

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de science de la terre et de l'univers

Mémoire De Master Académique

Domaine : science de la terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Option : Géologie Pétrolière

-THEME-

Contribution A L'étude Géologique Et Pétrophysique De Réservoir Des Quartzites De Hamra Du Champ De Hassi Guettar Bassin Du Oued M'ya (Sud-Est Algérien)

Présenté Par :

Bouhnik Mohamed Abd el Karim

Bennamia Abderaouf

Boukheloua Zoubir

Soutenue le : / / 2021 devant la commission d'examen :

Président :	M. Benzina	MCB	Univ KMO
Rapporteur :	L.Bequiret.L	MCB	Univ KMO
Examineur :	A.Chemam	MCB	Univ KMO

Année Universitaire 2020/2021

Remerciement

Nous remercions dieu tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté

Et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.

Nous tenons à remercier chaleureusement

notre encadreur Mm. BEGUIRET Lilia de savoir et d'expérience

Pour son grand Soutien au travail.

Nous remercions vivement l'ensemble des membres du jury, en

Commençant par Ms. CHEMAM Ainsi que Mr. BENZINA

Voir accepté de juger ce travail

Nous n'oublierons pas de remercier Mr. CHACHA Mohamed Lamine et Mr ZOUZOU Oussama et Dr. BOUKHELOUA Badis et M. BENNAMIA Mohamed elmekki, Qui nous ont beaucoup aidés et soutenus par leur gentillesse et leur générosité exemplaires durant notre cursus afin de nous amener à la fin de la

formation

Enfin, grands merci à nos familles respectives et nos amis qui nous ont aidés

Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près

ou de loin à la réalisation de ce mémoire

Dédicace

Je tiens C'est avec grande plaisir que je dédie ce modeste travail:

À l'être le plus cher de ma vie, ma mère.

A celui qui m'a fait de moi un homme, mon père.

A Mes chers Frères et Sœurs.

A Le petit enfant ABDESSALEM ghettas

À tous mes amis de promotion de 2 année Master GÉOLOGIE,

toute personne qui occupe une place dans mon cœur.

A tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom

BOUHNİK.

je dédie ce travail à tous ceux qui ont participé à ma réussite.

roufi et zoubir vous êtes dans ma cœur...

Bouhnik Mohamed Abd El Karim



Dédicace

Tous les mots ne suffisent pas pour exprimer la gratitude, l'amour, le respect, Confession de ceux qui sont restés debout et ont travaillé dur pour arriver à ce grand jour : je dédie ce mémoire de master à : Au modèle et source de soutien éternel et source joie et bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, au cher père, que Dieu le protège et prolonge sa vie.

Je dédie ce travail à la source de mes efforts et au flambeau de mon cœur qui m'a illuminé de succès et source de vie et de bonheur.

C'est ma chère mère, que Dieu la protège et prolonge sa vie Ainsi qu'à mes frères, chacun en son nom, qui ont toujours été un soutien et un soutien dans la vie, je demande à Dieu de les protéger et de protéger leurs enfants.

Et à mon cher ami Abd el Karim et Zoubir qui m'ont accompagné tout au long de la période universitaire et partagé avec moi tous les soucis et les joies

Et à mes chers amis, chacun en son nom, je leur souhaite réussite et bonne santé

Bennamia Abderaouf

Dédicace

Loué soit Dieu Tout-Puissant, qui nous a permis d'accomplir cet humble travail, entre les mains duquel notre succès a été le résultat.

Je consacre mon travail et mes efforts à :

Ce que Dieu a immortalisé dans le Coran, suivi du Jour de la Résurrection et placé le Paradis sous ses pieds, m'a porté ici. C'est pour ma mère, que Dieu soit satisfait d'elle.

Au bienfaiteur qui m'a appris sa perfection et son humilité et ses qualités A mon cher père, que Dieu prolonge sa vie Aux bougies lumineuses de la maison, mes chers frères.

A ceux que le destin m'a rapproché de mon cœur, AbdelKarim et AbdeRaouf.

À tous ceux qui m'ont aidé à préparer et à imprimer cette note.

A tous mes amis avec qui le destin m'a rapproché

À ceux qui ont partagé des sièges avec moi dans la classe Université, Sciences de la Terre et de l'Univers 2020/2021.

A tous ceux que la plume a oubliés et que le cœur n'a pas oubliés.

BoukheLoua Zoubir

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	14
CHAPITRE I : CADRE GEOLOGIQUE REGIONAL ET LOCAL	16
1-GEOLOGIE REGIONALE D'OUED M'YA.....	17
1-1 SITUATION GEOGRAPHIQUE DE BASSIN D'OUED M'YA	17
1-2-CADRE GEOLOGIQUE DU BASSIN D'OUED M'YA :.....	18
1-3-HISTORIQUE DE LA DECOUVERTE DU BASSIN	18
1-4- LITHOSTRATIGRAPHIE	18
1-4-1 <i>Le Paléozoïque</i>	20
a. <i>Le Cambrien</i>	20
b. <i>L'Ordovicien</i>	20
1-4-2- <i>Le Mésozoïque</i>	20
a. <i>Le Trias</i>	20
b. <i>Le Jurassique</i>	21
c. <i>Le Crétacé</i>	22
1-4-3- <i>Le Cénozoïque</i>	22
2- GEOLOGIE LOCALE DE HASSI GUETTAR	23
2-1- SITUATION GEOGRAPHIQUE DE HASSI GUETTAR	23
2-2- POSITION GEOLOGIQUE DE HASSI GUETTAR.....	23
2-3- HISTORIQUE DE LA DECOUVERTE DU CHAMP	24
2-4-LITHOSTRATIGRAPHIE DU CHAMP HASSI GUETTAR	25
2-5-ASPECT STRUCTURAL	29
2-6-L'EVOLUTION GEODYNAMIQUE DU CHAMP.....	29
2-7- SYSTEME PETROLIER DU CHAMP HASSI GUETTAR	33
2-7-1- <i>Les roches réservoirs</i> :.....	33
2-7-2- <i>Les roches des couvertures</i> :	34
2-7-3- <i>Les roches mères</i> :.....	34

2-7-4-Types de pièges :.....	34
2-7-5-Migration des hydrocarbures :	35
CHAPITRE II :	36
CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE.....	36
1. ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE	37
1.1. ETUDE DES INTERVALLES CAROTTES :	37
1.1.1. Puits HGA6 :	37
1.1.2. Puits HGA07 :	40
1.1.3. Puits HGA 14 :	43
CHAPITRE III :	46
CARACTERISSATION STUCTIRALE.....	46
1. ETUDE STUCTIRALE.....	47
1.1. CARTE EN ISOBATHES AU TOIT DU RESERVOIR QUARTZITES DE HAMRA	47
1.2. CARTE EN ISOPAQUES AU TOIT DU RESERVOIR QUARTZITE DE HAMRA	48
CHAPITRE IV :	50
ETUDE DES PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUE	50
1. LES PARAMETRES PETROPHYSIQUES.....	51
1.1. LA POROSITE	51
1.1.1. La porosité primaire :	51
1.1.2. La porosité secondaire	51
1.1.3. La porosité effective ou utile	51
1.2. LA PERMEABILITE.....	52
1.2.1. . La perméabilité absolue :	52
1.2.2. La perméabilité effective :	52
1.2.3. La perméabilité relative :	52
1.3. SATURATION	53

2. ANALYSE STATISTIQUE ET INTERPRETATION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES	53
2.1. TRAITEMENT STATISTIQUE MONO-VARIE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES :.....	54
2.2. <i>Interprétation d'histogramme de porosité</i> :.....	56
2.3. <i>Interprétation d'histogramme de perméabilité</i> :.....	56
2.4. <i>Interprétation d'histogramme de saturation en huile</i> :.....	57
2.5. TRAITEMENT STATISTIQUE BI-VARIE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES	59
2.5.1. CORRELATION PERMEABILITE – POROSITE.....	59
3. INTERPRETATION DES DONNEES PETROPHYSIQUES DE RESERVOIR ORDOVICIEN	60
3.1. CARTE EN ISO POROSITE DE RESERVOIR QUARTZITES DE HAMRA ET SON INTERPRETATION :	60
3.2. CARTE EN ISO-PERMEABILITE DE RESERVOIR QUARTZITE DE HAMRA ET SON INTERPRETATION :	61
3.3. CARTE EN ISO-EPAISSEUR UTILE DE RESERVOIR QUARTZITES DE HAMRA ET SON INTERPRETATION :	62
3.4. CARTE EN ISO-SATURATION DU RESERVOIR QUARTZITE DE HAMRA ET LEUR INTERPRETATION :	62
CHAPITRE V :	64
ESTIMATION DES RESERVES	64
1. ESTIMATION DES RESERVES	65
2. CLASSIFICATION DES RESERVES :	65
3. DETERMINATION DES PARAMETRES DES RESERVOIRS RA, RI ET	
QUARTZITES DE HAMRA :	66
3.1. DELIMITATION DU GISEMENT	66
3.2. CALCUL DE LA SURFACE DE LA ZONE D'HUILE	66
3.3. CALCUL DU COEFFICIENT DE POROSITE OUVERTE (Φ) :	67
3.4. CALCUL DE L'EPAISSEUR EFFECTIVE PETROLIFERE (H_0) :.....	68
3.5. COEFFICIENT MOYEN DE SATURATION EN HUILE (S_H) :.....	69
3.6. COEFFICIENT DE RECALCULE ($\Theta = 1/B$) :	69
4. ESTIMATION DES RESERVES :	70
4.1. LES RESERVES EN PLACE :.....	70

4.2. LES RESERVES RECUPERABLES :	71
CONCLUSION GENERALE	73
CONCLUSION GENERALE	74
BIBLIOGRAPHIE	75

ملخص

تكشف أعمال التنقيب المختلفة التي أجريت في خزان الحمرا كوارتزيت في حقل حاسي قيطار عن وجود إمكانات هيدروكربونية قابلة للاستغلال في مستويات معينة. (الكمبري والأوردوفيشي) يعتبر خزان الكوارتز في حمرا الأوردوفيشي من بين الخزانات الرئيسية لأحواض واد ميا ، أمجد مسعود. وصف النوى المأخوذة من بعض آبار حاسي جيتار بالإضافة إلى الدراسات البتروفيسية وتفسير خرائط الأيزوبات والإيزوبك والرسوم البيانية لمعلومات البتروفيسيك يمكن القول أن تشكيل الكوارتزيت في الحمرا ، يتكون بشكل عام من الحجر الرملي - الطين هو الكوارتز وقوي التصدع والتشقق. سمحت بإثبات أن المعلومات الفيزيائية البتروفيزيائية لهذا الخزان منخفضة بشكل عام ، مما يحدد خزناً مضغوطاً. ينعكس هذا في القيم المنخفضة للمسامية التي تتراوح بين 5 إلى 9% ، وتتراوح النفاذية بين 0.35md و 7md. **لكلمات المفتاحية:** حاسي قيطار -كوارتزيت الحمراء -الخصائص البتروفيزيائية -الخزان -البنوية.

Résumé

Les différents travaux d'exploration réalisés au niveau du réservoir de Quartzites de Hamra dans le champ de Hassi Guettar dévoilent l'existence d'un potentiel d'hydrocarbure exploitable dans certains niveaux. (Cambrien et Ordovicien) Le Réservoir Quartzites de Hamra de l'ordovicien est parmi les principaux réservoirs des bassins d'Oued M'ya, Amguid Messaoud.

La description des carottes de certains puits de Hassi Guettar ainsi que L'études pétrophisique et l'interprétation des carte en isobathe et isopaque et des histogrammes des paramètres pétrophisique

On peut dit que La formation des Quartzites de Hamra, est généralement Constituée par des grée-argileux est des quartz et fort fracturée et fissurée.

Ont permet la mise en évidence que les paramètres pétrophysiques de ce réservoir sont généralement faibles, définissant un réservoir compact. Ceci est traduit par des valeurs faibles de porosité varie entre 5 à 9 % , et de perméabilité varie entre 0.35md et 7md.

Mots clés : Hassi Guettar, Quartzites de Hamra, paramètres pétrophysiques, réservoir.

Abstract

The various exploration works carried out at the Hamra Quartzites reservoir in the Hassi Guettar field reveal the existence of an exploitable hydrocarbon potential in certain levels. (Cambrian and Ordovician) The Quartzites Reservoir of Hamra of the Ordovician is among the main reservoirs of the basins of Oued M'ya, Amguid Messaoud.

Description of cores from certain Hassi Guettar wells as well as petrophisic studies and interpretation of isobath and isopaque maps and histograms of petrophisic parameters

It can be said that the Quartzite formation of Hamra, is generally constituted by sandstone-clay is quartz and strong fractured and fissured.

Have allowed the demonstration that the petrophysical parameters of this reservoir are generally low, defining a compact reservoir. This is reflected in low values of porosity varying between 5 to 9% , and permeability varying between 0.35md and 7md.

Key words: Hamra quartzite, petrophysical parameter, Hassi Guettar, reservoir, structural.

Liste des figures :

Figure 1 : Situation géographique d'oued M'ya (WEC ; SONATRACH ; 2005).....	17
Figure 2 : Log lithostratigraphique du bassin d'Oued M'ya (SONATRACH, 2010).....	19
Figure 3: Situation géographique du champ Hassi Guettar (sonatrache-DP, 1998)	23
Figure 4 : Colonne lithostratigraphique du champ Hassi Guettar (SONATRACH/DP, 2005).....	29
Figure 5: Schéma structural de Hassi Guettar.(sonatrache-DP,2009).....	29
Figure 6: Schéma structural montre l'effet des plus importantes phases Tectoniques sur	31
Figure 7: carotte de puits de Quartizite Hamra HGA-06 (Sonatrach DP,2002)	37
Figure 8 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP,2002)	38
Figure 9 : carotte de puits de Quartizites de Hamra HGA-06 Sonatrach DP,2002)	38
Figure 10 : carotte de puits de Quartizites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP,2002)	38
Figure 11 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP,2002)	39
Figure 12 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP.2002)	39
Figure 13 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP.2002)	39
Figure 14 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP.2002)	39
Figure 15 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)	40
Figure 16 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)	40
Figure 17 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)	41
Figure 18 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)	41
Figure 19 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)	41
Figure 20 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)	42
Figure 21 : carotte de puits de Quartizite Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)	42
Figure 22: carotte de puits de Quartzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)	42
Figure 23 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-14 (Sonatrach DP.2002)	44

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Statistiques élémentaires des paramètres pétrophysiques	55
Tableau 2: Résultats de calcul de la surface de la zone d'huile de réservoirs Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar.....	67
Tableau 3: valeurs moyennes de la porosité de Réservoirs Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar	68
Tableau 4: valeurs moyenne d'épaisseurs effectives pétrolifères de Réservoirs Cambro-Ordoviens du Gisement Hassi Guettar	68
Tableau 5: les coefficients moyens de saturation en huile de Réservoirs Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar.....	69
Tableau 6: les coefficients de recalculé de Réservoirs Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar	70
Tableau 7: réserves en place de Réservoir Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar.....	70
Tableau 8: réserves récupérables de Réservoir Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar.....	71
Tableau 9: réserves récupérables d'après les données de (SONATRACH, Rapport d'induction PED, 1998)de Réservoir Cambro-Ordovicien de Hassi Guettar.....	72

LISTE DES ABRIVERATIONS

HGA : Hassi Guettar

QH : Quratzites de Hamra

Fig. : Figure

Tab : Tableau

NO-SE : Nord-Ouest-Sud-Est

Φ : Porosité

V_v : volume des vides,

V_t: volume total.

V_s : volume solide

K : perméabilité.

C : constante contrôlée à partir du volume de mercure.

Q : débit constant (mm² /heure).

L : longueur standard de l'échantillon.

H_w : hauteur de l'eau dans le tube gradué.

A : section standard de l'échantillon.

D : longueur totale du tube gradué

S : Saturation

V_F: Volume de fluide m

V_P: Volume des pores m

S_h : Saturation en huile

S_e : Saturation en eau

S_g : Saturation en gaz

INTRODUCTION
GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le gisement de Hassi Messaoud correspond à un vaste dôme, érodé dans sa partie sommitale. Il s'étend sur une superficie de l'ordre de 2000 Km² sur un trend régional de direction N-S, situé au centre de la province triasique. Sa structuration est le résultat d'une histoire géologique et paléo-tectonique très complexe. La structure de Hassi Guettar, qui est généralement située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Les quartzites de Hamra suscitent donc un grand intérêt pétrolier vu les quantités en hydrocarbures extraites et existantes au sein de cette formation ordovicienne. Les quartzites étant très compacts ayant donc de faibles porosités. Cependant leur productivité est assez importante. Dans le cadre de la préparation de mémoire de fin d'étude, ce travail est consacré à l'étude de point de vue géologique (sédimentologique et structural) ainsi que pétrophysique par différentes méthodes

d'exploration et qui a pour but de cerner les facteurs de régime de production.

Pour minimiser et résoudre le problème posé on a suivi ce plan :

- CHAPITRE I : cadre géologique est contient :
Situation géographique de bassin oued M'ya.
Situation géographique de la région Hassi Guettar.
- CHAPITRE II : Une caractérisation sédimentologique de réservoir Ordovicien de quartzite de Hamra de Hassi Guettar (analyse de carotte)
- CHAPITRE III : Une caractérisation structurale de réservoir Ordovicien de quartzite de Hamra de Hassi Guettar (interprétation des cartes en isobathe et en isopaque)
- CHAPITRE IV : étude des paramètres pétro physiques (Une analyse statistique et une étude de distribution des paramètres pétrophysiques, interprétation des cartes en iso porosité, iso perméabilité et cartes en iso-épaisseur utile et iso saturation en huile)
- CHAPITRE V : Estimation de réserves (classification des réserves et détermination des Paramètres de réservoir)

Enfin la présentation des majeures conclusions.

CHAPITRE I :
CADRE GEOLOGIQUE
REGIONAL ET LOCAL

1-GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE DE BASSINE D'OUED M'YA

1-1 Situation géographique de bassin d'oued M'ya

Faisant partie du Sahara algérien, la région d'Oued M'ya (Fig.1) se situe au Nord de la plateforme saharienne entre les altitudes : 32°08' et 32°46' N Longitudes: 4°28' et 5°08' Est.

Il est limitée au Nord par l'ensellement de Touggourt et la route de Tirlhemt, au Sud par le bassin du Mouydir, à l'Est par le môle d'Amguid -El.Biod -Hassi Messaoud, au Nord-Ouest par le

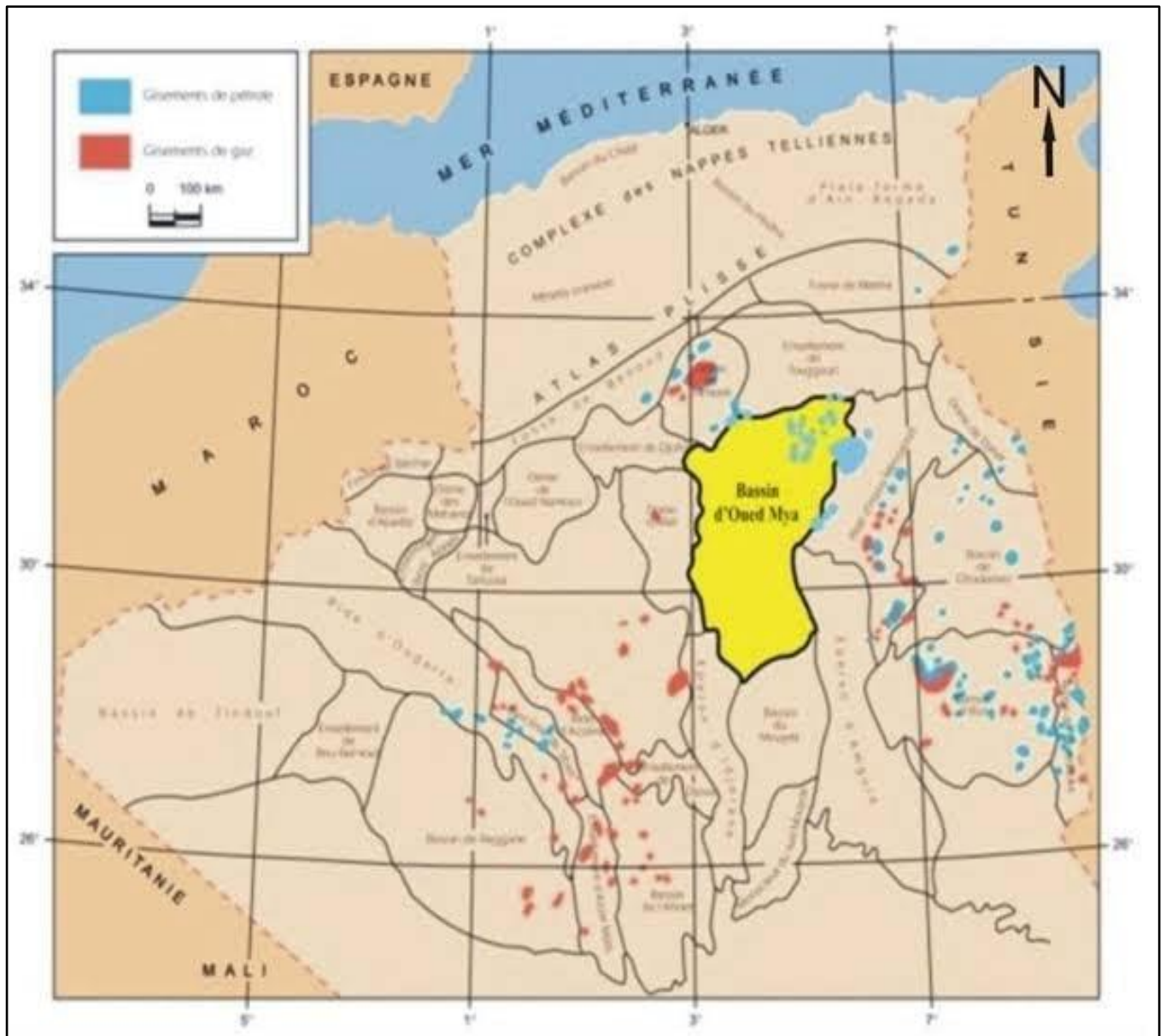


Figure 1 : Situation géographique du bassin d'oued M'ya (WEC ; SONATRACH ; 2005)

champ de Hassi R'mel, à l'Ouest par la voute d'Allal et au Sud-ouest par le môle d'Idjerane.

1-2-Cadre géologique du bassin d'Oued M'ya :

La région d'Oued M'ya ne constitue qu'un sous bassin intracratonique. Sa bordure Nord s'ennoie progressivement vers la flexure saharienne où l'existence d'un fossé très subsidient a Mésozoïque donnera naissance à la chaîne péricratonique de l'atlas saharien.

L'évolution de la région de l'Oued M'ya depuis le Cambrien comporte deux étapes majeures :

1. La sédimentation du Paléozoïque, pratiquement restreinte au Paléozoïque inférieur et sa structuration pré-hercynienne.
2. La création d'un bassin au Trias et son évolution au cours du Mésozoïque et du tertiaire.

Ces deux étapes principales de l'histoire régionale conduisent à considérées comme deux mégacycles sédimentaires, Paléozoïque et Mésozoïque, classiquement séparés par la discordance hercynienne, avec la pérennité pendant tout le Paléozoïque des zones hautes structurant la région.

1-3-Historique de la découverte du bassin

Le môle de Hassi Messaoud a une histoire tectonique assez compliquée. Il se présente en un vaste anticlinal aplati, irrégulièrement ondulé, d'orientation générale Nord Est - Sud-Ouest(Boudjema, 1987).Il est constitué d'une succession de horsts et de grabens hachés par un réseau de failles très dense.

La formation de cet anticlinal est liée à plusieurs phases tectoniques (Calédonienne, Hercynienne, et Autrichienne). La fin du Paléozoïque (Hercynien) est matérialisée par un soulèvement général, conduisant à une érosion profonde des séries Paléozoïque, notamment le long de l'axe structural El Agreb - Hassi Messaoud, donnant aux séries ordoviciennes une disposition en forme d'auréole (Sonatrach, 1998). A partir du Trias, s'est formé le bassin sédimentaire mésozoïque.

1-4- Lithostratigraphie

Sur le plan litho-stratigraphique (Fig.2) La couverture sédimentaire reconnue dans la région d'Oued M'ya est représentée par trois grands ensembles d'âge Paléozoïque, Mésozoïques et Cénozoïque (Boudjema, 1987).Leurs épaisseurs moyenne est d'environ 5000m. Elle est marquée par plusieurs discordances qui sont :

- ✓ La discordance hercynienne : qui affecte les dépôts de Paléozoïque supérieur
- ✓ La discordance autrichienne : affectant les dépôts du Crétacé inférieur
- ✓ La discordance pyrénéenne : qui a érodée les dépôts du tertiaire.

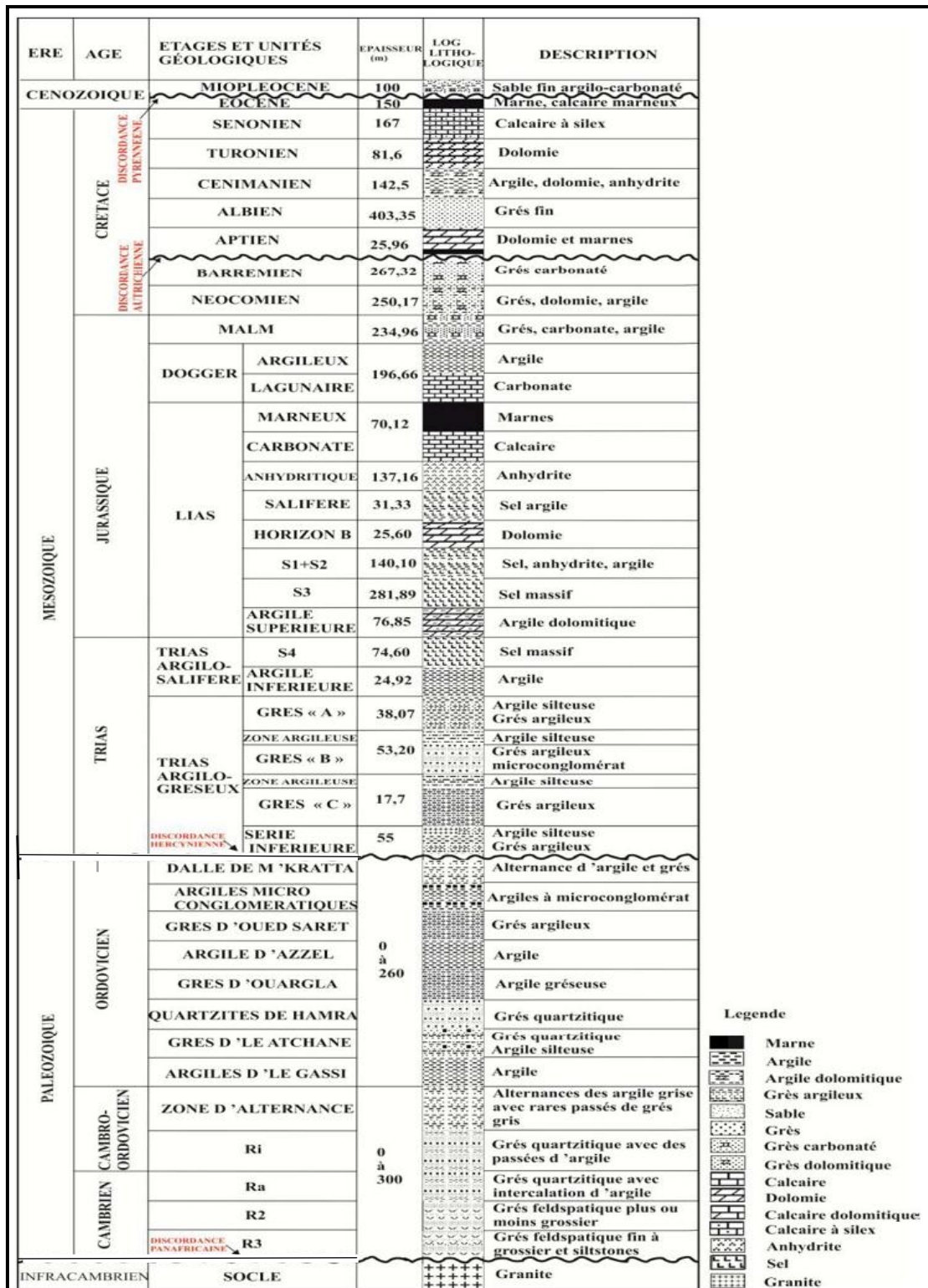


Figure 2 : Log au milieu de la lithostratigraphie du bassin d'Oued M'ya (SONATRACH, 2010).

La série stratigraphique de bassin d'Oued M'ya est marquée par l'absence des termes du Paléozoïque supérieur et se présente de bas en haut comme suit :

1-4-1 Le Paléozoïque

Reposant sur le socle granitique, il s'amincit d'une façon progressive vers l'Est et l'Ouest par rapport au centre du bassin (bloc 438), ce phénomène est dû à l'érosion hercynienne durant le Carbonifère et le Permien. Cette série comprend uniquement le Cambrien et l'Ordovicien.

a. Le Cambrien

C'est un ensemble grès-conglomératique, son épaisseur moyenne est de 500m. Le niveau gréseux est subdivisé en quatre zones : Ri, Ra, R2 et R3.

- Zone R3 : Constituée par des grès feldspathiques à ciment gypseux fin à grossier avec quelques passés de marnes grises et siltstones .
- Zone R2 : Elle est formée par des grès feldspathiques plus au moins grossiers avec des passés de silts .
- Zone Ra : Elle est essentiellement quartzitique avec des fins passés d'argiles grises verdâtres indurées .
- Zone Ri : Elle est constituée par un grès quartzitique brun, blanc, fin à moyen et des passés d'argiles grises verdâtres indurées silteuses.

b. L'Ordovicien

Débutant à la base par une combe argileuse silteuse (argiles d'El Gassi), suivie par des grès fins à moyens (grès d'El Atchane). Ensuite se dépose des grès blancs, très fins à moyens (Quartzites de Hamra), surmontés par des grès très fins à moyens, localement grossiers (grès d'Ouargla), surmontés par une combe argileuse (argiles d'Azzel, suivie par une succession des bancs gréseux à ciment argileux (grès d'Oued Saret) à laquelle fait suite une série d'argiles intercalée par des niveaux micro conglomératiques (argiles micro conglomératiques). L'ensemble est clôturé par la dalle de M'Kratta. (Sonatrach, 1998)

1-4-2- Le Mésozoïque

Son épaisseur moyenne est de 3700m, il comporte :

a. Le Trias

Son épaisseur moyenne est de 350m, il est limité à la base par la discordance hercynienne. Il est composé de bas en haut par la succession suivante :

- La Série inférieure ou le Trias argilo-gréseux inférieur (T.A.G.I) : qui repose en discordance angulaire sur le Paléozoïque (discordance hercynienne). Son épaisseur diminue vers le Nord et le Nord-Ouest. Il est constituée d'une alternance de grès fins à moyens souvent argilo-siliceux et de passés d'argiles bruns-rouges, d'origine continentale. Cette série est surmontée par un dépôt d'épanchement des roches éruptives.

-. Le Trias T1 : C'est l'unité qui se développe au sommet des roches éruptives et qui comprend des intervalles distincts d'argiles aussi bien à la base qu'au sommet avec certains niveaux intermédiaires de grès. La diminution d'épaisseur des roches éruptives sur les flancs Nord-Ouest, Nord et Nord-Est est compensée par le développement des bancs de grès d'où l'épaississement de l'unité est remarquable.

- Le Trias T2 : Correspond au dernier épisode silico-gréseux du Trias qui évolue progressivement vers un faciès argileux

- Le Trias argileux : Représenté par des argiles pâteuses, salifères avec une épaisseur plus ou moins constante.

- Le Trias salifère "S4» : C'est l'unité finale triasique qui marque l'installation du cycle évaporitique clôturant toute la série argilo-gréseuse du Trias. Elle est constituée par une puissante série de sel massif.

b. Le Jurassique

Il est représenté par une épaisse série laguno-marine de 1450m d'épaisseur moyenne. Cette série est à prédominance évaporitique à la base devenant argilo-gréseuse vers le sommet. Elle comprend trois séries :

- Le Lias : constitué de différents ensembles lithologiques :

- Lias argileux : Il est constitué d'alternance d'argile salifère et de sel.
- Lias salifère (S3) : Sel massif.
- Lias salifère (S1+S2) : Sel massif à passés d'anhydrites et d'argiles.
- Lias dolomitique (Horizon B).
- Lias salifère : Sel massif à passés d'argiles.
- Lias anhydritique : Anhydrites massives à passés dolomitiques.
- Lias carbonaté et marneux.

-Le Dogger : il est subdivisé en Dogger lagunaire et argileux. Le premier est constitué d'Argiles avec quelques passés d'anhydrites, de calcaires et de dolomies. Par contre le second est formé par des argiles avec des passés de calcaires, de dolomies et d'anhydrites.

- Le Malm : il est constitué principalement par une alternance irrégulière d'argiles et de grès à passés de marnes et traces d'anhydrite.

c. Le Crétacé

C'est la série la plus puissante avec 1900m d'épaisseur moyenne. Elle est représentée par des dépôts clastiques continentaux, formé essentiellement par des grès et des argiles au cours de Crétacé inférieur. Passant à des dépôts d'origine lagunaire et marine, formés essentiellement d'argiles, d'anhydrites, de dolomies et de calcaires au cours de Crétacé supérieur.

1-4-3- Le Cénozoïque

Il est peu épais, cet étage est constitué de sables et de grés du Mio-Pliocène. Quelques sondages dans la moitié Nord du bassin ont montré la présence de gypses, anhydrites, dolomies, argiles et marnes de l'Éocène inférieur.

2- PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI GUETTAR

2-1- Situation géographique de Hassi Guettar

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud(Fig.3), dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord.(Sonatrach, 1998)

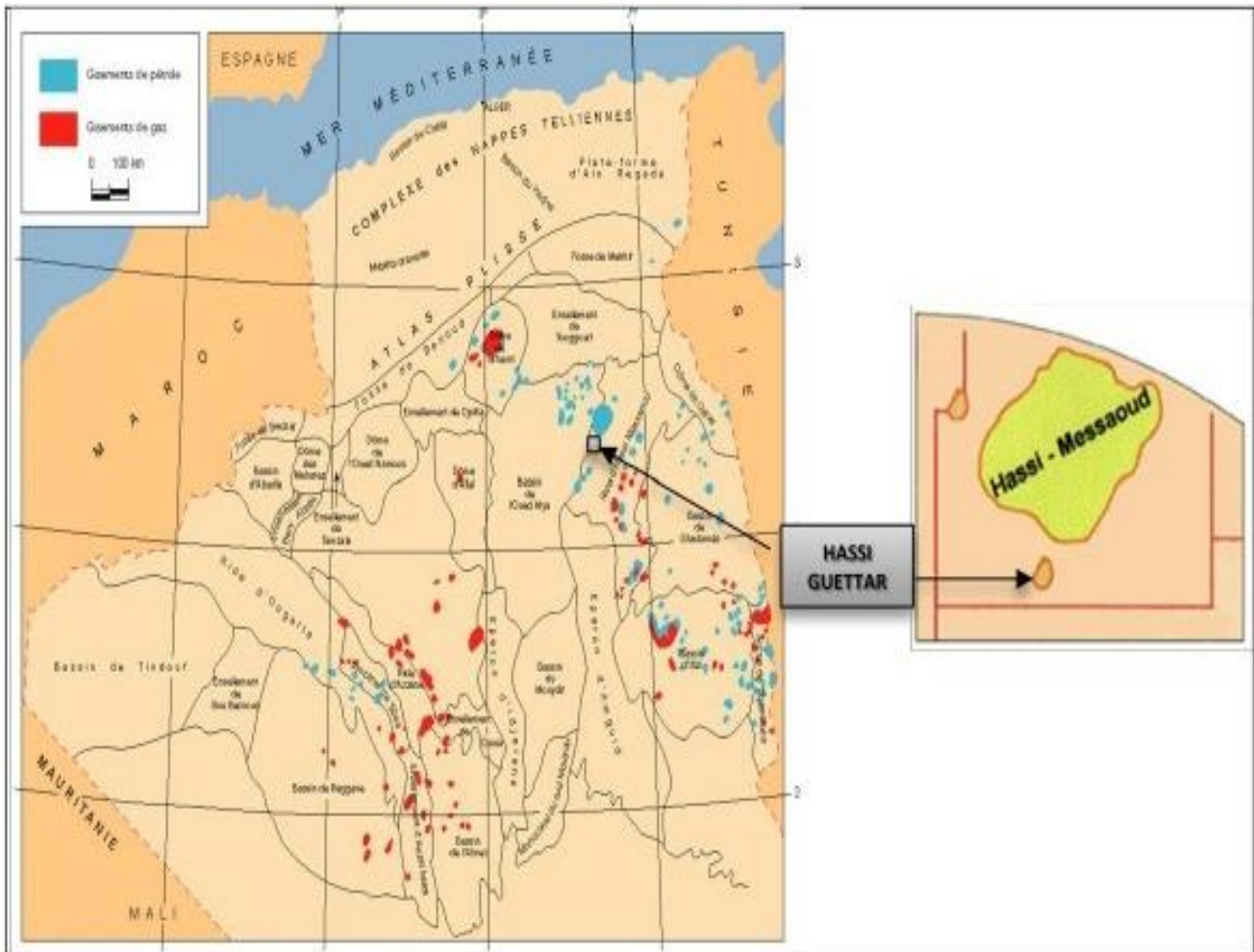


Figure 3: Situation géographique du champ Hassi Guettar (sonatrache-DP, 1998)

2-2-Position géologique de Hassi Guettar

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement de Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile.

Parmi ces structures la structure de Hassi Guettar est située au Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud.

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord ;
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud ;
- Le bassin de Berkine à l'Est ;
- Le bassin d'Oued M'ya à l'Ouest ;
- Le dôme de Dahra au Nord-Est.

La région de Hassi Guettar est répartie sur trois zones hautes qui sont

- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est
- Le dôme de Hassi Messaoud ;
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud.

2-3- Historique de la découverte du champ

La plateforme saharienne appartient au craton Nord-Africain où le socle cristallin, considérablement affaissé est recouvert par une puissante couverture sédimentaire paléozoïque et mésozoïque.

Le Paléozoïque est représenté par tous ses termes du Cambrien au Carbonifère. Le Mésozoïque comprend des sédiments continentaux, lagunaires et marins appartenant au Trias, Jurassique et Crétacé.

A différentes phases orogéniques, cette plateforme a été affectée par des mouvements tectoniques ayant donné naissance à des zones hautes et basses (antéclises et synéclises) et des dorsales (Amguid, Idjerran ...).

Le môle de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SO est situé au Nord de la plateforme saharienne entre les méridiens 5°40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 5400Km ; il est le résultat d'une histoire paléo tectonique très complexe.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées avec des Horsts et Grabens. Ces zones périphériques hautes, situées en aval par rapport au gisement de Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile.

Parmi ces structures, il y a celle de Hassi Guettar, située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud.

Le champ de Hassi Guettar (HGA) est productif de deux réservoirs indépendants, l'un au-dessus de l'autre. Le réservoir inférieur est d'âge Cambrien et comprend les drains D5 (Ri), D4 et D3, produit à partir d'un anticlinal bien défini. L'huile originale en place pour le Cambrien est estimée à 13.500.000 m³ en 16 km², dont 5.399.000 m³ (40%) ont été produites (31Août 2013). Les drains de Cambrien présentent un réservoir de bonne qualité et un entraînement actif de l'eau, et un facteur de récupération relativement élevé. La salinité de l'eau de formation est très élevée, et les dépôts de sel dans les puits est une question majeure de production. Le réservoir Cambrien atteint sa limite de production économique.

Le second est le réservoir Ordovicien composée de quartzites de Hamra. L'huile originale en place est estimée à 43,15 millions de m³ en 27,7 km², dont 1.316.000 m³ (3,05%) ont été produites. Le drain Quartzites de Hamra est un sable bitumineux serré, qui nécessite généralement un traitement de fracture, et a un facteur de récupération faible.

Il ya deux champs satellites avec une production très limitée (13.200 m³) qui ne sont pas compris dans ces réserves : Hassi Guettar Ouest (HGAO), et Hassi Guettar Sud (HGAS) totalisant six puits). Ils n'ont pas été entièrement développés. (Sonatrach, 1998).

2-4-Lithostratigraphie du champ Hassi Guettar

La stratigraphie de la région Hassi Guettar est la même que Hassi Messaoud. Elle a été définie au colloque de la stratigraphie saharienne (Sonatrach, 1962) La couverture sédimentaire de la région est représentée par trois entités géologiques distinctes ; le Paléozoïque, le Mésozoïque et le Cénozoïque, totalisant une épaisseur de 4500 à 5000 mètre et dont les dépôts Mésozoïque représentent 60 % de la totalité de la couverture. Le Mésozoïque repose en discordance angulaire sur les couches du Paléozoïque formé par les dépôts du Cambro-ordovicien, elles-mêmes transgressives et discordantes sur le socle Précambrien.

Du point de vue stratigraphique, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables (Fig.04). La coupe litho stratigraphique type de la région se présente ainsi :

-Le socle :Il est représenté par des granites porphyroïdes roses, déduit par analogie avec le champ de Hassi Messaoud.

-L'Infracambrien :Correspond à des grès argileux rouges mis en évidence au Nord de la région sur une épaisseur de 45 m.

-Le Paléozoïque: Ses dépôts s'étalent en discordance majeure sur un soubassement précambrien, il comprend :

-Le Cambrien :Sa subdivision en cinq zones obéit à des critères granulométriques tels que la taille des grains diminuant vers le haut et le pourcentage des argiles évoluant dans le sens inverse. De bas en haut, le Cambrien comprend :

a- Les unités R_3 et R_2 :

Constituées de grès micro conglomératiques, quartzitiques et argileux, à ciment illitique ; ces deux unités ne présentent aucun intérêt pétrolier.

La zone R_3 : est constituée principalement par des grès grossiers, conglomératiques à la base avec un ciment argilo-dolomitique.

La zone R_2 : de granulométrie plus fine, a un ciment plus argileux (kaolinite).

b- L'unité R_a :

Elle est représentée par des grès anisométriques, parfois micro- conglomératiques, siliceux à silico-quartzitiques, de couleur gris blanc à blanc ; avec des intercalations de joints d'argile grise, indurée, silteuse, micacée et feuilletée, soulignés par des traces d'illite et la présence de Tigillites.

c- L'unité R_i :

Elle est formée de grès isométriques fins à moyens, siliceux à silico- quartzitiques, localement durs, intercalés de passées d'argile noire, indurée, silteuse et micacée avec une abondance de Tigillites ainsi que des traces de pyrite et de lignite. En plus de ces faciès, cette couche réservoir renferme aussi des intercalations de roches ignées observées dans quelques sondages.

d- La zone des alternances :

C'est une zone où les lits d'argile noire, indurée, silteuse et micacée alternent avec des grès gris clair, fins à très fins silico-quartzitiques, durs avec une abondance des tigillites.

-L'Ordovicien :Il est subdivisé en plusieurs unités dont les changements de faciès ont été rencontrés dans le périmètre étudié. Ces unités sont les suivantes de bas en haut :

a- Les argiles d'El Gassi :

C'est une argile grise à gris foncé, silteuse, indurée, localement schisteuse à passées de grès gris blanc à gris vert, fin à moyen, rarement grossier, silico- argileux à quartzitique, pyriteux, glauconieux avec présence de corps éruptifs rencontrés dans quelques sondages.

b- Les grès d'El Atchane :

Ils sont représentés par des grès de 30 m d'épaisseur en moyenne, de couleur gris clair, siliceux à quartzitiques, parfois micacés avec présence de glauconie ; ils sont intercalés de fines passées d'argile gris foncé, silteuse, micacée et indurée.

c- Les quartzites de Hamra :

Ce sont des grès fins à moyens, silico-argileux à quartzitiques avec de fines passées d'argile grise verte, indurée et silteuse.

d- Les éruptifs :

Il se présente en intercalations dans les grés des réservoirs Ra et Ri et dans les Argiles d'El Gassi. L'épaisseur de ces intervalles éruptifs varie de 19m à 33m dans le Ri, de 5m à 69m dans les Argiles d'El Gassi et de 7m dans le Ra.

Dans la plus part des sondages ont traversé deux intervalles éruptifs dans le même encaissant, dans d'autres puits 3 intervalles sont rencontrés dans le même faciès et parfois un seul (1) intervalle rencontré surtout dans les grés des réservoirs Ri et Ra. Ces corps éruptifs sont des roches sombres, d'une texture très fine, et parfois fracturée.

Ère	Sys	ETAGES	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	NEOG	MIO PLOCENE	239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses	
		EOCENE	122	Calcaire dolomitique à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie
			ANHYDRITIQUE	209	Anhydrite, marnes, dolomie
			SALIFERE	149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes
		TURONIEN	112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée	
		CENOMANIEN	147	Anhydrite, marnes, dolomie, calcaire et argile	
		ALBIEN	362	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce	
		APTIEN	24	Dolomies cristallines et calcaires	
		BARREMIEN	276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles	
		NEOCOMIEN	182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomite, grès à passées argileux	
		MALM	226	Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomite et grès	
	JURASSIQUE	DOGGER	ARGILEUX	107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines
			LAGUNAIRE	211	Anhydrite, Dolomite, et argiles tendres à marnes grises
		LIAS	LD1	66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires
			LS1	90	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite
			LD2	55	Dolomies à passées marnes grises
	TRIAS	SALIFERE	TS1	46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomite
			TS2	189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile
			TS3	202	Sel massif avec traces d'argiles
		ARGILEUX	113	Argiles rouges dolomitiques ou silteuses injectée de sel et anhydrite	
		GRESEUX	0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux	
ERUPTIF	0 à 92	Andésite			
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites d'El Hamra	75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite	
		Grès d'El Atchane	25	Grès fins feldspathiques et glauconteux	
		Argiles d'El Gassi	50	Argile verte ou noire à graptolites	
		Zone des Alternances	18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites	
	CAMBRIEN	R Isométriques	42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites	
		R Anisométriques	125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques à entrecroisées	
		R 2	100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques	
		R 3	370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux	
		Infra Cambrien	45	Grès argileux rouges	
SOCLE		Granite porphyroïde rose			

Figure 4 : Colonne lithostratigraphique du champ Hassi Guettar (SONATRACH/DP, 2005).

2-5-Aspect structural

La structure de Hassi Guettar, secteur d'étude se situent dans le prolongement sud du champ de Hassi Messaoud. Cette région se dessine comme un grand système de dislocation en Horsts et Grabens. Elle est fracturée par un réseau de failles qui a été repris par les différentes phases compressives : hercynienne puis autrichienne ce qui a entraîné l'édifice structural actuel du prospect Hassi Guettar (Fig.05).

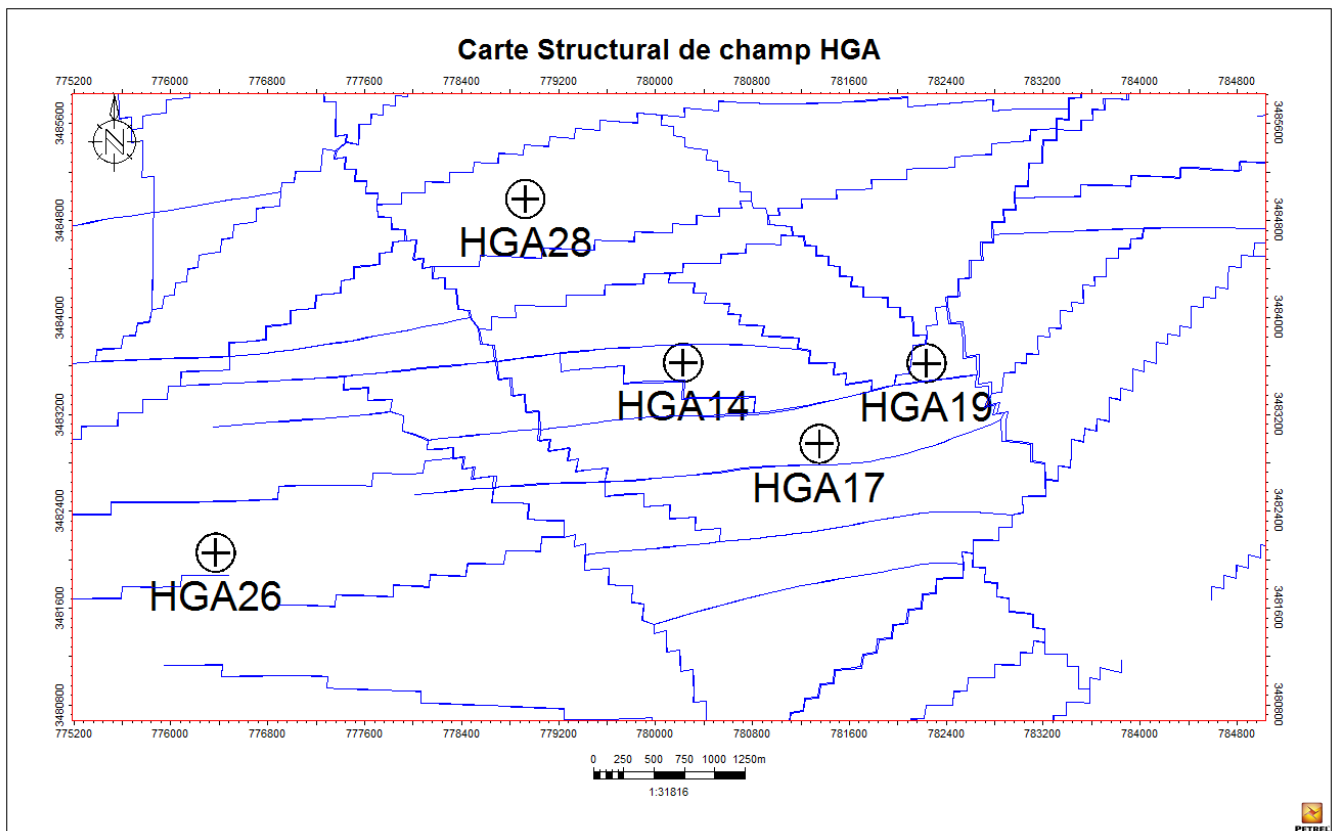


Figure 5: Schéma structural de Hassi Guettar.(sonatrache-DP,2009)

2-6-L'Evolution géodynamique du champ

Principales phases orogénique affectant la région : Les mêmes phases tectoniques ont agit sur la région de Hassi Messaoud et Hassi Guettar (Fig.06).

- La phase panafricaine : (650 MA)

Au cours de cette phase, une collision continentale entre le craton Ouest africain rigide et le bloc

Figure 4 : Colonne lithostratigraphique du champ Hassi Guettar (SONATRACH/DP, 2005).

Est africain plus plastique, a donné naissance à une tectonique cassante, suivie d'une érosion intense allant jusqu'au Cambrien. Cette érosion a affecté les reliefs et les structures résultants de ces mouvements compressifs.

La pédiplaine infra-tassilienne a pris naissance marquant ainsi la fin de la déformation du socle et le début de la cratonisation du Sahara. La planéité de la pédiplaine Infra tassilienne et son léger plongement vers le Nord sont bien exprimés par une parfaite régularité de directions de transport mesurées dans les formations sous-jacentes.

- La distension cambro-ordovicienne









ERE		EPOQUES D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	NATURE ET DIRECTION DES PHASES	EFFET SUR LES JEUX DES FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE TARDIF N.0.60	 N.060	jeu une compression des accidents N.060
	PALEOGENE	EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N .160	 N .160	jeu en compression des accidents n.160, et création des nouvelles structures
MESOZOIQUE	CRETACE		PHASE AUTRICHIENNE ALPINE PRECOCE TRIAS	 N.090	jeu en inverse sur les accidents N.090
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN		PHASE HERCYNIIENNE TARDIVE	 N.120	jeu en inverse sur les failles NE-SW
	CARBONIFE	VISIEN	PHASE HERCYNIIENNE PRECOCE	 N.040	jeu en inverse sur les failles NW-SE
	DEVONI	SUPERIEUR	PHASE FRASIEN	 NW-SE	Jeu en faille normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) volcanisme.
		MOYEN			
		INFERIEUR			
	SILURIEN		PHASE CALEDONIIENNE	 EW ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les moles subméridien) tihamboka.
	ordovicien				
COMBRIEN		PHASE PANAFRICAINE TARDIVE	 EW	tectonique cassante réseau NE-SW et NW-SE (caractérisation de Sahara centrale).	

Figure 6: Schéma structural montre l'effet des plus importantes phases Tectoniques sur le Sahara Algérien (Boudjema et Beicip, modifié par Kadi, 1987)

Les séries Cambro-ordoviciennes présentent des caractères d'instabilité tectoniques matérialisées par des variations d'épaisseur et la présence de passées et coulées volcaniques intercalées dans les grés du Cambrien et les argiles d'El Gassi (BOUDJEMAA 1987). Cette distension serait à l'origine de l'étirement de la croûte continentale, accompagné de subsidence tectonique et, plus tard, thermique.

- La phase Caradoc (Phase de compression taconique)

C'est une phase de compression traduite par la formation de plis d'axe Nord-Sud et par le soulèvement du bouclier Réguibat (Eglab) et Targui (Hoggar), suivi d'une érosion pouvant atteindre le socle.

- La phase de compression Calédonienne (~400 MA)

Cette phase tectonique a eu lieu entre la fin du Silurien et le début du Dévonien. Elle est accompagnée par un soulèvement général avec exondation d'une grande partie du Hoggar et de ses parties méridionales (Boudjema, 1987).

Elle est marquée aussi par l'absence de sédiments dévoniens et caractérise toute la surface de l'axe structural d'El Biod.

- La phase Hercynienne (~225 à 250 MA)

D'après (Boudjema, 1987) les mouvements Hercyniens se subdivisent en deux phases majeures.

a- Les mouvements hercyniens précoces

Ces mouvements se résument en une phase tectonique compressive (040°) dite phase « Viséenne »

Cette phase tectonique a causé l'individualisation de certaines structures appuyées sur des accidents orientés NO-SE parmi lesquelles : Zarzaitine- Ifefane, Dôme à Collénias, etc...

Les mesures de stries effectuées sur le terrain dans les grés du Khenig (Dévonien supérieur) indiquent une direction de serrage N040 compatible avec la formation des structures précédentes.

Cette direction N040 a été aussi retrouvée par BLES (1969) dans les calcaires à Orthocéras du Dévonien inférieur (Muraille de Chine), de la chaîne d'Ougarta Elle serait aussi responsable de la formation des plis de cette chaîne. (Boudjema, 1987)

b- Les mouvements hercyniens majeurs

Le schéma structural actuel de la région est le résultat des contraintes compressives hercyniennes de direction Nord 120°. Des contraintes compressives de direction Est 120°, perpendiculaires aux accidents majeurs, sont responsables des bombements NE-SO et des jeux de

failles de même direction dont résultent les horsts et les grabens Ces contraintes sont suivies d'une phase de relaxation qui a mis en place

- La phase autrichienne (~110MA)

Les premiers mouvements de cette phase marquent des phénomènes d'inversions tectoniques détectées au Lias avec un maximum à l'Aptien.

D'après. (Massa D, 1972), cette phase est subsynchrone à l'achèvement de la mise en place des hydrocarbures à Hassi Messaoud.

- La phase Atlasique (Eocène)

C'est une phase compressive de direction NNE - SSO, d'âge fini Eocène début Miocène. Elle se traduit par une érosion locale des terrains éocènes et une lacune du Miocène. Postérieure à la formation des hydrocarbures, cette phase a probablement donné naissance à des barrières de perméabilité dues au décalage des niveaux réservoirs, favorisant ainsi la création de fractures colmatées qui ont permis la détérioration des caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

2-7-Système pétrolier du champ Hassi Guettar

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud ; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-ordovicien. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles.(Leblab&Daoud, 1996, 1998)

2-7-1-Les roches réservoirs :

Le Cambrien :

Il est constitué par les grès de Messaoud, représentés par les unités Ri, Ra et la zone des alternances :

a. L'unité Ra :

Elle est formée par des grès mal classés de taille supérieure à 1mm. C'est une succession de lits millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétrophysiques : porosité de 4 à 18% et la perméabilité de 60 à 100 md.

b. L'unité Ri :

C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Guettar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles caractères pétrophysiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en kaolinite permettant un gain de porosité.

c. La zone des alternances :

Elle assure une bonne production, c'est un niveau fortement altéré, caractérisé par une alternance de bancs d'argile indurée et de quartzite fine et isométrique

L'Ordovicien :

Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure). Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

2-7-2- Les roches des couvertures :

Les séries argilo-salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches éruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité pour les réservoirs ordoviciens ; quant aux réservoirs cambriens, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

2-7-3-Les roches mères :

Comme dans toute la plateforme saharienne et en particulier dans le champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Guettar. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne.

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued M'ya, Mouydir et Berkine. (Leblab&Daoud, 1996, 1998)

2-7-4-Types de pièges :

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar (HGA) sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe).

2-7-5-Migration des hydrocarbures :

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar (HGA) en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud (HMD) et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued M'ya, Mouydirect Berkine. (Leblab&Daoud, 1996, 1998)

La migration primaire et l'alimentation des gisements s'est effectuée au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de la discordance hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en « up dip » au Nord et Nord-Ouest par rapport au chemin de migration.

CHAPITRE II :
CARACTERISATION
SEDIMENTOLOGIQUE

1. ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE

L'Ordovicien est l'objectif de cette étude sédimentologie. En exploitant en sub-surface les données des carottes (description macroscopique) des intervalles carottés. En premier lieu, une analyse des carottes prélevées dans les puits HGA6 et HGA7 et HGA14 a été effectuée. L'analyse des carottes a pour but l'étude macroscopique de réservoir et la connaissance de la taille, la couleur, le classement et la forme des grains ainsi que les structures sédimentaires rencontrées de l'Ordovicien de Hassi-Guettar.

Avant de faire cette analyse il faut signaler que le secteur de Hassi Guettar. Qui appartient à la périphérie de Hassi-Messaoud a une similitude de faciès lithologique.

1.1. Etude des intervalles carottés :

1.1.1. Puits HGA6 :

La description lithologique de l'intervalle carotté (3258 à 3282.5 m) du puits a permis de localiser les variations des formations de l'Ordovicien, Plusieurs constatations ont été faites

a) L'Intervalle (3258-3258.5) m :

La description de cette carotte (Fig.07), a permis d'identifier les différents types des roches caractéristiques, qui se représentent par des grès quartzites à quartzites, bruns rougeâtres à rosâtres. Des stratifications horizontales sont signalées dans ce niveau. Il faut



aussi noter la présence des fractures et des stilolites.

Figure 7: carotte de puits de Quartzite Hamra HGA-06 (Sonatrach DP,2002)

b) L'Intervalle (3258.5-3259.3) m :

Dans cet intervalle (Fig.08), les types des roches identifiées sont des argiles gréseuses à ciment quartzitique de couleur grise. La présence des stratifications horizontales



compactées. Ce niveau est caractérisé par des fissurations fermées colmatées par la silice et présence des fractures de type Y.

Figure 8 : carotte de puits de Quartzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP,2002)

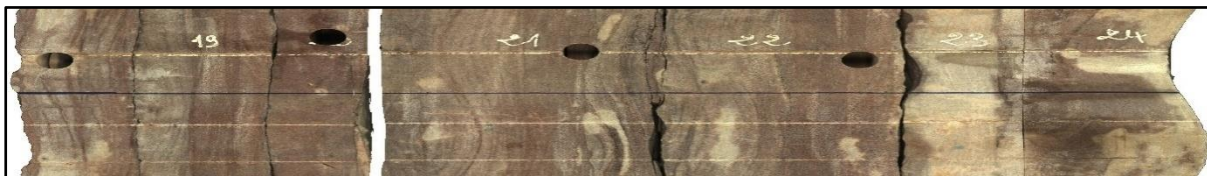


c) *L'Intervalle (3259.3-3261.5) m :*

Ce niveau (Fig.09), se représente par des Grés quartzitiques marrons à rosâtres

Figure 9 : carotte de puits de Quartzites de Hamra HGA-06 Sonatrach DP,2002)

d) *L'Intervalle (3261.5-3262.8) m :*



Il se caractérise par la présence des argiles gréseuses grises à marrons à ciment siliceux (Fig 10). La stratification est oblique ainsi que la présence des fractures de type Y.

Figure 10 : carotte de puits de Quartzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP,2002)

e) *L'Intervalle (3262.8-3265.5) m :*

Les carottes (Fig.11), au sein de ce niveau, se représentent par des grés quartzitiques marrons à rosâtres, ainsi que la présence des argiles noires. Il est à noter la présence des fissurations fermées remplies, et des fractures ouvertes type S

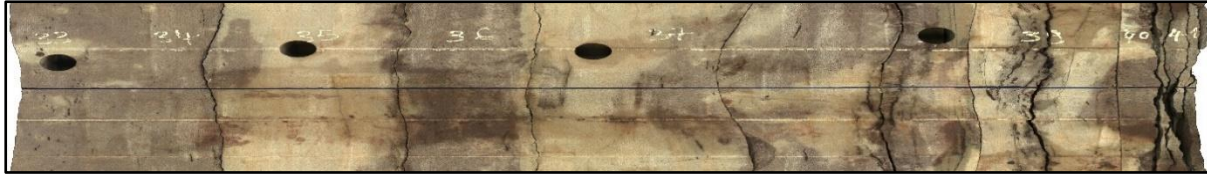


Figure 11 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP,2002)

f) *L'Intervalle (3265.5-3272.5) m :*

Il se caractérise par la présence des argiles noires (Fig.12), Les fissures sont remplies et les fractures sont ouvertes. La stratification est entrecroisée.



Figure 12 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP.2002)

g) *L'Intervalle (3272.5-3274) m :*

Les roches de cet intervalle (Fig.13), sont généralement des grés quartzitiques de couleur beige et marron claires, à passage millimétrique à centimétrique d'argiles noires. Une forte activité biogénétique de tigillite (fossile du genre scolithos, d'origine animal, milieu marin peu profond(Haldamane, 1840)) est signalée dans ce niveau.



Figure 13 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP.2002)

h) *L'Intervalle (3274-3282.5) m :*

Dans cet intervalle (Fig.14), se dominent les argiles à argiles gréseuses noires foncées et claires, et contiennent des fractures de type Y.



Figure 14 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-06 (Sonatrach DP.2002)

1.1.2. Puits HGA07 :

La description lithologique de l'intervalle carotté (3257 à 3290 m) du puits a permis de localiser les variations des formations dans l'Ordovicien, Plusieurs constatations ont été faites :

a) L'Intervalle (3257-3257.4) m :

La description de cette carotte (Fig.15), a permis d'identifier les différents types des roches caractéristiques, qui se représentent par des grès quartzitiques à quartzites, brun rougeâtres, des stratifications sédimentaires horizontales, Il faut aussi noter présence des fractures

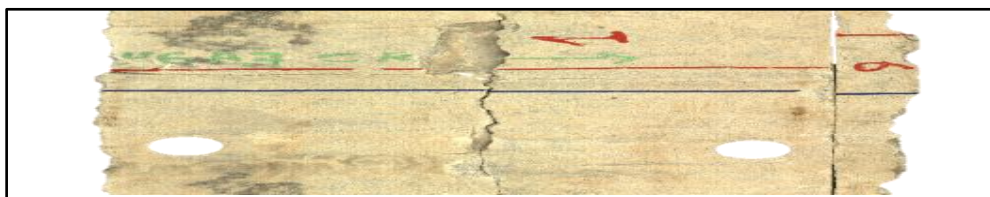


Figure 15 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)

b) L'Intervalle (3257-3264.5) m :

Dans cet intervalle (Fig.16), les types des roches observées sont des grès quartzitiques et argiles gréseuses marron. Une forte bioturbation de tigillite, est observable. La présence des stratifications horizontales et des fissurations ouvertes et fermées colmatées par la silice ainsi que des fractures ouvertes horizontales et obliques.



Figure 16 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)

c) L'Intervalle (3264.5-3268) m :

La carotte (Fig.17), se présente par des argiles à argiles gréseuses noires claires et foncées avec des nodules de grés gris-beiges très fins. Une stratification entrecroisée est caractéristique. Des

observations des traces d'activité biogénique, et la présence des fissures colmatées par la silice et des fractures ouvertes.



Figure 17 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)

d) L'Intervalle (3268-3270.6) m :

Ce niveau (Fig.18), se caractérise par la dominance des grès quartzitiques gris à beige avec la présence des fissures fermées et colmatées par la silice, il faut aussi noter l'existence des fractures de type X.



Figure 18 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)

e) L'Intervalle (3270.6-3275) m :

La carotte (Fig.19), se caractérise par la présence des grès quartzitiques gris à gris beige très fins, siliceux à silico-argileux bien consolidés à intercalation d'argiles noires fortement silteuses formant un ensemble compact, La présence des microfissures généralement colmatées par la silice avec l'abondance de la tigillites.



Figure 19 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)

f) L'Intervalle (3275-3280.5) m :

Une intercalation entre les grès quartzitiques gris et les argiles noires silteuses (Fig.20), La stratification est oblique. La présence des fissures remplies par la silice, les fractures sont ouvertes, une forte trace de bioturbation est enregistrée dans cet intervalle.



Figure 20 : carotte de puits de Quartzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)

g) *L'Intervalle (3280.5-3283) m :*

La carotte (Fig.21), Se présente par Grée gris a grée quartzitique beige, a fortement remplie par la silice et fortement fracturée (oblique et horizontale).



Figure 21 : carotte de puits de Quartzite Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)

h) *L'Intervalle (3283-3285) m :*

Dans cette intervalle (Fig.22), type de la roche c'est Grée quartzitique a grée argileux beige, des stratifications horizontales ondulée, fortement fracturée et fissurée (ouverte), la présence des nodules pyriteux caractérisant cet intervalle.



Figure 22: carotte de puits de Quartzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)

i) *L'Intervalle (3285-3290) m :*

Il se caractérise par des argiles noires à ciment silteuses (Fig.23), compactées, la stratification est entrecroisée, avec quelques passages gréseux moyennement inclinés, des fissures remplies par la silice avec la présence des fractures horizontale de type Y ainsi que la présence des traces de bioturbation (tigillite).



Figure 23 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-07 (Sonatrach DP.2002)

1.1.3. Puits HGA 14 :

La description lithologique de l'intervalle carotté (3246.5 à 3274m) du puits a permis de localiser les variations des formations de l'Ordovicien, Plusieurs constatations ont été faites

a) *L'Intervalle (3246.5-3252.2) m :*

La description de cette carotte (Fig.24), a permet d'identifier les différents types des roches caractéristiques, qui se représentent par des grès quartzitiques beiges a rosâtres, Il faut aussi noter la présence des fractures et quelque fissures remplies par la silice, avec un passage de grès à ciment argileux, avec des nodules de quartz



Figure 24 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-14 (Sonatrach DP.2002)

b) *L'Intervalle (3252.2-3258.8) m :*

Dans cet intervalle(Fig.25), les roches observées sont des grès quartzitiques, de couleurs gris à beige.et il est signalé la présence des stratificationsoblique, il faut aussi noter la présence des fissures rempliessilteuses. Les fractures sont ouvertes et quelques traces d'activité biogénique sont enregistrées.



Figure 25 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-14 (Sonatrach DP.2002)

c) *L'Intervalle (3258.8-3261.5) m :*

Il se représente par Grée et grès quartzitiques gris à beiges(Fig 26), La stratification est oblique, et des activités biogéniques sont remarquables. Il faut aussi noter l'existence des fractures et des fissures.



Figure 26 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-14 (Sonatrach DP.2002)

d) *L'Intervalle (3261.5-3269) m :*

La carotte (Fig.27), se caractérise par l'abondance des grès quartzitiques marrons à rosâtres, des stratifications plastique, la présence d'un intervalle de grès gris durs fracturés, et une forte activité de bioturbation de tigillite est enregistrées.



Figure 27 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-14 (Sonatrach DP.2002)

e) *L'Intervalle (3269-3270.5) m :*

Ce carotte(Fig.28), se représentent par des argiles noires à ciment gréseux. La stratification entrecroisée, avec la présence des stresses obliques et des fractures de type S.



Figure 23 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-14 (Sonatrach DP.2002)

f) *L'Intervalle (3270.5-3274) m :*

Dans cet intervalle(Fig.29), les types de roches distinguées sont des grès quartzitiques marrons à beiges, fortement durs et compacts, un intervalle d'argiles siliceuses noires. Des activités biogéniques très fortes existantes, ainsi que la présence des fissures généralement remplies par la silice.

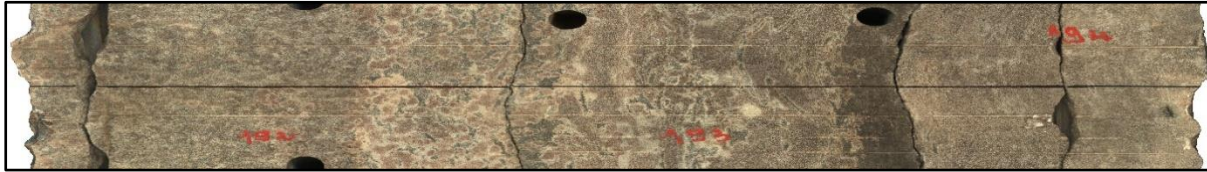


Figure 29 : carotte de puits de Quratzites de Hamra HGA-14 (Sonatrach DP.2002)

D'après la description des intervalles carottés qui sont faite auparavant, on peut conclure que le milieu de dépôt rencontré dans la région de Hassi Guettar au niveau de réservoir ordovicien (QH), est un milieu littoral à influence tidale.

CHAPITRE III:
CARACTERISSATION
STUCTIRALE

1. ANALYSE STRUCTURALE

1.1. Carte en isobathes au toit du réservoir quartzites de Hamra

Cette carte(Fig.30), en isobathes montre l'existence d'une structure haute (un anticlinal), le sommet de cette structure est localisé au niveau des puits HGA-14, HGA-13, HGA-11, au centre de la zone d'étude.

D'après la carte en isobathe au toit de réservoir du Quartzites de Hamradu gisement de Hassi Guettar, on constate que sa structure est compartimentée en horsts et en Grabens hérités des déformations du socle. Montrent ainsi un bloc soulevé orienté NO-SE.

Le model structural est compliqué par un réseau des failles de direction NE-SO et NO-SE.

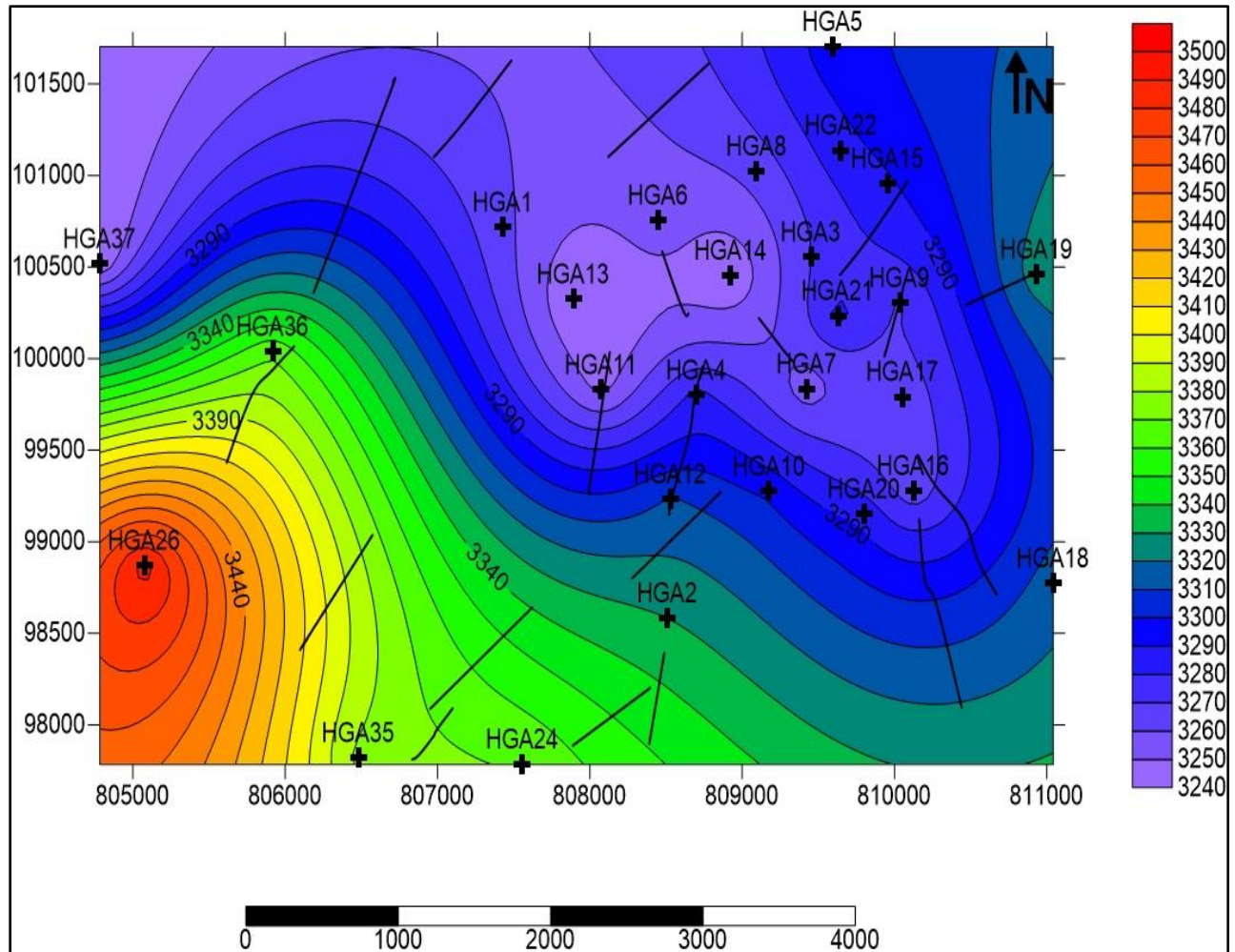


Figure 30 : Carte en isobathes au toit du réservoir Quartzites de Hamra (en metre)

1.2. Carte en iso-paques au toit du réservoir quartzite de Hamra

Cette carte (Fig.31), montre des variations d'épaisseur importantes. L'épaisseur de réservoir Quartzites de Hamra varie de 2 m (traversées par HGA-12) jusqu'à 90 m (traversée par HGA-26). Ces variations sont dues à la tectonique complexe qui a affectée la région postérieurement au dépôt Ordovicien. Donc cette tectonique a mis en position haute, des blocs par rapport aux autres, en favorisant ainsi le phénomène d'érosion de ces compartiments, surtout que le toit du réservoir des Quartzites de Hamra représente une limite de discontinuité majeure qui est la discordance Hercynienne. Dans une direction (NO-SE), la structure de Hassi Guettar est subdivisée en trois compartiments :

- Compartiment central témoigne d'une très forte érosion ($1\text{m} < \text{épaisseur} < 25\text{m}$; Vallée d'érosion).
- Compartiment est moins érodé que le premier ($25\text{m} < \text{épaisseur} < 50\text{m}$).
- Compartiment ouest témoigne d'une érosion plus faible que celles des deux Compartiments précédents ($50\text{m} < \text{épaisseur} < 90\text{m}$).

Par extrapolation, le côté ouest du secteur est supposé avoir des épaisseurs plus importantes du réservoir de Quartzites de Hamra (Sonatrach,2009).

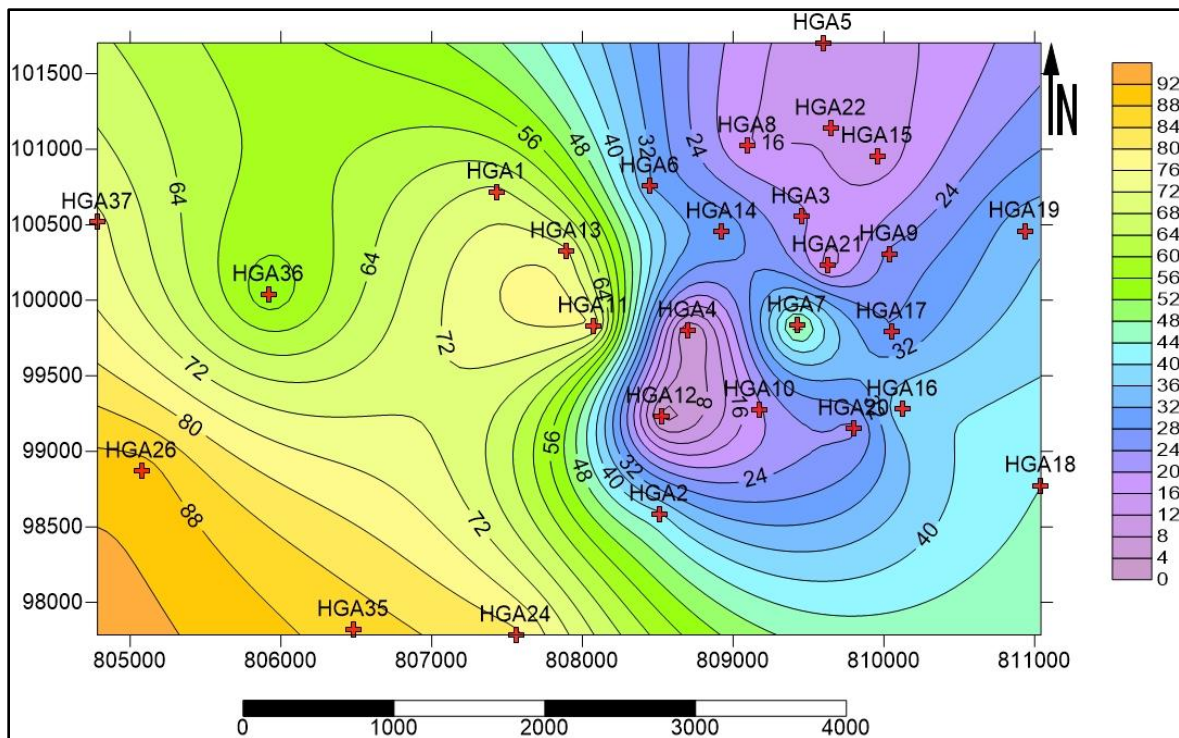


Figure 31 : Carte en isopaques des Quartzites de Hamra(en metre m)

D'après les résultats structuraux à travers les analyses des carottes et l'interprétation des cartes en isopaques et en isobathes, le champ a été identifié structurellement par un réseau des failles. Les principales failles montrent deux orientations dominantes : NE-SO (probablement d'anciennes failles paléozoïques) et NNO-SSE (d'origines hercynienne ou autrichienne). Le toit de cette forme représente une limite de discontinuité majeure qui est la discordance hercynienne, donc c'est la couche la plus exposée aux événements tectoniques antérieures, cette structure montre également un allongement NO –SE avec une direction de serrage NE-SO bien visible.

CHAPITRE IV :
ETUDE DES PARAMÈTRES
PÉTROPHYSIQUE

1. Les Paramètres Péetrophysiques

L'objectif de l'étude péetrophysique est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques péetrophysiques (porosité, perméabilité), ainsi que certains paramètres géologiques, en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés, Ceci est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides, grâce à cela on pourra parvenir à une exploitation optimale du réservoir en question.

1.1. La porosité

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

1.1.1. La porosité primaire :

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

1.1.2. La porosité secondaire

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

1.1.3. La porosité effective ou utile

C'est le volume des vides connectés entre eux ; le volume total. 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 %.

Procédure de la mesure :

Le volume solide est déterminé à l'aide d'un ultra-porosimètre à hélium basé sur la loi de BOYLE-MARIOTTE.

Le volume total est mesuré à l'aide d'une pompe volumétrique à mercure basée sur la loi d'Archimède.

$$\Phi = V_v / V_t \quad V_t = V_s + V_v$$

D'où ;

V_v: volume des vides,

V_t: volume total.

V_s : volume solide

1.2. La perméabilité

C'est la facilité avec laquelle une roche permet un fluide donné de la traverser, 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 1d et 10d.

Il existe trois types de perméabilité :

1.2.1. La perméabilité absolue :

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent.

1.2.2. La perméabilité effective :

Quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.

1.2.3. La perméabilité relative :

C'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité absolue (Monicard, 1965)

Procédure de la mesure :

Cette mesure a été effectuée à l'aide d'un Paramètre à charge constante, de type CORELAB avec une pression de confinement de 200 psi, La perméabilité est donnée par une équation qui dérive de la loi de DARCY appliquée aux gaz

$$K = (C.Q.L.Hw)/(A.D).$$

- K** est mesuré en darcy ou en milli darcy.
- C = DP=P2-P1** : constante contrôlée à partir du volume de mercure. Pour les mesures effectuées à Hassi Messaoud elle est Généralement égale à 60.
- Q** : débit constant (mm² /heure).
- L** : longueur standard de l'échantillon.
- Hw** : hauteur de l'eau dans le tube gradué.
- A** : section standard de l'échantillon.
- **D** : longueur totale du tube gradué.

1.3. SATURATION

Les pores des roches contiennent de l'eau, de l'huile et du gaz, la saturation d'un échantillon de roches par un fluide est le rapport des volumes de ce fluide au volume des pores de l'échantillon. En général, la saturation d'une roche en fluide est exprimée en % du volume des pores.

$$S = \frac{VF}{V_p} = 100 [\%] = \frac{VF}{mV_p} \cdot 100$$

S : Saturation

VF: Volume de fluide m

V_p: Volume des pores m

Pour chaque fluide on peut écrire :

-En huile $S_h = \frac{V_h}{V_p} \cdot 100$

-En eau $S_e = \frac{V_e}{V_p} \cdot 100$

-En gaz $S_g = \frac{V_g}{V_p} \cdot 100$

$$S_h + S_e + S_g = 1 \text{ [Ou 100\%]}$$

S_h : Saturation en huile

S_e : Saturation en eau

S_g : Saturation en gaz

2. Analyse Statistique Et Interprétation Des Paramètres Pétrophysiques

Pour étudier les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs pétroliers situés dans cette région, nous avons étudié dix puits (Fig.32), et cela est dû manque des données. tel que La région nord-Est contenant les puits HGA(1, 13, 11, 19,17), et la région nord-ouest qui contient les puits HGA(36,37), tandis que la région sud contient le puitHGA35, et la région Est contient les puits HGA20 et 18.

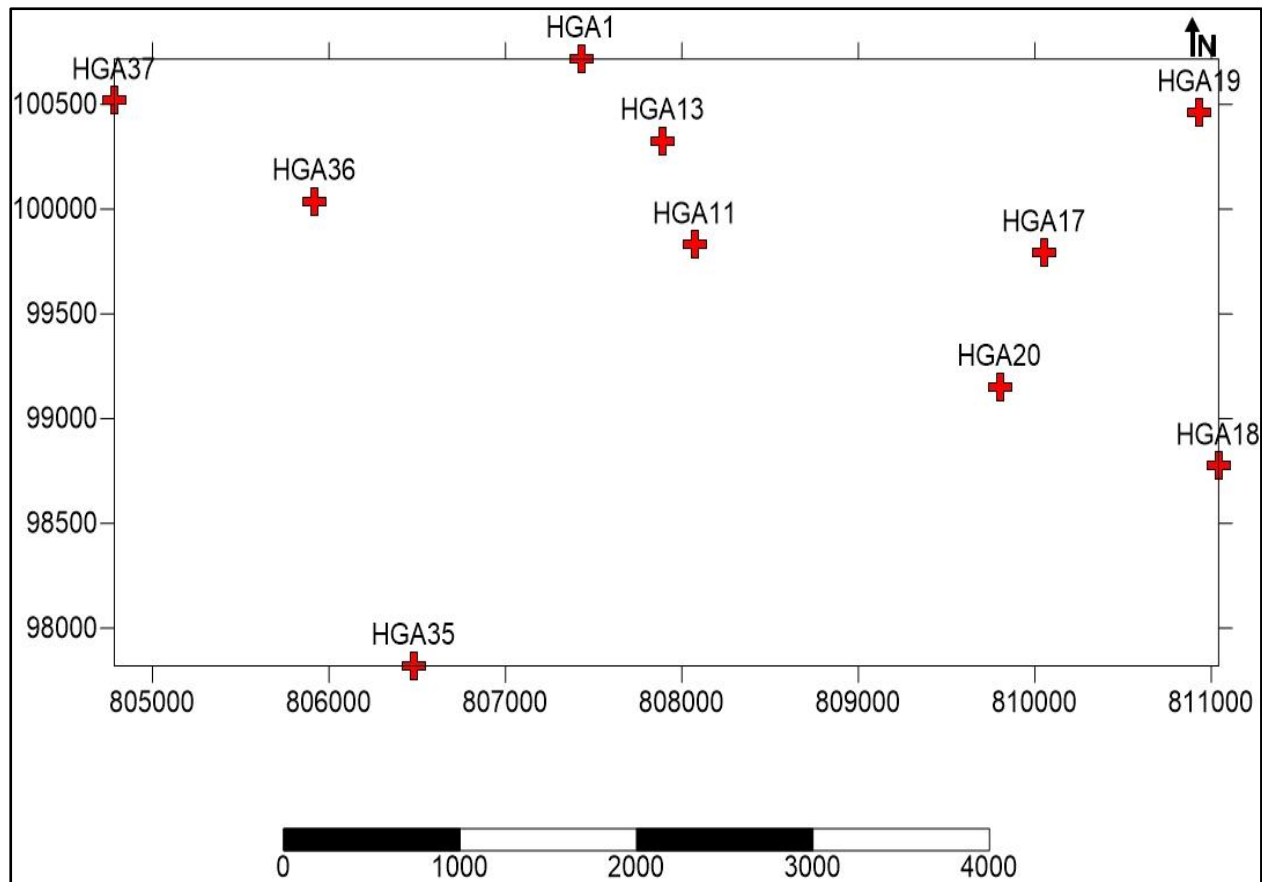


Figure 32: Carte d'implantations des puits étudiés

2.1. Traitement statistique mono-varié des paramètres pétrophysiques :

Les données des paramètres pétrophysiques ont été saisies dans des fichiers informatiques, dont elles ont subi un traitement statistique monovarié et bivarié à l'aide de l'outil informatique et le logiciel : Statistica.

L'ensemble des données collectées des paramètres pétrophysiques est représenté par les paramètres porosité, perméabilité, saturation en huile et en eau.

Les principaux paramètres statistiques ont été calculés (Tab 01). Les histogrammes et les graphes de probabilité ont été tracés (Figs.33 à 36).

Tableau1: Statistiques élémentaires des paramètres pétrophysiques

		Perme	Poro	So	Sw
N	Valide	10	10	10	10
	Manquant	11	11	11	11
Moyenne		2,0090	6,3660	77,7000	22,3000
Médiane		1,0950	5,7000	78,0000	22,0000
Mode		0,82	5,00	85,00	15,00
Ecart type		2,11108	1,59611	5,55878	5,55878
Variance		4,457	2,548	30,900	30,900
Minimum		0,35	5,00	67,00	15,00
Maximum		7,00	9,00	85,00	33,00
Somme		20,09	63,66	777,00	223,00

K (md) : perméabilité ; Φ (%) : porosité ; So : saturation en huile ; Sw : saturation en eau.

2.2. Interprétation d'histogramme de porosité :

L'histogramme de la porosité selon la profondeur (Fig.33). Montre que le champ présente une porosité qui rit entre 5 et 9 %, l'histogramme de porosité a un seul mode c'est-à-dire il ya une seule population, donc probablement un seul faciès dominant .la porosité est moyennement homogène

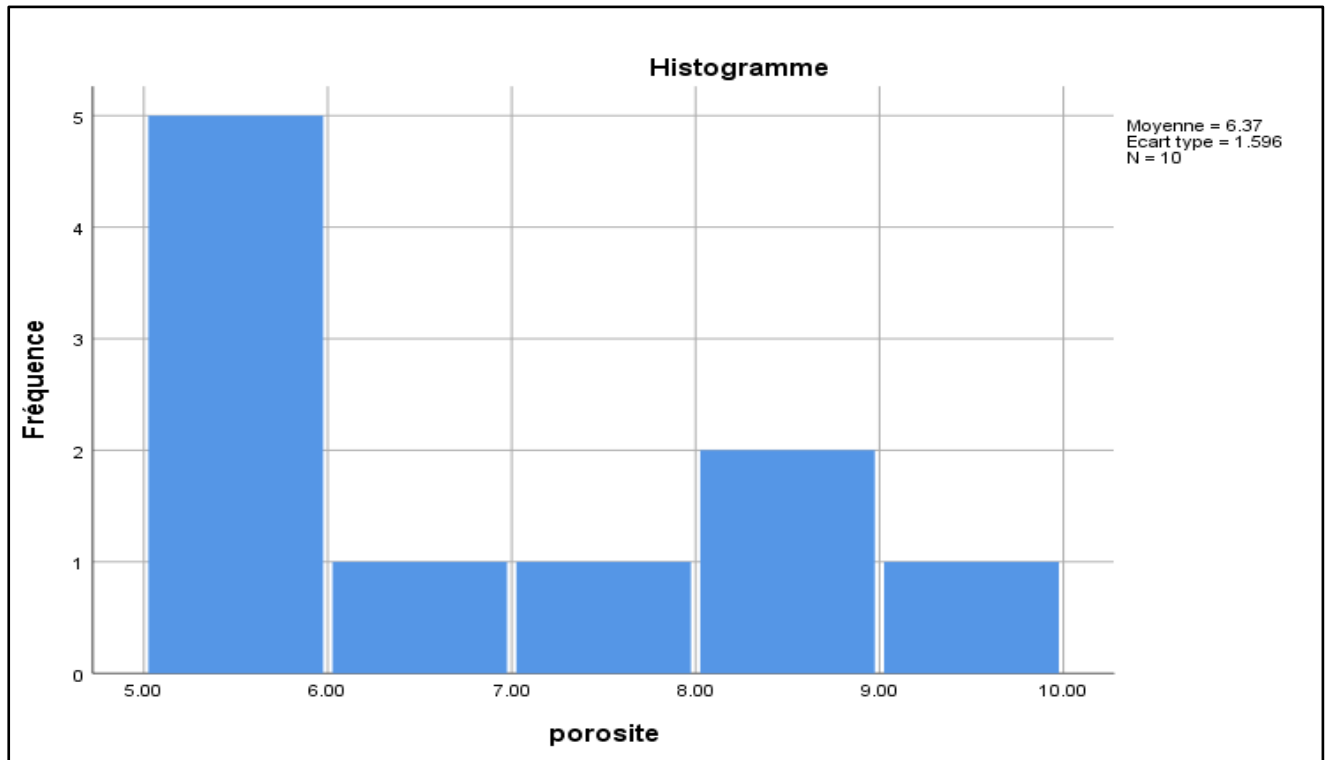


Figure 33 : Histogramme de porosité de réservoir (Quartzites de Hamra) de Hassi Guettar.

2.3. Interprétation d'histogramme de perméabilité :

L'histogramme de la perméabilité selon la profondeur (Fig.34) indique que le champ présente une perméabilité qui varie entre 0.35 et 7 (md) (l'histogramme de perméabilité est monomodal c'est-à-dire il y a un seul type faciès, donc la perméabilité est très peu hétérogène.

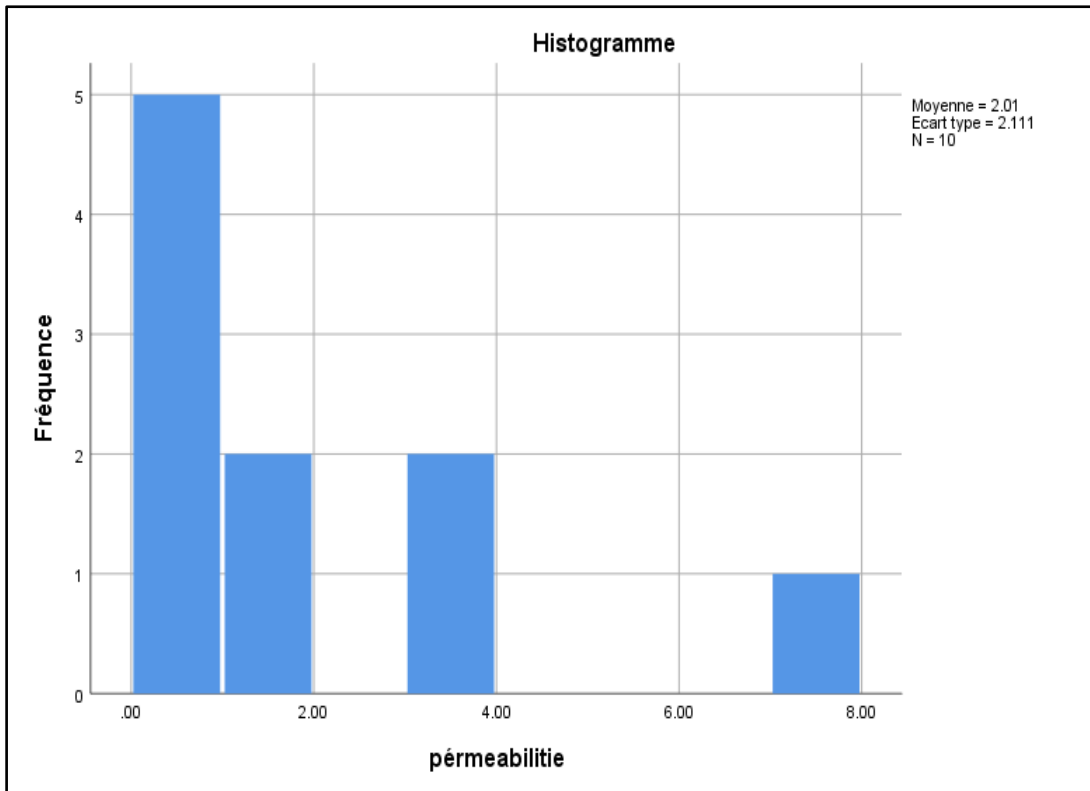


Figure 34: Histogramme de perméabilité de réservoir (Quartzites de Hamra) de Hassi Guettar.

2.4. Interprétation d'histogramme de saturation en huile :

L'histogramme de la saturation en huile selon la profondeur (Fig.35) a permis de constater que le champ présente une saturation en huile qui varie entre 67 et 85, l'histogramme de saturation en huile à multimodal, c'est-à-dire il ya différents types des faciès .la saturation et huile est moyennement hétérogène.

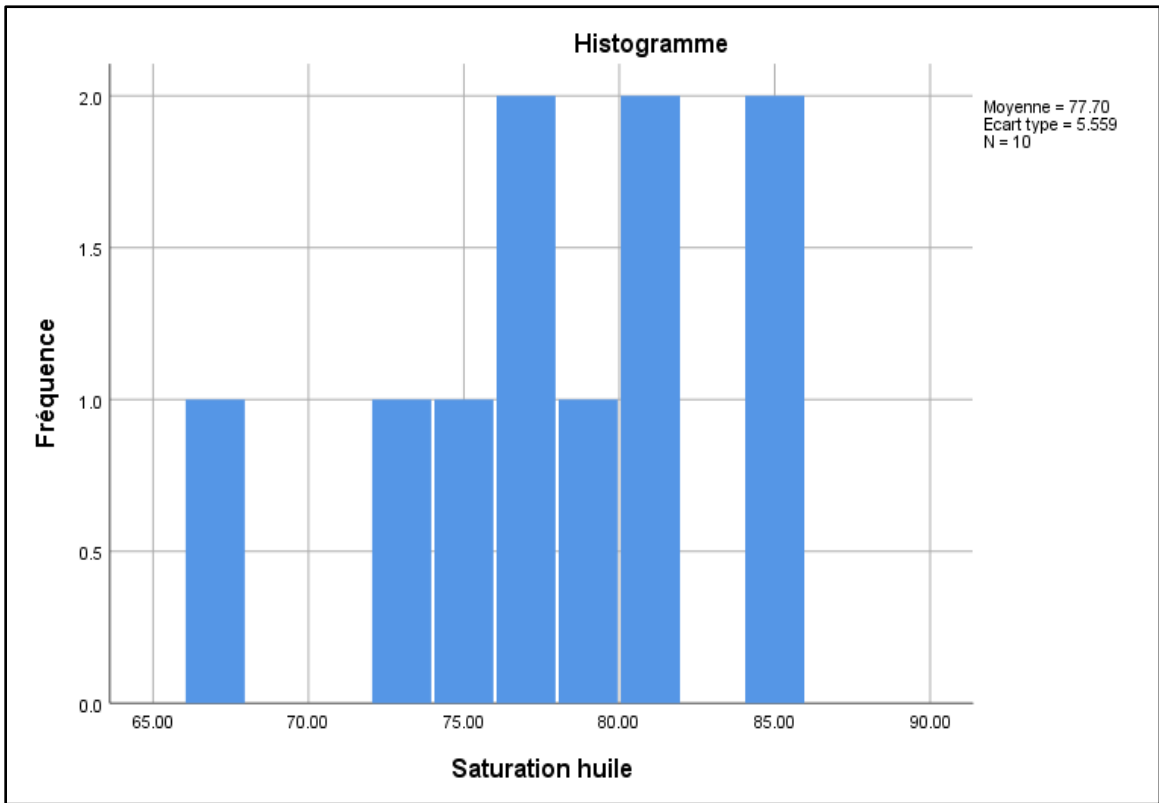


Figure 35: Histogramme de saturation en huile de réservoir (Quartzites de Hamra) de Hassi Guettar.

2.5. Traitement statistique bi-varié des paramètres pétrophysiques

2.5.1. Corrélation Perméabilité – Porosité

Une moyenne relation entre la perméabilité et la porosité est observé avec un coefficient de corrélation de 0.601, nous remarquons que la variation de la porosité ne dépend pas de celle de la perméabilité, ces derniers sont répartis en un nuage de point avec une relation aléatoire (Fig.36).

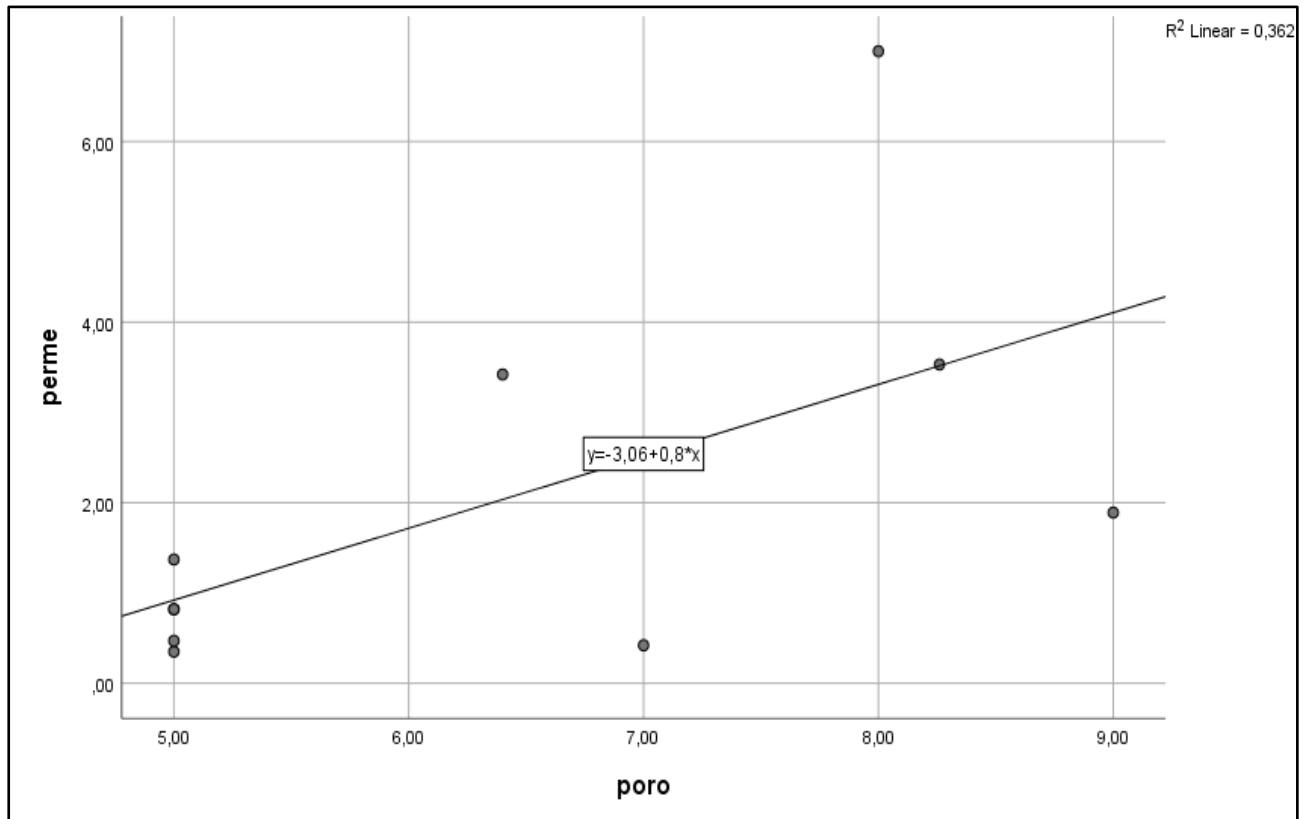


Figure 36 : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir Quartzite de Hamra de Hassi Guettar

3. Interprétation Des Données Pétrophysiques De Réservoir Ordovicien

3.1. Carte en iso porosité de réservoir quartzites de Hamra et son interprétation :

La carte en iso porosité a été établie d'après les données de la diagraphie de 10 puits dans le champ de HGA au niveau du réservoir Quartzites de Hamra.

Cette carte (Fig.37) présente de faibles valeurs de porosité, il nous a permis de déduire deux zones, la première zone située au Est et Ouest (en rouge), la deuxième dans le reste de la zone d'étude

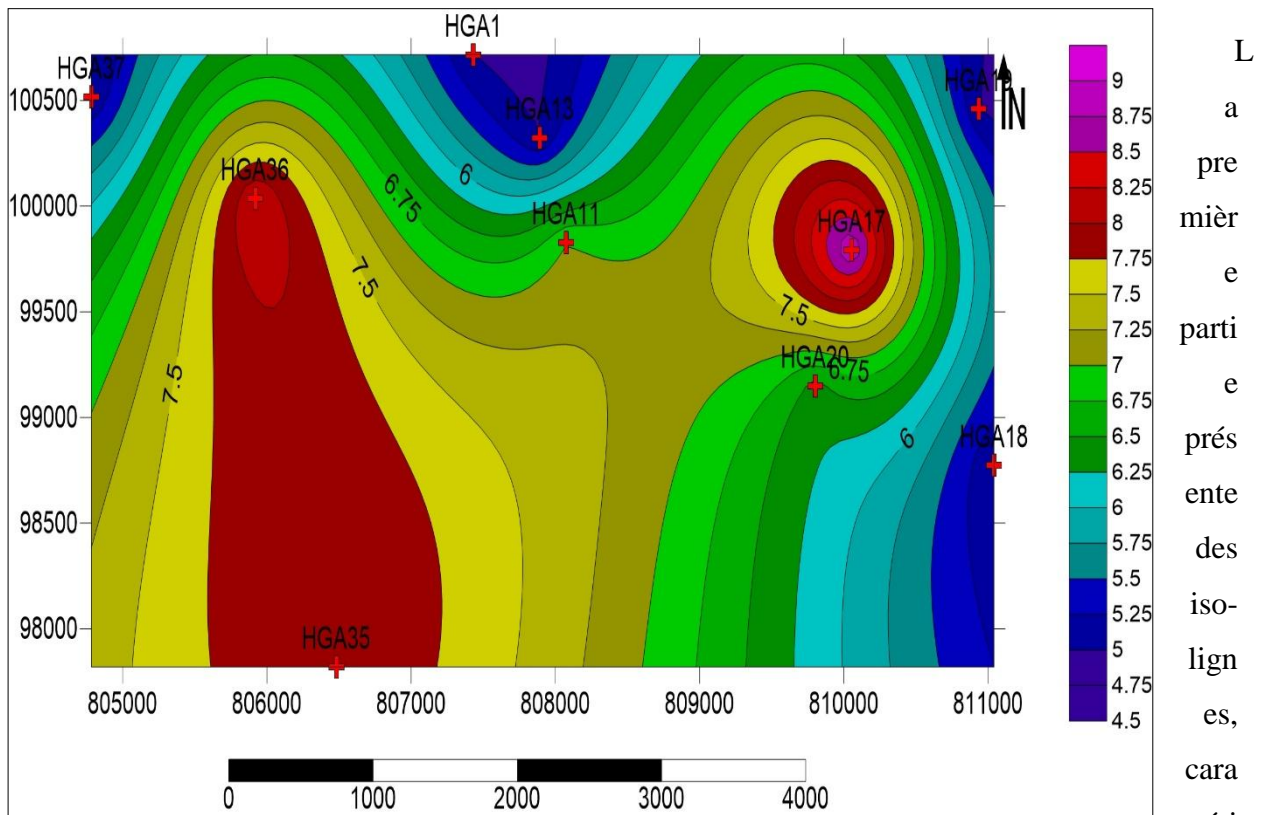


Figure 37: Carte en iso-porosité du réservoir Quartzites de Hamra (en metre m)

des valeurs élevées, par contre dans le reste de la zone d'étude la porosité change est évolué d'une façon lente. La plus grande valeur de porosité est localisée au niveau du puits HGA-18 avec une valeur de 9%.

3.2. Carte en iso-perméabilité de réservoir quartzite de Hamra et son interprétation :

La carte iso perméabilité (Fig.38) a été établie d'après les données de perméabilité calculée sur 10 puits situés dans le secteur d'étude de réservoir Quartzites de Hamra

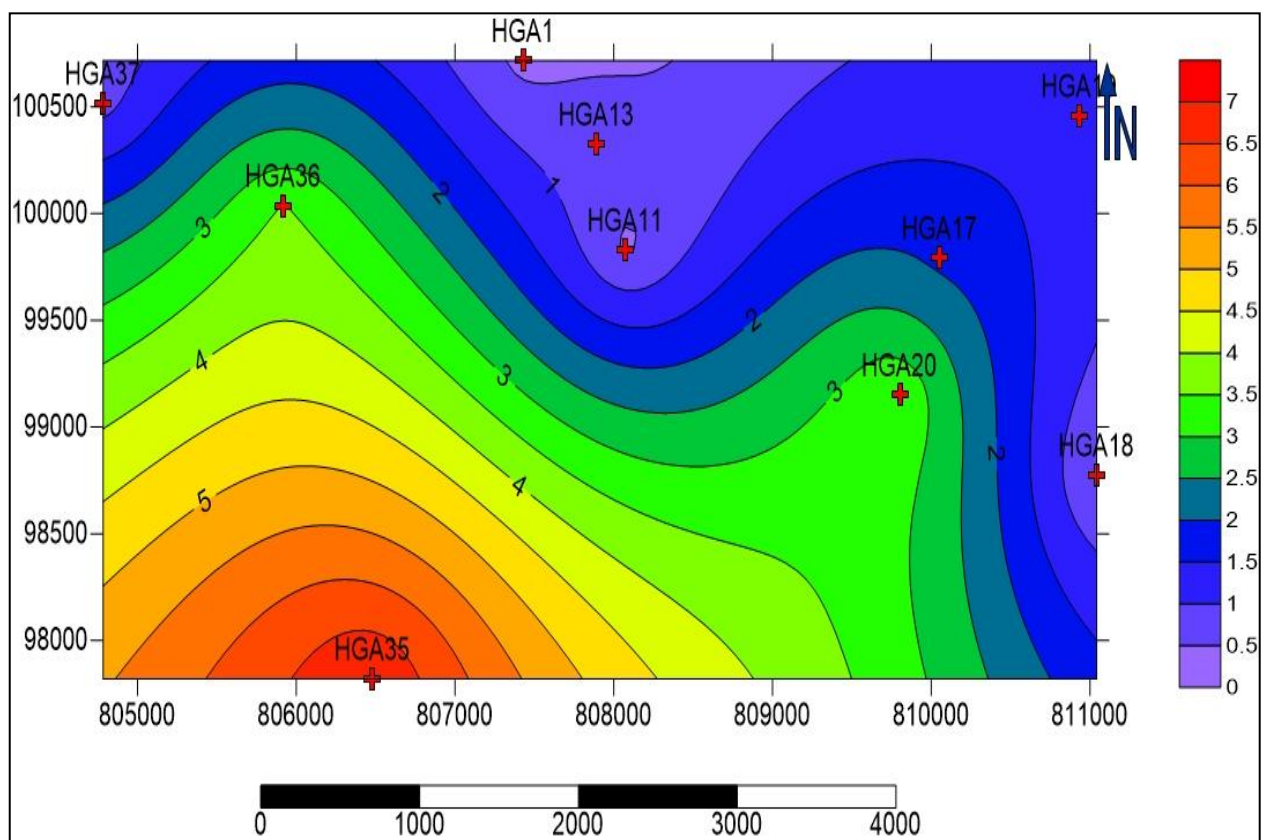


Figure 38: Carte en iso-perméabilité du réservoir Quartzites de Hamra (en metre m)

D'après l'analyse de la carte, la perméabilité présente généralement une homogénéité des valeurs, qui mesuré 0.25md à 7 md

Cette carte présente de faibles valeurs de perméabilité, elles ne dépassent pas 1md dans la partie Nord du gisement, par contre la partie Sud présente une augmentation des valeurs ou l'on note un changement régulier caractérisant des conditions homogènes, la valeur la plus grande se trouve au niveau du puits HGA-35 avec une valeur maximale de 7 md.

3.3. Carte en iso-épaisseur utile de réservoir quartzites de Hamra et son interprétation :

Cette carte (Fig.39) montre deux parties remarquables où les épaisseurs utiles sont très importantes, la première partie située à Sud et la deuxième à l'Est.

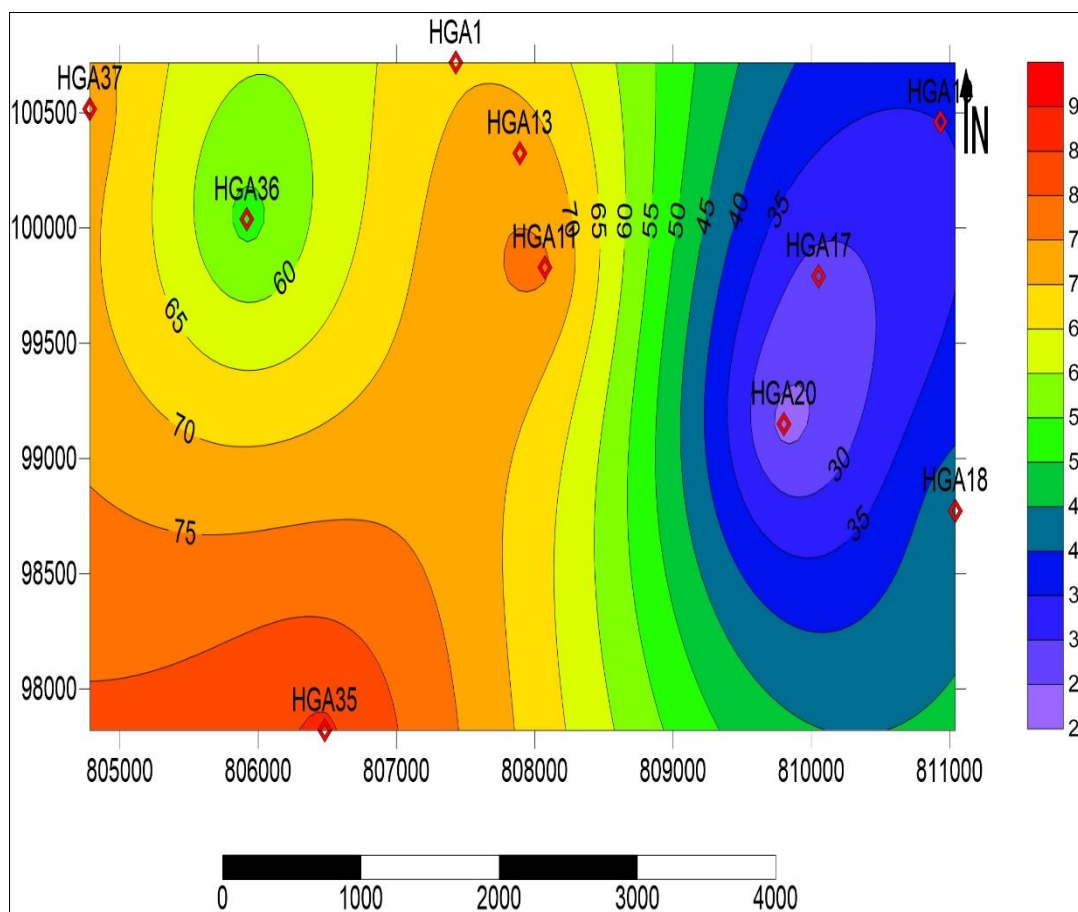


Figure 39 : Carte en iso-paque utile en huile du réservoir Quartzites de Hamra (en metre m)

La plus grande valeur de l'épaisseur utile est enregistrée dans la partie sud au niveau du puits HGA-35(86 m), par contre la partie est présente de faibles valeurs d'épaisseur au niveau des puits HGA-20 et HGA-17.

3.4. Carte en iso-saturation du réservoir quartzite de Hamra et leur interprétation :

La carte isosaturation en eau a été établie (Fig.40) d'après les données de saturation en eau calculée sur 10 puits situe dans le secteur d'étude de réservoir QH

Les plus grandes valeurs de saturation en huile se trouvent dans la partie Nord du gisement au niveau des puits HGA-13(85%) et HGA-37(85%) où le changement de saturation est brusque.

La plus faible valeur est enregistrée au tour de puits HGA-1 avec une valeur de 67 %.

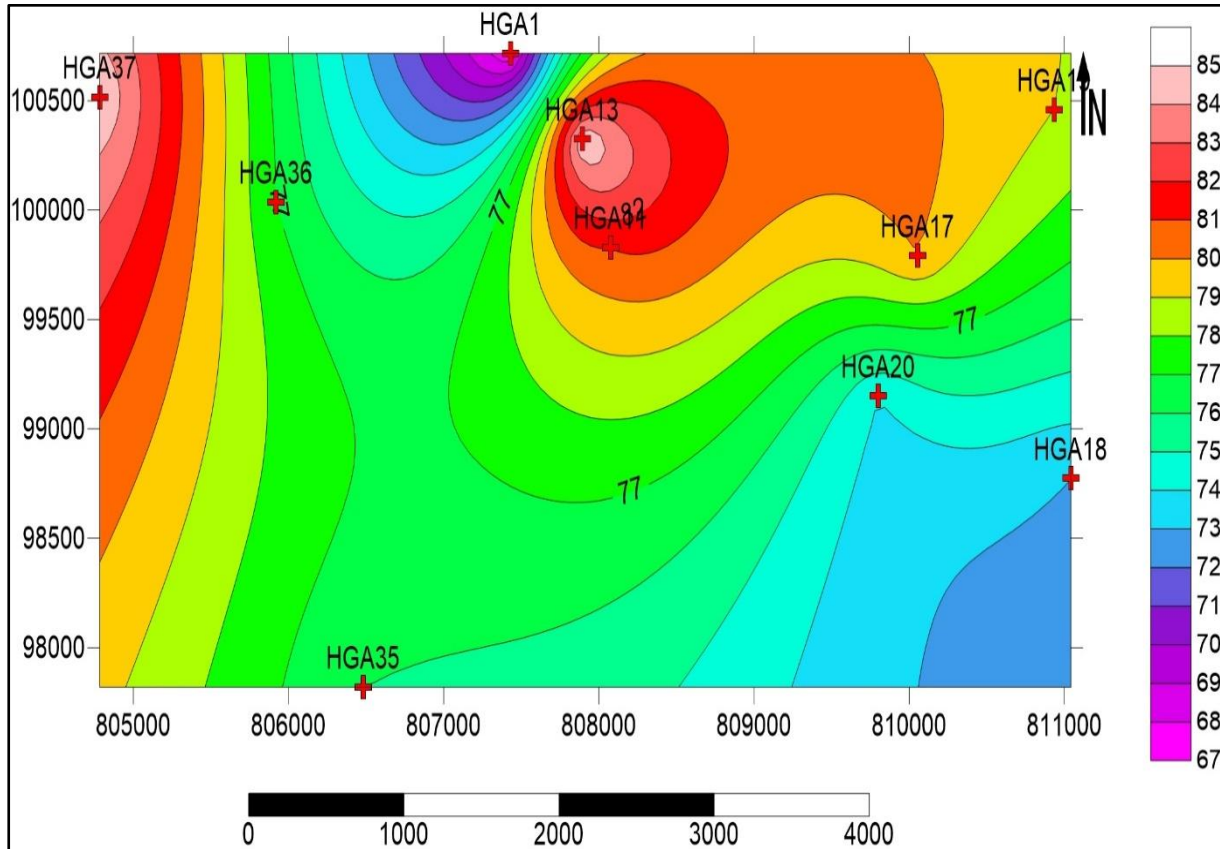


Figure 40 : Carte en iso-saturation en huile du réservoir Quartzites de Hamra(en metre m)

En analysant les différentes cartes on constate que les failles de directions NE-SO jouent un rôle très important parfois positif parfois négatif sur la distribution des différents paramètres, à savoir la porosité, la perméabilité, et l'épaisseur utile, dans le réservoir Ordovicien de QH de notre région d'étude.

En combinant les différentes cartes, on peut conclure que les meilleures valeurs de porosité et de perméabilité sont localisées dans la partie S- SO de la région d'étude.

On constate ainsi que l'allure des iso-lignes de perméabilité ne suit pas parfaitement celle de la porosité ce qui nous laisse à penser qu'on a une relation étroite (indirecte) entre ces paramètres dans ces réservoirs.

CHAPITRE V :
ESTIMATION DES
RESERVES

1. ESTIMATION DES RESERVES

Le gisement de Hassi Guettar est un gisement d'huile, il a été découvert dans les années 1990. Actuellement 25 puits ont été forés dans cette région. Le gisement produit essentiellement de l'huile dans les réservoirs Cambrien (Ra et Ri) et Ordovicien (Quartzites de Hamra) , ainsi que la mise en évidence des traces d'huile au niveau des réservoirs (Grès d'el Attchane ; Zone d'alternance) négligeables lors du calcul de réserves, dont l'objectif étant le calcul de réserves en place et récupérable dans les réservoirs Ra, Ri et QH et les comparer à celles déjà déterminées par (Sonatrache, 1998)

La méthode volumétrique est la méthode principale utilisée pour le calcul de réserves d'huile à n'importe quel régime de production.

Le calcul des réserves est fait selon la formule suivante :

$$Q_{\text{rec}} = F \cdot h_0 \cdot \Phi \cdot S_0 \cdot \Theta \cdot \delta \cdot \gamma$$

D'où:

Q_{rec} : Réserves récupérables d'huile aux conditions de surface du sol en tonnes.

F : Surface de la zone d'huile en m^2 .

h_0 : épaisseur effective pétrolifère moyenne de la couche en mètre.

Φ : Coefficient moyen de porosité ouverte de la couche réservoir en %.

S_0 : Coefficient moyen de saturation en huile en %.

Θ : Coefficient de recalcul servant à ramener le volume des hydrocarbures aux conditions de surface.

δ : Densité moyenne de l'huile dans les conditions de la surface du sol en t/m^3

γ : Coefficient de récupération (taux de récupération) : le pourcentage d'huile qui pourra être extrait des gisements.

2. Classification des réserves :

Les différentes quantités en place sont classées selon les différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenu essentiellement à partir des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Cette classification est différente d'une école à l'autre:

- D'après la classification **Russe**, les réserves sont classées « **Catégorie A** ».

- D'après la classification **Française**, les réserves sont classées comme des réserves géologiques en couche récupérable.
- D'après la classification **Américaine**, les réserves sont classées autant que réserves prouvées récupérables.
- D'après le dernier congrès mondial, les réserves sont classées comme des réserves prouvées récupérées.

La loi Algérienne concernant l'adoption des catégories des réserves

Elles sont régies suivant un texte des lois dont l'arrêté du 11 juillet 1988 relatif à l'inventaire périodique des réserves nationales d'hydrocarbures liquides et gazeuses.

Le ministère de l'énergie et industries chimiques et pétrochimiques :

Vu la constitution et notamment ses articles 111-10 et 152

Vu la loi n° 84 – 16 du juin 1984 relative au domaine national et notamment ses articles 5 et 28.

Vu la loi n° 86-14 du 19 août 1986 relative aux activités de prospection de recherche d'exploitation de transport par canalisation des hydrocarbures notamment son article 14.

Vu le décret n° 87-135 du juin 1987 relatif l'inventaire des biens du domaine national notamment son article 53.

3. Détermination des paramètres des réservoirs Ra, Ri et Quartzites de Hamra :

3.1. Délimitation du gisement

La superficie du gisement de Hassi Guettar au niveau des réservoirs Cambro-Ordovicien (Ri, Ra et QH) est donnée par (Sonatrache, 1998) elle est égale à :

$$S = 181,72 \cdot 10^6 \text{ m}^2 = 181,72 \text{ Km}^2.$$

3.2. Calcul de la surface de la zone d'huile

Sur la carte en isobathes de la zone à huile, la mesure de la superficie productive entre les frontières délimitées par les deux iso lignes .La surface productive par la méthode classique en utilisant le planimètre. La surface productive a été évalué pour le réservoir Ra.

Pour la détermination de la surface de la zone à huile au niveau des réservoirs Ri et QH il est impossible d'utiliser la méthode classique, parce que le contact huile-eau est au dela de la zone d'étude, pour cela Sonatrach à utiliser un logiciel « software » pour le calcul de ce paramètre.

Après avoir fait les calculs, les résultats sont portés sur le tableau ci-dessous (Tab.2).

Tableau2: Résultats de calcul de la surface de la zone d’huile de réservoirs Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar

Réservoirs	Ra	Ri	QH
Surface De la zone d’huile	55 Km ²	50 Km ²	73 Km ²

3.3. Calcul du coefficient de porosité ouverte (Φ) :

Selon les données de (Sonatrache, 1998) les valeurs de cut off de la porosité égale à 4% pour les réservoirs Ra, Ri et 2% pour les Quartzites de Hamra.

Donc après avoir éliminé les valeurs inférieures au cut off, le calcul de coefficient de porosité ouverte fait comme étant une moyenne arithmétique, car les valeurs de porosité des différents réservoirs Ra, Ri et QH varient régulièrement, suivant la formule générale :

$$\Phi_a = (\Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 + \dots + \Phi_i) / n$$

Avec :

Φ_a : moyenne arithmétique.

Φ_i : valeur mesurée.

n : nombre des valeurs mesurées.

Après avoir fait les calculs, les résultats sont portés sur le tableau suivant (Tab.3)

Tableau3: valeurs moyennes de la porosité de Réservoirs Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar

Réservoirs	Ra	Ri	QH
Porosité moyenne en (%)	8,03	5,80	5,90

3.4. Calcul de l'épaisseur effective pétrolifère (h0) :

Selon les données des puits, nous constatons que ces valeurs ne changent pas régulièrement d'un puits à un autre, donc l'épaisseur effective pétrolifère sera calculée comme étant une moyenne arithmétique, d'où la formule générale :

$$h_a = (h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_i) / n$$

Avec :

h_a : moyenne arithmétique.

h_i : valeur mesurée.

n : nombre des valeurs mesurées.

Après avoir fait les calculs, on a abouti aux résultats qui sont porté sur le tableau ci dessous (Tab.4).

Tableau4: valeurs moyenne d'épaisseurs effectives pétrolifères de Réservoirs Cambro-Ordoviens du Gisement Hassi Guettar

Réservoirs	Ra	Ri	QH
Epaisseur effective en m	16,85	20,65	15,64

3.5. Coefficient moyen de saturation en huile (sh) :

Selon les données des puits nous constatons que les valeurs de saturation ne changent pas d'un puits à un autre, nous remarquons que les valeurs de saturation sont très élevées, donc le coefficient moyen de saturation en huile sera calculé comme étant une moyenne arithmétique d'où la formule générale :

$$Sh_a = (S_1 + S_2 + S_3 + \dots S_i) / n$$

Avec :

Sh_a: moyenne arithmétique.

S_i: valeur mesurée.

n: nombre des valeurs mesurées.

Après avoir fait les calculs, on a abouti aux résultats qui sont portés sur le tableau ci-dessous (Tab.5).

Tableau5: les coefficients moyens de saturation en huile de Réservoirs Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar

Réservoirs	Ra	Ri	QH
Coefficient de saturation (Sh) en (%)	82,01	82,03	74,96

3.6. Coefficient de recalculé ($\Theta = 1/b$) :

Ce coefficient sert à ramener le volume des hydrocarbures aux conditions de surface, le coefficient volumétrique est donné par PED (Sonatrach).

Le coefficient de recalculé sera calculé par la formule suivante :

$$\Theta = 1/b$$

Avec :

Θ : coefficient de recalculé.

b : coefficient volumétrique.

Après avoir fait les calculs, on a abouti aux résultats qui sont porté sur le tableau ci-dessous(Tab.6).

Tableau6: les coefficients de recalculé de Réservoirs Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar

Réservoirs	Ra	Ri	QH
Coefficient volumétrique(b)	1,53	1,53	1,73
Coefficient de Recalcul (Θ)	0,65	0,65	0,57

4. Estimation des réserves :

4.1. Les réserves en place :

Après avoir déterminé les différents paramètres utilisés dans la formule citée au part avant, les réserves d'huile en place (Q_0) sont calculées suivant la formule :

$$Q_{\text{place}} = F \cdot h_o \cdot \Phi \cdot S_o \cdot \Theta \cdot \delta$$

Sachant que la densité d'huiles est de $0,8 \text{ t/m}^3$.

D'où :

$$Q_{\text{place}} = 55 \cdot 16,85 \cdot 0,0803 \cdot 0,8201 \cdot 0,65 \cdot 0,8 = 31,73 \cdot 10^6 \text{ tonnes.}$$

$$Q_{\text{place}} = 50 \cdot 20,65 \cdot 0,058 \cdot 0,8203 \cdot 0,65 \cdot 0,8 = 25,54 \cdot 10^6 \text{ tonnes.}$$

$$Q_{\text{place}} = 73 \cdot 15,64 \cdot 0,059 \cdot 0,7496 \cdot 0,57 \cdot 0,8 = 23,02 \cdot 10^6 \text{ tonnes.}$$

Une fois les calculs ont été faits, les résultats obtenus sont porté sur le tableau ci-dessous (Tab.7).

Tableau7: réserves en place de Réservoir Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar

Réservoirs	Ra	Ri	QH
Réserves en place en tonnes	$3173 \cdot 10^6$	$25,54 \cdot 10^6$	$23,02 \cdot 10^6$

4.2. Les réserves récupérables :

Pour le calcul des réserves récupérables il faut multiplier la formule précédente par le coefficient de récupération γ , le choix de la valeur de ce coefficient est en fonction du régime de production :

- $\gamma = 60$ à 80 % pour le régime de production hydraulique actif.
- $\gamma = 50$ à 70 % pour le régime de production d'expansion par gaz cap.
- $\gamma = 20$ à 40 % pour le régime de production par expansion des gaz dissous.
- $\gamma = 20$ % au maximum pour le régime de production de drainage par gravité.

Pour le gisement de Hassi Guettar, le régime de production adoptée par Sonatrach est le régime mixte c'est-à-dire par expansion de gaz dissous et le régime hydraulique (water drive actif) d'où la valeur moyenne théorique du coefficient de récupération est de 50%.

$$Q_{\text{rec}} = 31,73 \cdot 10^6 \cdot 0,5 = 15,86 \cdot 10^6 \text{ tonnes.}$$

$$Q_{\text{rec}} = 25,54 \cdot 10^6 \cdot 0,5 = 12,77 \cdot 10^6 \text{ tonnes.}$$

$$Q_{\text{rec}} = 23,02 \cdot 10^6 \cdot 0,5 = 11,51 \cdot 10^6 \text{ tonnes.}$$

Après avoir fait les calculs, les résultats représente sur le tableau suivant (Tab.8).

Tableau8: réserves récupérables de Réservoir Cambro-Ordovicien du Gisement Hassi Guettar

Réservoirs	Ra	Ri	QH
Réserves Récupérables en tonnes	$15,86 \cdot 10^6$	$12,77 \cdot 10^6$	$11,51 \cdot 10^6$

Le coefficient de récupération déterminé par (Sonatrache, 1998) est de 12 % pour le reservoir QH, et 36,23 % pour les réservoirs Cambrien (Ra et Ri).

Les coefficients utilises pour le calcul des réserves récupérables du gisement de Hassi Guettar. sont les suivants :

$$Q_{\text{rec}} = 31,73 \cdot 10^6 \cdot 0,3623 = 11,49 \cdot 10^6 \text{ tonnes.}$$

$$Q_{\text{rec}} = 25,54 \cdot 10^6 \cdot 0,3623 = 9,25 \cdot 10^6 \text{ tonnes.}$$

$$Q_{\text{rec}} = 23,02 \cdot 10^6 \cdot 0,12 = 2,76 \cdot 10^6 \text{ tonnes.}$$

Les résultats de calcul des réserves récupérables sont mentionnés sur le tableau suivant (Tab.9)

Tableau9: réserves récupérables d'après les données de (*Sonatrache, 1998*) de Réservoir Cambro-Ordovicien de Hassi Guettar

Réservoirs	RA	RI	QH
Réserves Récupérables en tonnes	11,49*10⁶	9,25*10⁶	2,76*10⁶

Les réserves estimées au niveau des réservoirs Cambrien Ra et Ri sont plus élevées que celles estimées par Sonatrach. Il sera inutile de comparer ces évaluations du fait de l'absence des valeurs des paramètres estimées par (Sonatrache, 1998)

L'estimation des réserves au niveau des Quartzites de Hamra sont comparables à celles évaluées par Sonatrach.

Les réserves en place sont de l'ordre de $23,02 \cdot 10^6$ tonnes, les réserves récupérables égalent à $11,51 \cdot 10^6$ tonnes. La valeur moyenne théorique du coefficient de récupération est de 50% .Donc le gisement de Hassi Guettar est classé d'après la classification française dans la catégorie « B »

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Le présent travail a pour objectif une caractérisation d'un réservoir de quartzites de Hamra dans le bassin d'oued M'ya précisément le réservoir ordovicien de Hassi Guettar.

En se basant sur les interprétations de différentes données issues de la phase d'exploration dans cette région on peut conclure :

D'après les données sédimentologiques, à travers les analyses de différentes carottes, nous sommes arrivés à délimiter le réservoir de Quartzites de Hamra. Par rapport aux structures sédimentaires observées, nous pouvons déduire que le réservoir ordovicien appartient à un milieu littoral à influence tidal.

A partir de la description des carottes les fissures sont colmatées par silice avec l'abondance des pyrites aussi il y a des fissures horizontales et verticales ouvertes.

Aussi il est à signaler que le toit du réservoir des Quartzites de Hamra représente une limite de discontinuité majeure qui est la discordance Hercynienne. Structuralement, le champ est un monocline. Les principales failles montrent deux orientations dominantes NE- SO.

Les paramètres pétrophysiques de réservoir ordovicien de Quartzites de Hamra sont généralement de valeurs moyennes, caractérisant par une porosité moyenne à médiocre (augmentation de valeur) .la perméabilité aussi prend généralement des valeurs faibles et la saturation en eau moyenne.

Les réserves peuvent être classées d'après les différentes écoles comme suit :

- D'après la classification **Russe**, les réserves sont classées « **Catégorie A** ».
- D'après la classification **Française**, les réserves sont classées comme des réserves géologiques en couche récupérable.
- D'après la classification **Américaine**, les réserves sont classées autant que réserves prouvées récupérables.

D'après le dernier congrès mondial, les réserves sont classées comme des réserves prouvées récupérées.

BIBLIOGRAPHIE

- Boudjema, A. (1987). *Evolution structurale du bassin triasique du Sahara Nord oriental*, Thèse doctorat. Paris: Un-ORSAY.
- Haldamane, S. (1840). *Lithology, trace fossils, and correlation of Precambrian-Cambrian boundary beds, Cassiar Mountains*, . North-Central British: l'université du Michigan.
- Leblab&Daoud. (1996, 1998). *cité par Samir Aouimer (2004-2005), Etude des corps éruptifs Cambro-Ordovicien de champ Hassi Guettar par les diagraphies, mémoire d'ingénieur (IAP) Boumerdés.*
- Massa D, R. M. (1972). *Structure et fracturation du champ d'Hassi-Messaoud (Algérie).*
- Monicard. (1965). *Caractéristiques des roches réservoirs, analyse des carottes.*
- Sonatrach. (1962).
- Sonatrach. (1998). Division Exploration.
- Sonatrache. (1998). *Rapport d'induction PED.*

ملخص

تكشف أعمال التنقيب المختلفة التي أجريت في خزان الحمرا كوارتزيت في حقل حاسي قيطار عن وجود إمكانات هيدروكربونية قابلة للاستغلال في مستويات معينة. (الكمبري والأوردوفيشي) يعتبر خزان الكوارتز في حمرا الأوردوفيشي من بين الخزانات الرئيسية لأحواض واد ميا ، أمجد مسعود. وصف النوى المأخوذة من بعض آبار حاسي جيتار بالإضافة إلى الدراسات البتروفيسية وتفسير خرائط الأيزوبات والإيزوبك والرسوم البيانية لمعاملات البتروفيسيك يمكن القول أن تشكيل الكوارتزيت في الحمرا ، يتكون بشكل عام من الحجر الرملي - الطين هو الكوارتز وقوي التصدع والتشقق. سمحت بإثبات أن المعلمات الفيزيائية البتروفيزيائية لهذا الخزان منخفضة بشكل عام ، مما يحدد خزائنا مضغوطاً. ينعكس هذا في القيم المنخفضة للمسامية التي تتراوح بين 5 إلى 9% ، وتتراوح النفاذية بين 0.35md و 7md. **الكلمات المفتاحية:** حاسي قيطار -كوارتزيتالحمراء-الخصائص البتروفيزيائية -الخزان-البنوية.

Résumé

Les différents travaux d'exploration réalisés au niveau du réservoir de Quartzites de Hamra dans le champ de Hassi Guettar dévoilent l'existence d'un potentiel d'hydrocarbure exploitable dans certains niveaux. (Cambrien et Ordovicien) Le Réservoir Quartzites de Hamra de l'ordovicien est parmi les principaux réservoirs des bassins d'Oued M'ya, Amguid Messaoud.

La description des carottes de certains puits de Hassi Guettar ainsi que L'études pétrophisique et l'interprétation des carte en isobathe et isopaque et des histogrammes des paramètres pétrophisique

On peut dit que La formation des Quartzites de Hamra, est généralement Constituéepar des grée-argileux est des quartz et fort fracturée et fissurée.

Ont permet la mise en évidence que les paramètres pétrophysiques de ce réservoir sont généralement faibles, définissant un réservoir compact. Ceci est traduit par des valeurs faibles de porosité varie entre 5 à 9 % , et de perméabilité varie entre 0.35md et 7md.

Mots clés : Hassi Guettar, Quartzites de Hamra, paramètres pétrophysiques, réservoir.

Abstract

The various exploration works carried out at the Hamra Quartzites reservoir in the Hassi Guettar field reveal the existence of an exploitable hydrocarbon potential in certain levels. (Cambrian and Ordovician) The Quartzites Reservoir of Hamra of the Ordovician is among the main reservoirs of the basins of Oued M'ya, Amguid Messaoud.

Description of cores from certain Hassi Guettar wells as well as petrophisic studies and interpretation of isobath and isopaque maps and histograms of petrophisic parameters

It can be said that the Quartzite formation of Hamra, is generally constituted by sandstone-clay is quartz and strong fractured and fissured.

Have allowed the demonstration that the petrophysical parameters of this reservoir are generally low, defining a compact reservoir. This is reflected in low values of porosity varying between 5 to 9% , and permeability varying between 0.35md and 7md.

Key words: Hamra quartzite, petrophysical parameter, Hassi Guettar, reservoir, structural.