprétation sédimentologique des grès ordoviciens «Quartzite Hamra» de la région de Hassi-Tarfa.Thèse Magist.Univ de Constantine,157p.
26. **Nelson, R.A., 2001**: Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, second edition. Gulf professional publishing. p323 .
27. **Rapport de fin de sondage du puits RNZ114 , 2010**, document interne Sonatrach/ PED

28. **Rapport de fin de sondage du puits RNZ110, 2009** ,document interne Sonatrach/PED
29. **Rapport d'implantation du puits RNZ126 , 2016** ,Document Interne sonatrach/.PED
30. **Tiab, 2004. D. Donaldson, E.C. :** Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, second ed. Elsevier, Oxford, 889 pp.
31. **Warren, J.E., Root, P.J., 1963 :** The behavior of naturally fractured reservoirs. Society of Petroleum Engineer Journal, 3 (3), 245-255.
32. **WEC, 2004:** Well evaluation conference: a compilation of studies carried out by Sonatrach staff and published in association with Schlumberger-France, Schlumberger, p93.
33. **WEC, 1995:** Well evaluation conference: a compilation of studies carried out by Sonatrach staff and published in association with Schlumberger-France, Schlumberger, 354 p.
34. **WEC, 2007:** Well evaluation conference: a compilation of studies carried out by Sonatrach staff and published in association with Schlumberger-France, Schlumberger, 489 p.
35. **ZAZOUN R. S. (2001) :** La tectogénèse hercynienne dans la partie occidentale du bassin de l'Ahnet et la région de Bled El'Mass, Sahara Algérien: un continuum de déformation, Journal of African Earth Sciences, Vol. 32, No. 4. pp. 669-697.

الهدف من هذه الدراسة هو توصيف وتقييم تأثير التكسير الطبيعي على إنتاجية وربحية خزان الكوارتز الحمرء في منطقة رود النوس (هيكل رود النوس المركزي). يتكون من الأحجار الرملية الكوارتزيتية السميكة والمدمجة التي تم ترسيبها في بيئة من النوع الساحلي (قبل الشاطئ). خضعت هذه الرسوبات الكوارتزيتية لتشوهات عميقة ومعقدة مما أدى إلى تدهور كلي لخصائصها البتروفيزيائية (المسامية = 2 % إلى 5 % ، نفاذية = ميلي دارسي 0.1mD). من أجل الوصول إلى الهدف ، تم استخدام عدة طرق وهي: فحص العينات الصخرية ؛ التحاليل الخاصة بـ صور الحواف الداخلية للبئر تحليل نتائج العمليات التجريبية وتطبيق طريقة المياه الغامرة. أظهر الفحص الأساسي وجود كسور صغيرة مفتوحة وكسور صغيرة نصف مفتوحة تساعد على تحسين وتنشيط الانتاج في حالة عدم انسدادها بمادة السيلاكس او البيريث. الخاصة بـ صور الحواف الداخلية للبئر أن ما يقرب من 63 % من جميع الكسور مفيدة . علاوة على ذلك ، كشف تطبيق *WaterCut* وجود طبقة مياه جوفية نشطة في أقصى الشمال الشرقي والجنوب الغربي الحد الأقصى لهيكل غرد النوس المركزي. في طبقة المياه الجوفية هذه ، زاد كسر الهيكل من تسرب المياه أثناء الاستغلال حيث أدى ذلك إلى عمرة المياه للمستويات الصخرية المنتجة مما تسبب في اغلاقها تماما وخاصة تلك التي تقع بالقرب من محاور الفوالق أو الكسور . أظهرت هذه الدراسة أنه لا يمكن استغلال خزان الكوارتز الحمرء إلا من خلال شبكة الكسور والفولق الطبيعية المفتوحة و المتشابكة.

كلمات المفتاح: الكوارتزيت الحمرء ، الخزانات المدمجة ، التكسير ، رود النوس.

RESUMÉ

L'objectif de cette étude se focalise sur la caractérisation et l'évaluation de l'impact de la fracturation naturelle sur la productivité et la rentabilité du réservoir Quartzite de Hamra de la région Rhourde Nous (structure RN centrale). Ce réservoir consiste à des grès quartzitiques compacts et épais qui ont été déposés dans un environnement de type shoreface (avant plage). Ces quartzites ont subi une diagenèse long et complexe entraînant une dégradation totale des paramètres pétro-physiques (porosité = 2 % à 5% ; perméabilité = 0.1mD).

Afin d'arriver à l'objectif, plusieurs méthodes ont été employées à savoir : un examen de carottes ; l'imagerie de puits, l'analyse des tests de formation (Welltest) et l'application de la méthode *WaterCut*. L'examen des carottes a montré l'existence des stylolites et des micro-fractures ouvertes à semi-ouverte qui améliorent la production si elles ne sont pas colmatées par la silice et la pyrite. L'analyse de l'imagerie sur le puits RN114 a permis de confirmer qu'environ 63% de la totalité des fractures sont favorables. D'autant plus, l'application du *WaterCut* a révélé initialement l'existence d'un aquifère actif au niveau de la limite extrême Nord-est et Sud-ouest de la structure RN centrale. Dans cet aquifère, la fracturation de la structure a augmenté l'échappement d'eau au cours de l'exploitation conduisant à l'inondation rapide de certains puits (RN110, RNZ130 et RN120) qui sont situés à la proximité des axes de failles ou fractures.

Cette étude a montré que les quartzites de Hamra ne peuvent être exploités qu'à travers un réseau de fracturation naturelle bien développé.

Mots clés : Quartzite Hamra, réservoirs compacts, fracturation, imagerie, *WaterCut*.

ABSTRACT

The objective of this study is focused on the characterization of the Quartzite reservoir of Hamra in the Rhourde Nous region (central RN structure) and it aims also at evaluating the impact of natural fractures on the reservoir productivity and profitability. This last consists in compact and thick quartzitic sandstones that have been deposited in a shoreface type environment (before the beach). These quartzites were experienced by long and complex diagenesis that conduct to a degradation of the petrophysical parameters (porosity = 2% to 5%, permeability = 0.1mD).

In order to reach the goal, several methods were used namely: a core examination; Borehole imagery, Welltesting analysis together with the application of the *WaterCut* method. Core examination shows the existence of open-stylolites and micro-fractures which can improve production if they are not filled up with silica and pyrite. Borehole Imagery analysis in the RN114 well has confirmed that approximately 63% of all fractures are favorable. Moreover, the application of the *WaterCut* initially revealed the existence of an active aquifer at the extreme north-east and south-west limit of the central RN structure. In this aquifer, the fracturing of the structure has increased the escape of water during the exploitation leading to the rapid flooding of some wells (RN110, RNZ130 and RN120) that are located near the faults or fractures.

This study highlights that Hamra Quartzites can only be exploited through a well-developed natural fracturing network

Keywords: Quartzite Hamra; Compact reservoirs; fracturing; imagery; *WaterCut*.