

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 Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie des hydrocarbures

THEME

Typologie pétrophysique de réservoir de

Bir Seba (Oued Mya, Sud-Est algerien)

Présenté par
Brahimi Sidali
Khelifi manar
Khirani abdelhak

Devant le jury :

Président : M.Belkseir
Promoteur : Mme. Beguiret
Examineur : M. Draoui

M.C.A Univ. Ouargla
M.A.A Univ. Ouargla
M.A.B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019



Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, tout puissant de nos avoir donné la force et le courage pour terminer ce modeste travail. Nous remercions vivement l'enseignante

« Mme. Beguiret Lilia, notre encadreur, pour son aide, ses conseils précieux et critiques pertinentes qu'elle nous a apportés durant la réalisation de ce mémoire.

Nous remercions M. belksier pour avoir présider ce travail, et aussi M. Draoui pour avoir examiné ce travail

Nous voudrions remercier, à travers ce mémoire, tous les ingénieurs de compagnie Sonatrach (Groupement BRS) pour l'aide et l'hospitalité durant la période de stage, les conseils, les remarques et les discussions scientifique.

Nous adressons aussi nos remerciements à tous nos enseignants et à tous nos collègues de notre promotion 2ème année master des hydrocarbures.



Sommaire

CHAPITRE 01: CADRE GEOLOGIQUE

.Remerciement	
.Sommaire	
.Liste des figures	
.Liste des tableaux	
.Liste des abréviations	
. INTRODUCTION GENERALE	1
1. CADRE GEOLOGIQUE REGIONAL DU BASSIN D'OUED MYA.....	3
1.1 Introduction	3
1.2 Situation géographique du bassin d'Oued Mya	3
1.3 Lithostratigraphie du bassin:	4
1.4 Cadre géologique et géodynamique:	8
2. GEOLOGIE LOCALE DE BIR SBAA	10
2.1 Situation géographique de secteur d'étude	10
2.2 Lithostratigraphie	11
2.3 Caractérisation géodynamique	17
3. SYSTEME PETROLIER :	18
3.1 La roche mère	18
3.2 Maturation	18
3.3 Migration.....	18
3.4 Réservoirs.....	19
3.4 Roche couverture.....	19

CHAPITRE 02: CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE ET STRUCTURALE

1. CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE	21
1.1 Facies Sm (grès d'aspect massif).....	21
1.2 Facies Stg (grès à structures obliques en auge avec clastes gréseux argileux dolomitiques)	22
1.3 Facies Sb (grès intensément bioturbé)	23
1.4 Facies Sh (laminations horizontales)	24
1.5 Facies H (facies hétérolithique à structures ondulés).....	25
2. PETROGRAPHIE	28

SOMMAIRE

2.1 Les composants détritiques	28
2.2. Les composants authigènes.....	30
3. CARACTERISATION STRUCTURALE	33
<u>CHAPITRE 03: ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES</u>	
1.DISTRIBUTION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUE	36
1.1 Porosité	36
1.2 Perméabilité	37
2.LOGICIEL UTILISE	37
3.L'IMPLANTATION DE PUIITS TFT	38
4. ANALYSE STATISTIQUE DES PARAMETRES PETROPHYSYQUE	39
4.1 Interprétation des résultats	39
4.2 Traitement bivarié des paramètres pétro physiques	40
4.3 Analyse en composantes principales (APC)	41
4.4 Interpretation des Cartes en isoporosité	43
4.5 Intrepetation des cartes en isopermiabilité	45
<u>CHAPITRE 04: NOTION DE DIAGRAPHIE</u>	
1.OBJECTIF DE DIAGRAPHIE	48
2.CLASSIFICATION DES DIAGRAPHIE	49
3.INTERPRETATION DES RESULTATS DE DIAGRAPHIE	49
3.1 Puits BRS-07bis	50
3.2 Puits BRS-8	51
3.3 Puits BRS-12	52
3.4 Puits BRS-18	53
3.5 Puits BRS-16	54
3.6 Puits BRS-20	55
3.7 Puits BRS-23	56
4.INTERPRETATION QUALITATIVE	57
5.CORRELATION DIAGRAPHIQUE DU RESERVOIR	58
.CONCLUSIONS GENERALE.....	61

LISTES DES FIGURES

Figures	Titres	Pages
Figure 1	Carte des principaux éléments morpho-structuraux de la plateforme saharienne de l'Algérie et la situation géographique d'Oued Mya (Sonatrach, 2011).	04
Figure 2	Situation géologique du bassin d'Oued Mya (WEC 2007)	09
Figure 3	Carte de situation du champ BRS (blocks 433a /416b) (SH (D. Exp/ Déc-2014).	10
Figure 4	Colonne Lithostratigraphique de Bir Seba (FDR - BRS Field 2010)	14
Figure 5	le model de migration pour les Hamra quartzites (FDR - BRS Field (2010)	19
Figure 6	Aspect macroscopique des intervalles carottes correspondant au faciès Sm puits BRS 12 : 3820.00-3820.17m (zone 1).	21
Figure7	a- Cross plot densité (RHOB) b–Neutron (CNC) pour le faciès Sm	22
Figure 8	Aspect macroscopique des intervalles carotte correspondant au faciès stg puits BRS 12 a :(a gauche) 3860.64-3861m (zone 3) ; puits BRS 23-(à droite) : 3838.40-3839.40 m (zone1)	22
Figure 9	a- Cross plot densité (RHOB) b –neutron (CNC) pour le faciès Stg	23
Figure 10	Aspect macroscopique des intervalles carottes correspondant au faciès Sb ; puits BRS 12(a gauche) : 3841.23-3841.45 m (zone 2) ; puits BRS 23(à droite) : 3852.64-3852.94 m (zone 1).	23
Figure 11	a- Cross plot densité (RHOB) b–neutron (CNC) pour le faciès Sb	24
Figure 12	Aspect macroscopique des intervalles carottes correspondant au faciès Sh puits BRS 12(à gauche): 3846.27-3846.45 m (base zone 2) ; puits BRS 23(à droite) : 3864.30-3864.75 m (zone 2).	24
Figure 13	a- Cross plot densité (RHOB) b –neutron (CNC) pour le faciès Sh	25
Figure 14	Aspect macroscopique des intervalles carottes correspondant au faciès H puits BRS 12 : 3852.62-3852.75 m (base zone 2) .	25

Figures 15	a- Cross plot densité (RHOB) b–neutron (CNC) pour le facies H	26
Figure 16	Quelques types du contact entre les grains de quartz en LP (a) et en LN (b).	29
Figure 17	Présence des métaux lourds (tourmaline).	29
Figure 18	Le ciment carbonaté (dolomitique) en LP (a) et en MEB (b).	30
Figure 19	Le ciment anhydritique en LP (a) et la MEB (b).	30
Figure 20	Présence du sel (halite) en LP (a) et en MEB (b).	31
Figure 21	ciment siliceux (en ciment et la silice de nourrissage) en LP (a) et en MEB (b).	31
Figure 22	Microstylolithe souligné par les oxydes de fer en LP (a) et en LN (b).	32
Figure 23	Présence de la matière organique (Mo).	32
Figure 24	Cartes en iso-épaisseur du QH (Zone 1-2-3).	34
Figure 25	Plan d'implantation des puits de BRS	38
Figure 26	Histogramme et graphe de probabilité de porosité	39
Figure 27	Histogramme et graphe de probabilité de perméabilité	40
Figure 28	Histogramme et graphe de probabilité de saturation en huile	40
Figure 29	Corrélation (Perméabilité/ porosité, Perméabilité/ saturation en huile et porosité / saturation en huile)	41
Figure 30	Corrélation (porosité / volume d'argile, perméabilité / volume d'argile et Saturation en huile / volume d'argile)	41
Figure 31	Cercle de corrélations de l'ensemble des paramètres pétrophysiques	42
Figure 32	Cartes en isoporosité du QH (Zone 1-2-3)	43
Figure 33	Cartes en isoperméabilité du QH (Zone 1-2-3).	45
Figure 34	les différentes diagraphies selon leur domaine d'investigation	49
Figure 35	Log diagraphique enregistré au niveau du puits BRS-7bis	50
Figure 36	Log diagraphique enregistré au niveau du puits BRS-8	51
Figure 37	Log diagraphique enregistré au niveau du puits BRS-12	52
Figure 38	Log diagraphique enregistré au niveau du puits BRS-18	53
Figure 39	Log diagraphique enregistré au niveau du puits BRS-16	54

Figure 40	Log diagraphique enregistré au niveau du puits BRS-20	55
Figure 41	Log diagraphique enregistré au niveau du puits BRS-23	56
Figure 42	position de profils de corrélations (A) et (B).	58
Figure 43	Corrélation par diagraphie selon le profil A	59
Figure 44	Corrélation par diagraphie selon le profil B	60

LISTE DES TABLEAUX

Tableaux	Titre	Pages
Tableau 1	Principales caractéristiques des lithofaciès et interprétation en milieux de dépôts	27
Tableau 2	Traitement statistique des Paramètres pétrophysiques de réservoir QH-BRS	39
Tableau 3	Matrice de corrélations simples des paramètres pétrophysiques	40
Tableau 4	Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-7bis	50
Tableau 5	Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-8	51
Tableau 6	Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-12	52
Tableau 7	Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-18	53
Tableau 8	Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-16	54
Tableau 9	Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-20	55
Tableau 10	Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-23	56
Tableau 11	Coordonnées des puits producteur	57

BRS : Bir Seba

GBRS : Groupement Bir Seba

HC : hydrocarbure

TAGI : Trias Argileux Greseux Inférieur

MOM : Mouiat Oulad Messaoud

QH : quartzite l'Hamra

SI : Série Inférieur

T1; T2 : Trias 1 et 2

MD : Profondeur mesurée « measured depth »

TVD : Profondeur verticale vraie « true vertical depth »

GR : Gamma Ray.

Rmf : résistivité du filtrat de boue.

Rw : résistivité de l'eau de formation.

Rt : résistivité de la formation.

Sw: saturation en eau.

Vsh : volume d'argile.

K : Perméabilité.

Φ_N : porosité neutron.

Φ_D : Porosité densité.

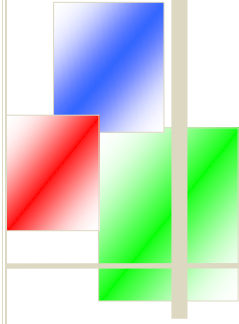
Φ_S : porosité sonique.

Φ_e : porosité effective.

F : facteur de formation.

a : Coefficient dépendant de la lithologie, et de la nature des roches.

m : Facteur de cimentation variant avec le degré de consolidation de la roche



INTRODUCTON GENERAL



INTRODUCTION GENERALE

Le Sahara algérien a connu ces dernières années un important développement en matière de découvertes des nouveaux gisements des hydrocarbures. Après chaque découverte d'un gisement à potentiel des hydrocarbures les gens dirigent vers les techniques de l'exploration et l'exploitation, ces derniers dépendent des caractéristiques en même temps de la formation et des fluides qui les contiennent. Cela détermine la valeur et l'intérêt de cette découverte du point de vue de rentabilité économique.

Le gisement de Bir Seba se trouve dans la dépression d'Oued Mya à 150km au Nord-est du champ de Hassi Messaoud. Des études récentes montrent la présence de plusieurs réservoirs. Certaines prospections ont été réalisées dont l'objectif d'évaluation de ces réserves.

Dans le cadre de la préparation de Master en Géologie des hydrocarbures, le gisement de Bir Seba a fait l'objet d'une étude détaillée dont l'objectif d'établir une typologie de réservoir de quartzites de Hamra de point de vue géologique, pétrophysique, sédimentologique, structural et diagraphique.

La principale qualité et originalité de ce travail est de cibler pour la première fois une étude géologique afin de faire une bonne caractérisation structurale et sédimentologique en intervenant tous types des données disponibles.

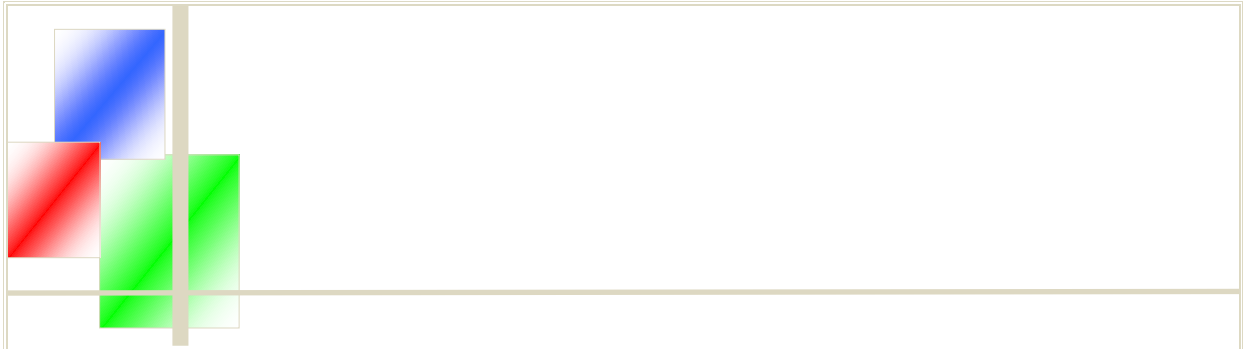
Pour répondre aux problématiques pétrolières et structurales , et afin d'atteindre les objectifs assignés à cette étude, ce document s'organise comme suit:

- ✚ Chapitre I : Présentation des grands éléments géologiques et structuraux de bassin d'Oued Mya, Ceci se succède par la présentation du cadre géologique du champ de Bir Seba (Zone d'étude) en présentant sa lithostratigraphie et sa tectonique;
- ✚ Chapitre II : Caractérisation sédimentologique et structurale à travers la description des carottes et l'interprétation des cartes en isopaques et en isobathes
- ✚ Chapitre III : Caractérisation pétrophysique, en commençant par une analyse statistique, suivie par l'interprétation des paramètres pétrophysiques;

Introduction générale

✚ Chapitre IV : analyse diagraphique et détermination des paramètres pétrophysiques qui contrôlant la qualité des réservoirs ;

Et en fin c'est la présentation des principales conclusions et recommandations.



CHAPITRE I

CADRE GEOLOGIQUE ET GEOGRAPHIQUE



CHAPITRE 01: CADRE GEOLOGIQUE

1. CADRE GEOLOGIQUE REGIONAL DU BASSIN D'OUED MYA

1.1 Introduction

En Algérie, deux unités géologiques et structurales majeures bien distinguées séparées par l'accident Sud-atlasique : Le domaine alpin dans la partie Nord, qui correspond à une chaîne intracontinentale résultant essentiellement de la tectonique alpine et la plate-forme saharienne dans la partie Sud, relativement stable, qui a été structurée en majeure partie au Paléozoïque. La plate-forme saharienne est subdivisée en deux provinces, séparées par la ride d'Amguid de direction N-S : la province Ouest, riche en gaz et la province Est où se trouvent à la fois des gisements d'huile et de gaz.

La différence entre ces deux provinces est liée à leur histoire mésozoïque et cénozoïque. Les sédiments mésozoïques et cénozoïques sont bien développés et fortement tectonisés dans la province est, alors que dans la province ouest, ils sont plutôt stratiformes et moins développés. De plus, l'histoire de la formation et du piégeage des hydrocarbures dans les bassins paléozoïques est différente entre ces deux provinces, avec une histoire méso-cénozoïque à l'Est et paléozoïque à l'Ouest.

1.2 Situation géographique du bassin d'Oued Mya :

Oued Mya (Fig.1) est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province Triasique, les limites géographiques sont les parallèles $31^{\circ}15'$ - $33^{\circ}00'$ et les méridiens $6^{\circ}15'$ - $3^{\circ}30'$, elle englobe les blocs : 438, 425, 422, 437, 436, 420, 419, 418, 417 et 416, appartenant au district IV de la Sonatrach.

La région d'Oued Mya a la configuration d'une dépression, allongée d'orientation Nord-est, Sud-ouest acquise au cours du Paléozoïque ; elle est limitée (BEICIP, 1992) Au Nord par la zone haute de Djemââ –Touggourt, constituée de terrains d'âge Cambrien et Ordovicien reposent sur un socle rhyolitique anti Cambrien. Au Nord-Ouest, le molede Talemzane-Hassi R'mel . Au Sud-Est, le mole de Hassi-Messaoud qui se prolonge au nord par la zone haute de Touggourt et à l'Est, on note la présence d'un axe positif constitué par la dorsale d'El-Agrab ;El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Hassi Messaoud au Nord.

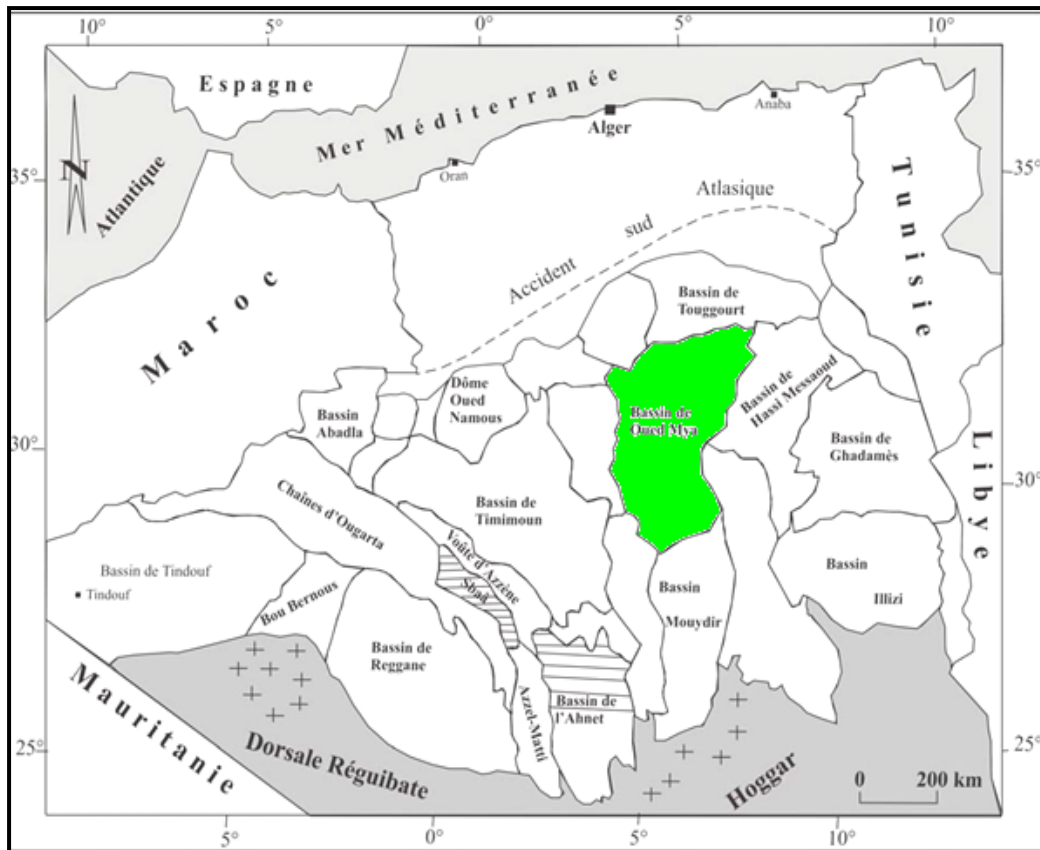


Figure Erreur ! Il n'y a pas de texte répondant à ce style dans ce document. : Carte des principaux éléments morpho-structuraux de la plateforme saharienne de l'Algérie et la situation géographique d'Oued Mya (Sonatrach, 2011)

1.3 Lithostratigraphie du bassin:

1.3.1 Les réservoirs paléozoïques :

Le Paléozoïque comprend pour l'essentiel des réservoirs bien développés et régulièrement distribués dans tous les bassins de la Plateforme Saharienne. Il constitue une partie importante des réservoirs du Sahara algérien. Le Carbonifère, depuis longtemps est déconsidéré, lui représente un prospect important à la lumière des résultats acquis dans les bassins de Ghadamès et de Timimoune (WEC, 1995).

❖ Cambrien :

Il est productif dans les champs de la province triasique et dans les bassins d'Illizi et de Timimoune.

❖ Ordovicien :

Les réservoirs ordoviciens, sont relativement nombreux, et sont situés dans les formations suivantes

- Les grés argileux de l'Oued Mya et les grés d'El Atchane (Trémadoc)
- Les quartzites d'el Hamra (Arenig)
- Les grés d'Ouargla (Lianvirn)
- Les grés de l'Oued Saret (Caradoc inférieur)
- Les grés de Ramade ou la Dalle de Mkratta (Caradoc supérieur- Ashgill)
- Les grés proviennent des milieux très variés, allant du marin à fluvio-glaciaire, d'où une très grande diversité de géométrie de réservoirs ainsi qu'une certaine disparité dans la distribution de la plupart des faciès.

❖ Silurien :

Sur l'ensemble de la plateforme saharienne, le Silurien est connu pour sa qualité de la roche mère. Dans le bassin d'Illizi et la province triasique, il présente dans sa partie supérieure des zones à potentiel réservoir où les épaisseurs sont souvent importantes (350 m), dont ils font un bon objectif pétrolier.

❖ Dévonien :

Dans les bassins de Timimoune, d'Ahnet, de Reggane et de Ghadamès, le Dévonien est épais. En revanche, sur une grande partie de la province triasique et certaines structures comme la dorsale Amguid- El Biod- de Hassi Messaoud, il est totalement érodé. En général le Dévonien est producteur partout où il existe.

❖ Carbonifère :

Les réservoirs sont répartis en trois secteurs. A l'Ouest de la plateforme dans les bassins de Tindouf, de l'Ahnet et de Timimoune. Les caractéristiques matricielles des grés peuvent constituer de bons réservoirs. Dans la province triasique les bons réservoirs se situent au Sud-Ouest dans le Viséen et au Nord- Ouest dans le Moscovien.

1.3.2 Les réservoirs Mésozoïques :

Dans la partie Nord-Ouest de la plateforme saharienne, le Mésozoïque en général et le Trias en particulier recèlent d'importantes ressources en huile et en gaz. Les faciès réservoirs sont de type fluviatile à deltaïque à influences marines comme dans le Nord-Est du bassin de Ghadamès. Le Trias est divisé en une séquence de base argilo-gréseuse (TAGI), un Trias médian carbonaté et une séquence supérieure argilo-gréseuse (TAGS) (WEC, 1995).

❖ Trias argilo-gréseux inférieur :

Les principales découvertes ont été faites dans les régions de Rhourde-Nouss, Gassi Touil, Nezla, El Borma, Keskessa, Wad-Teh, Haoud-Berkaoui et récemment Bir Rebaa-nord et Rhourde El Khrouf.

L'épaisseur des réservoirs varie de 15 à 75m et peut atteindre jusqu'à 100m dans la région d'El Borma et 150m dans le bassin de Ghadamès. Ces variations sont liées à la morphologie du soubassement du Trias inférieur qui s'appuie en lap sur la discordance hercynienne et érodé profondément la série paléozoïque.

L'environnement de dépôt du Trias implique les variations de faciès et l'extension limitée des réservoirs. Ceux-ci sont en général, multicouches, à niveaux producteurs isolés par des argiles de type plain d'inondation. Les porosités varient en général de 6 à 22% et sont le plus souvent supérieures à 12% avec des perméabilités de 10 à 100md.

Les qualités de réservoir sont contrôlées par des facteurs diagénétiques, de dissolutions, des carbonates, des redistributions minéralogiques des argiles, et enfin des cimentations variées.

❖ Trias argilo-gréseux supérieur :

Il constitue un des principaux réservoirs de la plateforme saharienne et produit à Hassi R'mel, Rhourde Nouss, Hassi-Chergui, Rhourde El Khrouf. Dans la province triasique, les réservoirs sont bien développés. La répartition des zones favorables est identique à celle du TAGI.

Dans les zones productrices, les hauteurs utiles atteignent 150m. Les porosités sont comprises entre 15 et 20%. Les perméabilités atteignent 1 à 2d dans la région de Gassi Touil. Les qualités réservoirs des grés du TAGS se détériorent vers le Sud-ouest, Nord-est parallèlement à l'épaississement des argiles. Les phénomènes diagénétiques plus tardifs que ceux du TAGI jouent un rôle important dans la distribution des porosités.

1.3.3 La roche mère :

La couverture sédimentaire de l'Algérie comprend un certain nombre de niveaux roches mère réparties du Paléozoïque au Cénozoïque, soit : l'Ordovicien, le Silurien, le Dévonien (Strunien, Famennien et surtout le Frasnien), le Carbonifère, le Jurassique (en particulier, le Kimméridgien), le Crétacé inférieur et supérieur (l'Albien et surtout le passage Cénomanién-Turonien), l'Eocène et le Miocène. Ils correspondent aux phases transgressives majeures.

Les principaux niveaux roches mères susceptibles d'être la source des hydrocarbures mis en évidence dans les différents réservoirs de la couverture sédimentaire sont :

- Le Silurien inférieur ;
- Le Frasnien inférieur ;
- Le passage Cénomanién-Turonien.

Les deux premiers niveaux caractérisent la plateforme saharienne tandis que le troisième est lié au Nord de l'Algérie et dans une moindre mesure au sillon de Melhir.

❖ **Le Silurien inférieur :**

Le Silurien inférieur comprend à des argiles radioactives constituées d'argiles grises-noires et noires radioactives à la base. Il s'est déposé sur la totalité de la plateforme saharienne, et quelques régions sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne.

Le dépôt des argiles radioactives suite la glaciation fini-ordovicienne et correspond à la première transgression marine majeure du Paléozoïque.

La radioactivité est liée à la forte concentration en Uranium. Les épaisseurs varient de 10m à 100m avec des maximums situés dans les bassins de l'Ahnet, de Ghadamès, d'Illizi, de l'Oued Mya, de Mouydir, au Nord du bassin de Timimoune et dans les sillons de Benoud et Sbaa.

La teneur en carbone organique total (COT) oscille entre 1% et plus de 11% et dépasse localement 20%. Les zones les plus riches se situent aux abords de Hassi R'mel, de Hassi Messaoud, dans le Nord-Est de province triasique, à l'Ouest du bassin d'Illizi, dans le sillon de Sbaa, dans le nord-ouest du Grand Erg occidental.

La matière organique est d'origine marine (les Algues, les Chitinozoaires, les Graptolites, la matière organique amorphe sapropilique). La roche mère engendrée est d'excellente qualité et son potentiel pétrolier peut localement dépasser 60kg HC/t (Carbone Organique, kérogène/Tonne de Roche) comme pour le Silurien inférieur de la plateforme saharienne. (WEC, 1995).

Les différentes évolutions propres à chaque bassin, le potentiel résiduel est variable. Il est conditionné par la maturation atteinte dans les argiles radioactives. L'état de cuisson du Kérogène est à gaz sec et condensat dans les bassins de Timimoune, d'Ahnet, de Béchar, de Mouydir, dans le centre et au nord des bassins de Reggane et de Tindouf, dans le centre du bassin de Ghadamès et de l'Oued Mya et enfin dans le centre et le Nord-Ouest du sillon de Sbaa. En revanche, ce même Kérogène est en phase à huile dans le reste de la province triasique, dans le bassin d'Illizi, dans la partie sud des bassins de Reggane aux abords de l'Ougarta et enfin dans le Sud-Est du sillon de Sbaa.

1.3.4 Les roches couvertures :

Les bassins de la Plateforme Saharienne comprennent des niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès. Les plus anciens sont d'âge ordovicien et les plus étanches sont les dépôts argilo-évaporitiques du Trias et du Lias (WEC, 1995).

❖ Le Paléozoïque :

Une exception faite des zones qui subirent l'érosion hercynienne, les roches couvertures d'âge Ordovicien sont présentes sur la quasi-totalité de la plateforme saharienne.

❖ Le Mésozoïque :

La couverture mésozoïque correspond aux argiles et aux évaporites du Trias et du Lias. Dans le bassin triasique, elles assurent la couverture des réservoirs gréseux du Trias et, parfois en discordance, celle des réservoirs Paléozoïque.

Leurs épaisseurs dépassent parfois les 2000m et leurs lithologies font une excellente couverture.

1.4 Cadre géologique et géodynamique:

La dépression d'Oued Mya appartient à la plateforme saharienne, dont elle ne constitue qu'un sous bassin intra-cratonique, sa bordure Nord s'ennoie progressivement vers la flexure saharienne où l'existence d'un fossé très subsidente au Mésozoïque donnera naissance à la chaîne péri-cratonique de l'Atlas saharien.

L'évolution de la dépression d'Oued Mya (Fig. 2) 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 considérer deux mégacycles sédimentaires paléozoïque et mésozoïque classiquement séparés par la discordance hercynienne. Durant la région

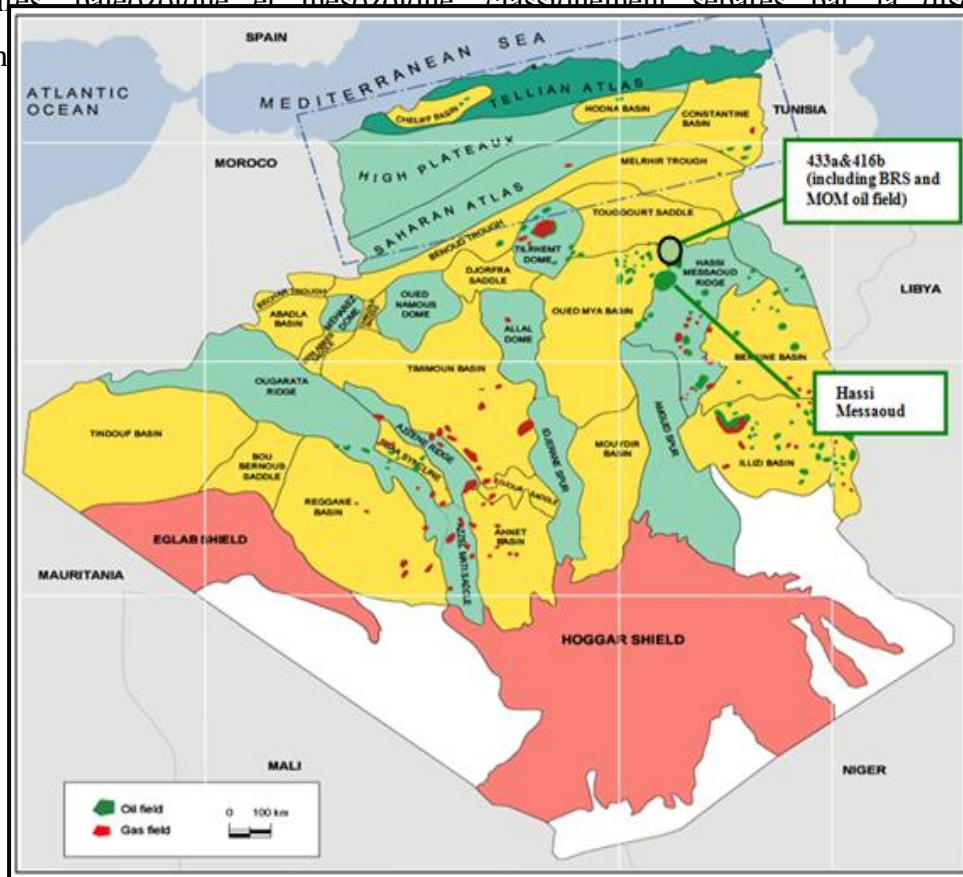


Figure 2 : Situation géologique du bassin d'Oued Mya (WEC 2007)

L'évolution paléogéographique et structurale au cours du Paléozoïque a eu des implications probables sur la distribution de certains réservoirs, sur la distribution et le potentiel des roches mères, ainsi que sur leur enfouissement relativement limité au cours du Paléozoïque, préservant ainsi leur potentiel. Ce n'est qu'au cours de la subsidence du Mésozoïque et du Tertiaire que la maturation sera suffisante pour générer les hydrocarbures piégés dans la région.

Dans la dépression d'Oued Mya, la série siluro-dévonienne a été partiellement préservée de l'érosion entre les môles de Talémazène et de Dahar situés au Nord et le môle d'El Agreb - Hassi Messaoud situés à l'Est, déjà érodés jusqu'à l'Ordovicien.

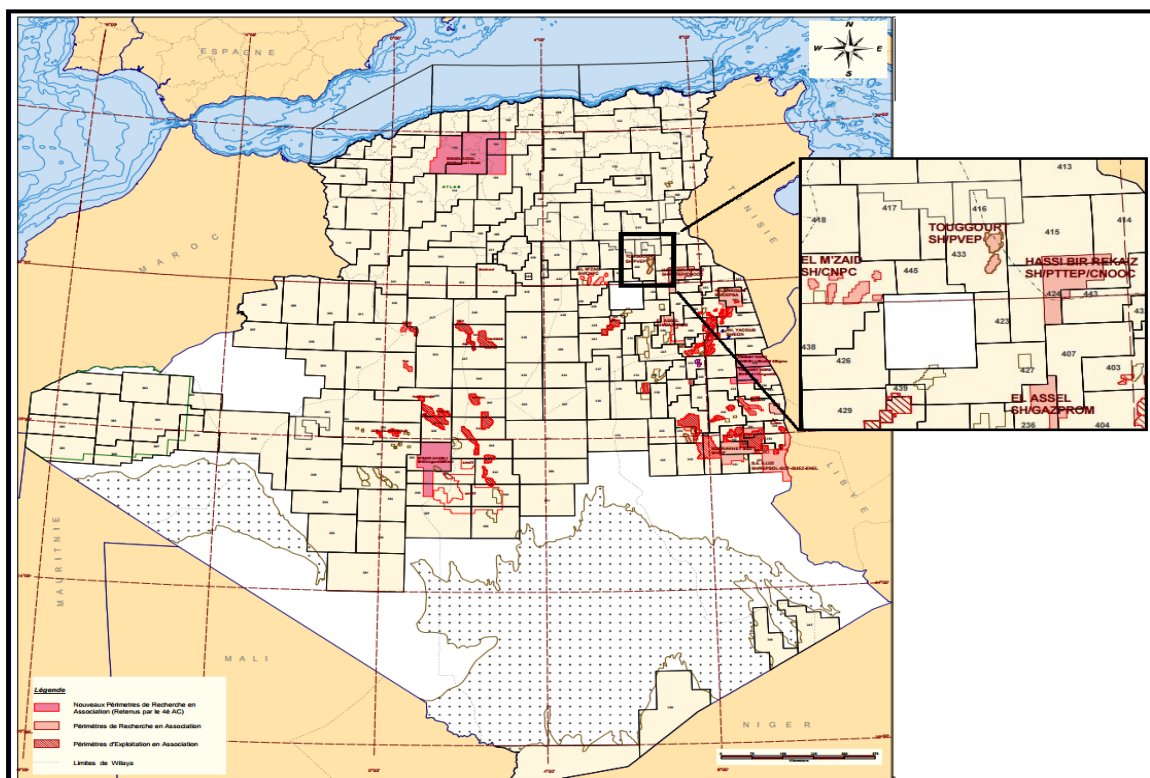
Cette dépression correspond à une structure de type « synclinal » entre les dômes de Hassi R'Mel et Hassi Messaoud.

La dépression d'Oued Mya est en effet caractérisée par la présence d'une série paléozoïque résiduelle renfermant les argiles radioactives d'âge silurien, très riches en matière organique et bien développées qui constituent la roche mère principale, malheureusement érodée sur de vastes secteurs de la région. Cette série est recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère (Trias-Lias) (M. Dahmani 2003).

2. GEOLOGIE LOCALE DE BIR SBAA

2.1 Situation géographique de secteur d'étude :

Le champ pétrolifère de Bir Seba (Fig. 3) se situe dans les blocs 433a et 416b, à environ de 550 km au Sud-est d'Alger et à 130 km de Hassi Messaoud. La superficie originelle est de 6,472 km² et la superficie actuelle est de 4,530 km² après la première restitution. Le vaste



programme d'exploration et d'évaluation a été effectué depuis 2003 et a conduit à la découverte de la structure Bir Seba (BRS), la plus grande découverte de pétrole de la région.

Figure 3 : Carte de situation du champ BRS (blocks 433a /416b) (sonatrach/ Déc-2014)

Actuellement, la structures BRS a terminé le programme d'exploration et d'évaluation et continuer sur la première phase de développement. La BRS est en production en Juin 2015.

2.3 Lithostratigraphie

La série stratigraphique type de secteur de Bir Seba décrit brièvement du bas en haut comme suit (Fig. 4):

2.3.1 La Séries Paléozoïque :

❖ Cambrien :

La formation du Cambrien a été déposée sur le socle cristallin intra-Cambrien et elle est bornée au sommet par un marqueur sismique régional. Dans le bloc 416b, le Cambrien a été pénétrée par plusieurs puits avec une épaisseur maximale de 298 m. Cette section est divisée en unités R3, R2, Ri et Ra.

L'unité R3 est principalement quartzites gris. Ceci est clairement identifié par des grains grossiers et une abondance de microconglomérats, avec la présence de l'illite. Cette unité est interprétée comme ayant été déposé dans un environnement continental.

L'unité R2 est constituée de grès et de quartzites. Les grès sont principalement à grains moyens avec des lits à grain grossier et inter-stratifiés avec mince, noir au vert argilites. Les quartzites sont composés de sub-arrondies à sub-anguleux grains avec bon tri juste et présence d'abondantes ciment siliceux secondaire. Cette unité est également interprétée ont été déposés dans un environnement continental.

L'unité se compose de Ri siliceuse, très fine à fine grès à grains fins. La présence de Skolithos et Diploterion terriers dans les carottes suggère un environnement de shoreface milieu.

L'unité se compose de Ra siliceuses très fines à moyennes, grès à grains fins intercalées avec claystones minces. L'unité est interprétée comme ayant été déposée dans un cadre côtier à influence marine périodique.

Ces réservoirs de grès du Cambrien ont une porosité moyenne de 6-7%.

❖ Ordovicien inférieur :

○ Formation El Gassi :

La formation d'El Gassi est limitée à la base par le marqueur régional sismique Cambrien et au sommet par le marqueur sismique régional El Gassi. Cette formation est traversée par RMK-1, BRS-1 et BRS-2b. Cette section n'a pas érodé au BRS-1 et a une épaisseur totale de 118 m. Cette formation se compose principalement de argilites massives à siltstones interstratifiés.

Il est interprété comme ayant été déposé dans un milieu marin profond. Cette formation est une très bonne étanchéité pour les réservoirs du Cambrien et est considéré comme une roche de pauvre source.

○ **Formation Atchane :**

La formation Atchane est limitée à la base par le marqueur sismique régional El Gassi. Cette formation est pénétrée par BRS-1, BRS-2b et RMK-1 avec des épaisseurs allant de 25 à 42 m. Cette formation comprend des argilites, des siltstones et des grès qui étaient déposés dans un environnement d'shoreface inférieur.

○ **Formation Hamra quartzite :**

La formation de Hamra quartzite a été pénétrée par BRS-1, BRS-2b, BRS-3, BRS-4, HN-2, RMK-1, et MOM-1. Seulement MOM-1 et RMK-1 a pénétré une section non érodé avec une épaisseur brute de 88 à 95m. La formation Hamra quartzite comprend principalement des grès massifs et des grès quartzites avec des couches de claystones minces occasionnels, titrant vers le haut dans les grès argileux.

Ces grès sont essentiellement moyens à gris foncé, noirs, parfois jaune clair à couleur brune, à grains moyens et parfois grossiers, bien arrondis et modérément triés.

Les quartzites sont gris clair au bruns de couleur crème. Ils sont fragiles, durs, fracturés, à grains très fins à grossière, sub-angulaires à arrondis, moyennement triés, à surcroissances dans certaines régions, localement micacé (biotite) avec des traces de vert chlorite / glauconite..

La formation Hamra quartzite est interprétée comme ayant été déposé dans le bas à haut environnements infra-tidale. Elle est facilement identifiable par la nature de sa lithologie uniforme et l'étendue régionale.

La formation de Hamra quartzite est le principal réservoir dans la zone de Touggourt Sa porosité est comprise entre 6 et 10.

❖ Ordovicien moye

○ La formation d'Ouargla :

Dans la partie sud des blocs 433a / 416b, la formation a été pénétrée par Ouargla MAMAN 1, BRS-3, BRS-4 et RMK-1. Dans les autres domaines, cette section a été érodée par la discordance hercynienne. L'épaisseur de cette formation varie de 47 à 96 m.

En général, cette formation est une séquence schisteuse au classement de base à une séquence de sable dans la partie supérieure. Cette formation est interprétée comme ayant été déposée dans un shoreface supérieur-inférieur Environnement.

❖ Ordovicien supérieur

○ Formation microconglomérat Shale :

La formation de microconglomérat a été pénétrée par BAT-1, ERDC-1 et MOM-1. Dans les autres puits de blocs 433a / 416b cette formation a été érodée par la discordance hercynienne. L'épaisseur de la non-érodé varie de 54 à 113 m. Cette formation se compose essentiellement d'interbedded claystones et siltstones avec des grès mineurs. Son dépôt est interprété comme étant dans un environnement marin.

Formation M'kratta :

La formation M'Kratta a été pénétrée par BAT-1, MOM-1 et ERDC-1 (partie sud de Bloc 433a). L'épaisseur de la non-érodé de cette formation varie de 14 à 71 m. Cette formation est essentiellement constituée de grès inter-stratifiés avec siltstones minces et argilites. Cette formation a été déposée dans un environnement de face rive inférieure.

❖ Silurien :

○ Formation d'argiles Radioactives:

La formation de Shale radioactif a été pénétrée par BAT-1 MOM-1 et ERDC-1. En général, cette formation a été érodée par l'inconformité hercynienne. L'épaisseur restante varie de 22 à 91m. Cette graptolite schiste est essentiellement grise à noire avec présence de la matière organique et une forte radioactivité.

Le shale radioactif a été déposés immédiatement après la fin de la période glaciaire Ordovicienne et correspond à la première transgression marine Paléozoïque significative. La radioactivité est principalement en raison d'une concentration d'uranium élevé.

Ces shales sont les principales roches sources pour cette région. Le carbone organique total (COT) varie de 4 à 17%. La matière organique est d'origine marine (algues, Chinozoa, Graptolites, sapropilique amorphe de la matière organique). Cette roche est d'excellente qualité dont le potentiel d'hydrocarbures est supérieur à 60 kg /t

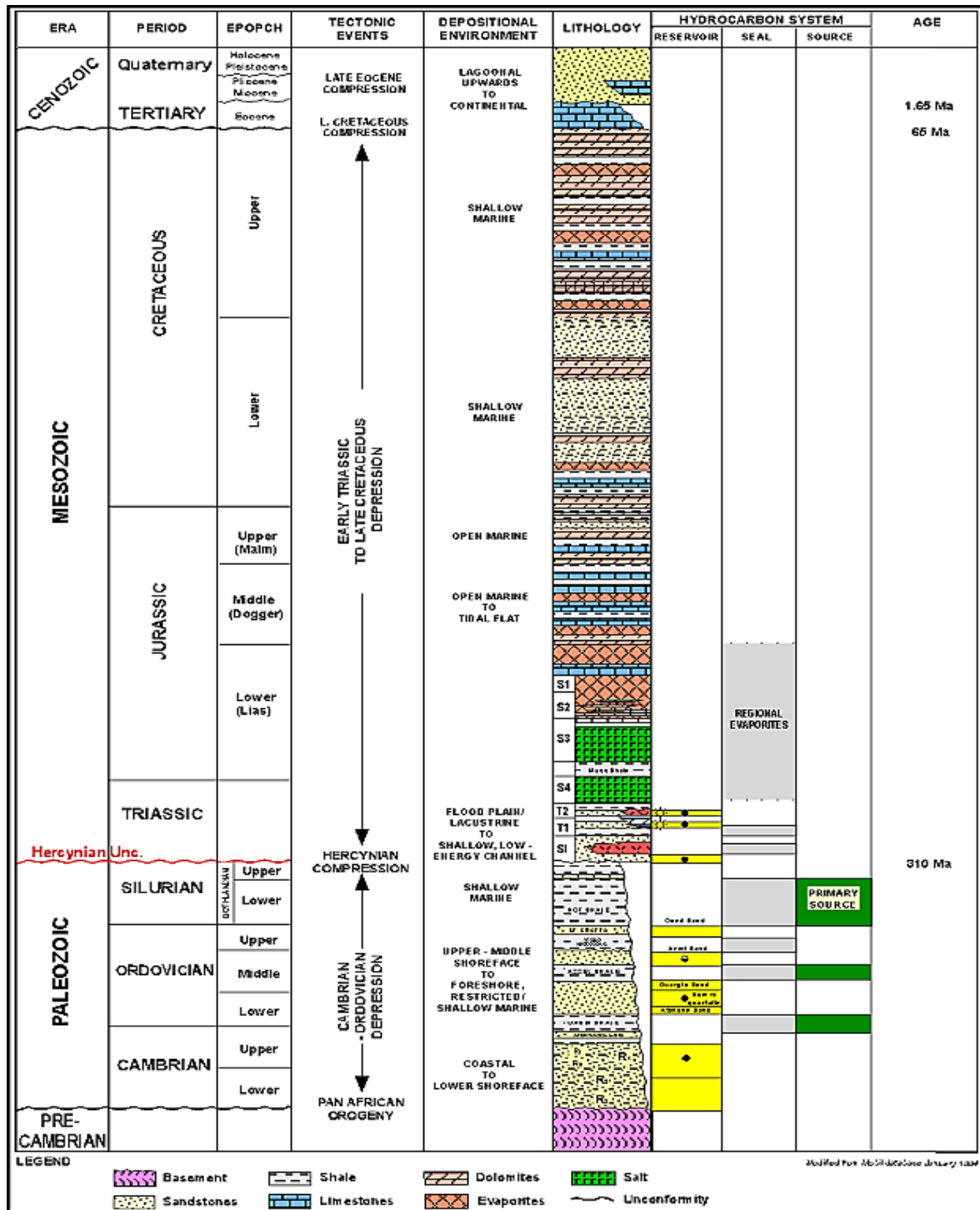


Figure 4 : Colonne Lithostratigraphique de Bir Seba (FDR - BRS Field 2010)

2.3.2 La séquence mésozoïque :

❖ Trias :

La section de Trias transgressif se compose de schistes sableux et des dépôts lacustres (Anhydrites et sels) recouvrant en discordance les formations du Paléozoïque. Dans la zone d'étude, la section Trias a été rencontrée dans tous les puits avec des épaisseurs variant de 238 à plus de 454 m. Cette section est divisée en série inférieure, T1, T2 et les unités S4.

○ Formation de la Série Inférieure :

La formation Série Inférieure est rencontrée dans tous les puits dans la région de Touggourt. Son épaisseur varie de 99 à 199m. La lithologie de cette formation se compose essentiellement des argilites, des siltstones, des grès, des volcanites avec des dolomites occasionnelles. Le volcanique composant est la plus épaisse dans RMK-1, d'une épaisseur totale d'environ 150 mètres répartis en quatre (04) couches de basaltes et de tufs.

Les sables se développent à la base de ces séries avec des épaisseurs variant de 12 à 20 m, en particulier sur les flancs de Bir Sbaa. Les séries Inférieures sont interprétées comme ayant été déposées dans un environnement fluvial. Les sables de cette formation sont considérés comme un objectif secondaire pour la région. Même si elle a beaucoup de meilleures caractéristiques du réservoir, les grès sont plus minces que le Cambrien-Ordovicien les réservoirs présentent des caractéristiques typiques qui sont de 6 à 12% de porosité et de perméabilité de 70 à 250 md.

○ Formation T1 :

La formation de T1 se produit dans tous les puits de la région. L'épaisseur totale de cette formation varie de 25m à 60m, avec une lithologie hétérogène. Les sables purs BRS-1, BRS2b, FIN-1 et ERDC- 1b sont complètement inter-stratifiés avec des schistes dans d'autres domaines tels que BRS-3, BRS-4, BAT-1 et MOM-1.

Cette formation est interprétée comme ayant été déposée dans un environnement fluvial. Cette formation est également un objectif dans cette région.

○ Formation T2 :

La formation de T2 a également été rencontrée dans tous les puits de la région. L'épaisseur totale varie de 13 à 58m. Cette formation se compose de dolomies à la base, le nivellement vers le haut en grès limoneux et silts claystones dans la partie supérieure. Cette formation est interprétée et mise au point dans un environnement transgressif..

- **Formation Trias Shale :**

Cette formation est surmontée d'une couche de sel épaisse, qui couvre toute la surface. La formation de Trias Shale comprend une bande de calcaires dolomitiques ou volcanites au classement de base dans une argilite massive avec des lits d'halite occasionnels. L'épaisseur totale de cette formation, varie de 21 à 55 m. Les sédiments de cette séquence ont été déposés dans un environnement transgressif.

- **Formation Trias S4 :**

Cette formation recouvre en concordance la formation Trias Shale. L'épaisseur totale varie de 100 à 165 m. La partie inférieure est constituée d'une couche de dolomie et la partie supérieure est constituée principalement de sel alternant avec des grès minces et siltstones.

L'environnement de dépôt est interprété comme étant être aride à des conditions semi-arides dans une plaine côtière restreinte juste au-dessus du niveau de la marée haute normale.

❖ **Jurassique :**

- **Lias :**

La fin de l'épisode lagonal évaporitique le Trias est suivie par les dépôts marins d'âge Lias. Les sédiments se composent principalement de évaporites (halites et anhydrites) interstratifiés avec minces bans de calcaires, de dolomies à rares intercalations des argilites et de grès.

- **Dogger :**

Pendant cette période, la transgression est devenue plus forte et la plate-forme est devenue plus ouverte (Marine). Les sédiments sont caractérisés par des calcaires dolomitiques limestones intercalés avec minces claystones et anhydrites occasionnels et des grès.

- **Malm :**

Au cours de cette période, la régression a progressé vers le Nord conduisant à l'extension de fluvio-deltaïque élastiques au Nord. Les sédiments sont constitués essentiellement des calcaires et des dolomites, limestones interbedded avec des argilites et des anhydrites occasionnels et des grès.

❖ **Crétacé :**

La section du Crétacé inférieur se compose d'argilites avec des dolomies interstratifiés, des limons et d'anhydrites. Au Crétacé moyen, des intercalations de calcaires, calcaires dolomitiques, calcaires argileux, argilites et argileuse mince grès et siltstones. ont été signalés

La couche du Crétacé supérieur comprend d'anhydrites en partie inférieure, des calcaires dolomitiques et des dolomies calcaires dans la partie supérieure.

La section du Crétacé est interprétée comme ayant été déposée dans un environnement marin.

2.3.3 La séquence tertiaire :

Cette section se compose principalement de calcaires à la base et des grès interstratifiés avec des calcaires dans la partie supérieure. Cette section est interprétée comme ayant été déposée dans un environnement marin.

2.3.4 La séquence quaternaire :

La surface de la plate-forme est principalement couverte par des poches d'argiles à la base et des sables du désert en haut. La formation est déposée dans un environnement continental éolien à lagunaire / lacustre.

2.3.5 Caractérisation géodynamique :

Au cours de la subsidence Cambro-Silurienne, une succession des roches clastiques du Cambrien a été déposée dans un environnement fluvial à côtier. Les conglomérats et les grès étaient les lithologies prédominantes.

Ceux-ci ont été recouvertes généralement par les argiles marines épaisses d'El Gassi suivies par les clastiques d'Atchane. Comme la subsidence diminue, les grès quartzite El Hamra de l'Ordovicien ont été déposés par la suite dans un environnement lentement transgressif. Ces grès côtiers se composent jusqu'à 98% de quartz avec des argiles mineures.

La taille des grains varie de grain fin à moyen avec un bon tri. Comme la transgression a progressé, les clastiques Ouargla M'Kratta ont été déposés.

Ensuite, ces derniers ont été recouverts par les argiles d'âge Silurien. Ces argiles ont été déposées dans un milieu marin réduisant par conséquent, ils sont d'excellentes roches mères. L'étendue de dépôt Dévonien est inconnue dans ce domaine à l'effet de l'érosion de la discordance hercynienne.

Le cycle de dépôt a été suivi par la compression hercynienne. Ce soulèvement et la structuration tardive Carbonifère majeure ont été suivis par une forte érosion par la Discordance hercynienne qui a supprimé toutes les sections du Dévonien et une partie des

sections Silurien dans cette zone. L'érosion est probablement persisté jusqu'au le début du Trias.

Le prochain cycle de dépôt a duré de début du Trias jusqu'au Crétacé supérieur. Un événements orogéniques mineurs probablement a eu lieu au cours de cette phase. Le dépôt a commencé avec le dépôt du Trias SI, T1 et T2. Cette séquence a été suivie par la phase essentiellement aggradation qui a déposé des sections épaisses de évaporites alternant avec des carbonates, des couches minces de clastiques fluvio-deltaïques et volcanites. Cette section coiffée par les sédiments régressifs initiaux du Crétacé supérieur.

La compression tardive d'âge Crétacé couvert légèrement les structures préexistantes. Cela a été suivi par une courte période de transgression qui a déposé des calcaires et des roches clastiques lacustres. Un épisode de compression finale a eu lieu dans l'Eocène tardif.

3. SYSTEME PETROLIER :

3.1 La roche mère :

Les argiles radioactives du Silurien riches en (TOC 4-17%) représentent les roches mères pour la plate-forme saharienne. Au sein de la région d'étude, les argiles du Silurien ont des profondeurs variant de 3850 m à environ 4100 m .

3.2 Maturation :

L'étude de maturation par Mobil Petroleum Algérie Inc. en utilisant le programme de modélisation BASINMOD, a indiquée que les roches siluriennes ont commencé à générer l'huile il y'a 148 Millions d'années ; l'expulsion et la migration a débuté il y' a environ 66 Millions d'années.

3.3 Migration :

La migration des huiles de la roche mère silurienne vers les réservoirs triasiques T1 et les sables de la série inférieure SI s'effectués à travers les failles et les vides entre les grains de sables. Pour le réservoir Ordovicien quartzite l'Hamra, la voie de migration est plus compliquée : l'huile silurien migré à travers le long de la discordance Hercynienne vers la section Hamra (partiellement tronquée) (Fig. 5).

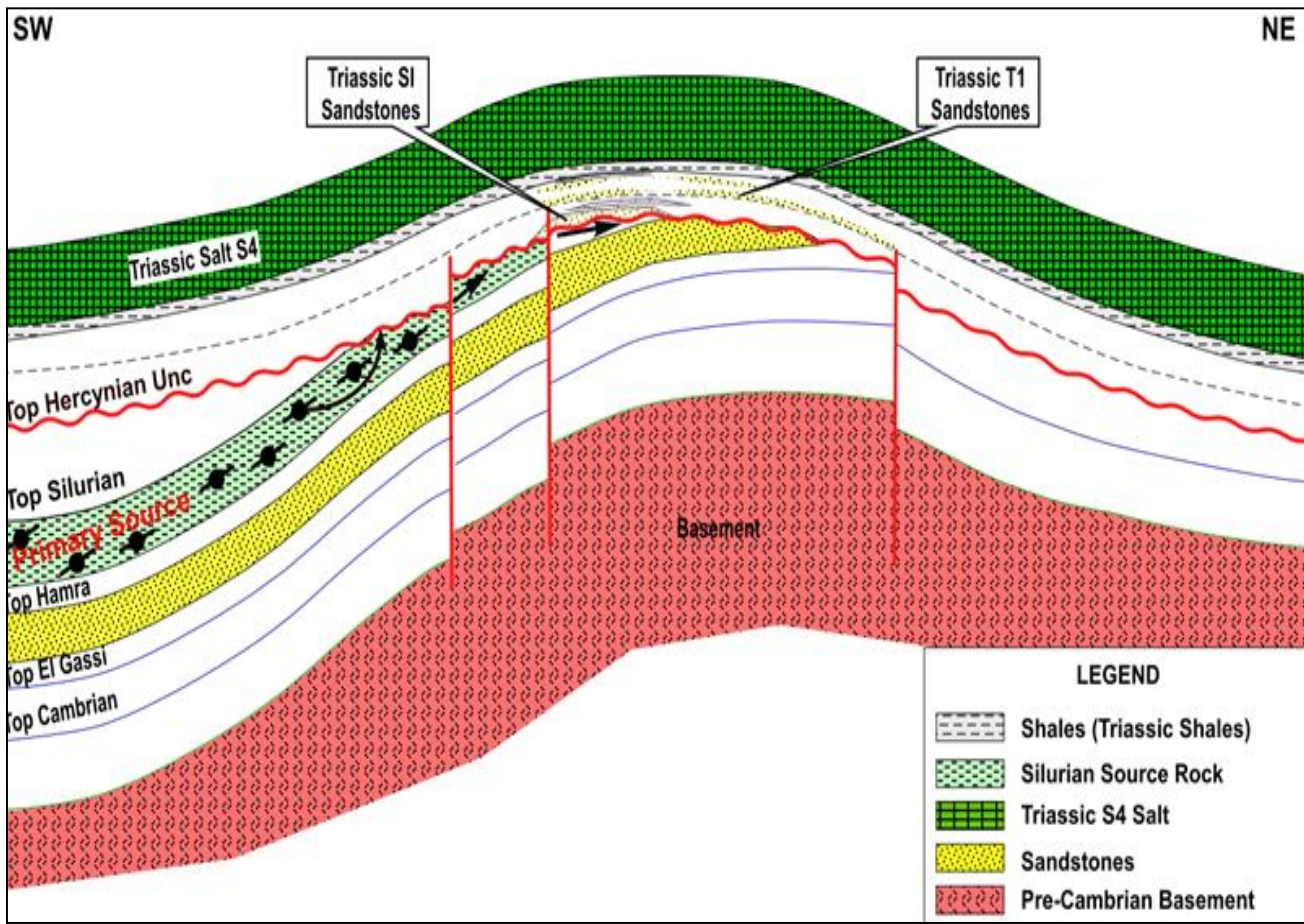


Figure 1 : le model de migration pour les Hamra quartzites (FDR - BRS Field (2010))

3.4 Réservoirs :

Réservoir Quartzites de Hamra:

La formation Quartzites de Hamra est le principal réservoir dans la région de Touggourt. Ces réservoirs sont compacts et fracturés avec une porosité efficace vont de 6% à 12%, avec une moyenne de 9,7% et une perméabilité de 0,01 à 160 mD (très variable latéralement et verticalement). Leur productivité dépend du développement des fissures et fractures ouvertes.

Réservoir Triasique SI :

D'après les résultats des puits, les sables sont mieux développés à la base de la formation du Trias SI avec des épaisseurs varient de 12 à 20m. Les sables fluviatiles Triasiques SI sont discontinus donc sa distribution a été difficile à prédire. Même avec la signalisation beaucoup mieux des caractéristiques du réservoir, les grès sont plus minces que ceux des réservoirs de l'Ordovicien ; Ce réservoir s'est affectué par des changements rapides de faciès, de diagenèse, de dissolution de feldspaths, de minéralogie et de redistribution des argiles et de divers

processus de cimentation. Les caractéristiques des réservoirs typiques du Trias SI sont: des porosités de 6% à 12% et des perméabilités comprises entre 70 m MD et 250 m MD.

Réservoir Triasique T1 :

Ce réservoir contenant des hydrocarbures n'a été rencontré dans quelques puits de la première phase de développement de BRS. Les porosités efficaces de ces grès sont d'environ 10%. La perméabilité moyenne est d'environ 12 mD.

3.6 Roche couverture:

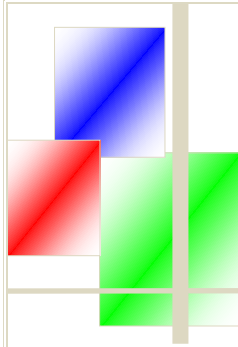
La roche couverture pour le réservoir quartzite l'Hamra comprend les argiles sus-jacentes du Trias SI à la crête et les argiles basales d'Ouargla le long des flancs.

L'intégrité de l'ensemble d'étanchéité est bonne comme en témoignant les accumulations de pétrole rencontrées par les puits.

Conclusion

La structure Bir Seba, parmi l'une des plus importantes découvertes de pétrole de la région de Touggourt, le réservoir quartzite l'Hamra actuellement représente l'objectif crucial et le Trias T1 entrera en production pour compenser la diminution de production au futur.

L'Ordovicien est un réservoir compact fracturé et fissuré composé généralement de grès ; grès quartzitiques et des couches minces d'argiles occasionnelles.



CHAPITRE II

CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE ET STRUCTURALE

CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE ET STRUCTURALE

1. CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE

L'Ordovicien est l'objectif de cette étude sédimentologique. 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 BRS 12 et BRS 23 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, Parmi les huit facies déterminé au laboratoire, seulement cinq (05) facies ont été confirmé x par les données des logs des puits référence BRS-12 et BRS-23.

1. Facies Sm (grès d'aspect massif)

Il s'agit des grès quartzitiques grises (Fig 6) affectés par un réseau de fractures ouvertes sub-verticales auxquelles s'associent quelques brèches syn-Sédimentaires.



Figure 6 :Aspect macroscopique des intervalles carottes correspondant au facies Sm puit BRS 12 : 3820.00-3820.17m (zone 1).

Dans le cross plot densité – neutron les points tombent sur la ligne des sables avec un taux de Gamma Ray(GR) très faibles indique q ue ce sont des grès propres (Fig 7 a et b).

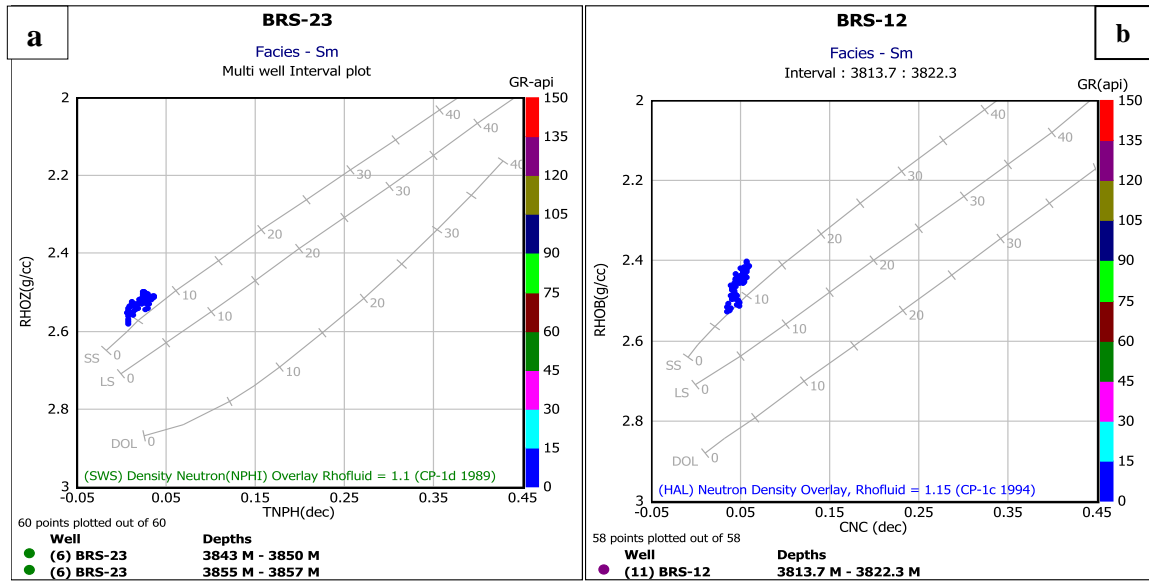


Figure 7: a- Cross plot densité (RHO) b-Neutron (CNC) pour le faciès Sm

2. Faciès Stg (grès à structures obliques en auge avec clastes gréseux argileux dolomitiques)

D'après la (Fig 8a et b), il s'agit des grès moyen à fins compacts fracturés à structures en auge avec quelques passages argileux ; présence de quelques fractures fermées colmatées par la calcite

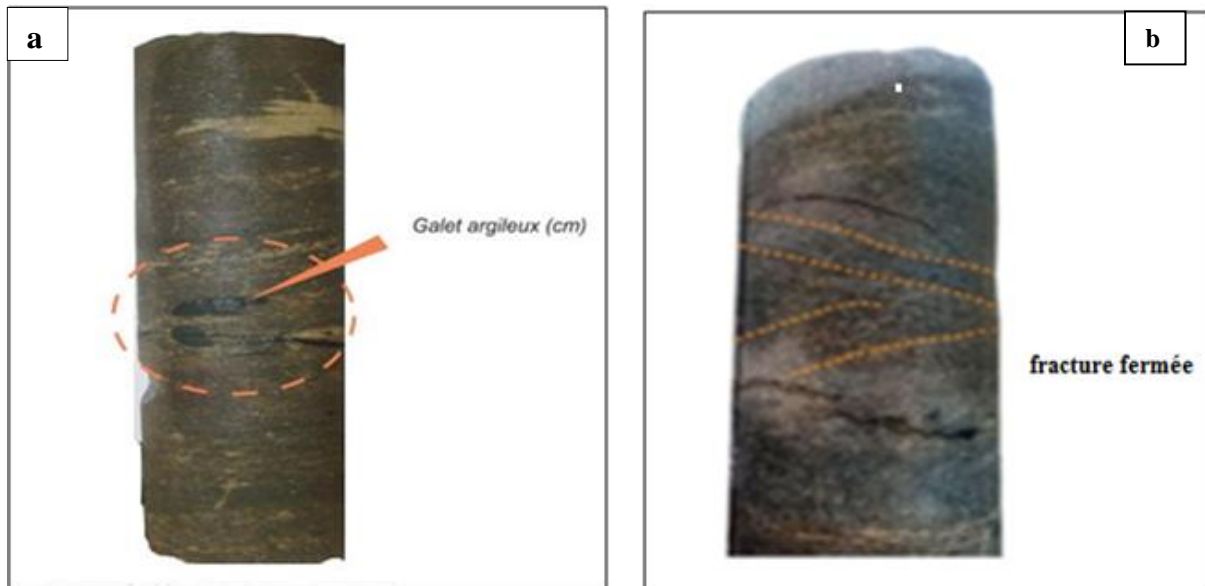


Figure 8: Aspect macroscopique des intervalles carottes correspondant au faciès stg: a) puits BRS 12 a 3860.64-3861m (zone 3), b) puits BRS 23: 3838.40-3839.40 m (zone1)

Dans le Cross-plot Densité-Neutron, Les points concentrés entre la ligne des calcaires et la ligne des dolomies correspondent la calcite (Fig 9 a et b).

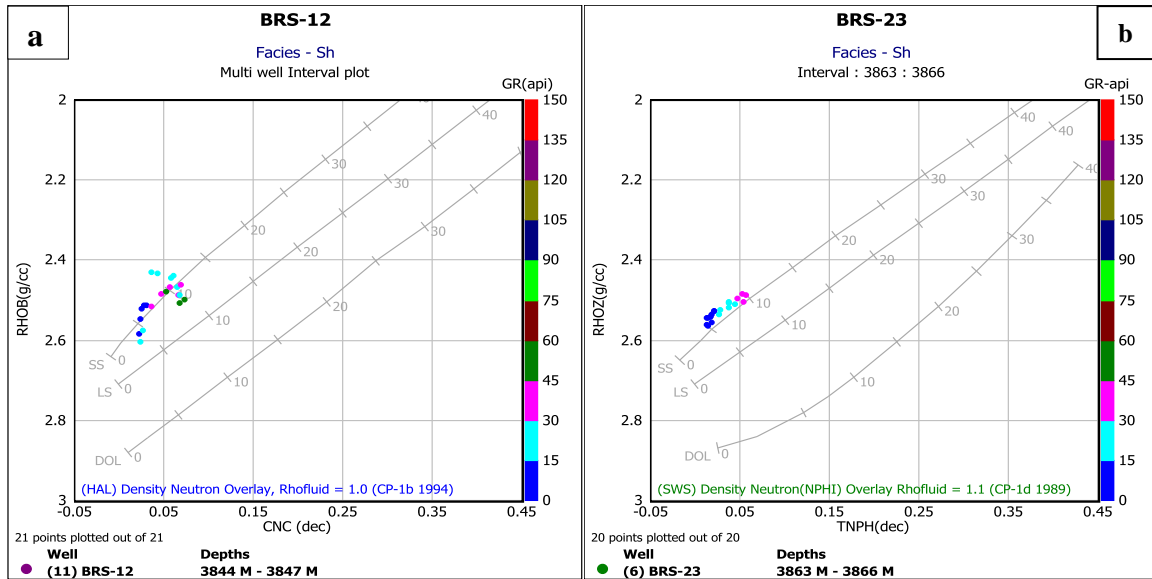


Figure 9 : a- Cross plot densité (RHOB) b –Neutron (CNC) pour le faciès Stg

3. Faciès Sb (grès intensément bioturbé) :

D’après le (Fig 10 a et b), il s’agit d’un ensemble sédimentaire gréseux bioturbé (présence de terriers verticaux de type Skolithos) avec quelques passages des argiles.



Figure 10 : Aspect macroscopique des intervalles carottes correspondant au faciès Sb: a) puits BRS 12(: 3841.23-3841.45 m (zone 2) ; b) puits BRS: 3852.64-3852.94 m (zone 1)

Dans le Cross-plot Densité-Neutron, ce faciès se localise entre les lignes des sables et des calcaires. Les points concentrés sur la ligne des sables correspondent à des sables quartzieuses. Les points à côté de la ligne des calcaires correspondant à des grès quartzitique très durs et compacts (Fig 11 a et b).

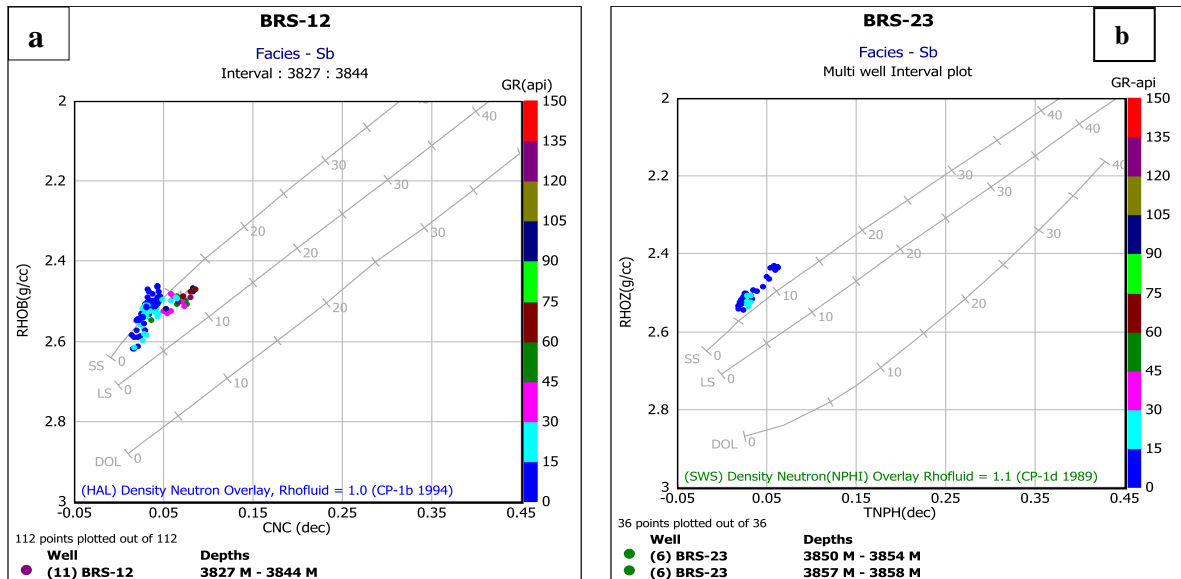


Figure 11 : a- Cross plot densité (RHOB) b–Neutron (CNC) pour le facies Sb

4. Facies Sh (laminations horizontales) :

La (Fig12 a et b) présente des grès fins compact à des structures horizontales, à faible inclinaison avec quelques passages argileux.

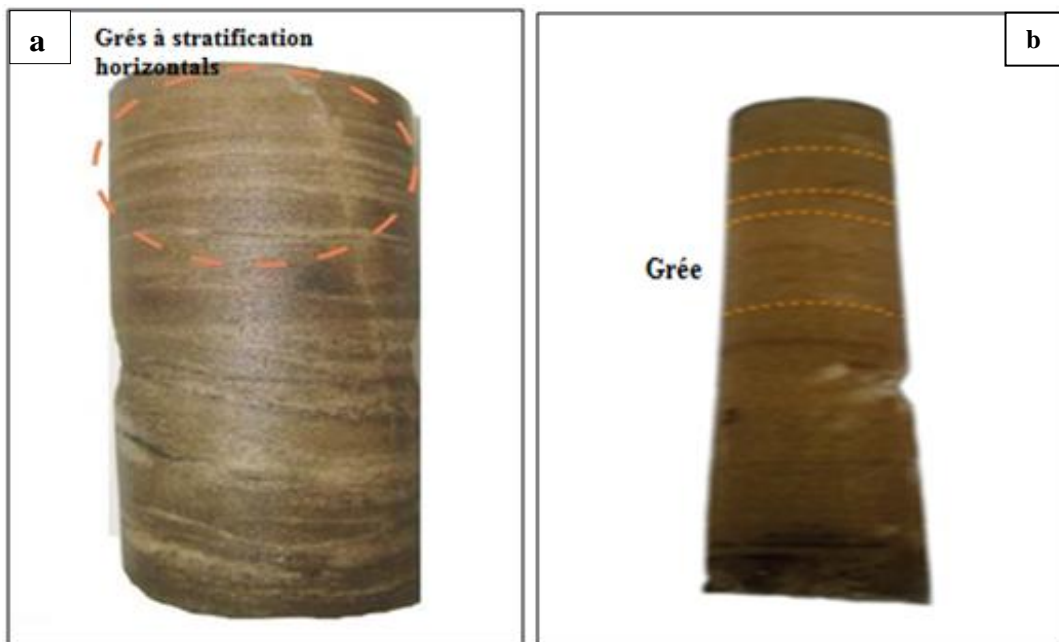


Figure 12 : Aspect macroscopique des intervalles carottes correspondant au facies Sh: a) puits BRS 123846.27-3846.45 m (base zone 2);b) puits BRS 23(à droite) : 3864.30-3864.75 m (zone 2).

Dans le cross-plot Densité-Neutron, la majorité des points sont concentrés sur la ligne des sables (Fig13 a et b).

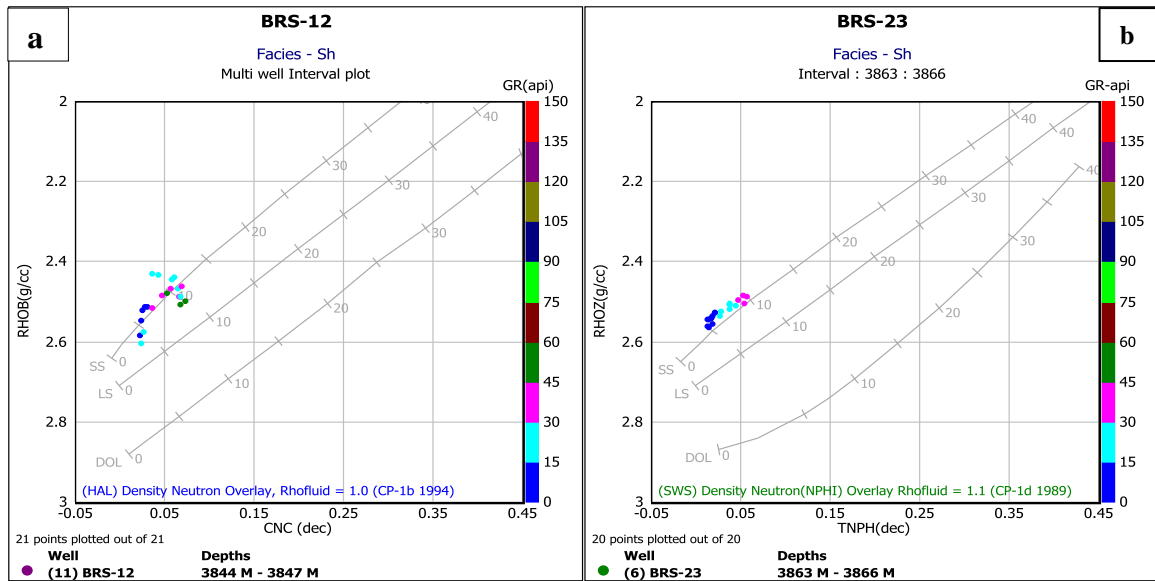


Figure 13 : a- Cross plot densité (RHOZ) b –neutron (CNC) pour le facies Sh

5. Facies H (facies hétérolithique à structures ondulés)

D’après la (Fig 14), le facies se représente par des silts argileux brun rouge à structures wavy bedding avec des rides de courant intercalé par un banc gréseux moyen beige massif



Figure 14 : Aspect macroscopique des intervalles carottes correspondant au facies H puits BRS 12: 3852.62-3852.75 m (base zone 2) ;

CHAPITRE 2 Caractérisation sédimentologique et structurale

Dans le Cross-plot Densité-Neutron, Les points sont concentrés sur la ligne des sables avec une valeur de GR supérieur de 60 api (Fig 15 a et b).

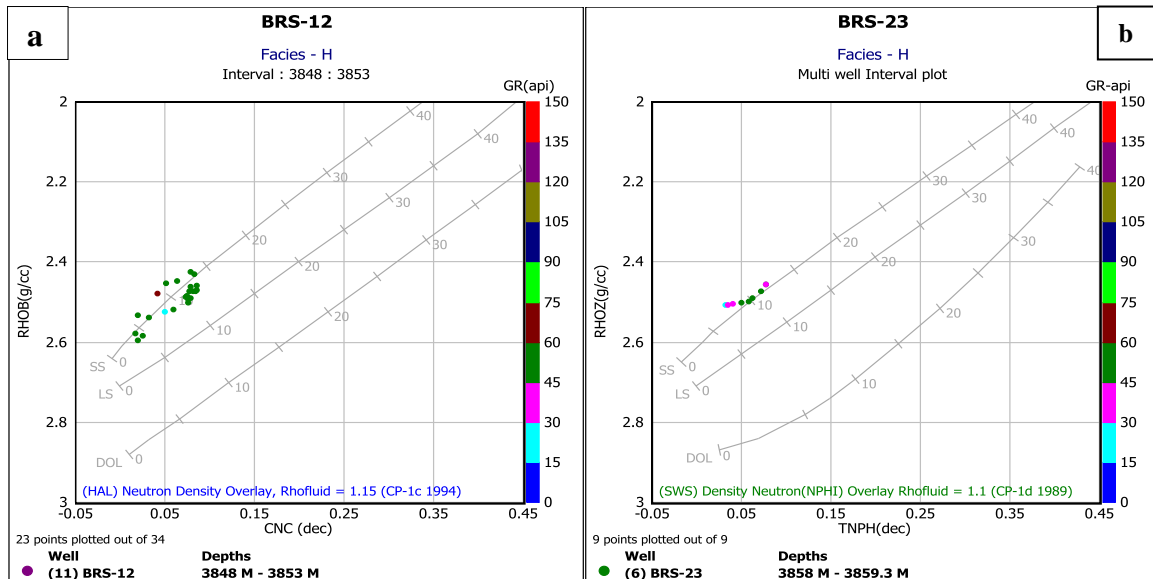


Figure 15 : a- Cross plot densité (RHOZ) b–neutron (CNC) pour le facies H

Afin d'apporter des informations supplémentaires pour l'évaluation des potentialités des réservoirs ordoviciens, plusieurs études préliminaires ont été effectuées sur certains puits dans la région de Bir Seba.

Plus de sept lithofaciès ont été définis dans les puits BRS-23 et BRS-12, La majorité de ces lithofaciès sont de type continental. Certains lithofaciès sont assez fréquents et présentent un caractère cyclique (ex. lithofaciès Stg, Sp ; ..) tandis que, d'autres sont très peu observés correspondant à des dépôts marins peu profonds (Tab1).

Tableau 1 : Principales caractéristiques des lithofaciès et interprétation en milieux de dépôts

Code	Lithofaciès	Environnements de dépôts
Stg	Grès à structures obliques en auges avec clastes gréseux, argileux, dolomitiques...	Chenal fluviatile active
Sp	Grès à structures oblique-planes	Barre de Chenal
Sl	Grès à structures oblique-planes faiblement inclinées (BRS-23).	Barre de chenal (inclinaison des foresets inf. à 10°)
Sh	Grés à stratification horizontals	Barre de chenal fluviatile / barre de shore face
Sm	Grés aspect massif	Barre de chenal ou chenal fluviatile actif
Fl	Argile silteuse finement laminée	Plain d'inondation continental
Sb	Grés intensément bioturbé	Barre d'embouchure chenalisée / barre de shorface
H	Facies hétérolitique alternance argile et grès plus ou moins bioturbé	Environnement marin peu profond soumis à l'influence conjugué de marée et de vague

D'une manière générale, la succession verticale des lithofaciès et leur association du puits BRS- 23 ont permis d'identifier deux grandes associations de faciès correspondant à des environnements de dépôts :

- **Association 1 (environnement fluviatile) :**

Cet ensemble est représenté par les lithofaciès sédimentaires (Stg, Sp, Sl, Sh) engendré par une dynamique fluviatile. Généralement, il s'agit de barres gréseuses de couleur grisâtre à granulométrie moyenne. Ces barres débutent à la base par des grés moyens à structures entrecroisées en auges, à granules de quartz de taille millimétrique surmontés par des grés moyens à fins, à structures obliques-planes (Sp) et vers le sommet, des grés fins à structures obliques planes faiblement inclinées (Sl) témoignant des dépôts de chenaux actifs à granulométrie décroissante (finning up). Ces barres gréseuses sont parfois intercalées par des

strates centimétriques d'argile de couleur gris sombre finement laminé (F1) qui représente des dépôts de plaine d'inondation continentale.

- **Association 2 (environnement marin peu profond) :**

Cet ensemble est représenté par les lithofaciès sédimentaires (Sb, Sm, H). Il est composé d'un ensemble de barres plurimétriques de grès fins de couleur grisâtre caractérisées par la présence des ichnofaciès monogéniques de type Skolithos de taille variée (allant jusqu'à 10cm de longueur) témoignant d'un environnement de haute énergie (Middle et Upper Shorface). Ces barres sont intercalées par des bancs centimétriques d'un facies hétérolitique à structures ondulées (wavy beddings) témoignant d'un environnement tidal.

2. PETROGRAPHIE

Les réservoirs ordoviciens dans le Bir Seba sont constitués principalement de grès fluviaux remplissant les chenaux multilatéraux. Ces grès présentent en général une minéralogie complexe avec des proportions variables de quartz, de feldspath et de différents éléments détritiques ; unis par une cimentation parfois abondante accentuant l'hétérogénéité des propriétés réservoirs.

Les échantillons prélevés du puits BRS-23 ont fait l'objet d'une étude pétrographique des grès ordoviciens.

1. Les composants détritiques

- **Le quartz**

Le quartz est la principale composante détritique. Il représente 48 à 86% du volume total de la roche. Il est présent sous forme de grains à extinction souvent uniforme, presque exclusivement monocristallin. La forme des grains est en général sub-arrondie à sub-anguleuse parfois même arrondie.

La taille moyenne des grains de quartz varie entre de 0.100 à 0.825mm. Vers le sommet, les fractions granulométriques subissent moins de fluctuations et semblent se stabiliser autour d'un pôle fin à moyen. Les grains de quartz détritique sont moyennement à bien classés et les contacts entre les grains les plus abondants sont de type droit. Avec la présence du contact suturé où la compaction est forte dans certains cas (Fig 16 a et b).

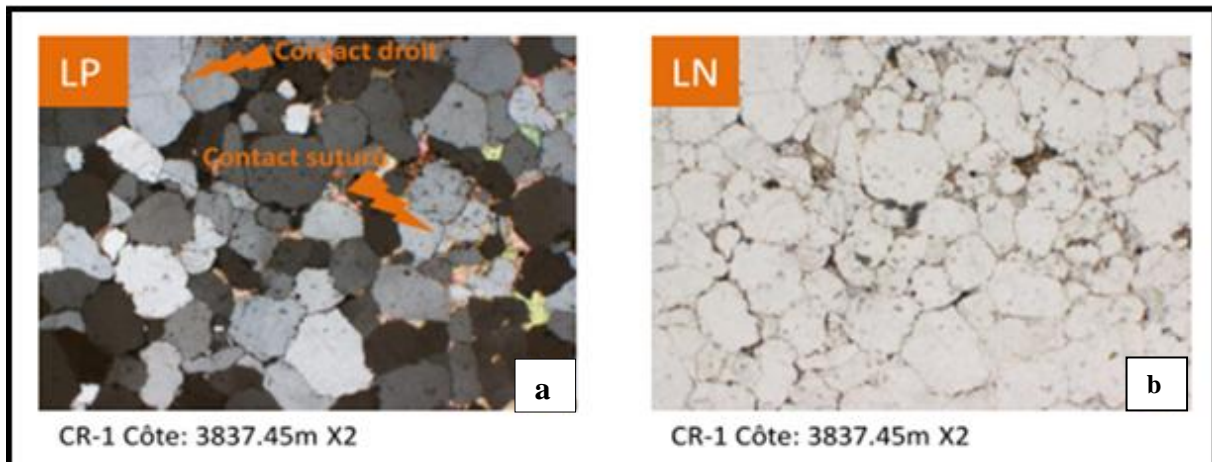


Figure 16 : Quelques types du contact entre les grains de quartz: a) en LP et b) en MEB.

- **Les feldspaths**

En général, la proportion des feldspaths est assez faible et même rare (moins de 3%). Ce sont surtout des feldspaths potassiques (orthose et microcline) altérés et de taille sensiblement égale à celle des grains de quartz détritique.

- **Les micas**

Le mica détritique est représenté par la muscovite, plus ou moins altéré en illite et dans presque tous les échantillons étudiés avec des proportions n'excédant que rarement les 1%.

- **Les minéraux lourds**

Ils sont présents en très faibles proportions (moins de 1%). Les minéraux lourds les plus fréquents sont représentés par une suite de minéraux résistants et ultrastables ex : zircon et tourmaline (Fig 17).

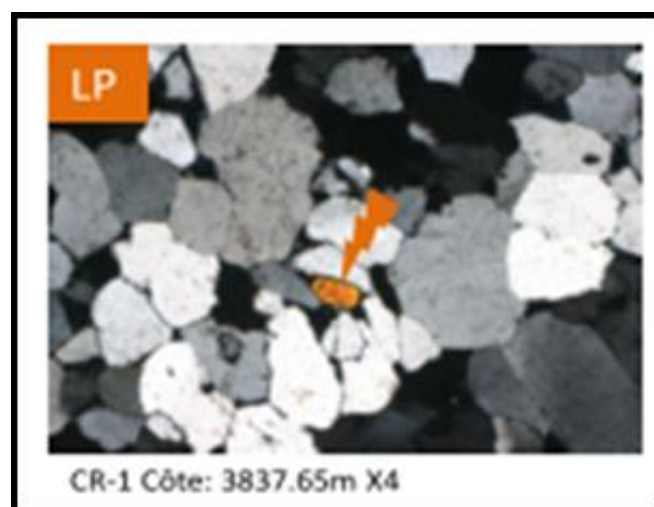


Figure 17 : Présence des métaux lourds (tourmaline).

2. Les composants authigènes

Les composants authigènes regroupent tous les types de cimentations observés dans les grès et sont par ordre d'importance.

- **La dolomite**

La proportion du ciment dolomitique varie de 2 à 7%. La dolomite se présente en général sous deux formes principales témoignant du caractère précoce et tardif de ce ciment (Fig 18 a et b).

D'abord sous la forme de petites plages disséminées dans les grès ou bien sous la forme de larges plages, à texture poecilitique et obstruant totalement l'espace intergranulaire.

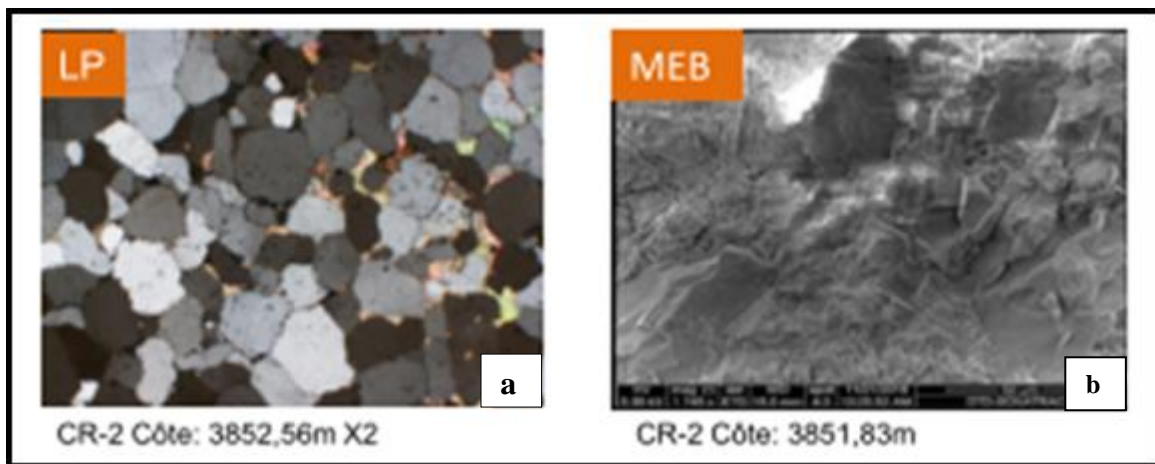


Figure 18 : Le ciment carbonaté (dolomitique): a) en LP et b) en MEB.

- **L'anhydrite**

Le ciment anhydritique est assez souvent observé en association avec la dolomite, mais dans des proportions variant de 1 à 25%. L'anhydrite se présente soit sous forme de petites plages isolées ou bien en larges plages à texture poecilitique (Fig 19 a et b).

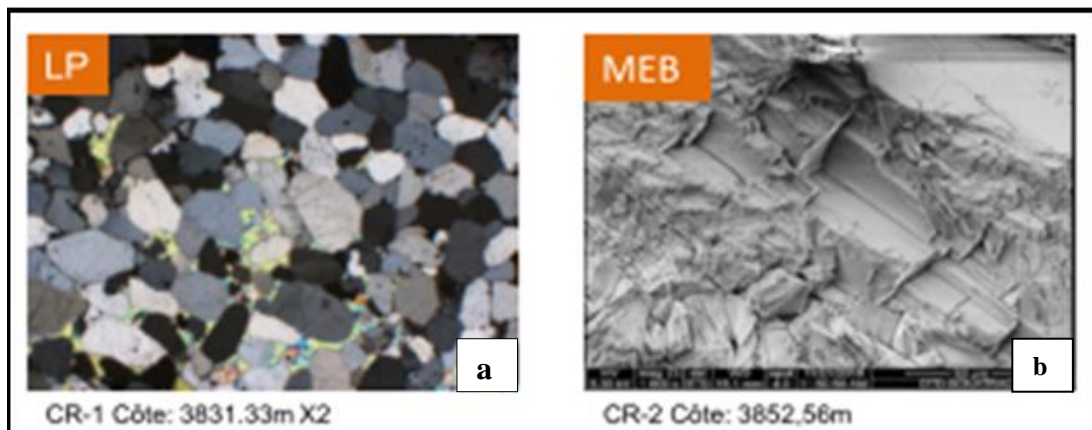


Figure 19 : Le ciment anhydritique : a) en LP et b) en MEB.

- **Les minéraux argileux**

Les minéraux argileux sont rares dans les faciès étudiés. Leur pourcentage ne dépasse pas les 2%. Ils sont représentés par l'illite dans la majorité des cas.

- **Le ciment salifère**

Du fait de sa mauvaise préservation, l'estimation de la proportion du ciment salifère dans les grès est assez difficile. Cependant, des reliques montrant des formes caractéristiques d'un ciment salifère dissout sont régulièrement observées dans le puits étudié (Fig 20 a et b).

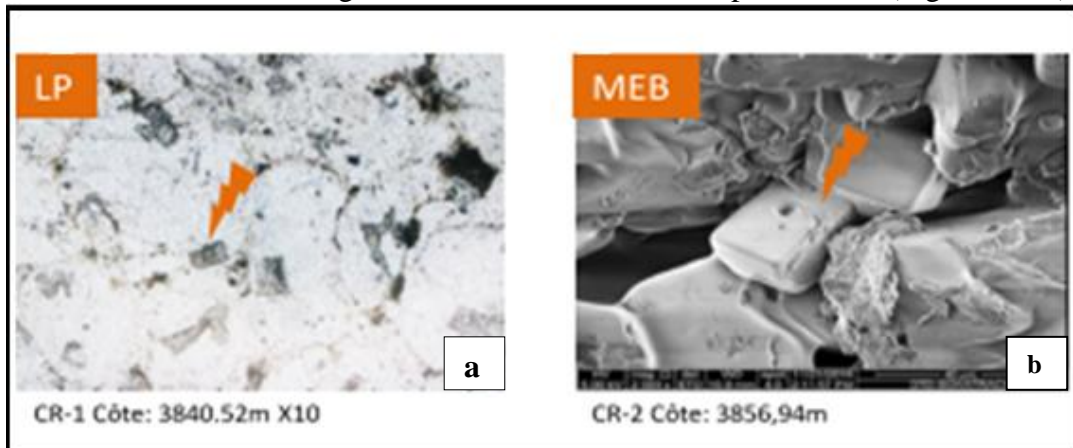


Figure 20 : Présence du sel (halite) en LP (a) et en MEB (b).

- **Le ciment siliceux**

Le nourrissage des grains de quartz est plus important et atteint 10 à 15% pour la majorité des échantillons (Fig 21 a et b). Il est matérialisé par des auréoles d'impuretés.

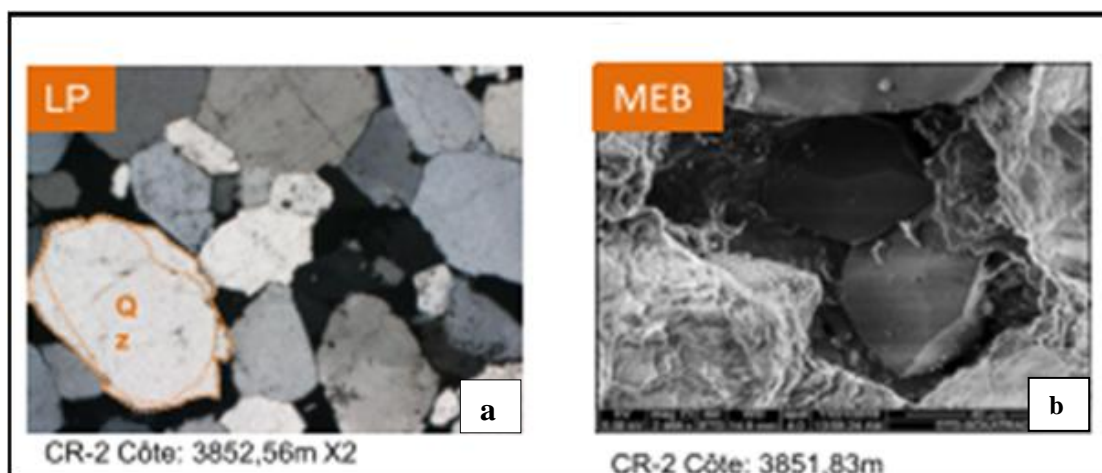


Figure 21 : Les deux cas du ciment siliceux (en ciment et la silice de nourrissage): a) en LP et b) en MEB

- **Les oxydes de fer**

Ce minéral indicateur de milieu est en faible pourcentage (traces à 2%). Sa présence est irrégulière, le plus souvent en pigmentation et en association avec le ciment argileux ou sous forme d'impuretés soulignant les grains de quartz détritiques ou les stylolithes (Fig 22 a et b).

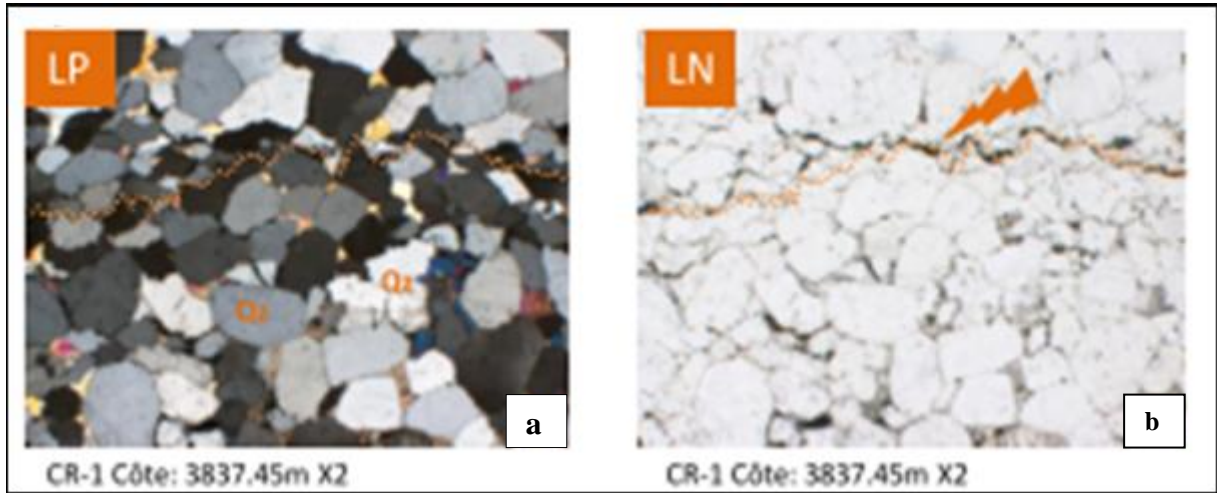


Figure 22 : Microstyloïte souligné par les oxydes de fer: a) en LP et b) en MEB.

- **La matière organique (Bitumes)**

Elle est plutôt rare, mais à certains endroits elle atteint 3% (côte 3852,56 m). Elle est développée dans les espaces poreux (Fig 23). Elle est présente, quelques fois aussi en pore lining et tapissant les parois des pores vides.



Figure 23 : Présence de la matière organique (Mo).

- **Diagenèse**

La chronologie relative des principaux phénomènes diagenétiques est complexe du fait que les divers ciments observés (dolomite, anhydrite, silice secondaire ...etc.) peuvent être poly

phasiques ou se superposent comme le montrent les nombreuses observations pétrographiques.

Les principaux phénomènes diagénétiques ayant affecté le réservoir Ordovicien (Quartzites l'Hamra) de BRS-23 impactent fortement les propriétés pétrophysiques des réservoirs qui s'expriment fondamentalement en termes de porosité et de perméabilité. Parmi ces phénomènes, on cite :

- **La cimentation**

Elle correspond à la précipitation d'éléments dissouts et à l'accroissement progressif des cristaux ainsi formés. La cimentation a pour conséquence la réduction progressive de la porosité et elle caractérise le processus majeur de la lithification des sables. La cimentation est représentée par le développement du ciment siliceux, la précipitation des carbonates et des évaporites de type anhydrite halite et à un moindre degré le développement des oxydes de fer et des argiles.

- **La compaction**

La compaction des sédiments consiste en une réduction, par voie physique ou chimique, de leur épaisseur originelle. La compaction mécanique correspond à une perte de porosité associée à l'expulsion de fluides par réarrangement des grains sédimentaires. Cette compaction est matérialisée par la présence du contact concave-convexe et le contact suturé (Fig. 16) et même par les stylolithes et les microfissures tandis que la compaction chimique correspond à des processus de dissolution par pression pression-solution.

3. CARACTERISATION STRUCTURALE

L'étude structurale reposera sur l'interprétation des cartes iso-épaisseur de différentes Zones de Quartzites de Hamra.

3.1. INTERPRETATION DE LA CARTE EN ISO EPAISSEUR :

Zone 1 : la carte (fig. 24) de la zone 1 montre des courbes moyennement éloigné sauf dans la partie nord c'est-à-dire on a un changement régulier des valeurs qui montre l'homogénéité de ce terrain. L'épaisseur de zone 1 varié entre 20-25m dans tous les puits.

Zone 2 : Autour des puits BRS-23 ; BRS-20 ; BRS-12 ; BRS-16 et BRS-08 l'épaisseur de gisement est moyen (20m), La partie sud au niveau de puits BRS-18 et BRS-7B la valeur de l'épaisseur utile est maximum (25m).

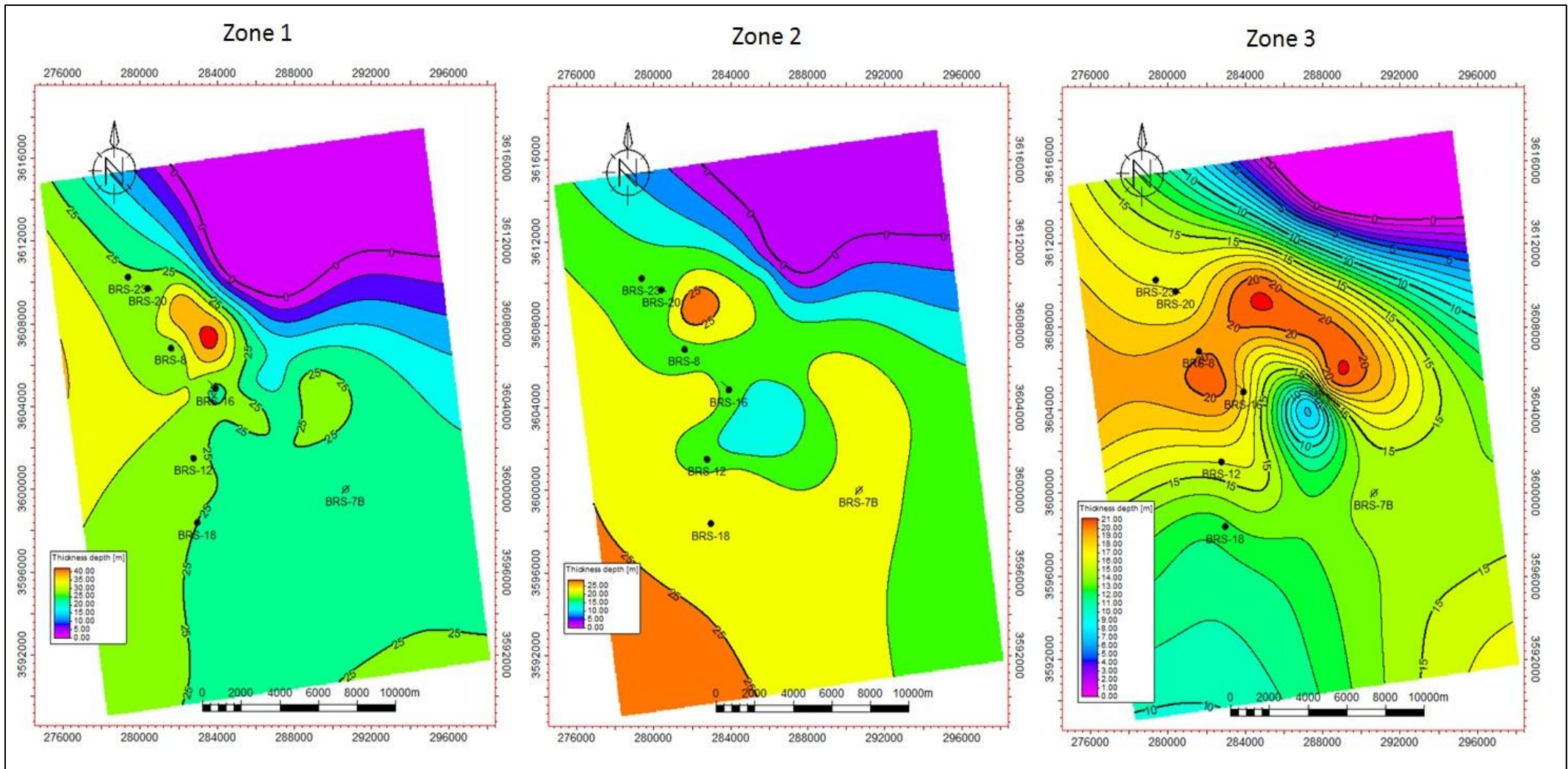
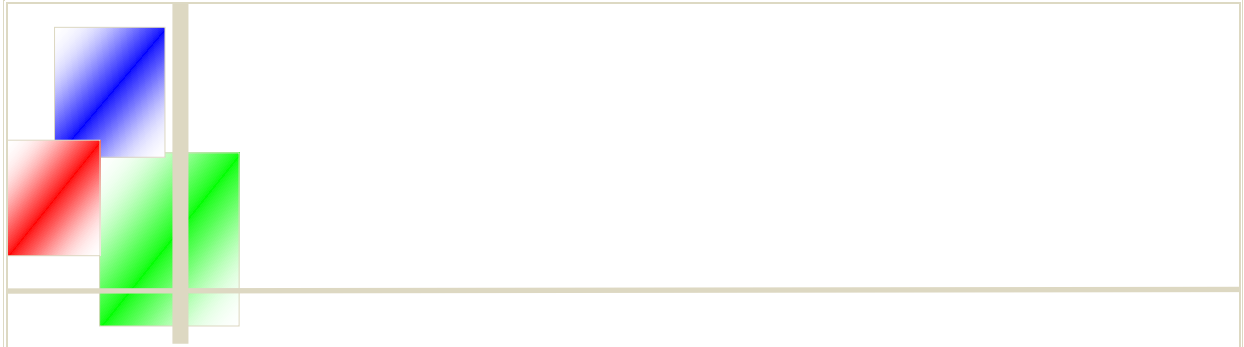


Figure24 :Cartes en iso-épaisseur du Quartzites de Hamra (Zone 1-2-3).

Zone 3 : Dans cette carte, les courbes sont rapprochés c'est-à-dire on a un changement brusque de ces valeurs

Autour des puits BRS-23 ; BRS-20 ; BRS-12 ; BRS-16 et BRS-08 l'épaisseur utile est maximum (entre 15 à 20m). Par contre autour des puits BRS-07B et BRS-18 l'épaisseur est varié entre 10 et 15m.

D'après les résultats structuraux à travers l'analyse et l'interprétation des cartes. La structure de Bir Seba se présente comme un anticlinal allongé selon la direction NNE-SO qui a été créé par un événement majeur d'un soulèvement orogénique compressif à la fin du Carbonifère. La série sédimentaire de l'Ordovicien a subi l'orogénèse hercynienne dont les effets se manifestent par une érosion partielle de ce complexe sédimentaire fluvio-deltaïque.



CHAPITRE III

ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUE



CHAPITRE 3 : ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

Dans ce chapitre, des différentes méthodes et matériels utilisés pour atteindre l'objectif principal de ce travail, dont la concentration a été visée sur les éléments suivants :

- L'étude de la distribution des paramètres pétrophysiques en présentant l'implantation de puits de BRS afin de réaliser une analyse statistique (monovariée et bivariée) des paramètres pétrophysiques ainsi que l'interprétation des résultats (histogrammes et graphes de probabilité) et corrélation entre les différents paramètres ;
- Interprétation des cartes en isoporosité et en isoperméabilité

1. DISTRIBUTION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES:

En géologie pétrolière, chaque couche de réservoir doit être caractérisée par des paramètres pétrophysiques principaux. Ces paramètres s'expriment fondamentalement en termes de la porosité, perméabilité, volume d'argiles et saturation en huile ... etc.

Dans la présente étude, l'interprétation des cartes de différents paramètres pétrophysiques et des logs diagraphiques jouent un rôle primordial pour la mise en œuvre typologie pétrophysique globale est plus précise au niveau de réservoir.

1.1 Porosité

La porosité est un paramètre qui dépend de la taille des grains, de leur forme et de leur arrangement (classement). Elle est déterminée : au laboratoire à l'aide d'un porosimètre, au microscope par estimation directe sur plaques minces et à l'aide des diagraphies.

1.1.2 Types de porosités

➤ Porosité utile

Elle est définie par rapport au volume des vides reliés entre eux au volume total de l'échantillon. L'exploitation d'un gisement dépend de sa porosité utile, seuls les pores communiquant entre eux définissent une porosité utile.

➤ Porosité résiduelle

Elle est attribuée aux pores non connectés entre eux.

➤ Porosité totale

C'est le rapport du volume total des espaces vides (pores) sur le volume total de la roche, exprimé en pourcentage. Le facteur de sédimentation et de son évolution caractérise deux types de porosité :

- ❖ *Porosité primaire* : ou porosité intergranulaire, acquise au moment de la sédimentation ;
- ❖ *Porosité secondaire* : ou porosité inter-cristalline, fissurée et de dissolution liée aux phénomènes diagénétiques.

1.2 Perméabilité

C'est l'aptitude de la roche de laisser circuler les fluides contenus dans ces pores. Elle est déterminée au laboratoire à l'aide d'un perméamétrie à charge constante type.

La perméabilité dépend principalement de la dimension des grains et de leur configuration, de la nature et du volume des ciments des phénomènes diagénétiques.

Elle peut être déterminée également à partir des teste de production et à partir des diagraphies

1.2.1 Types de perméabilité

➤ *Perméabilité spécifique ou absolue*

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.

➤ *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.

➤ *Perméabilité relative*

C'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique. La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

2. LOGICIELS UTILISES:

A-EXCEL

Il est utilisé pour la saisie et la gestion des fichiers des données, pour certains calculs et il est aussi adopté pour les traitements statistiques.

B- STATISTICA

STATISTICA est utilisé pour le traitement statistique des données (monovarié et bivarié) ainsi que pour l'établissement des histogrammes et des graphes de probabilité.

C- SURFER

Le logiciel Surfer est utilisé pour la visualisation des cartes, l'implantation des puits ainsi que la cartographie de paramètres pétrophysiques.

D-PETREL

Le logiciel pétrel est utilisé pour désigner des cartes géologiques, l'implantation des puits ainsi que la cartographie de paramètres pétrophysiques et pour l'établissement des histogrammes et des graphes.

3. L'IMPLANTATION DE PUIITS :

La région de BRS contient 21 puits, qui sont réparties de la façon suivante (Fig.25)

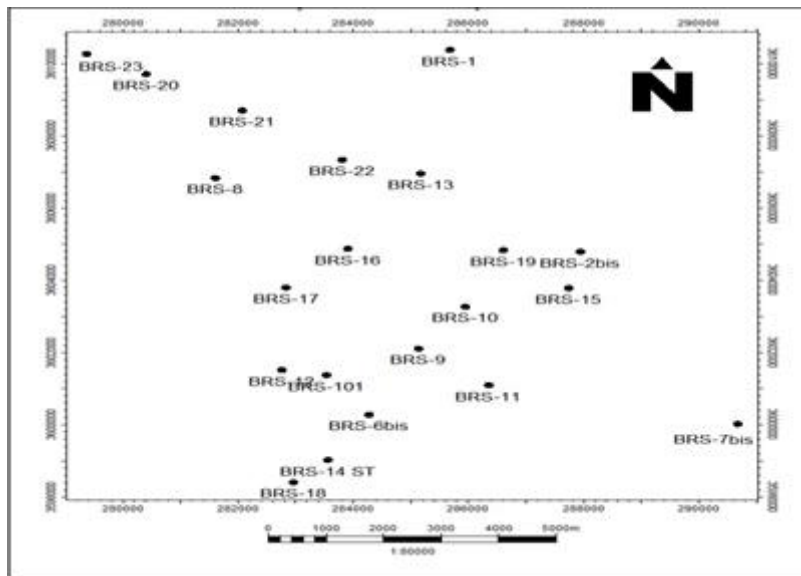


Figure 25 : Plan d'implantation des puits de BRS

4. ANALYSE STATISTIQUE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

Les données des paramètres pétrophysiques ont été saisies dans des fichiers informatiques, dont elles ont subi un traitement statistique monovarié, bivarié et multivarié 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 le volume d'argile.

Les principaux paramètres statistiques ont été calculés (Tab02). Les histogrammes et les graphes de probabilité ont été tracés (Fig....).

Tableau 02: Traitement statistique des Paramètres pétrophysiques de réservoir QH-BRS

Elements	Porosité (%)	Perméabilité (md)	Saturation en huile (%)	Volume d'argile (%)
Coefficient de variation	0.41	1.74	0.91	1.30
Teneur moyenne (%)	8.37	10.72	41.65	13.54
Médiane (%)	6.56	11.4	31.1	6.12
Teneur maximale (%)	16.29	47.9	93.7	54.89
Teneur minimale (%)	0.01	0.03	0.8	3.4
Ecart-type (%)	3.45	18.67	38.07	17.69
Variance (%) 2	11.90	348.22	1449.46	22.65
Nombre des échantillons	165	55	125	155

Il est à noter que les coefficients de variation les plus élevés sont ceux de perméabilité ce qui laisse suspecter un mélange de données de différents faciès (hétérogénéité des données).

4.1 Interprétation des résultats :

Les histogrammes et les graphes de probabilités montrent que les paramètres étudiés suivent en général la loi de distribution log normale. Cependant ces graphes montrent aussi une hétérogénéité des données. En appliquant le principe suivant lequel il y'a autant de population composante que de modes (Mezghache; 1989).

4.1.2 La porosité :

L'histogramme de la porosité selon la profondeur .montre que le champ présente une porosité qui varie entre 0.01 et 16.29(%), 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 généralement homogène.

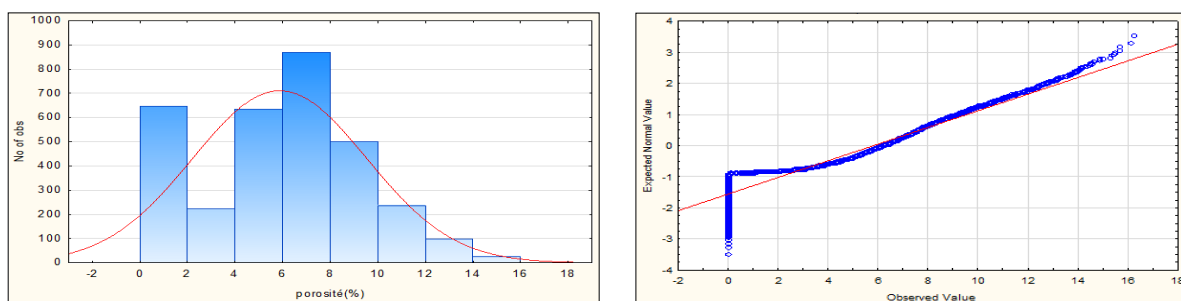


Figure 26: Histogramme et graphe de probabilité de porosité

4.1.3 La perméabilité :

L’histogramme de la perméabilité selon la profondeur indique que le champ présente une perméabilité qui varie entre 0.03 et 47.9 (md), l’histogramme de perméabilité est bimodal c'est-à-dire il ya deux population, qui indique un mélange de deux types de faciès, donc la perméabilité est hétérogène

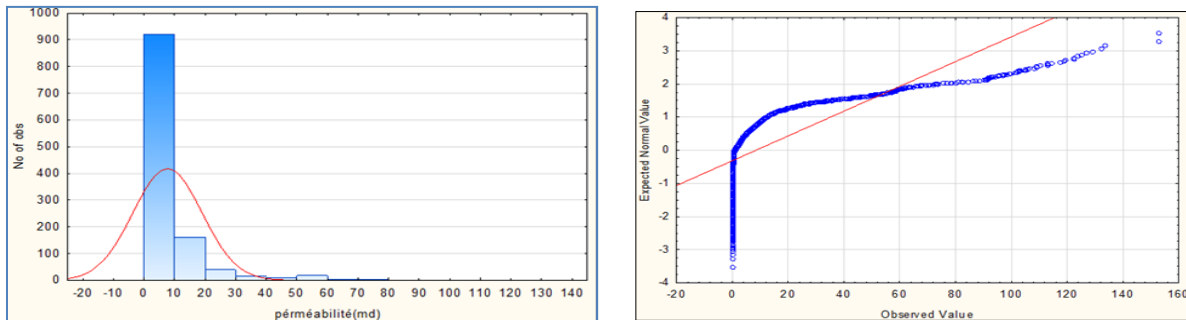


Figure 27: Histogramme et graphe de probabilité de perméabilité

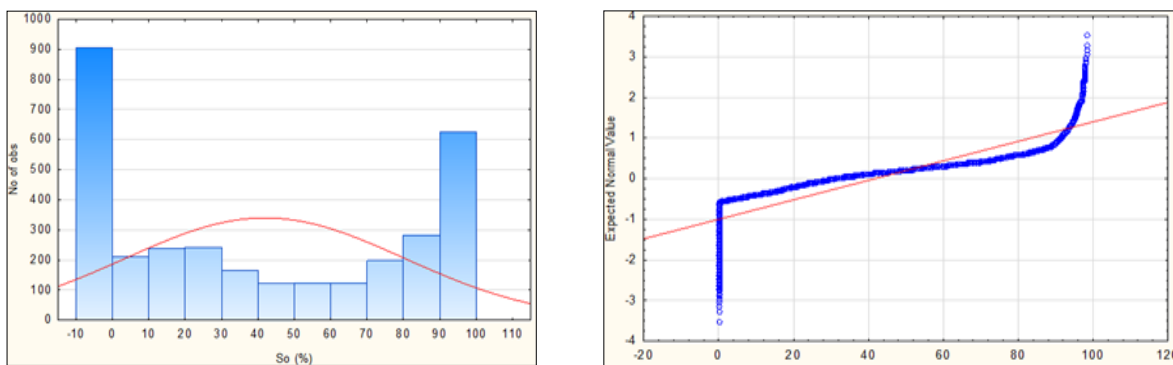


Figure 28: Histogramme et graphe de probabilité de saturation en huile

4.2 Traitement bivariée des paramètres pétrophysiques :

Les covariances ainsi que les coefficients de corrélations simples (Tab.03) ont été calculés à l’aide du logiciel STATISTICA.

Tableau 03. Matrice de corrélations simples des paramètres pétrophysiques

Variable	Φ (%)	K (md)	Vsh (%)	So (%)
Φ (%)	1.00			
K (md)	0.29	1.00		
Vsh (%)	-0.59*	-0.20	1.00	
So (%)	0.62*	0.37	-0.53*	1.00

- Coefficient de corrélation est significatif.

Φ: Porosité (%), **K: Perméabilité (md)**, **Vsh: Volume shale(%)** et **So: Saturation en huile(%)**

4.2 .1 Interprétation des résultats :

Les résultats de traitement bivariée montrent une corrélation négative entre le volume shale et tous les autres paramètres pétrophysiques, cela indique la présence d'une relation inverse entre les différents paramètres (Fig30.). Notant aussi que la saturation en huile est corrélée positivement avec la porosité et la perméabilité. La perméabilité-porosité, la perméabilité-saturation en huile, porosité -saturation en huile est directement proportionnelle (Fig.29).

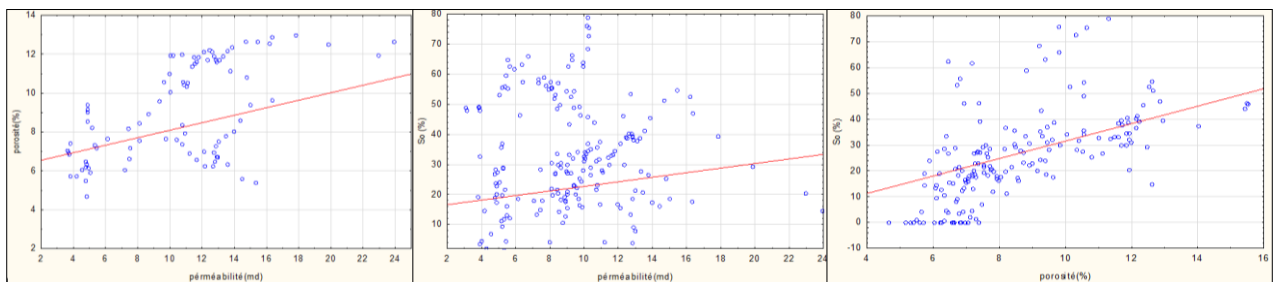


Figure 29: Corrélation (Perméabilité/ porosité, Perméabilité/ saturation en huile et porosité / saturation en huile)

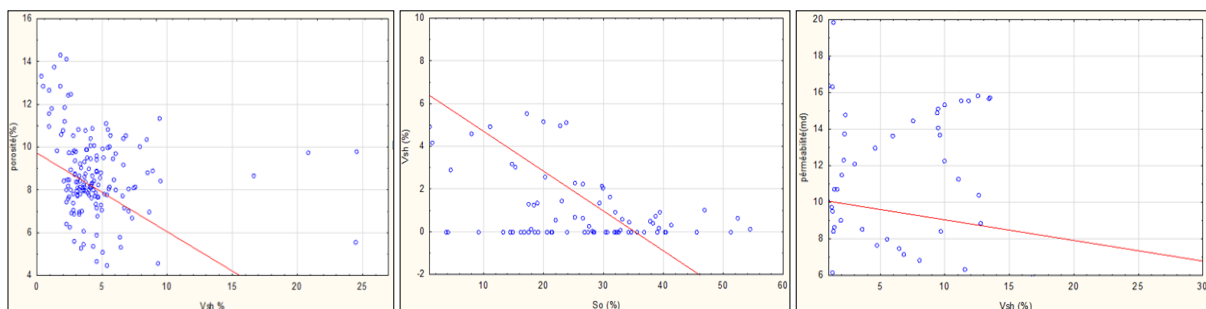


Figure 30: Corrélation (porosité / volume d'argile, perméabilité / volume d'argile et Saturation en huile / volume d'argile)

4.2.3 Analyse en composantes principales (ACP) :

L'analyse en composantes principales normée a été utilisée pour la détermination des différentes associations entre les différents paramètres pétrophysiques

Les cercles de corrélations montrent que les paramètres pétrophysiques (la porosité, la perméabilité et la saturation en huile) forment une association qui s'oppose au volume d'argile (Fig.31).

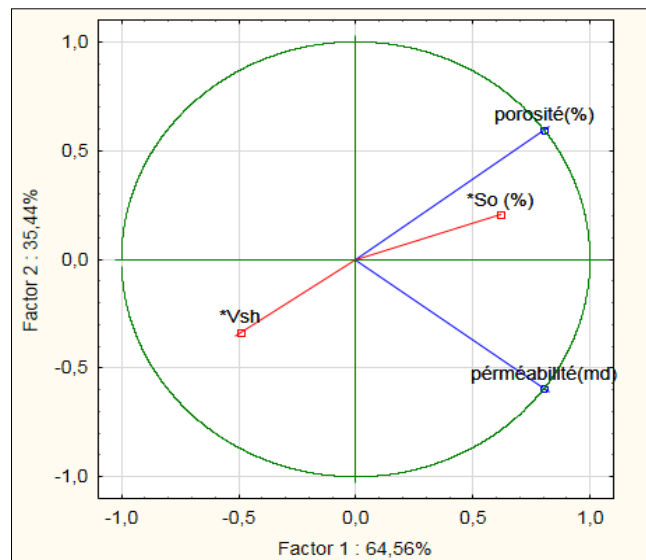


Figure 31 : Cercle de corrélations de l'ensemble des paramètres pétrophysiques

4.3 Interprétation des cartes en isoporosité :

Les cartes en isoporosité (Fig.32) illustre la distribution des bonnes valeurs de porosité dans la zone 1 et 2, elle culmine au voisinage des puits-12 ; BRS-7B; BRS-12 ; BRS-16 et BRS-08 avec un maximum de 8 à 10%, une diminution rapide de la porosité est remarquable dans la zone 3.

Cette variation dans les valeurs de porosité s'explique soit par à un réseau de fissures, soit par un changement de faciès.

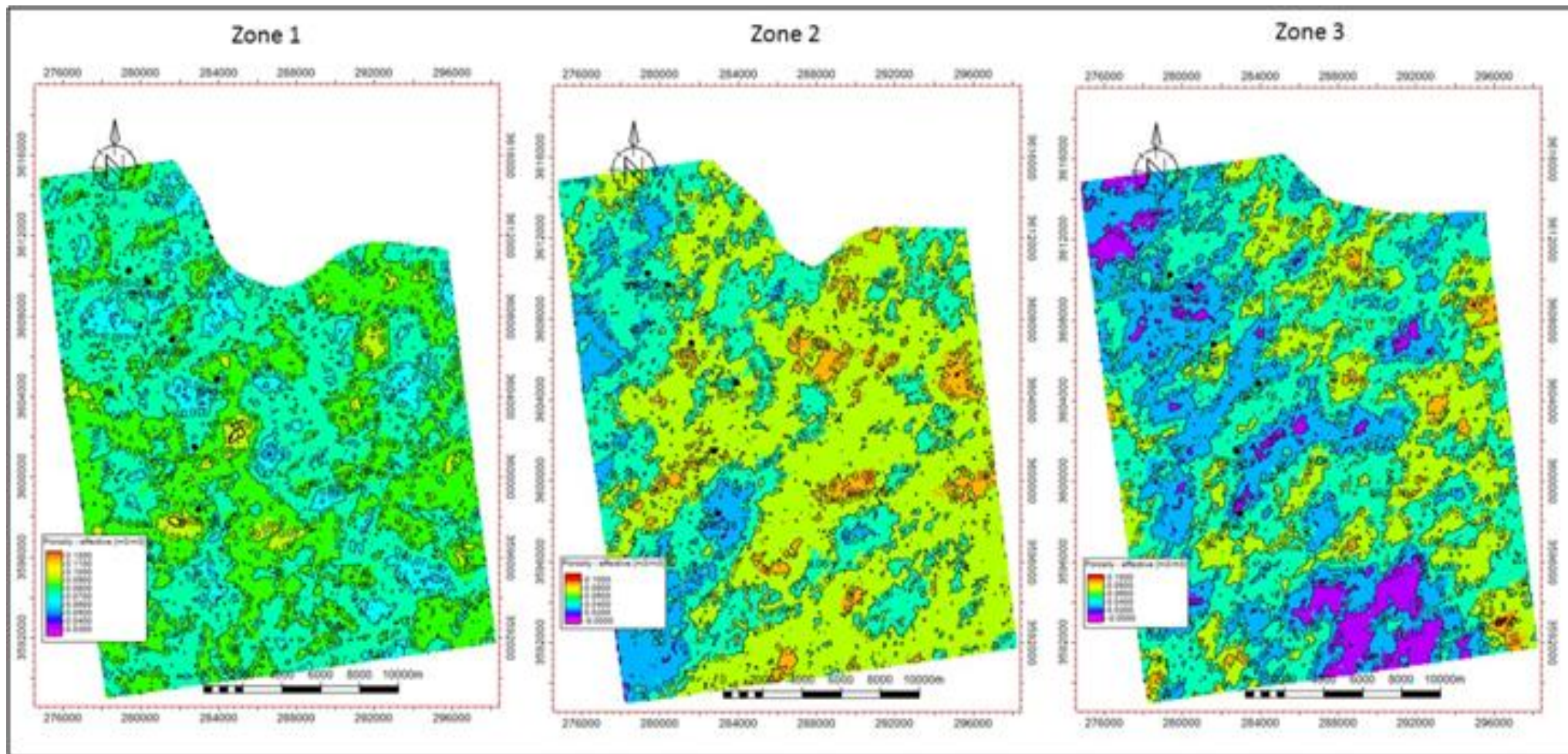


Figure 32 : Cartes en isoporosité du QH (Zone 1-2-3)

4.4 Interprétation des cartes en isoperméabilité :

Les cartes en isoperméabilité (Fig.33) montre une distribution concentrique de la perméabilité, localisée dans la zone 1 avec des valeurs varient entre 20 et 50 md, elle est dégradée dans la zone 2 surtout au NO ; SO et aussi le centre de la région d'étude Cette perméabilité présente une dégradation rapide dans la zone 3 où s'enregistre un minimum de 0.0020 md au voisinage du puits BRS-16 et BRS-2. Cette variation est due à la tectonique, car en s'approchant des failles la perméabilité augmente à cause des nouvelles fissures créées par la tectonique.

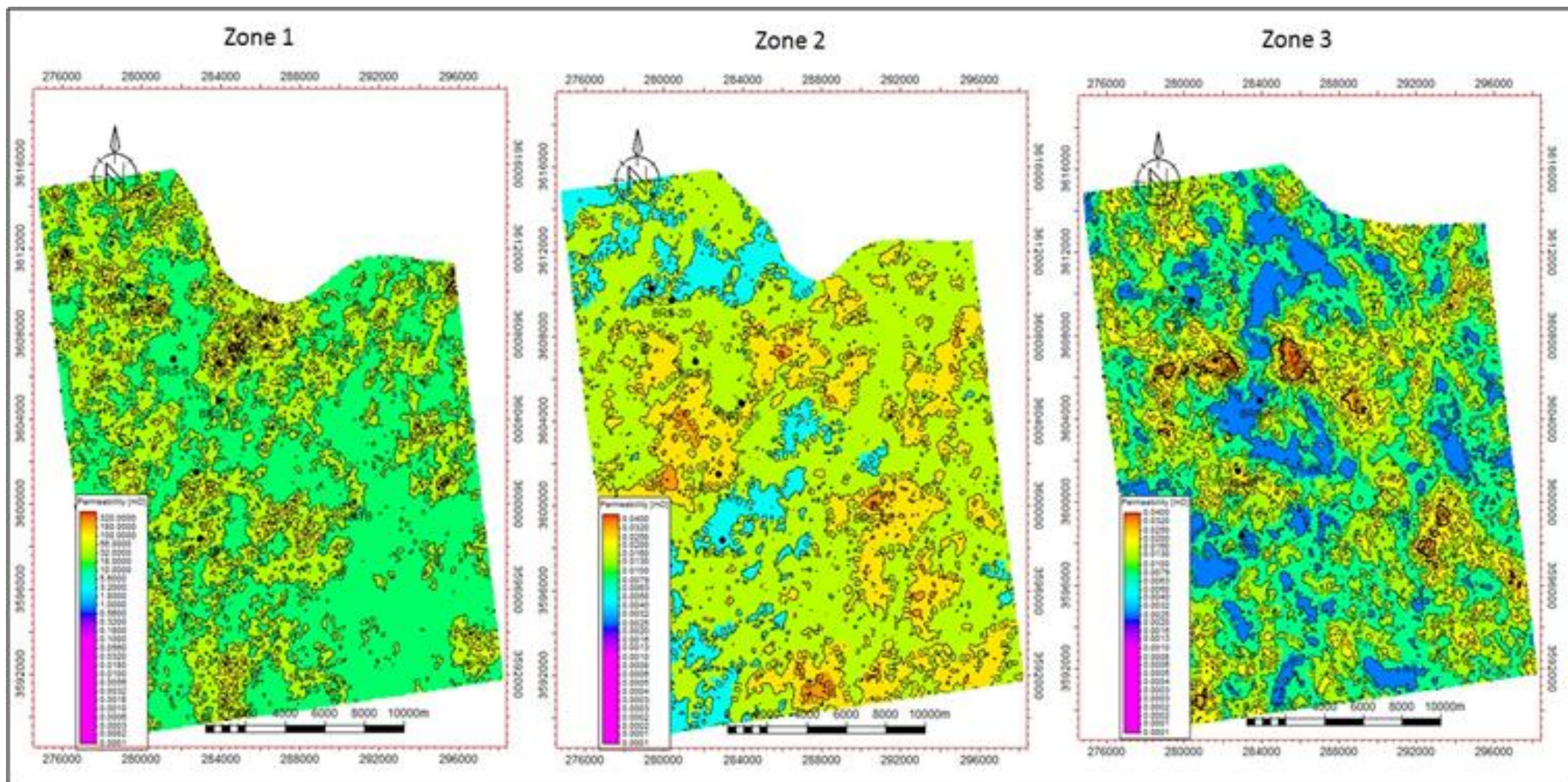
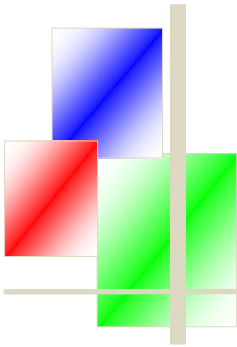


Figure 33 : cartes en isoperméabilites du QH (Zone 1-2-3)



CHAPITRE IV

NOTION DIAGRAPHIE

1. DIAGRAPHIE DU CHAMP :

Pour mieux connaître les réservoirs afin de les exploiter de façon optimale, cela conduit au développement de techniques particulières et à la collaboration des spécialistes des différentes disciplines : géologues, géophysiciens, diagraphistes, et producteurs.

Les informations fournies par chacun des métiers sont complémentaires et il est alors indispensable de trouver des liens entre ces disciplines.

La diagraphie est l'enregistrement en continu, le long du puits, des paramètres physiques du sous-sol (résistivité, radioactivité, vitesse acoustique, densité, ...) et leur interprétation en termes de caractéristiques géologiques (porosité, saturation en eau, argilosité, épaisseur, pendage, fracturation, ...). La diagraphie du sous-sol.

Le choix d'un programme de diagraphies, nécessite la connaissance des conditions de mesure, les caractéristiques des formations et les problèmes à résoudre. Actuellement les diagraphies constituent à l'heure actuelle la principale documentation géologique des terrains traversés par les sondages.

A. Les paramètres recherchés (Boyer et Mari, 1994)

- La densité de la matrice (ρ_{ma}): la matrice correspond à la fraction solide de la formation à l'exception de l'argile;
- La porosité utile (ϕ_u): rapport du volume des pores (non inclus l'argile contenue dans la formation) au volume total de roche;
- La saturation en eau (S_w) de la zone vierge : rapport du volume d'eau libre au volume correspondant à la porosité utile. Le complément à 100% correspond à la saturation en hydrocarbures (S_{hc}) dont $S_{hc}=1- S_w$;
- La saturation en eau (S_{xo}) de la zone lavée par le filtrat : rapport du volume d'eau (filtrat) au volume correspondant à la porosité utile après invasion de la formation par le filtrat de boue. Le complément à 100% correspond à la saturation en hydrocarbures résiduels $S_{hr}(S_{hr}=1- S_{xo})$;
- Le pourcentage d'argile (V_{sh}) : volume d'argile par rapport au volume total de roche;
- La résistivité de l'eau de formation (R_w);
- La densité de l'hydrocarbure (ρ_{hc});

- Les paramètres mécaniques des roches.

B. Les données (Boyer et Mari, 1994)

- La résistivité de la boue R_w ;
- La résistivité du filtrat de boue R_{mf} et sa densité ρ_{mf} ;
- La résistivité du mud-cake R_{mc} ;

C. Les principaux paramètres classiquement mesurés ou calculés (Boyer et Mari, 1994)

- La radioactivité naturelle de type γ (GR) ;
- Le potentiel spontané (SSP) ;
- La résistivité de la formation vierge R_t (approchée par les résistivités profondes, par exemple ILd ou LLd) ;
- La résistivité de la formation lavée R_{xo} (approchée par les résistivités proches, par exemple MLL ou MSFL) ;
- La masse volumique globale de la formation ou « densité » ρ_b ;
- Le facteur d'absorption photoélectrique P_e ;
- La porosité neutron ϕ_N ;
- Le temps de transit Δt ou lenteur des ondes acoustiques.

D. Les principales relations utilisées (Boyer et Mari, 1994)

Dans une formation « propre » (sans argile) relation d'Archie :

$$\begin{aligned} \text{Dans la zone vierge :} \quad R_t &= \frac{a R_w}{\phi^m S_w^n} \\ \text{Dans la zone lavée :} \quad R_{x_o} &= \frac{a R_{mf}}{\phi^m S_{x_o}} \end{aligned}$$

Valeurs approchées: $a=1$, $m=2$ et $n=2$.

$$\text{Dans une formation argileuse :} \quad \frac{1}{\sqrt{R^t}} = \frac{V_{sh}^{(1-\frac{V_{sh}}{2})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\frac{m}{\phi^2} (P_e \rho_{sh})}{\sqrt{a R_w} S_w^{\frac{n}{2}}}$$

(Pour la zone lavée, il suffit de remplacer R_t , S_w et R_w par R_{x_o} , S_{x_o} et R_{mf}) Densité : $\rho_b = (1-\phi) \rho_{ma} + V_{sh} \cdot \rho_{sh} + \phi \rho_f$

Neutron : $\phi_N = (1 - V_{sh}) \phi_{Nma} + V_{sh} \cdot \phi_{Nsh} + \phi_u \cdot \phi_{Nf}$

Sonique (Wyllie) : $\Delta t = (1 - \phi_u - V_{sh}) \Delta t_{ma} + V_{sh} \cdot \Delta t_{sh} + \phi_u \cdot \Delta t_f$

2. Objectifs des diagraphies

Les diagraphies sont enregistrées pour :

- Etablir des corrélations des puits ;
- Vérifier et corriger les côtes des données relatives à la colonne lithologique établie habituellement grâce aux déblais ;
- Interpréter qualitativement les renseignements obtenus pour en déduire les paramètres de production et l'étude des réservoirs ;
- Interpréter quantitativement ces mêmes données ; des épaisseurs utiles et du contact hydrocarbure/eau, venus de gaz...)
- Résoudre les problèmes particuliers (qualité de cimentation, détection des épaisseurs utiles et du contact hydrocarbure/eau, venus de gaz...)
- L'extension latérale des gisements.
- La détermination et la localisation des réservoirs les plus favorables à l'accumulation d'hydrocarbures.

L'utilisation des diagraphies déborde largement le cadre des études de réservoir. Les ingénieurs de réservoir et de production ne sont plus les seuls à exploiter les données diagraphiques mais aussi les géologues et les géophysiciens.

Le lien qui unit les paramètres diagraphiques et géologiques, et plus précisément de la filiation des mesures diagraphiques à la géologie, c'est de considérer les données diagraphiques comme des données géologiques et leur appliquer les mêmes principes et méthodes. Toute interprétation des diagraphies est en soi une interprétation géologique.

Il convient donc d'observer, décrire, analyser, interpréter les diagraphies comme toute interprétation géologique.

Une interprétation des diagraphies de qualité doit non seulement s'appuyer sur une analyse précise, complète et détaillée des données qu'elles apportent mais aussi se fonder sur une bonne connaissance du principe des outils et sur les notions géologiques.

3. Classification des diagraphies

Lors des interprétations diagraphiques, les caractéristiques enregistrées sont des paramètres physiques des différentes formations traversées, mesurées par des outils appropriés descendus au bout d'un câble dans le trou de forage.

Les diagraphies peuvent être divisées selon leur domaine d'investigation en quatre groupes

(Fig 34)

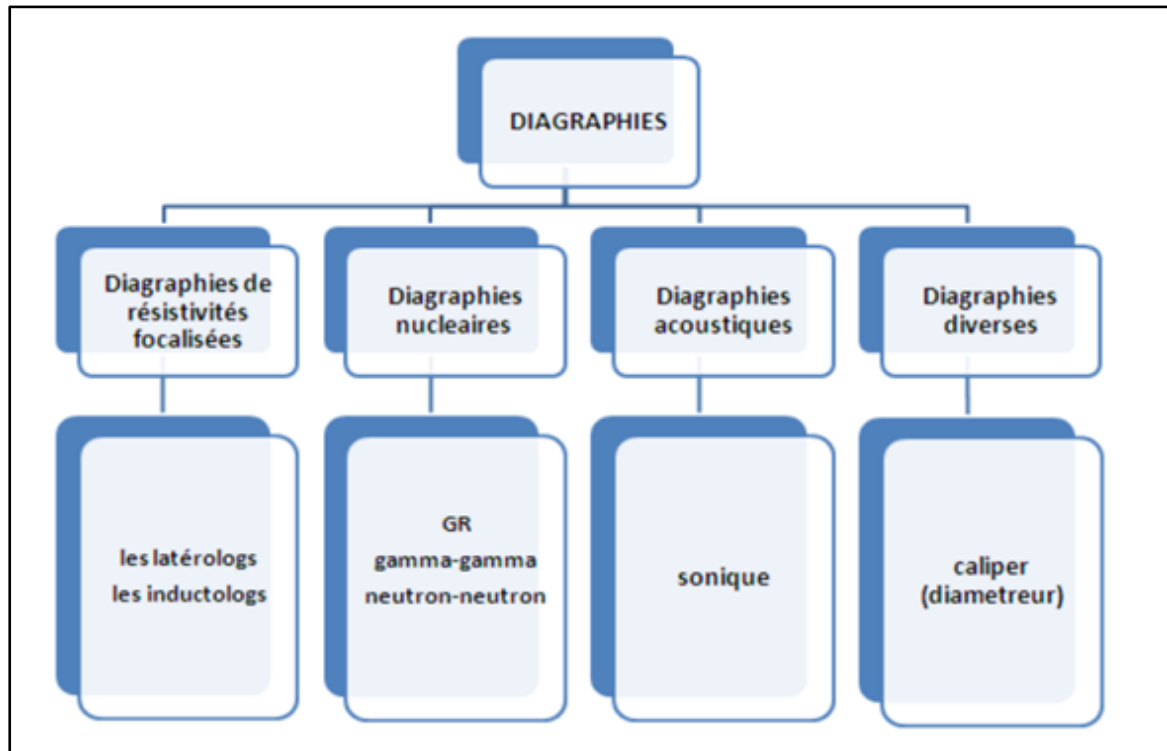


Figure34. Organigramme représente les différents types de diagraphie

4. INTERPRETATION DES RESULTATS DE DIAGRAPHIE

4.1. Puits BRS-07bis

Le puits BRS-07bis est situé dans la partie Sud-Est de la zone d'étude d'après les résultats (Tab.04) et (Fig.35), ce puits contient une quantité d'eau d'après les interprétations des diagraphies, avec une porosité moyenne de 09%, une épaisseur utile de grès de 58m, le volume d'argile est faible dans ce puits avec une moyenne qui ne dépasse pas le 4 %. Ce puits est un puits humide car sa saturation en eau dépasse 90%.

Tableau 04: Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-7bis

Zone	Top	Bottom	Gross	Reservoir Summary					Net pay
	MDm	MDm	M	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw	
QH (Z1)	3870.3	3895.4	25.1	8.9	0.35	0.01	0.08	0.76	---
QH (Z2)	3895.4	3908.1	12.6	3.4	0.26	0.04	0.09	0.90	---
QH (Z3)	3908.1	3928.4	20.3	4.8	0.23	0.08	0.08	1	---

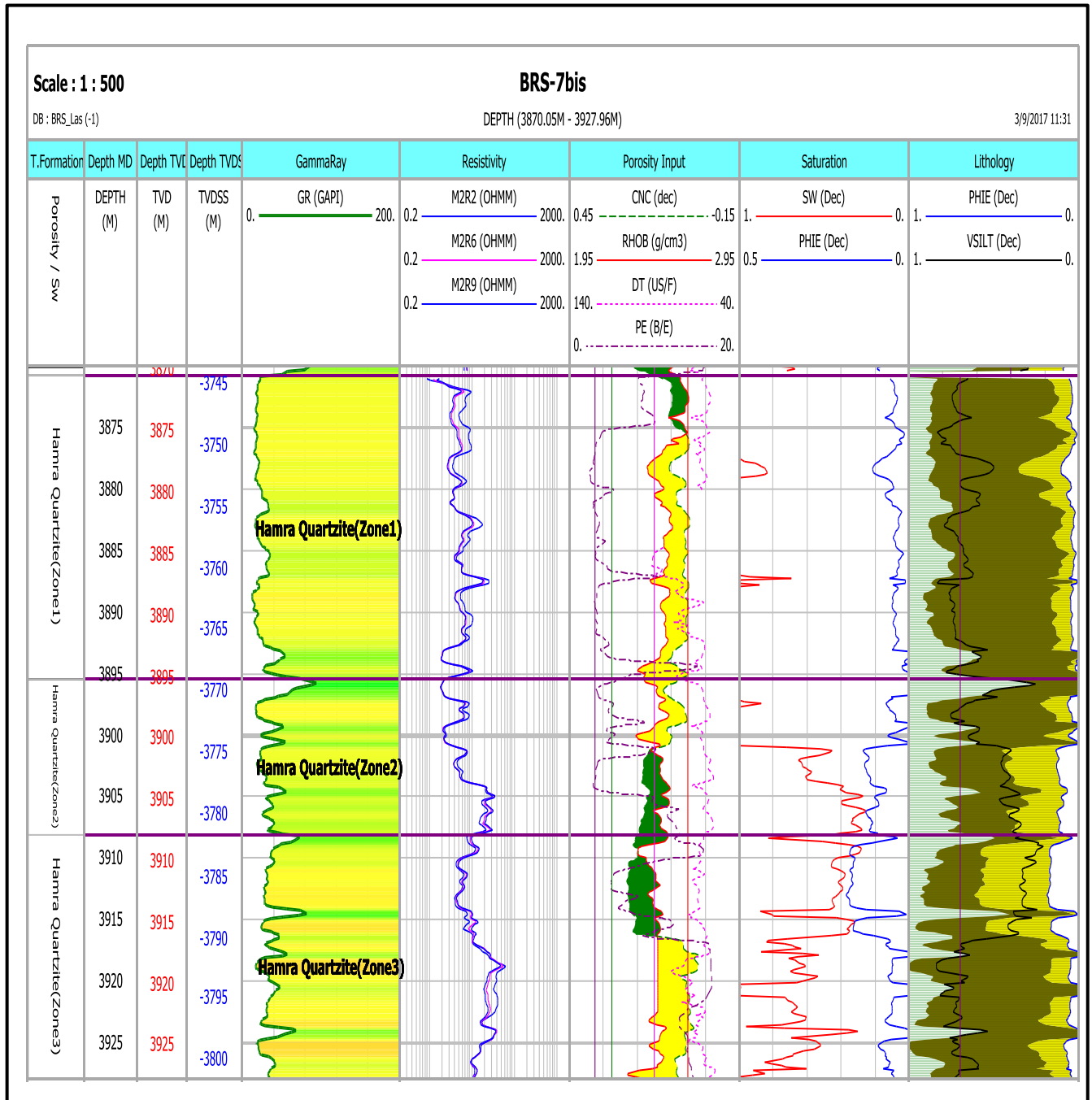


Figure35: Log diagraphique enrejuré au niveau du puits BRS-7bis

4.2. Puits BRS-8 :

D’après les données de GBRS le puits BRS-8 (Fig36) qui se situe dans la partie Ouest de la zone d’étude, est un puits producteur avec une porosité moyenne de 8.3%, une saturation en eau de 60%et un volume d’argile de 11.3% (Tab05)

Tableau 05 : Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-8

Zone	Top	Bottom	Gross	Reservoir Summary					Net pay
	MDm	MDm	m	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw	
QH (Z1)	3828	3855.6	27.61	9.14	0.33	0.04	0.09	0.27	8.23
QH (Z2)	3855.6	3873.8	18.14	11.97	0.66	0.14	0.08	0.73	5.18
QH (Z3)	3873.8	3885.8	12.04	6.63	0.55	0.16	0.07	0.91	0

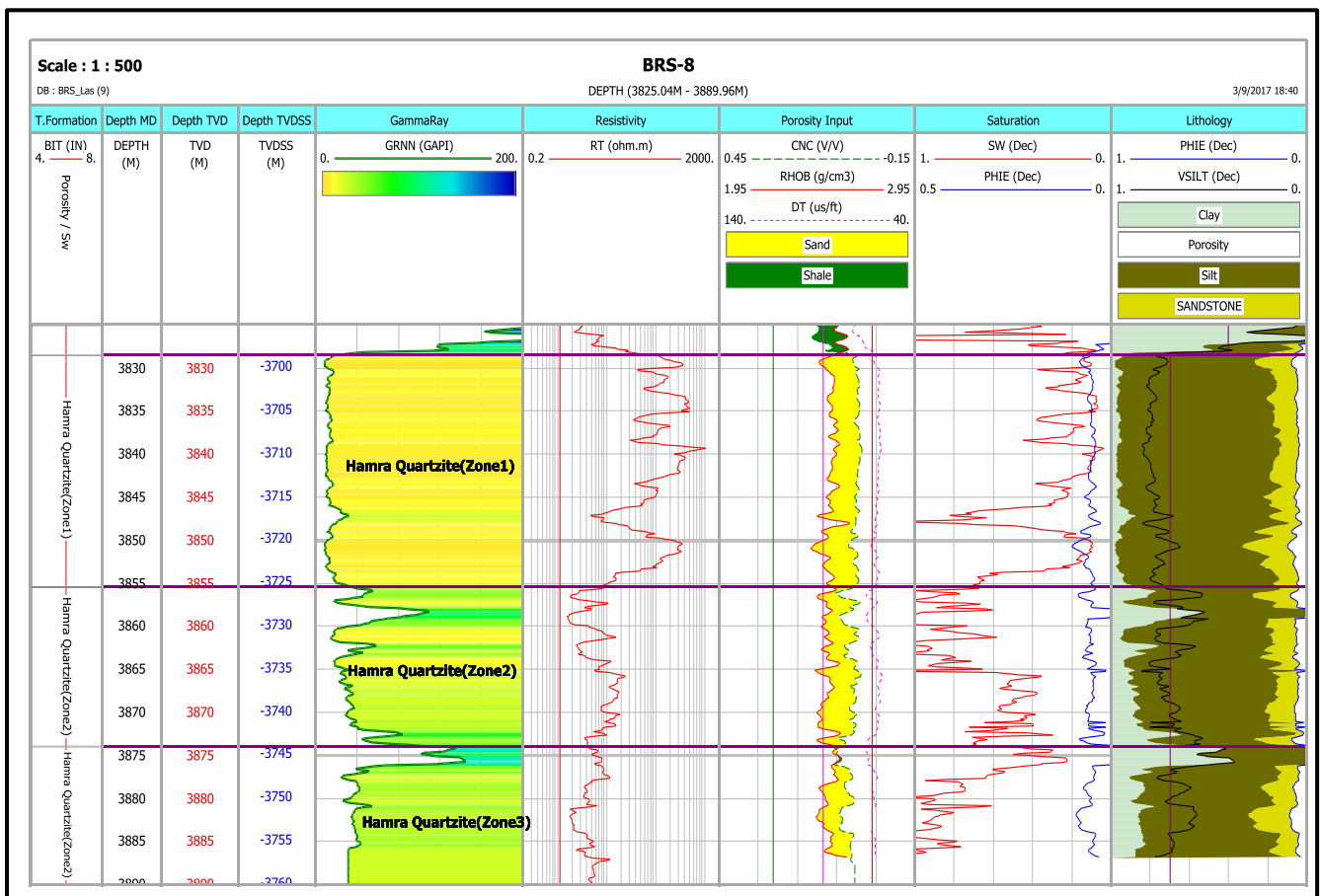


Figure36: Log diagramme enregistré au niveau du puits BRS-8

4.3. Puits BRS-12 :

Le puits BRS-12 (Fig37) est un puits producteur, l'interprétation des diagraphies montre une porosité moyenne de 9%, une épaisseur de réservoir de 43.35 m et un volume d'argile de 17%(Tab06)

Tableau 06 : Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-12

Zone	Top	Bottom	Gross	Reservoir Summary					Net pay
	MDm	MDm	m	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw	
QH (Z1)	3812.8	3838.6	27.89	18.59	0.67	0.03	0.09	0.07	18.6
QH (Z2)	3838.6	3854.2	16.46	1.99	0.25	0.14	0.09	0.59	2.29

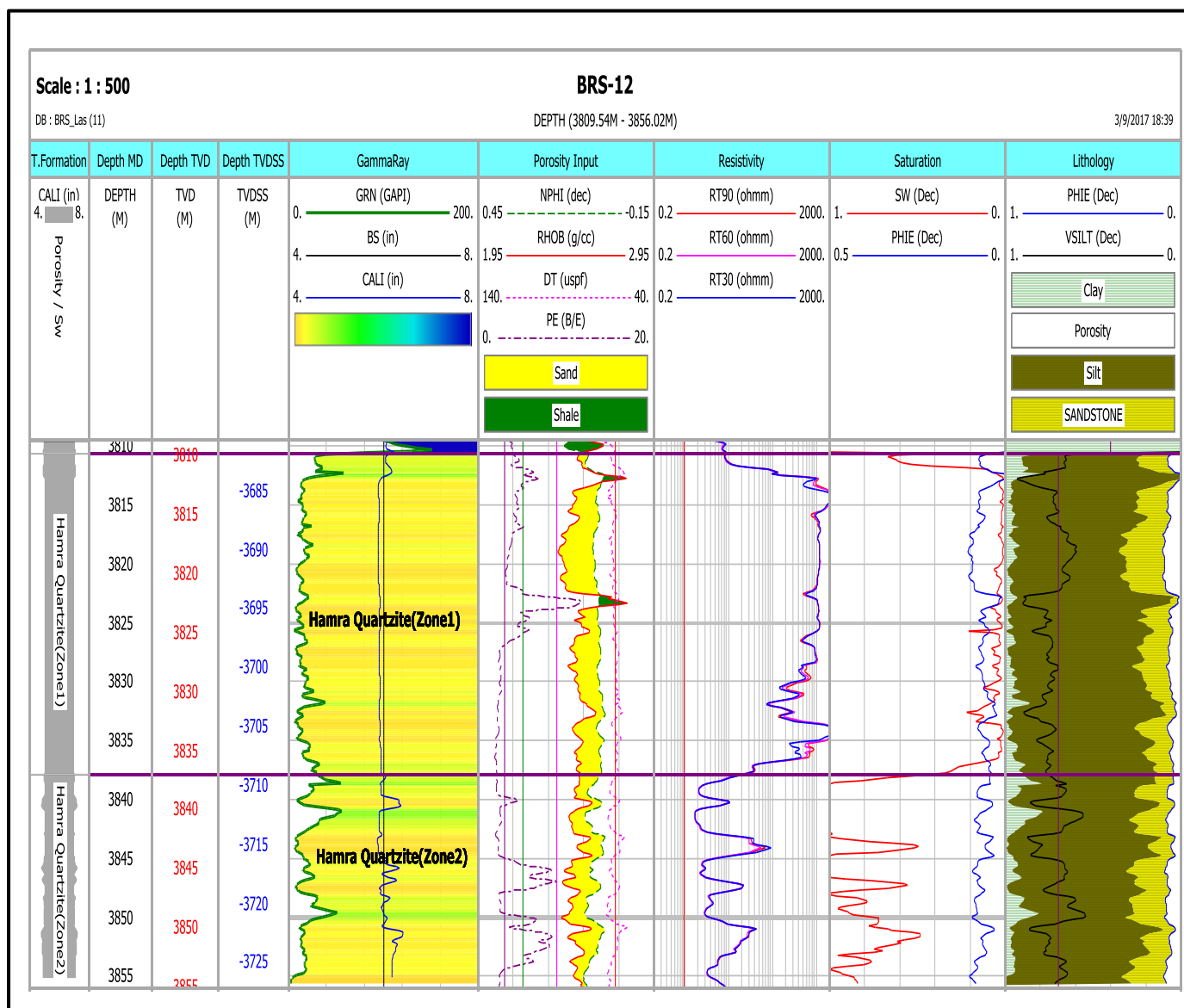


Figure37: Log diagraphique enregistré au niveau du puits BRS-12

4.4. Puits BRS-18 :

L'interprétation diagraphique faite par logicielle IP montre que le réservoir quartzite l'Hamra cumule de l'huile(Fig38), il présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques avec une épaisseur utile de l'huile de 63.3m où la porosité moyenne est de 8%, la saturation en eau est de 55% et le volume moyen d'argile ne dépasse pas le5%(Tab07).

Tableau 07 : Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-18

Zone	Top	Bottom	Gross	Reservoir Summary					Net pay
	MDm	MDm	M	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw	
QH (Z1)	3851.4	3876.4	25.05	17.1	0.68	0.02	0.1	0.11	17.1
QH (Z2)	3876.4	3891.7	15.3	3	0.20	0.05	0.07	0.75	1.05
QH (Z3)	3891.7	3914.7	22.95	2.85	0.12	0.09	0.07	0.81	0.15

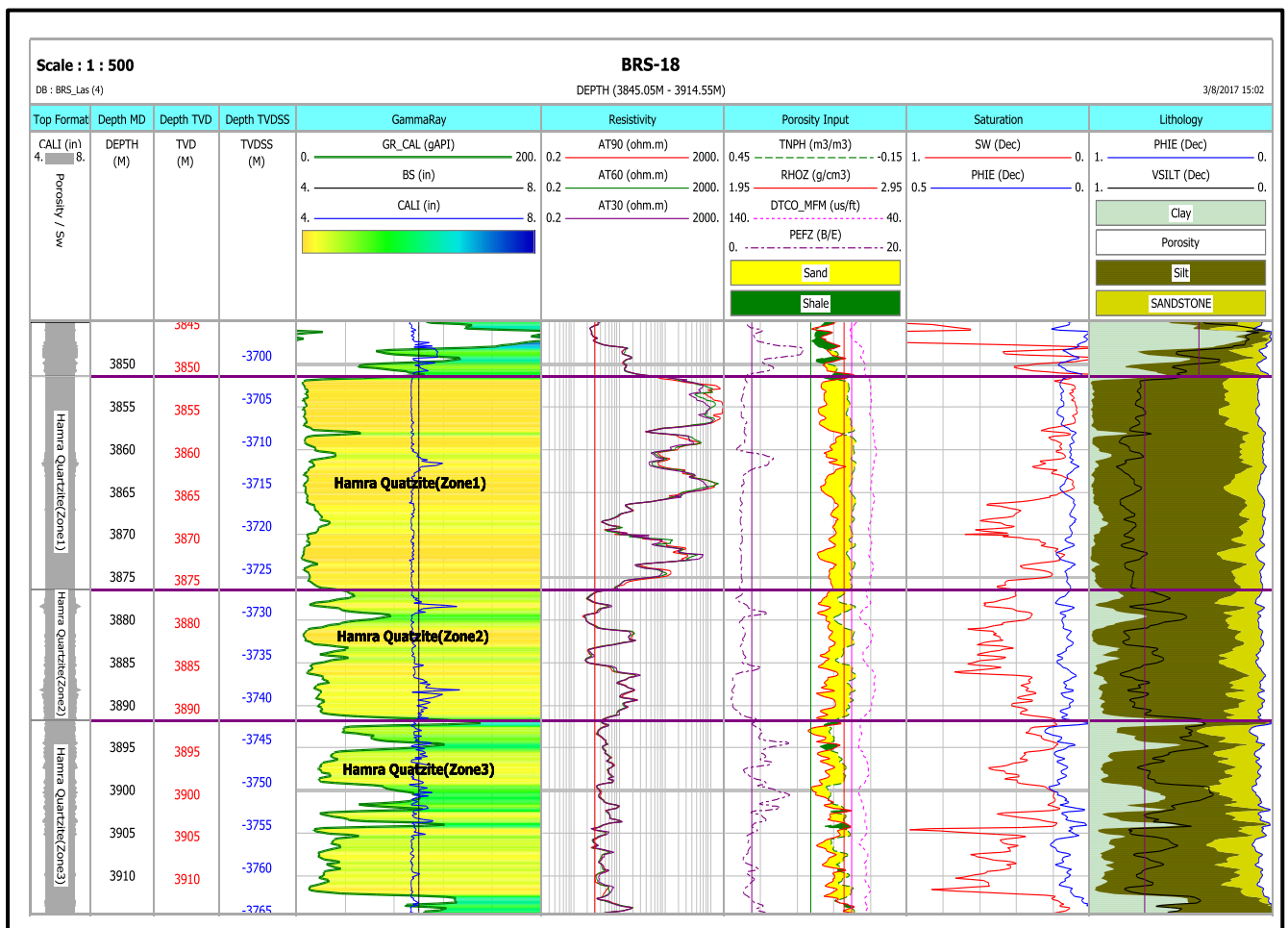


Figure38: Log diagraphique enregistré au niveau du puits BRS-18

4.5. Puits BRS-16

Les résultats des interprétations diagraphiques faite par logiciel (IP) montrent que le puits BRS-16 (fig39) présente des bons paramètres pétrophysiques avec une épaisseur utile en huile est de 134m où la porosité moyenne est de 08%, une saturation moyenne en eau de 43.6% et un volume d'argile le 11%(Tab08).

Tableau 08 : Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-16

Zone	Top	Bottom	Gross	Reservoir Summary					Net pay
	MDm	MDm	m	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw	
QH (Z1)	3954.0	4011.8	27.23	24.75	0.91	0.05	0.09	0.12	24.8
QH (Z2)	4011.8	4048.5	17.74	10.62	0.60	0.13	0.08	0.35	10.2
QH (Z3)	4048.5	4088.0	18.95	2.88	0.15	0.15	0.07	0.84	0

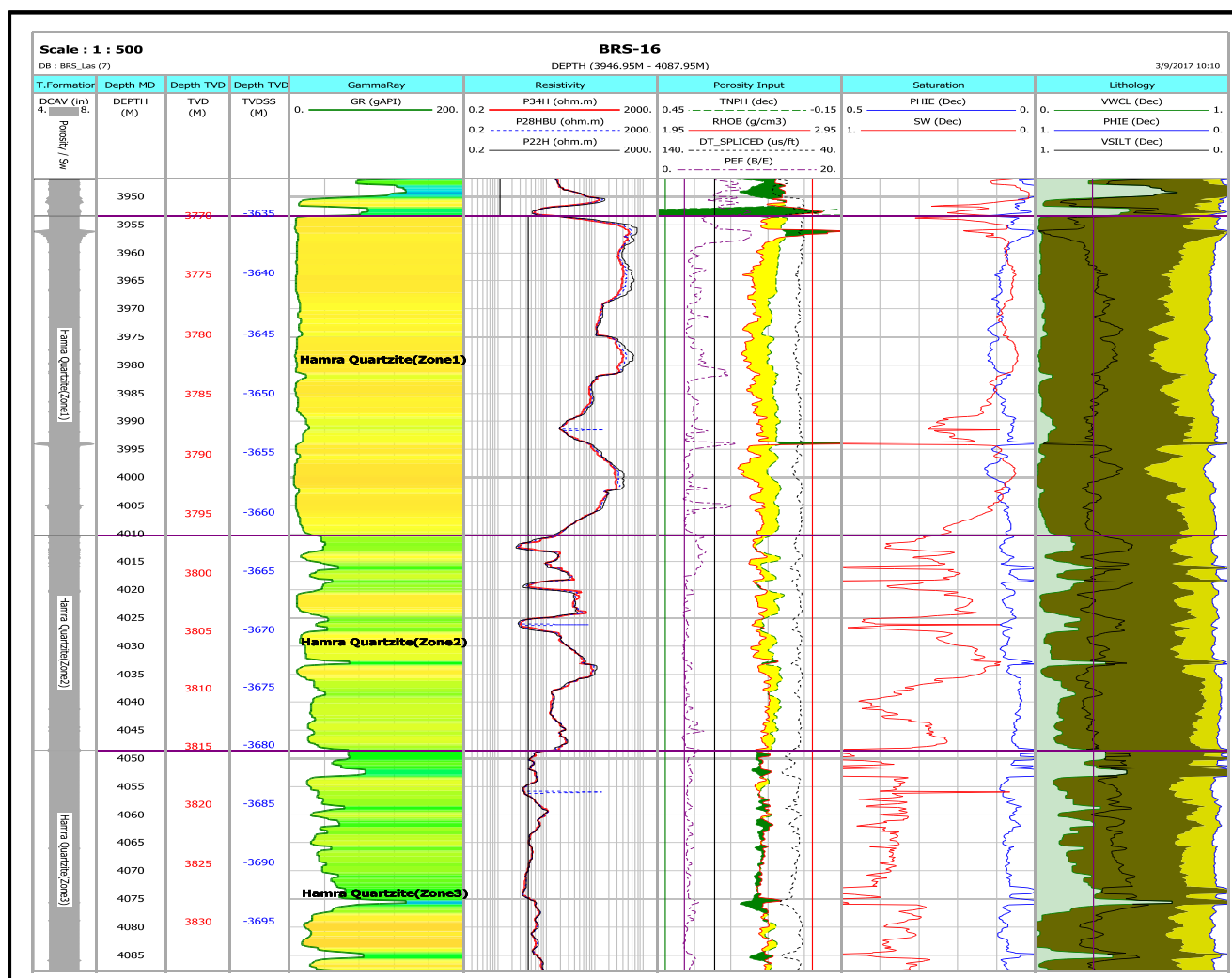


Figure39: Log diagraphique enregistré au niveau du puits BRS-16

4.6. Puits BRS-20

Le puits BRS-20 qui se situe dans la partie Nord-Ouest de la zone d'étude(Fig40), est un puits producteur. L'interprétation des diagraphies montre que le réservoir de quartzite l'Hamra est imprégné d'huile, il présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques avec une épaisseur utile d'huile de 82 m où la porosité moyenne est de 8.6%, la saturation en eau est de 50% et le volume d'argile est de 14%(Tab09).

Tableau 09 : Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-20

Zone	Top	Bottom	Gross	Reservoir Summary					Net pay
	MDm	MDm	m	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw	
QH (Z1)	3859.1	3895.0	26.1	23.4	0.90	0.04	0.1	0.15	23.4
QH (Z2)	3895.0	3916.7	15.3	11.7	0.76	0.18	0.10	0.51	11.7
QH (Z3)	3916.7	3941.5	17.8	0	0	0.20	0.06	0.85	0

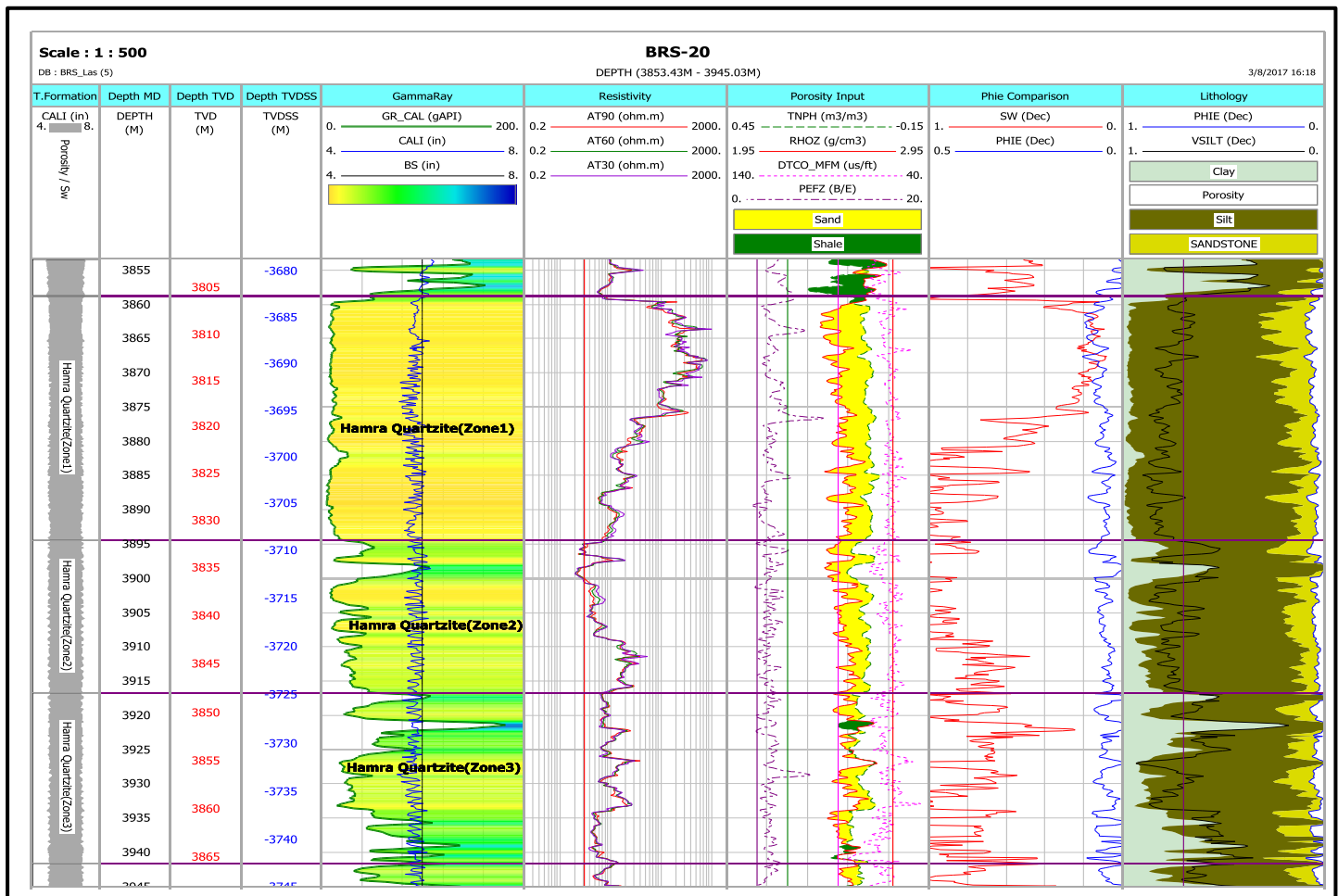


Figure40: Log diagraphique enrejustré au niveau du puits BRS-20

4.7. Puits BRS-23

D’après les données de GBRS le puits BRS-23 (Fig41)est un puits producteur qui se situe dans la partie Nord- Ouest da la zone d’étude, avec une porosité moyenne de 7.6%, une saturation en eau de 48%et un volume d’argile de 9.6%(Tab10)

Tableau 10 : Récapitulation des caractéristiques pétrophysiques du puits BRS-23

Zone	Top	Bottom	Gross	Reservoir Summary					Net pay
	MDm	MDm	m	Net	N/G	Av Vcl	Av Phi	Av Sw	
QH (Z1)	3830.4	3859.8	29.29	19.05	0.65	0.01	0.08	0.48	14.1
QH (Z2)	3859.8	3872.2	12.29	4.93	0.40	0.14	0.07	0.83	---
QH (Z3)	3872.2	3935	17.29	6.9	0.40	0.11	0.08	0.80	---

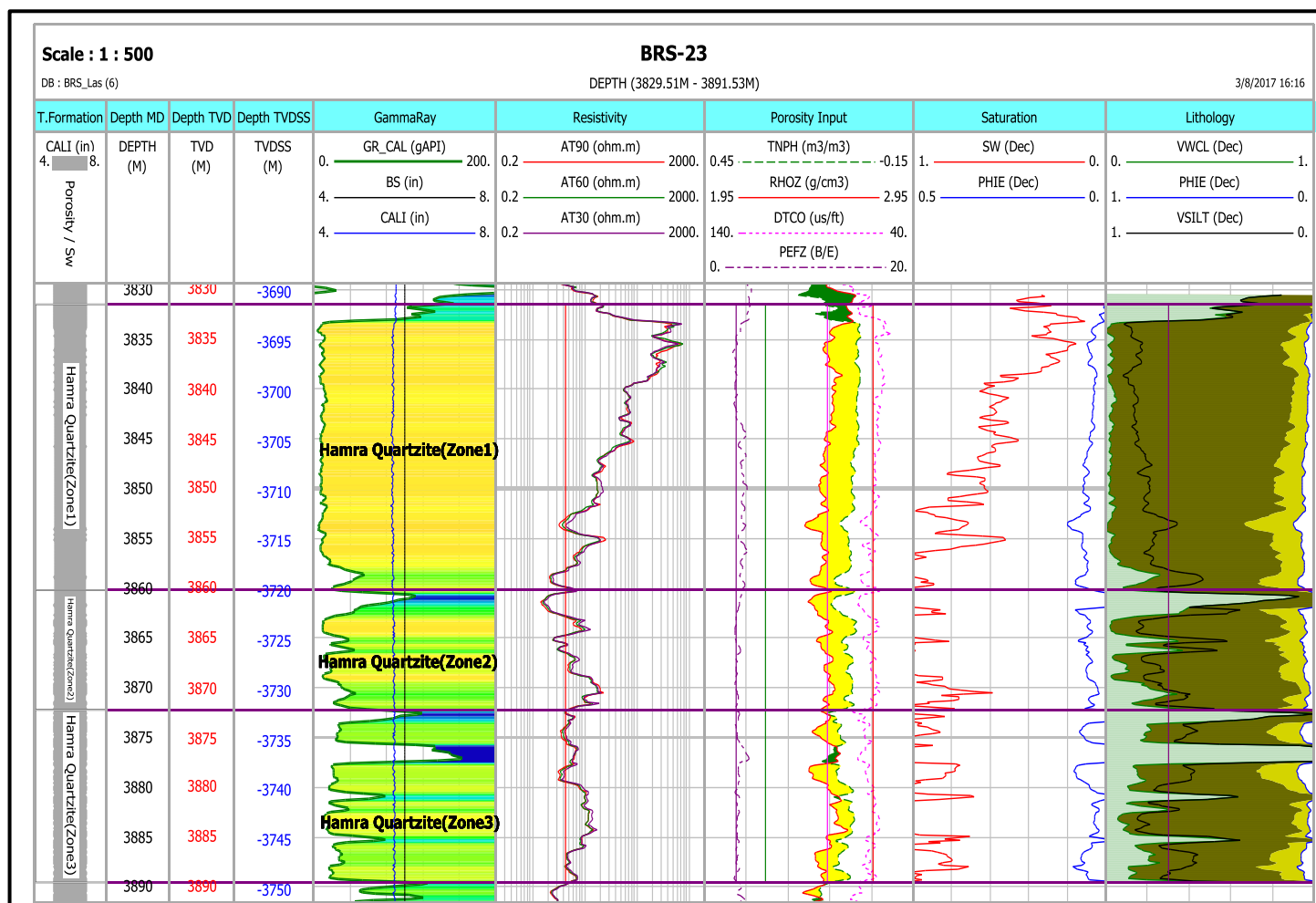


Figure41: Log diagraphique enrejustré au niveau du puits BRS-23

5. Interprétation qualitative :

Les puits BRS-7bis, BRS-8, BRS-12, BRS-16, BRS-18, BRS-20 et BRS-23 sont considérés comme des puits producteurs d'huile à partir de quartzite l'Hamra ; le tableau montre ; dans ce sens ; les informations propres à chaque puits (Tab11).

Tableau 11 : Coordonnées des puits producteur

Puits	MD	T- fond (C°)	Les coordonnées UTM		Etat
			X	Y	
BRS-7bis	3963	119	290 672.16	3 600 040.74	Humide
BRS-8	3892	118	281 605.13	3 606 852.25	Producteur
BRS-12	3863	121	282 760.06	3 601 534.91	Producteur
BRS-16	3848	112	283 904.98	3 604 892.98	Producteur
BRS-18	3942	118	282 961.09	3 598 424.86	Producteur
BRS-20	3885.6	120	280 402.01	3 609 733.31	Producteur
BRS-23	3913.3	118	279 368.78	3 610 288.09	Producteur

6. Corrélation diagraphique du réservoir

Sur la base des limites régionales et locales matérialisées par des discontinuités granulométriques et sédimentologiques, un découpage en unité a été réalisé sur tous les sondages étudiés dans le but d'établir des corrélations entre les puits au sein de la zone d'étude.

Il existe plusieurs types de corrélations : corrélation par lithologie, par lithofaciès et par diagraphie; dans cette étude seule la corrélation diagraphique est mise en considération.

Les corrélations établies selon deux profils (A et B) s'étendent du Nord-Ouest au Sud-Est du champ de Bir Seba (Fig.42), le découpage en unités de dépôts s'est fait à la base d'une interprétation des diagraphies et des études sédimentologique des carottes

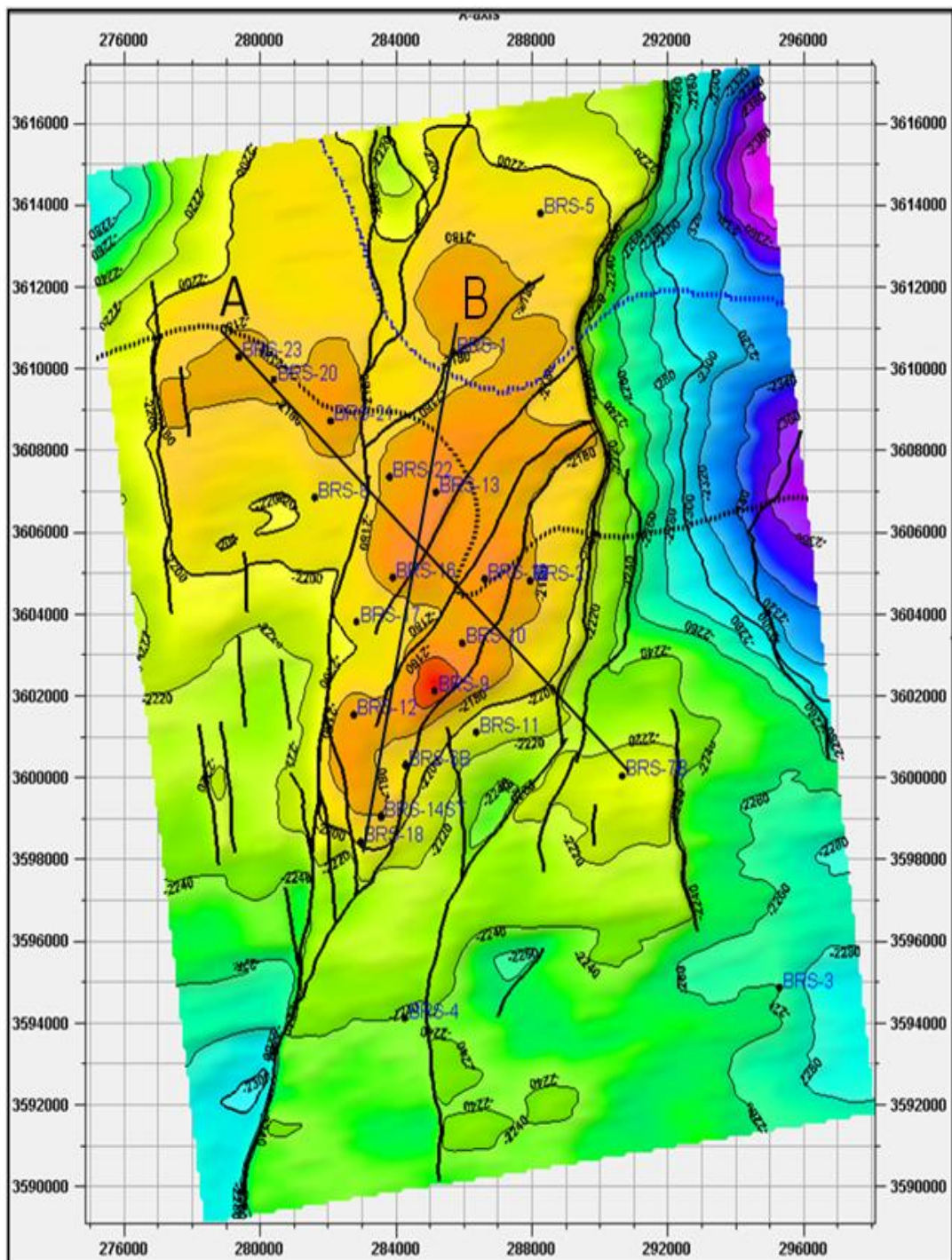


Figure42: position de profils de corrélations (A) et (B).

La corrélation selon le profil (A) (Fig.43) est réalisé pour suivre la répartition spatial des trois (03) unités de quartzite l'Hamra à travers les données diagraphiques et géologiques obtenus à partir des puits étudiés, le profil a une direction NO – SE passent par les puits BRS-23 ; BRS-20 ; BRS-08 ; BRS-16 et BRS-7B.

Le profil (A) montre une structure anticlinale, la formation quartzite l'Hamra est moins épais sur les flancs avec une épaisseur de 50 m à 55 m. Structuralement le puits BRS-16 est le plus élevé par rapport aux autres puits ; il présente la plus grande épaisseur supérieure à 60m. La zone 1 est la plus épaisse des zones dans tous les puits, son épaisseur varie de 20 à 25 m ; on remarque que le log GR est très bloc en zone 1; ceci indique la présence de grès propre

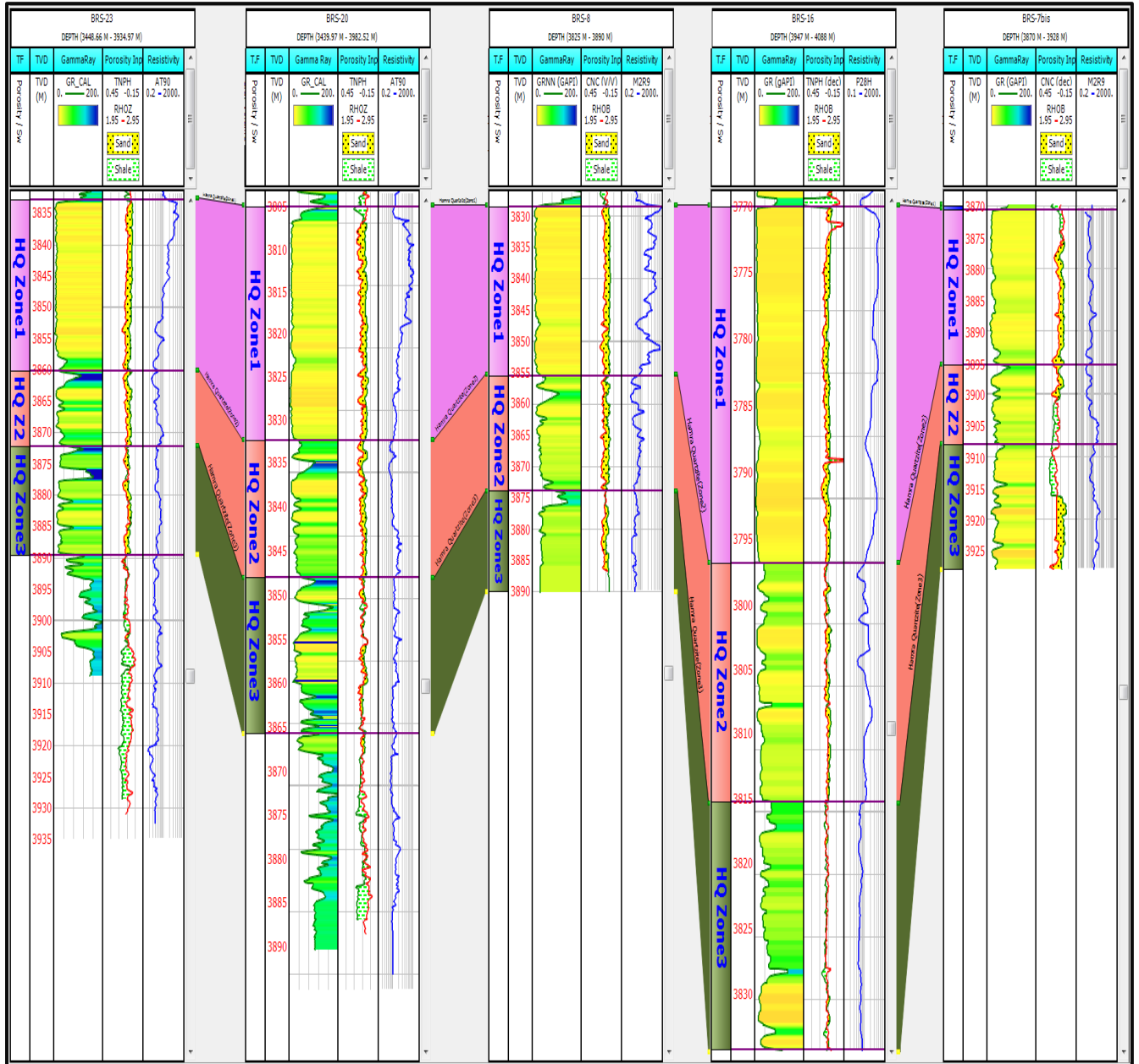


Figure43. Corrélation par diagraphie selon le profil A

Profil (B) : présente une direction SSO-NNE

Ce deuxième profil passe par les puits: BRS18, BRS-16, BRS-13 et BRS-1. Il montre une extension continue de quartzite l’Hamra avec une absence de zone 1 (Fig44.) dans le puits BRS-1 qu’est situé au Nord de région de Bir Seba. Cette zone est totalement érodée par l’effet d’érosion de la discordance hercynienne.

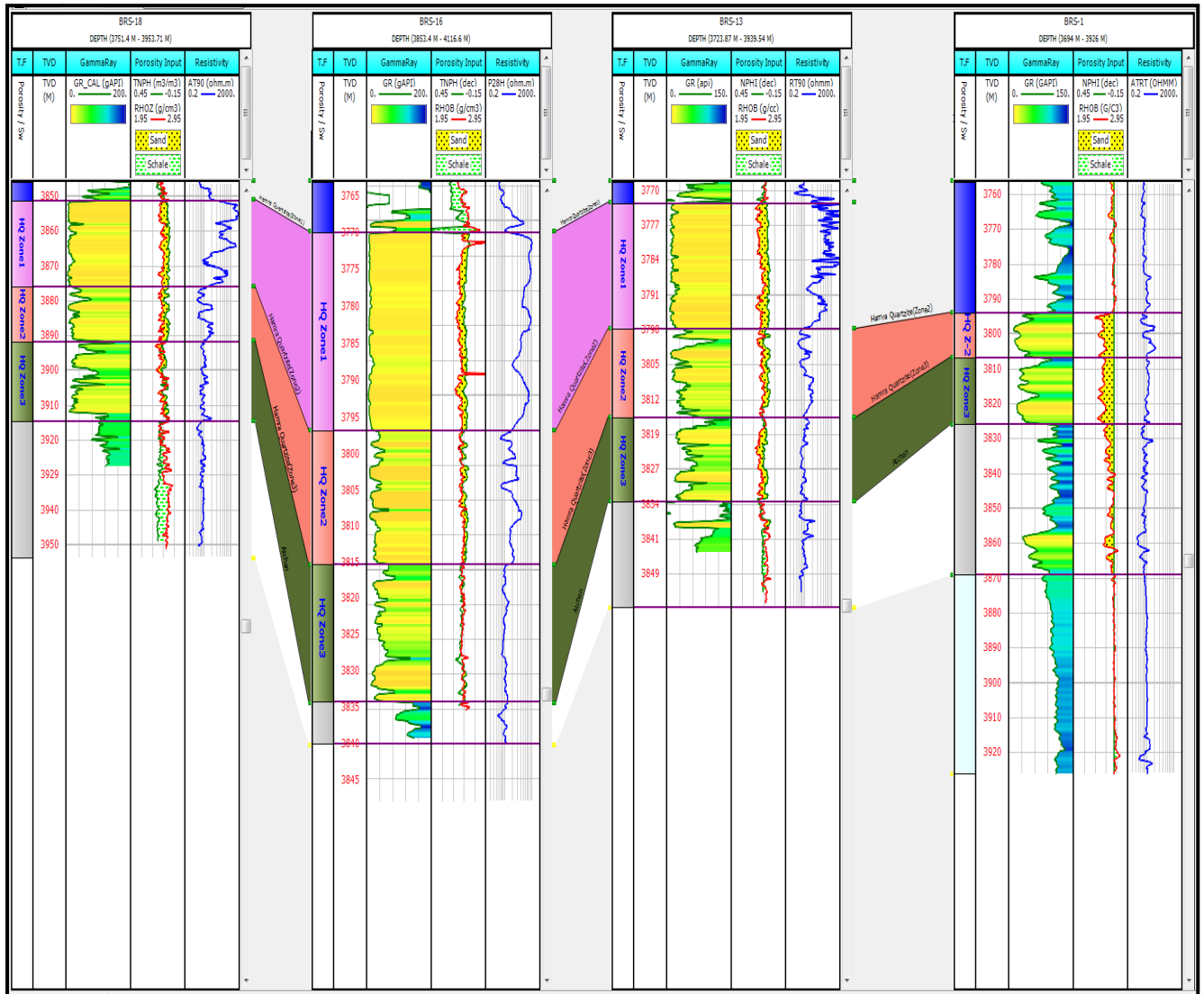
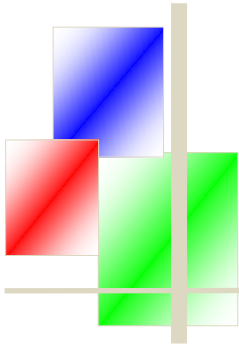


Figure44. Corrélation par diagraphie selon le profil B

En termes de conclusion, en signalant que la difficulté rencontrée lors de la corrélation des différentes unités réside dans la complexité des dépôts chenalisant de l’environnement fluvial et particulièrement en tresses, favorisant un entrecroisement quasi-permanent des zones d’accrétions ; d’où les problèmes actuels. L’architecture interne des dépôts de quartzite l’Hamra est très complexe ; l’étude des carottes montre la présence des grès propres ; ...etc



CONCLUSION



CONCLUSIONS GENERALES ET RECOMMANDATIONS

A la lumière des résultats obtenus par la présente étude, les majeures conclusions sont:

Sur le plan géologique et sédimentologique

Le réservoir de quartzites de Hamra de champ du Bir Seba se situe dans la partie Nord-est du Sahara algérien, à environ de 550 km au Sud-est d'Alger et à 130 km de Hassi Messaoud.

D'après sa lithostratigraphie, le champ du Bir Seba comporte des formations allant de Cambrein au Silurien, qui se représentent par les quartzites de Hamra

La description macroscopique des échantillons des carottes prélevés de quelques puits dans la zone d'étude ont permis de subdiviser les quartzites de Hamra en trois zones bien distinctes. Les données des logs de puits référence ont permis de détecter cinq faciès caractéristiques.

L'étude pétrographique des échantillons de grès ordoviciens prélevés du puits de Bir Seba a permis de distinguer la présence des minéraux suivants : les composants détritiques (quartz, feldspaths et micas), les composants authigènes (dolomite et anhydrite) et les minéraux argileux.

Sur le plan Structural

L'analyse et l'interprétation des cartes en épaisseurs utiles, montrent que les épaisseurs de quartzites de Hamra sont maximales au centre du champ, avec une diminution vers le Sud et le Nord-Ouest.

L'analyse des paramètres pétrophysiques à savoir la porosité et la perméabilité, a permis de donner une idée sur leur qualité de réservoir qui représente généralement un bon caractère d'évaluation de réservoir.

D'après les résultats des analyses statistiques univariés;

- la variation de la porosité suivie une loi normal, ce qui explique l'homogénéité de sa distribution,

- La perméabilité varie très rapidement dans la zone d'étude, le mode bimodal indiquant le caractère hétérogène des données et de sa distribution.

Le traitement bivarié ainsi que l'analyse en composantes principales(ACP) à travers les matrices de corrélation et les cercles de corrélations montrent que les paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité et saturation en huile) qui sont directement proportionnels corrélés négativement avec le volume d'argile

L'interprétation des résultats de diagraphie permettent de déterminer et de discuter les paramètres pétro physiques ; porosité et perméabilité. De même la diagraphie a permis de sélectionner les puits producteur d'huile au sein de la région d'étude.

D'après les résultats de l'étude pétro physique, les meilleures propriétés de réservoir se rencontrent dans la zone 1 et zone 2.

Pour un stade ultérieur, il sera souhaitable de faire une de caractérisation de réservoir par drain, pour avoir des résultats plus précis.

Pour compléter les résultats structuraux obtenus par la présente étude, il semble utile de faire une étude d'imagerie pour identifier les différentes fractures en déterminant leurs types et leurs directions.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques

- BEGHOUL, M.S, Doc diagraphies, IAP Boumerdes. 2014.
- Dahmani.M 2003
- “Final discovery report. Blocks 433a and 416 b Bir Seba”, 2010.
- Fugro. ROBERSTON, "Ordovician and Triassic reservoir review, blocks 433a and 416b, Oued Mya Basin, Algeria", July 2007.
- Ghabezloo. Siavash, Sulem. Jean, Saint-Marc. Jérémie, Evaluation of a permeability porosity relationship, 2009.
- HACINE, Rachid., Doc diagraphies, IAP Boumerdes, 2014.
- HLS Asia Limited, Basic Log Interpretation, 2007.
- IFP Training, Diagraphies différées et interprétation cours, 2010.
- IFP Training, Well log interpretation cours, 2013.
- Mezghache, H, (1989): Cartographie automatique et interprétation géostatistique d'une campagne de prospection géochimique sur sol, application à la zone mercurielle Nord Nummidique (Algérie). These de doctorat de L'INPL, institut national polytechnique de Lorraine, 178p
- O. SERRA, Diagraphies différées (bases de l'interprétation). Tome 1 : "Acquisition des données diagraphiques", Bull, Cent, Rech, Explor, Prod, Elf Aquitaine, 1979, 625 p.
- O.SERRA, Diagraphies différées (bases de l'interprétation), Tome 2 : "Interprétation des données diagraphiques", Bull, Cent, Rech, Explor, Prod, Elf Aquitaine, 1985, 625 p.
- Rapport de prestation de service de laboratoire, " Special core analysis study for PIDC on BRS-6bis " (CRD).
- SCHLUMBERGER, "Basic Log Interpretation", 2006.
- SCHLUMBERGER, "Log Interpretation Charts", 2009.
- SCHLUMBERGER, Séminaires d'interprétation des diagraphies, Hassi Messaoud, 1993, 141p.
- Sonatrach, Divisin Exploration, 2011
- Sonatrach, Divisin Exploration, 2014
- Special core analysis report for petrovietnam investment & development company (PIDC)
- WEC, " Well Evaluation Conférences " - (Rapport inédit), 1995.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- WEC, " Well Evaluation Conférences " - (Rapport inédit), 2005.
- WEC, " Well Evaluation Conférences " - (Rapport inédit), 2007.

Résumé

Le champ pétrolier de Bir Seba se situe au Nord-Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans les blocs 433a et 416b, Il est constitué des formations paléozoïques allant du Cambrien au 'Ordovicien (quartzites de Hamra).

L'étude sédimentologique des deux puits BRS 12 et BRS 23, à travers la description des carottés à prouver la présence de cinq différents faciès « horizontal et vertical », d'après c'est derniers on a conclu qu'il a deux association différents « environnement fluvatile et environnement marin peu profond ».

L'étude des paramètres pétro physiques et statistiques à confirmer que la valeur de la perméabilité la plus grande se trouve au niveau du puits BRS 12 avec une valeur maximale de 4.79 md alors que la valeur de la porosité la plus grande est localisée au niveau du puits BRS 12 est 09 %. Les plus grandes valeurs de saturation en huile se trouvent dans la partie Ouest du gisement au niveau des puits BRS 16(0.56) .

Mots clés : Bir Seba, Carottes, paramètres petophysiques , statistique , Quartzite de Hamra et Sédimentologie.

ملخص

يقع حقل بئر السبع النفطي في شمال غرب حقل حاسي مسعود ، في كتلتين 433 أ و 416 ب ، ويتكون من المعلومات الباليوزويك التي تتراوح بين الكمبريان إلى الأوردوفيسان (كوارتزيت الحمرا).

أظهرت الدراسة الرسوبية للبئرين BRS12 و BRS23 ، من خلال وصف النوى لإثبات وجود خمس مستحاثات مختلفة "أفقية ورأسية" ، وفقا لهذه الأخيرة ، تم التوصل إلى أن هناك ارتباطين مختلفين. "البيئة النهرية والبيئة البحرية الضحلة".

دراسة المعلومات البتروفيزيائية والإحصائية للتأكد من أن قيمة أكبر نفاذية على مستوى بئر BRS 12 بحد أقصى 4.79 md في حين أن قيمة أكبر مسامية تقع على مستوى BRS 12 هو 09 %، توجد أعلى قيم تشبع بالزيت في الجزء الغربي من الرواسب عند BRS 16 (0.56).

الكلمات المفتاحية: بئر السبع ، الجزر ، المعلمات الفيزيائية ، الإحصائيات ، كوارتزيت الحمرا والرواسب.

summary

The Bir Seba oil field is located northwest of the Hassi Messaoud field, in blocks 433a and 416b. It consists of Paleozoic formations ranging from Cambrian to Ordovician (Hamra quartzites).

The sedimentological study of the two wells BRS 12 and BRS 23, through the description of the cores to prove the presence of five different facies "horizontal and vertical", according to it is last it was concluded that it has two different association "Fluvial environment and shallow marine environment".

The study of the petrophysical and statistical parameters to confirm that the value of the greatest permeability is at the level of the BRS 12 well with a maximum value of 4.79 md while the value of the largest porosity is located at the level of BRS 12 well is 09%. The highest oil saturation values are in the western part of the deposit at BRS 16 (0.56).

Key words: Bir Seba, Carrots, peto physical parameters, statistics, Hamra Quartzite and Sedimentology.